E-ISSN: 2676-6159 | P-ISSN: 2538-5079

Journal of Decisions and Operations Research

www.journal-dmor.ir

J. Decis. Oper. Res. Vol. 8, No. 2 (2023) 446–462.

Paper Type: Original Article

Modeling of Short-Term Financial Transmission Rights in a Secondary Auction Market Using Game Theory

Mohammad Tabrizian[1,*], Hossein Seifi[2], Mohammad Kazem Sheikh-al-Eslami[2], Hamidreza Shahmirzad[1]

[1] Department of Electrical and Computer Engineering, Yadegar-e-Imam Khomeini (RAH) Shahre Rey Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran; mm_tabrizian@yahoo.com; hr.shahmirzad@gmail.com.

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

Citation:

Tabrizian, M., Seifi, H., Sheikh-al-Eslami, M. K., & Shahmirzad, H. (2023). Modeling of short-term financial transmission rights in a secondary auction market using game theory. *Journal of decisions and operations research, 8*(2), 446-462.

Received: 26/09/2021 Reviewed: 27/10/2021 Revised: 09/12/2021 Accepted: 15/01/2022

Abstract

Purpose: Finding the best situation for the expected profit by each of the participants (players) in the secondary auction market of financial congestion transmission rights.

Methodology: From the point of view of game theory, finding at least one Nash equilibrium point for this competition takes into account the various constraints of the secondary auction market.

Findings: This paper study the issue of financial transmission congestion contracts then uses the game theory to analyze the short-term (weekly) secondary FTR markets, in which the players manage the transmission risk through optimal biddings.

Originality/Value: Congestion risk management is one of the most important topics of transmission network management in restructured power systems and electricity markets in the world, especially markets based on regional or local pricing, whose main tool is transmission financial contracts. In the other scientific articles published so far, mainly the modeling and analysis of the primary auction markets of transission congestion financial rights have been discussed, and the secondary auction markets of these contracts, which have a different pattern, have not been scientifically analyzed. The main innovation of this article is to pay attention to this issue using application of game theory.

Keywords: Restructured power system, Electrical energy transmission, Electricity market, Congestion risk management, Financial transmission rights, Game theory.

Corresponding Author: mm_tabrizian@yahoo.com

http://dorl.net/dor/20.1001.1.25385097.1402.8.2.9.3

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).

Journal of Decisions and Operations Research

تصمیم‌گیری و تحقیق در عملیات

دوره ۸، شماره (۲)، (۱۴۰۲)، ۴۶۲-۴۴۶

www.journal-dmor.ir

نوع مقاله: پژوهشی

مدل‌سازی پیشنهاددهی بهینه در بازارهای ثانویه کوتاه‌مدت تبادل قراردادهای مالی تراکم انتقال با استفاده از نظریه بازی‌ها

محمد تبریزیان[۱،*]، حسین سیفی[۲]، محمدکاظم شیخ‌الاسلامی[۲]، حمیدرضا شاه‌میرزاد[۱]

[۱]گروه مهندسی برق و کامپیوتر، واحد یادگار امام خمینی (ره) شهر ری، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران.

[۲]گروه مهندسی برق قدرت، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه تربیت مدرس، تهران، ایران.

چکیده

هدف: یافتن بهترین وضعیت برای سود پیش‌بینی‌شده 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 درنظرگرفتن 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 کوتاه‌مدت (به‌صورت هفتگی) جهت مدیریت ریسک تراکم، با استفاده از نظریه بازی‌ها مدل‌سازی و تحلیل شده است.

اصالت/ارزش‌افزوده علمی: مدیریت ریسک تراکم یکی از مهم‌ترین مباحث مدیریت شبکه‌های انتقال در سیستم‌های قدرت تجدید ساختار شده و بازارهای برق دنیا، به‌ویژه بازارهای مبتنی بر قیمت‌گذاری ناحیه‌ای یا محلی است که ابزار اصلی آن قراردادهای مالی انتقال است. در مقاله‌های علمی منتشرشده تاکنون، عمدتا 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 به‌صورتی علمی تحلیل نشده است که نوآوری اصلی این مقاله، توجه به این موضوع همراه با کاربرد نظریه بازی‌هاست.

کلیدواژه‌ها: سیستم قدرت تجدید ساختارشده، 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 تامین نیازها با کم‌ترین هزینه را به‌طور کامل اجرا نماییم؛ زیرا که این عامل خود منجر به تجاوز از محدودیت‌های عملی شبکه مانند محدودیت ولتاژ و اضافه‌بار می‌گردد. به این محدودیت

* نویسنده مسئول

mm_tabrizian@yahoo.com

http://dorl.net/dor/20.1001.1.25385097.1402.8.2.9.3

شبکه انتقال در اصطلاح تراکم[1] گفته می‌شود. تراکم در یک سیستم انتقال، چه در سیستم‌های الکتریکی یکپارچه عمودی[2] و چه غیر یکپارچه، به‌جز برای مدت کوتاهی قابل‌تحمل نخواهد بود؛ زیرا ممکن است باعث قطع متوالی انرژی و اتلاف غیرقابل‌کنترل توان گردد. هزینه مرتبط با راه‌حل‌های رفع تراکم نیز ممکن است تا جایی بالا رود که خود باعث پدید آمدن مانعی در خریدوفروش انرژی الکتریکی گردد؛ بنابراین مدیریت تراکم[3] چه به‌صورت مدیریت تخفیف (بهبود) تراکم[4] و چه به شکل مدیریت ریسک تراکم[5] همواره کانون بحث‌های مربوط به تسهیل رقابت در صنعت برق بوده است [6]–[1] 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[6] یا محلی[7]، قراردادهای مالی انتقال[8] است. حق مالی انتقال، حق یا امتیاز خریداری‌شده‌ای است که می‌تواند سبب گریز از بهای تراکم بر مسیرهای مقید (متراکم) انتقال شود؛ به‌بیان‌دیگر، 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[9] می‌پردازند؛ این بها 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 قابل‌کاهش نباشد، این شرکت‌کننده مواجه با هزینه بالای تراکم‌شده و هیچ مکانیزمی برای جبران آن ندارد، درحالی که دارندگان *FTR* اعتباری را دریافت می‌کنند که بهای تراکم در مسیرهای موردنظر 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 انتخاب‌شده در همان جهتی باشد که توان انتقالی متراکم است (و طبعا *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 خریدوفروش و تبادل این حقوق وجود داشته باشد. این مکانیزم با اجرای حراج[10] برای این حقوق، تضمین می‌شود [7]–[10] انواع حراج قراردادهای مالی انتقال می‌تواند به دو شکل زیر باشد:

۱. حراج اولیه (معمولا درازمدت یا میان‌مدت) که توسط اپراتور مستقل بازار[11] یا یک نهاد تعیین‌شده توسط *ISO* اغلب به‌صورت سالانه (شش‌ماهه) و یا ماهانه انجام می‌پذیرد.
۲. 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). لازم‌به‌ذکر است معمولا در بازارهای حراج ثانویه، قراردادهای *FTR* می‌توانند ازنظر کمی یا زمانی، تجزیه (خرد) گردند ولی ترکیب کردن آن‌ها در عمل، اغلب مجاز نیست.

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

۱. خرید از *ISO* یا نهاد جایگزین آن به‌وسیله حراج‌های اولیه *FTR*.
۲. گرفتن امتیاز *FTR* با ساختن یا ارتقا ظرفیت انتقال (به‌عنوان پاداش و معمولا به‌صورت درازمدت و اغلب معادل عمر تجهیزات مربوطه).
۳. خرید *FTR* به‌صورت دوجانبه یا از طریق حراج در بازارهای ثانویه.

