

# چارچوبی برای مدیریت تراکم و تسویه انرژی و ذخیره در بازارهای برق چندگانه

علی کریمی ورکانی، حسین سیفی و محمد کاظم شیخ الاسلامی

سعی بر فراهم نمودن امکان دسترسی آزاد تمام بازیگران بازار به شبکه انتقال است، به طوری که هر ناحیه بتواند برای تأمین نیاز خود از منابع ارزان تر انرژی موجود در سایر نواحی بهره مند شود [۱].

یکی از مسایل مهمی که امروزه در شبکه های قدرت مدرن، خصوصاً کشورهای اروپایی مطرح شده، کوپلینگ بازارهای برق است [۲] و [۳]. بر اساس تعریف EMCC<sup>۲</sup>، با حراج ضمنی<sup>۳</sup> تبادلات توان در دو یا چند ناحیه، کوپلینگ بازار به وجود می آید [۴] و پیاده سازی این کوپلینگ می تواند از روش های مختلفی انجام گیرد. به عنوان نمونه، یک نهاد می تواند تبادلات بین دو ناحیه که با قیمت های مجزایی بهره برداری می شوند را مدیریت نماید. با کوپلینگ بازارهای برق که البته درجه های متفاوتی دارد، مسایل مختلفی برای بهره برداران بازار و شبکه های انتقال به وجود می آید. برخی از این مسایل عبارتند از نحوه انجام معاملات بین ناحیه ای و مرزی، مدیریت بازار و هماهنگی بین بازارهای انرژی و انتقال با وجود نواحی مختلف کنترلی و استراتژی پیشنهاددهی بازیگران در بازارهای هم جوار. از این رو یکی از مهم ترین و جدیدترین موضوعات مرتبط با سیستم های چندناحیه ای، طراحی ساختار بازار برق و هماهنگی بهره برداری اقتصادی از این نوع شبکه ها است. در ادامه، تحقیقات اخیر در مورد سیستم های چندناحیه ای و چندبازاری مرور می گردد.

برخی از مقالات مشارکت واحدهای نیروگاهی، توزیع اقتصادی توان و هماهنگی تبادلات شبکه های چندناحیه ای را بررسی کرده اند. در [۵] چارچوب کلی مسأله MA-UCED<sup>۴</sup> ارائه شده است. در این مسأله، انواع قراردادهای سلف، حقوق خرید و فروش و اجباراً در مدار مدل سازی شده است. در [۶] و [۷] مسأله مشارکت واحدهای تولیدی در سیستم های چندناحیه ای با در نظر گرفتن قراردادهای دوجانبه پیشنهاد شده و مسأله با روش برنامه ریزی دینامیکی حل شده است. در [۸] یک روش بهره برداری غیرمتمرکز برای هماهنگ سازی تبادلات بین شرکت های مختلف برق (مناطق مختلف یا کشورهای مختلف) پیشنهاد شده است.

در بازارهای روزفروش که به صورت مرکزی برای یک سیستم سازمان دهی می شوند، فرایند حراج به منظور تسویه انرژی و خدمات جانبی سیستم، به دو روش غیر همزمان (ابتدا انرژی تسویه شده و سپس خدمات جانبی مورد نظر، مانند ذخیره بهره برداری تسویه می گردد) و همزمان انجام می شود. مرجع [۹] جزء اولین مقالاتی است که توزیع اقتصادی انرژی و ذخیره بهره برداری را به صورت همزمان در بازار رقابتی چندناحیه ای به صورت برنامه ریزی خطی پیاده سازی نموده است. در [۱۰] روش جستجوی مستقیم ترکیبی به منظور توزیع اقتصادی همزمان انرژی و ذخیره در یک سیستم چندمنطقه ای پیشنهاد شده و در [۱۱] مدل ذخیره منطقه ای برای بازار زمان-حقیقی ISO New England پیشنهاد شده

چکیده: یکی از موضوعات جدید در شبکه های قدرت مدرن، امکان تبادل اقتصادی انرژی بین بازارهای برق موجود در کشورها یا نواحی مختلف است. این موضوع خصوصاً در کشورهای اروپایی تحت عنوان کوپلینگ بازارهای برق مطرح شده است. در این مقاله، چارچوبی برای مدیریت تراکم شبکه انتقال و تسویه بازارهای برق چندگانه که در آن شرکت کنندگان امکان پیشنهاددهی به صورت همزمان در بازارهای مختلف را از طریق خطوط بین ناحیه ای دارند، پیشنهاد شده است. در این چارچوب، بازارها به صورت مستقل چیدمان انرژی و ذخیره را انجام می دهند و یک نهاد هماهنگ کننده نیز تخصیص ظرفیت شبکه انتقال را بین آنها اجرا می کند. همچنین سه روش برای تسویه همزمان انرژی و ذخیره پیشنهاد و امکان پیاده سازی آنها در شرایط بازارهای چندگانه بحث شده است. برای نشان دادن کارایی چارچوب پیشنهادی، آزمایش روی یک سیستم سه ناحیه ای ۱۵ شینه و سیستم استاندارد ۹۶-IEEE RTS در شرایط سه بازاری انجام و مزیت آن نسبت به روش های دیگر تشریح شده است.

کلید واژه: بازارهای برق چندگانه، بازار انرژی، بازار ذخیره، کوپلینگ بازارها، مدیریت تراکم.

## ۱- مقدمه

شرکت های برق در بسیاری از نقاط جهان در سال های اخیر با مفاهیم تجدید ساختار، خصوصی سازی و دسترسی آزاد به شبکه روبه رو شده اند. در ساختار جدید، منابع تولیدی در انحصار دولت نبوده و امکان انجام فعالیت های اقتصادی به گونه ای مناسب برای تولیدکنندگان انرژی الکتریکی فراهم می شود. مصرف کنندگان نیز گزینه های بیشتری را برای انتخاب پیش روی دارند و می توانند انرژی مورد نیاز خود را از تولیدکننده مطلوب نظر خود خریداری کنند. از طرفی، شبکه های انتقال به عنوان عنصر اصلی و ارتباطی در شبکه های قدرت، نقش بسیار پررنگی در تأمین نیاز مصرف کنندگان دارند. اتصال شبکه ها و نواحی مختلف از سال ها پیش در بسیاری از نقاط دنیا شروع شده است. در محیط بازار برق، تبادل توان بین نواحی مختلف نه تنها با حدود فنی و امنیتی محدود می گردد، بلکه از الگوی تبادل اقتصادی در بازار برق نیز تأثیر می پذیرد. یکی از شاخص هایی که در تبادلات بین نواحی به منظور حفظ امنیت سیستم قدرت بیان می شود، قابلیت در دسترس انتقال<sup>۱</sup> (ATC) است. در محیط رقابتی برق،

این مقاله در تاریخ ۲۵ اردیبهشت ماه ۱۳۹۲ دریافت و در تاریخ ۳۰ آذر ماه ۱۳۹۲ بازنگری شد.

علی کریمی ورکانی، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه تربیت مدرس، تهران، (email: ali.karimi@modares.ac.ir).

حسین سیفی، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه تربیت مدرس، تهران، (email: seifi\_ho@modares.ac.ir).

محمد کاظم شیخ الاسلامی، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه تربیت مدرس، تهران، (email: aleslam@modares.ac.ir).

1. Available Transmission Capacity

2. European Market Coupling Company

3. Implicit

4. Multi - Area Unit Commitment and Economic Dispatch

پیشنهاد شده و در [۲۵] نیز در مورد تخصیص حقوق مالی و فیزیکی شبکه انتقال مرزی<sup>۳</sup> در بلندمدت بحث شده است.

با توجه به مقالات بررسی شده، ساختار بازارهای چندناحیه و مدیریت تراکم در آنها و تبادل انرژی و ذخیره در سیستم‌های چندناحیه‌ای از جمله مسایل مهم در شبکه‌های قدرت مدرن است. در این مقاله، یک چارچوب جدید برای تعامل بازارهای برق چندناحیه مطرح شده که در این چارچوب، بازارهای مختلفی که هر کدام ممکن است مسئول تسویه بازار در یک ناحیه یا بخشی از یک ناحیه و یا حتی چند ناحیه باشند به صورت کاملاً مستقل در نظر گرفته شده‌اند. برای این که بتوان تبادلات اقتصادی را بین نواحی مختلف داشت، امکان این که یک بازیگر بتواند در بازارهای مختلف شرکت کند برقرار شده و بدین منظور، یک نهاد هماهنگ‌کننده برای تخصیص شبکه انتقال (مدیریت تراکم) با هماهنگی بهره‌برداران شبکه انتقال پیشنهاد شده است. هر بازار به صورت محرمانه و با توابع هدف خود می‌تواند چیدمان انرژی و ذخیره را اجرا و نتایج آن را به هماهنگ‌کننده ارسال کند. در صورت اضافه‌بار در شبکه، هماهنگ‌کننده شبکه انتقال را به صورت سهم-محور به هر بازار تخصیص می‌دهد و این روش به صورت تکراری تا رسیدن به نقطه تعادل ادامه می‌یابد. همچنین سه روش برای تسویه هم‌زمان انرژی و ذخیره پیشنهاد و امکان پیاده‌سازی آنها در شرایط بازارهای چندناحیه بحث شده است. برای نشان دادن کارایی چارچوب پیشنهادی، آزمایش بر روی یک سیستم سه‌ناحیه‌ای ۱۵ شینه و سیستم استاندارد ۹۶- IEEE RTS در شرایط سه‌بازاری انجام و مزیت آن نسبت به روش‌های دیگر تشریح شده است.

## ۲- شرح مدل

### ۲-۱ ساختار چندبازاری

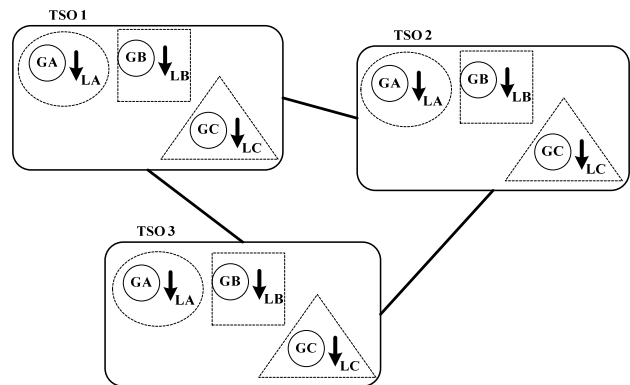
ساختار کلی بازارهای چندناحیه که در یک سیستم چندناحیه‌ای فعال هستند، در شکل ۱ آمده که یک سیستم سه‌ناحیه‌ای فرض شده که بهره‌برداران شبکه انتقال آنها TSO<sub>1</sub>، TSO<sub>2</sub> و TSO<sub>3</sub> می‌باشند (مسئول برقراری امنیت سیستم). سه بهره‌بردار بازار<sup>۴</sup> A، B و C در این سیستم مسئول تسویه بازارهای انرژی و ذخیره هستند و تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان در هر ناحیه می‌توانند به بازارهای مختلف پیشنهاد قیمت و تولید یا مصرف بدهند. به طور مثال در معاملات بازار A (که در شکل به صورت دایره مشخص شده) بازیگران در هر سه ناحیه ۱، ۲ و ۳ فعال هستند. اطلاعات هر بازار محرمانه است و می‌تواند قواعد مخصوص به خود را در تسویه داشته باشد. TSOها اطلاعات شبکه انتقال را دارند و باید به صورت عادلانه شبکه انتقال را مدیریت نمایند.

