



ارائه شده توسط:

سایت ترجمه فا

مرجع جدیدترین مقالات ترجمه شده

از نشریات معتبر

# پخش بار اقتصادی چند دوره ای غیرمتمرکز برای مدیریت بلادرنگ تقاضای

## انعطاف پذیر

**چکیده:** پیدایش فن آوری های شبکه های هوشمند فعال، اجازه ی سطح بی سابقه ای از مشاهده و کنترل در یک سیستم قدرت را خواهد داد. آن ها در ترکیب با تقاضا و ذخیره سازی می توانند اجازه دهند انرژی با کمترین هزینه و اثر زیست محیطی فراهم گردد که با این حال پیش فرض نزول هماهنگی بلادرنگ تقاضای خانوار و صنایع در حوزه توزیع به همراه تولید در حوزه انتقال را دربرگیرد. این، ارتباط تنگاتنگی با تعدیل مسئله عرضه پخش بار اقتصادی دارد که در حال حاضر از قیود (محدودیت های) شبکه توزیع و مشخصات تقاضای انعطاف پذیر محسوب نمی گردد. همواره فرض بر یک فرم اصلاح شده ی مناسب از آن مسئله وجود داشت، با توجه به هردوی الزامات محاسباتی و ارتباطی، راه حل متمرکز آن با جزئیات کاملش قابل جمع آوری نیست. در حالی که در حال حاضر یک حجم زیادی از مقالات در مورد کاربردهای بهینه سازی توزیع در سیستم های قدرت وجود دارد، آن به طور معمول در بخش های کوچکتري از مسئله مدیریت انرژی به طور کلی (به طور مثال، هماهنگ سازی حوزه انتقال و یا مدیریت وسایل نقلیه الکتریکی) اغلب بدون در نظر گرفتن ابعاد کامل آن یا ایجاد هرگونه ارتباط با مکانیزم های بازار انرژی، تمرکز دارد. هدف این مقاله دوقسمتی است:

1) شناسایی یک تقاضای انعطاف پذیر و شبکه توزیع شامل فرمول بندی برای پخش بار اقتصادی (2) ارائه یک راه حل

**واژگان کلیدی:** بهینه سازی توزیع شده، پخش بار اقتصادی، وسیله نقلیه الکتریکی، بازار انرژی، شارش بهینه توان، شبکه هوشمند

### I مقدمه

پخش بار اقتصادی مکانیزم اصلی استفاده شده در یک روش کارآمد اقتصادی برای شناسایی بلادرنگ نقاط کار عملیاتی همه ی دستگاه های کنترل پذیر متصل به سیستم قدرت است. در فرم سنتی اش به طور گسترده

شامل ژنراتورهای (نیروگاه های) متداول متعهد (درمدارقرار گرفته شده)، تولید و تقاضای تجدید پذیر شناخته شده، می باشد و می توانست به خوبی با یک مسئله قطعی که معمولا یک دوره کوتاه زمانی را پوشش می دهد تقریب زده شود. به هر حال این موضوع هنگامی که تقاضای معوقه در نظر گرفته شود به عنوان یک ابزار کسب شده از یک انرژی خریداری شده در زمان حال توسط یک وسیله نقلیه الکتریکی یا یک واحد ذخیره سازی که به قیمت انرژی در آینده وابسته است، تغییر می کند که معمولا توسط واحدهای بزرگ تولید واقع در حوزه انتقال شناسایی می گردد. در حالی که هم اکنون برخی از اپراتورهای سیستم از مکانیزم هایی در پخش بار اقتصادی استفاده می کنند که به 2 ساعت پیش نگاه می کنند [1] که این احتمالا یک دوره کافی از زمان برای برنامه ریزی یک وسیله نقلیه الکتریکی یا یک وسیله ذخیره سازی نیست. همانطور که در مرجع [2] نشان داده شده است، عدم هماهنگی کافی بین تصمیمات انتقال تقاضا و برنامه ریزی تولید می تواند نوسانات قیمت انرژی مزاد را نتیجه دهد. همچنین تقاضای انعطاف پذیر مزاد (عمدتا در فرم وسایل نقلیه الکتریکی) فشار قابل توجهی بر روی زیرساخت موجود توزیع قدرت خواهد گذاشت. در نتیجه تجارت تعدیل<sup>1</sup> (تعدیل سازی شبکه) باید نه تنها قیمت و مقدار بهینه معاملات انرژی برای گام زمانی جاری را شناسایی کند (همانطور که در حال حاضر هست)، بلکه یک گواه خوب از تاثیر انتقال تقاضا بر روی مقدار انرژی در آینده نزدیک را فراهم کند. علاوه بر این، باید قیود (محدودیت ها) و خصوصیات شبکه های توزیع را ادغام کند. به طور کلی ساختار سنتی مسئله پخش بار اقتصادی باید تغییر کند. به طور طبیعی دو سوال اساسی پیش می آید: فرمول بندی (ساختن و نوشتن معادلات) چگونه است و چگونه می توان آن را حل کرد.

#### A. بررسی ساختار مسئله

درواقع تعداد کمی از مقالات مسئله ی تقاضای انعطاف پذیر و هماهنگی تولید را در نظر گرفته اند، اما نه در یک زمینه تجارت تعدیل. رویکردهای متمرکز در مراجع [3] تا [6] بر روی چیدمان واحدهای تولید متمرکز دارند. مرجع [7] یک فرمول بندی محدب شده ی (دارای جواب) قطعی از جریان بهینه قدرت را در حوزه انتقال شامل ذخیره سازی ارائه می دهد. در حالی که ساختار بهینه سازی چنددوره ای مربوط به این مقالات

<sup>1</sup> Balancing market

مسئله مارا پوشش می دهد، روش های حلشان اینگونه نیست. آن ها با توجه به بعد مسئله از طریق تقریب ها و با استفاده از تجمع تقاضاهای حوزه انتقال کار می کنند. بنابراین در نظر گرفتن قیود (محدودیت های) شبکه توزیع غیرممکن است. مشکل ابعاد می تواند با رویکردهای راه حل توزیع شده برطرف گردد. مراجع [8] و [9] طرح ملایم سازی لاگرانژین<sup>2</sup> را بدون هرگونه در نظر گرفتن محدودیت های شبکه ارائه می دهند رویکرد ارائه شده در مرجع [10] این کار را انجام داده است اما تقاضای انعطاف پذیر و یا محدودیت ها را در حوزه توزیع در نظر نگرفته است. بعد از آن نیز در مرجع [11] همینگونه است که یک مکانیزم بروزآوری قیمت را برای بهبود سرعت همگرایی مسئله استاندارد ملایم سازی لاگرانژین پیشنهاد می دهد. به هر حال همگرایی می تواند منجر به پیدایش چند نقطه بهینه گردد و هیچ نشانه واضحی از عملکرد بهتر در مقایسه با سایر روش های توزیع که یک مسئله توسعه داده شده لاگرانژین را تجزیه می کنند، وجود ندارد. یک روش ابتکاری جایگزین برای بروزرسانی قیمت ها همراه با یک طرح ملایم سازی لاگرانژین در مرجع [12] پیشنهاد شده است که شامل تعریف حدود اختیاری برای انعطاف پذیری (آزادی عمل) کاربر واقعی می گردد. در هر حال آن مقاله بر روی هماهنگی دستگاه همراه با یک ریزشبه<sup>3</sup> تمرکز می کند و هماهنگی بعدی با باقی مانده ی سیستم قدرت را در نظر نمی گیرد. مرجع [13] یک ساختار سلسه مراتبی دو سطحی را برای برنامه ریزی وسایل نقلیه الکتریکی پیشنهاد می کند اما محدودیت های شبکه توزیع را شامل نمی گردد. هیچکدام از این شش مقاله طبیعت احتمالاتی (تصادفی) مسئله را در نظر نمی گیرند. بعد عدم قطعیت در مرجع [14] در نظر گرفته شده است که یک رویکرد افق گردشی (چرخشی) را پیشنهاد می کند. این کار به طور طبیعی تجارت تعدیل را پوشش می دهد که هر چند دقیقه پاک سازی می گردد. هر چند که آن کار از یک مدل پخش بار نامتعادل همراه با جزئیات برای شبکه توزیع استفاده می کند اما هماهنگی آن با حوزه انتقال را در نظر نمی گیرد. به علاوه نیاز به چنین مدل هایی با جزئیات بالا برای دوره های زمانی بهینه سازی توجیه پذیر نیست، پس عملیات کمی وجود خواهند داشت، به عنوان مثال بهینه سازی تلفات یا ولتاژ هنگامی که پراکندگی تقاضای وابسته به گره (منظور نقاط تولید یا مصرف است) بالا است. یک ساختار مسئله نزدیک به آنچه که

---

Lagrangian<sup>2</sup>  
Microgrid<sup>3</sup>

مرجع [15] پیشنهاد می دهد یعنی یک مدل زمان-گسسته، با جزئیات مدل سازی سیستم متغیر وابسته به درجه عدم قطعیت، گزینه بهتری به نظر می آید. در هر صورت آن مقاله بر روی چیدمان واحدهای تولید تمرکز کرده است و تقاضای انعطاف پذیر یا محدودیت های شبکه توزیع را در نظر نمی گیرد.

## **B. دستاوردها**

ایده اساسی در پشت این کار این است که هر کاربرد مدیریت انرژی که شامل تعداد قابل ملاحظه ای تقاضای انعطاف پذیر است (و در پی آن انتقال تقاضاها) به صورتی اجتناب ناپذیر ذاتا به تجارت تعدیل انرژی و مسئله پخش بار اقتصادی مربوطه گره خورده است. بنابراین ما به دنبال فراهم کردن یک جواب برای سوالات زیر هستیم که مقالات حاضر به طور کامل آن را مطرح نکرده اند: (1) برای محاسبه (تعیین) تاثیرات تقاضای انعطاف پذیر، پخش بار اقتصادی چگونه باید تغییر کند، (2) تاچه حد منطقی است که محدودیت های توزیع همراه با مسئله پخش بار اقتصادی مدیریت گردد، (3) در سطح ولتاژ پایین، تقاضا چگونه مدیریت گردد و چگونه در پخش بار اقتصادی ارائه گردد (نشان داده شود)، (4) راه حل های غیرمتمرکز چگونه عمل خواهند کرد و چگونه چارچوب کلی مدیریت سیستم قدرت را پوشش خواهند داد. روش های جاری با تکیه بر تکنیک های تجمع برای بخش هایی از سیستم برای اطمینان از انعطاف پذیری (محدودیت کم) محاسباتی به طور بالقوه نشان دهنده عملیات کمتر از حد مطلوب سیستم توزیع یا طراحی آن (سیستم توزیع) هستند به صورتی که ممکن است محدودیت ها (قیود) نادیده گرفته شوند. روش پخش بار اقتصادی پیشنهادی ما و چارچوب مربوط به آن می تواند برای موضوع غلبه کند. در این کار ما به نسخه ساده شده ای از پخش بار اقتصادی نگاهی ویژه می اندازیم و محدودیت های امنیتی در نظر گرفته نمی شوند. دستاوردهای اصلی ما به شرح ذیل هستند:

- ما یک فرمول بندی پخش بار اقتصادی چند دوره ای را پیشنهاد می کنیم که محدودیت های شبکه توزیع و ابعاد تصادفی (احتمالاتی) مربوطه را در نظر می گیرد. این یک مسئله اساسی مدیریت انرژی برای شبکه های قدرت با انعطاف پذیری قابل ملاحظه تقاضا است که تا به حال در ابعاد کاملش در مقالات مرتبط در نظر گرفته نشده است. ما با ترسیم ایده ها از تجربیات رو به جلوی فعلی بازار برق، اصلاحاتی مناسب را برای ساده

سازی مسئله و شدنی (عملی) کردن راه حل به موقع آن پیشنهاد می کنیم. حتی در فرم ساده ی آن، راه حل های توزیع شده به طور بالقوه لازم هستند.

- براساس ملاحظات عملی، ما برپایه یک چارچوب غیرمتمرکز سلسه مراتبی و با استفاده از روش های تجزیه نزدیک مبداء<sup>4</sup> یک راه حل پیشنهاد می کنیم و نتایج را ارائه می دهیم. برخلاف کار قبلی (مرجع [13]) چارچوب ما براساس عناصر احتمالاتی (تصادفی) مسئله نسبت به سطوح ولتاژ است.

- ما فرمول بندی پخش بار اقتصادی خودمان را با یک فرم گسترش داده شده از مدل تجمع پخش بار اقتصادی ارائه شده در مراجع [16] و [17] برای استفاده در نقاطی که تقاضا نمی تواند به طور مطمئن پیش بینی گردد، ترکیب کردیم.

- ما یک چارچوب مرجع را برای مدیریت انرژی پیشنهاد کردیم، فهمیدن اینکه چگونه فرمول بندی پخش بار اقتصادی ما و روش های حل غیر متمرکز می توانند اعمال گردند و نیز شناسایی مشخصات مسئله و خصوصیات زمانی راه حل.

