



Paper Type: Original Article



Modeling of Short-Term financial transmission rights in a secondary auction market using game theory

Mohamad Tabrizian^{1,*} , Hossein Seifi², Mohamad Kazem Sheikholeslami³, Hamidreza Shahmirzad⁴ 

¹ Department of Electrical Engineering, Faculty of Electrical & Computer Engineering, Yadegar-e-Imam Khomeini(rah) Shahre-Rey Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran; mm_tabrizian@yahoo.com ;

² Department of Power Electrical Engineering, Faculty of Electrical & Computer Engineering, Tarbiat Modares University, Tehran, Iran; seifi_ho@modares.ac.ir

³ Department of Power Electrical Engineering, Faculty of Electrical & Computer Engineering, Tarbiat Modares University, Tehran, Iran; aleslam@modares.ac.ir

⁴ Department of Electrical Engineering, Faculty of Electrical & Computer Engineering, Yadegar-e-Imam Khomeini(rah) Shahre-Rey Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran; hr.shahmirzad@gmail.com ;

Citation:



LastName, (Abreviation of FirstName), & LastName, (Abreviation of FirstName). (Date). Paper Title. *Journal of decisions and operations research*, Volume (Issue), PP.

Received: / /

Reviewed: / /

Revised: / /

Accept: / /

Purpose: This paper uses the game theory to analyze the short-term (weekly) secondary FTR markets, in which the players manage the transmission risk through optimal biddings.

Methodology: The proposed algorithm seeks to find the Nash equilibrium point for the FTR secondary markets. The objective function of the game is the profits of the market players; to be maximized, subject to various constraints of the secondary auction.

Findings: Due to Congestion risk management importance in local pricing based electricity markets and role of financial transmission rights as main Congestion risk management mechanisms, in this paper, after reviewing the FTRs, optimal bidding strategies by market participants for these contracts to manage the congestion risk in FTR secondary short-term (as weekly) auctions are modeled by game theory. The numerical results show the performance of the proposed method.

Originality/Value: Congestion risk management is one of the most important issues in a restructured power system. The Financial Transmission Right (FTR) is an accepted tool for transmission congestion risk management in local pricing based electricity markets.

Keywords: Restructured Power System, Electrical Energy Transmission, Electricity Market, Congestion Risk Management, Financial Transmission Rights, Game Theory



Corresponding Author: mm_tabrizian@yahoo.com



https://doi.org/10.22105/dmor.2022.305248.1486



Licensee. **Journal of Decisions and Operations Research**. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0>).



6

نوع مقاله: پژوهشی

مدل سازی پیشنهاددهی بهینه در بازارهای ثانویه کوتاه مدت تبادل قراردادهای مالی تراکم انتقال با استفاده از نظریه بازی ها

محمد تبریزیان^{۱*}، حسین سیفی^۲، محمد کاظم شیخ الاسلامی^۳، حمیدرضا شاهمیرزاد^۴
^۱ دانشکده مهندسی برق، واحد یادگار امام خمینی (ره) شهری، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران
^۲ دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه تربیت مدرس - تهران - ایران

چکیده

هدف: یافتن بهترین وضعیت برای سود پیش‌بینی شده توسط هریک از شرکت‌کنندگان (بازیگران) در حراج ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال است.
روش‌شناسی پژوهش: از دید نظریه بازی‌ها یافتن حداقل یک نقطه تعادل نش برای این رقابت، با در نظر گرفتن قیود مختلف بازار حراج ثانویه است.
یافته‌ها: در این مقاله، پس از بررسی موضوع قراردادهای مالی تراکم انتقال، نحوه پیشنهاددهی بهینه انواع مختلف این قراردادها توسط شرکت‌کنندگان بازار برق در حراج‌های ثانویه تبادل این قراردادها و در بازه زمانی کوتاه مدت (به صورت هفتگی) جهت مدیریت ریسک تراکم، با استفاده از نظریه بازی‌ها مدل‌سازی و تحلیل شده است.
اصالت/ارزش افزوده علمی: مدیریت ریسک تراکم یکی از مهم‌ترین مباحث مدیریت شبکه‌های انتقال در سیستم‌های قدرت تجدیدساختار شده و بازارهای برق دنیا، به‌ویژه بازارهای مبتنی بر قیمت‌گذاری ناحیه‌ای یا محلی است که ابزار اصلی آن قراردادهای مالی انتقال است. در مقالات علمی منتشر شده تاکنون، عمدتاً روی مدل‌سازی و تحلیل بازارهای حراج اولیه قراردادهای مالی تراکم انتقال بحث شده است و بازارهای حراج ثانویه این قراردادها که دارای الگویی تا حدودی متفاوت می‌باشد به صورتی علمی تحلیل نشده است که نوآوری اصلی این مقاله، توجه به این موضوع همراه با کاربرد نظریه بازی‌هاست.
کلیدواژه‌ها: سیستم قدرت تجدیدساختار شده، انتقال انرژی الکتریکی، بازار برق، مدیریت ریسک تراکم، قراردادهای مالی انتقال، نظریه بازی‌ها.

۱- مقدمه

محدودیت‌های موجود در سیستم انتقال انرژی الکتریکی، تعیین‌کننده حداکثر توانی است که می‌توان در یک شبکه قدرت، بین دو نقطه منتقل نمود. در عمل، ممکن است نتوانیم همه قراردادهای دوجانبه و چندجانبه برای تأمین نیازها با کمترین هزینه را به طور کامل اجرا نماییم زیرا که این عامل خود منجر به تجاوز از محدودیت‌های عملی شبکه مانند محدودیت ولتاژ و اضافه بار می‌گردد؛ به این محدودیت شبکه انتقال در اصطلاح تراکم^۱ گفته می‌شود. تراکم در یک سیستم انتقال، چه در سیستم‌های الکتریکی یکپارچه عمودی^۲ و چه غیریکپارچه،

¹ Congestion

² Vertically Integrated

به‌جز برای مدت کوتاهی قابل تحمل نخواهد بود، زیرا ممکن است باعث قطع متوالی انرژی و اتلاف غیرقابل کنترل توان گردد. هزینه مرتبط با راه‌حل‌های رفع تراکم نیز ممکن است تا جایی بالا رود که خود باعث پدید آمدن مانعی در خرید و فروش انرژی الکتریکی گردد. بنابراین مدیریت تراکم^۱ چه به‌صورت مدیریت تخفیف (بهبود) تراکم^۲ و چه به‌شکل مدیریت ریسک تراکم^۳ همواره کانون بحث‌های مربوط به تسهیل رقابت در صنعت برق بوده است [1-6]، که در این مقاله به موضوع مدیریت ریسک تراکم پرداخته شده است.

سازوکار اصلی در موضوع مدیریت ریسک تراکم انتقال در بازارهای رقابتی برق مبتنی بر قیمت‌گذاری ناحیه‌ای^۴ یا محلی^۵، قراردادهای مالی انتقال (FTR) است. حق مالی انتقال، حق یا امتیاز خریداری‌شده‌ای است که می‌تواند سبب گریز از بهای تراکم بر مسیرهای مقید (متراکم) انتقال شود؛ به بیان دیگر، دارندگان FTR دارای حق انتقال مقدار معینی توان در یک مسیر مقید انتقال با قیمت ثابتی خواهند بود.

در وضعیت مقید (شرایط تراکم)، شرکت‌کنندگان بازار بهای تراکم را براساس اختلاف قیمت محلی (LMP) می‌پردازند؛ این بهای زمانی رخ می‌دهد که تقاضای انرژی در یک مسیر انتقال، بیش از توانایی خطوط انتقال در آن مسیر است. اگر یک شرکت‌کننده بازار دارای FTR نباشد و قرارداد وی قابل کاهش نباشد، این شرکت‌کننده مواجهه با هزینه بالای تراکم شده و هیچ مکانیزمی برای جبران آن ندارد، درحالی‌که دارندگان FTR اعتباری را دریافت می‌کنند که بهای تراکم در مسیرهای مورد نظر را جبران نماید. حقوق مالی انتقال که به‌عنوان ابزار مالی برای گریز از خطرپذیری (ریسک) مربوط به بهای تراکم انتقال عمل می‌کنند تنها در صورتی مفید هستند که مسیر انتخاب شده در همان جهتی باشد که توان انتقالی متراکم است (و طبعاً LMP نقطه دریافت بزرگتر از LMP نقطه تزریق باشد).

برای تضمین امکان دسترسی کل شرکت‌کنندگان بازار به حقوق انتقال به‌صورت غیرقابل تبعیض باید مکانیزمی برای اجازه به کاربران سیستم جهت خرید و فروش و تبادل این حقوق وجود داشته باشد؛ این مکانیزم با اجرای حراج^۶ برای این حقوق، تضمین می‌شود [7-10]. انواع حراج قراردادهای مالی انتقال می‌تواند به دو شکل زیر باشد:

الف- حراج اولیه (معمولاً درازمدت یا میان مدت) که توسط ISO یا یک نهاد تعیین‌شده توسط ISO اغلب به‌صورت سالانه (یا شش ماهه) و یا ماهانه انجام می‌پذیرد.

