مدیریت تبادل سیستم‌های چندناحیه‌ای در شرایط شرکت بازیگران شین‌های خارجی در بازارهای چندگانه مجزا

علی کریمی و حسین سیفی

چکیده: در سال‌های اخیر، علاقه‌مندی برای تبادل انرژی بین نواحی یا کشورهای مختلف افزایش یافته است. یکی از روش‌های تبادل انرژی، شرکت‌دادن مستقیم تولیدکنندگان یا مصرف‌کنندگان در بازارهای نواحی دیگر با هماهنگی بهره‌برداران نواحی است. در این مقاله، سازوکاری به منظور مدیریت تبادلات سیستم‌های چندناحیه‌ای که در هر ناحیه یک بازار مجزا فعال است (بازارهای چندگانه مجزا) پیشنهاد شده است. در ساختار مورد نظر، امکان حضور بازیگران شین‌های خارجی در بازار هر ناحیه فراهم شده و سازوکار پیشنهادی توسط نهادی به نام هماهنگ‌کننده اجرا می‌شود. هماهنگ‌کننده، مدیریت تبادلات را به صورت یک فرایند تکراری، هم‌زمان با اجرای بازارهای نواحی تا حفظ کامل امنیت شبکه، با اجرای یک رویکرد فنی انجام می‌دهد. برای نشان‌دادن کارایی سازوکار پیشنهادی، مطالعات شبیه‌سازی بر روی یک سیستم سه‌ناحیه‌ای استاندارد (IEEE RTS -۹۶) در شرایط سه‌بازاری انجام و نتایج آن مقایسه شده است.

کلیدواژه: **بازارهای برق چندگانه، سیستم‌های چندناحیه‌ای، بازیگران شین‌های خارجی، مدیریت تبادل، هماهنگ‌کننده.**

۱- مقدمه

اتصال شبکه‌های قدرت در کشورهای مختلف و یا چندناحیه‌ای نمودن شبکه قدرت در یک کشور، از جمله مسایل مهم و اجتناب‌ناپذیر در نقاط مختلف دنیاست. در واقع اگر روند تغییرات شبکه‌های قدرت را از چند دهه پیش تا کنون دنبال کنیم، اتصالات الکتریکی بین نواحی (کشوری یا درون‌کشوری) به منظور رسیدن به اهداف فنی و اقتصادی، بسیار گسترده‌تر شده‌اند. به طور کلی، نحوه تنظیم قراردادهای بین‌ناحیه‌ای و هماهنگی بین سیستم‌ها از جمله چالش‌های پیش رو است. از این رو یکی از مهم‌ترین موضوعات مرتبط با سیستم‌های چندناحیه‌ای، نحوه هماهنگی بازارهای برق چندگانه در این نوع شبکه‌ها است. کشورهای اروپایی در زمینه اتصال شبکه‌های انتقال و تجمیع بازارهای برق نسبت به سایر نقاط دنیا پیشرو هستند [۱] و [۲].

دو رویکرد متمرکز و غیر متمرکز برای بهره‌برداری بازار در سیستم‌های قدرت چندناحیه‌ای وجود دارد. در رویکرد متمرکز، یک نهاد مرکزی با دسترسی به اطلاعات کل نواحی شامل اطلاعات فنی و بازاری، دیسپچ سیستم و برنامه‌ریزی تبادلات را انجام می‌دهد [۳]. به عنوان مثال، بازار برق NPS[1]، برنامه‌ریزی بازار کشورهای نروژ، سوئد، فنلاند، دانمارک و استونی را بر عهده دارد. به دلیل ملاحظات فنی و سیاسی، این رویکرد ممکن است برای بازارهای مجزایی که در کشورهای مختلف (یا نواحی مختلف) وجود دارند استفاده نشود. در رویکرد غیر متمرکز، هر بهره‌بردار بازار (MO)[2] ممکن است مسئول یک یا چند ناحیه باشد. از این رو هماهنگی بین MOها برای حفظ امنیت کل سیستم چندناحیه‌ای بسیار اهمیت دارد (با توجه به این که هر بازار به صورت مجزا تصمیم‌گیری می‌کند). این موضوع در شکل ساده خود که از سال‌های گذشته در برخی از کشورها وجود داشته است، هماهنگی تبادلات در حوزه‌های زمانی میان‌مدت و یا بلندمدت است. در واقع، برنامه‌ریزی تبادلات بین نواحی یا کشورهای مختلف، قبل از اجرای بازارهای کوتاه‌مدت مانند بازار روزفروش[3] انجام می‌شود (حراج صریح[4]). مثلاً تبادلاتی که تحت عنوان قراردادهای بلندمدت بین دو کشور برقرار می‌شود (که هر کدام بازار مستقلی دارند) از این نوع هستند.

تحقیقات زیادی در مورد رویکرد متمرکز در سیستم‌های چندناحیه‌ای انجام شده است. به عنوان نمونه، مقالات زیادی مسایل مرتبط با برنامه‌ریزی مشارکت واحدهای نیروگاهی، توزیع اقتصادی بار و برنامه‌ریزی هم‌زمان انرژی و ذخیره در سیستم‌های قدرت چندناحیه‌ای را پوشش داده‌اند [۴] تا [۸].

در سال‌های اخیر، حراج ضمنی[5] به عنوان روش مورد تأکید برای هماهنگی بازارهای برق چندگانه اروپایی مطرح شده است. حراج ضمنی روشی برای مدیریت تراکم است که هم‌زمان با بازار انرژی کوتاه‌مدت، ظرفیت انتقال را به صورت ضمنی تخصیص می‌دهد. در واقع، شرکت‌کنندگان پیشنهاد انرژی خود را به نواحی مورد نظر ارائه می‌کنند و در فرایند اجرای بازار، ظرفیت تبادل بین‌ناحیه‌ای تعیین می‌شود. حراج ضمنی به دو شیوه انفصال بازار[6] و کوپلینگ بازارها قابلیت پیاده‌سازی دارد. در روش انفصال بازار، یک بازار وجود دارد و در صورتی که تراکم رخ ندهد، قیمت در کل سیستم یکسان و با رخداد تراکم، ناحیه‌های قیمتی ایجاد می‌گردند. بر اساس تعریف شرکت کوپلینگ بازار اروپا (EMCC)[7]، با حراج ضمنی تبادلات توان در دو یا چند ناحیه، کوپلینگ بازار به وجود می‌آید. در روش کوپلینگ بازارها چند بازار مستقل وجود دارد و بر خلاف روش انفصال بازار، مجموعه بازارهایی که می‌خواهند با یکدیگر تبادل داشته باشند، ابتدا بدون در نظر گرفتن ظرفیت بین‌ناحیه‌ای اجرا می‌شوند. بنابراین قیمت‌های هر یک از نواحی تعیین می‌شود. در مرحله بعد،

این مقاله در تاریخ ۱۴ فروردین ماه ۱۳۹۵ دریافت و در تاریخ ۱ آذر ماه ۱۳۹۵ بازنگری شد.

علی کریمی، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر دانشگاه کاشان، کاشان، (email: a.karimi@kashanu.ac.ir).

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

1. Nord Pool Spot
2. Market Operator
3. Day Ahead Market
4. Explicit Auction
5. Implicit Auction
6. Market Splitting
7. European Market Coupling Company

منحنی‌های ورود/ خروج توان خالص (NEC)[1] برای هر ناحیه استخراج می‌گردد و توسط نهاد مرکزی کوپل‌دهنده، با توجه به مقادیر ظرفیت انتقال بین نواحی، توان ورودی و خروجی ناحیه‌ها تعیین می‌شود. با اجرای این روش، واحدهای تولیدی گران در برخی نواحی حذف و واحدهای ارزان‌تر نواحی دیگر جایگزین آنها می‌شوند و قیمت‌های جدید شکل می‌گیرند. در صورتی که ظرفیت انتقال بین دو ناحیه نامحدود باشد، قیمت‌های نواحی برابر خواهند شد. دامنه کاربرد روش کوپلینگ بازار در اروپا در حال افزایش است [۹] و مقالاتی به طور خاص نحوه کوپلینگ بازارهای اروپایی را بررسی نموده‌اند [۱۰] تا [۱۲].