این چهار نکته کاربردهای مدیریت انرژی توزیع شده را در دورنما جمع آوری می کنند و به طور موثر کارهای منتشر شده قبلی را بر روی موضوع گسترش می دهند، به عنوان مثال مراجع [8] و [9] و [13] و [18].

ساختار این مقاله بدین شرح است: بخش II یک فرمول بندی پخش بار اقتصادی متمرکز ایده آل شده را ارائه می دهد. بخش III فرمول بندی های پیشنهادی را توضیح می دهد. بخش IV راه حل غیرمتمرکز را توضیح می دهد. بخش V نتایج را ارائه می دهد و در مورد مسائل مربوط به پیاده سازی عملی بحث می کند. و در نهایت بخش VI نتیجه گیری کلی را ارائه می کند. برای بیانات ریاضی: ما از حروف درشت<sup>5</sup> برای بردارها و ماتریس ها (به عنوان مثال  $\mathbf{z}$ ) و حروف اُریب<sup>6</sup> برای اسکالرها (مثلا  $z$ ) استفاده می کنیم.  $\mathbf{z}_{(x,y)}$  بیانگر درایه  $(x,y)$  از ماتریس  $\mathbf{z}$  است.  $diag\{\mathbf{z}\}$  یک ماتریس قطری را مشخص می کند که درایه های قطری آن درایه

---

Proximal decomposition<sup>4</sup>

Bold<sup>5</sup>

Italic<sup>6</sup>

های بردار  $\mathbf{z}$  هستند. عملگر  $\|\cdot\|_2^2$  مربع نرم اقلیدسی را مشخص می کند و  $\mathbf{z}_{\{x\}}$  یک ماتریس یا اسکالر مرتبط با عنصر  $x$  را مشخص میکند.

## II فرمول بندی مسئله متمرکز ایده آل

براساس مبحث قبلی دو نکته اساسی وجود دارد که باید مورد توجه قرار گیرد:

نکته 1: برای تشکیل پیوند زمانی تقاضای انعطاف پذیر (و نرخ های پلکانی ژنراتور)، در مقایسه با وقتی که یک دستگاه انعطاف پذیر (مثلا یک وسیله نقلیه الکتریکی) برای کنترل در دسترس است (مثلا 8 تا 12 ساعت، در مرجع [19])، بهینه سازی باید حول یک دوره زمانی انجام گردد.

نکته 2: حول یک چنین دوره زمانی، عدم قطعیتی وابسته به تنوعی از عوامل وجود خواهد داشت، از جمله: خروجی تولیدکننده تجدیدپذیر، توان درخواستی توسط تقاضای انعطاف پذیر، نیازمندی های انرژی، و زمان های ورود و خروج وسایل نقلیه الکتریکی (به شبکه).

بنابراین یک راه حل جامع برای توصیف مسئله ما از طریق یک فرمول بندی برنامه ریزی تصادفی چنددوره ای می باشد، که عدم قطعیت از طریق یک مجموعه ای از سناریوها (حالات) که توصیف کننده حالات ممکن سیستم هستند، مدل سازی می گردد. هدف، کمینه سازی (مینیمم سازی) هزینه مورد انتظار (بیان شده به صورت مطلوبیت منفی) برای همه ی سناریوهای ممکن است [10] و [20]:

$$\min_{\mathbf{P}, \mathbf{Q}} \left\{ \begin{array}{l} \overbrace{\sum_{s \in [1, n_s]} \left( \pi(s) \sum_{i \in [1, n_u]} u_{\{i, s\}} \right)}^{f_0} : \\ \mathbf{P}, \mathbf{Q} \in \bigcap_{\substack{i \in [1, n_u] \\ s \in [1, n_s]}} \left\{ \begin{array}{l} C_{g\{i, s\}} \text{ if user } i \text{ is generator} \\ C_{d\{i, s\}} \text{ if user } i \text{ is demand} \end{array} \right\} \\ \bigcap_{\substack{i \in [1, n_u] \\ s \in [2, n_s]}} \left\{ \begin{array}{l} \mathbf{P}(i, s, 1) = \mathbf{P}(i, 1, 1) \\ \mathbf{Q}(i, s, 1) = \mathbf{Q}(i, 1, 1) \end{array} \right\} \bigcap_{\substack{i \in [1, n_n] \\ s \in [1, n_g] \\ t \in [1, n_t]}} C_{n\{i, s, t\}} \cap C_l \end{array} \right. \quad (1)$$

که

$C_d$  : مجموعه قیود توصیف کننده یک بلوک یا دستگاه متقاضی (مصرف کننده)،

$C_g$  : مجموعه قیود توصیف کننده یک ژنراتور (نیروگاه) یا نیروگاه بادی،

$C_l$  : مجموعه قیود خطی که تمام مجموعه های دیگر را کنار هم قرار می دهد،

$C_n$  : مجموعه ای از قیدها که یک شبکه ac (جریان متناوب) را توصیف می کند،

$n_n$  : تعداد نواحی شبکه انتقال و توزیع،

$n_u$  : تعداد مشتری ها (کاربران شبکه) شامل نیروگاه ها (ژنراتورها)،

$n_s$  : تعداد سناریوهای حالات ممکن آینده سیستم قدرت،

$n_t$  : تعداد پله های زمانی در دوره زمانی بهینه سازی،

$u$  : تابع هزینه (با مطلوبیت منفی) مربوط به کاربر/مشتری،

$\mathbf{P}, \mathbf{Q}$  : ماتریس از برنامه ریزی های توان اکتیو و راکتیو با درایه های  $(i, s, t)$  که برنامه

ریزی توان کاربر  $i$  ام را در سناریوی  $s$  و پله زمانی  $t$  بیان می کند.

$\pi$  : احتمال رخداد یک سناریو،

فرمول بندی بالا با فرضیات زیر همراه است:

A1. بازار برق در بازه های زمانی معین پاک سازی می گردد (مثلا هر 15 دقیقه)، و به این ترتیب متغیرها

و قیدهای وابسته به اولین پله زمانی بهینه سازی می توانند قطعی در نظر گرفته شوند. بنابراین تصمیم برای

اولین پله زمانی همان است و برای تمام سناریوها (حالت ها) الزام آور است.

A2. قبل از تعدیل خود بازار برق، مکانیزم های در مدار قرار گرفتن واحدهای تولید، وضعیت عملکرد ژنراتورهای

سنتی را تعیین می کنند (روشن یا خاموش). با این وضع ما با متغیرهای گسسته مربوطه و یا عدم تحدب

های (فضاهای خارج از جواب) هزینه برخوردی نداریم. جریمه های بازار برق برای تخلفات به صراحت در نظر

گرفته نمی شوند، اما می توانند از طریق اضافه کردن ترم های (اجزا) تابع هدف مربوطه در نظر گرفته شوند.



قیدهای معادله (1) به ترتیب موارد زیر را توصیف می کنند: قیدهای کاربر/دستگاه، قیدهای غیرپیش بینانه‌ای که به وسیله فرض A1 نمایان می شوند، و قیود شبکه توزیع.

### A. قیود شبکه

ما فرض را بر این می گذاریم که شبکه به ناحیه هایی تجزیه شده است. یک ناحیه ممکن است قسمتی از شبکه انتقال یا توزیع را بیان کند. سراسر ترین راه برای توضیح یک شبکه دلخواه ac (جریان متناوب) از طریق مجموعه ای از قیدها به صورت زیر است (با در نظر گرفتن اعداد به صورت مختلط):

$$C_{n\{i,s,t\}} = \left\{ \begin{array}{l} \mathbf{S}_{b\{i,s,t\}} = \text{diag} \{ \mathbf{V}_{\{i,s,t\}} \} (\mathbf{Y}_{\{i\}} \mathbf{V}_{\{i,s,t\}})^* \\ \mathbf{V}_{\{i\}} \leq |\mathbf{V}_{\{i,s,t\}}| \leq \overline{\mathbf{V}}_{\{i\}} \\ |\mathbf{Y}_{t\{i\}} \mathbf{V}_{\{i,s,t\}}| \leq \overline{\mathbf{I}}_{t\{i\}} \end{array} \right\} \quad (2)$$

$$C_{n\{i,t\}} = \left\{ \begin{array}{l} u_{i,t} = \sum_{s \in [1, n_t]} (c_{2\{i\}} P_{\{i,s,t\}}^2 + c_{1\{i\}} P_{\{i,s,t\}}) \\ \underline{P}_{\{i,t\}} \leq P_{\{i,t\}} \leq \overline{P}_{\{i,t\}} \quad \forall t \in [1, n_t] \\ \underline{Q}_{\{i\}} \leq Q_{\{i,t\}} \leq \overline{Q}_{\{i\}} \quad \forall t \in [1, n_t] \\ \underline{P}_{\{i,t\}} \leq P_{\{i,t\}} - P_{\{i,t,t-1\}} \leq \overline{P}_{\{i,t\}} \quad \forall t \in [2, n_t] \end{array} \right\} \quad (3)$$

که

$n_b$ : تعداد باس ها (گذرگاه ها)/گره ها در شبکه،

$\mathbf{S}_b$ : بردار توان ظاهری باس با بُعد  $n_b \times 1$ .

$\overline{\mathbf{I}}_t$ : بردار حد جریان خط،

$\mathbf{V}$ : بردار ولتاژ باس با بُعد  $n_b \times 1$  و  $\overline{\mathbf{V}}$  به ترتیب حدود بالا و پایین اندازه ولتاژ بیان می کنند،

$\mathbf{Y}, \mathbf{Y}_t$ : به ترتیب (از چپ به راست)، ادمیتانس باس و ماتریس ادمیتانس جریان خط،

معادلات موجود در  $C_n$  به ترتیب شامل این موارد است: تعادل توان باس، قیدهای اندازه ولتاژ، و قیدهای ظرفیت (ظرفیت خازنی) خط.

### B. قیود تولید

قیود مربوط به یک واحد تولید (نیروگاه) در معادله (3) در زیر نشان داده شده اند، که  $C_2 C_1$  ضرایب هزینه متغیر توان اکتیو است. ترم های سودمندی اضافی می توانند مرتبط با تامین توان راکتیو اضافه گردند.  $P_R$  حدود نرخ صعود است. برای یک ژنراتور سنتی، حدود توان برای هر مقدار اندیس  $s$  با هم برابرند. برای یک ژنراتور تجدیدپذیر حدپایین برابر صفر است و حد بالا با دنبال کردن یک توزیع پیش بینی خطا تغییر می کند (به عنوان مثال در مرجع [21])، درحالی که قید نرخ صعود زائد است.

C. قیود تقاضا

C. قیود تقاضا

قیده‌ها برای تقاضا/دستگاه‌ها در حوزه کاربر در معادله (4) به صورت زیر نشان داده شده اند:

$$C_{d\{i,s\}} = \left\{ \begin{array}{l} u_{\{i,s\}} = \sum_{t \in [1, n_t]} \max \{ c_{1\{i\}} (E_{\{i,s,t\}} - E_{t\{i,s,t\}}), 0 \} \\ \frac{P_{\{i,s,t\}}}{E_{\{i,s,t\}}} \leq \mathbf{P}_{(i,s,t)} \leq \overline{P_{\{i,s,t\}}} \forall t \in [1, n_t] \\ E_{\{i,s,t\}} = E_{\{i,s,t-1\}} + c_c \mathbf{P}_{(i,s,t)} \forall t \in [1, n_t] \\ \frac{E_{\{i,s\}}}{\mathbf{Q}_{(i,s,t)}} \leq E_{\{i,s,t\}} \leq \overline{E_{\{i,s\}}} \forall t \in [1, n_t] \\ \mathbf{Q}_{(i,s,t)} = \mathbf{P}_{(i,s,t)} \tan \phi \forall t \in [1, n_t] \end{array} \right. \quad (4)$$

که

$C_I$ : هزینه جاری ساختن تقاضا (مقدار بار ازدست رفته)،

$C_c$ : احتساب عامل تلفات تبدیل انرژی،

$\emptyset$ : زاویه (فاز) بین توان اکتیو و توان راکتیو،

$E$ : انرژی ذخیره شده در پایان پله زمانی. ما فرض می کنیم  $E_{\{i,s,0\}} = 0$  و اینکه حدود مرزی انرژی به طور مناسبی انتقال (شیفت) داده شده اند.

$E_t$ : نقطه هدف انرژی در یک پله زمانی داده شده. توجه شود که در تعریف، تقاضا به صورت منفی است پس در تابع هدف مواردی که در آن ها انرژی مصرفی از حد مطلوب کمتر باشد جریمه در نظر گرفته می شود.

ما در این کار انواع زیر از تقاضا/دستگاه‌ها را در نظر می گیریم که به اندازه کافی در معادلات بالا مدل سازی شده اند:

تقاضای انعطاف ناپذیر: حدبالای توان باید صفر باشد، و حد پایین باید در سناریوهای مختلف با دنبال کردن یک خطای خاص پیش بینی تغییر کند (تعیین شود). حدود انرژی، زائد هستند، درحالی که همه پله

های زمانی دیگر  $E_{t\{i,s,n_t\}} = \sum_{t \in [1, n_t]} (P_{\{i,s,t\}})$  و صفر است.

