حقوق مالی انتقال: حلقه مکمل در تجدید ساختار صنعت برق

داود منظور[۱] ، لیلی نیاکان[*۲]

تاریخ دریافت مقاله:
۱۳۹۱/۳/۱۵
تاریخ پذیرش مقاله:
۱۳۹۱/۵/۷

چکیده:

به‌دنبال تجدید ساختار صنعت برق، در بسیاری از کشورها بازار نیروی برق به سه بخش تولید، توزیع و انتقال تجزیه شد و ساختار یکپارچه عمودی صنعت منسوخ گردید. در این ارتباط، انتقال نیروی برق و موضوعات مرتبط با آن در طراحی بازار برق از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. یکی از ویژگی‌های اصلی بازارهای رقابتی برق، دسترسی آزاد و بدون تبعیض به سیستم انتقال می‌باشد. حقوق مالی انتقال با تسهیل دسترسی آزاد و رقابتی به سیستم انتقال، در طراحی این بازار نقشی اساسی ایفاء می‌کند. حقوق مالی انتقال، کاربران شبکه را در برابر هزینه‌های ناشی از تراکم سیستم انتقال پوشش می‌دهد و به دو صورت نقطه به نقطه و فلوگیت در بازارهای برق عرضه می‌گردد. قیمت‌گذاری این ابزار مالی بر اساس قیمت‌های نهایی محلی انجام می‌شود. در این مقاله به بررسی ویژگی‌های اساسی حقوق مالی انتقال، شیوه قیمت‌گذاری، مبادله و کاربرد آن در صنعت برق و برخی از تجربه‌های جهانی در این ارتباط می‌پردازیم.

کلمات کلیدی:
صنعت برق، حقوق مالی انتقال، تراکم، قیمت نهایی محلی

۱) دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه امام صادق (ع) manzoor@isu.ac.ir
*۲) دانشجوی دکتری دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران leili.niakan@yahoo.com

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-07]

مقدمه

در اکثر کشورها تجدید ساختار[1] بخش‌های زیربنایی نظیر نیروی برق و گاز طبیعی که ماهیتاً از نوع انحصار طبیعی و تحت کنترل دولت بوده است، مورد توجه و اهتمام واقع شده است. در تجدید ساختار می‌بایست بین بخش‌های ذاتاً رقابت‌پذیر با قیمت‌های غیر مشمول کنترل (نظیر تولید برق) و بخش‌های انحصار طبیعی با قیمت‌های تحت کنترل دولت (نظیر شبکه انتقال برق) تمایز قائل شد. عرضه‌کنندگان در بخش‌های رقابت‌پذیر نیازمند دسترسی به شبکه انتقال برای عرضه خدمات خود به مشتریان می‌باشند.

تقاضای استفاده از شبکه‌های انتقال در ساعات، روزها و ماه‌های مختلف، متفاوت است. اگر قیمت استفاده از شبکه انتقال صفر باشد، ممکن است در برخی دوره‌های زمانی تقاضای عرضه‌کنندگان برای استفاده از شبکه بیشتر از ظرفیت آن شده و برخی از بخش‌های شبکه دچار تراکم[2] شوند.

برای استفاده کارا از ظرفیت معین و محدود شبکه، می‌بایست از یک سازوکار سهمیه‌بندی موثر استفاده شود. در این میان، سازوکار بازار که با استفاده از قیمت‌گذاری تراکم، این سهمیه‌بندی را انجام می‌دهد، در بین سایر سازوکارهای اجرائی سهمیه‌بندی مقبول‌تر به‌نظر می‌رسد (جوسکو، ۱۹۹۸)[3].

ارزش محصول عرضه‌کنندگان در بازار رقابتی به محل استقرار آنها و ضرورت یا عدم ضرورت انتقال محصول از بخش‌های متراکم شبکه بستگی دارد. به‌طور کلی، قیمت بازار برای خدمات عرضه شده به‌صورت رقابتی در بخشی از شبکه که واردکننده خالص خدمات رقابتی است، بالاتر از قیمت در بخش دیگر شبکه است که صادرکننده خالص خدمات می‌باشد (جوسکو، ۱۹۹۸). تراکم شبکه می‌تواند بر توزیع قیمت و سود در مکان‌های مختلف اثر گذارد. نوسانات قیمت، تقاضا برای ابزارهای پوشش ریسک قیمت از سوی خریداران و فروشندگان ریسک‌گریز را در پی دارد. به‌نوبه خود، این قیمت‌ها همچنین علائم اقتصادی را برای انجام سرمایه‌گذاری در ظرفیت‌های زیرساخت جدید مخابره می‌نمایند. برای تسهیل بهره‌برداری کارآمد از ظرفیت‌های کمیاب شبکه باید سازوکاری به‌کار گرفته شود که استفاده از شبکه دچار تراکم و ازدحام را به‌طور کارایی سهمیه‌بندی نماید. سازوکار بازار که در آن از "قیمت تراکم" برای سهمیه‌بندی استفاده از ظرفیت کمیاب شبکه استفاده می‌شود، معمولاً بر سازوکارهای سهمیه‌بندی اداری ترجیح داده می‌شود.

چندین عامل، قیمت‌گذاری کارای تراکم شبکه را با مشکل مواجه می‌کند. اولاً، اگر شبکه تحت مقررات‌گذاری دولتی نباشد، بهره‌بردار یا مالک شبکه دارای قدرت انحصاری خواهد بود و نمی‌توان برای وضع قیمت‌های صحیح یا تعیین سطح

1) Restructure
2) congestion
3) Joskow, 1998

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-07]

سرمایه‌گذاری مناسب به او اطمینان کرد. بر همین اساس، اگر قرار باشد به بهره‌بردار یا مالک شبکه برای تعیین قیمت تراکم و سرمایه‌گذاری صحیح اعتماد کنیم، طراحی سازوکارهای مقررات‌گذاری ضرورت خواهد داشت. به‌هر حال، اطلاعات نامتقارن، توانایی مقررات‌گذاران برای ایجاد مشوق‌های لازم در بهره‌برداران شبکه برای قیمت‌گذاری و سرمایه‌گذاری کارا و برای جلوگیری از رانت‌جویی بهره‌برداران را محدود می‌کند. ثانیاً، شرایط عرضه و تقاضا در شبکه در طول زمان به سرعت تغییر کرده و همین امر موجب می‌شود قیمت‌های تسویه‌کننده بازار برای مدیریت تراکم تحت تاثیر تغییرات عرضه و تقاضا دچار نوسان شود. ثالثاً، به دلیل ماهیت اغلب شبکه‌های زیربنایی، مشکلات ناشی از اثرات خارجی[1] شبکه‌ای ممکن است ظاهر شود. بدین مفهوم که بهره‌برداری از شبکه در یک نقطه بر شرایط عرضه و تراکم در سایر نقاط اثر می‌گذارد (جوسکو، ۱۹۹۸) .

یکی از رویکردهای متداول در تخصیص کارای شبکه‌های متراکم و ایجاد ابزارهای پوشش در برابر نوسانات قیمت‌های تراکم، تمرکززدایی در قیمت‌گذاری تراکم از طریق ایجاد و تخصیص حقوق مالکیت قابل مبادله می‌باشد که به دارنده آن حق می‌دهد به‌طور فیزیکی از شبکه متراکم استفاده کند یا برای او یک حق مالی ایجاد می‌کند که در قبال تخصیص آن به دیگران می‌بایست جبران لازم صورت گیرد (جوسکو و اشمالنسی، ۱۹۸۳)[2].

در طراحی بازار برق، بخش انتقال از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. در یک شبکه نیروی برق، صرفه‌های مقیاس ایجاب می‌کند از یک بهره‌بردار واحد برای ارائه خدمات انتقال استفاده شود (هوگان، ۱۹۹۴)[3]. در این میان، حقوق مالی انتقال[4] نقش مهمی در بهبود رقابت در بازار برق ایفاء می‌کنند. سازوکار بازار در بخش انتقال نیروی برق باید به‌گونه‌ای طراحی شود که عملکرد موثر بازار و دستیابی آزاد و بدون تبعیض به شبکه انتقال تضمین گردد. عموماً مدیریت سیستم انتقال توسط یک شرکت به‌عنوان "بهره‌بردار مستقل سیستم[5]" انجام می‌گیرد. بهره‌بردار مستقل خدمات انتقال را در قبال دریافت تعرفه‌های انتقال ارائه می‌نماید.