تاریخچه سوابق پژوهشی در زمینه بازار حقوق انتقال، نسبتا 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 وب‌سایت *PJM*، نخستین حراج حقوق انتقال در بازار *PJM* و در سال ۱۹۹۹ پدید آمد. در [11] بازار الحاقی انرژی توام با حراج قراردادهای مالی انتقال پیشنهاد گردید که در آن شرکت‌کنندگان بازار می‌توانند این

[1] Congestion
[2] Vertically integrated
[3] Congestion management
[4] Congestion relief management
[5] Congestion risk management
[6] Zonal
[7] Local (Nodal)
[8] Financial Transmission Right (FTR)
[9] Local Marginal Price (LMP)
[10] Auction
[11] Independent System Operator (ISO)

قراردادها را همراه با تبادلات انرژی خود به‌دست 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 باز[1] در تحقیق [12] ارایه شده است. در تحقیق [13] مفهوم حقوق انتقال وابسته (مشروط)[2]، در طرح استاندارد بازار برق[3]، معرفی شده است؛ این حقوق به دارنده خود، انعطاف‌پذیری مناسب در انتخاب نقطه تزریق یا نقطه برداشت انرژی در قرارداد را می‌دهد و بنابراین امکان گزینش چیدمان تولید و مصونیت در مقابل خروج واحدهای تولید[4] را در پی دارد. در تحقیق [14] نقش خطاهای محاسباتی ضرایب جابه‌جایی انتقال[5] 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 تحقیق [15] پیشنهاد شده و در شبکه برق کشور شیلی، مطالعه موردی و آزمایش شده است. در تحقیق [16] یک راهبرد پیشنهاددهی مبتنی بر قید خطرپذیری[6] برای هر دو نوع حقوق *FTR* (اجباری و انتخابی) در بازارهای انتقال، پیاده‌سازی شده است. با این‌وجود، اغلب این مطالعات مذکور [16]–[11] فقط یک ساعت خاص از بهره‌برداری سیستم را درنظر گرفته و به سایر عوامل نظیر تغییرات بار، تغییرات روزانه بار و اثرات وقوع پیشامد در یک بازه درازمدت، توجه نکرده‌اند که این موضوع در مقاله‌های دیگری نظیر [19]–[17] تا حدودی مطرح شده است. در تحقیق [17] حراج اولیه قراردادهای مالی انتقال در بازار *PJM* با ملاحظه هر دو نوع *FTR* (اجباری و انتخابی) به‌صورت سالیانه پیاده سازی شده است. در تحقیق [18] نیز یک حراج ماهیانه شبیه حراج بازار *PJM* برای صدور توام حقوق *FTR* و *FGR* پیشنهاد و بررسی شده است. در تحقیق [19] مساله حراج اولیه حقوق انتقال به شکلی کامل‌تر به‌صورت سالیانه و چندنوبتی و چندگانه (شامل هر دو نوع *FTR* به‌علاوه *FGR*) و چندزمانه (شامل ساعات *On-Peak*، ساعات *Off-Peak* و ۲٤ ساعته) مدل‌سازی و تحلیل شده است. نمونه پژوهش‌های مکمل و مطالعات موردی خاص نیز در مراجع [23]–[20] انجام شده است.

به‌طور خلاصه در مقاله علمی منتشرشده، عمدتا 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 تاکنون به‌صورتی علمی تحلیل نشده است که نوآوری اصلی این مقاله، توجه به این موضوع همراه با کاربرد نظریه بازی‌هاست. در این مقاله، ابتدا کلیات قراردادهای مربوط به حقوق تراکم انتقال تشریح گردیده و سپس به نظریه بازی‌ها اشاره شده و در ادامه، روش پیشنهادی و مدل ریاضی آن مطرح شده است؛ سرانجام مطالعات موردی و نتایج شبیه‌سازی آزمون‌شده بر یک شبکه نمونه ارایه شده و موردبررسی قرار گرفته است.

۲- مرور ادبیات تحقیق

۱. حق فیزیکی انتقال[7]: معمولا بخشی از بازار روز-پیش[8] است که انتقال فیزیکی توان را تضمین می‌کند و نمونه کاربرد آن در بازار *ERCOT* است. به دلایل مختلف به‌ویژه امکان پدید آمدن قدرت بازار[9] این نوع حقوق کاربرد بسیار محدودی دارند.

۲. حقوق مالی تراکم انتقال[10]: این حقوق بدون تضمین یا اولویت دادن در انتقال فیزیکی و صرفا ابزاری مالی است که می‌تواند به دو صورت باشد:

- قراردادهای مالی نقطه‌به‌نقطه[11].
- قراردادهای گلوگاه (فلوگیت)[12].

قراردادهای *PTP FTR* یا به اختصار *FTR*، برای بازارهای مبتنی بر قیمت‌گذاری محلی یا *LMP* مناسب هستند. به دلیل مشخص نبودن قیمت‌های *LMP* از قبل، قرارداد *FTR* درواقع از نوع قراردادهای پیشرو[13] است که در بازار روز-پیش تسویه می‌گردد. با استفاده از این

[1] Open access
[2] Contingent TR
[3] Surface Mounted Device (SMD)
[4] Generation outage
[5] Power Transfer Distribution Factor (PTDF)
[6] Risk-constrained
[7] Physical Transmission Right (PTR)
[8] Day-Ahead (DA)
[9] Market power
[10] Financial Transmission Right
[11] Point to Point Financial Transmission Right (PTP FTR)
[12] Flow-Gate Right (FGR)
[13] 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[1] مصونیت پیدا می‌کنند. تسویه‌حساب این قراردادها معمولا به‌صورت ماهانه صورت می‌گیرد [24].

قراردادهای *FTR* خود می‌تواند به دو شکل باشد:

- نوع اجباری (الزامی)[2]: در این نوع قرارداد در حالت معکوس بودن جهت انتقال توان (وقتی *LMP* شین تزریق بیشتر از *LMP* شین برداشت باشد) شرکت‌کننده باید باز هم هزینه پرداخت نماید.
- نوع انتخابی (اختیاری)[3]: در این نوع قرارداد در حالت معکوس بودن جهت انتقال توان (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 صرفا خریدوفروش می‌کنند مطلوب‌تر است درحالی‌که قراردادهای نوع اجباری برای شرکت‌کنندگانی که می‌خواهند *FTR* را با یک تبادل واقعی توان منطبق سازند مناسب‌تر است. معمولا قراردادهای انتخابی نسبت به قراردادهای اجباری متناظر، به‌دلیل ریسک‌پذیری کمتر، قیمت بالاتری دارند [24]؛ به‌عنوان‌مثال در بازار برق نیوانگلند (*ISO-NE*)، *FTR* فقط از نوع اجباری است، در بازار برق کالیفرنیا[4] از نوع انتخابی، در بازار برق نیویورک[5] هر دو نوع قرارداد *FTR* (اجباری و انتخابی) و در بازار برق پنسیلوانیا-نیوجرسی-مریلند[6] نیز هر دو نوع قرارداد *FTR* به‌کار می‌رود. لازم‌به‌ذکر است بازار *PJM* به‌عنوان نمونه نسبتا کاملی از پیاده‌سازی سیستم حقوق تراکم انتقال، اغلب مبنای مطالعات و شبیه‌سازی‌ها در سطح دنیا درنظر گرفته می‌شود.

قراردادهای *FGR* روی تجهیزات[7] انتقال تعریف شده و مسیر یک خط انتقال متراکم به‌عنوان گلوگاه شبکه (*FG*) درنظر گرفته می‌شود، این نوع قرارداد، ذاتا جهت‌دار تعریف شده و نمی‌تواند منفی باشد یعنی ماهیتا انتخابی است. با توجه به این‌که پیش‌بینی دقیق محل وقوع تراکم یا گلوگاه‌های شبکه انتقال همواره به‌سادگی امکان‌پذیر نیست؛ لذا این قراردادها نمی‌توانند به‌عنوان یک ابزار حمایتی کامل[8] در برابر تراکم، نقش ایفا نمایند و تنها به‌صورت یک ابزار حمایتی جزیی[9] یا به‌عنوان ابزار سوداگری[10] می‌توانند مفید واقع شوند. این نوع قراردادها عمدتا در خطوط رابط[11] مابین مناطق مختلف یا بین نواحی مختلف در داخل یک منطقه، برای بازارهای چندناحیه‌ای یا تبادل انرژی بین بازارهای مختلف مناسب‌تر بوده و به‌خاطر برخی نقص‌ها و مشکل‌ها، در عمل کاربرد محدود و اغلب آزمایشی دارند.