ب- حراج ثانویه که شامل تبادل اعتبار FTR بین شرکت‌کنندگان بازار بوده و به‌صورت میان‌مدت یا اغلب کوتاه‌مدت صورت می‌گیرد (که در مدل پیشنهادی این مقاله به‌صورت هفتگی فرض شده است). لازم به ذکر است معمولاً در بازارهای حراج ثانویه، قراردادهای FTR می‌توانند از نظر کمی یا زمانی، تجزیه (خرد) گردند ولی ترکیب‌کردن آنها در عمل، اغلب مجاز نیست.

به‌طور کلی نحوه گرفتن و صدور حقوق مالی انتقال توسط شرکت‌کنندگان بازار می‌تواند به سه طریق باشد:

الف- خرید از ISO یا نهاد جایگزین آن به‌وسیله حراج‌های اولیه FTR

ب- گرفتن امتیاز FTR با ساختن یا ارتقاء ظرفیت انتقال (به‌عنوان پاداش و معمولاً به‌صورت درازمدت و اغلب معادل عمر تجهیزات مربوطه)

پ- خرید FTR به‌صورت دوجانبه یا از طریق حراج در بازارهای ثانویه

تاریخچه سوابق پژوهشی در زمینه بازار حقوق انتقال، نسبتاً محدود و مختصر بوده و مباحث مقدماتی آن در تلفیق با بازار برق مبتنی بر LMP پس از سال ۱۹۹۰ مطرح شده است؛ طبق اطلاعات و بسایت PJM، نخستین حراج حقوق انتقال در بازار PJM و در سال ۱۹۹۹ پدید آمد [11]. در [12] بازار الحاقی انرژی توام با حراج قراردادهای مالی انتقال پیشنهاد گردید که در آن شرکت‌کنندگان بازار می‌توانند این

¹ Congestion Management

² Congestion Relief Management

³ Congestion Risk Management

⁴ Zonal

⁵ Local (Nodal)

⁶ Auction



قراردادها را همراه با تبادلات انرژی خود، به دست آورده یا تجدید آرایش نمایند. یک الگوی کلی برای حراج حقوق مالی انتقال جهت تسهیل نحوه صدور (انتشار) حقوق تراکم انتقال در بازار برق تجدید ساختاریافته با دسترسی باز¹ در [13] ارائه شده است. در [14] مفهوم حقوق انتقال وابسته (مشروط)²، در طرح استاندارد بازار برق³، معرفی شده است؛ این حقوق به دارنده خود، انعطاف پذیری مناسب در انتخاب نقطه تزریق یا نقطه برداشت انرژی در قرارداد را می دهد و بنابراین امکان گزینش چیدمان تولید و مصونیت در مقابل خروج واحدهای تولید⁴ را در پی دارد. در [15] نقش خطاهای محاسباتی ضرایب جابجایی انتقال (PTDF) ناشی از وقوع پیشامدها در صدور قراردادهای مالی انتقال، بررسی و آزمایش شده است. یک بازار حراج حقوق انتقال شامل هر دو نوع حقوق FTR و FGR در [16] پیشنهاد شده و در شبکه برق کشور شیلی، مطالعه موردی و آزمایش شده است. در [17] یک راهبرد پیشنهاددهی مبتنی بر قید خطرپذیری⁵ برای هر دو نوع حقوق FTR (اجباری و انتخابی) در بازارهای انتقال، پیاده سازی شده است. با این وجود، اغلب این مطالعات مذکور (12-17) فقط یک ساعت خاص از بهره برداری سیستم را در نظر گرفته و به سایر عوامل نظیر تغییرات بار، تغییرات روزانه بار و اثرات وقوع پیشامد در یک بازه درازمدت، توجه نکرده اند که این موضوع در مقالات دیگری نظیر [18-20] تا حدودی مطرح شده است. در [18] حراج اولیه قراردادهای مالی انتقال در بازار PJM با ملاحظه هر دو نوع FTR (اجباری و انتخابی) به صورت سالیانه پیاده سازی شده است. در [19] نیز یک حراج ماهیانه شبیه حراج بازار PJM برای صدور توام حقوق FTR و FGR پیشنهاد و بررسی شده است. در [20] مسئله حراج اولیه حقوق انتقال به شکلی کامل تر به صورت سالیانه و چندنوبتی و چندگانه (شامل هر دو نوع FTR به علاوه FGR) و چندزمانه (شامل ساعات On-Peak، ساعات Off-Peak و ۲۴ ساعته) مدل سازی و تحلیل شده است. نمونه پژوهش های مکمل و مطالعات موردی خاص نیز در مراجع [21-24] انجام شده است.

به طور خلاصه در مقالات علمی منتشر شده، عمدتاً روی مدل سازی و تحلیل بازارهای حراج اولیه قراردادهای مالی تراکم انتقال بحث شده است و بازارهای حراج ثانویه این قراردادها که دارای الگویی تا حدودی متفاوت می باشد تاکنون به صورتی علمی تحلیل نشده است که نوآوری اصلی این مقاله، توجه به این موضوع همراه با کاربرد نظریه بازی هاست. در این مقاله، ابتدا کلیات قراردادهای مربوط به حقوق تراکم انتقال تشریح گردیده و سپس به نظریه بازی ها اشاره شده و در ادامه، روش پیشنهادی و مدل ریاضی آن مطرح شده است؛ سرانجام مطالعات موردی و نتایج شبیه سازی آزمون شده بر یک شبکه نمونه ارائه شده و مورد بررسی قرار گرفته است.

۲- مرور ادبیات تحقیق

تقسیم بندی کلی قراردادهای مربوط به حقوق انتقال (TR) به صورت زیر است:

الف- حق فیزیکی انتقال (PTR): معمولاً بخشی از بازار روز-پیش (DA) است که انتقال فیزیکی توان را تضمین می کند و نمونه کاربرد آن در بازار ERCOT است. به دلایل مختلف به ویژه امکان پدید آمدن قدرت بازار⁶ این نوع حقوق کاربرد بسیار محدودی دارند.
ب- حقوق مالی تراکم انتقال (FTR): این حقوق بدون تضمین یا اولویت دادن در انتقال فیزیکی و صرفاً ابزاری مالی است که می تواند به دو صورت باشد:

ب-۱- قراردادهای مالی نقطه به نقطه (PTP FTR)

ب-۲- قراردادهای گلوگاه (فلوگیت) (FGR)

قراردادهای PTP FTR یا به اختصار FTR، برای بازارهای مبتنی بر قیمت گذاری محلی یا LMP مناسب هستند. به دلیل مشخص نبودن قیمت های LMP از قبل، قرارداد FTR در واقع از نوع قراردادهای پیشرو⁷ است که در بازار روز-پیش تسویه می گردد. با استفاده از این

¹ Open Access

² Contingent TR

³ SMD

⁴ Generation Outage

⁵ Risk-Constrained

⁶ Market Power

⁷ Forward Contracts

قراردادها، دارندگان FTR در برابر ازدیاد اختلاف قیمت بین نقاط مختلف شبکه ($\Delta(LMP)$ زیاد) و ISO نیز در برابر کاهش اختلاف قیمت بین نقاط شبکه ($\Delta(LMP)$ کم) در بازار لحظه‌ای^۱ مصونیت پیدا می‌کنند. تسویه حساب این قراردادها معمولاً به صورت ماهانه صورت می‌گیرد [25].

قراردادهای FTR خود می‌تواند به دو شکل باشد:

ب-۱-۱- نوع اجباری (الزامی)^۲: در این نوع قرارداد در حالت معکوس بودن جهت انتقال توان (یعنی وقتی LMP شین تزریق بیشتر از LMP شین برداشت باشد) شرکت‌کننده باید باز هم هزینه پرداخت نماید.

ب-۱-۲- نوع انتخابی (اختیاری)^۳: در این نوع قرارداد در حالت معکوس بودن جهت انتقال توان (یعنی وقتی LMP شین تزریق بیشتر از LMP شین برداشت باشد) نیاز به پرداخت هزینه نیست.

قراردادهای انتخابی برای شرکت‌کنندگانی از بازار که حقوق انتقال را صرفاً خرید و فروش می‌کنند مطلوب‌تر است در حالی که قراردادهای نوع اجباری برای شرکت‌کنندگانی که می‌خواهند FTR را با یک تبادل واقعی توان منطبق سازند مناسب‌تر است. معمولاً قراردادهای انتخابی نسبت به قراردادهای اجباری متناظر، به دلیل ریسک‌پذیری کمتر، قیمت بالاتری دارند [25-26].

به عنوان مثال در بازار برق نیوانگلند (ISO-NE)، FTR فقط از نوع اجباری است [27]، در بازار برق کالیفرنیا (CAISO) [28] از نوع انتخابی، در بازار برق نیویورک (NYISO) [29] هر دو نوع قرارداد FTR (اجباری و انتخابی) و در بازار برق پنسیلوانیا-نیوجرسی - مریلند (PJM) نیز هر دو نوع قرارداد FTR به کار می‌رود. لازم به ذکر است بازار PJM به عنوان نمونه نسبتاً کاملی از پیاده‌سازی سیستم حقوق تراکم انتقال، اغلب مبنای مطالعات و شبیه‌سازی‌ها در سطح دنیا در نظر گرفته می‌شود.