ساختار چندبازاری فوق برای صنعت برق در آینده نزدیک می‌تواند کاربردی باشد. مثلاً در کشورهای اروپایی ایده‌های اولیه آن پیاده‌سازی شده [۲] تا [۴] و یا در برخی از کشورهای عربی در آینده، پیش‌بینی فروش انرژی به صورت بین‌المللی مطرح شده است [۲۶] و [۲۷].

### ۲-۲ راهکارهای تسویه بازارهای چندناحیه

#### ۲-۲-۱ راهکارهای اولیه

یکی از راهکارهایی که برای تسویه سیستم‌های چندناحیه‌ای و کاپلینگ آنها در بسیاری از مقالات مطرح شده، تسویه سیستم به صورت



شکل ۱: ساختار کلی بازارهای چندناحیه در سیستم چندناحیه‌ای.

است. در این مدل، انرژی و ذخیره به صورت هم‌زمان بهینه می‌شوند و انواع ذخیره‌ها شامل ذخیره گردان ۱۰ دقیقه‌ای، ذخیره غیر گردان ۱۰ دقیقه‌ای و ذخیره بهره‌برداری ۳۰ دقیقه‌ای در نظر گرفته شده است. در [۱۲] مدلی برای تسویه بازار راکتیو در یک سیستم چندناحیه‌ای پیشنهاد شده است. اکثر روش‌هایی که برای تسویه سیستم‌های چندناحیه‌ای ارائه شده‌اند، بر مبنای مدل قیمت‌گذاری گره‌ای یا منطقه‌ای هستند که به صورت یکنواخت برای بار و تولید هر منطقه در نظر گرفته می‌شوند. این روش‌ها نمی‌توانند در سیستم‌هایی که قواعد قیمت‌گذاری پیچیده‌تری دارند (قیمت‌های عرضه و تقاضا در یک ناحیه متفاوت باشد) مورد استفاده قرار گیرند. در [۱۳] یک روش ریاضی برای حل مسأله تسویه بازار انرژی (ذخیره سیستم مدل‌سازی نشده که معادل غیر هم‌زمان بودن تسویه است) در سیستم‌های چندناحیه‌ای که در آن قواعد قیمت‌گذاری به گونه‌ای است که در هر ناحیه قیمت عرضه و تقاضا متفاوت می‌باشد، ارائه گردیده است. مبنای اصلی این مقاله معرفی دو مفهوم قیمت حدی و قیمت ضمنی در شرایطی که بازارها با هم کویل شده‌اند، در یک سیستم چندناحیه‌ای است. قیمت‌های حدی مستقیماً از پیشنهاد شرکت‌کنندگان در بازار مشخص می‌گردند، اما قیمت‌های ضمنی به صورت توابعی از قیمت‌های حدی هستند. در [۱۴] مدل مقاله [۱۳] توسعه داده شده است به طوری که با اضافه‌نمودن مسأله تسویه ذخیره‌های تنظیم و بهره‌برداری، هم‌زمان با تسویه انرژی، مدل کامل‌تر شده است.

با کویل شدن بازارهای مختلف، تعامل بهره‌برداران بازار و بهره‌برداران شبکه انتقال<sup>۱</sup> (TSOها) در تسویه بازار اهمیت دارد و این تعاملات بستگی به هماهنگی هر یک از این نهادها در نواحی مختلف دارد. کیفیت کاپلینگ بازارها ممکن است در محدوده وسیعی تغییر کند [۳] و [۱۵]. در [۱۶] و [۱۷] ارزیابی اولیه به منظور ایجاد کاپلینگ بازار بین دانمارک شرقی و آلمان و ارزیابی سازوکارهای حراج انجام شده و در [۱۸] نیز نحوه اتصال بازار در شرق دانمارک و آلمان (Kontek Cable) مورد بررسی قرار گرفته است. در [۱۹] اهمیت هماهنگ‌سازی قیمت‌ها در بازارهای کویل شده بررسی گردیده و در [۲۰] مسأله مدیریت تراکم در شرایط کویل بازارها در یک سیستم ساده شش‌شینه انجام شده است. در [۲۱] مسأله معاملات مرزی بین نواحی با توجه به درجه هماهنگی بین بازارهای انرژی و انتقال و TSOهای مختلف تحلیل شده است. در [۲۲] و [۲۳] امکان پیشنهاددهی شرکت‌کنندگان در بازارهای برق مختلف بررسی و تخصیص انرژی و شبکه انتقال بین بازارها انجام شده است. در [۲۴]، مدلی غیر متمرکز برای مدیریت تراکم تبادل‌های چندناحیه<sup>۲</sup> در بازار سلف

3. Cross-Border

4. Market Operator

1. Transmission System Operator

2. Multilateral Transactions

می‌توان MO، PX<sup>۱</sup> (که مثلاً در اروپا فعال است)، یک کارگزار بازار<sup>۲</sup> و یا حتی یک TSO که وظایف بازاری نیز دارد، بسته به قوانین فرض کرد. در این مقاله، مسئول اجرای بازار را MO می‌نامیم و هماهنگ‌کننده نیز مسئول هماهنگی بازارها برای حفظ امنیت سیستم است. با توجه به این که در این مقاله، هدف ارائه چارچوب کلی بازارهای چندگانه است، از مدل پخش بار DC استفاده می‌شود و بنابراین هماهنگ‌کننده تنها قیود بارگذاری شبکه را چک می‌کند. روابط (۱) تا (۷) مدل‌سازی بازار  $m$  (MO<sub>m</sub>) را که به عنوان نمونه با تابع هدف کمینه‌سازی هزینه بازار (بیشینه‌سازی رفاه اجتماعی)، تسویه انرژی و ذخیره بهره‌برداری را انجام می‌دهد، نشان می‌دهند

$$\min_{pg_{i,u}^m, rg_{i,u}^m, pl_i^m} \left\{ \sum_i \{c_{i,u}^m \cdot pg_{i,u}^m + \gamma_{i,u}^m \cdot rg_{i,u}^m\} - \beta_i^m \cdot pl_i^m \right\} \quad (1)$$

$$\sum_i \sum_u pg_{i,u}^m = \sum_i pl_i^m \quad (2)$$

$$0 \leq pg_{i,u}^m \leq pg_{i,u}^{\max,m} \quad (3)$$

$$0 \leq rg_{i,u}^m \leq rg_{i,u}^{\max,m} \quad (4)$$

$$0 \leq pg_{i,u}^m + rg_{i,u}^m \leq pg_{i,u}^{\max,m} \quad (5)$$

$$0 \leq pl_i^m \leq pl_i^{\max,m} \quad (6)$$

$$\sum_i \sum_u rg_{i,u}^m = R^m \quad (7)$$

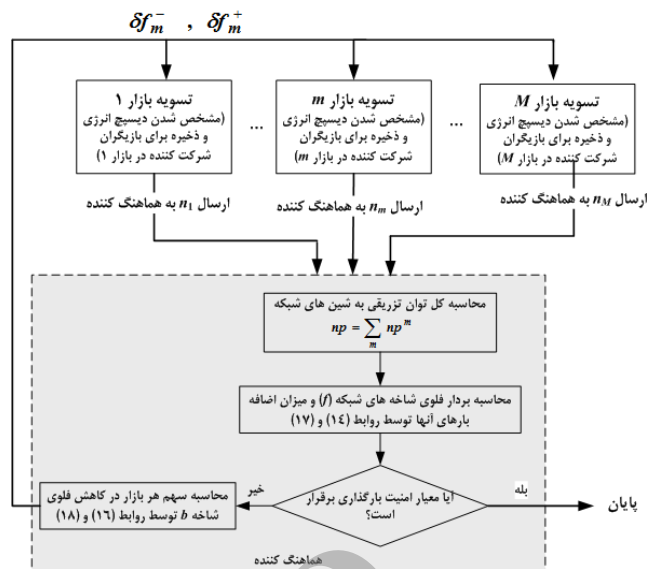
در روابط بیان‌شده  $i$  اندیس شین‌های شبکه،  $u$  اندیس واحد ژنراتوری بر روی شین  $i$ ،  $c$  و  $\gamma$  به ترتیب قیمت پیشنهادی فروش انرژی و ذخیره بهره‌برداری ژنراتورها،  $\beta$  قیمت پیشنهادی خرید انرژی توسط بارها و  $pg$ ،  $rg$  و  $pl$  به ترتیب توان تولیدی واحد ژنراتوری، ذخیره بهره‌برداری واحد ژنراتوری و توان بار هستند که به عنوان متغیرهای تصمیم‌گیری هر یک از بازارها مد نظر می‌باشند.  $R^m$  نیز ذخیره مورد نیاز هر بازار است که البته در مورد مقدار آن در بخش ۳، روش‌هایی پیشنهاد می‌شود.  $pg_{i,u}^{\max,m}$  (یا  $pl_i^{\max,m}$ ) مقدار بیشینه پیشنهادی توان تولیدی در شین  $i$ ام (یا مصرفی) به بازار  $m$  و  $rg_{i,u}^{\max,m}$  نیز مقدار بیشینه پیشنهادی ذخیره ژنراتورها در شین  $i$ ام به بازار  $m$  است. توان تزریق‌شده ( $np$ ) به شین  $i$ ام توسط بازار  $m$  به صورت (۸) بیان می‌شود

$$np_i^m = \sum_u pg_{i,u}^m - pl_i^m \quad (8)$$

رابطه فوق را می‌توان به صورت برداری  $np^m = pg^m - pl^m$  نیز بیان کرد (اندازه بردار به اندازه تعداد شین‌های شبکه است) و کل توان تزریق‌شده به شین‌های شبکه توسط همه بازارها را می‌توان به صورت بردار (۹) بیان کرد

$$np = \sum_m np^m = \sum_m (pg^m - pl^m) \quad (9)$$

برای تعیین هم‌زمان فلولی شاخه‌های سیستم و قیمت محلی هر بازار در هر یک از شین‌های شبکه، می‌توان از مفهوم ماتریس تلاقی<sup>۳</sup> (IM) شین و شاخه‌های سیستم استفاده نمود. درایه‌های ماتریس تلاقی می‌تواند ۰، ۱- و ۱ باشد و تعداد سطرها و ستون‌های آن به ترتیب تعداد شین‌های



شکل ۲: تعامل هماهنگ‌کننده و بازارهای چندگانه برای مدیریت تراکم.