در اغلب بازارهای برق، برای مشتریان انتقال این امکان فراهم می‌شود که قراردادهایی را امضاء نمایند که بر حسب آن بتوانند از میان نقاط مبداء یا تزریق[6] مختلف و نیز نقاط مقصد یا برداشت[7] مختلف، مسیر انتقال را به‌دلخواه خود انتخاب نمایند. در این صورت، ظرفیت انتقال برای هر یک از این گزینه‌های ممکن به‌صورت ذخیره حفظ می‌شود. مشتریان با توجه به شرایط جاری سیستم نظیر دسترس‌پذیری و هزینه‌های انرژی در مکان‌های مختلف گزینه مورد نظر خود را انتخاب

1) Externality
2) Joskow & Schmalensee, 1983
3) Hogan, 1994
4) Financial Transmissioin Rights (FTR)
5) Independent System Operator (ISO)
6) Injection
7) Withdrawal

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-07]

می‌کنند. اغلب مشتریان معتقدند در اختیار داشتن چنین حقی به آنها امکان می‌دهد خود را در مقابل هزینه‌های ناشی از ازدحام (تراکم) در انتقال پوشش دهند. به‌علاوه، این قراردادها (حقوق مالی) به دارندگان آنها امکان می‌دهد با انتخاب نقاط مبداء و مقصد در انتقال، سبد تولید مناسبی را برای خود انتخاب نموده و به‌علاوه، ریسک قطع برق برای مشترکین خود را کاهش دهند (انیل، ۲۰۰۴)[1].

تجدید ساختار صنعت برق و نقش بهره‌بردار مستقل سیستم در آن

هدف از تجدید ساختار در صنعت برق، جداسازی اجزاء مختلف زنجیره عرضه برق و واگذاری بخش‌های رقابت‌پذیر آن به سازوکار بازار می‌باشد. به جای عبارت تجدید ساختار، گاهی از واژه‌های مقررات‌زدایی[2]، دسترسی خرده‌فروشی و رقابت خرده‌فروشی استفاده می‌شود. اگرچه هر کدام از این عبارات، جنبه‌ای از فرآیند تجدید ساختار را توصیف می‌نمایند، اما عبارت "تجدید ساختار" توصیف کامل‌تری از پدیده به‌دست می‌دهد.

در فرآیند تجدید ساختار صنعت برق، قوانین ناظر بر بخش‌های مختلف صنعت با هدف تسهیل و تقویت رقابت بازار در بخش‌هایی که از نظر سیاست‌گذاران رقابت‌پذیر است، تغییر می‌یابد. اغلب فرض می‌شود بخش تولید برق تنها بخشی است که بالقوه رقابت‌پذیر است، هر چند اجزاء دیگری نیز مانند کنتورخوانی و صدور قبض، بالقوه رقابت‌پذیر می‌باشند. در این فرآیند برخی از بخش‌های صنعت نظیر تولید، آزادسازی می‌شوند، به این مفهوم که موانع رقابت در این بخش‌ها برچیده می‌شود. سایر بخش‌ها شامل انتقال و توزیع همچنان مقررات‌گذاری می‌شوند، بدین معنا که نهاد مقررات‌گذاری بر این بخش‌ها همچنان به فعالیت خود ادامه می‌دهد، هر چند مقررات مربوط به کنترل عملکرد آنها ممکن است تغییر کند. در تجدید ساختار اصلاحاتی نیز در مورد سایر بخش‌های صنعت که بخش‌های رقابتی شده آنها را پشتیبانی می‌کنند، صورت می‌گیرد.

در بخش انتقال، مقررات‌گذاری‌های جدیدی صورت می‌گیرد که بر اساس آنها مالکان سیستم انتقال نتوانند برای تولیدکنندگان برق محدودیت‌هایی را در جابه‌جا کردن برق در میان بازارها ایجاد کنند. در یک بازار تجدید ساختار شده، سیستم انتقال بایستی دسترسی آزاد یا فرصت برابر برای استفاده تولیدکنندگان برق از شبکه انتقال را فراهم کند. هر چند تجدید ساختار باعث رقابتی شدن سیستم انتقال نمی‌شود، ولی سیستم را برای استفاده کلیه عرضه‌کنندگان برق به‌صورت برابر قابل دسترس کرده و در نتیجه آن در بازارهای خرده‌فروشی و عمده‌فروشی، عرضه‌کنندگان کافی برای رقابت وجود خواهند داشت.

---

1) O'Neill, 2004
2) Deregulation

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-07]

تجدید ساختار صنعت برق و تجزیه آن به دو بخش رقابتی و غیر رقابتی، بدون تصمیم و مداخله دولت امکان‌پذیر نیست. تجدید ساختار صنعت برق با مشکلات متعددی روبروست که مهم‌ترین آنها عبارتند از:

- تعیین شکل مناسب تداوم مقررات‌گذاری
- قیمت‌گذاری کارا و عادلانه خدمات رقابت‌پذیر و رقابت ناپذیر
- جلوگیری از اجرای روش‌های فریبنده بازاریابی بر روی مشتریان عمده‌فروشی و خرده‌فروشی
- ارتقای کارایی اقتصادی صنعت پس از تجدید ساختار از طریق انجام مداخلات و مقررات‌گذاری‌های مربوط به سازماندهی صنعتی در صنعت برق با هدف جلوگیری از اقدامات ضد رقابتی.

در این میان، توجه به نقش بهره‌بردار مستقل سیستم در تجدید ساختار صنعت برق از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. بهره‌بردار مستقل سیستم، شرکتی است که مسئولیت بهره‌برداری و کنترل کارای تاسیسات و دارایی‌های انتقال تحت مالکیت شرکت‌های نیروی برق را به‌صورت روزانه بر عهده دارد.

بهره‌بردار مستقل سیستم به دو دلیل به‌صورت یک شرکت انحصار کامل طراحی می‌شود. (۱) تهدید تکنولوژیکی قابل توجهی برای یک شرکت انحصاری انتقال در حال حاضر وجود ندارد. (۲) در حال حاضر گزینه‌های مبتنی بر بازار آزاد به‌عنوان جایگزین انحصار انتقال که از نظر اقتصادی توجیه‌پذیر باشد، وجود ندارد. هر دو علت حاکی از آن هستند که سیستم انتقال منبعی برای قدرت بازاری است. در نتیجه، شرکت‌های برق حاضر نیستند به‌طور داوطلبانه دارایی‌ها و تاسیسات انتقال خود را واگذار نمایند. از این رو، سیاست‌گذاران در سرتاسر جهان، صنعت برق را ملزم به جداسازی تاسیسات و دارایی‌های انتقال از سایر تاسیسات و دارایی‌های بکار رفته در تولید نیروی برق نموده‌اند. شواهد حاکی از آن است که ترجیح گزینه بهره‌بردار مستقل سیستم بر دیگر شیوه‌های مدیریت و بهره‌برداری از شبکه انتقال در کشورهایی صورت گرفته است که حقوق مالکیت تاسیسات و دارایی‌های انتقال برق هیچگاه تحت مالکیت دولت قرار نداشته است.

وظایف بهره‌بردار مستقل سیستم را می‌توان به سه دسته تقسیم کرد:

۱. گروه اول وظایفی است که نوعی توافق اجماعی در مورد آنها به‌عنوان مسئولیت‌های یک بهره‌بردار مستقل سیستم وجود دارد که از جمله می‌توان به برنامه‌ریزی صادرات و واردات، اتصال به سایر شبکه‌های انتقال، هماهنگی با سایر بهره‌برداران مستقل سیستم، تامین تقاضاهای استفاده از خدمات انتقال، افشای اطلاعات برای کاربران شبکه انتقال، به اشتراک گذاشتن اطلاعات با سایر بهره‌برداران مستقل، نظارت بر رعایت مقررات انتقال از سوی کاربران شبکه انتقال، تنبیه کاربران خاطی، شناسایی محدودیت‌های انتقال، انجام عملیات دیسپاچینگ برای تولیدکنندگان برق، ایجاد محدودیت تولید یا تغییر زمان‌بندی تولید برای اطمینان از پایایی شبکه، ارائه خدمات جانبی دیسپاچینگ به‌منظور کاهش تراکم و تضمین پایایی سیستم، تعیین شرایط عقد قراردادهای دو جانبه و معاملات لحظه‌ای (نقدی) در بازار.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-07]

۲. وظایفی که به بهره‌بردار مستقل امکان می‌دهد پایایی شبکه را تقویت نماید، از جمله تامین امنیت سیستم، تامین ذخایر گردان[1]، برنامه‌ریزی برای خدمات انتقال، تولید خدمات جانبی، ایجاد و مدیریت نوعی حلقه بازخوردی اطلاعات و غیره.

۳. وظایفی که بر اساس اجماع عمومی الزاماً جزو مسئولیت‌های بهره‌بردار مستقل سیستم نیستند؛ شامل: برنامه‌ریزی مبادلات انرژی بر اساس قراردادهای دوجانبه، کارگزاری مبادلات انرژی بر اساس قراردادهای دوجانبه، انجام فعالیت‌های کنتورخوانی و جمع‌آوری اطلاعات، انجام فرآیندهای تسویه قراردادها، وصول مالیات و عوارض، تخصیص حقوق انتقال و اداره صندوق‌هایی که اهداف اجتماعی را دنبال می‌کنند.