به‌عنوان نمونه، در ایالات‌متحده آمریکا، بخشی از حقوق انتقال ارایه‌شده در *CAISO* و *ERCOT* بر مبنای *FGR* است. در تبادل بین دو بازار *PJM* و *MISO* نیز از *FGR* به‌طور آزمایشی استفاده شده و در حراج حقوق انتقال، به‌طور یکپارچه همراه با سایر قراردادهای *FTR* مشارکت داده شده است. در بازارهای برق کشورهای اروپایی نیز نمونه‌هایی از کاربرد *FGR* در سیستم‌های قدرت به‌هم‌پیوسته چندناحیه ای و بازارهای برق چندملیتی نظیر بازار برق داخلی اروپا[12] به چشم می‌خورد و حراج سالیانه، ماهیانه و روزانه این حقوق توسط برخی از بهره‌برداران سیستم انتقال[13] 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 دایم فشارقوی[14] اتصال‌دهنده یونان و ایتالیا است.

در ریاضیات، دانشی که به مطالعه بازی‌ها می‌پردازد نظریه بازی‌ها[15] نام دارد. یک بازی شامل مجموعه‌ای از بازیکنان (بازیگران)، مجموعه‌ای از حرکت‌ها یا راهبردها[16] و نتیجه مشخصی برای هر ترکیب از راهبردها می‌باشد. پیروزی در هر بازی صرفا 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

---

[1] Spot market
[2] Obligation–based FTR
[3] Option –based FTR
[4] California Independent System Operator (CISO)
[5] New York Independent System Operator (NYISO)
[6] Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM)
[7] Facility
[8] Full hedging
[9] Partial hedging
[10] Arbitrage
[11] Tie line
[12] Internal Electricity Market (IEM)
[13] Transmission System Operator (TSO)
[14] High-Voltage Direct Current (HVDC)
[15] Game theory
[16] Strategies

بازی درواقع 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 به‌عنوان‌مثال نوسانات شاخص سهام در بورس اوراق بهادار و افت‌وخیز بهای کالاها در بازار مصرف‌کنندگان ایجاد شد. تحلیل پدیده‌های گوناگون اقتصادی و تجاری نظیر پیروزی در یک مزایده، معامله و دادوستد، 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 روی‌هم تاثیر 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 به‌شدت اهداف مشترک دارند و توافق و تعهد جمعی بین بازیگران، ضروری و لازم است.

پژوهش‌ها در این زمینه اغلب بر مجموعه‌ای از راهبردهای شناخته‌شده به‌عنوان تعادل در بازی استوار است. این راهبردها اصولا 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 به‌دست آوردن بهترین نتیجه برای هر بازیکن قابل انتخاب است و چنان‌چه بازیکن راهکار دیگری به‌غیر از آن را انتخاب کند، نتیجه بهتری به‌دست نخواهد آورد [25].

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 [24]–[12] عمدتا روی مدل‌سازی و تحلیل بازارهای حراج اولیه قراردادهای مالی تراکم انتقال بحث شده است. مساله حراج اولیه قراردادهای مالی تراکم انتقال از دید *ISO* مطرح است. هدف اصلی این مساله پاسخ به این سوال است که چگونه باید *FTRs* برای بیشینه‌سازی درآمد حاصل از حراج، تجدید آرایش یا اعطا شوند به‌گونه‌ای که با وجود هم‌زمان تمام *FTRs*، سیستم در محدوده‌های مجاز باقی بماند (اصطلاحا آزمون امکان‌پذیری هم‌زمان[1]). قیود مقرر در حراج، حدود توان‌های انتقالی خطوط در شرایط قبل و بعد از پیشامد[2]، *FTRs* قبلا اعطاشده (اصطلاحا مقادیر حالت پایه)، معادلات تعادل پخش بار و حدود مقادیر *FTRs* را لحاظ می‌کند. حل این مساله، *FTRs* بهینه اعطاشده و قیمت تسویه بازار[3] برای پیشنهادها را نتیجه می‌دهد و درآمدهای خالص این حراج توسط *ISO* به مالکان انتقال[4]، براساس 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 به‌صورتی علمی ملاحظه و تحلیل نشده است که نوآوری اصلی این مقاله توجه به این موضوع است. در این مساله که از دید شرکت‌کنندگان بازار مطرح است تابع هدف، شامل پیدا کردن بهترین وضعیت برای سود پیش‌بینی‌شده توسط هریک از شرکت‌کنندگان (رقبا) در حراج ثانویه، یا به‌عبارت‌دیگر از دید نظریه بازی‌ها یافتن حداقل یک نقطه تعادل نش برای این رقابت است و محدودیت‌های

[1] SFT
[2] Contingency
[3] Market Clearing Price (MCP)
[4] Transfer Owners (TOs)

عمده این مساله عبارت‌اند از: ۱- محدودیت کل سرمایه (نقدینگی) شرکت‌کنندگان، ۲- قید حداکثر FTR موجود و قابل‌واگذاری برای هر قرارداد در بازار ثانویه (هر دو نوع الزامی و انتخابی)، ۳- حداکثر FGR موجود و قابل‌واگذاری در بازار ثانویه برای هر قرارداد و ۴- حداقل قیمت پیشنهادی قابل ارایه 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 موردنظر، می‌توان آن‌ها را نیز در صورت نیاز لحاظ نمود.

مراحل روش پیشنهادی مطابق فلوچارت **شکل ۱** و به شرح زیر است:

۱-۳- مراحل شبیه‌سازی

۱. تخمین (پیش‌بینی) قیمت‌های محلی LMP با استفاده از روش‌های مربوطه، برای همه شین‌های شبکه در طول بازه زمانی موردنظر به‌صورت ساعتی به‌عنوان ورودی‌های مساله که با LMP نشان داده شده است.

۲. تعیین $\Delta(LMP)$ بین هر جفت شین دلخواه در هر ساعت:

$$(LMP_{withdrawal} - LMP_{injection}). \quad (۱)$$

۳. حذف جفت شین‌هایی که $\Delta(LMP)$ آن‌ها در اغلب ساعات موردنظر، منفی یا صفر است.

۴. انطباق مجموعه جفت شین‌های کاندید (از مرحله قبلی) با $FTRs$ موجود (ارایه شده) در حراج ثانویه و تعیین مجموعه این زوج نقاط منتخب برای هر دو نوع قرارداد FTR:

برای FTR نوع اجباری:

$$S_{ob} = \{(m,n)\}. \quad (۲)$$

برای FTR نوع انتخابی:

$$S_{op} = \{(k,l)\}. \quad (۳)$$

۵. تخمین ضرایب جابه‌جایی خطوط (ضریب A_{ij} برای خط دلخواه l مابین شین‌های i، j با استفاده از روش‌های تحلیل پخش بار DC یا ترجیحا AC) برای همه خطوط شبکه نسبت به همه شین‌ها، در طول بازه زمانی موردنظر به‌صورت ساعتی به‌عنوان سایر ورودی‌های مساله برای تحلیل قراردادهای FGR.

۶. برای هریک از FGs، تعیین $\Delta(A_{ij})$ برای هر جفت شین دلخواه:

$$(Aij, injection - Aij, withdrawal). \quad (۴)$$

۷. حذف مسیرها و شین‌هایی که $\Delta(A_{ij})$ آن‌ها در اغلب ساعات منفی یا صفر است.