برخی مقالات نیز هماهنگی بازارهای چندگانه را در سیستم‌های چندناحیه‌ای، صرف نظر از مفهوم کوپلینگ بازار برق در اروپا بررسی کرده‌اند. در [۳] و [۱۳] روشی غیر متمرکز برای تسویه هم‌زمان انرژی و ذخیره در شرایط بازارهای چندگانه در یک سیستم چندناحیه‌ای ارائه شده است. روش مذکور به بهره‌بردار بازار مرکزی نیاز ندارد اما یک سری اطلاعات بین نواحی مبادله می‌شود. این اطلاعات شامل متغیرهای حالت شین‌های مرزی (مانند زوایای ولتاژ شین‌های مرزی) و حالات دوگان متغیرهای شین‌های مرزی است. مرجع [۱۴] نیز برنامه‌ریزی مقید مشارکت واحدهای نیروگاهی را به مفاهیم [۳] و [۱۳] اضافه نموده است. اجرای روش‌های پیشنهادی این مراجع به صورت تصمیم‌گیری تکراری است. به طور کلی، روش‌های غیر متمرکز مذکور در شرایطی که تعداد خطوط بین‌ناحیه‌ای زیاد باشد و یا شرکت بازیگران خارج از نواحی در هر ناحیه امکان‌پذیر شود کارا نخواهد بود (تعداد تکرارهای مسئله بسیار زیاد خواهد شد و در نتیجه، پیاده‌سازی آن در عمل مشکل خواهد بود). در [۱۵] چارچوبی برای هماهنگی و مدیریت تراکم بازارهای چندگانه در سیستم چندناحیه‌ای که در آن هر یک از بازارها به صورت هم‌زمان و مستقل، برنامه‌ریزی انرژی و ذخیره را انجام می‌دهند پیشنهاد شده است. در این چارچوب، تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان می‌توانند به صورت هم‌زمان در هر یک از بازارها شرکت کنند و یک نهاد هماهنگ‌کننده که با همکاری TSO[2]ها فعالیت می‌کند، مدیریت تراکم کل شاخه‌های سیستم را به صورت سهم- محور انجام می‌دهد (با تعامل بازارها). در واقع، روش ارائه‌شده غیر متمرکز و با وجود یک هماهنگ‌کننده است و نقش این نهاد برای تعامل با بازارها و نه به عنوان اجراکننده بازارها، مطرح شده است. در [۱۶] نیز چارچوب ارائه‌شده در [۱۵] توسعه یافته و تخصیص خطوط انتقال بین ناحیه‌ای و درون‌ناحیه‌ای به صورت اقتصادی و LMP- محور[3] پیشنهاد شده است. فرض اصلی [۱۵] و [۱۶] بر این پایه استوار است که چند بازار به صورت هم‌زمان و مستقل در هر ناحیه می‌توانند فعال باشند. از دیدگاه عملی، این ساختار در سیستم‌هایی می‌تواند کاربردی باشد که خط مشی‌های تأمین انرژی در نواحی مختلف با هم هماهنگ باشند. در حقیقت، نواحی یا در یک کشور واقع و یا متعلق به یک اتحادیه (مثل اروپا) باشند. در [۱۷] نیز سازوکارهای [۱۵] و [۱۶] اصلاح شده تا قابل کاربرد برای ساختار سیستم‌های چندناحیه‌ای با بازارهای مجزا باشد (مثلاً تبادل بین کشوری). در این مقاله، تبادل انرژی به صورت مشارکت‌دادن مستقیم تولیدکنندگان و یا مصرف‌کنندگان در بازارهای نواحی دیگر با هماهنگی بهره‌برداران نواحی، امکان‌پذیر شده و سازوکاری بازار- محور به منظور مدیریت تبادل بین ناحیه‌ای پیشنهاد شده است.

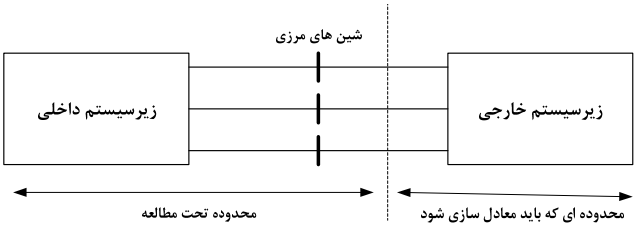
همان طور که قبلاً هم اشاره شد، روش‌های حراج صریح خطوط بین ناحیه‌ای که به لحاظ زمانی قبل از بازار انرژی انجام می‌شود، از جمله مرسوم‌ترین راهکارهای هماهنگی تبادل بین کشورهاست (یا نواحی با بازارهای مجزا). مشکل اصلی این روش‌ها، استفاده غیر بهینه از خطوط بین‌ناحیه‌ای است. هدف از این مقاله، ارائه راهکاری است که مدیریت تبادلات بین ناحیه‌ای را هم‌زمان با اجرای بازارهای فعال در هر یک از نواحی انجام دهد تا از خطوط بین ناحیه‌ای به صورت بهینه استفاده گردد. فرض اصلی ساختار مورد نظر در این مقاله بدین صورت است که در هر ناحیه یک MO وجود دارد که مسئول تسویه بازار با در نظر گرفتن قیود امنیت در آن ناحیه است. همچنین دلایلی معلوم (فنی/ اقتصادی) تبادل بین نواحی مختلف را توجیه می‌کند و برخی بازیگران (تولیدکنندگان یا مصرف‌کنندگان) با هماهنگی نهادهای حاکمیتی صنعت برق هر ناحیه، این اجازه را دارند تا فروش یا خرید انرژی را در نواحی دیگر انجام دهند (بخشی از نیاز مصرف یا فروش انرژی خود را در بازارهای مجاور انجام دهند). این بازیگران از دید بازار ناحیه‌ای که در آن شرکت می‌کنند "بازیگران شین‌های خارجی" نامیده می‌شوند. بنابراین چند ناحیه‌ای که با خطوط ارتباطی به هم متصل هستند با توافقات مشخص، استفاده از خطوط بین ناحیه‌ای و درون‌ناحیه‌ای را برای بازیگران مذکور فراهم می‌کنند.

در این مقاله، سازوکاری برای مدیریت تبادلات بین‌ناحیه‌ای پیشنهاد شده که هم‌زمان با اجرای بازارهای نواحی است و توسط نهادی با نام "هماهنگ‌کننده" اجرا می‌شود. این هم‌زمان‌سازی به این نکته اشاره دارد که از خطوط بین‌ناحیه‌ای استفاده بهینه می‌شود (برخلاف روش‌های معمول که تبادلات پیش از اجرای بازارهای ناحیه‌ای تنظیم می‌شود). در سازوکار پیشنهادی از "ماتریس ضرایب مدیریت تبادل توان" یا PEMF[4] به منظور در نظر گرفتن قیود امنیت بارگذاری شاخه‌های شبکه استفاده می‌شود. همچنین سازوکار پیشنهادشده می‌تواند هم برای شرایطی که تعداد بازیگران شین‌های خارجی از دید هر ناحیه زیاد است و هم در شرایطی که تعداد خطوط بین ناحیه‌ای نیز زیاد باشد، کارا باشد.

۲- بازارهای چندگانه مجزا

در ساختار چندناحیه‌ای مورد نظر، هر بازار در یک ناحیه فعال است و مستقلاً برای خود تابع هدف و قیودی دارد که ممکن است با بازارهای دیگر متفاوت باشد. مسئول اجرای هر یک از بازارها MO نامیده می‌شود. هر MO تجهیزات درون‌ناحیه‌ای و شین‌های مرزی را در مسئله بازار خود مدل‌سازی می‌کند. هدف از مدل‌سازی شین‌های مرزی، لحاظ‌کردن بازیگران شین‌های خارجی (که از نواحی دیگر در بازار مورد نظر شرکت کرده‌اند) در مسئله بازار است. مطابق با بخش ۳-۲، اطلاعاتی که برای معادل‌سازی بازیگران خارجی در شین‌های مرزی لازم است و همچنین امپدانس‌های بین شین‌های مرزی از طریق هماهنگ‌کننده در اختیار بازارها قرار می‌گیرد. روابط (۲) تا (۶) مدل‌سازی بازار فعال در ناحیه a (MO_a) را که به عنوان نمونه با تابع هدف کمینه‌سازی هزینه بازار (بیشینه‌سازی رفاه اجتماعی) بیان شده، نشان می‌دهند. با توجه به این که در این مقاله، نگاه ساختاری برای هماهنگ‌کردن تبادلات در سیستم‌های چندناحیه‌ای وجود دارد، از مدل پخش بار DC استفاده شده است و قیود امنیت نیز معطوف به قیود بارگذاری است. همچنین، قیود مرتبط با ذخیره نواحی در روابط وارد نشده است و روش پیشنهادی مستقل از این نوع قیود می‌باشد.

1. Net Export Curves
2. Transmission System Operators
3. Locational Marginal Pricing-Based
4. Power Exchange Management Factors



شکل ۱: نحوه نمایش سیستم در روش کاهش‌سازی ward.

$$\min_{pg^a_{i,u},\,pl^a_{i,u}} \sum_{i\in(a\cup Bo)} \sum_{u} \{c^a_{i,u}.pg^a_{i,u} - \beta^a_{i,u}.pl^a_{i,u}\} \qquad (۱)$$

$$0 \le pg^a_{i,u} \le pg^{\max,a}_{i,u} \;,\; i\in(a\cup Bo) \qquad (۲)$$

$$0 \le pl^a_{i,u} \le pl^{\max,a}_{i,u} \;,\; i\in(a\cup Bo) \qquad (۳)$$

$$\sum_{u} pg^a_{i,u} - \sum_{u} pl^a_{i,u} = \sum_{b} IM_{i,b}\times f^a_b \;,\; i\in(a\cup Bo) \qquad (۴)$$

$$\sum_{i} IM_{i,b}.\theta_i = \sum_{b} x_b.f^a_b \;,\; i\in(a\cup Bo) \qquad (۵)$$

$$-f^{\max,a}_b \le f^a_b \le f^{\max,a}_b \;,\; b\in a \qquad (۶)$$

که در آنها i اندیس شین‌های شبکه، u اندیس واحد ژنراتوری یا بار بر روی شین i، a اندیس ناحیه، Bo اندیس شین‌های مرزی متصل به ناحیه a، c قیمت پیشنهادی فروش انرژی، β قیمت پیشنهادی خرید انرژی توسط بارها و pg (pl) توان تولیدی واحد ژنراتوری (توان مصرفی بار) است که به عنوان متغیرهای تصمیم‌گیری هر یک از بازارها مد نظر می‌باشد. $pg^{\max,a}_{i,u}$ ($pl^{\max,a}_{i,u}$) مقدار بیشینه پیشنهادی توان تولیدی در شین iام (مصرفی) به بازار فعال در ناحیه a است. همچنین f^a_b، θ_i و x_b به ترتیب بارگذاری شاخه b ($f^{\max,a}_b$) نیز معرف حد بارگذاری هر شاخه ناحیه a است)، زوایه ولتاژ شین i و راکتانس شاخه b را در ناحیه a نشان می‌دهند. در نهایت $IM_{i,b}$ درایه ماتریس الحاقی شین- شاخه است. تعداد سطرها و ستون‌های این ماتریس به ترتیب برابر با تعداد شین‌های شبکه و تعداد شاخه‌های شبکه است. درایه‌های ماتریس تلاقی در صورتی که یک شاخه از شین خارج شود یک، به شین وارد شود منفی یک و اگر ارتباطی با شین نداشته باشد صفر است. بر اساس (۱) در مسئله تسویه بازار هم بازیگران درون‌ناحیه‌ای ($i\in a$) و هم بازیگران شین‌های خارجی ($i\in Bo$) شرکت کرده‌اند. روابط (۲) و (۳) محدودیت‌های تولید و مصرف را نشان می‌دهند. روابط (۴) و (۵) توان عبوری از خطوط را بر اساس پخش بار DC بیان می‌کنند. در نهایت، بهره‌بردار بازار هر ناحیه مطابق با (۶)، قیود بارگذاری درون‌ناحیه‌ای را در مسئله تسویه بازار لحاظ می‌کند.