یکپارچه است به طوری که قیود ناحیه‌ای برآورده شوند. از جمله مشکلات این روش، بالا رفتن هزینه‌های برخی از بازارها نسبت به حالت ایزوله کامل و مستقل نبودن فعالیت‌های آنها و مزیت این روش نیز بیشینه‌شدن رفاه اجتماعی کل سیستم است. در این روش معمولاً قیود انتقال هم‌زمان با تسویه انرژی لحاظ می‌شود.

یکی دیگر از روش‌هایی که می‌توان برای تبادلات بین‌ناحیه‌ای در شرایط چندبازاری مطرح نمود، ایزوله‌بودن بازارها از هم و تبادل انرژی از طریق قراردادهای دوجانبه است. در این روش، اولاً از ظرفیت شبکه بین‌ناحیه‌ای استفاده بهینه نمی‌شود و بازیگران فرصت کسب درآمد بیشتر را از دست می‌دهند. ثانیاً در صورتی که شبکه انتقال بین ناحیه‌ای از مش‌های زیادی برخوردار باشد، مدیریت تراکم شبکه مشکل خواهد بود.

### ۲-۲-۲ راهکار پیشنهادی

راهکار پیشنهادی برای بازارهای چندگانه در این مقاله به گونه‌ای است که نهاد هماهنگ‌کننده برای مدیریت تراکم شبکه چندناحیه‌ای ایجاد می‌گردد. البته این نهاد هماهنگ‌کننده با همکاری TSO ها، دسترسی به اطلاعات شبکه انتقال دارد و در تعامل با بازارهای مختلف، امنیت شبکه را حفظ می‌کند. هر بهره‌بردار بازار یا MO به صورت کاملاً مستقل و محرمانه، بدون در نظر گرفتن محدودیت‌های شبکه، بازار انرژی و ذخیره را تسویه می‌کند و نتایج آن (توان تزریقی به شین‌های شبکه) را به صورت هم‌زمان با سایر بازارها برای هماهنگ‌کننده ارسال می‌کند. هماهنگ‌کننده امنیت سیستم را بررسی کرده و در صورتی که در شاخه‌ای از شبکه (خطوط، ترانسفورماتورها و سایر عناصر سری سیستم) اضافه‌بار رخ دهد، آن شاخه را به صورت عادلانه (به نسبت سهم هر بازار از آن شاخه) بین بازارها تقسیم می‌کند تا اضافه‌بار حل شود. تخصیص ظرفیت شاخه‌های دارای اضافه‌بار از طریق اعمال قیود اضافه به بازارها اعلام می‌گردد. به این ترتیب، دوباره بازارها بر اساس تخصیص ظرفیت معین شده، اجرا شده و نتیجه را به هماهنگ‌کننده ارسال می‌کنند که این بازی تا رسیدن به نقطه تعادل ادامه می‌یابد (روندنامی راهکار پیشنهادی در شکل ۲ آمده است).

### ۳-۲ مدل‌سازی بازارهای چندگانه

هر یک از بازارها برای خود توابع هدف و قیودی دارند که ممکن است با هم متفاوت باشد. در حالت کلی، مسئول اجرای هر یک از بازارها را

1. Power Exchange
2. Broker
3. Incidence Matrix

تزریقی کلیه MOها به شین‌های شبکه و اطلاعاتی که از ساختار شبکه دارد، بردار فلوی شاخه‌ها را محاسبه می‌کند ( $f$ ). در صورتی که در شاخه  $b$  اضافه‌بار در جهت شاخه وجود داشته باشد ( $f_b > f_b^{\max}$ )، هر بازار باید به اندازه سهمی که در اضافه‌بار شاخه مورد نظر دارد، در مرحله بعد بارگذاری را کاهش دهد. میزان کاهش بارگذاری در شاخه مورد نظر توسط بازار  $m$  را با  $\delta f_{b,m}^-$  نشان می‌دهیم

$$\delta_b = f_b^{\max} - f_b = \sum_m \delta f_{b,m}^- \quad (14)$$

بنابراین کل مقدار کاهش بارگذاری توسط بازارها ( $\sum_m \delta f_{b,m}^-$ ) برابر میزان بارگذاری غیر مجاز ( $\delta_b$ ) است. برای تکرار بعد، فلوی جدید شاخه  $b$  در بازار  $m$  باید از (۱۵) پیروی کند. فلوی شاخه  $b$  در بازار  $m$  در تکرار قبلی است

$$f_b^m \leq \hat{f}_b^m - \delta f_{b,m}^- \quad (15)$$

به طور کلی سهم هر بازار در کاهش فلوی شاخه  $b$  از (۱۶) به دست می‌آید

$$\frac{\delta f_{b,m}^-}{\sum_m \delta f_{b,m}^-} = \frac{\hat{f}_b^m}{\sum_m \hat{f}_b^m} \quad (16)$$

در صورتی که اضافه‌بار در خلاف جهت شاخه باشد ( $f_b < -f_b^{\max}$ )، می‌توان روندی مشابه طی نمود. میزان تغییر بارگذاری در شاخه مورد نظر توسط بازار  $m$  را با  $\delta f_{b,m}^+$  نشان می‌دهیم

$$\delta_b = -f_b^{\max} - f_b = \sum_m \delta f_{b,m}^+ \quad (17)$$

برای تکرار بعد، فلوی جدید به صورت  $f_b^m \geq \hat{f}_b^m + \delta f_{b,m}^+$  به دست می‌آید که  $\delta f_{b,m}^+$  از (۱۸) به دست می‌آید

$$\frac{\delta f_{b,m}^+}{\sum_m \delta f_{b,m}^+} = \frac{\hat{f}_b^m}{\sum_m \hat{f}_b^m} \quad (18)$$

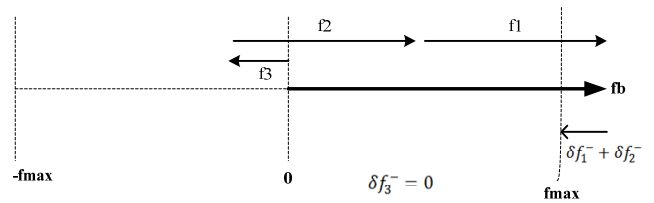
روندنمای تعامل هماهنگ‌کننده و بازارهای چندگانه (MOها) برای مدیریت تراکم در شکل ۲ آمده و این تعامل به صورت تصمیم‌گیری تکراری است و در نهایت به نقطه تعادل همگرا می‌شود. بنابراین برای بازار  $m$  علاوه بر روابط تسویه (به عنوان نمونه، (۱) تا (۷) و (۱۰) و (۱۱))، قیود اضافه (۱۹) و (۲۰) نیز برای شاخه‌هایی که دچار اضافه‌بار شده‌اند (از تکرار دوم به بعد) از طرف هماهنگ‌کننده به بهره‌بردار بازار ارسال می‌گردد

$$f_b^m - \hat{f}_b^m \leq -\delta f_{b,m}^- \quad , \quad b = 1, 2, \dots \quad (19)$$

$$f_b^m - \hat{f}_b^m \geq \delta f_{b,m}^+ \quad , \quad b = 1, 2, \dots \quad (20)$$

ذکر این نکته ضروری است اگر یک یا چند بازار در خلاف جهت یک شاخه دارای اضافه‌بار بتوان عبور دهند،  $\delta f_{b,m}^-$  یا  $\delta f_{b,m}^+$  برای آنها صفر خواهد بود زیرا به هماهنگ‌کننده در مدیریت تراکم کمک می‌کنند و دلیلی برای دورکردن آنها از نقطه بهینه وجود ندارد. به عنوان مثال در شکل ۳، نقش سه بازار در فلوی یک شاخه ( $f_b$ ) نشان داده شده است ( $f_b = f_1 + f_2 + f_3$ ). هماهنگ‌کننده، تنها از بازارهای ۱ و ۲ درخواست کاهش بارگذاری را در تکرار بعد دارد و قیدی برای بازار ۳ اعمال نمی‌کند. به طور کلی برای شاخه‌های شبکه یکی از سه حالت زیر وجود دارد:

- (۱) هرگز اضافه‌بار پیدا نمی‌کنند.
- (۲) ظرفیتشان به طور کامل استفاده می‌شود ( $\delta_b = 0$ ).



شکل ۳: مثالی برای نشان دادن فلوی خلاف جهت بارگذاری.

شبکه و تعداد شاخه‌های شبکه است. درایه‌های ماتریس تلاقی در صورتی که یک شاخه از شین خارج شود، ۱، به شین وارد شود -۱ و اگر ارتباطی با شین نداشته باشد صفر است. فلوی شاخه‌ها ( $f_b^m$ ) و قیمت شین‌های شبکه ( $LMP_i^m$ ) توسط بازار  $m$  ام با (۱۰) و (۱۱) مشخص می‌گردد.  $b$  اندیس شاخه‌های شبکه،  $f^m$  بردار فلوی شاخه‌های شبکه توسط بازار  $m$ ،  $x_b$  راکتانس شاخه  $b$  ام و  $\theta^m$  بردار زاویه شین‌های شبکه است (زاویه شین اسلک صفر است)

$$np^m = IM \times f^m \perp LMP_i^m \quad (10)$$

$$IM \times \theta^m = \sum_b x_b \times f_b^m \quad (11)$$

## ۲-۴ نقش هماهنگ‌کننده در مدیریت تراکم

با توجه به این که در فرایند تسویه هر بازار، بازیگران نواحی مختلف حضور دارند، مدیریت تراکم شبکه اهمیت زیادی دارد. در صورتی که بازار  $m$  بخواهد قیود محدودیت بارگذاری را لحاظ کند، (۱۲) به مسأله اضافه می‌شود (به (۱) تا (۷)).  $f^{\max}$  بردار محدودیت بارگذاری شاخه‌های شبکه و  $m^-$  نشان‌دهنده سایر بازارها به جز  $m$  است

$$-f^{\max} \leq f^m + \sum_{m^-} f^{m^-} \leq f^{\max} \quad (12)$$

در این شرایط، بازار  $m$  باید بر اساس نتایج اعلام‌شده توسط بازارهای دیگر در تکرارهای قبلی، بهینه‌سازی جدید را انجام دهد. هرچه تعداد بازیگران از نواحی مختلف بیشتر باشد و یا شبکه چندناحیه‌ای دارای مش‌های بیشتری باشد، این استراتژی ناکارآمدتر خواهد بود و در واقع تعداد تکرارهای حل مسأله به شدت افزایش می‌یابد. همان‌طور که قبلاً در بخش ۲-۲-۱ اشاره شد، روش دیگر این است که یک هماهنگ‌کننده بر اساس توافق TSOهای نواحی ایجاد گردد و مسئول بهینه‌سازی کل بازارها با حفظ قیود ناحیه‌ای گردد (کوپلینگ یکپارچه) و در واقع هماهنگ‌کننده (۱۳) را حل نماید

$$\min_{pg,rg,pl} \sum_m (\text{obj. fun.})_m \quad (13)$$

subject to: total system constraints

روش کوپلینگ یک‌پارچه گرچه از دید کل سیستم مطلوب است و رفاه اجتماعی کل سیستم را بیشینه می‌کند اما برخی از بازارها فرصت رفاه اجتماعی بیشتر را از دست می‌دهند و ممکن است همواره به این شرایط راضی نشوند.