۸. انطباق مجموعه خطوط (جهت‌دار) کاندید (از مرحله قبلی) با $FGRs$ موجود (ارایه‌شده) در بازار ثانویه و درنظر گرفتن مجموعه نقاط دو سر این خطوط منتخب (s,r) و مجموعه نقاط تزریق و برداشت متناظر (g,d) برای قراردادهای FGR:

$$S_{fg} = \{((s,r),(g,d))\}. \quad (۵)$$

۹. حل مساله بهینه‌سازی زیر (بخش ۲-۳ و ۳-۳) براساس آیتم‌های انتخابی موجود و تعیین میانگین سود حاصله (متوسط سود پیش‌بینی‌شده) برای شرکت‌کننده که متغیرهای مساله شامل نقاط انتخابی موردنظر و مقدار و قیمت پیشنهادی برای هر دو نوع قرارداد FTR و قرارداد FGR توسط هریک از شرکت‌کنندگان است:

$$[\gamma_{ob_x}^{mn}, \rho_{ob_x}^{mn}], [\gamma_{op_x}^{kl}, \rho_{op_x}^{kl}], [\sigma_{fg_x}^{sr,gd}, \rho_{fg_x}^{sr,gd}]. \quad (۶)$$

(مجموعه کاندیدهای نهایی جفت (زوج) شین‌های انتخابی):

$$S'_{ob_x}, S'_{op_x}, S'_{fg_x}. \quad (۷)$$

$$S'_{ob_x} \subset S_{ob}, S'_{op_x} \subset S_{op}, S'_{fg_x} \subset S_{fg}. \quad (۸)$$

۲-۳- رابطه‌های تابع هدف

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

سود شرکت‌کننده x برای قرارداد FTR نوع اجباری مابین شین‌های تزریق m و برداشت n (براساس مکانیزم بازار PJM) عبارت‌اند از:

$$R_{ob_x}^{mn} = \left(\sum_{h=1}^{H} (\Delta\mu^h - \rho_{ob_x}^{mn}) \right) \gamma_{ob_x}^{mn}. \qquad (۹)$$

در رابطه فوق، μ قیمت محلی یا نودال LMP و ρ_{ob}^{mn} قیمت پیشنهادی (برای هر مگاوات) برای خرید FTR_{ob}^{mn} که درواقع متناظر با $\sum_{h=1}^{H} \Delta(LMP)$ بوده و H کل ساعات موردنظر در بازه زمانی فرض شده (مثلا هفتگی) می‌باشد که اغلب ساعات افزایش بار (با امکان رخداد تراکم) را در طول بازه زمانی مربوطه درنظر می‌گیرند (معمولا ساعت ۸ تا ۲۳ یعنی ۱۶ ساعت از ۲۴ ساعت هر شبانه‌روز در روزهای عادی (غیر تعطیل) هفته). به‌همین ترتیب سود هر شرکت‌کننده x برای قرارداد FTR نوع انتخابی مابین شین تزریق K و شین دریافت l (بر اساس مکانیزم بازار PJM) برابر است با:

$$R_{op_x}^{kl} = \left[\sum_{h=1}^{H} (max(0, \Delta\mu^h) - \rho_{op_x}^{kl}) \right] \gamma_{op_x}^{kl}. \qquad (۱۰)$$

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

سود شرکت‌کننده x برای قرارداد FGR روی گلوگاه l (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 براساس مکانیزم بازار PJM) معادل است با:

$$R_{fg_x}^{sr,gd} = \left[\sum_{h=1}^{H} (max(0, (\Delta\mu_{rs}^h . \Delta(A_{gd}))) - \rho_{fg_x}^{sr,gd}) \right] \sigma_{fg_x}^{sr,gd}. \qquad (۱۱)$$

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:

$$R_{ob_x} = \sum_{m,n} R_{ob_x}^{mn} \ for\ all\ m,\ n \in S_{ob_x}^{'}. \qquad (۱۲)$$

$$R_{op_x} = \sum_{k,l} R_{op_x}^{kl} \ for\ all\ k,l \in S_{op_x}^{'}. \qquad (۱۳)$$

$$R_{fg_x} = \sum_{sr,gd} R_{fg_x}^{sr,gd} \ for\ all\ ((s,r),(g,d)) \in S_{fg_x}^{'}. \qquad (۱۴)$$

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

$$R_x = R_{ob_x} + R_{op_x} + R_{fg_x}. \qquad (۱۵)$$

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

$$Max.\ R_{nash} = \prod_{x=1}^{p} R_x. \qquad (۱۶)$$

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 مساله عبارت‌اند از:

۱. محدودیت کل سرمایه (نقدینگی) هر شرکت‌کننده:

$$\left(\sum_{m,n}\rho_{ob_x}^{mn}\gamma_{ob_x}^{mn}+\sum_{k,l}\rho_{op_x}^{kl}\gamma_{op_x}^{kl}+\sum_{sr,gd}\rho_{fg_x}^{sr,gd}\sigma_{fg_x}^{sr,gd}\right) \quad (۱۷)$$
$$\leq Investment_{(Per-hour)_x}.$$

۲. قید حداکثر FTR موجود و قابل‌واگذاری در بازار ثانویه (هر دو نوع الزامی و انتخابی) در هر حالت:

$$0 \leq \gamma_{ob_x}^{mn} \leq \gamma_{ob_{max}}^{mn} \quad for\ all\ (m,n) \in S_{ob_x}^{'}. \quad (۱۸)$$
$$0 \leq \gamma_{op_x}^{kl} \leq \gamma_{op_{max}}^{kl} \quad for\ all\ (k,l) \in S_{op_x}^{'}. \quad (۱۹)$$

۳. حداکثر FGR موجود و قابل‌واگذاری در بازار ثانویه در هر حالت:

$$0 \leq \sigma_{fg_x}^{sr,gd} \leq \sigma_{fg_{max}}^{sr,gd} \quad for\ all\ ((s,r),(g,d)) \in S_{fg_x}^{'}. \quad (۲۰)$$

٤. حداقل قیمت پیشنهادی قابل ارایه توسط هر شرکت‌کننده (قیمت‌های پایه (کف) قراردادها که در بازار ثانویه مشخص گردیده است):

$$\rho_{ob_x}^{mn} \geq \rho_{ob_{min}}^{mn}. \quad (۲۱)$$
$$\rho_{op_x}^{kl} \geq \rho_{op_{min}}^{kl}. \quad (۲۲)$$
$$\rho_{fg_x}^{sr,gd} \geq \rho_{fg_{min}}^{sr,gd}. \quad (۲۴)$$

۵. حداقل سود میانگین مورد انتظار هر شرکت‌کننده در بازار حراج ثانویه:

$$R_x \geq profit_{min_x}. \quad (۲۵)$$

۴- شبیه‌سازی و مطالعات موردی

برای آزمون روش پیشنهادی و مدل ارایه‌شده، یک شبکه نمونه ساده به‌صورت سه‌ناحیه‌ای (که نواحی آن دارای قیمت برق متفاوت هستند) مطابق **شکل ۲**، به‌عنوان زیرمجموعه‌ای از بازار برق ایالت نیوانگلند[1] با قراردادهای موجود و منتخب ذیل در بازه زمانی هفتگی درنظر گرفته شده است:

۱. 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 $4\$/MWh$.
۲. از شین k واقع در ناحیه ۱ به شین l واقع در ناحیه ۳: FTR نوع انتخابی با مقدار ۱۰۰ مگاوات و حداقل قیمت $6\$/MWh$.
۳. از شین s واقع در ناحیه ۲ به شین r واقع در ناحیه ۳: FGR با مقدار ۱۰۰ مگاوات و حداقل قیمت $5\$/MWh$.

لازم‌به‌ذکر است که در مفروضات فوق، نواحی ۲ و ۳ در مجاورت هم بوده و از طریق خط انتقال مابین شین‌های s و r باهم ارتباط دارند، درحالی‌که موقعیت ناحیه ۱ در مجاورت نواحی ۲ و ۳ نبوده و شین‌های m و k ارتباط مستقیم (از طریق یک خط انتقال) با شین‌های n و l ندارند.

سایر مفروضات عمده مساله نیز چنین درنظر گرفته شده است:

۱. تحلیل برای بازه زمانی هفتگی (یک هفته بعد) (در ساعات اوج یا متوسط بار روزهای عادی) جمعا به مدت ۸۰ ساعت (۸۰=ساعت ۱۶×۵ روز) صورت گرفته است.
۲. قیمت محلی LMP پیش‌بینی‌شده برای هر شین در هر ساعت به‌صورت 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.
۳. مساله پیشنهاددهی بهینه شرکت‌کنندگان (متقاضیان) قراردادهای مالی انتقال، به‌صورت یک بازی تعادلی نش مدل‌سازی شده و در این‌جا فرض شده است که سه شرکت‌کننده (بازیگر) A، B، C در بازار مفروض حراج ثانویه قراردادهای مالی انتقال حضور دارند.
۴. فرض شده است که با افزایش قیمت پیشنهادی، احتمال برنده شدن هر شرکت‌کننده (بازیگر) در حراج ثانویه، به شکل تابع‌نمایی افزایش می‌یابد.