قراردادهای FGR روی تجهیزات^۴ انتقال تعریف شده و مسیر یک خط انتقال متراکم به عنوان گلوگاه شبکه (FG) در نظر گرفته می‌شود، این نوع قرارداد، ذاتاً جهت‌دار تعریف شده و نمی‌تواند منفی باشد یعنی ماهیتاً انتخابی است. با توجه به این که پیش‌بینی دقیق محل وقوع تراکم یا گلوگاه‌های شبکه انتقال همواره به‌سادگی امکان‌پذیر نیست، لذا این قراردادها نمی‌توانند به عنوان یک ابزار حمایتی کامل^۵ در برابر تراکم، نقش ایفا نمایند و تنها به صورت یک ابزار حمایتی جزئی^۶ یا به عنوان ابزار سوداگری^۷ می‌توانند مفید واقع شوند. این نوع قراردادها عمدتاً در خطوط رابط^۸ مابین مناطق مختلف یا بین نواحی مختلف در داخل یک منطقه، برای بازارهای چندناحیه‌ای یا تبادل انرژی بین بازارهای مختلف مناسب‌تر بوده و بخاطر برخی نقائص و مشکلات، در عمل کاربرد محدود و اغلب آزمایشی دارند [26].

به عنوان نمونه، در ایالات متحده آمریکا، بخشی از حقوق انتقال ارائه شده در CAISO و ERCOT [30] بر مبنای FGR است. در تبادل بین دو بازار PJM و MISO نیز از FGR به طور آزمایشی استفاده شده و در حراج حقوق انتقال، به طور یکپارچه همراه با سایر قراردادهای FTR مشارکت داده شده است [31]. در بازارهای برق کشورهای اروپایی نیز نمونه‌هایی از کاربرد FGR در سیستم‌های قدرت بهم‌پیوسته چندناحیه‌ای و بازارهای برق چندملیتی نظیر بازار برق داخلی اروپا (IEM)، به چشم می‌خورد و حراج سالیانه، ماهیانه و روزانه این حقوق توسط برخی از بهره‌برداران سیستم انتقال (TSO) اروپایی صورت می‌گیرد که یک نمونه آن حراج سالیانه برای صدور FGR درازمدت و حراج روزانه برای صدور FGR کوتاه‌مدت توسط HTSO در کابل انتقال جریان دائم فشارقوی (HVDC) اتصال‌دهنده یونان و ایتالیا است [32].

¹ Spot Market

² Obligation-based FTR

³ Option-based FTR

⁴ Facility

⁵ Full Hedging

⁶ Partial Hedging

⁷ Arbitrage

⁸ Tie Line



در ریاضیات، دانشی که به مطالعه بازی‌ها می‌پردازد نظریه بازی‌ها^۱ نام دارد. یک بازی شامل مجموعه‌ای از بازیکنان (بازیگران)، مجموعه‌ای از حرکت‌ها یا راهبردها^۲ و نتیجه مشخصی برای هر ترکیب از راهبردها می‌باشد. پیروزی در هر بازی صرفاً تابع شانس نبوده بلکه اصول و قوانین ویژه خود را دارد و هر بازیکن در طی بازی سعی می‌کند با به‌کارگیری آن اصول خود را به برد نزدیک نماید. نظریه بازی در واقع شاخه‌ای از ریاضیات کاربردی است که در سیاست، علوم اجتماعی، اقتصاد، زیست‌شناسی، علوم کامپیوتر و حتی فلسفه کاربرد دارد. رقابت دو کشور برای دست‌یابی به انرژی هسته‌ای، سازوکار حاکم بر روابط بین دو کشور در حل یک مناقشه بین‌المللی، رقابت بین دو شرکت تجاری در بازار بورس کالا، نمونه‌هایی از بازی‌ها هستند.

نظریه بازی تلاش می‌کند تا رفتار ریاضی حاکم بر یک موقعیت راهبردی یا استراتژیک (تقابل یا تضاد منافع) را مدل‌سازی کند. این موقعیت زمانی پدید می‌آید که موفقیت یک فرد وابسته به راهبردهایی است که دیگران انتخاب می‌کنند. هدف نهایی این دانش یافتن راهبرد بهینه برای بازیگران است. نظریه بازی‌ها در مطالعه طیف گسترده‌ای از موضوعات کاربرد دارد. این نظریه در ابتدا برای درک مجموعه بزرگی از رفتارهای اقتصادی به عنوان مثال نوسانات شاخص سهام در بورس اوراق بهادار و افت و خیز بهای کالاها در بازار مصرف‌کنندگان ایجاد شد. تحلیل پدیده‌های گوناگون اقتصادی و تجاری نظیر پیروزی در یک مزایده، معامله و داد و ستد، شرکت در یک مناقصه و ... از دیگر مواردی است که نظریه بازی‌ها در آن نقش ایفا می‌کند.

در ادبیات نظریه بازی‌ها طبق روشی که بازیگران با یکدیگر بازی می‌کنند، در یک بازی معین و در فضایی که روی هم تأثیر می‌گذارند، آن بازی می‌تواند به دو گونه اصلی طبقه‌بندی شود که مشارکتی یا غیر مشارکتی نامیده می‌شود. در یک بازی غیر مشارکتی استراتژی‌ها توسط بازیگران و به‌طور مستقل اتخاذ می‌شود و قوانین بازی به بازیگران اجازه نمی‌دهد که نیروهایشان را به هم ملحق نموده و فعالیت جمعی برای نتیجه بهتر انجام دهند. از طرف دیگر در یک بازی مشارکتی، بازیگران به شدت اهداف مشترک دارند و توافق و تعهد جمعی بین بازیگران، ضروری و لازم است.

پژوهش‌ها در این زمینه اغلب بر مجموعه‌ای از راهبردهای شناخته شده به عنوان تعادل در بازی استوار است. این راهبردها اصولاً از قواعد عقلانی استنتاج می‌شوند. مشهورترین تعادل‌ها، تعادل نش است. براساس نظریه تعادل نش، اگر فرض کنیم در هر بازی با استراتژی مختلط، بازیکنان به طریق منطقی و معقول راهبردهای خود را انتخاب کنند و به دنبال حداکثر سود در بازی باشند، لااقل یک راهبرد برای بدست آوردن بهترین نتیجه برای هر بازیکن قابل انتخاب است و چنانچه بازیکن راهکار دیگری به غیر از آن را انتخاب کند، نتیجه بهتری بدست نخواهد آورد [33].

در سالهای اخیر نظریه بازی‌ها در سیستم‌های قدرت به‌ویژه در محیط تجدید ساختار شده و بازارهای برق کاربردهای بسیاری پیدا کرده است که در اینجا یک نمونه جدید از کاربرد آن در تحلیل بازارهای حراج ثانویه تبادل قراردادهای مالی تراکم انتقال، پیشنهاد شده است.

۳- روش پیشنهادی

همان‌گونه که در مقدمه اشاره گردید در کارهای گذشته و مقالات قبلی مربوطه (نظیر [24-12])، عمدتاً روی مدل‌سازی و تحلیل بازارهای حراج اولیه قراردادهای مالی تراکم انتقال بحث شده است. مسئله حراج اولیه قراردادهای مالی تراکم انتقال از دید *ISO* مطرح است. هدف اصلی این مسئله پاسخ به این سوال است که چگونه باید *FTR*ها برای بیشینه‌سازی درآمد حاصل از حراج، تجدید آرایش یا اعطا

¹ Game Theory

² Strategies

شوند به گونه‌ای که با وجود هم‌زمان تمام FTRها، سیستم در محدوده‌های مجاز باقی بماند (اصطلاحاً آزمون امکان‌پذیری هم‌زمان^۱). قیود مقرر در حراج، حدود توانهای انتقالی خطوط در شرایط قبل و بعد از پیشامد^۲، FTRهای قبلاً اعطا شده (اصطلاحاً مقادیر حالت پایه)، معادلات تعادل پخش بار و حدود مقادیر FTRها را لحاظ می‌کند. حل این مسئله، FTRهای بهینه اعطاشده و قیمت تسویه بازار (MCP) برای پیشنهادات را نتیجه می‌دهد و درآمدهای خالص این حراج توسط ISO به مالکان انتقال (TOها)، بر اساس معیارهای مشخصی تخصیص می‌یابد.

همان‌طور که بیان گردید در کارهای گذشته، بازارهای حراج ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال که دارای الگویی تا حدودی متفاوت از بازارهای اولیه است به صورتی علمی ملاحظه و تحلیل نشده است که نوآوری اصلی این مقاله توجه به این موضوع است. در این مسئله که از دید شرکت‌کنندگان بازار مطرح است تابع هدف، شامل پیدا کردن بهترین وضعیت برای سود پیش‌بینی شده توسط هر یک از شرکت‌کنندگان (رقبا) در حراج ثانویه، یا به عبارت دیگر از دید نظریه بازی‌ها یافتن حداقل یک نقطه تعادل نش برای این رقابت است و محدودیت‌های عمده این مسئله عبارتند از: محدودیت کل سرمایه (نقدینگی) شرکت‌کنندگان، قید حداکثر FTR موجود و قابل واگذاری برای هر قرارداد در بازار ثانویه (هر دو نوع الزامی و انتخابی)، حداکثر FGR موجود و قابل واگذاری در بازار ثانویه برای هر قرارداد، حداقل قیمت پیشنهادی قابل ارائه توسط شرکت‌کنندگان برای هر قرارداد، حداقل سود میانگین مورد انتظار شرکت‌کنندگان در بازار حراج ثانویه و سایر محدودیت‌های متفرقه که بسته به وجود شرایط اضافی در حراج ثانویه و رویه‌های خاص موجود در بازار برق مورد نظر، می‌توان آن‌ها را نیز در صورت نیاز لحاظ نمود.