بر اساس توضیحات فوق و ضرورت استقلال بازارها و محرمانه‌بودن اطلاعات بازارها، نقش هماهنگ‌کننده تنها برای مدیریت امنیت سیستم و نه برای مشارکت در تسویه بازارها قابل توجه است. چارچوب پیشنهادی برای بازارهای چندگانه در این مقاله به این شکل است که ابتدا هر بازار بر اساس توابع هدف و قیود خود تسویه انرژی و ذخیره را انجام می‌دهد و نتایج را در قالب توان تزریق‌شده به هر شین به هماهنگ‌کننده اعلام می‌کند (همه بازارها به صورت هم‌زمان). هماهنگ‌کننده بر اساس توان

ناحیه مربوط به حالتی است که کل بار آن ناحیه از ژنراتورهای همان ناحیه تغذیه شود (با ضریب  $\alpha_i^S$  مشخص می‌شود). حداکثر ذخیره مورد نیاز هر ناحیه نیز مربوط به حالتی است که کل بار آن ناحیه از ژنراتورهای نواحی دیگر تغذیه شود (با ضریب  $\alpha_i^S$  مشخص می‌شود). بنابراین به صورت خطی میزان ذخیره افزایش می‌یابد و (۲۲) ذخیره مورد نیاز را نشان می‌دهد که منظور از  $S^-$  سایر نواحی به جز  $S$  است. در این روش نیز همانند روش اول، برای تأمین ذخیره هر ناحیه از ژنراتورهای همان ناحیه استفاده می‌شود

$$\sum_{i \in S} \sum_u r g_{i,u}^m = (\alpha_i^S - \alpha_i^S) \sum_{i \in S^-} \sum_u p g_{i,u}^m + \alpha_i^S \sum_{i \in S} p l_i^m \quad (22)$$

$S = 1, 2, \dots$

- روش سوم: میزان ذخیره در این روش همانند روش دوم است اما تبادل ذخیره بین نواحی مجاز است. بنابراین برای تأمین ذخیره یک ناحیه از ژنراتورهای نواحی دیگر هم می‌توان بهره گرفت (رابطه (۲۳)). البته TSOها در تعیین ATC بین نواحی باید حاشیه لازم را در نظر بگیرند

$$\sum_i \sum_u r g_{i,u}^m = (\alpha_i^S - \alpha_i^S) \sum_{i \in S^-} \sum_u p g_{i,u}^m + \alpha_i^S \sum_{i \in S} p l_i^m \quad (23)$$

$S = 1, 2, \dots$

#### ۴- مطالعات عددی

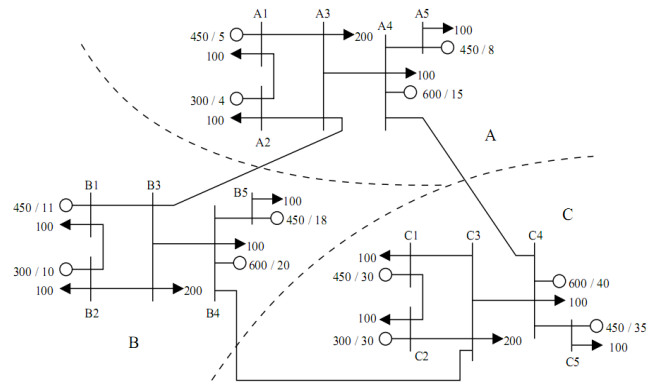
برای انجام مطالعات عددی، یک شبکه کوچک ۱۵ شینه و سه ناحیه‌ای (به منظور واضح‌تر شدن الگوریتم) و نیز شبکه نسبتاً بزرگ سه ناحیه‌ای استاندارد ۹۶- IEEE RTS در نظر گرفته می‌شود.

#### ۴-۱- شبکه ۱۵ شینه

شبکه ۱۵ شینه و سه ناحیه‌ای مطابق شکل ۴ انتخاب شده که هر ناحیه، ۵ شین و ۶۰۰ MW بار دارد. در هر سه ناحیه توزیع بار و تولید مشابه بوده اما پیشنهاد قیمت ژنراتورها متفاوت است (ژنراتورهای ناحیه A ارزان‌ترین و ناحیه C گران‌ترین هستند). در شکل ۴ ظرفیت بیشینه ژنراتورها و پیشنهاد قیمت آنها که برابر هزینه حدی آنها می‌باشد، نشان داده شده و در جدول ۱ نیز اطلاعات شبکه انتقال بیان شده است (خطوط بین ناحیه‌ای: A۳B۳، A۳C۳ و B۳C۳).

فرضیات مطالعه عبارتند از: بارهای شبکه غیر الاستیک در نظر گرفته شده‌اند؛ سه بهره‌بردار بازار A، B و C وجود دارند که هر کدام مسئول تأمین بار یک ناحیه هستند؛ برای واضح‌تر شدن الگوریتم فرض می‌شود هر ژنراتور ظرفیت خود را به نسبت مساوی به سه بخش تقسیم می‌کند و با قیمت‌های مساوی به سه بازار پیشنهاد می‌دهد؛ هر ژنراتور، قیمت پیشنهادی برای ذخیره را ۳۰٪ قیمت انرژی در نظر می‌گیرد و ۵۰٪ ظرفیت بیشینه هر ژنراتور به عنوان محدودیت ذخیره در نظر گرفته می‌شود (که البته برای روش‌های اول و دوم که هر ژنراتور تنها به ناحیه خود پیشنهاد ذخیره می‌دهد، این مقدار به همان بیشینه پیشنهاد انرژی به آن ناحیه یعنی یک سوم ظرفیت بیشینه محدود می‌گردد و در روش سوم، پیشنهاد ذخیره به هر بازار برابر است؛ حداقل میزان ذخیره هر ناحیه (مربوط به روش اول) ۲۰ درصد بار هر ناحیه ( $\alpha_i^A = \alpha_i^B = \alpha_i^C = 0.2$ ) و حداکثر میزان ذخیره مورد نیاز (مربوط به روش دوم و سوم) ۴۰ درصد بار هر ناحیه است ( $\alpha_i^A = \alpha_i^B = \alpha_i^C = 0.4$ ).

شبیه‌سازی‌ها با استفاده از اتصال نرم‌افزارهای GAMS (برنامه‌ریزی خطی و CPLEX solver) و MATLAB انجام شده است.



شکل ۴: شبکه ۱۵ شینه سه ناحیه‌ای برای مطالعات عددی.

۳) اضافه‌بار پیدا می‌کنند ولی در تکرارهای بعدی ممکن است بارگذاری آنها کمتر از حد مجاز باشد. در این حالت، الگوریتم نباید متوقف گردد و با منفی بودن  $\delta f_{b,m}^+$  و  $\delta f_{b,m}^-$  تصمیم‌گیری تکراری ادامه می‌یابد تا بازدهی اقتصادی بازارها بیشتر گردد.

#### ۳- جایگاه ذخیره در بازارهای چندگانه

در ساختار پیشنهادی بازارهای چندگانه، قیود ذخیره نیز مانند انرژی در روابط هر بازار در نظر گرفته شد. در واقع، تولیدکنندگان پیشنهاد ذخیره را به همراه قیمت به بازار ارائه می‌دهند و هر بازار بر اساس محدودیت‌های ذخیره و قیود  $\sum_i \sum_u r g_{i,u}^m = R^m$  میزان ذخیره را برای ژنراتورها تعیین می‌کند. در مورد مقدار ذخیره و تأمین آن از ژنراتورهای شبکه در ساختار پیشنهادی، چالش‌هایی وجود دارد. در ساختار چندبازاری فرض شد هر بازار می‌تواند به صورت فرانه‌ای از ژنراتورها و بارهای شبکه در جهت بهینه‌نمودن اهداف خود استفاده کند. این که آیا برای ذخیره نیز می‌توان همانند انرژی از چنین شرایطی استفاده کرد، سؤال اصلی است.

تسویه هم‌زمان انرژی و ذخیره، شرایط بهینه‌تری را هم برای بازار و هم برای بازیگران ایجاد می‌کند. در این مقاله نیز هم‌زمانی تسویه انرژی و ذخیره لحاظ می‌شود و ذخیره هم به عنوان ذخیره بهره‌برداری در نظر گرفته می‌شود. البته انواع دیگر ذخیره‌ها نیز تفاوتی در ساختار مسأله ایجاد نمی‌کند. یکی از روش‌هایی که می‌توان برای چیدمان ذخیره در نظر گرفت، تعیین آن توسط هماهنگ‌کننده است. در واقع هماهنگ‌کننده بر اساس الزام TSOها در تأمین ذخیره نواحی، برای ژنراتورها ذخیره را تعیین می‌کند. در این روش با توجه به این که در هر تکرار ژنراتورها هم باید به صورت بهینه پیشنهاد انرژی را به MOها بدهند و هم پیشنهاد ذخیره را به هماهنگ‌کننده، ممکن است در کل شرایط بهینه‌ای برای آنها نباشد و بر این اساس، تسویه ذخیره نیز همانند انرژی به MOها واگذار می‌گردد. در ادامه، سه روش برای تأمین ذخیره پیشنهاد می‌گردد:

- روش اول: با توجه به شرایط هر ناحیه و شبکه انتقال بین ناحیه‌ای، TSOها الزام استفاده از ژنراتورهای هر ناحیه را برای تأمین ذخیره همان ناحیه به بازارها اعمال می‌کنند و بنابراین، (۷) به صورت (۲۱) بازنویسی می‌شود.  $S$  اندیس هر ناحیه و  $\alpha_i^S$  ضریبی است که میزان ذخیره هر ناحیه را بر اساس بار همان ناحیه تعیین می‌کند

$$\sum_{i \in S} \sum_u r g_{i,u}^m = \alpha_i^S \sum_{i \in S} p l_i^m \quad , \quad S = 1, 2, \dots \quad (21)$$

- روش دوم: در این روش، ذخیره مورد نیاز هر ناحیه همانند روش اول، ثابت در نظر گرفته نمی‌شود و در حقیقت بر اساس این که بارهای یک ناحیه از تولیدات همان ناحیه استفاده می‌کنند یا از نواحی دیگر، میزان ذخیره تغییر می‌کند. حداقل ذخیره مورد نیاز هر



جدول ۱: اطلاعات شبکه انتقال (ظرفیت بر حسب MW).