انرژی های تجدیدپذیر مقیاس کوچک: یک فرض ساده برای تقاضای منفی وجود دارد (یعنی حدپایین صفر روی توان و  $C_l=0$ ).

وسایل نقلیه الکتریکی: برای یک وسیله نقلیه الکتریکی  $E_t$  نیازمندی های انرژی برای اهداف مسافرتی بیان می کند. اگر وسیله نقلیه متصل نباشد حدود توان برروی صفر تنظیم می گردند. ممکن است برای زمان های اتصال/قطع وسیله نقلیه و نیز نیازمندی های انرژی توزیع های احتمالاتی معمولی یافت شوند، مثلا در مرجع [19]. ما تلفات انرژی خود-تخلیه را برای سیستم های باتری دار مدل سازی نمی کنیم زیرا این ها (تلفات انرژی خود-تخلیه) به طور معمول در طول 24 ساعت به کمتر از 5٪ می رسند [22]، و احتمالا برروی نتایج بهینه سازی یک سیستم وسیع اثرگذار نیستند. براساس مراجع [23] و [24]، ما فرض می کنیم که اکثریت وسایل نقلیه الکتریکی به یک شیوه ی متحد عمل می کنند. دلیل تمرکز برروی این دستگاه های خاص این است که استفاده ترکیبی آن ها احتمالا مسبب اصلی مسائل وابسته به عملکرد شبکه توزیع است. به هر حال انواع دیگری از تقاضاها (مصرف کنندگان) وجود دارد که نقش خودشان را در مدیریت انرژی ایفا می کنند مثلا: ذخیره ساز [خیره سازی برپایه باتری در اصل توسط معادله (4) پوشش داده شده است]، لوازم خانگی مرطوب [25]، سیستم های گرمایش [26]، فرآیندهای صنعتی، و غیره. مدل سازی انعطاف پذیری هر نوع خاصی از دستگاه/مصرف کننده یک کار قابل توجه است که فراتر از اهداف این کار (مقاله حاضر) است. به هر حال فرمولبندی و رویکرد جواب ما کلی است و اضافه کردن مجموعه قیوداضافی و یا توسعه آن هایی که موجودند به راحتی قابل انجام است.

## D جفت سازی قیدها

مجموعه قیدهای متنوعی که در بالا توضیح داده شدند توسط یک مجموعه از قیود خطی به یکدیگر مرتبط

$$C_l = \{C_u U_{\{s,t\}} = 0 \forall s \in [1, n_s], t \in [1, n_t]\}. \quad (5) \quad \text{می شو}$$

بردار  $U$  از الحاق  $\mathbf{P}_{(i,s,t)} \mathbf{Q}_{(i,s,t)} \mathbf{S}_{b\{i,s,t\}}$  و  $\mathbf{V}_{\{i,s,t\}}$  برای همه مجموعه قیدها بدست می آید. درایه های ماتریس  $C_u$  برای برقراری تساوی متغیرهای جفت سازی، مقادیر 1، 0 و -1 را اختیار می کنند. این مجموعه قید با وضوحی بیشتر در پیوست بیان شده است.

## II فرمول سازی و غیرمتمرکز سازی

باید روشن شود که با استفاده از روش های متمرکز، مسئله (1) احتمالا غیرقابل جمع بندی است. با توجه به حل آن، نکات ذیل می توانند ایجاد شوند:

P3. هنگامی که از نقطه نظر هر دستگاه منحصر به فرد، تصمیمات برنامه ریزی انرژی در نظر گرفته می شوند، ممکن است کاهش کافی سناریوی یک سیستم وسیع مقدور نباشد. مثلا در یک UC (شیوه در مدارقرارگرفتن نیروگاه ها). برای مدیریت متغیرها در حوزه توزیع، یک بیان از عدم قطعیت با جزئیات بیشتر می تواند نیاز باشد (مثلا برنامه ریزی وسایل نقلیه الکتریکی در یک فیدر (تغذیه کننده) ولتاژ پایین دارای بار (مصرف کننده) زیاد، به عدم قطعیت های مربوط به شرایط بارگذاری شبکه محلی وابسته است که مدیریت ریزبینانه و کارآمد منابع محلی را طلب می کند. حوزه انتقال به سادگی می بیند که یک فیدر تقریبا توان ثابتی را در طول زمان جذب می کند).

P4. هنگامی که روش های توزیع شده در رابطه با اندازه مسئله می توانند کمک کنند، یک تجزیه سازی مبتنی بر قیمت (مثلا روش مبتنی بر ملایم سازی لاگرانژین) این مفهوم را می رساند که تعداد  $2 \times n_s$  قیمت باید در هر نقطه تجزیه سازی بروز شوند (برای در نظر گرفتن توان اکتیو و راکتیو، دو برابر آنچه که برای ولتاژ در نظر گرفته می شود)، در عین حال، ردیابی اینکه کدام قیمت ها مربوط به کدام سناریو هستند. این مسئله باید به چالش کشیده شود و نیازمندی های قابل ملاحظه ای را در رابطه با پهنای باند ارتباطات و قابلیت اطمینان فراهم آورد.

P5. حتی اگر این ممکن بود که به نحوی از رویه ی سناریوسازی و هماهنگ سازی زیر-مسئله ها از طریق تبادل توزیع های احتمالاتی جلوگیری گردد (برای توان و قیمت)، باید این مفهوم رسانده شود که در هر تکرار

از رویکرد بهینه سازی توزیع شده، مشکلات جریان بهینه توان باید مرتفع گردد. از لحاظ بار محاسباتی، این خیلی واقع بینانه نیست.

با در نظر گرفتن نکات بالا، نیاز به ساده سازی داریم.

### A. ساده سازی مسئله

قبل از ادامه بیشتر، ما یک مفهوم از تجمیع کننده بازار<sup>7</sup> برق تعریف می کنیم، یعنی یک نهاد (ماهیت) که زیرمجموعه ای از قیود (محدودیت ها) را مدیریت می کند. تجمیع کننده بازار برق با بقیه ی سیستم از طریق برنامه انرژی اش در گره های خاص به تعامل می پردازد. ساده سازی ای که ما پیشنهاد می کنیم منجر می شود که تجمیع کننده های بازار برق مجبور به ارائه (تقدیم) یک مقدار توان واحد برای این گره های خاص در هرپله زمانی از دوره بهینه سازی، شوند و برای برابر شدن با مقدار مورد انتظار برنامه ی توانشان تنظیم گردند. از نظر ریاضی این معادل است با جایگزینی مجموعه قید جفت ساز  $C_I$  با

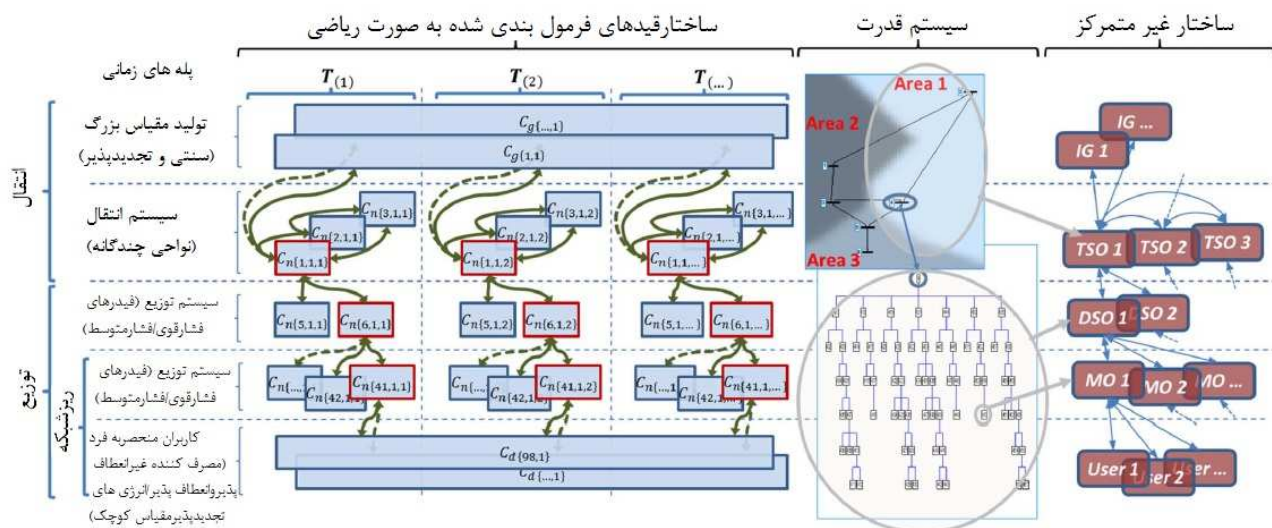
$$C_I^* = \left\{ \begin{array}{l} \overbrace{C_u^{\text{in}} \mathbf{U}_{s,t}^{\text{in}} = 0}^{c_i^{\text{in}}} \\ \forall s \in [1, n_s], \\ t \in [1, n_t] \end{array} \right\} \cap \left\{ \overbrace{C_u^{\text{ex}} \sum_{s \in [1, n_s]} (\pi(s) \mathbf{U}_{\{s,t\}}^{\text{ex}})}^{C_I^{\text{ex}}} = 0} \right\} \quad (6)$$

که  $C_I^{\text{in}}$  به قیود جفت ساز مربوط می شود (قسمتی از  $\mathbf{C}_u$  و  $\mathbf{U}$ ) که به صورت داخلی توسط تجمیع کننده های بازار برق بکار گرفته می شود، در حالی که  $C_I^{\text{ex}}$  به قیود در گره هایی که در آن ها تجمیع کننده های مختلف بازار برق تعامل (فعل و انفعال) دارند، مربوط می شود (قسمت باقی مانده ی  $\mathbf{C}_u$  و  $\mathbf{U}$ ). این موضوع با وضوحی بیشتر در پیوست بیان شده است. این، عناصر اتفاقی زیر-مسئله های تجمیع کننده بازار برق را جداسازی می کند و لیست فرضیات ما را گسترش می دهد:

<sup>7</sup> Market Aggregator (MA)

A3. برای هر پله زمانی تجمیع کننده های بازار برق متصل شده مجبور به ارائه یک مقدار توان واحد در گره های جفت سازشان می گردند. به عنوان یک نتیجه، آن ها از طریق یک قیمت واحد که فرض می کنند یک تخمین خوبی از قیمت دقیق انرژی باشد، تعامل دارند. به علاوه سناریوهای ممکن تنها نیاز به در نظر گرفته شدن توسط هر تجمیع کننده بازار برق به جای کل سیستم دارند. این امر به دنبال استدلال  $P3$  نتیجه می شود و به تجمیع کننده بازار برق اجازه می دهد یک درجه به اندازه کافی بالا از ارائه عدم قطعیت را به صورت محلی نگه دارد، بدون مانع فرآیند حل سیستم وسیع.

ساده سازی پیشنهادی دراصل زیاد با آن چیزی که معمولاً در بازارهای برق رو به جلو انجام می شود تفاوتی ندارد، یعنی مسئله در یک روش نیمه قطعی توسط عبور از قسمت مدیریت عدم قطعیت به بازیکن های بازار، حل می گردد. به طور بالقوه تجمیع کننده های بازار برق می توانند با جریمه های بازار برق برای تخلفات مواجه شوند، که باید محاسبه گردد و براساس یک ارزیابی از نتایج واقعی حل بازار برق اعمال گردد. این ها می توانند از طریق ترم های افزوده به تابع هدف برای هر تجمیع کننده بازار برق و به طور بالقوه به وسیله ی ملایم سازی معادله در  $C_i^{ex}$  برای اجازه دادن به تجمیع کننده بازار برق برای ارائه ی هر برنامه ی مطلوبی، در نظر گرفته شوند. به هر حال طرح اصلی قوانین بازار برق (یعنی محاسبه و کاربرد یک چنین جریمه هایی) خارج از هدف این مقاله است. لازم به ذکر است که باوجود این فرمول سازی، حل این مسئله با یک رویکرد متمرکز با توجه به تعداد قیدها و این حقیقت که هزاران کاربر باید با کنترلر مرکزی ارتباط برقرار کنند، هنوز ممکن نیست. یک راه حل توزیع شده لازم است و تعیین زیرمجموعه های قیدی را که تجمیع کننده های بازار برق باید آن ها را مدیریت کنند، پیش فرض می گیرد.