مراحل روش پیشنهادی مطابق فلوجارت شکل (۱) و به شرح زیر است:

۱-۳- مراحل شبیه‌سازی

الف- تخمین (پیش‌بینی) قیمت‌های محلی (LMP) با استفاده از روش‌های مربوطه، برای همه شین‌های شبکه در طول بازه زمانی مورد نظر به صورت ساعتی به عنوان ورودی‌های مسئله که با LMP نشان داده شده است.

ب- تعیین $\Delta(LMP)$ بین هر جفت شین دلخواه در هر ساعت:

$$(1) \quad (LMP_{injection} - LMP_{withdrawal})$$

پ- حذف جفت شین‌هایی که $\Delta(LMP)$ آنها در اغلب ساعات مورد نظر، منفی یا صفر است.

ت- انطباق مجموعه جفت شین‌های کاندید (از مرحله قبلی) با FTRهای موجود (ارائه شده) در حراج ثانویه و تعیین مجموعه این زوج نقاط منتخب برای هر دو نوع قرارداد FTR:

برای FTR نوع اجباری:

$$(2) \quad S_{ob} = \{(m, n)\}$$

برای FTR نوع انتخابی:

$$(3) \quad S_{op} = \{(k, l)\}$$

ث- تخمین ضرایب جابجایی خطوط (ضریب A_{ij} برای خط دلخواه l مابین شین‌های i, j با استفاده از روش‌های تحلیل پخش بار DC یا ترجیحاً AC) برای همه خطوط شبکه نسبت به همه شین‌ها، در طول بازه زمانی مورد نظر به صورت ساعتی به عنوان سایر ورودی‌های مسئله برای تحلیل قراردادهای FGR

¹ SFT

² Contingency

ج- برای هر یک از FG ها، تعیین $\Delta(A_{ij})$ برای هر جفت شین دلخواه:

$$(A_{ij, injection} - A_{ij, withdrawal}) \quad (4)$$

ج- حذف مسیرها و شین هایی که $\Delta(A_{ij})$ آنها در اغلب ساعات منفی یا صفر است.

ح- انطباق مجموعه خطوط (جهتدار) کاندید (از مرحله قبلی) با FGR های موجود (ارائه شده) در بازار ثانویه و در نظر گرفتن مجموعه نقاط دو سر این خطوط منتخب (s,r) و مجموعه نقاط تزریق و برداشت متناظر (g,d) برای قراردادهای FGR :

$$S_{fg} = \{(s,r), (g,d)\} \quad (5)$$

خ- حل مسئله بهینه سازی زیر (بخش ۲-۳ و ۳-۳) براساس آیت های انتخابی موجود و تعیین میانگین سود حاصله (متوسط سود پیش بینی شده) برای شرکت کننده که متغیرهای مسئله شامل نقاط انتخابی مورد نظر و مقدار و قیمت پیشنهادی برای هر دو نوع قرارداد FTR و قرارداد FGR توسط هر یک از شرکت کنندگان است:

$$[\gamma_{ob_x}^{mn}, \rho_{ob_x}^{mn}] \cdot [\gamma_{op_x}^{kl}, \rho_{op_x}^{kl}] \cdot [\sigma_{fg_x}^{sr,gd}, \rho_{fg_x}^{sr,gd}] \quad (6)$$

(مجموعه کاندیدهای نهایی جفت (زوج) شین های انتخابی):

$$S'_{ob_x}, S'_{op_x}, S'_{fg_x} \quad (7)$$

$$S'_{ob_x} \subset S_{ob}, S'_{op_x} \subset S_{op}, S'_{fg_x} \subset S_{fg} \quad (8)$$

۲-۳- روابط تابع هدف

با فرض اینکه شرکت کننده در حراج ثانویه قراردادهای مالی انتقال، قادر به انتخاب انواع مختلف قراردادهای FTR (اجباری و انتخابی) و همچنین قراردادهای از نوع FGR باشد، سود شرکت کننده (خریدار اعتبار قراردادها) در هر حالت چنین خواهد شد:

سود شرکت کننده x برای قرارداد FTR نوع اجباری مابین شین های تزریق m و برداشت n (براساس مکانیزم بازار PJM) عبارتست از:

$$R_{ob_x}^{mn} = \left(\sum_{h=1}^H (\Delta\mu^h - \rho_{ob_x}^{mn}) \right) \gamma_{ob_x}^{mn} \quad (10)$$

در رابطه فوق، μ قیمت محلی یا نودال (LMP) و ρ_{ob}^{mn} قیمت پیشنهادی (برای هر مگاوات) برای خرید FTR_{ob}^{mn} (که در واقع متناظر با $\sum_{h=1}^H \Delta(LMP)$ بوده) و H کل ساعات مورد نظر در بازه زمانی فرض شده (مثلاً هفتگی) می باشد که اغلب ساعات افزایش بار (با امکان رخداد تراکم) را در طول بازه زمانی مربوطه در نظر می گیرند (معمولاً ساعت ۸ تا ۲۳ یعنی ۱۶ ساعت از ۲۴ ساعت هر شبانه روز در روزهای عادی (غیر تعطیل) هفته).

به همین ترتیب سود هر شرکت کننده x برای قرارداد FTR نوع انتخابی مابین شین تزریق K و شین دریافت I (بر اساس مکانیزم بازار PJM) برابر است با:

$$R_{op_x}^{kl} = \left[\sum_{h=1}^H (\max(0, \Delta\mu^h) - \rho_{op_x}^{kl}) \right] \gamma_{op_x}^{kl} \quad (11)$$

در رابطه (۱۱)، $\rho_{op_x}^{kl}$ قیمت پیشنهادی توسط شرکت کننده x برای خرید FTR_{op}^{kl} است.



سود شرکت‌کننده x برای قرارداد FGR روی گلوگاه $I (FG)$ مابین شین‌های s و r متناظر با قرارداد دوجانبه‌ای با تولیدکننده واقع در شین g و مصرف‌کننده واقع در شین d (در مدل کوتاه‌مدت و بر اساس مکانیزم بازار PJM [26]) معادل است با:

$$R_{fg_x}^{sr,gd} = \left[\sum_{h=1}^H (\max(0, (\Delta\mu_{rs}^h, \Delta(A_{gd}))) - \rho_{fg_x}^{sr,gd}) \right] \sigma_{fg_x}^{sr,gd} \quad (12)$$

که در آن $\rho_{fg_x}^{sr,gd}$ قیمت پیشنهادی توسط شرکت‌کننده x برای گرفتن $FGR^{sr,gd}$ می‌باشد.

با انتخاب جفت شین‌های کاندید متناظر با چندین قرارداد توسط شرکت‌کننده بازار برای هر دو حالت اجباری و انتخابی در قراردادهای FTR و انتخاب خطوط جهت‌دار کاندید و شین‌های تزریق و برداشت متناظر با چندین قرارداد منتخب FGR ، سود کلی شرکت‌کننده، در هر حالت چنین خواهد شد:

$$R_{ob_x} = \sum_{m,n} R_{ob_x}^{mn} \quad \forall m, n \in S'_{ob_x} \quad (13)$$

$$R_{op_x} = \sum_{k,l} R_{op_x}^{kl} \quad \forall k, l \in S'_{op_x} \quad (14)$$

$$R_{fg_x} = \sum_{sr,gd} R_{fg_x}^{sr,gd} \quad \forall ((s,r), (g,d)) \in S'_{fg_x} \quad (15)$$

کل سود پیش‌بینی شده توسط هر شرکت‌کننده معادل مجموع سودهای حاصل از هر نوع قرارداد است:

$$R_x = R_{ob_x} + R_{op_x} + R_{fg_x} \quad (16)$$

و رابطه تابع هدف برای یافتن نقطه تعادل نش جهت رقابت (بازی) را می‌توان چنین بیان کرد:

$$Max . R_{nash} = \prod_{x=1}^p R_x \quad (17)$$

که در رابطه (۱۷)، p تعداد کل بازیگران یا همان خریداران شرکت‌کننده در بازار ثانویه مفروض برای قراردادهای مالی انتقال است.