ظرفیت	X (p.u.)	R (p.u.)	شاخه	ظرفیت	X (p.u.)	R (p.u.)	شاخه
۴۰۰	۰/۰۶۹۵۰۲	۰/۰۶۹۵۰۲	B۴B۵	۱۰۰	۰/۰۲۰۸۵۱	۰/۰۰۲۰۸۵۱	A۱A۲
۱۰۰	۰/۰۲۰۸۵۱	۰/۰۰۲۰۸۵۱	C۱C۲	۱۵۰	۰/۰۲۴۲۴۱	۰/۰۰۲۴۲۴۱	A۱A۳
۱۵۰	۰/۰۲۴۲۴۱	۰/۰۰۲۴۲۴۱	C۱C۳	۱۵۰	۰/۰۲۴۲۴۱	۰/۰۰۲۴۲۴۱	A۲A۳
۱۵۰	۰/۰۲۴۲۴۱	۰/۰۰۲۴۲۴۱	C۲C۳	۴۰۰	۰/۰۶۹۵۰۲	۰/۰۰۶۹۵۰۲	A۳A۴
۴۰۰	۰/۰۶۹۵۰۲	۰/۰۰۶۹۵۰۲	C۳C۴	۴۰۰	۰/۰۶۹۵۰۲	۰/۰۰۶۹۵۰۲	A۴A۵
۴۰۰	۰/۰۶۹۵۰۲	۰/۰۰۶۹۵۰۲	C۴C۵	۱۰۰	۰/۰۲۰۸۵۱	۰/۰۰۲۰۸۵۱	B۱B۲
۲۰۰	۰/۰۶۹۵۰۲	۰/۰۰۶۹۵۰۲	A۲B۳	۱۵۰	۰/۰۲۴۲۴۱	۰/۰۰۲۴۲۴۱	B۱B۳
۲۰۰	۰/۰۶۹۵۰۲	۰/۰۰۶۹۵۰۲	A۴C۴	۱۵۰	۰/۰۲۴۲۴۱	۰/۰۰۲۴۲۴۱	B۲B۳
۲۰۰	۰/۰۶۹۵۰۲	۰/۰۰۶۹۵۰۲	B۴C۳	۴۰۰	۰/۰۶۹۵۰۲	۰/۰۰۶۹۵۰۲	B۳B۴

جدول ۳: نتایج فلوئو شاخه‌های شبکه (MW) در تکرار اول.

$\delta f_{b,C}^-$	$\delta f_{b,B}^-$	$\delta f_{b,A}^-$	$f_b^{\max}$	$f_b$	$f_b^C$	$f_b^B$	$f_b^A$	شاخه
-	-	-	۱۰۰	۵۲/۴	۱۷/۵	۱۷/۵	۱۷/۵	A۱A۲
۶۵/۷	۶۵/۷	۱۶/۱	۱۵۰	۲۹۷/۶	۱۳۲/۵	۱۳۲/۵	۳۲/۵	A۱A۳
۴۷/۷	۴۷/۷	۷/۱	۱۵۰	۲۵۲/۴	۱۱۷/۵	۱۱۷/۵	۱۷/۵	A۲A۳
-	-	-	۴۰۰	۱۵۸/۳	۱۷۵/۰	۲۵/۰	۸/۳	A۳A۴
-	-	-	۴۰۰	-۳۵۰/۰	-۱۵۰/۰	-۱۵۰/۰	-۵۰/۰	A۴A۵
-	-	-	۱۰۰	۰/۰	۰/۰	۰/۰	۰/۰	B۱B۲
۲۵/۰	۰/۰	۲۵/۰	۱۵۰	۲۰۰/۰	۱۰۰/۰	۰/۰	۱۰۰/۰	B۱B۳
۲۵/۰	۰/۰	۲۵/۰	۱۵۰	۲۰۰/۰	۱۰۰/۰	۰/۰	۱۰۰/۰	B۲B۳
-	-	-	۴۰۰	۳۹۱/۷	۲۷۵/۰	۷۵/۰	۴۱/۷	B۳B۴
-	-	-	۴۰۰	۱۰۰/۰	۰/۰	۱۰۰/۰	۰/۰	B۴B۵
-	-	-	۱۰۰	۰/۰	۰/۰	۰/۰	۰/۰	C۱C۲
-	-	-	۱۵۰	-۱۰۰/۰	-۱۰۰/۰	۰/۰	۰/۰	C۱C۳
-	-	-	۱۵۰	-۱۰۰/۰	-۱۰۰/۰	۰/۰	۰/۰	C۲C۳
-	-	-	۴۰۰	-۲۰۸/۳	-۱۲۵/۰	-۱۲۵/۰	۴۱/۷	C۳C۴
-	-	-	۴۰۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۰/۰	۰/۰	C۴C۵
-	-	-	۲۰۰	۱۹۱/۷	۷۵/۰	۲۷۵/۰	-۱۵۸/۳	A۳B۳
۱۵۰/۵	۵۷/۹	۰/۰	۲۰۰	۴۰۸/۳	۳۲۵/۰	۱۲۵/۰	-۴۱/۷	A۴C۴
-	-	-	۲۰۰	۱۹۱/۷	۲۷۵/۰	-۱۲۵/۰	۴۱/۷	B۴C۳

در جدول ۸ نیز LMP نهایی بازارهای A، B و C در شین‌های شبکه آمده است. برای هر شین سه قیمت وجود دارد که بر اساس این که بازیگران آن شین با کدام بازار وارد معامله شده‌اند، قیمت متناظر را می‌توان در نظر گرفت. قیمت نهایی ذخیره نیز در بازارهای A، B و C به ترتیب برابر با ۴/۵، ۶ و ۹ \$/MWh است.

به منظور ارزیابی چارچوب پیشنهادی، دو روش ایزوله‌بودن بازارها از یکدیگر و کوپلینگ یک‌پارچه نیز آزمایش شده و در شرایط ایزوله‌بودن بازارها، هر MO از ژنراتورهای ناحیه خود استفاده می‌کند و سه بهینه‌سازی جدا از هم اجرا شده است. در شرایط کوپلینگ یک‌پارچه، یک نهاد مرکزی، تسویه هر سه بازار را به صورت هم‌زمان انجام می‌دهد و کل قیود انتقال را نیز در بهینه‌سازی در نظر می‌گیرد. نتایج هزینه نهایی تسویه هر یک از بازارها و هزینه کل سیستم در جدول ۹ نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌گردد، در صورتی که بازارها از یکدیگر ایزوله باشند، هزینه اجرای همه بازارها ۳۰۲۲۶ دلار می‌شود که نسبت به روش پیشنهادی ۲۴/۷ درصد افزایش هزینه دارد. همچنین در این روش در صورتی که خطوط ارتباطی نواحی افزایش یابد (مش‌های مدار بین نواحی

جدول ۲: نتایج چیدمان ژنراتورها در تکرار اول.

ژنراتور	انرژی (MW)			ذخیره (MW)		
	بازار A	بازار B	بازار C	بازار A	بازار B	بازار C
gA۱	۱۵۰	۱۵۰	۱۵۰	.	.	.
gA۲	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	.	.	.
gA۴	.	.	.	۱۲۰	.	.
gA۵	۱۵۰	۱۵۰	۱۵۰	.	.	.
gB۱	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	.	۵۰	.
gB۲	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	.	.	.
gB۵	.	.	.	۷۰	.	.
gC۱	.	.	.	۲۰	.	.
gC۲	.	.	.	۱۰۰	.	.

#### ۴-۱-۱ نتایج شبیه‌سازی (ذخیره با روش اول)

در این بخش بر اساس روش اول تسویه ذخیره در هر بازار (که روش ساده‌تری برای چیدمان ذخیره است و به عنوان مطالعات پایه مد نظر می‌باشد)، نتایج شبیه‌سازی ارائه گردیده است. در جدول‌های ۲ و ۳ به ترتیب نتایج چیدمان ژنراتورها و فلوئو شاخه‌های شبکه در تکرار اول آمده است.

با توجه به این که همه ژنراتورها ظرفیت و قیمت یکسانی به هر سه بازار داده‌اند، در هر سه بازار نتایج چیدمان انرژی یکسان است اما بازارهای B و C مجبورند از واحدهای ناحیه خودشان برای تأمین ذخیره استفاده نمایند. بر اساس محاسبات هماهنگ‌کننده در تکرار اول، ۵ خط اضافه‌بار پیدا کرده که با توجه به الگوریتم مدیریت تراکم (سه‌م هر بازار در اضافه‌بار)، میزان کاهشی که بازارها باید در تکرار بعد به کار گیرند نیز به آنها ارسال می‌شود. برای خط A۴C۳ چون بازار A در خلاف جهت اضافه‌بار توان عبور می‌دهد، قیدی لحاظ نمی‌شود ( $\delta f_{b,A}^- = 0$ ).

در تکرار دوم، جداول ۴ و ۵ نتایج را نشان می‌دهند و چیدمان ژنراتورها تحت تأثیر قیود جدید بازارها تغییر کرده و اضافه‌بار خطوط A۱A۳، A۲A۳، B۱B۳ و B۲B۳ کاملاً برطرف شده است. برای خط A۴C۴ به دلیل این که در تکرار اول، بازار A در خلاف جهت اضافه‌بار توان عبور می‌داد و قیدی بر آن تحمیل نشد، همچنان دارای اضافه‌بار است و خط B۴C۳ که قبلاً اضافه‌بار نداشته، در این تکرار دارای اضافه‌بار شده است.