**شکل 1.** چپ: نمایش الگووار از مجموعه های قید شامل شده. هر بلوک یک مجموعه قید را نشان می دهد. ستون ها و ردیف ها به ترتیب مربوط به پله های زمانی و نوع مجموعه قید هستند. در این جدول یک بُعد سوم وجود دارد به عنوان رونوشت های چندگانه از نوع یکسان قید که ممکن است وجود داشته باشد. (نشان داده شده به وسیله بلوک هایی که در بالای یکدیگر انباشته شده اند. هر خط جهت دار، جفت سازی بین مجموعه ها را نشان می دهد (قسمتی از  $C_l$ ). توجه شود که بلوک ها با قیود زمان-پیوندی، مثلاً تقاضای انعطاف پذیر ( $C_d$ )، چندستون را پوشش می دهند. برای مثال مصور، سه رونوشت از  $C_t$  برای هر پله زمانی در حوزه انتقال وجود دارد. مجموعه قید ناحیه 1 به قیود توزیع باس های 2 و 4، ژنراتورها در باس 2، و دو مجموعه قید دیگر از ناحیه انتقال پیوند خورده است. مجموعه قید شبکه توزیع مربوط به باس 4 به نوبه خود به مجموعه های مختلف قید شبکه ولتاژ پایین و کاربران منحصربه فرد پیوند یافته است. راست: نمایش الگووار از ساختار تجزیه ی اساسی. هر بلوک یک تجمیع کننده بازار برق را نشان می دهد و خطوط جهت دار، جفت سازی و پیوندهای ارتباطی دو جهته مورد نیاز را مشخص می کنند.

### B. ساختار تجمیع کننده بازار برق

ساختار مسئله ی چنددوره ای کلی می تواند در ساختار شبه جدولی شکل 1 تجسم گردد. همانطور که ملاحظه می گردد، مسئله یک ساختار ابتکاری دارد که نشان دهنده این است که چگونه باید تجزیه گردد و نیز نشان دهنده تکرارهای بین زیرمسئله های تولید شده، است. در ابتدا یک تعداد از تجمیع کننده های بازار برق باید قسمت های سیستم انتقال را مدیریت کنند. به این ترتیب ما اپراتور (عملگر) سیستم انتقال را داریم (MATSO) نوعی از زیرمسئله ها که زیرمجموعه های قیود انتقال را مدیریت می کنند. در پیوند با آن ها مسائل اپراتورهای سیستم توزیع هستند (MADSO) که قسمت های یک شبکه توزیع را در یک باس خاص

مدیریت می کنند، و مسائل مربوط به ژنراتورهای بزرگ مستقل (MAIG). حتی در یک سطح پایین تر، یکی می تواند تعداد کمی از گره های ولتاژ متوسط و/یا همه کاربران در یک فیدر ولتاژ پایین مدیریت شده توسط یک اپراتور ریز شبکه (MAMO)، را بیابد. ممکن است مسئله بهینه سازی اولیه به این انواع کلی زیرمسئله تجزیه گردد. در این مرحله ما فرضیات مربوط به رویکرد حل خود را بیشتر گسترش می دهیم:

A4. هر تجمیع کننده بازار برق به یک دستگاه دیجیتال که یک فرمولاسیون زیرمسئله کلی را حل می کند مجهز شده است (در قسمت IV توضیح داده می شود) و ارتباطات لازم را با باقی مانده ی سیستم برقرار می کند. مقادیر و پیش بینی های پارامترهای قید توسط کاربر/تجمیع کننده فراهم می شوند اما در طول اجرای یک بهینه سازی، تغییرات ممکن نیست.

A5. اندازه یک اپراتور ریز شبکه به گونه ای است که عدم قطعیت مربوط به برنامه توان مورد انتظار آن می تواند به طور منطقی کوچک باشد. از یک دورنمای بازاری، این اندازه می تواند مستقیماً از طریق جریمه های تحمیل شده برای تخلفات تعیین شود. به دنبال مرجع [27] ما فرض می کنیم که قیمت گذاری حاشیه ای نیز به اپراتورهای ریز شبکه اعمال می شود.

ما در زیربخش های زیر، رویکرد تجزیه و زیرمسائل مختلف تجمیع کننده بازار برق را ارائه می کنیم.

#### IV تجزیه سازی

مقاله حال حاضر سیستم های قدرت، تنوع وسیعی از مقالات مرتبط با راه حل های توزیع شده در شارش توان یا مسائل مدیریت انرژی را ارائه می دهد. مراجعی مانند مراجع [28] تا [30] با تجزیه شارش بهینه توان در حوزه های انتقال چندتایی مرتبط هستند اما با مسائل خاص تقاضا مرتبط نیستند. یک مرور با جزئیات بیشتر از چنین روش هایی ممکن است در مراجع [18] و [31] یافت شود که نشان می دهند روش های تجزیه نزدیک مبدا (به طور خاص روش جهت-متناوب از ضرب کننده ها-ADMM نامیده می شود) کاندیداهای وعده داده شده برای کاربردهای حال حاضر می باشند. در اصل الگوریتم های مبدائی (عملکرد حول مبدا) همچنین برای مدیریت وسيله نقلیه الكتريك، استفاده می شوند، مثلاً مرجع [32]، اما قیدهای شبکه را شامل

نمی گردند. راه حل غیرمتمه

$$\min_{\substack{\mathbf{z} \in C \setminus C_e^x \\ \mathbf{z} \in C_e^x}} \{f_o(\mathbf{x}) : \mathbf{z} = \mathbf{x}_e\}. \quad (7)$$

بیهی می تواند کارآمد باشد.



ما برای اختصار پیش زمینه ی تئوری را در جزئیات به عنوان اطلاعات مربوطه و ملاحظات همگرایی که در مراجع [18]، [31] و [33] یافت می شوند، ارائه نمی دهیم. برای اشاره، اگر  $x$  یک بردار از همه متغیرهای بهینه سازی باشد و  $\mathbf{X}_e$  زیرمجموعه ی  $\mathbf{X}$  شامل  $C_l^{ex}$  باشد، مسئله اولیه ما می تواند به صورت زیر نوشته شود:

پس ADMM سه مرحله تکراری متوالی را می دهد:

$$\mathbf{x}^{k+1} = \arg \min_{\mathbf{x} \in C \setminus C_l^{ex}} \left\{ \overbrace{f_0(\mathbf{x})}^{\text{cost term}} + \overbrace{\lambda_e^k \mathbf{x}_e}^{\text{price term}} + \overbrace{\rho \|\mathbf{x}_e - \mathbf{z}^k\|_2^2}^{\text{penalty term}} \right\} \quad (8)$$

$$\mathbf{z}^{k+1} = \arg \min_{\mathbf{z} \in C_l^{ex}} \left\{ \|\mathbf{x}_e^{k+1} - \mathbf{z}\|_2^2 \right\} \quad (9)$$

$$\lambda_e^{k+1} = \lambda_e^k + 2\rho (\mathbf{x}_e^{k+1} - \mathbf{z}^{k+1}) \quad (10)$$

که  $\rho$  یک عامل (فاکتور) جریمه است، و  $\lambda_e$  یک بردار سطری از ضرایب لاگرانژ متناظر با قیدهای  $\mathbf{Z} = \mathbf{X}_e$  است. ترم هزینه در معادله (8) تابع هدف مربوط به معادله (1) است، ترم قیمت به ضرایب لاگرانژین وابسته است، در حالی که ترم جریمه به وسیله ی روش تعریف شده است در نقطه بهینه برابر صفر است، و اساساً آن چیزی است که همگرایی ملایم را تضمین می کند. مسائل (8) تا (10) در مورد تجمیع کننده های بازار برق از هم تفکیک پذیرند. لازم به ذکر است که در هر تکرار تبادل فقط اطلاعاتی مورد نیاز است که در برنامه توان هستند. به این ترتیب حریم خصوصی اطلاعات حفظ می گردد و حجم اطلاعات فرستاده شده در هر تکرار خیلی کم است. براساس دستورالعمل های کلی ارائه شده در مرجع [18]،  $\rho$  بر روی یک درصدی (تقریباً 20٪) از یک تخمین از مقدار مورد انتظار ماکزیمم  $\lambda_e$  در نقطه بهینه، تنظیم می شود. به طور کلی یک چنین تخمینی باید از یک حل قبلی پخش بار اقتصادی در دسترس باشد. با توجه به ساختار تجزیه سازی، مشاهدات زیر ممکن است رخ دهند:

P6. با توجه به تجزیه سازی شبکه انتقال: 1) برای مراتب (درجات) بزرگ تجزیه سازی خصوصاً موارد متراکم (شلوغ) و محتمل، همگرایی می تواند کند باشد [18] و [34]، 2) قیدهای احتمالی عموماً شامل شارش بهینه قدرت لزوماً به سادگی تجزیه نمی شوند. بنابراین می توان انتظار داشت که در این سطح، تجزیه سازی به

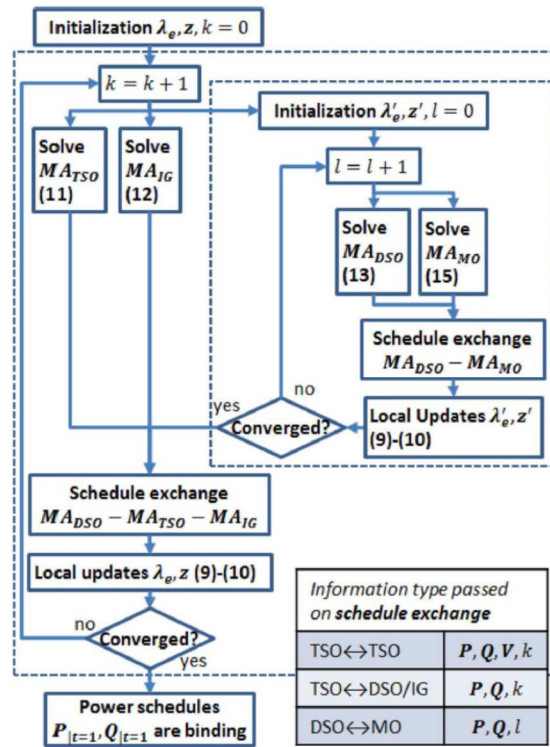
تعداد نسبتاً کمی از نواحی محدود شود، که منجر به این می شود که زیرمسائل اپراتور سیستم انتقال شدیداً محاسباتی باقی بمانند.

P7. به تبعیت از موارد بالا، علاقه مندیم که تا می توانیم تکرارها را در این سطح محدود کنیم (یعنی تعداد مسائل اپراتورهای سیستم انتقال که باید حل شوند). به هر حال با افزایش جدا سازی این ها ملزم به افزایش هستند (یعنی تعداد زیادی از اپراتورهای ریزشبکه) [18]. ضمناً بطور همزمان علاقه مندیم که تقاضا را تفکیک کنیم و آن را تا حد ممکن به صورت منطقی با جزئیات زیاد بیان کنیم. باید توجه داشت که پخش بار اقتصادی، آخرین تلاش برای هماهنگ سازی منابع سیستم وسیع در یک راه حل بهینه اقتصادی است. هر مکانیزم پخش بار/کنترل که دنبال می شود باید به صورت محلی عمل کند و به عنوان یک نتیجه احتمالا در این مفهوم نمی تواند بهینه باشد.

یک روش برای در نظر گرفتن این دو مشاهده، انجام تجزیه سازی در دو مرحله متوالی است [18]:

- سطح اپراتور (عملگر) سیستم انتقال: در ابتدا مسئله به انواع مسائل  $MA_{TSO}$ ،  $MA_{DSO}^*$  و  $MA_{IG}$  تجزیه می گردد. یک مسئله  $MA_{DSO}^*$  شامل همه شبکه توزیع و قیود کاربر (کاربری) یک باس انتقال می شود.
- سطح اپراتورهای (عملگرهای) سیستم توزیع: در این حالت مسئله  $MA_{DSO}^*$  بیشتر به مسئله  $MA_{DSO}$  اصلی شامل اکثر قیود شبکه توزیع و انواعی از مسائل منحصر به فرد  $MA_{MO}$  که شامل همه قیدهای کاربر می شوند، تجزیه می گردد.

با این تجزیه ی دو سطحی، به طور مستقل از درجه جداسازی در سطح اپراتورهای سیستم توزیع، تکرارها در سطح اپراتور سیستم انتقال بی تاثیر باقی می مانند. یک فلوچارت (نمودار گردش) که رویکرد حل را توضیح می دهد در شکل 2 دیده می شود.



شکل 2. نمودار گردش رویکرد بهینه سازی غیر متمرکز. اندیس های  $l, k$  به ترتیب به تجزیه سازی سطح اپراتور (عملگر) سیستم انتقال و اپراتورهای (عملگرهای) سیستم توزیع مربوط می شوند، و برای فعال کردن همگام سازی عامل مشترک ارسال می گردند. فرض براین است که عمل تغییر ولتاژ (توسط Tap Changer) در ترانسفورماتور، ولتاژ بین عملگر سیستم انتقال و عملگر سیستم توزیع را جدا می کند.

ما در زیر، زیرمسائلی را که این روش براساس معادله (8) تولید می کند ارائه می دهیم.