۳- ساختار مورد نظر برای هماهنگی بازارهای مجزا

در ساختار بازارهای چندگانه مجزا در سیستم چندناحیه‌ای دو چالش اصلی وجود دارد. اولین چالش نحوه مدل‌سازی بازیگران نواحی هم‌جوار (بازیگران شین‌های خارجی) در هر یک از بازارهاست. چالش دوم، حفظ قیود امنیت در کل سیستم چندناحیه‌ای است. در شرایطی که تعداد خطوط بین‌ناحیه‌ای به منظور افزایش تبادلات زیاد می‌شود بر اساس قوانین مداری کیرشهف، پیکره‌بندی شبکه‌های نواحی خارجی بر روی پخش توان در هر ناحیه تأثیر می‌گذارد و چالش دوم بحرانی‌تر خواهد شد. این موضوع را می‌توان در قالب فلوهای ناخواسته هر ناحیه در نواحی دیگر نیز مطرح کرد. اگرچه ممکن است بتوان با ابزار کنترلی خاص، توان خطوط ارتباطی را بر روی نقاطی تنظیم کرد اما به هر حال تأثیر آن تنظیم‌ها بر روی توان‌های عبوری داخلی قابل توجه و هزینه‌بر است. با توجه به چالش‌های فوق، وجود یک نهاد هماهنگ‌کننده برای مدیریت تبادلات ضروری است. این هماهنگ‌کننده با تعامل هر یک از بازارهای فعال در نواحی شکل می‌گیرد و اطلاعات شبکه انتقال و پیکره‌بندی نواحی را در اختیار خواهد داشت. این امر با توجه به افزایش زیرساخت‌های سخت‌افزاری و نرم‌افزاری پیشرفته در شبکه‌های قدرت، دور از انتظار نیست. بنابراین رویکرد هماهنگی تبادلات در این مقاله به صورت غیر متمرکز و با وجود یک نهاد هماهنگ‌کننده است.

۳-۱ وظایف هماهنگ‌کننده

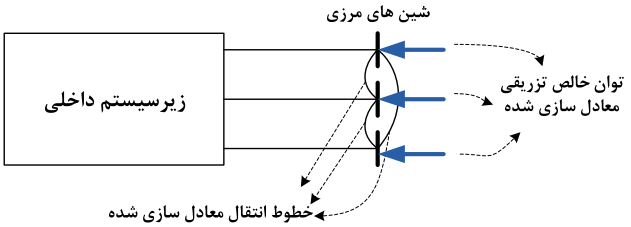
با توجه به چالش‌های اشاره‌شده در بالا هماهنگ‌کننده باید بتواند آنها را مدیریت نماید. در صورتی که هماهنگ‌کننده اطلاعات شبکه معادل خارجی را برای هر یک از نواحی فراهم کند، چالش اول حل می‌شود. در واقع، هر یک از بازارها بر اساس این اطلاعات، بازیگران شین‌های خارجی را مدل‌سازی می‌کنند. این شبکه معادل برای مدل‌سازی قیود امنیت درون‌ناحیه‌ای هر بازار اهمیت دارد. با توجه به دومین چالش، سازوکار مدیریت تبادل به صورت مستقل از بازارهای محلی نواحی، توسط هماهنگ‌کننده اجرا می‌گردد. در این سازوکار، هماهنگ‌کننده بر اساس ماتریس PEMF هماهنگی را بین بازارهای فعال در هر ناحیه ایجاد می‌کند. در این هماهنگی ممکن است تبادل برخی از بازیگران شین‌های خارجی به منظور حفظ امنیت سیستم محدود گردد. این وظایف در [۱۷] که توسط نویسندگان همین مقاله نگارش یافته نیز مطرح شده است.

۳-۲ معادل‌سازی شبکه‌های نواحی دیگر

در این بخش، نحوه معادل‌سازی شبکه‌های نواحی دیگر (شبکه‌های خارجی) از دیدگاه هر ناحیه برای در نظر گرفتن بازیگران شین‌های خارجی در روند اجرای هر بازار، تشریح می‌شود. منظور از معادل‌سازی، کاهش شبکه‌های خارجی و تبدیل آنها به چند شین متصل به ناحیه مورد نظر (شین‌های مرزی) و همچنین تعیین نحوه قرارگرفتن بازیگران شین‌های خارجی در شین‌های معادل است. این محاسبات را هماهنگ‌کننده انجام می‌دهد.

در میان روش‌های کاهش‌سازی شبکه، روش ward گستردگی بیشتری دارد. این روش توسط Ward در [۱۸] پیشنهاد گردید و در [۱۹] تا [۲۱] نیز بیشتر مورد بررسی قرار گرفت. در این مقاله نیز روش ward برای معادل‌سازی نواحی خارجی از دید هر ناحیه انتخاب شده است. مطابق با شکل ۱ در روش ward، سیستم به زیرسیستم داخلی، زیرسیستم خارجی و شین‌های مرزی تقسیم‌بندی می‌شود. در کاهش‌سازی شبکه، زیرسیستم داخلی بدون هیچ تغییری حفظ می‌شود و زیرسیستم خارجی نیز با روش حذف گوسی حذف می‌گردد. بنابراین از دیدگاه بهره‌بردار بازار یک ناحیه، زیرسیستم داخلی همان شین‌های ناحیه خودی است. شین‌هایی که از طریق خطوط بین‌ناحیه‌ای به ناحیه خودی متصل هستند به عنوان شین‌های مرزی در مدل‌سازی در نظر گرفته می‌شوند و سایر شین‌های نواحی دیگر زیرسیستم خارجی محسوب می‌شوند و باید حذف شوند.

سیستم شکل ۱ پس از کاهش‌سازی با روش ward در شکل ۲ نشان داده شده است. در این شکل، همه تجهیزات شبکه انتقال زیرسیستم خارجی حذف شده و به جای آن خطوط انتقال معادل (و یا امپدانس‌های معادل) بین شین‌های مرزی قرار گرفته است. همچنین ژنراتورها و بارهای شین‌های خارجی بر اساس ضرایبی به شین‌های مرزی منتقل می‌شوند.



شکل ۲: سیستم کاهش‌یافته پس از معادل‌سازی با روش ward.

نحوه محاسبه این ضرایب و امپدانس‌های معادل بین شین‌های مرزی در [۱۷] آمده است. به طور کلی هر بهره‌بردار بازار، شین‌های داخلی و مرزی را در مسئله بازار خود مدل‌سازی می‌کند. البته اطلاعاتی که برای معادل‌سازی بازیگران شین‌های خارجی در شین‌های مرزی لازم است و همچنین امپدانس‌های بین شین‌های مرزی از طریق هماهنگ‌کننده در اختیار بازارها قرار می‌گیرد.

۴- سازوکار پیشنهادی مدیریت تبادل

در ساختار مورد نظر بازارهای چندگانه مجزا برخی بازیگران با هماهنگی نهادهای حاکمیتی صنعت برق هر ناحیه می‌توانند فروش یا خرید انرژی را در بازارهای نواحی دیگر انجام دهند. بهره‌بردار بازار هر ناحیه، هم با بازیگران داخلی و هم بازیگران شین‌های خارجی مواجه است. همان طور که قبلاً اشاره شد بهره‌بردار هر بازار با در نظر گرفتن بازیگران شین‌های خارجی در شین‌های مرزی معادل‌سازی شده، تسویه بازار را با در نظر گرفتن قیود ناحیه خودی مطابق با (۶) انجام می‌دهد. هماهنگ‌کننده در سازوکار پیشنهادی، محدودیت‌های بارگذاری خطوط بین ناحیه‌ای را در نظر می‌گیرد. همچنین توان‌های عبوری ناخواسته که هر بازار ممکن است در نواحی دیگر ایجاد کند را مدیریت می‌نماید. این محدودیت‌ها در جهت رسیدن به امنیت شبکه از طریق محدودسازی تبادلات بازیگران شین‌های خارجی انجام می‌شود.