[1] New England

۵. فرض شده است که سرمایه استفاده‌شده توسط هر شرکت‌کننده در بازار ثانویه، از ٪۷۰ کل سرمایه‌اش کم‌تر نباشد. (لازم‌به‌ذکر است که این فرض در اصل حل مساله خیلی ضروری نبوده و صرفا جهت بهبود همگرایی در فرآیند جست‌وجو و بهینه‌سازی، درنظر گرفته شده است).

با توجه به مفروضات فوق، مدل ریاضی مساله به شکل یک مساله برنامه‌ریزی غیرخطی[1]، فرمول‌بندی و با استفاده از نرم‌افزار *GAMS* توسط حل‌کننده (سالور) *CONOPT* شبیه‌سازی و تحلیل گردید که حالت‌های مختلف شبیه‌سازی‌شده و خلاصه نتایج آن در **جدول ۱** تا **جدول ۱۱** ارایه شده است. با توجه به عدم وجود مقالات علمی مشابه جهت مقایسه نتایج عددی، صحت و اعتبار نتایج به‌دست‌آمده، 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 جدول‌های نتایج شبیه‌سازی (**جدول ۲** تا **جدول ۱۱**) داده‌های ورودی برنامه کامپیوتری شامل تعداد شرکت‌کنندگان 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 پیش‌بینی‌شده 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 اشاره‌شده، شرکت‌کنندگان بیش‌ترین تمایل را برای گرفتن (خرید) قرارداد *FTR* نوع انتخابی ارایه 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 ارایه‌شده از شین m به شین n نیز به‌طور معکوس، به‌دلیل ماهیت ریسک‌پذیری بالا، مطلوبیت کمتری توسط شرکت‌کنندگان داشته و در اغلب حالت‌ها پیشنهاد نشده است به‌جز در حالت پنجم که حداقل قیمت آن از ٤ دلار به ۲/۵ دلار کاهش داده شده است. در بازارهای برق واقعی نیز معمولا این عدم تمایل تا حدودی مشاهده می‌گردد، البته به‌شرطی‌که شرکت‌کنندگان قابلیت و آزادی انتخاب نوع قرارداد و مسیر مربوطه را داشته باشند و در غیراین‌صورت شرکت‌کننده به‌طور طبیعی ناچار است سراغ این قراردادها نیز برود به‌ویژه در برخی از بازارهای برق دنیا که ممکن است فقط این نوع قرارداد ارایه شود.

نتایج شبیه‌سازی حالت ۱ طبق فرضیات مذکور در بخش قبلی، مطابق **جدول ۲** به‌دست آمده است. در این حالت، یک توازن نسبی بین مقدار سرمایه شرکت‌کنندگان و قراردادهای عرضه‌شده وجود داشته و مشاهده می‌شود که هر سه شرکت‌کننده در این حالت پیشنهاد یکسانی ارایه کرده و کل سرمایه ۳۰۰۰۰ دلاری خود را به‌کار گرفته‌اند.

در حالت ۲ که نتایج آن در **جدول ۳** مشاهده می‌شود با افزایش سرمایه (نقدینگی) شرکت‌کنندگان به میزان ٪۱۰۰ (از ۳۰۰۰۰ به ٦۰۰۰۰ دلار)، شرکت‌کنندگان از کل سرمایه خود که نسبت به موجودی بازار نامتوازن و بیشتر از ارزش میزان عرضه است استفاده نکرده و از ٦۰۰۰۰ دلار، ٤۸۰۰۰ دلار را استفاده نموده‌اند و نقطه تعادل حاصله برخلاف حالت ۱، شامل پیشنهادها یکسان به‌دست نیامده است. در این حالت، شرکت‌کنندگان ظرفیت بیشتر و قیمت‌های بالاتری نسبت به حالت ۱ پیشنهاد داده‌اند و مقدار سود حاصله نیز طبعا زیاد شده ولی نرخ (درصد) سود لزوما 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 ٤** مشخص شده است که به درصد یکسانی ازنظر نسبت سود پیش‌بینی‌شده به سرمایه مورد استفاده رسیده‌اند.

در حالت ٤ و حالت‌های بعدازآن، سرمایه شرکت‌کنندگان A و B و C به ترتیب ٦۰۰۰۰ و ۵۰۰۰۰ و ۳۰۰۰۰ دلار فرض شده و مشاهده می‌گردد که نسبت سود پیش‌بینی‌شده حاصله به سرمایه مورداستفاده شرکت‌کنندگان، برای هریک از آن‌ها قدری تفاوت دارد اما نقطه تعادل بازی طبعا رضایت همه شرکت‌کنندگان را در پی خواهد داشت. در حالت ۵، با کاهش قیمت پایه *FTR* نوع اجباری از ٤ دلار به ۲/۵ دلار، همان‌گونه که در **جدول ٦** به چشم می‌خورد، اغلب شرکت‌کنندگان این نوع قرارداد را نیز پیشنهاد داده‌اند. در حالت ٦، 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 طبعا کاهش یافته است.

[1] Non-Linear Programming (NLP)

در حالت ۷ که نتایج آن در **جدول ۸** مشاهده می‌شود، با افزایش قیمت پایه *FTR* نوع انتخابی از ٦ دلار به ۱۲ دلار، شرکت‌کنندگان این نوع قرارداد را پیشنهاد نداده و به‌جای 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 حالت ۸ تا حالت 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 باهم متفاوت است، همان‌طور که در **جدول ۹** تا **جدول ۱۱** نتایج حاصله به چشم می‌خورد، به دلیل تشدید محدودیت‌ها، تفاوت پیشنهادها بارزتر بوده و اختلاف میزان سود شرکت‌کنندگان نیز بیشتر شده است.

لازم‌به‌ذکر 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 طبعا بر تحلیل مساله پیشنهاددهی بهینه حقوق مالی انتقال هم قدری تاثیرگذار است، البته عدم قطعیت قیمت برق در این مقاله به شکل ساده‌ای مدل شده است به‌طوری‌که قیمت محلی *LMP* پیش‌بینی‌شده برای هر شین در هر ساعت به‌صورت یک تابع توزیع احتمال نرمال با استفاده از نمونه اطلاعات واقعی در نواحی مفروض سیستم موردمطالعه (شبکه نیوانگلند) تخمین زده شده است. ولی ملاحظه کامل و دقیق خطاهای پیش‌بینی بار و قیمت و عدم قطعیت‌های این مساله، در چارچوب کار پژوهشی این مقاله، موردنظر نبوده و درنظر گرفته نشده است و البته به‌عنوان یک پیشنهاد سودمند برای ادامه تحقیق در آینده قابل لحاظ است.

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله پس از بررسی موضوع قراردادهای مالی تراکم انتقال، نحوه پیشنهاد دهی بهینه انواع مختلف این قراردادها جهت مدیریت ریسک تراکم توسط شرکت‌کنندگان بازار برق در حراج‌های ثانویه تبادل این قراردادها در بازه زمانی کوتاه‌مدت (به‌صورت هفتگی)، با استفاده ازنظریه 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 درنظریه بازی‌ها، نقطه تعادل نش لزوما منحصربه‌فرد نبوده و ممکن است چندین نقطه تعادل برای یک بازی وجود داشته باشد که در این‌جا، هدف مساله یافتن حداقل یکی از این نقاط تعادل به‌عنوان راهبرد بهینه بازیگران (شرکت‌کنندگان) است. برای ادامه این پژوهش می‌توان توسعه مدل مساله (بهبود تابع هدف و ملاحظه قیود بیشتر) و هم‌چنین ملاحظه تاثیر عدم قطعیت‌ها و ... را پیشنهاد نمود.