### A. زیرمسائل جداسازی

ما برای هر  $MA_{TSO}$  زیرمسائل ذیل را داریم:

$$\min_{\mathbf{x}_a} \left\{ \begin{array}{l} \overbrace{\lambda_{e:a}^k \mathbf{x}_{e:a}}^{\text{price term}} + \overbrace{\rho \|\mathbf{x}_{e:a} - \mathbf{z}_a^k\|_2^2}^{\text{TSO level penalty}} : \\ \mathbf{x}_a \in C_{t\{a,s,t\}} \cap C_{l:a}^* \quad \forall s \in [1, n_s], t \in [1, n_t] \end{array} \right\} \quad (11)$$

اندیس "a" نشان دهنده زیرمجموعه های متغیرها و مجموعه هایی است که توسط تجمیع کننده مدیریت

می شوند. برای هر  $MA_{IG}$  داریم:

برای هر  $MA_{DSO}$  داریم:

$$\min_{\mathbf{x}_a} \left\{ \begin{array}{l} \overbrace{f_{o:a}(\mathbf{x}_a)}^{\text{cost term}} + \overbrace{\lambda_{e:a}^k \mathbf{x}_{e:a}}^{\text{price term}} + \overbrace{\rho \|\mathbf{x}_{e:a} - \mathbf{z}_a^k\|_2^2}^{\text{TSO level penalty}} : \\ \mathbf{x}_a \in C_{g\{a,s\}} \cap C_{l:a}^* \quad \forall s \in [1, n_s] \end{array} \right\} \quad (12)$$

$$\min_{\mathbf{x}_a} \left\{ \begin{array}{l} \text{TSO level} \\ \text{price term} \\ \lambda_{e:a}^k \mathbf{x}_{e:a} + \rho \|\mathbf{x}_{e:a} - \mathbf{z}_a^k\|_2^2 + \\ \text{DSO level} \\ \text{price term} \\ + \lambda_{e:a}^{l'} \mathbf{x}'_{e:a} + \rho' \|\mathbf{x}'_{e:a} - \mathbf{z}_a^{l'}\|_2^2 : \\ \mathbf{x}_a \in C_{d\{a,s,t\}} \cap C_{t:a}^* \forall s \in [1, n_s], t \in [1, n_t] \end{array} \right\} \quad (13)$$

که علامت " ' " متغیرهای مربوط به گذر از تجزیه سازی سطح عملگر سیستم توزیع را نشان می دهد. در نهایت برای هر MAMO معادله (14) را داریم:

$$\min_{\mathbf{x}_a} \left\{ \begin{array}{l} \text{cost term} \\ f_{o:a}(\mathbf{X}_a) + \lambda_{e:a}^{l'} \mathbf{X}'_{e:a} + \rho' \|\mathbf{X}'_{e:a} - \mathbf{Z}_a^{l'}\|_2^2 : \\ \mathbf{x}_a \in C_{d\{a,s\}} \cap C_{t\{a,s,t\}} \cap C_{t:a}^* \forall s \in [1, n_s], t \in [1, n_t] \end{array} \right\} \quad (14)$$

معادله (14) به طور موثر تنها زیرمسائل تصادفی سختی را بیان می کند که باید حل گردند. باید توجه داشت به علت اینکه قیود شبکه هر لحظه به طور کامل تفکیک پذیر هستند، عملگرهای سیستم انتقال و عملگرهای سیستم توزیع در واقع می توانند  $n_t$  زیرمسئله شبکه خودشان را به صورت موازی حل کنند. زیرمسائل بالا با وضوح (توضیح) بیشتری در پیوست بیان شده اند.

### B. زیرمسائل عملگر (اپراتور) ریزشبکه<sup>8</sup>

با در نظر گرفتن راه حل مسئله عملگر ریزشبکه با تجزیه سازی بیشتر کاربر شخصی، داریم:

P8. با دلایلی یکسان با آن چه که در P3 تا P5 نام برده شد، ممکن نیست تجزیه سازی آسان باشد. به عبارت دیگر، با طرح مسائل سطح ریزشبکه در اندازه خیلی کوچکتر، راه حل های متمرکز ممکن است پذیرفتنی باشند، گرچه برای کار با چارچوب حل غیرمتمرکز به اندازه کافی سریع نباشند.

P9. انتظار می رود اکثر کنترل های در دسترس در سطح کاربر شخصی (کاربری شخصی) در عمل گسسته باشند. یک روش غیرمتمرکز که می تواند با چنین قیدهایی رودررو شود در مراجع [8] و [12] ارائه گردیده است. به هر حال این با عدم قطعیت ها برخوردی ندارد و مشخص نیست چگونه می خواهد به عنوان بخشی از یک رویه ی تجزیه سازی بزرگتر اجرا گردد.

Microgrid<sup>8</sup>

P10. ممکن است هیچ سودواقعی (فایده قابل توجهی) از حریم خصوصی اطلاعات وجود نداشته باشد. کاربران شخصی صورت حساب هایی دریافت می کنند که منعکس می کند که انبوه تقاضای آن ها در چه حد خوب مدیریت گردیده است و به عنوان مثال تمایل به فاش کردن انعطاف پذیری اشان و ابزار واقعی به عملگر ریزشبهه دارند. به علاوه با یک صف آرای (استقرار) مقیاس بزرگ سنجش های هوشمند و اندازه گیری های بلادرنگ، عملگر ریزشبهه می تواند تشخیص دهد که کدام دستگاه ها، به عنوان مثال یک وسیله خانگی، در یک زمان خاص استفاده می شود، حتی اگر قبلا چنین اطلاعاتی مستقیما فاش نشده باشد.

P11. بر روی یک گره (زمانی که به یک یا تعداد کمی از لوازم خانگی نگاه می کنیم)، می توان انتظار داشت که پراکندگی (واریانس) تقاضا در مقایسه با مقدار مورد انتظار<sup>9</sup> (امیدریاضی) آن کاملا بالا باشد. در حضور چنین عدم قطعیتی، در یک هزینه محاسباتی قابل توجه می توان چیزی بیشتر از یک حدس در مورد مقادیر سیستم (ولتاژ، توان، و غیره) داشت. در فرمول بندی در مدار قرار گیری نیروگاه ها (UM) (مثلا در مرجع [15])، در چنین مواردی مدل های خلاصه تر و ساده تر استفاده می شوند. همین مفهوم می تواند بر پخش بار اقتصادی اعمال گردد.

با توجه به نکات بالا، در این کار (مقاله):

A6. ما برای مدیریت کاربران یک رویکرد سه مرحله ای مشابه در اصول با مرجع [16] را استفاده می کنیم که در آن کاربران برای نیازمندی هایشان و تمایلشان برای پرداخت به اپراتور ریزشبهه، در یک حلقه منفرد ارتباط برقرار می کنند و سپس یک مدل تجمیع تقریبی که برای شناسایی تقاضای بهینه جمعی که در هر تکرار شکل 2 استفاده می شود، ساخته می شود. بعد از پاکسازی بازار، اپراتور ریزشبهه تقاضای جمعی را به تقاضاهای شخصی (منفرد یا فردی) می شکند.

A7. مدل تجمیع تقریبی درست قبل از آغاز اجرای یک پخش بار اقتصادی غیرمتمرکز ساخته می شود. بدین ترتیب، زمانی که برای ساخت مدل، مورد نیاز است فقط از چگونگی اندازه گیری ها/پیش بینی های اخیر که

---

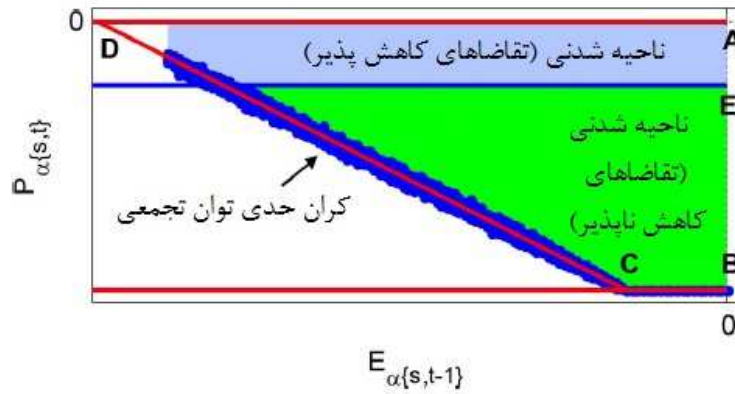
Expected Value<sup>9</sup>

برای ساختن آن استفاده می شوند تأثیرپذیر است و آن هیچ تاثیری بر زمان همگرایی پخش بار اقتصادی نخواهد گذاشت.

مدل تجمیع بایستی به قدر کافی ناحیه شدنی (ناحیه ی دارای جواب) توان تقاضای تجمعی را بیان کند اما همزمان برای حل به قدر کافی سریع باشد. یک رویکرد ممکن برای تجمیع، از طریق تکنیک های مختلف کاهش سناریوها است [5] و [6]. به هر حال تعداد حاصل شده از قیدها هنوز می تواند واقعا بزرگ باشد. یک روش تحلیلی در مرجع [35] ارائه شده است اما فقط حالت شارژ را به عنوان یک متغیر تصادفی در نظر گرفته است. در مرجع [36] یک رویکرد براساس ابتکارات (فن آوری های هوشمند) پیشنهاد شده است اما هنوز هزینه محاسباتی (هزینه یا حجم محاسبات) قابل توجه است. رویکرد دیگر، مدل سازی یک ناوگان از وسایل نقلیه الکتریکی به عنوان یک وسیله نقلیه الکتریکی است [3] که بر اساس امیدهای ریاضی قیود می باشد. در طول خطوطی مشابه، یک مدل تجمیع برای یک ناوگان وسیله نقلیه الکتریکی در مرجع [16] ارائه شده است که حدود (باند های) تمام انرژی ای را که ناوگان می تواند مصرف کند محاسبه و تنظیم کرده است. آن با توجه به توان، یک حد (کران) بالا در نظر گرفته است که شامل قیدهای ظرفیت شبکه است. این مدل در مرجع [17] برای در نظر گرفتن عدم قطعیت ها روی زمان های ورود و خروج وسیله نقلیه الکتریکی گسترش داده شده بود. ما برای یک مقیاس پذیری و سرعت حل عالی، یک فرم اصلاح شده از آن مدل را استفاده می کنیم که هر دوی تقاضای انعطاف پذیر و غیرانعطاف پذیر را ترکیب می کند و اجازه کاهش پذیری تقاضا را می دهد.

### C. تجمیع تقاضای حوزه ریزشبکه

برای ساختن یک مدل تجمیع، ابتدا یک مجموعه از سناریوها توسط نمونه برداری از توزیع های احتمالاتی برای تعیین توان برای تقاضای انعطاف ناپذیر، الزامات انرژی، و دسترس پذیری برای تقاضای انعطاف پذیر (یعنی زمان های ورود و خروج وسیله نقلیه الکتریکی) تولید می شوند. سپس توان تجمعی و کران های انرژی برای هر کدام از آن سناریوها تخمین زده می شوند. اگرچه این کران های توان به طور کلی یک تابع یک به یک از توان تجمعی نیستند، ممکن است در یک محدوده ی نسبتا محدود قرار گیرند، مانند آنچه که در شکل 3 نشان داده شده، و می توانند توسط قیدهای خطی تقریب زده شوند.



شکل 3. مثالی ساده از نمایش کران های توان در پله زمانی 6 برای یک جمعیت تولید شده به طور تصادفی از 100 وسیله نقلیه الکتریکی و مجموعه هایی از برنامه ریزی های شارژ انتخاب شده به صورت تصادفی. این حدود می توانند به طور تقریبی توسط سه قید خطی با  $A(0, \overline{P_{a1}})$  و  $B(0, \underline{P_{a1}})$  مشخص شده از طریق یک فرآیند جستجوی ساده توسط افزایش تدریجی و تخصیص کل انرژی  $C$  و (مجموع کل انرژی ای که می تواند در همه دستگاه های متصل تا آن ساعت ذخیره گردد،  $D(0, \underline{E(0, \underline{P_{a2}})})$  و  $E(0, \overline{P_{a2}})$  با استفاده از امیدهای ریاضی نقاط  $A$  تا  $E$  معادله (14) به شکل معادله (15) در زیر بازنویسی می گردد:

$$\min_{\mathbf{P}_a, \mathbf{P}_c} \left\{ \begin{array}{l} c_a \sum_{t \in [1, n_t]} \mathbf{P}_{c(t)} + \lambda_{e:a}^t [\mathbf{P}_a; \mathbf{Q}_a] + \rho' \left\| [\mathbf{P}_a; \mathbf{Q}_a] - \mathbf{z}_a^t \right\|_2^2 : \\ \underline{E_{a1}\{t\}} \leq E_{a\{t\}} = c_t \mathbf{P}_{a(t)} - \mathbf{P}_{c(t)} + E_{a\{t-1\}} \\ \underline{P_{a1}\{t\}} \leq \mathbf{P}_{a(t)} \leq \overline{P_{a1}\{t\}} \text{ (lines A, B)} \\ u_{1\{t\}} \overline{E_{a\{t-1\}} + u_{0\{t\}} \leq c_t \mathbf{P}_{a(t)} \text{ (line C - D)} \\ \underline{P_{a2}\{t\}} \geq c_t \mathbf{P}_{a(t)} - \mathbf{P}_{c(t)}, \mathbf{P}_{c(t)} \geq 0 \text{ (line E)} \\ \mathbf{Q}_a = \mathbf{P}_a \tan \phi \end{array} \right. \quad (15)$$

که

$\mathbf{P}_a, \mathbf{P}_c$ : بردارهای کاهش سازی و مصرف انرژی تجمعی با ابعاد  $n_t \times 1$ .