بررسی‌ها نشان می‌دهد که یک بازار مستقل برای مبادلات دوجانبه، یک بازار مستقل برای مبادلات نقدی و یک بهره‌بردار مستقل سیستم با مسئولیت کاهش تراکم شبکه می‌توانند به‌طور مسالمت‌آمیزی در کنار هم فعالیت کنند. برای این منظور باید به بهره‌بردار مستقل سیستم اجازه داد تا کلیه اطلاعات کمّی مربوط به خریداران و فروشندگان در بازار نقدی و بازار قراردادهای دوجانبه را جمع‌آوری نماید (گرانیر، ۱۹۹۹)[2].

در مجموع می‌توان گفت نقش بهره‌بردار مستقل سیستم در یک صنعت برق تجدید ساختارشده، کمک به تسهیل رقابت، تضمین پایایی شبکه، مدیریت تراکم (ازدحام) در انتقال، ایجاد هماهنگی بین قراردادهای دوجانبه و مجموعه سیستم انتقال و سرانجام پشتیبانی عملیاتی از بازار نقدی می‌باشد.

چارچوبی برای قیمت‌گذاری انتقال

انجام عملیات دیسپاچینگ به‌صورت اقتصادی و با کمترین هزینه مستلزم آن است که چارچوب تحلیلی مناسبی برای تعیین قیمت خدمات انتقال بر اساس هزینه‌های فرصت، طراحی و به‌کار گرفته شود. قیمت‌گذاری انتقال یکی از پیچیده‌ترین موضوعات سیاستی در صنعت برق است. تعاملات پیچیده در شبکه انتقال برق، به‌ویژه شار حلقوی و بسیاری از قیود دیگر که استفاده از شبکه انتقال را محدود می‌نمایند، نشانگر چالش‌های اساسی است که در مقابل پیاده‌سازی یک سیستم رقابتی با دسترسی آزاد وجود دارد.

قیمت ایده‌آل تسویه‌کننده بازار رقابتی برق در کلیه نقاط مصرف، هزینه نهایی تامین آخرین واحد تقاضاست. چنانچه نیروگاه‌های تولیدکننده برق و متقاضیان بار هم‌زمان در یک نقطه قرار داشته باشند، قیمت تسویه‌کننده بازار هزینه نهایی گران‌ترین نیروگاهی خواهد بود که در آن لحظه مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرد. در یک شبکه انتقال نیز که نقاط مختلف را

1) Spinning Reserves
2) Graniere, 1999

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-07]

به یکدیگر وصل می‌نماید، هزینه نهایی برق در هر نقطه را می‌توان به‌طور مشابهی تعریف کرد. با فرض انجام دیسپاچینگ بر اساس حداقل هزینه، هزینه نهایی در هر نقطه از شبکه به‌وسیله کمترین هزینه دیسپاچینگ در سیستم برای تامین آخرین واحد تقاضا در آن نقطه تعیین می‌شود. اگر محدودیتی در سیستم انتقال وجود نداشته نباشد، قیمت مبتنی بر هزینه‌های نهایی در نقاط مختلف تنها به میزان هزینه نهایی تلفات انتقال با یکدیگر متفاوت خواهد بود. در صورت وجود محدودیت در استفاده از سیستم انتقال، جزء دیگری نیز به هزینه نهایی افزوده خواهد شد که ناشی از تراکم در شبکه انتقال است. محدودیت‌های انتقال عبارتند از: محدودیت‌های حرارتی[۱]، محدودیت‌های ولتاژ[۲] و محدودیت‌های پایداری[۳].

براین اساس، چنانچه قیمت‌های مبتنی بر هزینه نهایی در نقاط مختلف را در اختیار داشته باشیم، هزینه نهایی انتقال برق بین دو نقطه در شبکه، به‌صورت تفاوت قیمت‌های برق در دو نقطه تعریف می‌شود (شویپ، ۱۹۸۸)[۴]. به‌عبارتی، انتقال یک مگاوات برق از مبداء به مقصد به‌مفهوم فروش یک مگاوات برق در مبداء و خرید آن در مقصد به قیمت‌های محلی می‌باشد. بنابراین، هزینه فرصت کوتاه‌مدت انتقال برق بین مبداء و مقصد، همان اختلاف در قیمت‌های محلی است. با این روش می‌توان از کنار مشکلات ناشی از پیچیدگی تعاملات شبکه، شار حلقوی، قیود امنیت و سایر جزئیات مربوط به شبکه انتقال در قیمت‌گذاری انتقال به‌آسانی عبور کرد.

بر اساس این الگوی قیمت‌گذاری کوتاه‌مدت انتقال، که مبتنی بر دیسپاچینگ برق با حداقل هزینه می‌باشد، قراردادهای بلندمدت انتقال برق بین شرکت‌های تولیدکننده و مشتریان را نیز می‌توان طراحی نمود. حقوق انتقال، نوعی حق مالکیت است که به دارنده آن اجازه دسترسی به بخشی از ظرفیت انتقال را می‌دهد و مانند هر حق مالکیت دیگری برای دارنده آن سه حق را ایجاد می‌کند: (۱) حق دریافت منافع مالی حاصل از استفاده ظرفیت؛ (۲) حق استفاده از ظرفیت؛ (۳) حق محروم کردن دیگران از دسترسی به ظرفیت (چائو، پک و ویلسون، ۲۰۰۰)[۵].

تعریف حقوق انتقال به چگونگی تعریف و اندازه‌گیری ظرفیت انتقال بستگی دارد. ظرفیت انتقال شبکه به دو روش تعریف می‌شود: در یک روش، امکانات انتقال نقطه به نقطه محاسبه می‌شود و در روش دوم ظرفیت جابجایی جریان برق برای هر یک از لینک‌های شبکه اندازه‌گیری می‌شود. تعریف نقطه به نقطه به ظرفیت اسمی که عمدتاً در قراردادهای انتقال درج می‌گردد، اشاره دارد. به‌هر حال، قابلیت انتقال بین هر دو نقطه از شبکه دائماً تحت تاثیر تغییرات الگوی جریان بار تغییر می‌کند. بنابراین، بایستی پیوسته به‌روز شود. در مقابل، ظرفیت هر لینک انتقال به عوامل و مشخصات فیزیکی آن لینک مانند حد حرارتی، پایداری ولتاژ و پایداری دینامیک بستگی دارد و تحت تاثیر الگوی جریان بار قرار ندارد. هر انتقال

1) Thermal Limits
2) Voltage Limits
3) Stability Limits
4) Schweppe, 1988
5) Chao, Peck & Wilson, 2000

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-07]

باری به نسبت ثابتی از ظرفیت هر لینک در شبکه بستگی دارد که به آن ضریب توزیع بار اطلاق می‌گردد. بر اساس دو تعریف یادشده از ظرفیت سیستم‌های انتقال، دو روش قیمت‌گذاری گره‌ای و منطقه‌ای[1] شکل گرفته است. رویکرد اول (قیمت‌گذاری گره‌ای) مبتنی بر کاربرد قیمت نهایی محلی انرژی در هر باس[2] از شبکه برق است. قیمت نهایی محلی نتیجه مستقیم عملیات دیسپاچینگ است که توسط بهره‌بردار مستقل سیستم انجام می‌شود. قیمت انرژی در هر باس، اطلاعات روشنی در مورد عملیات سیستم در هر ساعت ارائه می‌کند و به‌نوعی به هزینه‌های تولید برق، هزینه‌های تراکم یا ازدحام شبکه و هزینه‌های تلفات سیستم اشاره دارد. در رویکرد قیمت‌گذاری منطقه‌ای، جهت تسهیل عملیات و درک اطلاعات قیمت از سوی عوامل بازار، شبکه انتقال به چندین ناحیه خوشه‌بندی می‌شود که هر ناحیه از چندین باس با قیمت‌های مشترک تشکیل می‌شود. خوشه‌بندی نواحی معمولاً بر اساس مشابهت قیمت نهایی محلی در باس‌های مختلف سیستم انجام می‌شود (یون، ۲۰۰۰) [3]. در کنار هر یک از این دو شیوه قیمت‌گذاری، حقوق انتقال متناظر نیز شکل می‌گیرد. در قیمت‌گذاری گره‌ای در بازارهای متمرکز برق، حقوق ثابت انتقال[4] و در قیمت‌گذاری منطقه‌ای در بازارهای غیر متمرکز برق که قیمت‌های انرژی یا فلوگیت نتیجه مستقیم ارزیابی عوامل اقتصادی از آنها می‌باشند، حقوق فلوگیت[5] ایجاد می‌شود (مندز، ۲۰۰۳)[6]. این حقوق انتقال اعم از مالی یا فیزیکی عوامل بازار را از نوسانات قیمت‌های انرژی در اثر تراکم حفظ می‌نماید.

مهم‌ترین مزیت حقوق انتقال مبتنی بر جریان یا به‌اختصار، حقوق فلوگیت آن است که این حقوق می‌تواند مستقل از الگوهای جریان بار تعریف شود. میزان حقوق فلوگیت که دارنده آن می‌تواند در هر لینک اعمال نماید، به ویژگی‌های مکانی شبکه یا تغییرات شرایط بار بستگی ندارد. به‌عبارتی، میزان دسترس‌پذیری فیزیکی انتقال علیرغم تغییر در ارزش بازاری این حقوق تغییر نمی‌کند. بنابراین، نیازی نیست که مقدار حقوق انتقال قابل دسترسی، مکرراً با توجه به محدودیت‌های دسترس‌پذیری هم‌زمان ارزیابی شوند و در نتیجه، ارزش این حقوق در طول زمان نسبتاً پایدار است و به همین دلیل انگیزه بیشتری برای سرمایه‌گذاری در انتقال فراهم می‌کند.