ماتریس ضرایب توزیع انتقال توان (PTDF)[1] برای نگاشت توان تزریقی به شین‌ها به توان عبوری از شاخه‌های شبکه بسیار مفید است. این ماتریس در عمل تا زمانی که جبران‌سازی توان راکتیو کافی در شین‌های شبکه وجود داشته باشد می‌تواند با دقت مناسبی بارگذاری‌ها را از طریق توان‌های تزریقی به شین‌های شبکه محاسبه کند [۲۲]. نحوه محاسبه ماتریس PTDF (Φ) بر اساس بردار راکتانس شاخه‌های شبکه و ماتریس الحاقی شبکه در [۱۷] آمده است. در اینجا سؤال اصلی این است که هماهنگ‌کننده چگونه محدودیت تبادل را برای بازیگران شین‌های خارجی از طریق مفهوم PTDF اعمال کند؟ واضح است که با انتخاب هر شین به عنوان شین اسلک، ضرایب PTDF متفاوت خواهد بود. از طرفی در صورتی که در تبادلات بین ناحیه‌ای قید بارگذاری نقض شود، هماهنگ‌کننده باید توان بازیگران شین‌های خارجی را محدود کند. با محدودکردن بازیگران خارجی، تعادل توان باید از طریق بازیگران داخلی تأمین گردد. بدین منظور ماتریس ضرایب مدیریت تبادل توان یا PEMF برای استفاده هماهنگ‌کننده در مدیریت تبادل پیشنهاد می‌گردد. برای محاسبه این ماتریس، ابتدا برای هر ناحیه، هماهنگ‌کننده ماتریس Φ_a را به صورت (۷) تعیین می‌کند. IM_a ماتریس تلاقی شین و شاخه‌های سیستم است به طوری که همه سطرهای متناظر با شین‌های ناحیه a در آن حذف شده باشد (A نیز تعداد نواحی است). بنابراین مفهوم Φ_a این است که تغییرات شین‌های خارج از ناحیه a چه تأثیری بر بارگذاری شاخه‌های شبکه دارد. در واقع اگر توان تزریقی به شین‌های خارج از ناحیه a کاهش یابد (مثلاً در حالتی که بازیگر شین خارجی ژنراتور باشد) جبران توان از داخل ناحیه a انجام می‌شود. سپس برای هماهنگی همه بازیگران شرکت‌کننده در کلیه بازارهای فعال در نواحی، ماتریس PEMF (T) به صورت (۸) تعریف می‌گردد. تعداد سطرهای این ماتریس به اندازه تعداد شاخه‌های کل سیستم است (B) و ستون‌های آن به اندازه کل حالت‌هایی است که بازیگران شین‌های خارجی می‌توانند در نواحی دیگر شرکت کنند. در واقع، تعداد ستون‌های آن برابر با $N_T = \sum_a (N - N_a)$ است که N تعداد کل شین‌های سیستم و N_a تعداد شین‌های ناحیه a است. به عبارتی دیگر تعداد ستون‌های Φ_a برابر با $N - N_a$ یا کل حالت‌هایی است که بازیگران شین‌های خارجی (در نواحی غیر از a) می‌توانند در بازار ناحیه a شرکت کنند

$$\Phi_a = \text{diag}(\frac{1}{x}).IM_a^T.[IM_a.\text{diag}(\frac{1}{x}).IM_a^T]^{-1} \quad (۷)$$
$$, \ a = 1,2,\ldots,A$$

$$T = [\Phi_1 \quad \Phi_2 \quad \ldots \quad \Phi_A] \quad (۸)$$

اگرچه از جنبه ماهیتی، ضرایب موجود در ماتریس PEMF مانند ضرایب PTDF، ارتباط بین فلوی خطوط و توان‌های تزریقی به شین‌ها را نشان می‌دهد اما به لحاظ کارکرد و نوع استفاده کاملاً متفاوت است. هماهنگ‌کننده با استفاده از این ماتریس (T) می‌تواند تشخیص دهد که بازیگران شین‌های خارجی چه تأثیری در بارگذاری شاخه b دارند. فرض شود هر یک از بازارهای نواحی با در نظر گرفتن قیود امنیت داخلی به صورت مستقل اجرا شوند (روابط (۱) تا (۶)). برای این که هماهنگ‌کننده بتواند مدیریت تبادل را در کل سیستم اجرا کند توان تزریقی به شین‌های شبکه به عنوان نتایج اجرای بازارها توسط MOها باید به هماهنگ‌کننده ارسال گردد (هر بازار توان تزریقی به شین‌های داخلی و مرزی را اعلام می‌کند). هماهنگ‌کننده بارگذاری شاخه‌های شبکه را بر اساس (۹) و (۱۰) محاسبه می‌کند. np^a و np به ترتیب توان تزریق‌شده بازار ناحیه a و کل بازارها به شین‌های شبکه است. همچنین از (۱۱)، بارگذاری غیر مجاز برای شاخه b ($\delta_b > 0$) به دست می‌آید

$$np = \sum_a np^a \quad (۹)$$

$$f = \Phi.np \quad (۱۰)$$

$$\delta_b = \begin{cases} f_b - f_b^{\max} & \text{if} \quad f_b > f_b^{\max} \\ -f_b^{\max} - f_b & \text{if} \quad f_b < -f_b^{\max} \end{cases} \quad (۱۱)$$

رویکرد هماهنگ‌کننده برای مدیریت تبادل بر اساس تعداد حالت‌هایی که بازیگران شین‌های خارجی در بازارهای نواحی دیگر شرکت می‌کنند (K حالت) در ادامه تشریح می‌شود.

اگر یک شاخه دچار اضافه بار گردد هماهنگ‌کننده پس از محاسبه بارگذاری غیر مجاز از (۱۱)، با استفاده از ماتریس T، ماتریس T^{dec} (T کاهش‌یافته) را با توجه به حالت‌های K تشکیل می‌دهد. در واقع با توجه به این که ماتریس T شامل همه حالت‌هایی است که بازیگران شین‌های خارجی می‌توانند در نواحی دیگر شرکت کنند، هماهنگ‌کننده لازم است ستون‌های غیر ضروری را حذف کند. ضریب kام در سطر bام ماتریس T^{dec} (T_b^{dec})، اثر بازیگر شین خارجی kام را در بارگذاری شاخه b نشان می‌دهد. پس از تعیین بردار T_b^{dec}، لازم است این بردار بر اساس

1. Power Transfer Distribution Factors

موارد سه‌گانه زیر به ترتیب، اصلاح شود (T_b^{dec} تبدیل به T_b^{mod} می‌شود):

- با توجه به این که مطابق با (۱۱) δ_b همواره مثبت است بنابراین اگر بارگذاری شاخه b منفی باشد ($f_b < 0$) علامت T_b^{dec} عکس می‌شود (بردار در ۱- ضرب می‌شود). برای بارگذاری مثبت، تغییر علامت لازم نیست.
- اگر بازیگر موجود در شین خارجی از نوع ژنراتور باشد در صورتی که ضریب متناظر با آن ژنراتور در T_b^{dec} منفی باشد، باید اصلاح و تبدیل به صفر شود. در این حالت، توان ژنراتور نباید محدود شود زیرا به کاهش بارگذاری کمک می‌کند.
- اگر بازیگر موجود در شین خارجی از نوع بار باشد در صورتی که ضریب متناظر با آن بار در T_b^{dec} مثبت باشد، باید اصلاح و تبدیل به صفر شود. در این حالت، توان بار نباید محدود شود زیرا به کاهش بارگذاری کمک می‌کند.

لازم به توضیح است اگر در شین خارجی هم ژنراتور و هم بار به صورت هم‌زمان وجود داشته باشند، ضریب متناظر با آن شین در T_b^{dec} نباید تغییر داده شود زیرا اگر ضریب مثبت باشد باید محدودیت برای ژنراتور ایجاد گردد و اگر ضریب منفی باشد، محدودیت برای بار لحاظ می‌گردد. در نهایت، بردار T_b^{mod} به صورت (۱۲) به دست می‌آید. این بردار شامل ضرایب مدیریت تبادل توان برای کاهش بارگذاری شاخه b است

$$T_b^{\mathrm{mod}} = [\tau_{b1} \quad \tau_{b2} \quad \dots \quad \tau_{bK}] \tag{۱۲}$$

پس از تعیین T_b^{mod}، هماهنگ‌کننده بر اساس حل دستگاه K معادله- K مجهولی (۱۳)، محدودیت‌هایی را برای بازیگران شین‌های خارجی شرکت‌کننده در بازارهای نواحی تعیین می‌کند (δnp_k^{ext}ها مجهولات مسئله هستند). δnp_k^{ext} (چه با علامت مثبت و چه منفی) بیانگر میزان توانی است که بازیگر شین خارجی kام باید کاهش دهد (اگر بازیگر شین خارجی kام از نوع ژنراتور باشد، δnp_k^{ext} مثبت و اگر بار باشد، δnp_k^{ext} منفی خواهد بود). دستگاه (۱۳) نشان می‌دهد اولاً کل توان‌های کاهشی در شاخه b باید به اندازه اضافه بار آن شاخه باشد و ثانیاً هرچه مشارکت یک شین خارجی در بارگذاری شاخه b بیشتر باشد، کاهش بیشتری باید متحمل شود

$$\begin{cases} \tau_{b1}.\delta np_1^{ext} + \tau_{b2}.\delta np_2^{ext} + \dots + \tau_{bK}.\delta np_K^{ext} = \delta_b \\ \dfrac{\delta np_k^{ext}}{\delta np_{k+1}^{ext}} = \dfrac{\tau_{bk}}{\tau_{bk+1}} \ , \ k = 1,2,\dots,K-1 \end{cases} \tag{۱۳}$$