$E_a$ : انرژی تجمعی شامل انرژی کاهش یافته.

$\underline{E_{a1}}$ : انرژی تجمعی ای که اگر دیده نشود این مفهوم را خواهد رساند که کاهش یافتنی ها براساس اهداف  $E_t$

مربوط به دستگاه های شخصی محاسبه شده اند..

$\underline{P_{a2}}$ : توانی که اگر کشیده نشود نشان دهنده کاهش یافتنی ها براساس اهداف  $E_t$  و کران های توان دستگاه

های شخصی است.

$\overline{P_{a1}P_{a1}}$  : مینیمم و ماکزیمم توان تجمعی ای که وسایل می توانند بی توجه به ظرفیت انرژی بکشند اما شامل محدودیت های شبکه (با توجه به ظرفیت، ولتاژ افت و خیز، و عدم تعادل های ولتاژ) می گردد. بعدا توسط حل یک مسئله شارش ماکزیمم برای دستگاه های معلوم متصل در هر پله زمانی بدست می آید، یا تقریبا توسط ماکزیمم توان تجمعی ای از شبکه که مشاهده می گردد که در عمل می تواند کشیده شود، تقریب زده می شود.

$C_a$  : هزینه ی میانگین جاری ساختن تقاضا.

$C_l$  : ضریبی در محدوده ی  $[0,1]$  که تلفات را تقریب می زند.

$\phi$  : زاویه (فاز) میانگین توان اکتیو/راکتیو. لازم به ذکر است که اگر قابلیت کنترل توان راکتیو محلی وجود داشته باشد، قید مربوطه می تواند توسط کران های توان راکتیو جایگزین شود.

$u_0, u_1$  : ضرابی که برپایه امیدهای ریاضی  $C$  و  $D$  محاسبه می گردند.

فرآیند بالا می تواند تا زمانی که تغییر قابل توجهی در کران های مورد انتظار مشاهده نگردد یا تا گذران یک زمان خاص، مکررا اجرا گردد. هرچند این مدل برای تعداد کمی از اولین پله های زمانی بهینه سازی می تواند دقیق باشد (با عدم قطعیت محدود تجمعی و انتخاب انرژی تجمعی توزیع شده)، برای پله های زمانی باقی مانده تقریبی از دید محدودیت های توان و مطلوبیت برابر است، چون این ها به حالات منحصر به فرد هر کاربر وابسته هستند و این اطلاعات در تجمیع از بین می روند. ما دوست داریم تاکید کنیم که انتظار نمی رود این مدل یک تصمیم قطعی را روی برنامه ریزی های دستگاه های شخصی (منحصر به فرد) اتخاذ کند. به جای آن انتظار می رود که با بار محاسباتی بسیار کم، یک تخمین به قدر کافی خوب از تزریق توان مورد انتظار ریزشبه به باقی مانده شبکه تولید گردد. این فرمول بندی مفهوم محدود کننده را ندارد. استفاده از مدل های پیچیده تر تا زمانی که مدت زمان محاسبات به طور قابل ملاحظه ای افزایش نیابد، برای پوشش انواع دیگر دستگاه، یا عدم قطعیت و قیود شبکه در جزئیات بیشتر ممکن است (نه بیشتر از حل زیرمسائل موازی عملگر سیستم توزیع).

**V. نتایج و بحث و بررسی**



## A. مورد تست پایه

سیستم مورد تست نسخه ی اندکی اصلاح شده ی سیستم 6 باسه RBTS است، که تنها سیستم مورد تست سازمان IEEE است که شبکه توزیع را شامل می شود (داده ها و شماتیک ها را می توان در مرجع [37] یافت). با توجه به مورد تست ما:

- ما فرض می کنیم که به طور تقریبی 6 کیلووات از تقاضای پیک (حداکثر تقاضا) به یک کاربری مسکونی مربوط است، 30٪ از آن ها صاحب یک وسیله نقلیه الکتریکی هستند، 30٪ از آن ها در آغاز دوره بهینه سازی متصل می شوند. بیشینه توان شارژ وسیله نقلیه الکتریکی 6/6 کیلووات فرض می شود [35]، در حالی که ظرفیت باتری 50 کیلووات ساعت فرض می گردد. اگر تقاضای حاصل از اضافه شدن وسایل نقلیه ی الکتریکی بدون کنترل رها شود ازدحام یا افت ولتاژهای قابل توجهی را در حوزه توزیع به وجود می آورد. به هرحال اگر کنترل گردد شبکه موجود برای رویارویی با الزامات مربوط به انرژی بدون کاهش سازی (کاهش تقاضا) کافی است.

- مدت دوره بهینه سازی به 12 پله زمانی یک ساعته تقسیم می گردد که فرض می شود یک دوره ی کافی نگاه به آینده برای مدیریت وسایل نقلیه الکتریکی است. البته طول پله زمانی می تواند کوچکتر یا متغیر و وابسته به فاصله از پله زمانی اول انتخاب گردد.

- برای نشان دادن توانایی روش در هماهنگ سازی زیرمسائل عملگر سیستم انتقال، شبکه انتقال به 3 ناحیه همانطور که در شکل 1 ملاحظه می گردد تفکیک شد. تقاضا در هر گره توزیع توسط یک تجمیع کننده عملگر ریزشبه مدیریت می شود. این به هرحال محدود کننده نیست، تقاضای (مصرف) گره می توانست توسط اپراتورهای چندتایی ریزشبه مدیریت شود یا که گره های چندتایی می توانست توسط یک اپراتور ریزشبه مدیریت گردد. درکل (فرض براین است که مدل های تجمعی استفاده می شوند) با افزایش تعداد اپراتورهای ریزشبه، می توان انتظار داشت سرعت همگرایی افزایش یابد (تکرارهای کمتر در حوزه توزیع)، اما کیفیت جزئیات مدل سازی از لحاظ دستگاه ها و شبکه توزیع بدتر می شود. درعمل رابطه بین گره های توزیع و تجمیع کننده های اپراتور ریزشبه وابسته به عدم قطعیت است. بررسی این ارتباط براساس اندازه گیری های

واقعی، یک موضوع مورد علاقه خاص است. طبق آنچه که هست، مورد تست ما شامل این موارد می گردد: 3 اپراتور سیستم انتقال، 181 اپراتور ریزش شبکه، و 5 اپراتور سیستم توزیع. ساختن مدل های تجمیع یک دقیقه برای هر اپراتور ریزش شبکه زمان می برد.

- فرض می شود که خطاهای پیش بینی تقاضای انعطاف ناپذیر تصادفی یک توزیع یکنواخت (ud) را دنبال کنند. برای هر وسیله نقلیه الکتریکی که در پله زمانی اول متصل نیست، توزیع های نرمال کوتاه شده (tnd) استفاده می شوند. پارامترهای برگزیده شده (انتخاب شده) در جدول I نشان داده شده اند. این داده ها نمایانگر سطح (اندازه یا مقدار) عدم قطعیت هستند که ممکن است در موقعیت های عملی آشکار گردند (به عنوان مثال داده های مشابه را می توان در مراجع [19] و [38] یافت) و برای اهداف روشننگرایانه (روشن کردن یک موضوع) انتخاب شوند. هر توزیع دیگری که از موقعیت های واقعی خاصی به وجود می آید می تواند به همان اندازه خوب استفاده گردد.

جدول I: پارامترهای انتخاب شده

	distribution	$(\mu, \sigma)$	$[min, max]$
inflexible demand	ud	-	$[-t, t] \cdot 1.5\%$
EV arrival time	tnd	(3,1)	[2,8]
EV departure time	tnd	(12,1)	[7,14]
EV arrival charge state	tnd	(75%, 25%)	[25%, 95%]

زمان مورد نیاز برای یک زیرمسئله برای یک تکرار واحد، مجموع زمان های محاسباتی آن زیرمسئله و تاخیرهای ارتباطات (یعنی زمان مورد نیاز برای برقراری ارتباط برنامه ریزی های انرژی با عاملان دیگر) است، یعنی:

$$t_1 = \sum_k \max\{t_{TSO_1}, t_{TSO_2}, \dots, t_{IG_1}, \dots, t_{DSO_1}^*, \dots\} \quad (16)$$

$$t_{DSO}^* = \sum_l \max\{t_{DSO}, t_{MO_1}, t_{MO_2}, \dots\}. \quad (17)$$

عملگر  $\sum$  نشانه مجموع بر روی همه تکرارهای آن حوزه است. با توجه به اینکه در حال حاضر هیچ استاندارد به طور کامل تکامل یافته ای مرتبط با ارتباطات شبکه هوشمند وجود ندارد، یک مقدار 0/1 ثانیه برای تاخیر فرض می شود. با توجه به نتایج:

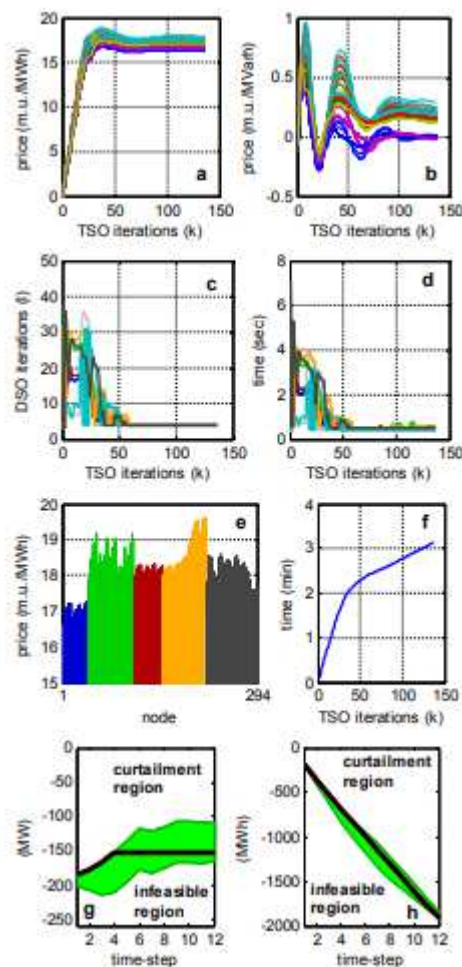
- همانطور که می توان در شکل 4 دید، به لحاظ تکرارهای حوزه انتقال، همگرایی در تقریبا 140 تکرار در حوزه اپراتور سیستم انتقال بدست آمده است. در طول یک چنین تکراری هر مسئله اپراتور سیستم توزیع شماره تکرارهای خودش را درخواست می کند. توجه شود که بعدا به لطف این حقیقت که قیمت های حاشیه ای حوزه اپراتور سیستم انتقال نزدیک مقادیر بهینه شان پایدار می گردند، پیش روی های بهینه سازی به کاهش یافتن تمایل دارند، درحالی که زیرمسائل اپراتور سیستم توزیع نقاط اولیه ی خوبی دارد که توسط تکرار قبلی حوزه اپراتور سیستم انتقال فراهم گردیده اند.

- سیستم شامل 6 باس انتقال و 286 گره توزیع است. این به معنای تقریبا 7-k تعادل قدرت و 3.5-k قید ظرفیت خط است. شماره قیدها برای مسائل اپراتور ریزشبه از مرتبه ی 17k است. با وجود اندازه کوچک سیستم، مسئله ی نتیجه شده، بزرگ است. نتایج، توانایی طرح پیشنهادی را در هماهنگ سازی مدیریت انرژی همراه با یک چارچوب زمانی (در این مورد کمتر از 4 دقیقه) قابل قبول برای کاربردهای بازار برق، نشان می دهند. همانطور که ملاحظه می گردد اولین پله زمانی بهینه سازی با یک زمانی از تقاضای زیاد با مصرف داخلی در نزدیکی ماکزیمم مرتبط است. قسمت انعطاف پذیر تقاضا به سمت ساعات بعدی منتقل می شود. نتیجه نهایی، یک پروفایل (نمای) نسبتا تخت از قیمت و تقاضا است.

لازم به ذکر است اگر به جای شروع هموار [یعنی در معادله (8)،  $\lambda_e^0 = z^0 = 0$ ]، شبیه سازی براساس یک حل از پله زمانی قبلی مقدار دهی اولیه شود، مدت زمان همگرایی می تواند به طور بالقوه می تواند بهبود یابد. پیاده سازی های کارآمدتر الگوریتم های بهینه سازی استفاده شده نیز علاوه بر کار حال حاضر ما ممکن است (انجام شده در نرم افزار MATLAB). برای زیرمسائل بهینه سازی، ما از فرم بسته راه حل ها در صورت امکان استفاده کردیم، در غیر این صورت از الگوریتم اولیه-دوگان نقطه داخلی جداساز موجود در جعبه ابزار بهینه سازی متلب استفاده کردیم. طبیعت تکراری این راه حل توزیع شده می تواند اجازه دهد ابتکاراتی در مدیریت قید که قیدهای نامساوی را که انتظار نمی رود در زیرمسائل فعال شوند حذف می کند، بهبود یابند.