منابع

[1] Christie, R. D., Wollenberg, B. F., & Wangensteen, I. (2000). Transmission management in the deregulated environment. *Proceedings of the IEEE*, *88*(2), 170–195.

[2] Joskow, P. L. (2005). Transmission policy in the United States. *Utilities policy*, *13*(2), 95–115.

[3] Singh, H., Hao, S., & Papalexopoulos, A. (1998). Transmission congestion management in competitive electricity markets. *IEEE transactions on power systems*, *13*(2), 672–680.

[4] Kumar, A., Srivastava, S. C., & Singh, S. N. (2005). Congestion management in competitive power market: a bibliographical survey. *Electric power systems research*, *76*(1–3), 153–164.

[5] Federal Register. (2003). *Remedying undue discrimination through open access transmission service and standard electricity market design*. https://core.ac.uk/download/pdf/6665458.pdf

[6] Ma, X., Sun, D. I., & Cheung, K. W. (2003). Evolution toward standardized market design. *IEEE transactions on power systems*, *18*(2), 460–469.

[7] Shahidehpour, M., Yamin, H., & Li, Z. (2002). *Market operations in electric power systems: forecasting, scheduling, and risk management*. John Wiley & Sons.

[8] Chao, H., Peck, S., Oren, S., & Wilson, R. (2000). Flow-based transmission rights and congestion management. *The electricity journal*, *13*(8), 38–58.

[9] Tang, Y., Xu, H., & Wan, Q. (2008). *Research on the application of financial transmission right in congestion management* [presentation]. 2008 third international conference on electric utility deregulation and restructuring and power technologies (pp. 364–369).

[10] Liu, M., & Gross, G. (2004). Framework for the design and analysis of congestion revenue rights. *IEEE transactions on power systems*, *19*(1), 243–251.

[11] O'Neill, R. P., Helman, U., Hobbs, B. F., Stewart, W. R., & Rothkopf, M. H. (2002). A joint energy and transmission rights auction: Proposal and properties. *IEEE transactions on power systems*, *17*(4), 1058–1067.

[12] Alomoush, M. I., & Shahidehpour, S. M. (2000). Generalized model for fixed transmission rights auction. *Electric power systems research*, *54*(3), 207–220.

[13] O'Neill, R. P., Helman, U., Baldick, R., Stewart, W. R., & Rothkopf, M. H. (2003). Contingent transmission rights in the standard market design. *IEEE transactions on power systems*, *18*(4), 1331–1337.

[14] Liu, M., & Gross, G. (2004). Role of distribution factors in congestion revenue rights applications. *IEEE transactions on power systems*, *19*(2), 802–810.

[15] Mendez, R., & Rudnick, H. (2004). Congestion management and transmission rights in centralized electric markets. *IEEE transactions on power systems*, *19*(2), 889–896.

[16] Li, T., & Shahidehpour, M. (2005). Risk-constrained FTR bidding strategy in transmission markets. *IEEE transactions on power systems*, *20*(2), 1014–1021.

[17] Ma, X., Sun, D. I., & Ott, A. (2002). *Implementation of the pjm financial transmission rights auction market system* [presentation]. IEEE power engineering society summer meeting, (Vol. 3, pp. 1360–1365).

[18] Biskas, P. N., Ziogos, N. P., & Bakirtzis, A. G. (2007). Analysis of a monthly auction for financial transmission rights and flow-gate rights. *Electric power systems research*, *77*(5–6), 594–603.

[19] Ziogos, N. P., & Bakirtzis, A. G. (2008). Analysis of a yearly multi-round, multi-period, multi-product transmission rights auction. *Electric power systems research*, *78*(3), 464–474.

[20] Kristiansen, T. (2007). Provision of financial transmission rights including assessment of maximum volumes of obligations and options. *International journal of electrical power & energy systems*, *29*(1), 1–13.

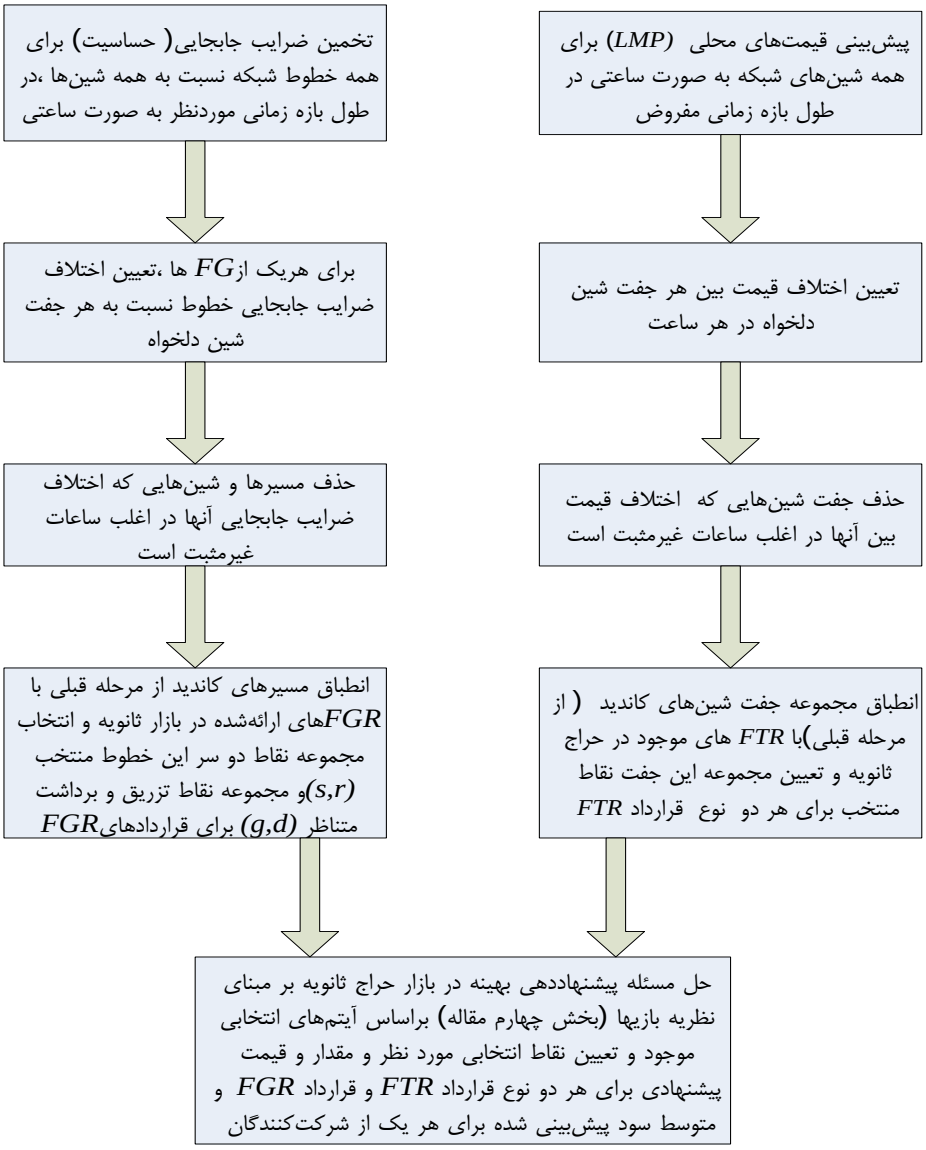
[21] Liu, M., & Gross, G. (2008). Congestion rents and FTR evaluations in mixed-pool-bilateral systems. *International journal of eectrical power & energy systems*, *30*(8), 447–454.

[22] Zambrano, C., Olaya, Y., & Velásquez, J. D. (2014). *An agent-based simulation model for evaluating financial transmission rights in the colombian electricity market* [presentation]. Proceedings of the winter simulation conference 2014 (pp. 429–440).

[23] Kunz, F., Neuhoff, K., & Rosellón, J. (2016). FTR allocations to ease transition to nodal pricing: An application to the German power system. *Energy economics*, *60*, 176–185.