در بالا شرایطی که تنها یک اضافه بار در شبکه رخ دهد به عنوان یک حالت خاص بیان شد. در عمل، ممکن است چند اضافه بار به صورت هم‌زمان رخ دهد. فرض شود تعداد B' شاخه دچار اضافه بار گردند ($B' \le B$)، بنابراین مقادیر بارگذاری‌های غیر مجاز برابر δ_1 تا $\delta_{B'}$ خواهد بود. در صورتی که مانند شرایط تک اضافه باری بخواهیم مسئله را حل کنیم برای هر شاخه، یک دستگاه K معادله- K مجهولی را می‌توان تشکیل داد. پاسخ‌های هر یک از این دستگاه‌ها ممکن است در تعارض باشند و بنابراین نمی‌توان از دیدگاه هر شاخه مسئله را حل کرد و در نهایت باید یک دستگاه تشکیل گردد. راه حل پیشنهادی در برخورد با مسئله چند اضافه باری، نرمالیزه‌کردن بردارهای ضرایب بر اساس میزان اضافه بار هر شاخه و سپس تشکیل بردار ضرایب معادل (T_{eq}^{dec}) از طریق حاصل جمع آنها مطابق با (۱۴) است. در این رابطه s_b علامت اضافه بار شاخه bام است. در صورتی که اضافه بار در جهت مثبت باشد $s_b = 1$ و در صورتی که اضافه باری در جهت منفی باشد $s_b = -1$ است. با این راه حل، شاخه‌های دارای اضافه بار تبدیل به یک شاخه معادل شده‌اند

$$T_{eq}^{dec} = \frac{1}{\sum_b \delta_b}(s_1\delta_1 T_1^{dec} + \dots + s_b\delta_b T_b^{dec} + \dots + s_{B'}\delta_{B'} T_{B'}^{dec}) \tag{۱۴}$$

با توجه به این که علامت بارگذاری شاخه‌ها در تعیین بردار T_{eq}^{dec} در نظر گرفته شد (مورد اصلاحی ۱ انجام شد) موارد اصلاحی ۲ و ۳ از بند قبل (مشابه حالت تک‌اضافه باری) بر روی T_{eq}^{dec} انجام و T_{eq}^{mod} تعیین می‌گردد (رابطه (۱۵)). این بردار شامل ضرایب مدیریت تبادل توان برای کاهش بارگذاری شاخه معادل است. سپس هماهنگ‌کننده بر اساس حل دستگاه K معادله- K مجهولی (۱۶)، δnp_k^{ext}ها را محاسبه می‌کند. تفاوت اصلی این حالت با حالت قبلی این است که کاهش بارگذاری باید به اندازه بیشترین اضافه بار باشد (اضافه بار شاخه معادل به اندازه بیشترین اضافه بار موجود در نظر گرفته شده است)

$$T_{eq}^{\mathrm{mod}} = [\tau_{eq1} \quad \tau_{eq2} \quad \dots \quad \tau_{eqK}] \tag{۱۵}$$

$$\begin{cases} \tau_{eq1}.\delta np_1^{ext} + \dots + \tau_{eqK}.\delta np_K^{ext} = \max_b \delta_b \\ \dfrac{\delta np_k^{ext}}{\delta np_{k+1}^{ext}} = \dfrac{\tau_{eqk}}{\tau_{eqk+1}} \ , \ k = 1,2,\dots,K-1 \end{cases} \tag{۱۶}$$

در حالت کلی با حل دستگاه (۱۶)، میزان کاهش توان بازیگران شین‌های خارجی یا δnp_k^{ext}ها تعیین می‌شود و هماهنگ‌کننده با این مقادیر می‌تواند مدیریت تبادلات را انجام دهد. در (۱۷) pg_k^{ext} و pl_k^{ext} که به ترتیب توان‌های مجاز جدید ژنراتور و بار در شین خارجی k هستند بر اساس مقادیر خروجی بازارهای نواحی ($p\overline{g}_k^{ext}$ و $p\overline{l}_k^{ext}$) تعیین شده‌اند. با تعیین pg_k^{ext} و pl_k^{ext} می‌توان بازارهای ناحیه‌ای را در اجرای بعدی مدیریت کرد تا این مقادیر را در برنامه‌ریزی خود لحاظ کنند

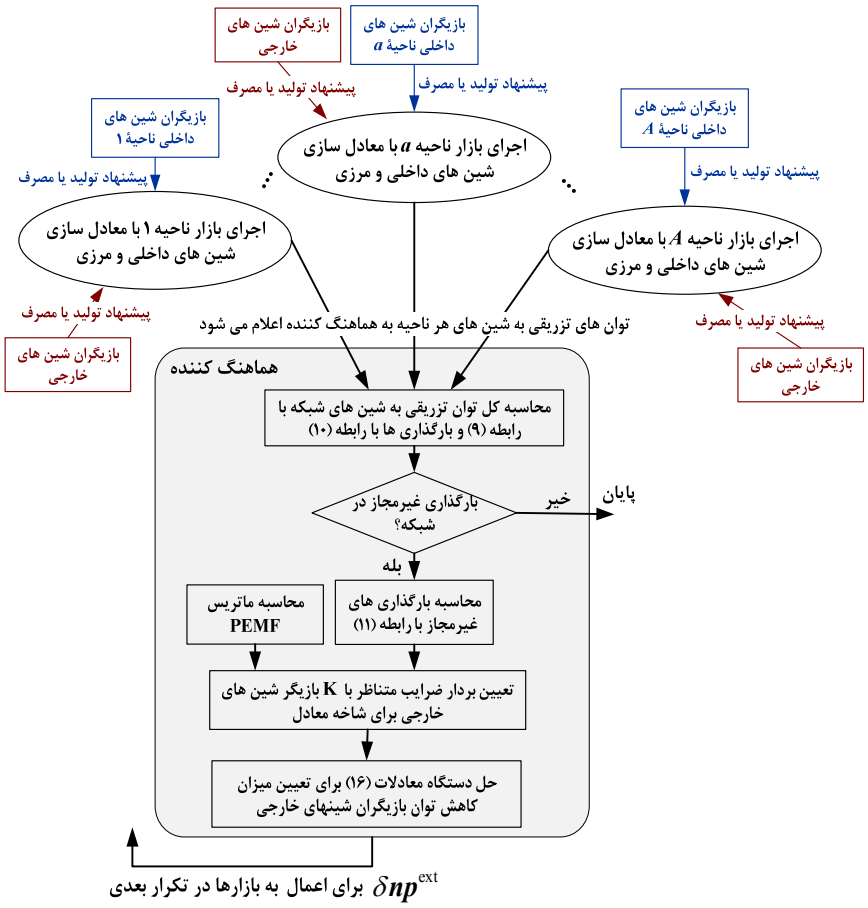
$$\begin{cases} \text{if} \ \ \delta np_k^{ext} > 0 \Rightarrow pg_k^{ext} = p\overline{g}_k^{ext} - \delta np_k^{ext} \\ \text{if} \ \ \delta np_k^{ext} < 0 \Rightarrow pl_k^{ext} = p\overline{l}_k^{ext} + \delta np_k^{ext} \\ , \ k = 1,2,\dots,K \end{cases} \tag{۱۷}$$

روندنمای سازوکار پیشنهادی مدیریت تبادل در شکل ۳ نشان داده شده است.

بخش بالایی روندنما مربوط به اجرای بازارهای مجزاست (A تعداد نواحی یا تعداد بازارهاست) که در هر بازار، قیود امنیت داخل ناحیه خودی در نظر گرفته می‌شود. از طرفی در صورت وجود اضافه بار در سیستم، هماهنگ‌کننده محدودیت‌های تبادل توان بازیگران شین‌های خارجی را به بازارها اعلام می‌کند (بردار δnp^{ext} میزان کاهش توان بازیگران شین‌های خارجی را مشخص می‌کند). بخش تیره‌شده شکل نیز وظایف هماهنگ‌کننده را به صورت خلاصه بیان می‌کند. سپس بهره‌برداران بازارهای نواحی دوباره بازار را اجرا و نتایج را به هماهنگ‌کننده ارسال می‌کنند و این پروسه تکراری در نهایت، به تعادل می‌رسد.

۵- کارایی سازوکار پیشنهادی

وجود هماهنگ‌کننده در این مقاله برای مدل‌سازی بازیگران شین‌های خارجی از دید هر ناحیه ضروری است. در واقع تاکنون در مقالاتی که رویکرد غیر متمرکز بدون هماهنگ‌کننده مطرح شده، بحث شرکت بازیگران شین‌های خارجی در هر ناحیه مطرح نبوده و عملاً موضوع



شکل ۳: روندنمای سازوکار پیشنهادی مدیریت تبادل.

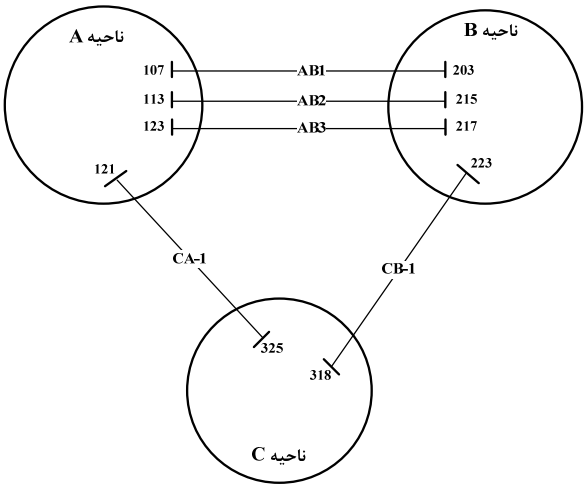
هماهنگی تبادلاتی که بین بهره‌برداران نواحی توافق می‌شود، لحاظ شده است. همچنین تعداد تکرارهایی که برای نهایی‌شدن برنامه تبادل در رویکرد غیر متمرکز بدون هماهنگ‌کننده وجود دارد نسبتاً زیاد است.