علاوه بر این، تسویه مالی حقوق فلوگیت می‌بایست تنها در لینک‌های متراکم انجام شود، اما در یک شبکه متراکم، حتی اگر تنها یکی از لینک‌ها متراکم باشد، تفاوت قیمت بین هر دو گره یا منطقه را خواهیم داشت و بنابراین، لازم است تسویه مالی برای هر یک از حقوق نقطه به نقطه انجام گیرد. در مقابل، چنانچه حقوق بر حسب ظرفیت فلوگیت تعریف شوند، تنها

1) Nodal & Zonal Pricing
2) Bus
3) Yoon, 2000
4) Fixed Transmission Rights
5) Flowgate rights (FGR)
6) Mendez, 2003

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-07]

حقوق مربوط به فلوگیت‌های متراکم می‌بایست مورد تسویه مالی قرار گیرند. مشخصه مهم دیگر حقوق فلوگیت آن است که ارزش آن هیچگاه منفی نخواهد شد. به‌عبارتی، اگر فلوگیتی که حق انتقال بر روی آن صادر شده است متراکم نباشد، حقوق انتقال فلوگیت ارزشی نخواهد داشت، ولی به‌هر حال، تحت هیچ شرایطی دارنده آن متعهد به پرداخت نخواهد بود. بنابراین، حقوق فلوگیت می‌تواند به‌عنوان اختیار معامله‌ای[1] منتشر شود که دارنده آن مستحق دریافت سهمی از درآمد تراکم (در صورت وقوع تراکم) خواهد بود، ولی اگر دارنده حقوق نتواند جریان فیزیکی متناظر با حق انتقال را تولید کند، هیچگونه تعهد مالی متوجه وی نخواهد بود. در مقابل، دارنده حقوق نقطه به نقطه متعهد به فراهم کردن جریان لازم است و این حقوق می‌تواند منجر به تعهد مالی شود که انجام آن تنها از طریق یک مبادله فیزیکی متناظر با حق امکان‌پذیر است. بنابراین، حقوق نقطه به نقطه می‌تواند ارزش منفی داشته باشد که این امر در یک شبکه با شار حلقوی کاملاً متداول است. منفی شدن ارزش حقوق نقطه به نقطه از آنجا ناشی می‌شود که این حقوق عملاً یک قرارداد سلف است که به دارنده آن اجازه می‌دهد از ویژگی‌های فیزیکی یک خط انتقال یعنی امکان جابجایی بار در یک جهت معین برخوردار شود. از سوی دیگر، یک حق انتقال نقطه به نقطه را می‌توان یک سبد مالی از دارایی‌های "خرید و فروش" سلف در یک لینک دانست که امکان جابجایی نقطه به نقطه بار را فراهم می‌کند. ارزش این سبد مالی می‌تواند مثبت یا منفی باشد (آر.دی.تابورس، ۲۰۰۱)[2].

گزینه دیگر به‌عنوان جایگزین دو مدل معرفی شده، مدل ترکیبی[3] است که قیمت‌گذاری گره‌ای و قیمت‌گذاری منطقه‌ای را ترکیب می‌کند. در واقع، مدل ترکیبی از اعمال قیمت‌گذاری نهایی محلی در شرایط خوشه‌بندی مناطق انتقال حاصل می‌شود. بسیاری از بهره‌برداران مستقل سیستم از مدل ترکیبی برای مدیریت تراکم استفاده می‌کنند (هوگان، ۲۰۰۲)[4]. لازم به ذکر است که در مورد انتخاب مناسب از میان مدل‌های مذکور توافق واحدی وجود ندارد.

اولین و طبیعی‌ترین رویکرد در حقوق انتقال بلندمدت آن است که فرض کنیم بتوانیم حقوق فیزیکی را برای استفاده از شبکه به‌منظور انتقال نیرو از یک منبع مشخص به سایر مقصدها تعریف کنیم. دارنده این حقوق فیزیکی می‌تواند شخصاً از آن استفاده نماید و یا این حق را به دیگری واگذار کند. این حق مالکیت مشابه در اختیار داشتن حق ظرفیت در سایر بازارها مانند ظرفیت خطوط انتقال در بازار گاز می‌باشد و برای ایجاد رقابت بلندمدت در بازار ضروری به نظر می‌رسد. متاسفانه تعریف حقوق انتقال فیزیکی با سه مشکل عمده و حل نشدنی مواجه است. اول، تخصیص چنین حقوقی به مفهوم ایجاد حق کنترل بر استفاده فیزیکی از شبکه انتقال است که این امر، مانع از تفکیک مالکیت از کنترل خواهد بود که شرط اصلی دسترسی آزاد به شبکه انتقال می‌باشد. دوم، محدودیت در استفاده از شبکه، متناسب با حقوق فیزیکیِ تعریف شده یا آنکه

1) Option
2) R.D.Tabors, 2001
3) Hybrid Model
4) Hogan, 2002

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-07]

باعث افزایش معاملات مجدد در بازار ثانویه کوتاه‌مدت می‌شود و یا آنکه امکان دیسپاچینگ با حداقل هزینه را از بین خواهد برد. انجام دیسپاچینگ با حداقل هزینه اقتصادی مستلزم آن است که بهره‌بردار سیستم ظرفیت‌های نیروگاهی انعطاف‌پذیری را به‌میزان کافی در اختیار داشته و بر کل شبکه انتقال کنترل داشته باشد. سوم، چنانچه برای اجتناب از مواجهه با هرگونه محدودیت در انتقال، بخشی از ظرفیت‌های شبکه تخصیص داده نشود، عملاً ظرفیت فیزیکی تعریف شده‌ای که بتواند تخصیص یافته و تضمین شود، وجود نخواهد داشت.

هر چند حقوق فیزیکی انتقال را نمی‌توان تضمین کرد، ولی شرکت مدیریت می‌تواند قرارداد انتقالی را ارائه نماید که اساساً همان هدف حقوق فیزیکی را محقق سازد. بدین ترتیب که یک معامله مالی طراحی می‌شود که به جریان فیزیکی انتقال وابسته نیست. به‌موجب قراردادهای تراکم انتقال[1]، میزان پرداخت‌های مالی بین طرفین قرارداد بر اساس اختلاف هزینه‌های تراکم در بین دو نقطه تعیین می‌شود. چنین قراردادهایی به شرکت تولیدکننده امکان می‌دهد با اطمینان از دریافت مطالبات خود، نسبت به عقد قرارداد با مشتریانی که در فاصله‌های دوردست قرار دارند، اقدام نماید.

در واقع به‌دلیل وجود تراکم در شبکه انتقال، آنچه از خریداران برق دریافت می‌شود، بیشتر از آن چیزی است که نصیب تولیدکنندگان می‌گردد. این اختلاف همان هزینه تراکم[2] است. بهره‌بردار سیستم در زمان‌هایی که سیستم با محدودیت مواجه می‌شود، هزینه‌های تراکم را از خریداران برق دریافت کرده و آن را بین دارندگان قراردادهای تراکم انتقال توزیع می‌کند. شرکت‌کنندگان در بازار با در دست داشتن قراردادهای بلندمدت انتقال می‌توانند تحویل برق در قیمت‌های توافقی را دقیقاً مانند شرایطی که تحویل فیزیکی برق از مبداء به مقصد انجام می‌شود، تضمین نمایند. در عین حال، قراردادهای تراکم انتقال برخلاف حقوق فیزیکی انتقال کاملاً شفاف و تعریف شده هستند، می‌توانند از ظرفیت کامل شبکه استفاده کنند و با جریان واقعی انتقال نیرو که بر اساس منطق حداقل هزینه جابه‌جا می‌شود، سازگارند. قراردادهای تراکم انتقال، این امکان را فراهم می‌کند که قیمت‌های مبتنی بر هزینه فرصت کوتاه‌مدت با قراردادهای انتقال بلندمدت هماهنگ شود.