در نهایت، این مسأله تصمیم‌گیری تکراری در هفت تکرار به نقطه تعادل می‌رسد که نتایج آن در جداول ۶ و ۷ آمده است و در این مرحله،  $\delta f_{b,m}^-$  ها صفر شده‌اند (معیار اتمام الگوریتم). در واقع، همه خطوطی که قبلاً اضافه‌بار داشته‌اند در تکرار آخر بارگذاری مجاز دارند.

جدول ۶: نتایج چیدمان ژنراتورها در تکرار آخر (هفتم).

ژنراتور	انرژی (MW)			ذخیره (MW)		
	A بازار	B بازار	C بازار	A بازار	B بازار	C بازار
gA1	۱۳۴	۹۹	۱۷	۱۶	.	.
gA2	۹۶	۵۹	۹۵	۴	.	.
gA4	۹۴	.	.	۱۰۰	.	.
gA5	۱۵۰	۸۰	.	.	.	.
gB1	۲۶	۱۰۰	۱۲۳	.	۵۰	.
gB2	۱۰۰	۱۰۰	۵۰	.	.	.
gB4	.	۱۲	.	.	۷۰	.
gB5	.	۱۵۰	۱۱۵	.	.	.
gC1	.	.	۲۹	.	.	۱۲۰
gC2	.	.	.	۱۰۰	.	.
gC5	.	.	.	۷۱	.	.

جدول ۴: نتایج چیدمان ژنراتورها در تکرار دوم.

ژنراتور	انرژی (MW)			ذخیره (MW)		
	A بازار	B بازار	C بازار	A بازار	B بازار	C بازار
gA1	۱۲۵	۶۳	.	۲۵	.	.
gA2	۱۰۰	۷۳	۱۰۰	.	.	.
gA4	۷۵	.	.	۹۵	.	.
gA5	۱۵۰	۱۱۰	.	.	.	.
gB1	۷۵	۱۰۰	۷۵	.	۵۰	.
gB2	۷۵	۱۰۰	۷۵	.	.	.
gB4	.	۴	۱۴۹	.	۷۰	.
gB5	.	۱۵۰	۱۵۰	.	.	.
gC1	.	.	.	.	.	۲۰
gC2	.	.	.	.	.	۱۰۰
gC5	.	.	.	۵۱	.	.

جدول ۷: نتایج فلوئید شاخه‌های شبکه (MW) در تکرار آخر (هفتم).

شاخه	$f_b^A$	$f_b^B$	$f_b^C$	$f_b$	$f_b^{\max}$	$\delta f_{b,A}$	$\delta f_{b,B}$	$\delta f_{b,C}$
A1A2	۱۳,۵	۱۳,۹	-۲۷,۳	۰,۰	۱۰۰	-	-	-
A1A3	۲۰,۸	۸۴,۸	۴۴,۴	۱۵۰,۰	۱۵۰,۰	-۹,۴	-۱۸,۰	-۴,۴
A2A3	۹,۲	۷۲,۹	۶۷,۹	۱۵۰,۰	۱۵۰,۰	-۲,۹	-۳,۱	-۰,۴
A3A4	-۵۷,۴	-۲۱,۰	۱۵۴,۴	۷۶,۰	۴۰,۰	-	-	-
A4A5	-۵۰,۰	-۸۰,۵	۰,۰	-۱۳,۰۵	۴۰,۰	-	-	-
B1B2	-۲۵,۷	۰,۰	۲۵,۳	-۰,۴	۱۰۰	-	-	-
B1B3	۵۲,۱	۰,۰	۹۷,۴	۱۵۰	۱۵۰	۰,۰	۰,۰	۰,۰
B2B3	۷۴,۳	۰,۰	۷۵,۶	۱۵۰	۱۵۰	۰,۰	۰,۰	۰,۰
B3B4	۱۳,۸	-۲۱,۳	۱۳,۰۹	۱۲۳,۴	۴۰,۰	-	-	-
B4B5	۰,۰	-۵۰,۰	-۱۱۴,۹	-۱۶۴,۹	۴۰,۰	-	-	-
C1C2	۰,۰	۰,۰	-۲۵,۰	-۲۵,۰	۱۰۰	-	-	-
C1C3	۰,۰	۰,۰	-۴۶,۵	-۴۶,۵	۱۵۰	-	-	-
C2C3	۰,۰	۰,۰	-۲۵,۰	-۲۵,۰	۱۵۰	-	-	-
C3C4	۲۰,۹	-۶۷,۱	-۲۵,۹	-۷۲,۲	۴۰,۰	-	-	-
C4C5	۰,۰	۰,۰	۴۸,۶	۴۸,۶	۴۰,۰	-	-	-
A3B3	-۱۲۹,۱	۱۷۹,۳	-۷۴,۵	-۲۴,۳	۲۰,۰	-	-	-
A4C4	-۲۰,۹	۶۷,۱	۱۷۴,۵	۲۲۰,۸	۲۰,۰	۱۵,۰	۵,۸	۰,۰
B4C3	۲۰,۹	-۶۷,۱	۳۷۴,۱	۳۲۷,۸	۲۰,۰	۱۲۱,۱	۰,۰	۶,۸

جدول ۵: نتایج فلوئید شاخه‌های شبکه (MW) در تکرار دوم.

شاخه	$f_b^A$	$f_b^B$	$f_b^C$	$f_b$	$f_b^{\max}$	$\delta f_{b,A}$	$\delta f_{b,B}$	$\delta f_{b,C}$
A1A2	۸,۸	-۳,۵	-۳۵,۰	-۲۹,۶	۱۰۰	-	-	-
A1A3	۱۶,۴	۶۶,۸	۳۵,۰	۱۱۸,۲	۱۵۰	-۹,۴	-۱۸,۰	-۴,۴
A2A3	۸,۸	۶۹,۸	۶۵,۰	۱۴۳,۷	۱۵۰	-۲,۹	-۳,۱	-۰,۴
A3A4	-۴۵,۷	-۴۲,۷	۱۷۴,۵	۸۶,۲	۴۰,۰	-	-	-
A4A5	-۵۰,۰	-۱۰۹,۹	۰,۰	-۱۵۹,۹	۴۰,۰	-	-	-
B1B2	۰,۰	۰,۰	۰,۰	۰,۰	۱۰۰	-	-	-
B1B3	۷۵,۰	۰,۰	۷۵,۰	۱۵۰,۰	۱۵۰	۰,۰	۰,۰	۰,۰
B2B3	۷۵,۰	۰,۰	۷۵,۰	۱۵۰,۰	۱۵۰	۰,۰	۰,۰	۰,۰
B3B4	۲۰,۹	-۲۰,۷	۷۵,۵	۷۵,۷	۴۰,۰	-	-	-
B4B5	۰,۰	-۵۰,۰	-۱۵۰,۰	-۲۰۰,۰	۴۰,۰	-	-	-
C1C2	۰,۰	۰,۰	۰,۰	۰,۰	۱۰۰	-	-	-
C1C3	۰,۰	۰,۰	-۱۰۰,۰	-۱۰۰,۰	۱۵۰	-	-	-
C2C3	۰,۰	۰,۰	-۱۰۰,۰	-۱۰۰,۰	۱۵۰	-	-	-
C3C4	۲۰,۹	-۶۷,۱	-۲۵,۹	-۷۲,۲	۴۰,۰	-	-	-
C4C5	۰,۰	۰,۰	۴۸,۶	۴۸,۶	۴۰,۰	-	-	-
A3B3	-۱۲۹,۱	۱۷۹,۳	-۷۴,۵	-۲۴,۳	۲۰,۰	-	-	-
A4C4	-۲۰,۹	۶۷,۱	۱۷۴,۵	۲۲۰,۸	۲۰,۰	۱۵,۰	۵,۸	۰,۰
B4C3	۲۰,۹	-۶۷,۱	۳۷۴,۱	۳۲۷,۸	۲۰,۰	۱۲۱,۱	۰,۰	۶,۸

گردیده است. اجرای بازارهای چندگانه با هر دو روش پس از هفت تکرار به نقطه تعادل می‌رسد و نتایج چیدمان ژنراتورها در تکرار آخر (هفتم) در روش‌های دوم و سوم به ترتیب در جداول ۱۰ و ۱۱ آمده است. در روش دوم هرچه بازارها میزان خرید انرژی را از ژنراتورهای نواحی دیگر بیشتر کنند، میزان ذخیره مورد نیاز آنها بیشتر می‌شود و بنابراین بازار C بیشترین ذخیره (۲۰۱,۷ MW) و A کمترین ذخیره را دارد (۱۵۰ MW). بازار B نیز ۱۶۷,۳ MW ذخیره نیاز دارد. روش سوم مشابه روش دوم می‌باشد با این تفاوت که تبادل ذخیره نیز بین نواحی امکان‌پذیر است. با مقایسه جداول ۶ و ۱۱ مشاهده می‌گردد در روش سوم چیدمان انرژی همانند روش اول است اما به دلیل این که تبادل ذخیره مجاز است، بخش قابل توجهی از ذخیره مورد نیاز بازارهای B و C از ظرفیت باقیمانده ژنراتورهای ارزان ناحیه A تأمین شده است. میزان ذخیره مورد نیاز بازارهای A، B و C به ترتیب برابر ۱,۴۶، ۱۶۸,۱ و ۱۹۹,۷ مگاوات است.

افزایش یابد، با توجه به این که هر بازار مستقلاً قیود انتقال را در نظر می‌گیرد، مدیریت تراکم به شدت ناکارآمد می‌گردد. هزینه روش کوپلینگ یک‌پارچه نسبت به روش پیشنهادی ۵,۴ درصد کمتر است اما در آن هزینه بازار A نسبت به روش پیشنهادی به شدت افزایش یافته است (۲۳ درصد). روش کوپلینگ یک‌پارچه برای شرایطی که قوانین بازارها یکسان است و یا یک بازار برای تسویه چند ناحیه وجود دارد و تنها قیود ناحیه‌ای را لحاظ می‌کند، مفید است. به عبارتی ساختار پیشنهادی بازارهای چندگانه برای بازارهای مستقل که ممکن است قوانین متفاوت داشته باشند، مناسب‌تر است و همچنین برای بازارهای با هزینه کم این روش ارجحیت دارد.

#### ۴-۱-۲ نتایج شبیه‌سازی (ذخیره با روش‌های دوم و سوم)

در این بخش، نتایج اجرای بازارهای چندگانه‌ای که تسویه ذخیره آنها مطابق با روش‌های دوم (رابطه (۲۲)) و سوم (رابطه (۲۳)) می‌باشد، بیان

جدول ۸: قیمت بازارهای مختلف در هر یک از شین‌های شبکه (\$/MWH).