۳-۳- محدودیت‌ها (قیود)

محدودیت‌های عمده این مسئله عبارتند از:

الف- محدودیت کل سرمایه (نقدینگی) هر شرکت‌کننده:

$$\left(\sum_{m,n} \rho_{ob_x}^{mn} \gamma_{ob_x}^{mn} + \sum_{k,l} \rho_{op_x}^{kl} \gamma_{op_x}^{kl} + \sum_{sr,gd} \rho_{fg_x}^{sr,gd} \sigma_{fg_x}^{sr,gd} \right) \leq Investment (Per - hour)_x \quad (18)$$

ب- قید حداکثر FTR موجود و قابل واگذاری در بازار ثانویه (هر دو نوع الزامی و انتخابی) در هر حالت:

$$0 \leq \gamma_{ob_x}^{mn} \leq \gamma_{ob_{max}}^{mn} : \forall (m,n) \in S'_{ob_x} \quad (19)$$

$$0 \leq \gamma_{op_x}^{kl} \leq \gamma_{op_{max}}^{kl} : \forall (k,l) \in S'_{op_x} \quad (20)$$

پ- حداکثر FGR موجود و قابل واگذاری در بازار ثانویه در هر حالت:

$$0 \leq \sigma_{fg_x}^{sr,gd} \leq \sigma_{fg_{max}}^{sr,gd} : \forall ((s,r), (g,d)) \in S'_{fg_x} \quad (21)$$

ت- حداقل قیمت پیشنهادی قابل ارائه توسط هر شرکت کننده (قیمت های پایه (کف) قراردادها که در بازار ثانویه مشخص گردیده است):

$$\rho_{ob_x}^{mn} \geq \rho_{ob_{min}}^{mn} \quad (22)$$

$$\rho_{op_x}^{kl} \geq \rho_{op_{min}}^{kl} \quad (23)$$

$$\rho_{fg_x}^{sr,gd} \geq \rho_{fg_{min}}^{sr,gd} \quad (24)$$

ث- حداقل سود میانگین مورد انتظار هر شرکت کننده در بازار حراج ثانویه:

$$R_x \geq profit_{min_x} \quad (25)$$

۴- شبیه سازی و مطالعات موردی

برای آزمون روش پیشنهادی و مدل ارائه شده، یک شبکه نمونه ساده به صورت سه ناحیه ای (که نواحی آن دارای قیمت برق متفاوت هستند) مطابق شکل (۲)، به عنوان زیرمجموعه ای از بازار برق ایالت نیوانگلند (New England) [27] با قراردادهای موجود و منتخب ذیل در بازه زمانی هفتگی در نظر گرفته شده است:

الف- از شین m واقع در ناحیه ۱ به شین n واقع در ناحیه ۲: FTR نوع اجباری با مقدار ۱۰۰ مگاوات و حداقل قیمت ساعتی \$/MWh ۴

ب- از شین k واقع در ناحیه ۱ به شین l واقع در ناحیه ۳: FTR نوع انتخابی با مقدار ۱۰۰ مگاوات و حداقل قیمت \$/MWh ۶

پ- از شین s واقع در ناحیه ۲ به شین r واقع در ناحیه ۳: FGR با مقدار ۱۰۰ مگاوات و حداقل قیمت \$/MWh ۵

لازم به ذکر است که در مفروضات فوق، نواحی ۲ و ۳ در مجاورت هم بوده و از طریق خط انتقال مابین شین های s و r با هم ارتباط دارند، در حالی که موقعیت ناحیه ۱ در مجاورت نواحی ۲ و ۳ نبوده و شین های m و k ارتباط مستقیم (از طریق یک خط انتقال) با شین های n و l ندارند.

سایر مفروضات عمده مسئله نیز چنین در نظر گرفته شده است:

ت- تحلیل برای بازه زمانی هفتگی (یک هفته بعد) (در ساعات اوج یا متوسط بار روزهای عادی) جمعاً به مدت ۸۰ ساعت (۸۰=ساعت ۱۶×۵ روز) صورت گرفته است.

ث- قیمت محلی (LMP) پیش بینی شده برای هر شین در هر ساعت به صورت یک تابع توزیع احتمال نرمال با استفاده از نمونه اطلاعات واقعی (یک هفته از ماه ژانویه سال ۲۰۰۷) در نواحی مفروض شبکه نیوانگلند تخمین زده شده است.

ج- مسئله پیشنهاددهی بهینه شرکت کنندگان (متقاضیان) قراردادهای مالی انتقال، به صورت یک بازی تعادلی نش مدل سازی شده و در اینجا فرض شده است که سه شرکت کننده (بازیگر) C, B, A در بازار مفروض حراج ثانویه قراردادهای مالی انتقال حضور دارند.

چ- فرض شده است که با افزایش قیمت پیشنهادی، احتمال برنده شدن هر شرکت کننده (بازیگر) در حراج ثانویه، به شکل تابع نمایی افزایش می یابد.

ح- فرض شده است که سرمایه استفاده شده توسط هر شرکت کننده در بازار ثانویه، از ۷۰٪ کل سرمایه اش کمتر نباشد. (لازم به ذکر است که این فرض در اصل حل مسئله خیلی ضروری نبوده و صرفاً جهت بهبود همگرایی در فرآیند جستجو و بهینه سازی، در نظر گرفته شده است.)

با توجه به مفروضات فوق، مدل ریاضی مسئله به شکل یک مسئله برنامه ریزی غیرخطی (NLP)، فرمول بندی و با استفاده از نرم افزار GAMS توسط حل کننده (سالور) CONOPT شبیه سازی و تحلیل گردید که حالت های مختلف شبیه سازی شده و خلاصه نتایج آن



در جداول (۱) تا (۱۱) ارائه شده است. با توجه به عدم وجود مقالات علمی مشابه جهت مقایسه نتایج عددی، صحت و اعتبار نتایج به دست آمده، با چک کردن مراحل اجرای برنامه و مشاهده فایل‌های خروجی مربوطه در محیط نرم‌افزار GAMS و هم‌چنین با تحلیل نتایج (در بخش بعدی) قابل استنباط است. در جداول نتایج شبیه‌سازی (جداول (۲) تا (۱۱)) داده‌های ورودی برنامه کامپیوتری شامل تعداد شرکت-کنندگان و میزان دارایی آنها جهت شرکت در بازار ثانویه مفروض برای دریافت اعتبار قراردادهای مالی انتقال بوده و خروجی برنامه شامل مقدار و قیمت پیشنهاددهی و سود پیش‌بینی شده برای انواع مختلف قراردادها توسط هریک از شرکت‌کنندگان مربوطه است.

همان‌گونه که در نتایج شبیه‌سازی ملاحظه می‌شود در سیستم مورد آزمون و با داده‌ها و فرضیات اشاره شده، شرکت‌کنندگان بیشترین تمایل را برای گرفتن (خرید) قرارداد FTR نوع انتخابی ارائه شده از شین k به شین l ، از خود نشان داده و بیشترین سود را نیز از طریق پیشنهاد دادن این نوع قرارداد انتظار دارند. قرارداد FTR نوع اجباری ارائه شده از شین m به شین n نیز به‌طور معکوس، به دلیل ماهیت ریسک‌پذیری بالا، مطلوبیت کمتری توسط شرکت‌کنندگان داشته و در اغلب حالت‌ها پیشنهاد نشده است به‌جز در حالت پنجم که حداقل قیمت آن از ۴ دلار به ۲/۵ دلار کاهش داده شده است. در بازارهای برق واقعی نیز معمولاً این عدم تمایل تا حدودی مشاهده می‌گردد، البته به شرطی که شرکت‌کنندگان قابلیت و آزادی انتخاب نوع قرارداد و مسیر مربوطه را داشته باشند و در غیراین صورت شرکت‌کننده به‌طور طبیعی ناچار است سراغ این قراردادها نیز برود به ویژه در برخی از بازارهای برق دنیا که ممکن است فقط این نوع قرارداد ارائه شود.

نتایج شبیه‌سازی حالت (۱) طبق فرضیات مذکور در بخش قبلی، مطابق جدول (۲) به دست آمده است. در این حالت، یک توازن نسبی بین مقدار سرمایه شرکت‌کنندگان و قراردادهای عرضه شده وجود داشته و مشاهده می‌شود که هر سه شرکت‌کننده در این حالت پیشنهاد یکسانی ارائه کرده و کل سرمایه ۳۰۰۰۰ دلاری خود را به کار گرفته‌اند.

در حالت (۲) که نتایج آن در جدول (۳) مشاهده می‌شود با افزایش سرمایه (نقدینگی) شرکت‌کنندگان به میزان ۱۰۰٪ (از ۳۰۰۰۰ به ۶۰۰۰۰ دلار)، شرکت‌کنندگان از کل سرمایه خود که نسبت به موجودی بازار نامتوازن و بیشتر از ارزش میزان عرضه است استفاده نکرده و از ۶۰۰۰۰ دلار، ۴۸۰۰۰ دلار را استفاده نموده‌اند و نقطه تعادل حاصله برخلاف حالت اول، شامل پیشنهادات یکسان به دست نیامده است. در این حالت، شرکت‌کنندگان ظرفیت بیشتر و قیمت‌های بالاتری نسبت به حالت (۱) پیشنهاد داده‌اند و مقدار سود حاصله نیز طبعاً زیاد شده ولی نرخ (درصد) سود لزوماً افزایش نمی‌یابد که در اینجا حتی قدری کاهش نیز نشان می‌دهد.

در حالت (۳)، شرکت‌کنندگان دارای سرمایه یکسان نبوده و فرض شده شرکت‌کننده A دارای سرمایه‌ای بیشتر نسبت به بقیه (معادل ۲۵۰۰۰ دلار)، شرکت‌کننده B سرمایه‌ای در حد متوسط (معادل ۲۰۰۰۰ دلار) و شرکت‌کننده C کمترین سرمایه را نسبت به دو شرکت‌کننده دیگر دارد (معادل ۱۰۰۰۰ دلار) و نحوه پیشنهاددهی بهینه آنها در جدول (۴) مشخص شده است که به درصد یکسانی از نظر نسبت سود پیش‌بینی شده به سرمایه مورد استفاده رسیده‌اند.