حقوق مالی انتقال

حق انتقال یک ابزار مالی است که دارنده آن می‌تواند در مقابل پرداخت هزینه‌های تراکم، در صورت تراکم شبکه در بازار روزانه، جبران شود. علت اصلی تغییرات قیمت تراکم در بازار روزانه، دیسپاچینگ نیروگاه‌ها بدون توجه به رتبه‌بندی شایستگی[3] آنها برای جلوگیری از تراکم می‌باشد. یکی از کارکردهای حقوق مالی انتقال آن است که متقاضیان خدمات انتقال را مشروط بر آنکه میزان انرژی دریافتی آنها از میزان ظرفیت از قبل توافق شده با آنها فراتر نرود، در برابر افزایش

1) Transmission Congestion Contracts (TCC)
2) Congestion Rent (CR)
3) Merit Order

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-07]

هزینه ناشی از تراکم در شبکه انتقال حفظ می‌کند. اساساً، حقوق مالی انتقال ابزارهای مالی هستند که به دارنده آن امکان می‌دهد هزینه‌های تراکم پرداختی خود را کاهش دهد. حقوق مالی انتقال حقی را برای تحویل فیزیکی برق ایجاد نمی‌کند. به‌عبارتی، دارنده حقوق مالی انتقال برای دریافت تخفیف تراکم ملزم به دریافت انرژی نیست. مبلغ تخفیف تراکم با توجه به میزان ظرفیت حقوق مالی انتقال توافق شده و تفاوت قیمت تراکم میان نقطه ارسال و تحویل تعیین می‌شود که بدون توجه به این که تحویل‌دهنده انرژی چه کسی باشد و یا انرژی تحویلی در مسیر مشخص شده در حقوق مالی انتقال به چه میزان باشد، به دارنده آن پرداخت می‌گردد.

در حقیقت، دارندگان حقوق مالی انتقال سهم خود را از درآمدهای حاصل از هزینه‌های تراکم اخذ شده توسط بهره‌بردار مستقل سیستم در اوقات تراکم دریافت می‌نمایند. میزان دریافتی دارندگان حقوق مالی انتقال به‌صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$FTR= Q_{ij} (P_j-P_i)$$

که در آن P_J و P_i قیمت باس در موقعیت‌های j و i و Q_{ij} مقدار توان توافق شده برای جابجایی از موقعیت i به j است. اگر حجم قرارداد با حجم واقعی برق مبادله شده بین دو موقعیت مطابقت داشته باشد، حقوق مالی انتقال تفاوت قیمت بین دو موقعیت را به‌طور کامل پوشش می‌دهد.

تولیدکنندگان برق، مصرف‌کنندگان برق و سفته‌بازان می‌توانند حقوق مالی انتقال را با استفاده از چهار سازوکار بازاری مختلف کسب کنند: حراج حقوق مالی انتقال بلندمدت، حراج حقوق مالی انتقال سالانه، حراج حقوق مالی انتقال ماهانه و بازار ثانویه حقوق مالی انتقال. درآمدهای حاصل از فروش حقوق مالی انتقال می‌تواند میان مالکان شبکه انتقال توزیع شود.

توزیع حقوق مالی انتقال نقطه به نقطه بین متقاضیان معمولاً به‌صورت حراج انجام می‌شود که در آن سعی می‌شود تابع منفعت خریدار یا فروشنده حداکثر گردد. فرض می‌شود تابع منفعت، مشتق‌پذیر و مقعر بوده و با توجه به قیود سیستم بهینه‌یابی می‌گردد. قیمت‌های تسویه‌کننده بازار و میزان حقوق مالی انتقال تخصیص‌یافته به هر یک از بازیگران بازار در حراج مشخص می‌شود. برای افزایش قدرت نقدشوندگی و بازتوزیع حقوق مالی انتقال بین متقاضیان، امکان مبادله حقوق مالی انتقال در بازارهای ثانویه نیز فراهم می‌شود. اگر حقوق مالی انتقال بین دو نقطه خاص تعریف نشده باشد، چه‌بسا بتوان با ترکیب سایر حقوق مالی انتقال به‌طور مصنوعی حقوق مالی انتقال مورد نظر را نیز ایجاد کرد. طول دوره حقوق مالی انتقال ممکن است از چند ماه تا چند سال باشد.

حجم حقوق مالی انتقال برای انتشار توسط بهره‌بردار مستقل سیستم تصمیم‌گیری می‌شود و توزیع آن بین متقاضیان بر اساس ترجیحات و تخمین ظرفیت‌های انتقال در آینده صورت می‌گیرد. اگر تفاوت میان درآمدهای حاصل از تراکم شبکه انتقال و پرداختی به مالکان حقوق مالی انتقال مثبت باشد، مازادی برای بهره‌بردار مستقل سیستم در پی خواهد داشت که

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-07]

این مازاد مجدداً در میان دارندگان حقوق مالی انتقال و مشتریان خدمات انتقال بازتوزیع می‌شود. بر عکس، اگر پرداخت‌های انجام شده به دارندگان حقوق مالی انتقال بیشتر از درآمدهای حاصل از تراکم باشد، بهره‌بردار مستقل سیستم میزان پرداختی به دارندگان حقوق مالی انتقال را به‌طور متناسب کاهش داده و یا مالکان سیستم انتقال را ملزم به جبران این کسری می‌کند.

پوشش ریسک قیمت انتقال از طریق حقوق مالی انتقال، به شکل‌گیری بازارهای برق کارا کمک می‌کند. قیمت‌گذاری کارای حقوق مالی انتقال از طریق مبادلات نقد[1] علائم اقتصادی لازم را در مورد انتخاب محل مناسب برای احداث نیروگاه و سرمایه‌گذاری در انتقال برق فراهم می‌نماید. حقوق مالی انتقال، ابزاری است که به کمک آن می‌توان حقوق تاریخی استفاده از ظرفیت انتقال را به قراردادهای قابل مبادله‌ای تبدیل کرد که در عین آنکه منافع مالکان شبکه را همچون گذشته حفظ می‌کند، به آنها امکان می‌دهد که چنانچه دیگران بتوانند به‌طور کاراتری از ظرفیت شبکه در قالب اینگونه قراردادها استفاده نمایند، آنها را در مقابل دریافت نقدی به‌جای خود جایگزین نمایند. امتیاز قابل توجه حقوق مالی انتقال از جنبه سیاست عمومی آن است که مسیر آسانی را برای دسترسی آزاد و رقابتی به شبکه انتقال فراهم می‌کند که این امر برای ایجاد بازارهای برق رقابتی ضروری است.

سیدیکو و همکارانش (۲۰۰۳)[2] از مطالعه قیمت‌های حقوق مالی انتقال در بازار برق نیویورک دریافتند که قیمت‌ها نمی‌توانند هزینه‌های پرداختی بالا برای تراکم و نیز هزینه‌های تراکم در فواصل طولانی را به‌طور کامل پوشش دهند و دارندگان حقوق مالی انتقال مجبورند مابه‌التفاوت جبران ریسک مازادی را نیز پرداخت کنند. از نظر ایشان، دلیل این امر می‌تواند تعریف حقوق مالی انتقال بر اساس ظرفیت ثابت در یک دوره ثابت و بالا بودن هزینه‌های معاملاتی برای تفکیک آنها در بازارهای ثانویه باشد. بنابراین، بازیگران بازار اغلب در پیش‌بینی تراکم انتقال معاملاتی دچار خطا می‌شوند، مگر در مواردی که میزان پوشش اندک بوده و پوشش ریسک به‌سادگی امکان‌پذیر باشد. همچنین، تعداد زیاد حقوق مالی انتقال امکان کشف قیمت را کاهش می‌دهد. قیمت‌گذاری حقوق مالی انتقال بر اساس الگوهای تراکم ممکن و پیش‌بینی شده انجام می‌شود که ممکن است این الگوها در عمل تحقق نیابند. این امر می‌تواند باعث قیمت‌گذاری نادرست حقوق مالی انتقال شود. به‌هر حال، قیمت‌گذاری حقوق مالی انتقال می‌تواند نشانه عدم بلوغ در بازار باشد. علاوه بر این، عدم نقدشوندگی[3] بازار، ریسک‌گریزی شرکت‌کنندگان در بازار و ریسک‌های ناشی از مقررات‌گذاری بازار می‌تواند مانع آربیتراژ قیمت برق شود.

---

1) Liquid Trading
2) Siddiqui et al., 2003
3) Illiquidity

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-07]

جوسکو و تیرول (۲۰۰۳)[1] انتقادات زیر را به مدل حقوق مالی انتقال کوتاه‌مدت وارد کرده‌اند:

- برخورداری تولیدکنندگان برق از قدرت بازار می‌تواند باعث افزایش قیمت‌ها در مناطقی شود که با محدودیت ظرفیت مواجهند که در این صورت، قیمت‌ها منعکس‌کننده هزینه نهایی نیستند. در این مناطق، تولیدکنندگان می‌توانند با محدود کردن تولید باعث افزایش قیمت‌ها شوند. بنابراین، قیمت‌های بالاتر باعث بیشتر برآورد شدن منافع حاصل از حقوق مالی انتقال می‌گردد.
- ظرفیت‌های انتقال موجود و افزایش در ظرفیت‌های انتقال به خوبی تعریف نشده‌اند و تا حدودی تصادفی هستند.
- جدایی میان مالکیت و بهره‌برداری از سیستم انتقال، مشکل کژ منشی[2] را به‌همراه دارد.
- مجموعه حقوق مالی انتقال که ابتدائاً دسترس‌پذیر می‌باشند، به متغیرهای برونزای نامطمئنی بستگی دارد.