شین	$LMP_i^A$	$LMP_i^B$	$LMP_i^C$
۱	۸۰	۵۰	۵۰
۲	۷۳	۴۰	۴۰
۳	۱۳۶	۱۲۰	۸۰
۴	۱۵۰	۸۰	۳۰
۵	۱۵۰	۸۰	۳۰
۶	۱۱۰	۱۳۷	۱۱۰
۷	۱۰۰	۱۴۸	۱۰۰
۸	۱۲۲	۱۶۰	۱۳۰
۹	۱۰۷	۲۰۰	۱۸۰
۱۰	۱۰۷	۲۰۰	۱۸۰
۱۱	۱۷۸	۲۴۰	۳۰۰
۱۲	۱۷۸	۲۴۰	۳۰۰
۱۳	۱۷۸	۲۴۰	۳۰۰
۱۴	۱۶۴	۲۸۰	۳۵۰
۱۵	۱۶۴	۲۸۰	۳۵۰

جدول ۹: مقایسه هزینه بازارها در روش‌های مختلف (\$/H).

روش	هزینه بازار A	هزینه بازار B	هزینه بازار C	کل هزینه
بازارهای ایزوله	۳۲۱۵	۷۴۳۱	۱۹۵۸۰	۳۰۲۲۶
کوپلینگ یکپارچه	۶۶۷۵	۶۲۱۱	۱۰۰۴۰	۲۲۹۲۶
روش پیشنهادی	۵۴۲۷	۶۹۹۵	۱۱۸۱۸	۲۴۲۴۰

جدول ۱۱: نتایج چیدمان ژنراتورها در تکرار آخر با روش سوم تسویه ذخیره.

ژنراتور	انرژی (MW)			ذخیره (MW)		
	بازار A	بازار B	بازار C	بازار A	بازار B	بازار C
gA1	۱۳۴	۹۹	۱۷	۱۶	۵۱٫۳	۱۳۳
gA2	۹۶	۵۹	۹۵	۴	۴۱	۴٫۷
gA4	۹۴	۰	۰	۲	۰	۰
gA5	۱۵۰	۸۰	۰	۰	۷۰	۶۲
gB1	۲۶	۱۰۰	۱۲۳	۱۲۴	۵٫۸	۰
gB2	۱۰۰	۱۰۰	۵۰	۰	۰	۰
gB4	۰	۱۲	۰	۰	۰	۰
gB5	۰	۱۵۰	۱۱۵	۰	۰	۰
gC1	۰	۰	۲۹	۰	۰	۰
gC2	۰	۰	۱۰۰	۰	۰	۰
gC5	۰	۰	۷۱	۰	۰	۰

جدول ۱۰: نتایج چیدمان ژنراتورها در تکرار آخر با روش دوم تسویه ذخیره.

ژنراتور	انرژی (MW)			ذخیره (MW)		
	بازار A	بازار B	بازار C	بازار A	بازار B	بازار C
gA1	۱۲۵	۶۲	۶۲	۲۵	۰	۰
gA2	۱۰۰	۷۵	۷۵	۰	۰	۰
gA4	۷۵	۰	۰	۱۲۵	۰	۰
gA5	۱۵۰	۹۹	۰	۰	۰	۰
gB1	۵۷	۱۰۰	۹۲	۵۰	۰	۰
gB2	۸۵	۱۰۰	۶۶	۰	۰	۰
gB4	۰	۱۳	۰	۱۷۳٫۳	۰	۰
gB5	۰	۱۵۰	۱۱۳	۰	۰	۰
gC1	۸	۰	۲۰	۰	۰	۱۳۰٫۲
gC2	۰	۰	۱۰۰	۰	۰	۰
gC5	۰	۰	۷۲	۰	۰	۷۱٫۵

جدول ۱۳: مقایسه هزینه بازارها با روش‌های مختلف ذخیره (\$/H).

روش تسویه ذخیره	هزینه بازار A	هزینه بازار B	هزینه بازار C	کل هزینه
۱	۵۴۲۷	۶۹۹۵	۱۱۸۱۸	۲۴۲۴۰
۲	۵۶۷۵	۷۳۴۲	۱۲۳۴۸	۲۵۳۶۵
۳	۵۳۹۳	۶۷۲۲	۱۱۰۹۳	۲۳۲۰۷

جدول ۱۲: مقایسه قیمت‌های ذخیره با اجرای روش‌های مختلف ذخیره (\$/MWH).

روش تسویه ذخیره	بازار A	بازار B	بازار C
۱	۴٫۵	۶	۹
۲	۱۳٫۲	۶	۱۰٫۵
۳	۴٫۵	۳٫۳	۲٫۴

### ۴-۲ شبکه استاندارد ۹۶- IEEE RTS

در این بخش، مطالعات عددی بر روی شبکه نسبتاً بزرگ و استاندارد ۹۶- IEEE RTS انجام شده که این شبکه دارای سه ناحیه با ساختار یکسان (هر ناحیه ۲۴ شین دارد) و ۵ خط بین‌ناحیه‌ای می‌باشد [۲۸] و فرضیات این مطالعات نیز همانند بخش ۴-۱ است. برای آن که پیشنهاد قیمت در نواحی متفاوت باشد، قیمت‌های پیشنهادی ژنراتورهای ناحیه دو و سه به ترتیب ۲ و ۳ برابر ژنراتورهای ناحیه یک فرض می‌شوند. قیمت‌های پیشنهادی ژنراتورهای ناحیه یک همان هزینه حدی بر اساس [۲۸] است. با توجه به این که با اجرای بازارها هیچ یک از ۱۲۰ خط شبکه دارای اضافه‌بار نمی‌شوند، برای نشان دادن کارایی الگوریتم، دو خط دلخواه، ظرفیتشان به صورت فرضی تغییر داده می‌شود. به عنوان نمونه، ظرفیت خطوط C28 و CB-1 (که هر دو 500 MW هستند) را به 70 MW کاهش می‌دهیم.

با انجام شبیه‌سازی (قیود ذخیره با روش اول اعمال می‌شود) در تکرار اول، هر دو خط مذکور دارای اضافه‌بار می‌شوند. در جدول ۱۴ نتایج فلوی شاخه‌های دارای اضافه‌بار در روند حل مسأله آمده و همان طور که مشاهده می‌شود، در تکرار سوم اضافه‌بارها به طور کامل برطرف شده‌اند اما به دلیل این که خط CB-1 ظرفیت آزاد دارد، مسأله ادامه پیدا کرده و در تکرار پنجم نقطه تعادل حاصل شده است.

### ۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله چارچوبی برای تسویه بازارهای برق چندگانه که در آن هر

در جدول ۱۲ قیمت نهایی ذخیره بازارهای A، B و C با اجرای روش‌های اول، دوم و سوم نشان داده شده است. در روش سوم اگرچه میزان ذخیره مورد نیاز بازارها تقریباً برابر با روش دوم است و البته تفاوت قابل توجهی با روش اول دارد اما قیمت آن در بازارهای مختلف به مراتب کمتر است. در جدول ۱۳ هزینه هر یک از بازارها و کل سیستم در هر یک از روش‌های سه‌گانه اجرای ذخیره آمده است. در روش سوم با وجود این که سطح ذخیره مورد نیاز بالاست اما هزینه بازارها (هزینه تأمین انرژی و ذخیره) کمتر است. به طور کلی در روش اول به دلیل این که ذخیره هر ناحیه از همان ناحیه تأمین می‌شود، قابل‌اتکاتر است. از سویی دیگر، روش سوم اگرچه به لحاظ اقتصادی سودمندتر است اما به دلیل فراهم‌شدن ذخیره از نواحی دیگر، ریسک در دسترس نبودن آن در زمان اضطراری افزایش می‌یابد.



جدول ۱۴: نتایج فلوئو شاخه‌های شبکه (MW).

$\delta f_{b,C}^-$	$\delta f_{b,B}^-$	$\delta f_{b,A}^-$	$f_b^{\max}$	$f_b$	$f_b^C$	$f_b^B$	$f_b^A$	شاخه
تکرار اول								
۰٫۱	۰٫۰	۱۳٫۷	۷۰	۸۳٫۸	۱٫۱	-۱۵۱٫۶	۳۳۴٫۳	C28
۰٫۰	۱۶٫۰	۶٫۱	۷۰	۹۲٫۲	-۱۱۲۷٫۳	۸۸۱٫۱	۳۳۸٫۳	CB-1
تکرار دوم								
۰٫۰	۰٫۰	۱۱٫۲	۷۰	۸۱٫۲	۰٫۹	-۱۴۰٫۳	۲۲۰٫۶	C28
۰٫۰	۰٫۰	۰٫۰	۷۰	۷۰٫۰	-۱۱۲۷٫۳	۸۶۵٫۱	۳۳۲٫۲	CB-1
تکرار سوم								
۰٫۰	۰٫۰	۰٫۰	۷۰	۷۰٫۰	۰٫۹	-۱۴۰٫۳	۲۰۹٫۴	C28
۰٫۰	-۶٫۶	-۲٫۵	۷۰	۶۰٫۹	-۱۱۲۷٫۳	۸۶۵٫۱	۳۳۲٫۲	CB-1
تکرار چهارم								
۰٫۰	۰٫۰	-۴٫۶	۷۰	۶۵٫۴	۰٫۹	-۱۴۴٫۹	۲۰۹٫۴	C28
۰٫۰	-۱٫۸	-۰٫۷	۷۰	۶۷٫۵	-۱۱۲۷٫۳	۸۷۱٫۷	۳۳۲٫۲	CB-1
تکرار پنجم (آخر)								
۰٫۰	۰٫۰	-۰٫۵	۷۰	۶۹٫۵	۰٫۹	-۱۴۶٫۰	۲۱۴٫۵	C28
۰٫۰	۰٫۰	۰٫۰	۷۰	۷۰٫۰	-۱۱۲۷٫۳	۸۷۳٫۵	۳۳۳٫۸	CB-1

نظر بگیرند.

- چارچوب پیشنهادی هم نسبت به روش‌های کویلینگ یک پارچه و هم نسبت به ایزوله‌بودن بازارها مزیت‌هایی دارد.
- در هر یک از شین‌های سیستم چندناحیه‌ای، به تعداد بازارهای موجود، قیمت حاشیه‌ای وجود دارد که می‌تواند رویکرد جدیدی را برای قیمت‌گذاری انتقال مطرح نماید.