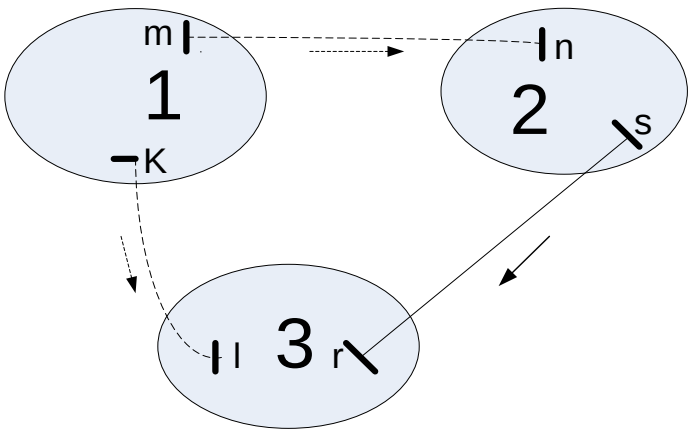
[24] Gómez-Villalobos, C. J., Tovar-Hernández, J. H., & Gutiérrez-Alcaraz, G. (2016). *Financial transmission rights in electricity markets* [presentation]. 2016 IEEE international autumn meeting on power, electronics and computing (ropec) (pp. 1–8).

[25] Robert, G. (1992). A primer in game theory. *FT prentice hall publisher*, *68*, 69–71.



شکل ۱- روندنما (فلوچارت) کلی روش پیشنهادی.

Figure 1- General flow chart of the proposed method.



شکل ۲- شبکه نمونه سه‌ناحیه‌ای مورد مطالعه.

Figure 2- The studied three-zone sample network.

جدول ۱- توصیف حالت‌های مختلف شبیه‌سازی.

Table 1- Description of different simulation modes.

حالت	مطالعات موردی
1	مطابق فرضیات بخش ۵ مقاله و کل سرمایه هر شرکت‌کننده (بازیگر) معادل ۳۰۰۰۰ دلار
2	مطابق فرضیات بخش ۵ مقاله و کل سرمایه هر شرکت‌کننده (بازیگر) معادل ۶۰۰۰۰ دلار
3	مطابق فرضیات بخش ۵ مقاله و کل سرمایه هر شرکت‌کننده (برحسب دلار) عبارتست از: A: ۲۵۰۰۰ B: ۲۰۰۰۰ C: ۱۰۰۰۰
4	مطابق فرضیات بخش ۵ مقاله و کل سرمایه هر شرکت‌کننده (برحسب دلار) عبارتست از: A: ۶۰۰۰۰ B: ۵۰۰۰۰ C: ۳۰۰۰۰
5	حالت چهارم با کاهش قیمت پایه Obligation FTR از ۴ به ۲/۵ دلار
6	حالت پنجم همراه با افزایش قیمت پایه FGR از ۵ دلار به ۱۰ دلار
7	حالت پنجم همراه با افزایش قیمت پایه Option FTR از ۶ به ۱۲ دلار
8	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.
9	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.
10	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).

Table 2- Summary of simulation results in case (1).

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

جدول ۳- خلاصه نتایج شبیه‌سازی در حالت (۲).

Table 3- Summary of simulation results in case (2).

نسبت سود پیش‌بینی‌شده به سرمایه مورد استفاده (%)	5.1	5.1	4.9	-
مقدار سود مورد انتظار شرکت‌کننده از خرید کل قراردادها ($)	2434.178	2434.178	2345.514	7213.87
میزان سرمایه استفاده‌شده توسط شرکت‌کننده ($)	48000	48000	48000	144000
میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد FGR ($)	406.067	406.067	2345.514	3157.648
قیمت پیشنهادی برای قرارداد FGR ($/MW)	8.136	8.136	8.086	-
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد FGR (MW)	12.898	12.898	74.203	100
میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Op-FTR ($)	2028.111	2028.111	0	4056.222
قیمت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR ($/MW)	9.901	9.901	-	-

جدول ۳- ادامه.

Table 3- Continued.

بازیگران در بازار ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال	A	B	C	مجموع
شرکت‌کنندگان ($)	60000	60000	60000	180000
کل سرمایه	0	0	0	0
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد Ob-FTR (MW)	-	-	-	-
قیمت پیشنهادی برای قرارداد Ob-FTR ($/MW)	0	0	0	0
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR (MW)	50	50	0	100

جدول ۴- خلاصه نتایج شبیه‌سازی در حالت (۳).

Table 4- Summary of simulation results in case (3).

نسبت سود پیش‌بینی‌شده به سرمایه مورد استفاده (%)	5.9	5.9	5.9	-
مقدار سود مورد انتظار شرکت‌کننده از خرید کل قراردادها ($)	1480.379	1184.303	592.152	3256.834
میزان سرمایه استفاده‌شده توسط شرکت‌کننده ($)	25000	20000	10000	55000
میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد FGR ($)	0	0	0	0
قیمت پیشنهادی برای قرارداد FGR ($/MW)	-	-	-	-
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد FGR (MW)	0	0	0	0
میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Op-FTR ($)	1480.379	1184.303	592.152	3256.834
قیمت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR ($/MW)	8.267	8.267	8.267	-
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR (MW)	37.799	30.239	15.12	83.158
قیمت پیشنهادی برای قرارداد Ob-FTR ($/MW)	0	0	0	0
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد Ob-FTR (MW)	-	-	-	-
کل سرمایه	0	0	0	0
شرکت‌کنندگان ($)	25000	20000	10000	55000
بازیگران در بازار ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال	A	B	C	مجموع

جدول ۵- خلاصه نتایج شبیه‌سازی در حالت (۴).

Table 5- Summary of simulation results in case (4).

نسبت سود پیش‌بینی‌شده به سرمایه مورد استفاده (%)	5.3	5.6	5.7	-
مقدار سود مورد انتظار شرکت‌کننده از خرید کل قراردادها ($)	2866.231	2766.82	1717.193	7350.244
میزان سرمایه استفاده‌شده توسط شرکت‌کننده ($)	54138.415	49448.549	30000	133586.96
میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد FGR ($)	2866.231	0	351.248	3217.479
قیمت پیشنهادی برای قرارداد FGR ($/MW)	7.604	-	7.287	-
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد FGR (MW)	89.001	0	10.999	100
میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Op-FTR ($)	0	2766.82	1365.945	4132.765
قیمت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR ($/MW)	-	9.257	8.873	-
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR (MW)	0	66.772	33.228	100
قیمت پیشنهادی برای قرارداد Ob-FTR ($/MW)	0	0	0	0
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد Ob-FTR (MW)	-	-	-	-
کل سرمایه	0	0	0	0
شرکت‌کنندگان ($)	60000	50000	30000	140000
بازیگران در بازار ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال	A	B	C	مجموع

جدول ۶- خلاصه نتایج شبیه‌سازی در حالت (۵).

Table 6- Summary of simulation results in case (5).

نسبت سود پیش‌بینی‌شده به سرمایه مورد استفاده (%)	4.8	5.5	5.7	-
مقدار سود مورد انتظار شرکت‌کننده از خرید کل قراردادها ($)	2878.208	2771.665	1721.149	7371.021
میزان سرمایه استفاده‌شده توسط شرکت‌کننده ($)	60000	50000	30000	140000
میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد FGR ($)	2856.148	0	359.981	3216.129
قیمت پیشنهادی برای قرارداد FGR ($/MW)	7.552	-	7.256	-
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد FGR (MW)	88.707	0	11.293	100
میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Op-FTR ($)	0	2768.768	1361.168	4129.936
قیمت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR ($/MW)	-	9.194	8.836	-
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR (MW)	0	66.833	33.167	100
قیمت پیشنهادی برای قرارداد Ob-FTR ($/MW)	22.06	2.897	0	24.957
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد Ob-FTR (MW)	2.57	2.57	-	-
کل سرمایه	31.166	4.093	0	35.259
شرکت‌کنندگان ($)	60000	50000	30000	140000
بازیگران در بازار ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال	A	B	C	مجموع

جدول ۷- خلاصه نتایج شبیه‌سازی در حالت (۶).

Table 7- Summary of simulation results in case (6).