بر اساس مطالعه پرز-آریاگا و همکارانش (۱۹۹۵)[3]، درآمدهای حاصل از قیمت‌گذاری محلی تنها ۳۵٪ از کل هزینه‌ها را پوشش می‌دهد. بنابراین، لازم است برای پوشش هزینه‌های قیمت، در کنار حقوق مالی انتقال از یک ساختار قیمت ثابت نیز استفاده شود.

حقوق مالی انتقال و قدرت بازاری

از نظر تاریخی، مانع اصلی بر سر راه بهبود رقابت در صنعت برق، ساختار یکپارچه عمودی در اغلب این صنایع می‌باشد. کنترل شبکه انتقال منافعی را برای برخی رقابت‌کنندگان به زیان سایر رقبا به‌دنبال دارد. در بیشتر بازارهای برق جهان، سیاست‌گذاران برای حل این مشکل در صدد ایجاد بهره‌بردار مستقل سیستم بر آمده‌اند که بهره‌برداری از شبکه را به شیوه غیر تبعیض‌آمیز انجام دهد. تا کنون، بیشتر نگرانی‌ها نسبت به قدرت بازاری به قدرت بازاری افقی[4] شرکت‌های بزرگ تولید برق معطوف بوده است. به‌هر حال، ورود حقوق انتقال به این فرآیند، مجموعه نگرانی‌های جدیدی را در رابطه با قدرت بازاری ایجاد می‌کند. چنانچه حقوق انتقال برای دارنده خود، سطح جدیدی از نفوذ یا کنترل بر بازار انتقال را ایجاد کند، نگرانی‌های اولیه در خصوص قدرت بازاری عمودی[5] مجدداً می‌بایست مورد توجه قرار گیرد.

---

1) Joskow & Tirole, 2003
2) Moral Hazard
3) Perez-Arriaga et al., 1995
4) Horizontal Market Power
قدرت بنگاه در افزایش قیمت برای سود بیشتر از طریق کنترل بر یک فعالیت منفرد
5) Vertical Market Power
ورود بنگاه در دو فعالیت مرتبط و استفاده از قدرت تسلط در یک ناحیه برای افزایش قیمت

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-07]

دارندگان حقوق مالی انتقال از درآمدهای حاصل از پرداخت تراکم بهره‌مند می‌شوند، در عین این که هیچ‌گونه کنترل فیزیکی بر مسیرهای انتقال ندارند. حقوق مالی انتقال می‌تواند انگیزه بنگاه‌ها برای اعمال قدرت بازاری را به‌طور موثری تحت تاثیر قرار دهد. به‌طور خاص، یکی از نگرانی‌ها آن است که حقوق انتقال، اعم از فیزیکی یا مالی، بتواند برای ایجاد تراکم ظاهری در شرایطی که حقیقتاً تراکمی در بازار وجود ندارد، مورد استفاده قرار گیرد. به‌عبارت دیگر، این سوال مطرح است که حقوق مالی انتقال تا چه میزان می‌تواند ظرفیت انتقال را از بازار خارج کند؟ در کوتاه‌مدت، ایجاد چنین محدودیت‌های ساختگی در ظرفیت انتقال به سه طریق می‌تواند برای بنگاه‌ها سودآور باشد:

- ایجاد محدودیت در ظرفیت انتقال در یک ناحیه مشخص می‌تواند باعث افزایش ارزش منابع تولید محلی شود.
- ایجاد محدودیت در ظرفیت انتقال در یک ناحیه مشخص می‌تواند باعث افزایش در ارزش حقوق انتقال شود.
- تولیدکنندگان با ایجاد محدودیت در تولید برق می‌توانند درآمدهای تراکم را که در غیر این صورت نصیب دارندگان حقوق مالی انتقال می‌شود، به خود اختصاص دهند (بوشنل، ۱۹۹۹)[1].

امکان وقوع و شدت هر کدام از این اختلالات بازاری به عوامل بسیاری از جمله درجه تمرکز در مالکیت منابع تولید و میزان تمرکز در مالکیت حقوق انتقال بستگی دارد. استفاده از حقوق انتقال، حتی حقوق فیزیکی، برای محدود کردن ظرفیت انتقال با این محدودیت مواجه است که ظرفیت‌های مازاد و بدون استفاده باید به بازار عودت داده شود. هزینه‌های معاملاتی برای بازگرداندن ظرفیت انتقال مازاد به بازار، عامل تعیین کننده و تاثیرگذار مهمی در استفاده از حقوق فیزیکی انتقال می‌باشد. به‌هر حال، از آنجا که در الگوی حقوق مالی انتقال هیچ‌گونه کنترلی بر ظرفیت انتقال وجود ندارد، محدودیت مستقیمی از جانب حقوق مالی انتقال بر ظرفیت انتقال تحمیل نمی‌شود. با این حال، بنگاه‌های دارنده حقوق مالی چه بسا بتوانند با ذخیره گرفتن ظرفیت‌های انتقال مازاد بر نیاز خود، ظرفیت انتقال بازار را به‌طور غیر مستقیم محدود کرده و از این طریق منفعت کسب کنند. امکان استفاده بالقوه از حقوق انتقال به‌عنوان ابزاری برای اعمال قدرت بازاری باعث افزایش ارزش حقوق انتقال برای بنگاه‌هایی می‌شود که می‌توانند حقوق انتقال را برای این منظور به‌کار گیرند. از این رو، استفاده از روش فراخوان عمومی یا فرآیند حراج برای توزیع این حقوق می‌تواند منجر به هدایت بیشتر این حقوق به سمت بنگاه‌هایی شود که می‌توانند بیش از دیگران از آنها سوء استفاده نمایند. حتی چنانچه حقوق انتقال ابتدائاً بین تعداد زیادی از بنگاه‌ها توزیع شود، در نهایت ممکن است از طریق بازارهای ثانویه این حقوق در دست چند بنگاه متمرکز شود. جوسکو و تیرول (۹-۱۹۹۸) نشان دادند که شیوه[2] مورد استفاده برای تخصیص اولیه حقوق مالی، به میزان قابل توجهی بر کارایی بازار و نیز درآمدهای حاصله از تخصیص اثر دارد.

---

1) Bushnell, 1999
2) Protocols

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-07]

در مجموع می‌توان گفت، مالکان حقوق انتقال ممکن است با امتناع از فروش حقوق فیزیکی انتقال مازاد خود و یا دور زدن قواعدی که آنها را ملزم به آزادسازی ظرفیت‌های مازاد خود در بازارهای ثانویه می‌نماید، ظرفیت‌های انتقالی را که در اختیار بازارهای رقابتی قرار می‌گیرد، محدود نمایند.

در مجموع، مدافعان و منتقدان بسیاری در ارزیابی اقتصادی حقوق مالی انتقال اقامه دلیل کرده‌اند. از یک سو، مدافعان حقوق مالی انتقال بر این نظرند که حقوق مالی انتقال قابل مبادله با حذف محدودیت‌های انتقال ناشی از تراکم به تسهیل مبادله برق کمک می‌کنند. هوگان (۲۰۰۰)[1] با ارائه مثالی نشان داد که حقوق مالی انتقال برق در عین افزایش سود انحصاری، باعث افزایش کارایی نیز می‌شود؛ زیرا انحصارگر کنترل تولید در بیش از یک موقعیت را در اختیار دارد که تولید در برخی از این موقعیت‌ها با هزینه کم انجام می‌شود. نتایج مطالعه کنچ (۲۰۰۴)[2] نشان می‌دهد که حقوق فیزیکی انتقال برق به ارسال سیگنال‌های بازاری صحیح منجر می‌شود، بخشی از قدرت بازاری را کاهش می‌دهد و نااطمینانی در مورد تراکم انتقال برق را بهتر از حقوق مالی انتقال یا عدم وجود حقوق انتقال برطرف می‌کند. سان (۲۰۰۵)[3] با استفاده از یک شبکه برق کوچک با دو گره نشان داد که در صورت وجود نااطمینانی، خرید بهینه حقوق مالی انتقال توسط تولیدکنندگان و شرکت‌های خدمات توزیع بارِ ریسک‌گریز باعث افزایش رفاه اجتماعی در مقایسه با شرایط عدم وجود حقوق مالی انتقال می‌شود.

از سوی دیگر، اُرن (۱۹۹۷)[4] با استفاده از یک مدل رقابت کورنو در یک شبکه انتقال متراکم نشان داد که حتی در غیاب یک بازار متمرکز، انتظار تراکم و حقوق انتقال انفعالی می‌تواند منجر به تبانی در بین تولیدکنندگان برق و اجتناب از قیمت‌گذاری بر اساس هزینه نهایی شود. همچنین، جوسکو وتیرول (۲۰۰۰) در خصوص حقوق مالی انتقال به نتیجه‌گیری منفی رسیده‌اند. آنها نیز در قالب یک شبکه ساده با دو گره به این نتیجه رسیده‌اند که رفاه اجتماعی در شرایط عدم وجود حقوق انتقال، حداقل به میزان رفاه اجتماعی حاصل از سامانه‌ای است که در آن حقوق مالکیت مالی تعریف می‌شود و در بسیاری از موارد بر آن پیشی می‌گیرد.