## مراجع

- [1] North American Electric Reliability Council, *Available Transfer Capability Definitions and Determination*, NERC Report, Jun. 1996.
- [2] G. Oggioni and Y. Smeers, "Market failures of market coupling and counter-trading in Europe: an illustrative model based discussion," *Energy Economics*, vol. 35, pp. 74-87, Jan. 2013.
- [3] A. Creti, E. Fumagalli, and E. Fumagalli, "Integration of electricity markets in Europe: relevant issues for Italy," *Energy Policy*, vol. 38, no. 11, pp. 6966-6976, Nov. 2010.
- [4] European Market Coupling Company, Available online at <http://www.marketcoupling.com/>
- [5] C. Yingvivanapong, W. J. Lee, and E. Liu, "Multi-area power generation dispatch in competitive markets," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 23, no. 1, pp. 196-203, Aug. 2008.
- [6] S. Chitra Selvi *et al.*, "Multi-area unit commitment with bilateral contract approach in deregulated electricity market," *J. of Electrical Engineering & Technology*, vol. 4, no. 3, pp. 346-352, 2009.
- [7] C. Christoper Asir Rajan<sup>1</sup>, P. Sundarajan, V. Jamuna, R. Madhusubash, and B. Udayakumar, "Multi-area unit commitment in deregulated electricity market using DP approach," *Int. J. of Recent Trends in Engineering and Technology*, vol. 3, no. 3, pp. 210-213, May 2010.
- [8] J. A. Aguado and V. H. Quintana, "Inter-utilities power-exchange coordination: a market-oriented approach," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 16, no. 3, pp. 513-519, Aug. 2001.
- [9] X. Ma, D. Sun, and K. Cheung, "Energy and reserve dispatch in a multi-zone electricity market," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 913-919, Aug. 1999.
- [10] C. L. Chen, "Optimal generation and reserve dispatch in a multi-area competitive market using a hybrid direct search method," *Energy Conversion and Management*, vol. 46, no. 18-19, pp. 2856-2872, 2005.
- [11] T. Zheng and E. Litvinov, "Contingency-based zonal reserve modeling and pricing in a co-optimized energy and reserve market," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 277-286, Aug. 2008.
- [12] A. Saraswat, A. Saini, and A. K. Saxena, "A novel multi-zone reactive power market settlement model: a pareto-optimization approach," *Energy*, vol. 51, pp. 85-100, Mar. 2013.

یک از بازارها به صورت هم‌زمان و مستقل، برنامه‌ریزی انرژی و ذخیره بهره‌برداری را انجام می‌دهند، پیشنهاد گردید. در تسویه بازارهای چندگانه، مسأله مدیریت تراکم سیستم چندناحیه‌ای اهمیت فراوانی دارد. از این رو با تشکیل یک نهاد هماهنگ‌کننده که با همکاری TSOها فعالیت می‌کند، مدیریت تراکم انجام می‌شود (با تعامل بازارها). نحوه اجرای مدیریت تراکم به صورت تصمیم‌گیری تکراری است به نحوی که هر بازار به صورت مستقل اجرا می‌شود و نتایج تزیقی به هر شین به هماهنگ‌کننده ارسال می‌گردد. هماهنگ‌کننده در صورت به وجود آمدن اضافه‌بار، قیود اضافه را به بازارها تحمیل کرده و مسأله به صورت تصمیم‌گیری تکراری، در نهایت به نقطه تعادل می‌رسد. همچنین سه روش برای تسویه هم‌زمان ذخیره در سیستم‌های چندبازاری پیشنهاد گردید. البته در این مقاله، قوانین مربوط به نحوه پرداخت بازیگران بحث نشده و مکانیسم‌های مختلف مانند "پرداخت یکواخت" و "پرداخت بر اساس پیشنهاد" می‌تواند در مدل پیشنهادی استفاده گردد. به طور خلاصه نتایج این مقاله و مزایای آن عبارتند از:

- هر بازار به صورت مستقل و محرمانه اجرا و تسویه می‌شود و می‌تواند قوانین مربوط به خود را داشته باشد.
- مدیریت تراکم با وجود هماهنگ‌کننده، برای شبکه‌هایی که خطوط بین‌ناحیه‌ای زیاد دارند، نسبت به روش‌های دیگر مؤثرتر است.
- امکان ارائه پیشنهاد تولید و مصرف از طرف تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان در هر ناحیه‌ای به چند بازار (حتی در ناحیه‌های دیگر) فراهم شده و این موضوع برای سیستم‌های قدرت مدرن بسیار سودمند است.
- جایگاه ذخیره در بازارهای چندگانه با پیشنهاد سه روش، بررسی گردید. روشی که در آن بازارها با افزایش خرید انرژی از نواحی دیگر باید ذخیره بیشتری را تدارک می‌دیدند و همچنین تبادل ذخیره امکان‌پذیر بود (روش سوم)، نسبت به دو روش اول مطلوب‌تر است. در واقع با افزایش خرید انرژی از نواحی دیگر، ذخیره بیشتری با هزینه کمتری (هزینه کل انرژی و ذخیره) تأمین می‌گردد. البته برای کاهش ریسک دسترس‌ناپذیری ذخیره در این روش، TSOها باید حاشیه‌ای را در تعیین ATC یا قابلیت انتقال بین نواحی در

[26] Available online at [www.arabfund.org](http://www.arabfund.org)

[27] Available online at [www.centrel.org](http://www.centrel.org)

[28] Report Prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee, "The IEEE reliability test system - 1996," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 1010-1020, Aug. 1999.

**علی کریمی ورکائی** در سال ۱۳۸۶ مدرک کارشناسی مهندسی برق- قدرت خود را با رتبه اول از دانشگاه کاشان و مدارک کارشناسی ارشد و دکتری مهندسی برق- قدرت را به ترتیب از دانشگاه تهران و دانشگاه تربیت مدرس در سال‌های ۱۳۸۸ و ۱۳۹۳ دریافت نمود و از سال ۱۳۹۳ نیز به عنوان عضو هیأت علمی به دانشگاه کاشان پیوسته است. نامبرده از سال ۱۳۸۷ تاکنون، محقق مرکز ملی مطالعات و برنامه‌ریزی شبکه‌های قدرت دانشگاه تربیت مدرس است. زمینه‌های علمی مورد علاقه ایشان موضوعات بهره‌برداری و برنامه‌ریزی سیستم‌های قدرت، بازار برق و شبکه‌های هوشمند برق است.

**حسین سیفی** در سال ۱۳۵۹ مدرک کارشناسی مهندسی برق خود را از دانشگاه شیراز و در سال‌های ۱۳۶۶ و ۱۳۶۸ مدارک کارشناسی ارشد و دکتری مهندسی برق خود را از دانشگاه یومیسست منچستر در کشور انگلستان دریافت نمود. ایشان از سال ۱۳۶۸ تاکنون به عنوان مدرس و هیأت علمی در دانشگاه تربیت مدرس به کار مشغول بوده و هم‌اکنون دارای جایگاه استاد تمام می‌باشد. وی در این سال‌ها علاوه بر انجام تحقیقات علمی دارای سوابق و مسئولیت‌هایی از جمله رئیس دانشکده مهندسی و معاون پژوهشی دانشگاه بوده‌اند و هم‌اکنون رئیس مرکز ملی مطالعات و برنامه‌ریزی شبکه‌های قدرت هستند. زمینه‌های علمی مورد علاقه ایشان موضوعات برنامه‌ریزی و بهره‌برداری از شبکه‌های قدرت، بازار برق و دینامیک سیستم‌های قدرت است.

**محمد کاظم شیخ‌الاسلامی** تحصیلات خود را در مقاطع کارشناسی ارشد و دکتری مهندسی برق به ترتیب در سال‌های ۱۳۷۹ و ۱۳۸۴ از دانشگاه تربیت مدرس به پایان رسانیده است و هم‌اکنون استادیار دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر دانشگاه تربیت مدرس می‌باشد. زمینه‌های تحقیقاتی مورد علاقه ایشان عبارتند از: بازار برق و مطالعات برنامه‌ریزی و بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت.

- [13] A. G. Vlachos and P. N. Biskas, "Balancing supply and demand under mixed pricing rules in multi - area electricity markets," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1444-1453, Jul. 2011.
- [14] A. G. Vlachos and P. N. Biskas, "Simultaneous clearing of energy and reserves in multi-area markets under mixed pricing rules," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 26, no. 4, pp. 2460-2471, Nov. 2011.
- [15] M. Johann Kurzidem, Analysis of Flow-Based Market Coupling in Oligopolistic Power Markets, Dissertation in ETH Zurich, 2010.
- [16] T. Kristiansen, "A preliminary assessment of the market coupling arrangement on the Kontek cable," *Energy Policy*, vol. 35, no. 6, pp. 3247-3255, 2007.
- [17] T. Kristiansen, "An assessment of the Danish-German cross-border auctions," *Energy Policy*, vol. 35, no. 6, pp. 3269-3382, 2007.
- [18] L. Meeus, "Implicit auctioning on the Kontek cable: 3rd time lucky?" *Energy Economics*, vol. 33, no. 3, pp. 413-418, 2011.
- [19] L. Meeus, L. Vandezande, S. Cole, and R. Belmans, "Market coupling and the importance of price coordination between power exchanges," *Energy*, vol. 34, no. 3, pp. 228-234, Mar. 2009.
- [20] G. Oggioni and Y. Smeers, "Market coupling and the organization of counter-trading: separating energy and transmission again?" *Presented at the 17th Power Systems Computation Conf.*, 7 pp., 2010.
- [21] G. Oggioni and Y. Smeers, "Degree of coordination in market-coupling and counter-trading," *Presented at Sixth Conf. on the Economics of Energy Markets*, Toulouse, France, 28-29 Jan. 2010.
- [22] A. Marinakis, W. D. Rosehart, and T. V. Cutsem, "A framework for the simultaneous clearing of multiple markets within a common transmission system," in *Proc. of IEEE Bucharest Power Tech. Conf.*, 8 pp., Bucharest, Romania, 28 Jun.-2 Jul. 2009.
- [23] A. Marinakis, A. G. Bakirtzis, and T. V. Cutsem, "Energy and transmission allocation in the presence of overlapping electricity markets," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 25, no. 3, pp. 1402-1414, Aug. 2010.
- [24] S. Visalakshi and S. Baskar, "Covariance matrix adapted evolution strategy - based decentralised congestion management for multilateral transactions," *IET Generation, Transmission, & Distribution*, vol. 4, no. 3, pp. 400-417, Aug. 2010.
- [25] C. Battle and R. Gomez-Elvira, "Forward cross - border transmission capacity allocation: physical versus financial transmission rights," MIT CEEPR Working Paper, May 2011.

Archive