**B. مقیاس پذیری زمانی**

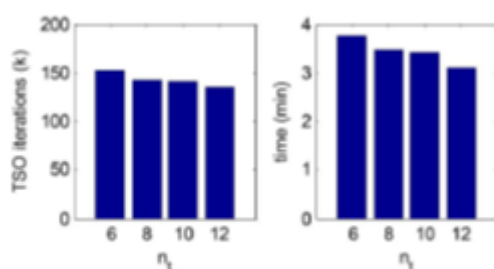
در این بخش، ما اثر دوره نگاه به آینده را از لحاظ همگرایی بررسی می کنیم. براساس مورد تست RBTS 6 باسه یک سری (دنباله) از شبیه سازی ها با یک کاهش تدریجی از تعداد پله های زمانی انجام می شود. نتایج را می توان در شکل 5 ملاحظه کرد. اختلاف های بین زمان همگرایی و تکرارها به دلیل این حقیقت است که چون شماره پله های زمانی تغییر می کند، این ها به طور موثری مسائل بهینه سازی متفاوت با کمی اختلاف در راه حل ها هستند. با این اوصاف، تغییرات در زمان، قابل توجه نیستند. به این دلیل که زیرمسائل اپراتور ریزشبکه (که اندازه شان افزایش می یابد)، به طور موازی با زیرمسائل شدیداً محاسباتی شبکه اپراتور سیستم توزیع که ابعادشان (مقیاسشان) تغییر نمی کند (زیرمسائل شبکه برای پله های زمانی جدید به طور موازی با آن هایی که موجودند حل می شوند)، حل می گردند. نتایج نشان می دهند که افزایش تعداد پله های زمانی بدون هرگونه اثر منفی برروی زمان همگرایی ممکن است



شکل 4. نتایج همگرایی برای IEEE RBTS. (a)-(b) همگرایی قیمت های حاشیه ای توان اکتیو و راکتیو برای هر باس انتقال و همه پله های زمانی. (c)-(d) تکرارها و زمان مورد نیاز برای زیرمسائل اپراتورهای

سیستم توزیع. (e) قیمت های حاشیه ای توان واقعی اولین پله زمانی برای همه گره های سیستم (رنگ مختلف برای گره های متعلق به باس های مختلف استفاده شده است-باس 1 تنها یک مجموعه از ژنراتورها را دارد و شبکه توزیع دیگری ندارد، و به این ترتیب در اینجا به سادگی قابل تشخیص نیست. با توجه به تلفات، قیمت های بالاتری در انتهای فیدرهای توزیع مشاهده می شود (به خصوص در مورد فیدر طولانی 33 کیلوولت باس 6). (f) زمان همگرایی تجمعی برای راه حل کاملا غیرمتمرکز. (g)-(h) برنامه ریزی های انرژی و توان سیستم وسیع و نمونه بیانی از حداکثر کران های مربوطه (ناحیه سایه خورده نشان دهنده عملکرد عادی (نرمال) بدون کاهش یافتگی (کاهش دادن تقاضا) است).

### C. مقیاس پذیری شبکه چالش های پیاده سازی



شکل 5 تاثیر تعداد پله های زمانی  $n_1$  بر روی سرعت همگرایی.

در این بخش، ما سعی در کسب بینشی نسبت به مقیاس پذیری از لحاظ اندازه شبکه داریم. متأسفانه دیتاهایی که یک شبکه بزرگ شامل هردوی انتقال و توزیع را توصیف می کنند در دسترس نیستند. بنابراین ما یک مورد تست اضافه بر پایه شبکه 118 باس IEEE ترتیب می دهیم (داده های پایه در مرجع [39] در دسترس هستند). ما داده های سیستم حوزه انتقال را همانگونه که هست حفظ کردیم، و داده های توزیع را به عنوان رونوشت هایی از فیدرهای RBTS اضافه کردیم، مثلاً برای باس 59 سیستم 118 (277 مگاوات)، سه رونوشت از فیدرهای توزیع باس 3 سیستم RBTS (85 مگاوات) همراه با تقاضای انعطاف ناپذیر که برای عرضه 277 مگاوات، خیلی کم به آن مقیاس داده شده، اضافه شدند. این، یک مسئله با تعداد کل 1024 گره توزیع به همراه داشت، یعنی تقریباً 4 بار بزرگ تر از مورد تست پایه ما. در همه ابعاد دیگر (مثلاً نفوذ وسیله نقلیه الکتریکی)، مورد تست در یک روش مشابه با مورد پایه ساخته شد. با توجه به ساختار تجزیه سازی (جداسازی): شبکه انتقال به عنوان یک منطقه/زیرمسئله در نظر گرفته شد؛ برای باس های دارای شبکه توزیع بزرگ، مجموعه فیدرهایی که به عنوان زیرمسائل مجزا در نظر گرفته شدند (به عنوان مثال برای باس نام برده

شده 59، سه زیرمسئله اپراتور سیستم توزیع معادل هم ایجاد گردیدند) تعداد کل 102 اپراتور سیستم توزیع و 731 اپراتور ریزشبکه را می دهد. همانطور که در شکل 6 ملاحظه می گردد، همگرایی در تقریباً 5/5 دقیقه حاصل می شود.

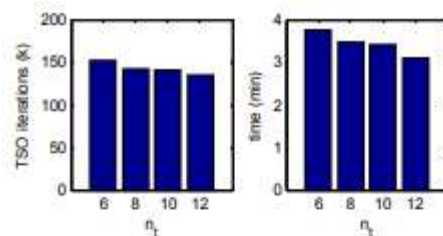
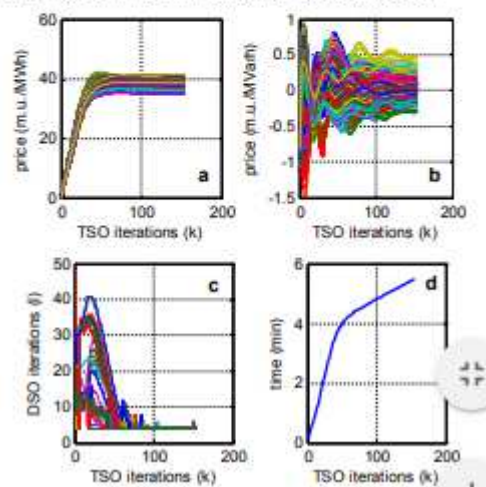


Fig 5. Effect of number of time-steps  $n_t$  on convergence speed.



شکل 6. نتایج همگرایی برای شبکه اصلاح شده 118 باسه IEEE. (a)-(b) همگرایی قیمت های حاشیه ای توان اکتیو و راکتیو. (c) تکرارهای مورد نیاز برای زیرمسائل اپراتور سیستم توزیع. (d) زمان همگرایی تجمعی برای راه حل کاملا غیرمتمرکز.

این افزایش زمان، به علت افزایشی کم در تعداد تکرارهای موردنیاز در هر دو حوزه انتقال و توزیع و نیز اندازه بزرگ تر زیرمسائل معین، بود.

به طور اجتناب ناپذیر هنگام حرکت به سمت سیستم های حتی بزرگ تر، چنانچه زمان حل زیرمسائل شبکه افزایش یابد، زمان کلی همگرایی نیز افزایش می یابد. براساس نتایج ارائه شده، به نظر می رسد روش پیشنهادی برای سیستم های اندازه کوچک یا متوسط مناسب باشد. برای تعیین کاربری آن روی سیستم های بزرگ تر، آزمایشات بیشتری مورد نیاز است با در نظر گرفتن اینکه:

- اگر تاخیرهای ارتباطات چشم پوشی شوند (یعنی تاخیر روی صفر تنظیم گردد)، آن گاه زمان حل برای RBTS-6 و IEEE-118 به ترتیب به 1 و 2 دقیقه کاهش می یابد. تحقیقات بیشتر در رابطه با ساختارهای ارتباطات و تاخیرهای مورد انتظار مدل سازی درواقع یک موضوع مهم است، همانطور که مستقیماً وابسته به موضوع پیاده سازی کارآمد (در نرم افزار و سخت افزار) حل کننده های زیرمسائل بهینه سازی است.
- همچنین بررسی اینکه کارآمدترین روش های حل توزیع شده چه هستند، خصوصاً در حوزه توزیع (بهره برداری بالقوه از ساختار شعاعی خود)، یک موضوع مهم است.
- تجزیه یک شبکه انتقال خیلی بزرگ به حتی یک تعداد کمی از نواحی، می تواند دلالت بر یک حل خیلی سریع تر برای زیرمسائل اپراتور سیستم انتقال داشته باشد، برخلاف یک افزایش در تکرارها (اطلاعات مربوطه را می توان در مرجع [18] یافت). با این حال گنجاندن محدودیت های امنیتی و بررسی روش های کارآمد برای تجزیه آن ها موضوعات کلیدی هستند.

به طور کلی ما می خواهیم تأکید کنیم آنچه که ما در این مقاله ارائه می کنیم مفهوم راه حل اساسی است. قبل از یک کاربرد کامل عملی، چندین تعمیم مورد نیاز است، اما این ها فراتر از هدف یک مقاله واحد است.

## D. هماهنگ سازی

همانطور که در A1 اشاره شد، پخش بار اقتصادی هماهنگ سازی را با مکانیزم های در مدار قرارگرفتن واحدهای تولید، پیش فرض می گیرد. به علاوه این حقیقت که ما نمی توانیم یک تصمیم قطعی با توجه به برنامه ریزی های دستگاه های حوزه ریزش شبکه شخصی (منفرد) به عنوان قسمتی از حل پخش بار اقتصادی کلی داشته باشیم که نشان دهنده این است که یک مکانیزم پخش بار ریزش شبکه اضافه نیاز است. دومی باید در یک وضوح زمانی خیلی سریع تر نسبت به پخش بار اقتصادی عمل کند و باید قادر به فراهم کردن نیازمندی های کاربر باشد، قیود شبکه ریزش شبکه را در دست گیرد، در حالی که راه حل پخش بار اقتصادی را هر چه تنگاتنگ تر دنبال می کند. یک تنوع وسیعی از روش ها در ادبیات (مقالات) پیشنهاد شده است (مثلاً مراجع [12] و [14] و [40] و [41]) که می توانند برای خدمت به این هدف به طور مناسبی تطبیق داده شوند. چارچوب کلی انرژی که ما در این کار تجسم کردیم در شکل 7 نشان داده شده است. بازار برق (از طریق در

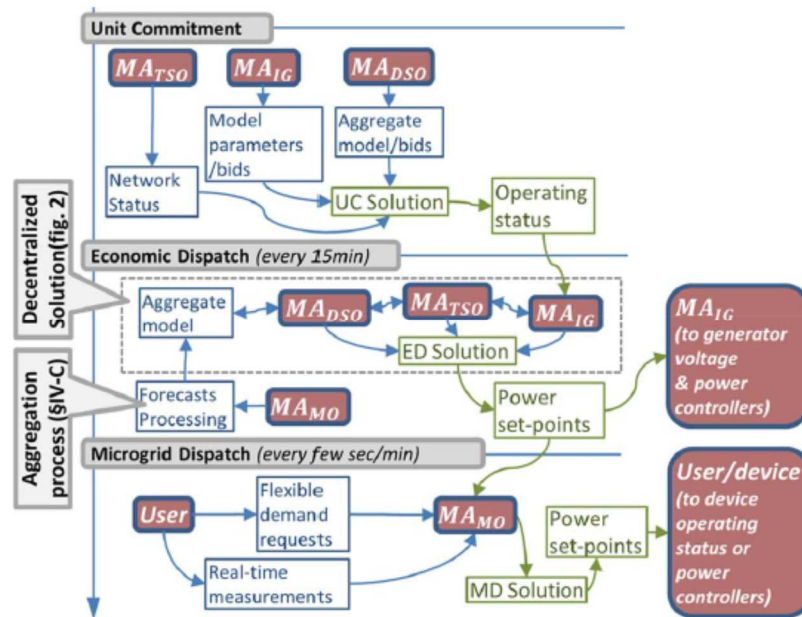
مدار قرار دادن واحد های تولید و پخش بار اقتصادی) برای برقراری هماهنگی در طول زمان و بیشینه سازی مطلوبیت در سرتاسر کل شبکه، به وجود آمده است. پخش بار در حوزه ریزشبکه برای دنبال کردن علامت های پخش بار اقتصادی به سمت بهترین توانایی اش در حالی که نیازمندی های انرژی کاربر را فراهم می کند، به وجود آمده است.