حقوق مالی انتقال: تجربه های جهانی

بازار روزانه برق در پنسیلوانیا، نیوجرسی و مریلند (پی–جی–ام) از بیشترین نقدشوندگی در بین سایر بازارها در ایالات متحده برخوردار است. در این بازار از آوریل ۱۹۹۸ مبادلات برق بر مبنای قیمت‌گذاری نهایی محلی آغاز شد. بازار سلف حقوق مالی انتقال از می ۱۹۹۹ و بازار اختیار معامله حقوق مالی انتقال از ژوئن ۲۰۰۳ مورد بهره‌برداری قرار گرفت. در این

1) Hogan, 2000
2) Kench, 2004
3) Sun, 2005
4) Oren, 1997

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-07]

بازار تخصیص حقوق مالی انتقال به‌صورت سالانه و با روش حراج چهار مرحله‌ای انجام می‌شود. حراج‌های ماهانه نیز برای تخصیص ظرفیت انتقال باقیمانده برگزار می‌شود. همچنین، یک بازار ثانویه تحت مدیریت بهره‌بردار پی–جی–ام وجود دارد که در آن بازیگران بازار می‌توانند حقوق مالی انتقال را با یکدیگر مبادله نمایند. تجربه بازار پی–جی–ام حاکی از آن است که حقوق مالی انتقال نمی‌تواند به‌طور کامل افراد را در مقابل هزینه‌های تراکم پوشش دهد. بر اساس این نتایج، در سال‌های ۲۰۰۱ و ۲۰۰۲، حقوق مالی انتقال بین ۸۰ تا ۹۰ درصد از هزینه‌های تراکم را برای دارندگان خود پوشش داده‌اند.

بهره‌بردار مستقل سیستم در نیویورک در سپتامبر ۱۹۹۹ حقوق مالی انتقال را تحت عنوان قراردادهای تراکم انتقال[1] به بازار عرضه کرد. قیمت‌های تسویه در بازار قراردادهای تراکم انتقال در نیویورک با استفاده از یک مدل شبکه جریان متناوب، یعنی مدل شبکه کامل در مقابل مدل خطی جریان مستقیم که در بازار پی–جی–ام مورد استفاده قرار می‌گیرد، محاسبه می‌شوند. در این بازار مشتریان چه برق مورد نیاز خود را در قالب یک معامله دوجانبه و چه از طریق بهره‌بردار مستقل سیستم در بازار سلف بر مبنای قیمت نهایی محلی خریداری نمایند، می‌بایست هزینه‌های تراکم را به‌طور یکسان بپردازند.

قراردادهای تراکم انتقال توسط بهره‌بردار مستقل سیستم نیویورک در حراج‌های شش ماهه به متقاضیان واجد شرایط عرضه می‌شوند. بهره‌بردار مستقل سیستم نیویورک همچنین یک بازار ثانویه را نیز برای انجام معاملات بین دارندگان قراردادهای تراکم انتقال مدیریت می‌نماید و به‌علاوه، ممکن است حراج‌های ماهانه نیز برگزار نماید.

کالیفرنیا در فوریه ۲۰۰۰ حقوق انتقال پرقدرت[2] را به بازار معرفی کرد. این حقوق با حقوق مالی انتقال تفاوت‌های اساسی دارند. کالیفرنیا پس از بحران‌های انرژی در صدد طراحی مجدد بازار برق برآمده است. طراحی اولیه بازار کالیفرنیا مبتنی بر قیمت‌گذاری منطقه‌ای بوده است. در قیمت‌گذاری منطقه‌ای، شبکه به چندین منطقه تقسیم می‌شود که در بین آنها تراکم انتقال وجود دارد. در داخل یک منطقه فرض می‌شود که تراکم چندانی وجود ندارد. پس از بحران انرژی سال ۲۰۰۱، مدیریت بازار برق توسط بهره‌بردار مستقل سیستم صورت می‌گیرد و برخی از ویژگی‌های طراحی اولیه بازار مانند مبادلات برق مستقل در قالب بازارهای سلف کنار گذاشته شده است. برخلاف حقوق مالی انتقال در بازار پی–جی–ام و نیویورک، حقوق انتقال پرقدرت در بازار کالیفرنیا از یک جنبه مالی و یک جنبه فیزیکی برخوردار است. این حقوق برای دارنده خود، علاوه بر سهمی از درآمدهای تراکم وصول شده توسط بهره‌بردار مستقل سیستم در یک مسیر معین بین مناطق مختلف موسوم به فلوگیت، حق تقدم در انتقال فیزیکی برق را نیز به همراه دارد. اگر تراکم واقعی در شبکه انتقال در همان جهت تراکم قید شده در قرارداد باشد، دارنده حقوق انتقال پرقدرت از تخفیفی به میزان حاصلضرب حجم مشخص شده در قرارداد

1) Transmission Congestion Contracts (TCC)
2) Firm Transmission Rights

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-07]

در قیمت سایه‌ای محدودیت ایجاد شده، برخوردار می‌شود.

بهره‌بردار مستقل نیوانگلند در مارس ۲۰۰۳ حقوق مالی انتقال را به بازار معرفی کرد. در حال حاضر، این حقوق تنها به صورت الزام‌آور (قرارداد سلف) عرضه می‌شود و از طریق حراج‌های شش ماهه یا ماهانه در اختیار متقاضیان قرار می‌گیرد. بهره‌بردار مستقل سیستم در صدد است پس از تثبیت بازار و افزایش نقدشوندگی آن به سمت حراج‌های سالانه حرکت کند (هوگان، ۱۹۹۴)[1]. بازار عمده‌فروشی برق نیوزیلند در سال ۱۹۹۶ و بر پایه قیمت نهایی محلی آغاز به‌کار کرد. بهره‌بردار مستقل سیستم نیوزیلند در ابتدا پوشش بیمه‌ای محدودی را برای پوشش اختلاف قیمت بین گره‌ها ارائه کرد که به‌دلیل عدم استقبال از سوی شرکت‌کنندگان در بازار، در سال ۱۹۹۸ کنار گذاشته شد. به‌دنبال آن، بازار حقوق مالی انتقال طراحی شد. بر اساس این طراحی، عرضه حقوق مالی انتقال ابتدا به‌صورت حراج‌های ماهانه و سپس به‌صورت حراج‌های سالانه صورت گرفته است.

نتیجه گیری

تقاضای استفاده از شبکه انتقال در ساعات، روزها و ماه‌های مختلف، متفاوت است. اگر قیمت استفاده از شبکه انتقال صفر باشد، ممکن است در برخی دوره‌های زمانی تقاضای عرضه‌کنندگان برای استفاده از شبکه بیشتر از ظرفیت آن شده و برخی از بخش‌های شبکه دچار تراکم شوند. سازوکار بازار که در آن از "قیمت تراکم" برای سهمیه‌بندی ظرفیت کمیاب شبکه استفاده می‌گردد، معمولاً بر سازوکارهای سهمیه‌بندی اداری ترجیح داده می‌شود. مبنای تعیین ارزش پولی هزینه تراکم انتقال، اختلاف قیمت نهایی محلی بین نقاط یا مناطق مختلف است. بهره‌بردار مستقل سیستم، هزینه تراکم در گره‌ها را از شرکت‌های توزیع بار (دیسپاچینگ) به‌عنوان قیمت نهایی محلی اخذ کرده و به مولدها یا مالکان ظرفیت انتقال، بر اساس طراحی مولدهای اختصاص یافته به بازار در مناطق مختلف، پرداخت می‌کند.

یکی از رویکردهای متداول در تخصیص کارای شبکه‌های متراکم و ایجاد ابزارهای پوشش در برابر نوسانات قیمت‌های تراکم، ایجاد و تخصیص حقوق مالکیت قابل مبادله می‌باشد که به دارنده آن حق می‌دهد به‌طور فیزیکی از شبکه متراکم استفاده کند یا برای او یک حق مالی ایجاد می‌کند که در قبال تخصیص آن به دیگران می‌بایست جبران لازم صورت گیرد.

تعریف حقوق انتقال بستگی به چگونگی تصریح و اندازه‌گیری ظرفیت انتقال دارد. تصریح ظرفیت انتقال شبکه به دو روش انجام می‌شود: محاسبه قابلیت انتقال نقطه به نقطه و تصریح ظرفیت حمل جریان توان در هر لینک از شبکه.

بر این اساس، می‌توان سیستمی از حقوق مالی ظرفیت انتقال تعریف کرد که دارندگان آن را بین تزریق برق در یک نقطه و برداشت همان مقدار برق از نقطه دیگر با کسب "منافع تراکم" بی‌تفاوت کند. امروزه حقوق مالی انتقال نقطه به

1) Hogan, 1994

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-07]

نقطه و فلوگیت از متداول‌ترین شیوه‌های کسب حقوق ظرفیت انتقال در شبکه انتقال برق می‌باشد. مشتریان خطوط انتقال برای هر مقدار ظرفیت می‌توانند یک حقوق مالی انتقال نگهداری کنند. این حقوق مالی انتقال با توجه به نقاط تزریق و برداشت برق، پوشش ریسک قابل توجهی در برابر هزینه تراکم فراهم می‌کنند.