در حالت (۴) و حالت‌های بعد از آن، سرمایه شرکت‌کنندگان A و B و C به ترتیب ۶۰۰۰۰ و ۵۰۰۰۰ و ۳۰۰۰۰ دلار فرض شده و مشاهده می‌گردد که نسبت سود پیش‌بینی شده حاصله به سرمایه مورد استفاده شرکت‌کنندگان، برای هریک از آنها قدری تفاوت دارد اما نقطه تعادل بازی طبعاً رضایت همه شرکت‌کنندگان را در پی خواهد داشت. در حالت (۵)، با کاهش قیمت پایه FTR نوع اجباری از ۴ دلار به ۲/۵ دلار، همان‌گونه که در جدول (۶) به چشم می‌خورد، اغلب شرکت‌کنندگان این نوع قرارداد را نیز پیشنهاد داده‌اند. در حالت (۶)، طبق نتایج جدول (۷) با افزایش قیمت پایه FGR از ۵ دلار به ۱۰ دلار، شرکت‌کنندگان این نوع قرارداد را پیشنهاد نداده و سهم سود حاصله نیز نسبت به حالت (۵) طبعاً کاهش یافته است.

در حالت (۷) که نتایج آن در جدول (۸) مشاهده می‌شود، با افزایش قیمت پایه FTR نوع انتخابی از ۶ دلار به ۱۲ دلار، شرکت‌کنندگان این نوع قرارداد را پیشنهاد نداده و به جای آن ترجیح داده‌اند ظرفیت مورد پیشنهاد قراردادهای FTR نوع اجباری و FGR را جهت حصول نقطه تعادل بازی، تا حد ممکن افزایش دهند. با توجه به اینکه قرارداد FTR نوع انتخابی بیشترین سهم را در سود شرکت‌کنندگان داشته لذا در این حالت، سود مورد انتظار شرکت‌کنندگان نسبت به همه حالت‌های دیگر کمتر شده است.

در حالت‌های (۸) و (۹) و (۱۰) فرض شده که شرکت‌کننده A (دارای بیشترین سرمایه)، متقاضی هر سه نوع قرارداد موجود، شرکت‌کننده B (با سرمایه‌ای در حد متوسط) متقاضی دو نوع قرارداد و شرکت‌کننده C (با کمترین سرمایه نسبت به سایر شرکت‌کنندگان) متقاضی فقط

یک نوع قرارداد است. در این حالت‌ها که نوع تقاضای شرکت‌کنندگان با هم متفاوت است، همان‌طور که در جداول (۹) تا (۱۱) نتایج حاصله به چشم می‌خورد، به دلیل تشدید محدودیت‌ها، تفاوت پیشنهادات بارزتر بوده و اختلاف میزان سود شرکت‌کنندگان نیز بیشتر شده است.

لازم به ذکر است که تعیین بار و پیش‌بینی LMP ساعتی برای دوره زمانی کوتاه‌مدت نیز می‌تواند همراه با خطاهای تخمین و تحت تاثیر عدم قطعیت باشد که طبعاً بر تحلیل مسئله پیشنهاددهی بهینه حقوق مالی انتقال هم قدری تاثیرگذار است، البته عدم قطعیت قیمت برق در این مقاله به شکل ساده‌ای مدل شده است به طوری که قیمت محلی (LMP) پیش‌بینی شده برای هر شین در هر ساعت به صورت یک تابع توزیع احتمال نرمال با استفاده از نمونه اطلاعات واقعی در نواحی مفروض سیستم مورد مطالعه (شبکه نیوانگلند) تخمین زده شده است. ولی ملاحظه کامل و دقیق خطاهای پیش‌بینی بار و قیمت و عدم قطعیت‌های این مسئله، در چارچوب کار پژوهشی این مقاله، مورد نظر نبوده و در نظر گرفته نشده است و البته به عنوان یک پیشنهاد سودمند برای ادامه تحقیق در آینده قابل لحاظ است.

۵- نتیجه گیری

در این مقاله پس از بررسی موضوع قراردادهای مالی تراکم انتقال، نحوه پیشنهاددهی بهینه انواع مختلف این قراردادها جهت مدیریت ریسک تراکم توسط شرکت‌کنندگان بازار برق در حراج‌های ثانویه تبادل این قراردادها در بازه زمانی کوتاه‌مدت (به صورت هفتگی)، با استفاده از نظریه بازی‌ها مدل‌سازی و تحلیل شده است و در پایان، روش پیشنهادی در یک شبکه نمونه، مورد آزمون قرار گرفته و نتایج عددی کارآمدی آن را نشان می‌دهد. البته باید توجه داشت که در نظریه بازی‌ها، نقطه تعادل نش لزوماً منحصر به فرد نبوده و ممکن است چندین نقطه تعادل برای یک بازی وجود داشته باشد که در اینجا، هدف مسئله یافتن حداقل یکی از این نقاط تعادل به عنوان راهبرد بهینه بازیگران (شرکت‌کنندگان) است. برای ادامه این پژوهش می‌توان توسعه مدل مسئله (بهبود تابع هدف و ملاحظه قیود بیشتر) و همچنین ملاحظه تاثیر عدم قطعیت‌ها و ... را پیشنهاد نمود.

منابع

Book

- [5] Federal Energy Regulatory Commission, *Remedying Undue Discrimination through Open Access Transmission Service and Standard Electricity market design*. Available online at: <http://www.ferc.gov/Electric/RTO/Mrkt-Strct-comments/nopr/Web-NOPR.pdf>.
- [7] M. Shahidepour, Hatim Yamin, and Zuyi Li.(2002) "*Market operations in electric power systems, Institute of Electrical and Electronics Engineers*", Wiley-Interscience.
- [33] Robert Gibbons, "*A Primer in Game Theory*", Prentice hall, 1992.

Article

- [1] R. D. Christie, B. F. Wollenberg, I. Wangensteen.(2000), "*Transmission Management in the deregulated environment*", Proc. IEEE, vol.88 (2), pp. 170-195.
- [2] P. L. Joskow.(1998). "*Transmission policy in the United States*", Utility Policy, vol. 13, pp. 95-115, 2005.
- [3] H. Singh, S. Hao, A. Papalexopoulos, "*Transmission Congestion Management in competitive electricity markets*", IEEE Trans. Power Syst. vol. 13(2), pp. 672-680.
- [4] A. Kumar, S. C. Srivastava, S. N. Singh.(2005). "*Congestion management in a competitive power market: A bibliographical survey*", Electric Power Systems Research, vol. 76, pp. 153-164.
- [6] X. Ma, D.I. Sun, K.W. Cheung.(2003) "*Evolution toward standardized market design*", IEEE Trans. Power Syst. vol. 18 (2), pp. 460-469.
- [8] H. Chao, S. Peck, S. Oren, R.(2002) "*Wilson, Flow-based transmission rights and congestion management*", Electr. J., vol. 13 (8), pp. 38-58.
- [9] Y. Tang, H. Xu, Q. Wan.(2008) "*Research on the Application of Financial Transmission Right in Congestion Management*", DRPT2008 6-9 April, Nanjing China.
- [10] M. Liu, G. Gross.(2004) "*Framework for the design and analysis of congestion revenue rights*", IEEE Trans. Power Syst., vol. 18 (1), pp. 243-251.
- [12] R.P. O'Neill, U. Helman, B.F. Hobbs, W.R. Steward Jr., M.H. Rothkopf.(2002). "*A joint energy and transmission rights auction: proposal and properties*", IEEE Trans. Power Syst., vol. 17 (4), pp. 1058-1067.
- [13] M.I. Alomoush, S.M. Shahidepour.(2000). "*Generalized model for fixed transmission rights auction*", Electr. Power Syst. Res., vol. 54, pp. 207-220.



[14] R.P. O'Neill, U. Helman, R. Baldick, W.R. Steward Jr, M.H. Rothkopf.(2003). "Contingent transmission rights in the standard market design", IEEE Trans. Power Syst., vol. 18 (4), pp. 1331–1337.

[15] M. Liu, G. Gross.(2004). "Role of distribution factors in congestion revenue rights applications", IEEE Trans. Power Syst., vol. 19 (2), pp. 802–810.

[16] R. Mendez, H. Rudnick.(2004). "Congestion management and transmission rights in centralized electric markets", IEEE Trans. Power Syst., vol. 19 (2), pp. 889–896.

[17] T. Li, M. Shahidehpour.(2005). "Risk-constrained FTR bidding strategy in transmission markets", IEEE Trans. Power Syst., vol. 20 (2), pp. 1014–1021.

[18] X. Ma, D. Sun, A. Ott.(2002). "Implementation of the PJM financial transmission rights auction market system", in: Proceedings of the IEEE PES Summer Meeting, Chicago, USA, July.

[19] P.N. Biskas, N.P. Ziogos, A.G. Bakirtzis.(2007). "Analysis of a Monthly Auction for Financial Transmission Rights and Flow-Gate Rights", Electric Power Systems Research, vol. 77 (5–6), pp. 594–603.

[20] N.P. Ziogos, A.G. Bakirtzis.(2008). "Analysis of a yearly multi-round, multi-period, multi-product transmission rights auction", Electric Power Systems Research, vol. 78, pp. 464–474.