با توجه به روندنمای شکل ۳ در صورتی که هماهنگ‌کننده هیچ اضافه باری را در شبکه مشاهده نکند (یا به طور کلی، معیارهای امنیت برقرار باشد) فرایند تصمیم‌گیری تکراری به اتمام می‌رسد. سؤال مهم در اینجا این است که آیا سازوکار پیشنهادی در عمل با توجه به مجزابودن بازارها می‌تواند کارا باشد و به عبارتی، تعداد تکرارها کم خواهد بود؟ همان طور که قبلاً اشاره شد بازارهای نواحی قیود امنیت شبکه داخلی خود را در مسئله بازار مدل‌سازی می‌کنند. بنابراین اگر هیچ بازیگری در بازار نواحی دیگر شرکت نکند تنها عامل ایجاد اضافه بار، زیادبودن مش‌های شبکه بین ناحیه‌ای است (زیادبودن خطوط بین ناحیه‌ای به صورت رینگ) که باعث ایجاد توان‌های عبوری ناخواسته در نواحی دیگر می‌شوند. در صورتی که برخی بازیگران در بازارهای نواحی دیگر شرکت کنند با توجه به افزایش تبادلات بین ناحیه‌ای، هم خطوط بین ناحیه‌ای و هم خطوط درون‌ناحیه‌ای ممکن است در معرض اضافه بار قرار بگیرند. در سازوکار پیشنهادی، هماهنگ‌کننده در صورت مشاهده اضافه بار با تشکیل ماتریس PEMF، تبادلات را با توجه به بیشترین بارگذاری غیر مجاز محدود می‌کند و بازارها نیز باید در اجرای بعدی این محدودیت‌ها را در نظر بگیرند. در ماتریس PEMF، اثرات همه بازیگران شین‌های خارجی در شکل‌گیری اضافه بار وجود دارد و با محدودکردن تبادلات به طور حتم به اندازه مورد نظر، بارگذاری شاخه‌ها کاهش می‌یابد. تنها عاملی که ممکن است بارگذاری شاخه‌های را در تکرار بعدی بالا ببرد و باعث شود تا تکرارهای بعدی ادامه یابد توزیع مجدد بازیگران داخل هر ناحیه برای جبران عدم تعادل ناشی از محدودکردن بازیگران خارجی است. در صورتی که مش‌های شبکه بین ناحیه‌ای زیاد نباشد و شبکه داخلی هر ناحیه به اندازه کافی به هم پیوسته باشد، عملاً تعداد تکرارها بسیار کم خواهد بود. در غیر این صورت راهکار پیشنهادی این است که هماهنگ‌کننده بر اساس تجربیات بهره‌برداران نواحی مختلف، یک حاشیه اضافی را در محدودکردن تبادلات بازیگران خارجی در نظر بگیرد. این حاشیه با توجه به توان‌های عبوری ناخواسته‌ای که هر ناحیه می‌تواند در نواحی دیگر ایجاد کند به دست می‌آید. روش دقیقی برای تعیین این حاشیه، با توجه به وابستگی به شرایط بهره‌برداری نمی‌توان در نظر گرفت. از این رو بر اساس تجربه و شرایط میانگین بهره‌برداری، در نظر گرفتن یک حاشیه می‌تواند در کم‌کردن تکرارها بسیار مؤثر باشد.

۶- مطالعات شبیه‌سازی

در این بخش، مطالعات شبیه‌سازی سازوکار پیشنهادی بر روی شبکه استاندارد IEEE RTS-۹۶ انجام شده است. شبیه‌سازی با استفاده از اتصال نرم‌افزارهای GAMS (برنامه‌ریزی خطی و CPLEX solver) و MATLAB انجام شده است. شبکه مورد نظر دارای سه ناحیه با ساختار یکسان (هر ناحیه دارای ۲۴ شین) و ۵ خط بین ناحیه‌ای است. شکل ۴ نمایش ناحیه‌ای به همراه خطوط ارتباطی این شبکه را نشان می‌دهد. در هر ناحیه، ۳۲ ژنراتور و در کل شبکه، ۱۲۰ خط و ۸۵۵۰ MW بار پایه وجود دارد (هر ناحیه ۲۸۵۰ MW). فرضیات مطالعات عبارتند از:

- در هر ناحیه یک بازار وجود دارد (بازارهای A، B و C).
- قیمت پیشنهادی هر یک از ژنراتورها به بازارها برابر با هزینه حدی آنها در خروجی ۱۰۰ درصد در نظر گرفته شده است.



شکل ۴: شبکه آزمون IEEE RTS -۹۶ (نمایش ناحیه‌ای).

جدول ۱: خطوط دارای بارگذاری غیر مجاز در تکرار اول (MW).

خط	f_b^A	f_b^B	f_b^C	f_b	$f_b^{\max}$	δ
$AB3$	۱۲۰٫۹	۷۲٫۹	۳٫۶	۱۹۷٫۴	۱۵۰	۴۷٫۴
$CA-1$	-۹۷٫۷	-۴۹٫۰	-۳۱٫۸	-۱۷۸٫۵	۱۵۰	۲۸٫۵

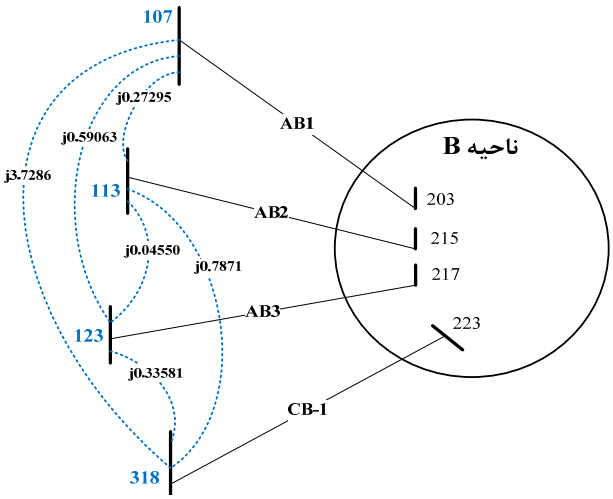
- با توجه به این که بار و تولید نواحی مشابه است به منظور ایجاد شرایطی اقتصادی برای شرکت ژنراتورهای ناحیه A در نواحی B و C، بار ناحیه A ۳۰ درصد کاهش و بار ناحیه B ۱۵ درصد افزایش می‌یابد. در این صورت با بالاتربودن قیمت بازارهای B و C، برخی از ژنراتورهای نواحی A می‌توانند در دو بازار خارجی شرکت کنند.
- برای ایجاد شرایط اضافه بار، ظرفیت خطوط بین ناحیه‌ای $AB3$ و $CA-1$ از ۵۰۰ به ۱۵۰ MW تغییر داده می‌شود. همچنین ظرفیت خطوط درون‌ناحیه‌ای $B29$ در ناحیه B (که شین‌های ۲۱۷ را به ۲۱۸ متصل می‌کند) و $C29$ در ناحیه C (که شین‌های ۳۱۷ را به ۳۱۸ متصل می‌کند) از ۵۰۰ به ۱۰۰ MW تغییر داده می‌شود. این تغییرات در راستای محدودکردن توان ارزان ژنراتورهای شین‌های ۲۱۸ و ۳۱۸ به سایر نقاط نواحی B و C است تا خرید انرژی از ناحیه A توجیه داشته باشد.

۶-۱ نتایج اجرای سازوکار پیشنهادی

برای شرکت بازیگران شین‌های خارجی، چهار حالت فرض می‌شود ($K=4$). دو واحد $U76$ در شین ۱۰۱ ناحیه A (ظرفیت هر یک ۷۶ MW)، توان خود را به بازار B، یک واحد $U76$ در شین ۱۰۲ ناحیه A، توان خود را به بازار B، دو واحد $U197$ در شین ۱۱۳ ناحیه A، توان خود را به بازار B و همچنین یک واحد $U76$ در شین ۱۰۲ ناحیه A، توان خود را به بازار C پیشنهاد می‌دهند

$$\begin{bmatrix} pg_{A101\to B} \\ pg_{A102\to B} \\ pg_{A113\to B} \\ pg_{A102\to C} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 152 \\ 76 \\ 394 \\ 76 \end{bmatrix} \quad (18)$$

همان طور که در بخش ۳-۲ بیان شد هماهنگ‌کننده باید اطلاعاتی که برای معادل‌سازی بازیگران شین‌های خارجی در شین‌های مرزی لازم است و همچنین امپدانس‌های بین شین‌های مرزی را در اختیار بازارها



شکل ۵: شبکه معادل‌سازی شده از دیدگاه ناحیه B.

قرار دهد. به عنوان مثال در شکل ۵ با توجه به شکل ۴، مدل‌سازی شبکه از دیدگاه ناحیه B ترسیم شده است. شین‌های مرزی برای ناحیه B شامل شین‌های ۱۰۷، ۱۱۳ و ۱۲۳ در ناحیه A و شین ۳۱۸ در ناحیه C است.