## V. نتیجه گیری

این مقاله یک چارچوب مفهومی برای پخش بار اقتصادی بازار تعدیل بیان کرد که می تواند کارآمد باشد، به مدیریت بلادرنگ بار انعطاف پذیر و منابع سیستم توزیع شده نزدیک باشد. براساس ملاحظات عملی، ما یک فرمول بندی مناسب و رویکرد حل برمبنای یک ساختار ابتکاری تاحدودی غیرمتمرکز شناسایی کردیم به طوری که ریز شبکه به عنوان جزء اساسی در نظر گرفته می شود. روش حاضر شامل جداسازی تقاضا به درجه ای که برای عملکرد معنادار باشد، می شود (برمبنای عدم قطعیت مربوطه) و فواید زیر را فراهم می کند: (1) کیفیت جواب خیلی بهتری را از لحاظ قیدهای شبکه توزیع در مقایسه با رویکردهایی که مدل های تجمعی را درحوزه انتقال استفاده می کنند، فراهم می کند؛ (2) یک بیان دقیق تر از هردوی انعطاف پذیری و محدودیت های وابسته به شبکه از طریق مدل های تجمعی اپراتور ریزشبکه ارائه می دهد؛ (3) ابعاد مسائل پخش بار ریزشبکه را به آنچه که آن ها می توانند در پاسخ به تقاضای شدیداً متغیر در آن حوزه به قدر کافی سریع حل کنند محدود می کند. چارچوب پیشنهادی نوید کاربرد در عمل در آینده را می دهد، همانطور که نتایج شبیه سازی ما نشان می دهد همگرایی با مقدار قابل قبولی از زمان ممکن است. به هر حال تحقیقات خیلی بیشتر در چندین جهت ضروری است. بررسی بیشتر در ارائه مسائل حوزه ریز شبکه و اثرات محدودیت های امنیتی و کاهش تکرارها برای همگرایی از جمله اهداف کلیدی تحقیقات آینده ما هستند.

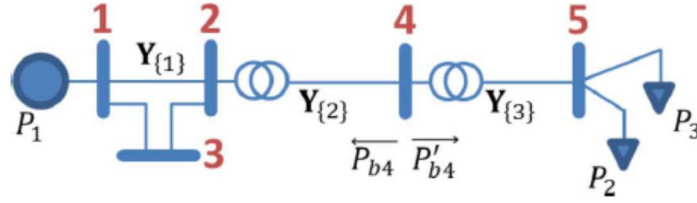
**شکل 7.** چارچوب مفهومی مدیریت انرژی. پیکان ها انتقال اطلاعات را نشان می دهند. این چارچوب و رویکرد حل ارائه شده می تواند برای اخذ قوانین خاص بازار برق و در نظر گرفتن جریمه ها، گسترش داده شود.





## پیوست

ما با استفاده از مثال ساده شکل 8، فرآیند پیشنهادی حل را به وضوح بیان می کنیم. در مثال ما،  $P_1$  یک ژنراتور سنتی و  $P_2$  تقاضای انعطاف ناپذیر با سه سناریوی ممکن (توان بالا/متوسط/پایین)، و  $P_3$  یک مجموعه از وسایل نقلیه الکتریکی با چهار سناریوی ممکن (زمان اتصال زود/دیر و درخواست انرژی زیاد/کم) است. در نتیجه در مجموع 12 سناریوی ممکن برای کل سیستم داریم. بنابراین:  $n_u=3$  ,  $n_s=12$  , و ما  $n_t=8$  تنظیم می کنیم. ما برای اختصار ما فقط قیدهای مرتبط با توان واقعی (اندازه ولتاژ برابر با 1) را ارائه می کنیم و قیدهای ثابت را حذف می کنیم. به این ترتیب مثال ما قیدهای جفت سازی ولتاژ را شامل نمی گردد (توسعه مربوطه آسان است). با توجه به تجزیه سازی، ما  $\mathbf{Z}_{\{t\}} = [\mathbf{P}_{(1,t)}, P'_{b1\{t\}}, P_{b2\{t\}}, P'_{b2\{t\}}]$  و  $\mathbf{Z}'_{\{t\}} = [P_{a\{t\}}, P_{b4\{t\}}]$  قرار می دهیم و  $\lambda_{e\{t\}}$  و  $\lambda'_{e\{t\}}$  را ضرایب لاگرانژ متناظر در نظر می گیریم. قیدهای مبنی بر فرمول بندی متمرکز، ساده سازی مبتنی بر MA (تجمیع کننده بازار برق)، و زیرمسائل مرتبط با MA برپایه معادلات (11) تا (14) هستند.



شکل 8. مثال تجزیه سازی ساده. برای هر باس/گره ما دوبردار توان تعریف می کنیم، مثلاً برای باس 4.

$$P_{b4} + P'_{b4} = 0$$

فرمول بندی متمرکز

ساده شده توسط تجمیع کننده های بازار برق

$$C_{n(1,s,t)} = \begin{cases} \mathbf{P}_{b(1,s,t)} = \text{real}\{\text{diag}\{\mathbf{V}_{(1,s,t)}\}(\mathbf{Y}_{(1)}\mathbf{V}_{(1,s,t)})^*\} \\ \mathbf{P}_{b(1,s,t)} = [P'_{b1(s,t)}, P_{b2(s,t)}, 0]^T \\ \mathbf{V}_{(1,s,t)} = [V_{1(s,t)}, V_{2(s,t)}, V_{3(s,t)}]^T \end{cases}$$

$$C_{TSO} = \bigcap_{t \in [1,8]} C_{n(1,1,t)}$$

$$C_{n(2,s,t)} = \begin{cases} \mathbf{P}_{b(2,s,t)} = \text{real}\{\text{diag}\{\mathbf{V}_{(2,s,t)}\}(\mathbf{Y}_{(2)}\mathbf{V}_{(2,s,t)})^*\} \\ \mathbf{P}_{b(2,s,t)} = [P'_{b2(s,t)}, P_{b4(s,t)}]^T, \mathbf{V}_{(2,s,t)} = [V'_{2(s,t)}, V_{4(s,t)}]^T \end{cases}$$

$$C_{DSO} = \bigcap_{t \in [1,8]} C_{n(2,1,t)}$$

$$C_{g(1,s)} = \begin{cases} u_{(1,s)} = \sum_{t \in [1,8]} (c_{2(t)} P_{(1,s,t)}^2 + c_{1(t)} P_{(1,s,t)}) \\ P_{(1)} \leq P_{(1,s,t)} \leq \overline{P}_{(1)} \\ P_{R(1)} \leq P_{(1,s,t)} - P_{(1,s,t-1)} \leq \overline{P}_{R(1)} \end{cases}$$

$$C_{IG} = C_{g(1,1)}$$

$$C_{n(3,s,t)} = \begin{cases} \mathbf{P}_{b(3,s,t)} = \text{real}\{\text{diag}\{\mathbf{V}_{(3,s,t)}\}(\mathbf{Y}_{(3)}\mathbf{V}_{(3,s,t)})^*\} \\ \mathbf{P}_{b(3,s,t)} = [P'_{b4(s,t)}, P_{b5(s,t)}]^T, \mathbf{V}_{(3,s,t)} = [V'_{4(s,t)}, V_{5(s,t)}]^T \end{cases}$$

$$C_{d(2,s)} = \begin{cases} u_{(2,s)} = c_{1(2)} \sum_{t \in [1,8]} P_{(2,s,t)} \\ P_{(2,s,t)} \leq P_{(2,s,t)} \leq 0 \end{cases}$$

$$C_{MO} = \begin{cases} P_{a(t)} = \sum_{s \in [1,12]} \pi_{(s)} P'_{b4(s,t)} \\ \bigcap_{t \in [1,8]} \bigcap_{s \in [1,12]} C_{n(3,s,t)} \\ \bigcap_{s \in [1,12]} C_{d(2,s)} \\ \bigcap_{s \in [1,12]} C_{d(3,s)} \end{cases}$$

$$C_{d(3,s)} = \begin{cases} u_{(3,s)} = \max\{c_{1(3)}(E_{(3,s,8)} - E_{t(3,s)}), 0\} \\ P_{(3,s,t)} \leq P_{(3,s,t)} \leq 0 \\ E_{(3,s)} \leq E_{(3,s,t)} = E_{(3,s,t-1)} + c_c P_{(3,s,t)} \end{cases}$$

Given that constraints are deterministic, power and voltages have the same values independent of scenario. Thus in the simplified equations index  $s$  is dropped.

The DSO network constraints also simplify to a deterministic problem.

These are the constraints of the generator. They too become deterministic.

The constraints of the low voltage network and the two demand devices combine to the constraints of the MO. This is still a stochastic problem and the MO interacts with the rest of the network through  $P_a$ . Coupled with  $C_{DSO}$  these would correspond to the  $MA_{DSO}$  type of problem.

The coupling constraints may be written as two sets:  $C_l^{ex}$  which is used in the decomposition and  $C_l^{in}$  which is handled internally by the MO.

$$C_l = \begin{cases} [P_{(1,s,t)} - S'_{b1(s,t)}] \\ [P_{(2,s,t)} + P_{(3,s,t)} - P_{b5(s,t)}] \\ [P_{b2(s,t)} + P'_{b2(s,t)}] \\ [P_{b4(s,t)} + P'_{b4(s,t)}] \end{cases} = \mathbf{0}$$

$$C_l^{ex} = \begin{cases} [P_{(1,t)} - P'_{b1(t)}] \\ [P_{a(t)} - P_{b4(t)}] \\ [P_{b2(t)} + P'_{b2(t)}] \\ [P_{b4(t)} + P'_{b4(t)}] \end{cases} = \mathbf{0}$$

$$C_l^{in} = \{P_{(2,s,t)} + P_{(3,s,t)} - P_{b5(s,t)} = 0\}$$

زیرمسائل تجزیه سازی

$$\min_{\mathbf{x}_a(t) \equiv [P_{b1(t)}^k, P_{b2(t)}^k]} \left\{ \sum_{t \in [1,8]} \left( \frac{\text{ترم قیمت}}{[\lambda_{e(t)(2)}^k, \lambda_{e(t)(3)}^k] \mathbf{x}_a(t)} + \rho \|\mathbf{x}_a(t) - [\mathbf{z}_{(t)(2)}^k, \mathbf{z}_{(t)(3)}^k]^T\|_2^2 \right) : \mathbf{x}_a \in C_{TSO} \right\}$$

TSO subproblem based on (11)

$$\min_{\mathbf{x}_a(t) \equiv P_{(1,t)}} \left\{ \frac{\text{ترم هزینه}}{u_{(1,1)}(\mathbf{x}_a)} + \sum_{t \in [1,8]} \left( \frac{\text{ترم قیمت}}{\lambda_{e(t)(1)}^k \mathbf{x}_a(t)} + \rho \|\mathbf{x}_a(t) - \mathbf{z}_{(t)(1)}^k\|_2^2 \right) : \mathbf{x}_a \in C_{IG} \right\}$$

IG subproblem based on (12)

$$\min_{\mathbf{x}_a(t) \equiv [P_{b2(t)}^k, P_{b4(t)}^k]} \left\{ \sum_{t \in [1,8]} \left( \frac{\text{ترم قیمت حوزه}}{\lambda_{e(t)(4)}^k \mathbf{x}_a(1)} + \rho \|\mathbf{x}_a(1) - \mathbf{z}_{(t)(4)}^k\|_2^2 + \frac{\text{ترم قیمت حوزه}}{\lambda_{e(t)(2)}^k \mathbf{x}'_a(2)} + \rho \|\mathbf{x}'_a(2) - \mathbf{z}'_{(t)(4)}^k\|_2^2 \right) : \mathbf{x}_a \in C_{DSO} \right\}$$

DSO subproblem based on (13)

$$\min_{\mathbf{x}_a(t) \equiv P_{a(t)}} \left\{ \frac{\text{ترم هزینه}}{\sum_{s \in [1,12]} (u_{(1,s)} + u_{(2,s)})} + \sum_{t \in [1,8]} \left( \frac{\text{ترم قیمت}}{\lambda_{e(t)(1)}^l \mathbf{x}'_a(t)} + \rho \|\mathbf{x}'_a(t) - \mathbf{z}'_{(t)(1)}\|_2^2 \right) : \mathbf{x}_a \in C_{MO} \cap C_l^{in} \right\}$$

MO subproblem based on (14) – may be approximated based on (15)

این مقاله، از سری مقالات ترجمه شده رایگان سایت ترجمه فا میباشد که با فرمت PDF در اختیار شما عزیزان قرار گرفته است. در صورت تمایل میتوانید با کلیک بر روی دکمه های زیر از سایر مقالات نیز استفاده نمایید:

لیست مقالات ترجمه شده ✓

لیست مقالات ترجمه شده رایگان ✓

لیست جدیدترین مقالات انگلیسی ISI ✓

سایت ترجمه فا ؛ مرجع جدیدترین مقالات ترجمه شده از نشریات معتبر خارجی