[21] T. Kristiansen.(2007). "Provision of financial transmission rights including assessment of maximum volumes of obligations and options", Electrical Power and Energy Systems, vol. 29, pp.1–13.

[22] M. Liu, G. Gross.(2008). "Congestion rents and FTR evaluations in mixed-pool-bilateral systems", Electrical Power and Energy Systems, vol 30, pp. 447–454.

[23] C. Zambrani, Y. Olaya, J.D. Velasquez.(2014). "An agent-based simulation model for evaluating financial transmission rights in the Colombian electricity market", Proceedings IEEE, vol. 20(4), pp. 53-69.

[24] Journal homepage: www.elsevier.com/locate/eneeco.(2016). "FTR allocations to ease transition to nodal pricing: An application to the German power system", Energy Economics, 60.

[25] Gomez-Villalobos, C. J., Tovar-Hernandez, J. H., & Gutierrez-Alcaraz, G.(2016). "Financial Transmission Rights in electricity markets". 2016 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC).

Site

[26] PJM Manual for Financial Transmission Rights, PJM Interconnection. Available online at: <http://pubs.pjm.com/dynaweb/PJMpubp/m06>.

[27] <http://www.iso-ne.com> for New-England market.

[28] <http://www.caiso.com> for the CAISO market.

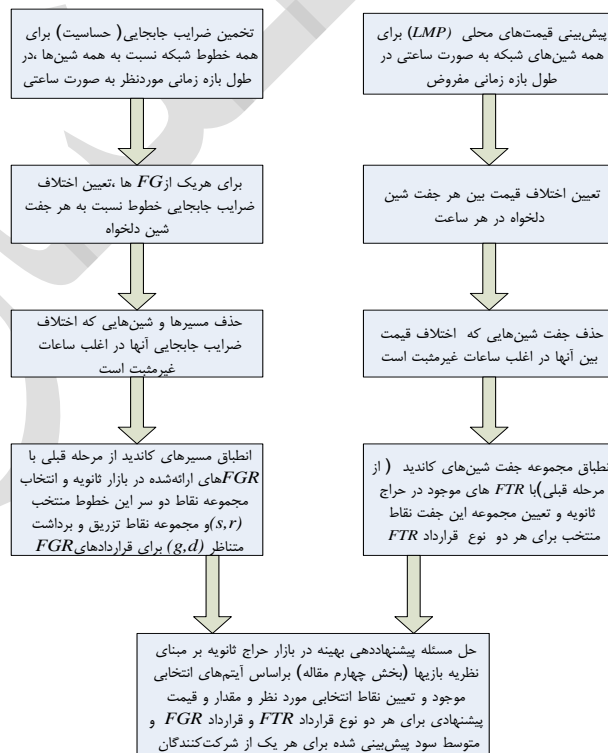
[29] <http://www.nyiso.com> for NYISO market.

[30] <http://www.ercot.com> for the ERCOT market.

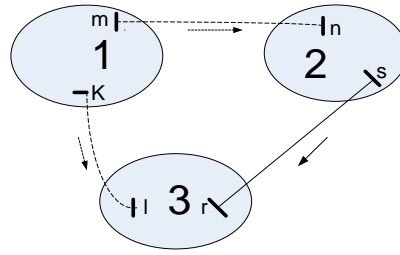
[31] <http://www.midwestiso.org> for the MISO market.

[32] <http://www.desmie.gr> for HTSO market

[11] <http://www.pjm.com> for the PJM market.



شکل ۱- روند نما (فلوچارت) کلی روش پیشنهادی



شکل ۲- شبکه نمونه سه ناحیه‌ای مورد مطالعه

جدول ۱- توصیف حالت‌های مختلف شبیه‌سازی

حالت	مطالعات موردی
۱	مطابق فرضیات بخش ۵ مقاله و کل سرمایه هر شرکت‌کننده (بازیگر) معادل ۳۰۰۰۰ دلار
۲	مطابق فرضیات بخش ۵ مقاله و کل سرمایه هر شرکت‌کننده (بازیگر) معادل ۶۰۰۰۰ دلار
۳	مطابق فرضیات بخش ۵ مقاله و کل سرمایه هر شرکت‌کننده (برحسب دلار) عبارتست از: A: ۲۵۰۰۰ B: ۲۰۰۰۰ C: ۱۰۰۰۰
۴	مطابق فرضیات بخش ۵ مقاله و کل سرمایه هر شرکت‌کننده (برحسب دلار) عبارتست از: A: ۶۰۰۰۰ B: ۵۰۰۰۰ C: ۳۰۰۰۰
۵	حالت چهارم با کاهش قیمت پایه Obligation FTR از ۴ به ۲/۵ دلار
۶	حالت پنجم همراه با افزایش قیمت پایه FGR از ۵ دلار به ۱۰ دلار
۷	حالت پنجم همراه با افزایش قیمت پایه Option FTR از ۶ به ۱۲ دلار
۸	حالت پنجم با فرض این‌که بازیگر (شرکت‌کننده) A خواهان هر سه نوع قرارداد مفروض، بازیگر B خواهان دو نوع قرارداد Option FTR و FGR و بازیگر C خواهان فقط یک قرارداد از نوع Option FTR است.
۹	حالت پنجم با فرض این‌که بازیگر (شرکت‌کننده) A خواهان هر سه نوع قرارداد مفروض، بازیگر B خواهان دو نوع قرارداد Obligation FTR و FGR و بازیگر C خواهان فقط یک قرارداد از نوع FGR است.
۱۰	حالت پنجم با فرض این‌که بازیگر (شرکت‌کننده) A خواهان هر سه نوع قرارداد مفروض، بازیگر B خواهان دو نوع قرارداد Option FTR و Obligation FTR و بازیگر C خواهان فقط یک قرارداد از نوع Obligation FTR است.



جدول ۲- خلاصه نتایج شبیه‌سازی در حالت (۱)

نسبت سود	مقدار سود	میزان سرمایه	میزان سود	قیمت پیشنهادی	ظرفیت پیشنهادی	میزان سود	قیمت پیشنهادی	ظرفیت پیشنهادی	میزان سود	قیمت پیشنهادی	ظرفیت پیشنهادی	کل سرمایه شرکت- کنندگان (\$)	بازیگران در بازار ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال
پیش-بینی شده	مورد انتظار	شرکت کننده	از خرید	قرارداد	قرارداد	قرارداد	قرارداد	قرارداد	از خرید	Ob-FTR (\$/MW)	Ob-FTR (MW)		
به سرمایه مورد استفاده	قراردادها (\$)	توسط شرکت-کننده (\$)	FGR (\$)	FGR (\$/MW)	FGR (MW)	Op-FTR (\$)	Op-FTR (\$/MW)	Op-FTR (MW)	قرارداد خرید				
									Ob-FTR (\$)				
5.8	1750.094	30000	436.757	6.829	14.309	1313.337	8.319	33.333	0	-	0	30000	A
5.8	1750.094	30000	436.757	6.829	14.309	1313.337	8.319	33.333	0	-	0	30000	B
5.8	1750.094	30000	436.757	6.829	14.309	1313.337	8.319	33.333	0	-	0	30000	C
-	5250.281	90000	1310.271	-	42.927	3940.011	-	100	0	-	0	90000	مجموع

جدول ۳- خلاصه نتایج شبیه‌سازی در حالت (۲)

نسبت سود	مقدار سود	میزان سرمایه	میزان سود	قیمت پیشنهادی	ظرفیت پیشنهادی	میزان سود	قیمت پیشنهادی	ظرفیت پیشنهادی	میزان سود	قیمت پیشنهادی	ظرفیت پیشنهادی	کل سرمایه شرکت- کنندگان (\$)	بازیگران در بازار ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال
پیش-بینی شده	مورد انتظار	شرکت کننده	از خرید	قرارداد	قرارداد	قرارداد	قرارداد	قرارداد	از خرید	Ob-FTR (\$/MW)	Ob-FTR (MW)		
به سرمایه مورد استفاده	قراردادها (\$)	توسط شرکت-کننده (\$)	FGR (\$)	FGR (\$/MW)	FGR (MW)	Op-FTR (\$)	Op-FTR (\$/MW)	Op-FTR (MW)	قرارداد خرید				
									Ob-FTR (\$)				
5.1	2434.178	48000	406.067	8.136	12.898	2028.111	9.901	50	0	-	0	60000	A
5.1	2434.178	48000	406.067	8.136	12.898	2028.111	9.901	50	0	-	0	60000	B
4.9	2345.514	48000	2345.514	8.086	74.203	0	-	0	0	-	0	60000	C
-	7213.870	144000	3157.648	-	100	4056.222	-	100	0	-	0	180000	مجموع



جدول ۴- خلاصه نتایج شبیه‌سازی در حالت (۳)

بازیگران در بازار ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال	کل سرمایه شرکت- کنندگان (\$)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد (MW)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد (\$)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد (MW)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد (\$)	نسبت سود پیش‌بینی- شده به سرمایه مورد استفاده (%)
A	25000	0	-	0	37.799	8.267	1480.379	0	-	0	0	-	1480.379	5.9
B	20000	0	-	0	30.239	8.267	1184.303	0	-	0	0	-	1184.303	5.9
C	10000	0	-	0	15.120	8.267	592.152	0	-	0	0	-	592.152	5.9
مجموع	55000	0	-	0	83.158	-	3256.834	0	-	0	0	-	3256.834	-