هر تولیدکننده (یا مصرف‌کننده) در یکی از نواحی A و C که خواهان شرکت در بازار B باشد بر روی شین‌های مرزی به صورت توزیع‌شده مدل‌سازی می‌شود. به عنوان نمونه، بازیگری که در شین ۱۰۱ ناحیه A بخواهد در ناحیه B شرکت کند به ترتیب با ضرایب ۰٫۱۷۹۵، ۰٫۴۹۸۴، ۰٫۲۶۹۹ و ۰٫۰۵۲۲ (مجموع آنها برابر یک است) به شین‌های مرزی ۱۰۷، ۱۱۳، ۱۲۳ و ۳۱۸ منتقل می‌شود.

با اجرای بازارها در تکرار اول، خطوط بین ناحیه‌ای $AB3$ و $CA-1$ دچار بارگذاری غیر مجاز می‌شوند. نتایج بارگذاری‌های این خطوط در جدول ۱ آمده است (همه بر حسب MW). ستون‌های دوم تا چهارم اثر هر یک از بازارها را در بارگذاری هر خط، ستون پنجم کل بارگذاری خط و ستون آخر میزان بارگذاری غیر مجاز را نشان می‌دهند. این بارگذاری‌های غیر مجاز ناشی از شرکت ژنراتورهای ناحیه A در بازارهای B و C و همچنین توان‌های عبوری ناخواسته‌ای است که هر یک از بازارها در نواحی دیگر ایجاد می‌کنند.

ضرایب مدیریت تبادل متناظر با بازیگران شین‌های خارجی در ادامه آمده است

$$\begin{cases} T_{AB3}^{dec} = [0.331 \quad 0.330 \quad 0.305 \quad 0.115] \\ T_{AC-1}^{dec} = [-0.115 \quad -0.114 \quad -0.082 \quad -0.566] \end{cases} \quad (19)$$

همچنین بردار ضرایب معادل اصلاح‌شده (T_{eq}^{mod}) مطابق با (۱۴) برابر است با

$$T_{eq}^{\text{mod}} = [0.252 \quad 0.252 \quad 0.224 \quad 0.279] \quad (20)$$

وضعیت دیسپچ ژنراتورهای شین‌های خارجی در بازارهای نواحی $(\overline{pg}^{ext})$ و همچنین محدودیت‌هایی که هماهنگ‌کننده بر اساس سازوکار پیشنهادی برای حذف بارگذاری‌های غیر مجاز برای این ژنراتورها تعیین کرده است $(\overline{pg}^{ext})$ در تکرارهای مختلف در جدول ۲ نشان داده شده است (مسئله در سه تکرار به نقطه تعادل رسیده است). همان طور که مشاهده می‌شود در تکرار اول در بازار ناحیه B، توان همه ژنراتورهای شین‌های خارجی به دلیل کم‌بودن قیمت پیشنهادی آنها پذیرفته شده اما هماهنگ‌کننده برای مدیریت تبادل، هر سه مقدار $pg_{A101\to B}$، $pg_{A102\to B}$

جدول ۲: نتایج تکرارهای مسئله (MW).

تکرار	متغیر	بازیگران شین‌های خارجی			
		$A۱۰۱\to B$	$A۱۰۲\to B$	$A۱۱۳\to B$	$A۱۰۲\to C$
۱	$\overline{pg}^{ext}$	۱۵۲	۷۶	۳۹۴	۴۹
	pg^{ext}	۱۰۵٫۴	۲۹٫۵	۳۵۲٫۷	۰
۲	$\overline{pg}^{ext}$	۱۰۵٫۴	۲۹٫۵	۳۵۲٫۷	۰
	pg^{ext}	۱۰۰٫۴	۲۴٫۵	۳۴۸٫۱	۰
۳	$\overline{pg}^{ext}$	۱۰۰٫۴	۲۴٫۵	۳۴۸٫۱	۰
	pg^{ext}	**۹۹٫۶**	**۲۳٫۷**	**۳۴۷٫۴**	**۰**

جدول ۳: نتایج بارگذاری در تکرارهای دوم تا چهارم (MW).

تکرار	خط	f_b^A	f_b^B	f_b^C	f_b	$f_b^{\max}$	δ
۲	$AB۳$	۱۲۰٫۹	۳۶٫۳	−۲٫۴	۱۵۴٫۷	۱۵۰	۴٫۷
	$CA-۱$	−۹۷٫۷	−۲۶٫۴	−۵٫۳	−۱۲۹٫۳	۱۵۰	۰٫۰
۳	$AB۳$	۱۲۰٫۹	۳۱٫۵	−۲٫۴	۱۵۰٫۰	۱۵۰	۰٫۰
	$CA-۱$	−۹۷٫۷	−۲۳٫۹	−۵٫۳	−۱۲۶٫۹	۱۵۰	۰٫۰

و $pg_{A۱۱۳\to B}$ را کاهش داده است. برای بازار C از ۷۶ مگاواتی که ژنراتور موجود در شین $A۱۰۲$ به این بازار پیشنهاد داده، ۴۹ مگاوات آن پذیرفته شده اما هماهنگ‌کننده برای مدیریت تبادل، آن را نپذیرفته است. در تکرار دوم با اجرای بازارهای نواحی و در نظر گرفتن حدود تعیین‌شده توسط هماهنگ‌کننده، تنها خط بین ناحیه‌ای $AB۳$ به اندازه ۴٫۷ MW اضافه بار دارد ($f_{AB۳}=۱۵۴٫۷$). با اجرای بازارها در تکرار سوم، اضافه بار خط بین ناحیه‌ای $AB۳$ برابر صفر می‌شود. دیسپچ نهایی ژنراتورهای شین‌های خارجی نیز در جدول ۲، پررنگ شده است.

در جدول ۳ نتایج بارگذاری خطوط دارای اضافه بار در تکرارهای دوم و سوم نشان داده شده است. همان طور که مشاهده می‌گردد در تکرار دوم، بارگذاری خط $CA-۱$ عادی شده و بخش زیادی از بارگذاری غیر مجاز $AB۳$ نیز رفع شده است. دلیل وجود ۴٫۷ MW اضافه بار در این خط، توزیع مجدد بازیگران داخل ناحیه B برای جبران عدم تعادل ناشی از محدودکردن بازیگران خارجی است.

ژنراتورهای ناحیه A که به عنوان ژنراتورهای شین‌های خارجی در نظر گرفته شدند در صورتی که در همان بازار ناحیه A شرکت می‌کردند، با توجه به کم‌بودن بار این ناحیه، در بازار برنده نمی‌شدند و فرصت کسب درآمد را از دست می‌دادند اما با شرکت در نواحی دیگر، این فرصت برای آنها فراهم شد. در شبیه‌سازی فوق $pg_{A۱۰۱\to B}$، $pg_{A۱۰۲\to B}$ و $pg_{A۱۱۳\to B}$ با شرکت در بازار B، هم درآمدی بر اساس قیمت شین‌های مرزی ناحیه B کسب کردند و هم هزینه بازار B را کاهش دادند (هزینه بازار B از ۴۴۷۵۸ $/h به ۴۱۲۸۴ $/h رسیده است) بدون این که هزینه ناحیه A تغییر کند.

۶-۲ مقایسه نتایج

با توجه به قابل مقایسه بودن این مقاله با [۱۷] به لحاظ ساختاری (مدیریت تبادل سیستم چندناحیه‌ای در شرایط شرکت بازیگران شین‌های خارجی)، کارایی سازوکار پیشنهادی با سازوکار ارائه‌شده در [۱۷] مقایسه می‌گردد. همان طور که در بخش مقدمه اشاره شد در [۱۷]، سازوکاری بازار- محور به منظور مدیریت تبادل بین ناحیه‌ای در شرایط وجود بازیگران شین‌های خارجی در بازارهای چندگانه مجزا پیشنهاد شده است.

جدول ۴: دیسپچ نهایی بازیگران شین‌های خارجی (pg^{ext} بر حسب MW).

رویکرد	بازیگران شین‌های خارجی			
	$A۱۰۱\to B$	$A۱۰۲\to B$	$A۱۱۳\to B$	$A۱۰۲\to C$
سازوکار پیشنهادی	۹۹٫۶	۲۳٫۷	۳۴۷٫۴	۰
سازوکار بازار- محور	۱۵۱٫۲	۰	۳۱۶٫۶	۰

جدول ۵: مقایسه نتایج سازوکار پیشنهادی با سازوکار [۱۷].