در عین حال، بنگاه‌های دارنده حقوق مالی می‌توانند با ذخیره گرفتن ظرفیت انتقال مازاد بر نیاز خود، ظرفیت انتقال را از بازار خارج کرده و از این مسیر منفعتی کسب کنند. استفاده بالقوه بنگاه‌ها از حقوق انتقال به‌عنوان ابزاری برای اعمال قدرت بازاری باعث افزایش ارزش حقوق انتقال برای این بنگاه‌ها می‌شود. از این رو، استفاده از روش فراخوان عمومی یا فرآیند حراج برای توزیع حقوق انتقال، منجر به جریان بیشتر این حقوق به سمت بنگاه‌هایی می‌شود که می‌توانند از آنها سوء استفاده کنند.

تجربه بازارهای برق حاکی از آن است که حقوق مالی انتقال نمی‌تواند به‌طور کامل افراد را در مقابل هزینه‌های تراکم پوشش دهد. یکی از مشکلات مرتبط با این بازارها، محدودیت در میزان نقدشوندگی است. استفاده از حراج‌های دوره‌ای می‌تواند باعث افزایش نقدشوندگی، بهبود در کشف قیمت و رقابت شود.

منابع

[1] " Financial Transmission Rights (FTRs) Design ", (2001), Transpower New Zealand.

[2] " Market Redesign and Technology Upgrade Locational Marginal Pricing (LMP) Study 3C: Analysis of Market-Based Price Differentials Description of Methodology", (2005), CAISO.

[3] " Restructuring Kentucky's Electric Utility Industry", (1999), Legislative Research Commission, Frankfort, Kentucky.

[4] Bautista, G., and V. Quintana, (2005), "Screening and Mitigation of Exacerbated Market Power Due to Financial Transmission Rights," IEEE Transactions on Power Systems, 20(1): 213-222.

[5] Bautista, Guillermo, (2005), "Alternative Models to Analyze Market Power and Financial Transmission Rights in Electricity Markets ", University of Waterloo.

[6] Bushnell, J., (1999), " Transmission Rights and Market Power ", The Electricity Journal, 77-85.

[7] Celik, Cigdem, (2005), " Financial Transmissiopn Rights Markets ", Istanbul Bilgi University, Department of Economics.

[8] Chao, Hung-po, Peck, Stephen, Oren, Shmuel & Wilson, Robert, (2000), " Flow-Based Transmission Rights and Congestion Management ", Electricity Journal.

[9] Evans, Lewis & Meade, Richard, (2001), " Economic Analysis of Financial Transmission Rights (FTRs) With Specific Reference to the Transpower Proposal for New Zealand ", Market Surveillance Committee (MSC) of the New Zealand Electricity Market.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-07]

[10] Gans, S, and King, Stephen, (1999), " Options for Electricity Transmission Regulation in Australia" , University of Melbourne.

[11] Graniere, Robert, (1999), "Responsibilities of an Idependent System.

[12] Gross, George, (2004), "Assessment of Transmission Congestion Impacts on Electricity Markets", Department of Electrical and Computer Engineering University of Illinois at Urbana-Champaign.

[13] Harvey, S. M. and W. Hogan, (2002), " Loss Hedging Financial Transmission Rights ", Mimeo, Center for Business and Government, JFK School of Government, Harvard University.

[14] Hogan, W., (2000). " Flowgate Rights and Wrongs ", Mimeo, Center for Business and Government, JFK School of Government, Harvard University.

[15] Hogan, W., (2002b), " Financial Transmission Rights Formulations ", Mimeo, Center for Business and Government, JFK School of Government, Harvard University.

[16] Hogan, W., (1992), " Contract Networks for Electric Power Transmission ", Journal of Regulatory Economics 4(3):211-242.

[17] Hogan, W., (1995), "Electricity Transmission and Emerging Competition", Prepared for the Public Utility Research Center Annual Conference, University of Florida.

[18] Hogan, W., (2002a), " Financial Transmission Right Incentives: Applications Beyond Hedging ", presentation to HEPG Twenty-Eight Plenary Sessions, May 31.

[19] Hogan, W., (2003), " Transmission market design", Texas A&M conference paper.

[20] Hogan,W., (1994), " Reshaping the Electricity Industry ", John F. Kennedy School of Government, Harvard University, November.

[21] Jamasb, Tooraj, and Pollitt, Michael, (2000), " Benchmarking and Regulation of Electricity Transmission and DIistribution Utilities: Lessons From International Experience" , Department of Applied Economics, University of Cambridge.

[22] Joskow, P. and J. Tirole, (1998), " Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks:Financial Tights ", RAND Journal of Economics.

[23] Joskow, P. and R. Schmalensee, (1983), " Markets for Power: An analysis of Electric Utility Deregulation ", MIT Press.

[24] Joskow, P., and J. Tirole, (2000), " Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks ", RAND Journal of Economics, 31: 450-487.

[25] Joskow, P., and J. Tirole, (2002), " Transmission Investment: Alternative Institutional Frameworks ", Mimeo.

[26] Kench, B., (2004). "Let's Get Physical! Or Financial? A Study of Electricity.

[27] Kopsakangas, Maria, (2002), "A Study on the Deregulation.

[28] Kristiansen, T., (2004), " Risk Management in Congested Electricity Networks", Forthcoming Energy Studies Review.

[29] Kristiansen, Tarjei, (2004), " Markets for Financial Transmission Rights ", Norwegian University of Science and Technology, Department of Electrical Power Engineering.

[30] Lally, John, (2002), " Financial Transmission Rights Auction Example ", January 23, ISO New England.

[31] Méndez, Roberto, and Rudnick, Hugh, (2004), " Congestion Management and Transmission Rights in Centralized Electric Markets ", Fellow, IEEE.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-07]

[32] O'Neill, R.P., U. Helman, B.F. Hobbs, W.R. Stewart, Jr., and M.H. Rothkopf, (2002), " A Joint Energy and Transmission Rights Auction: Proposal and Properties ", IEEE Trans. Power Systems., vol. 17, 1058-1067.

[33] O'Neill, Richard P., Udi Helman, Benjamin F. Hobbs, William R. Stewart, Jr., and Michael H. Rothkopf, (2004), " Contingent Transmission Rights in the Standard Market Design ", OMTR, FERC.

[34] Of the Finnish Electricity Markets", The Faculty of Economics and Industrial Management, University of Oulu.

[35] O'Neill, R.P., U. Helman, B. Hobbs, W. R. Stewart and M. H. Rothkopf, (2002), " A Joint Energy and Transmission Rights Auction: Proposal and Properties ", IEEE Transactions on Power Systems, 17(4), Nov., 1058-1067.

[36] Operator in a Market With Bilateral Contracts for Electric Power", The National Regulatory Research Institute,The Ohio State University.

[37] Oren, S., O'Neill, R.P., & Hedman, W., (2009), "Optimal Transmission Switching: When Economic Efficiency and Financial Transmission Rights Markets Collide ", IEEE Trans. Power Systems.

[38] Perrez-Arriaga, J. I., F. J. Rubio, J. F. Puerta Gutiérrez et al., (1995), " Marginal Pricing of Transmission Services: An Analysis of Cost Recovery ", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 1, February.

[39] Ruff, Larry E., (2001), " Flowgates, Contingency-Constrained Dispatch, and Transmission Rights ", The Electricity Journal, 14, 1, January/February, 34-55.

[40] Schweppe, F. C., Caramanis, M. C., Tabors, R. D. and Bohn, R. E., (1988), " Spot Pricing of Electricity", Norwell, MA: Kluwer.

[41] Siddiqui, A. S., Bartholomew, E. S., Marnay, C. and Oren, S. S., (2003), " On the Efficiency of the New York Independent System Operator Market for Transmission Congestion Contracts ", Forthcoming Managerial Finance.

[42] Singh, Harry, (2002), "On Standard Market Design", IEEE Summer Meeting, Chicago, Illinois.

[43] Singh, Harry, (2003), "Markets for Transmission Rights",PG&E Corporation, Toronto, Canada.

[44] Stoft, Steven, (1997), " How Financial Transmission Rights Curb Market Power " June. Part of the Working Papers Series of the Program on Workable Energy Regulation (POWER).

[45] Sun, Junjie, (2005), " U.S. Financial Transmission Rights: Theory and Practice", Department of Economics, Iowa State University.

[46] Tabors, R. D., (2001), " Hybrid Congestion Management System Without Uplift ", Tabors Caramanis and Associates TCA, Aug.

[47] Yoon, Y. T., Arce, J. R., Collison, K. K. and Ilic, M. D., (2000), " Implementation of Cluster-Based Congestion Management Systems", Cambridge, MA: Energy Laboratory Massachusetts Inst. Technol.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-07]