جدول ۵- خلاصه نتایج شبیه‌سازی در حالت (۴)

بازیگران در بازار ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال	کل سرمایه شرکت- کنندگان (\$)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد (MW)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد (\$)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد (MW)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد (\$)	نسبت سود پیش‌بینی- شده به سرمایه مورد استفاده (%)
A	60000	0	-	0	0	-	0	0	-	0	0	-	0	5.3
B	50000	0	-	0	66.772	9.257	2766.820	0	-	0	0	-	2766.820	5.6
C	30000	0	-	0	33.228	8.873	1365.945	0	-	0	0	-	1717.193	5.7
مجموع	140000	0	-	0	100	-	4132.765	0	-	0	0	-	7350.244	-



جدول ۶- خلاصه نتایج شبیه‌سازی در حالت (۵)

بازیگران در بازار ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال	کل سرمایه شرکت- کنندگان (\$)	ظرفیت پیشنهادی قرارداد Ob-FTR (MW)	قیمت پیشنهادی قرارداد Ob-FTR (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Ob-FTR (\$)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Op-FTR (\$)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد FGR (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد FGR (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد FGR (\$)	میزان سرمایه استفاده شده توسط شرکت کننده (\$)	مقدار سود مورد انتظار شرکت کننده از خرید کل قراردادها (\$)	نسبت سود پیش‌بینی شده به سرمایه مورد استفاده (%)
A	60000	31.166	2.570	22.060	0	-	0	88.707	7.552	2856.148	60000	2878.208	4.8
B	50000	4.093	2.570	2.897	66.833	9.194	2768.768	0	-	0	50000	2771.665	5.5
C	30000	0	-	0	33.167	8.836	1361.168	11.293	7.256	359.981	30000	1721.149	5.7
مجموع	140000	35.259	-	24.957	100	-	4129.936	100	-	3216.129	140000	7371.021	-

جدول ۷- خلاصه نتایج شبیه‌سازی در حالت (۶)

بازیگران در بازار ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال	کل سرمایه شرکت- کنندگان (\$)	ظرفیت پیشنهادی قرارداد Ob-FTR (MW)	قیمت پیشنهادی قرارداد Ob-FTR (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Ob-FTR (\$)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Op-FTR (\$)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد FGR (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد FGR (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد FGR (\$)	میزان سرمایه استفاده شده توسط شرکت کننده (\$)	مقدار سود مورد انتظار شرکت کننده از خرید کل قراردادها (\$)	نسبت سود پیش‌بینی شده به سرمایه مورد استفاده (%)
A	60000	67.065	2.930	0	36.013	11.204	1223.214	0	-	0	48000	1223.214	2.5
B	50000	32.935	2.930	0	36.013	11.204	1223.214	0	-	0	40000	1223.214	3.1
C	30000	0	-	0	27.973	10.725	1037.517	0	-	0	24000	1037.517	4.3
مجموع	140000	100	-	0	100	-	3483.945	0	-	0	112000	3483.946	-

جدول ۸- خلاصه نتایج شبیه‌سازی در حالت (۷)

بازیگران در بازار ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال	کل سرمایه شرکت- کنندگان (\$)	ظرفیت پیشنهادی قرارداد Ob-FTR (MW)	قیمت پیشنهادی قرارداد Ob-FTR (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Ob-FTR (\$)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Op-FTR (\$)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد FGR (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد FGR (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد FGR (\$)	میزان سرمایه استفاده شده توسط شرکت کننده (\$)	مقدار سود مورد انتظار شرکت کننده از خرید کل قراردادها (\$)	نسبت سود پیش‌بینی شده به سرمایه مورد استفاده (%)
A	60000	67.065	2.930	0	0	-	0	36.335	11.105	213.293	48000	213.293	0.4
B	50000	32.935	2.930	0	0	-	0	36.335	11.105	213.293	40000	213.293	0.5
C	30000	0	-	0	0	-	0	27.329	10.977	207.650	24000	207.650	0.9
مجموع	140000	100	-	0	0	-	0	100	-	634.236	112000	634.236	-



جدول ۹- خلاصه نتایج شبیه‌سازی در حالت (۸)

بازیگران در بازار ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال	کل سرمایه شرکت- کنندگان (\$)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Op-FTR (\$)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Op-FTR (\$)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Ob-FTR (\$)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Ob-FTR (\$)	نسبت سود پیش‌بینی شده به سرمایه مورد استفاده (%)
A	60000	35.644	2.570	25.229	57.535	6.000	2383.382	2807.087	87.183	7.552	2832.316	4.7
B	50000	0	-	0	0	-	0	412.631	12.817	7.542	2796.014	5.6
C	30000	0	-	0	42.465	8.831	1742.330	0	0	-	1742.330	5.8
مجموع	140000	35.644	-	25.229	100	-	4125.712	3219.718	100	-	7370.659	-

جدول ۱۰- خلاصه نتایج شبیه‌سازی در حالت (۹)

بازیگران در بازار ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال	کل سرمایه شرکت- کنندگان (\$)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Op-FTR (\$)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Op-FTR (\$)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Ob-FTR (\$)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Ob-FTR (\$)	نسبت سود پیش‌بینی شده به سرمایه مورد استفاده (%)
A	60000	0	-	3552.910	90.718	8.267	5.9	0	0	-	3552.910	5.9
B	50000	95.917	2.570	0	0	-	3.4	67.890	50.121	7.552	1681.650	3.4
C	30000	0	-	0	0	-	5.4	0	49.879	7.518	1605.379	5.4
مجموع	140000	95.917	-	67.890	90.718	-	3552.910	3219.139	100	-	6839.938	-

جدول ۱۱- خلاصه نتایج شبیه‌سازی در حالت (۱۰)

بازیگران در بازار ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال	کل سرمایه شرکت- کنندگان (\$)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Op-FTR (\$)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Op-FTR (\$)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Ob-FTR (\$)	ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد (MW)	قیمت پیشنهادی برای قرارداد (\$/MW)	میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Ob-FTR (\$)	نسبت سود پیش‌بینی شده به سرمایه مورد استفاده (%)
A	60000	0	-	977.372	24.806	8.319	5.7	0	79.612	6.829	3407.347	5.7
B	50000	0	-	2960.369	75.194	8.312	5.9	0	0	-	2960.369	5.9
C	30000	100	2.625	0	0	-	0.3	70.296	0	-	70.296	0.3
مجموع	140000	100	-	70.296	100	-	3937.741	2429.975	79.612	-	6438.011	-

لیست نمادها و اختصارات

<i>CAISO</i>	California Independent System Operator	m	Injection bus in obligatory FTR
<i>CRR</i>	Congestion Revenue Right	n	Withdrawal bus in obligatory FTR
<i>DA</i>	Day-Ahead	k	Injection bus in optional FTR
<i>ERCOT</i>	Electric Reliability Council of Texas	l	Withdrawal bus in optional FTR
<i>FG</i>	Flow-Gate	s	First bus of a flow-gate in FGR
<i>FGR</i>	Flow-Gate Right	r	End bus of a flow-gate in FGR
<i>FTR</i>	Financial Transmission Right	g	Generator bus in a bilateral contract
<i>HTSO</i>	Hellenic Transmission System Operator	d	Consumer bus in a bilateral contract
<i>HVDC</i>	High Voltage Direct Current	S_{ob}	Set of candidates obligatory FTRs
<i>IEM</i>	Internal Electricity Market	S'_{ob}	Set of offered obligatory FTRs
<i>ISO</i>	Independent System Operator	S_{op}	Set of candidates optional FTRs
<i>LMP</i>	Local Marginal Price	S'_{op}	Set of offered optional FTRs
<i>MCP</i>	Market Clearing Price	S_{fg}	Set of candidates FGRs
<i>MISO</i>	Midwest ISO	S'_{fg}	Set of offered FGRs
<i>NLP</i>	Non-Linear Programming	$\gamma (MW)$	Desired quantity for FTR
<i>PJM</i>	Pennsylvania–New Jersey–Maryland	$\rho (\$)$	FTR price per MWh
<i>PTR</i>	Physical Transmission Right	$P (MW)$	Electrical power
<i>PTP FTR</i>	Point to Point Financial Transmission Right	$\sigma (MW)$	Desired quantity for FGR
<i>PTDF</i>	Power Transfer Distribution Factor	$\mu (\$/MWh)$	Nodal price (LMP)
<i>SFT</i>	Simultaneous Feasibility Test	ϵ_{m-n}	Percentage with of the load n that is being supplied by generating bus m
<i>SMD</i>	Standard Market Design	A_{ij}	Shift factor of line i - j respect to ending buses
<i>TO</i>	Transmission Owner	R_{ob}^{mn}	Participant revenue for obligatory FTR between injection bus m and withdrawal bus n
<i>TR</i>	Transmission Right	R_{op}^{kl}	Participant revenue for optional FTR between injection bus k and withdrawal bus l
<i>TSO</i>	Transmission System Operator	$R_{fg}^{sr,gd}$	Participant revenue for FGR in the flow-gate between buses s and r corresponding to a bilateral contract with generating bus g and load bus d