تکرار	خط	اضافه بار در سازوکار پیشنهادی	اضافه بار در سازوکار بازار- محور
۱	$AB۳$	۴۷٫۴	۴۷٫۴
	$CA-۱$	۲۸٫۵	۲۸٫۵
۲	$AB۳$	۴٫۷	۳٫۱
	$CA-۱$	۰٫۰	۰٫۰
۳	$AB۳$	۰٫۰	۰٫۰
	$CA-۱$	۰٫۰	۰٫۰

از این رو برای مقایسه با [۱۷] لازم است تا بازیگران شین‌های خارجی علاوه بر پیشنهاد قیمت به بازار مورد هدف، ارزش تبادلات یا قیمت‌های پیشنهادی دیگری را نیز به هماهنگ‌کننده ارسال نمایند تا سازوکار مذکور اجرایی گردد (مطابق با مقاله مذکور، ارزش تبادلات با بردار μ مشخص می‌گردد). بنابراین علاوه بر فرضیاتی که در ابتدای بخش مطالعات شبیه‌سازی بیان شد، بردار μ نیز به صورت زیر در نظر گرفته می‌شود. به طور مثال، ژنراتورهای موجود در شین ۱۰۱ ناحیه A که توان ۱۵۲ MW را با قیمت برابر با هزینه حدیشان به بازار B پیشنهاد داده‌اند برای این تبادل، ارزش ۳ $/MW قایل هستند

$$\begin{bmatrix} pg_{A۱۰۱\to B} \\ pg_{A۱۰۲\to B} \\ pg_{A۱۱۳\to B} \\ pg_{A۱۰۲\to C} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} ۱۵۲ \\ ۷۶ \\ ۳۹۴ \\ ۷۶ \end{bmatrix}, \quad \mu = \begin{bmatrix} ۳ \\ ۲ \\ ۲ \\ ۲ \end{bmatrix} \qquad (۲۱)$$

با اجرای سازوکار بازار- محور، مسئله مدیریت تبادل در سه تکرار به نقطه تعادل می‌رسد. در جدول ۴ وضعیت دیسپچ نهایی بازیگران شین‌های خارجی در سازوکارهای پیشنهادی در این مقاله و [۱۷] مقایسه شده است. همان طور که مشاهده می‌گردد با توجه به رویکرد متفاوت هماهنگ‌کننده در مدیریت تبادلات بین ناحیه‌ای، وضعیت دیسپچ در سازوکارها کاملاً متفاوت است. مثلاً اگرچه با رویکرد فنی، ۲۳٫۷ MW برای $pg_{A۱۰۲\to B}$ قابل قبول است اما با رویکرد بازاری [۱۷] دیسپچ آن صفر است.

در جدول ۵ نیز بارگذاری‌های غیر مجاز در هر دو سازوکار مذکور در تکرارهای مختلف مقایسه شده است. در تکرار اول، نتایج بارگذاری غیر مجاز یکسان است زیرا بازارهای ناحیه‌ای، بازیگران شین‌های خارجی را پذیرفته‌اند و هنوز هماهنگ‌کننده وارد عمل نشده است. در هر دو سازوکار، در تکرار سوم هیچ اضافه بار وجود ندارد.

بنابراین از جنبه کارایی و رسیدن به نقطه تعادل، سازوکار ارائه‌شده در این مقاله و سازوکار [۱۷] کارا هستند. در واقع اگرچه نتایج دیسپچ نهایی ژنراتورها در دو سازوکار کاملاً متفاوت است اما مدیریت تراکم به صورت مؤثر در هر دو سازوکار انجام شده است. به طور کلی، رویکرد [۱۷] برای شرایطی که بتوان زیرساخت یک بازار مجزا را توسط هماهنگ‌کننده برقرار کرد مفید است اما مقاله حاضر بدون پیاده‌سازی بازاری مجزا (که قاعدتاً پیاده‌سازی یک بازار در عمل مسایل مختلفی را در پی خواهد داشت) می‌تواند برای مدیریت تبادلات اجرا گردد.

۷- نتیجه‌گیری

در این مقاله، سازوکاری به منظور مدیریت تبادل برای سیستم‌های چندناحیه‌ای در شرایطی که بازیگران شین‌های خارجی امکان شرکت در بازارهای چندگانه مجزا را دارند پیشنهاد گردید. این سازوکار توسط نهاد پیشنهادی به نام هماهنگ‌کننده، هم‌زمان با اجرای بازارهای ناحیه‌ای، اجرا می‌گردد. هماهنگ‌کننده دو نقش اصلی را در این سازوکار بر عهده دارد. ابتدا با توجه به این که امکان حضور بازیگران خارجی در بازارهای هر یک از نواحی امکان‌پذیر است نحوه معادل‌سازی شبکه‌های خارجی را برای هر یک از بازارها تعیین می‌کند. نقش دوم هماهنگ‌کننده، مدیریت تبادلات به صورت یک فرایند تکراری برای حفظ امنیت شبکه و بر اساس ماتریس ضرایب مدیریت تبادل توان یا PEMF است. مطالعات شبیه‌سازی در سیستم چندناحیه‌ای استاندارد نشان داد نقطه تعادل سیستم پس از چند تکرار محدود ایجاد می‌شود و سازوکار پیشنهادی در شرایطی که مش‌های بین ناحیه‌ای زیاد باشد هم کاراست. همچنین مقایسه با سازوکار بازار- محور نیز این موضوع را تأیید نمود.

مراجع

[1] 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.

[2] F. Kunz, Managing Congestion and Intermittent Renewable Generation in Liberalized Electricity Markets, Ph.D Thesis, Technical University of Dresden, 2012.

[3] A. Ahmadi-Khatir, A. J. Conejo, and R. Cherkaoui, "Multi-area energy and reserve dispatch under wind uncertainty and equipment failures," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 4373-4383, Nov. 2013.

[4] C. Yingvivatanapong, W. J. Lee, and E. Liu, "Multi-area power generation dispatch in competitive markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 1, pp. 196-203, Feb. 2008.

[5] A. G. Vlachos and P. N. Biskas, "Balancing supply and demand under mixed pricing rules in multi-area electricity markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1444-1453, Aug. 2011.

[6] A. G. Vlachos and P. N. Biskas, "Simultaneous clearing of energy and reserves in multi-area markets under mixed pricing rules," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 2460-2471, Nov. 2011.

[7] P. N. Biskas, D. I. Chatzigiannis, and A. G. Bakirtzis, "European electricity market integration with mixed market designs-part i: formulation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 458-465, Jan. 2014.

[8] P. N. Biskas, D. I. Chatzigiannis, and A. G. Bakirtzis, "European electricity market integration with mixed market designs-part ii: solution algorithm and case studies," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 466-475, Jan. 2014.

[9] Market Coupling, *A Major Step towards Market Inte*gration, Available: http://www.epexspot.com/en/market-coupling

[10] T. Kristiansen, "A preliminary assessment of the market coupling arrangement on the Kontek cable," *Energy Policy*, vol. 35, no. 6, pp. 3247-3255, Jun. 2007.

[11] T. Kristiansen, "An assessment of the Danish-German cross-border auctions," *Energy Policy*, vol. 35, no. 6, pp. 3369-3382, Jun. 2007.

[12] L. Meeus, "Implicit auctioning on the Kontek Cable: third time lucky?," *Energy Econ.*, vol. 33, no. 3, pp. 413-418, May 2011.

[13] A. Ahmadi-Khatir, M. Bozorg, and R. Cherkaoui, "Probabilistic spinning reserve provision model in multi-control zone power system," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2819-2829, Aug. 2013.

[14] A. Ahmadi-Khatir, A. J. Conejo, and R. Cherkaoui, "Multi-area unit scheduling and reserve allocation under wind power uncertainty," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 4, pp. 1701-1710, Jul. 2014.

[15] ع. کریمی ورکانی، ح. سیفی و م. ک. شیخ‌الاسلامی، "چارچوبی برای مدیریت تراکم و تسویه انرژی و ذخیره در بازارهای برق چندگانه،" *نشریه مهندسی برق و مهندسی کامپیوتر ایران*، سال ۱۲، شماره ۲- الف، صص. ۱۰۹-۱۱۸، پاییز ۱۳۹۳.

[16] A. Karimi Varkani, H. Seifi, and M. K. Sheikh-El-Eslami, "Locational marginal pricing-based allocation of transmission capacity in multiple electricity markets," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 5, pp. 983-994, May 2014.

[17] A. Karimi, H. Seifi, and M. K. Sheikh-El-Eslami, "Market-based mechanism for multi-area power exchange management in a multiple electricity market," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, no. 13, pp. 1662-1671, Sep. 2015.

[18] J. B. Ward, "Equivalent circuits for power-flow studies," *Electr. Eng.*, vol. 68, no. 9, pp. 794-794, Sep. 1949.

[19] F. F. Wu and A. Monticelli, "Critical review of external network modelling for online security analysis," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 5, no. 4, pp. 222-235, Oct. 1983.

[20] H. E. Brown, *Solution of Large Networks by Matrix Methods*, 2 Ed., New York: Wiley-Interscience, 1985.

[21] D. Shi, Power System Network Reduction for Engineering and Economic Analysis, Ph.D Thesis, Arizona State University, 2012.

[22] M. Liu and G. Gross, "Role of distribution factors in congestion revenue rights applications," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 802-810, May 2004.

علی کریمی 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. ایشان از سال ۱۳۹۳ به عنوان عضو هیأت علمی و استادیار دانشگاه کاشان مشغول به فعالیت می‌باشد. همچنین، نام‌برده از سال ۱۳۸۷ تاکنون، محقق مرکز ملی مطالعات و برنامه‌ریزی شبکه‌های قدرت دانشگاه تربیت مدرس است. زمینه‌های علمی مورد علاقه ایشان موضوعات بهره‌برداری سیستم‌های قدرت، بازار برق، برنامه‌ریزی شبکه‌های توزیع 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 یومیست 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 هم اکنون دارای جایگاه استاد تمام می‌باشد. ایشان در این سال‌ها علاوه بر انجام تحقیقات علمی دارای سوابق و مسئولیت‌هایی از جمله رئیس دانشکده مهندسی و معاون پژوهشی دانشگاه بوده‌اند و هم اکنون رئیس مرکز ملی مطالعات و برنامه‌ریزی شبکه‌های قدرت می‌باشند. زمینه‌های علمی مورد علاقه ایشان برنامه‌ریزی و بهره‌برداری از شبکه‌های قدرت، دینامیک سیستم‌های قدرت و بازار برق است.