نسبت سود پیش‌بینی‌شده به سرمایه مورد استفاده (%)	2.5	3.1	4.3	-
مقدار سود مورد انتظار شرکت‌کننده از خرید کل قراردادها ($)	1223.214	1223.214	1037.517	3483.946
میزان سرمایه استفاده‌شده توسط شرکت‌کننده ($)	48000	40000	24000	112000
میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد FGR ($)	0	0	0	0
قیمت پیشنهادی برای قرارداد FGR ($/MW)	-	-	-	-
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد FGR (MW)	0	0	0	0
میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Op-FTR ($)	1223.214	1223.214	1037.517	3483.945
قیمت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR ($/MW)	11.204	11.204	10.725	-
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR (MW)	36.013	36.013	27.973	100
قیمت پیشنهادی برای قرارداد Ob-FTR ($/MW)	0	0	0	0
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد Ob-FTR (MW)	2.93	2.93	-	-
کل سرمایه	67.065	32.935	0	100
شرکت‌کنندگان ($)	60000	50000	30000	140000
بازیگران در بازار ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال	A	B	C	مجموع

جدول ۸- خلاصه نتایج شبیه‌سازی در حالت (۷).

Table 8- Summary of simulation results in case (7).

نسبت سود پیش‌بینی‌شده به سرمایه مورد استفاده (%)	0.4	0.5	0.9	-
مقدار سود مورد انتظار شرکت‌کننده از خرید کل قراردادها ($)	213.293	213.293	207.65	634.236
میزان سرمایه استفاده‌شده توسط شرکت‌کننده ($)	48000	40000	24000	112000
میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد FGR ($)	213.293	213.293	207.65	634.236
قیمت پیشنهادی برای قرارداد FGR ($/MW)	11.105	11.105	10.977	-
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد FGR (MW)	36.335	36.335	27.329	100
میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Op-FTR ($)	0	0	0	0
قیمت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR ($/MW)	-	-	-	-
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR (MW)	0	0	0	0
قیمت پیشنهادی برای قرارداد Ob-FTR ($/MW)	0	0	0	0
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد Ob-FTR (MW)	2.93	2.93	-	-
کل سرمایه	67.065	32.935	0	100
شرکت‌کنندگان ($)	60000	50000	30000	140000
بازیگران در بازار ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال	A	B	C	مجموع

جدول ۹- خلاصه نتایج شبیه‌سازی در حالت (۸).

Table 9- Summary of simulation results in case (8).

بازیگران در بازار ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال	A	B	C	مجموع
شرکت‌کنندگان ($)	60000	50000	30000	140000
کل سرمایه	35.644	0	0	35.644
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد Ob-FTR (MW)	-	-	-	-
قیمت پیشنهادی برای قرارداد Ob-FTR ($/MW)	25.229	0	0	25.229
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR (MW)	57.535	0	42.465	100
قیمت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR ($/MW)	6	-	8.831	-
میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Op-FTR ($)	2383.382	0	1742.33	4125.712
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد FGR (MW)	87.183	12.817	0	100
قیمت پیشنهادی برای قرارداد FGR ($/MW)	7.552	7.542	-	-
میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد FGR ($)	2807.087	412.631	0	3219.718
میزان سرمایه استفاده‌شده توسط شرکت‌کننده ($)	60000	50000	30000	140000
مقدار سود مورد انتظار شرکت‌کننده از خرید کل قراردادها ($)	2832.316	2796.014	1742.33	7370.659
نسبت سود پیش‌بینی‌شده به سرمایه مورد استفاده (%)	4.7	5.6	5.8	-

جدول ۱۰- خلاصه نتایج شبیه‌سازی در حالت (۹).

Table 10- Summary of simulation results in case (9).

بازیگران در بازار ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال	A	B	C	مجموع
شرکت‌کنندگان ($)	60000	50000	30000	140000
کل سرمایه	0	95.917	0	95.917
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد Ob-FTR (MW)	-	2.57	-	-
قیمت پیشنهادی برای قرارداد Ob-FTR ($/MW)	0	67.89	0	67.89
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR (MW)	90.718	0	0	90.718
قیمت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR ($/MW)	8.267	-	-	-
میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Op-FTR ($)	3552.91	0	0	3552.91
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد FGR (MW)	0	50.121	49.879	100
قیمت پیشنهادی برای قرارداد FGR ($/MW)	-	7.552	7.518	-
میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد FGR ($)	0	1613.76	1605.379	3219.139
میزان سرمایه استفاده‌شده توسط شرکت‌کننده ($)	60000	50000	30000	140000
مقدار سود مورد انتظار شرکت‌کننده از خرید کل قراردادها ($)	3552.91	1681.65	1605.379	6839.938
نسبت سود پیش‌بینی‌شده به سرمایه مورد استفاده (%)	5.9	3.4	5.4	-

جدول ۱۱- خلاصه نتایج شبیه‌سازی در حالت (۱۰).

Table 11- Summary of simulation results in case (10).

بازیگران در بازار ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال	A	B	C	مجموع
شرکت‌کنندگان ($)	60000	50000	30000	140000
کل سرمایه	0	100	100	100
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد Ob-FTR (MW)	-	-	2.625	-
قیمت پیشنهادی برای قرارداد Ob-FTR ($/MW)	0	0	70.296	70.296
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR (MW)	24.806	75.194	0	100
قیمت پیشنهادی برای قرارداد Op-FTR ($/MW)	8.319	8.312	-	-
میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد Op-FTR ($)	977.372	2960.369	0	3937.741
ظرفیت پیشنهادی برای قرارداد FGR (MW)	79.612	0	0	79.612
قیمت پیشنهادی برای قرارداد FGR ($/MW)	6.829	-	-	-
میزان سود مورد انتظار از خرید قرارداد FGR ($)	2429.975	0	0	2429.975
میزان سرمایه استفاده‌شده توسط شرکت‌کننده ($)	60000	50000	21000	131000
مقدار سود مورد انتظار شرکت‌کننده از خرید کل قراردادها ($)	3407.347	2960.369	70.296	6438.011
نسبت سود پیش‌بینی‌شده به سرمایه مورد استفاده (%)	5.7	5.9	0.3	-

جدول ۱۲- لیست نمادها و اختصارات.

Table 12- List of symbols and abbreviations.

CAISO	California independent system operator	m	Injection bus in obligatory FTR
CRR	Congestion revenue right	n	Withdrawal bus in obligatory FTR
DA	Day-Ahead	k	Injection bus in optional FTR
ERCOT	reliability council of Electric texas	l	Withdrawal bus in optional FTR
FG	Flow-gate	s	First bus of a flow-gate in FGR
FGR	Flow-gate right	r	End bus of a flow-gate in FGR
FTR	Financial transmission right	g	Generator bus in a bilateral contract
HTSO	Hellenic transmission system operator	d	Consumer bus in a bilateral contract
HVDC	High voltage direct current	S_{ob}	Set of candidates obligatory FTRs
IEM	Internal electricity market	S'_{ob}	Set of offered obligatory FTRs
ISO	Independent system operator	S_{op}	Set of candidates optional FTRs
LMP	Local marginal price	S'_{op}	Set of offered optional FTRs
MCP	Market clearing price	S_{fg}	Set of candidates FGRs
MISO	ISO Midwest	S'_{fg}	Set of offered FGRs
NLP	Non-linear programming	(MW) γ	Desired quantity for FTR
PJM	Pennsylvania–new jersey–maryland	($) ρ	FTR price per MWh
PTR	Physical transmission right	(MW) P	Electrical power
FTR PTP	Point to point financial transmission right	σ (MW)	Desired quantity for FGR
PTDF	Power transfer distribution factor	μ ($/MW)	Nodal price (LMP)
SFT	Simultaneous feasibility test	ϵ_{m-n}	Percentage with of the load n that is being supplied by generating bus m
SMD	Standard market design	A_{ij}	Shift factor of line i-j respect to ending buses
TO	Transmission owner	R_{ob}^{mn}	Participant revenue for obligatory FTR between injection bus m and withdrawal bus n
TR	Transmission right	R_{op}^{kl}	Participant revenue for optional FTR between injection bus k and withdrawal bus l
TSO	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