مقاله پژوهشی، صفحات: ۹۵ تا ۱۱۵

فصلنامه اقتصاد محاسباتی
شاپا ۲۸۲۱-۰۴۳۳

پیش‌بینی قیمت برق در بازارهای نقد و سلف و طراحی مدل بهینه فروش برق در بازارهای مذکور با رویکرد تابع کاپولا

آرش جالبی[۱]
محمود خدام[۲]
حسین محمد نژاد شورکایی[۳]

تاریخ دریافت مقاله: ۱۴۰۱/۰۹/۳۰ **تاریخ پذیرش نهایی:** ۱۴۰۲/۰۳/۰۲

چکیده

هدف مقاله حاضر پیش‌بینی قیمت برق در بازارهای نقد و سلف و طراحی مدل بهینه فروش برق در بازارهای مذکور با رویکرد تابع کاپولا بود. برای این منظور از اطلاعات روزانه در بازه زمانی ۱۳۹۶-۱۴۰۱ استفاده گردید. به منظور انجام پیش‌بینی از مدل‌های سری زمانی و رویکرد OLS، GARCH و کاپولا استفاده گردید. نتایج نشان داد که توابع مثلثاتی به خوبی می‌توانند رفتار قیمت‌های برق را توضیح دهند که ناشی از رفتار فصلی قیمت‌های برق در طول دوره‌های یکساله است. *میانگین شوک ها، منفی و واریانس آنها بسیار کوچک هستند.* در بخش تصادفی نیز، مقادیر برآوردی نشان می‌دهد که جزء تصادفی دارای میانگین تقریباً برابر با صفر بوده و *سرعت بازگشت به میانگین در قیمت‌ها بالا است. کوچک بودن مقادیر متوسط شوک‌ها عملاً نشان می‌دهد، شوک‌های رخ داده در قیمت بازار برق ایران بسیار ناچیز است و مهمتر آنکه این شوک‌ها بیشتر از نوع شوک‌های منفی بوده است.*

واژگان کلیدی: قیمت برق؛ پیش بینی؛ بازار نقدی؛ بازار سلف؛ تابع کاپولا.

طبقه‌بندی JEL: K22; L33; M10; C30

[*۱] دانشجوی دکتری مدیریت مالی، گروه مدیریت، واحد کرج، دانشگاه آزاد اسلامی، کرج، ایران، نویسنده مسئول، پست الکترونیکی: a.jalebi@iau.ac.ir

[۲] استادیار حسابداری، گروه حسابداری، واحد کرج، دانشگاه آزاد اسلامی، کرج، ایران، پست الکترونیکی: khoddam1355@gmail.com

[۳] استادیار، گروه برق و کامپیوتر، واحد علوم و تحقیقات تهران، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران، پست الکترونیکی: h-mohamadnejad@srbiau.ac.ir

۱. مقدمه

صنعت برق کشور ما، از سال‌های آغازین دهه هفتاد، تجدید ساختار خود را به تبعیت از تغییر فلسفه مدیریت دولتی، بنا نهاد؛ نخست به تمرکززدایی تمام عیار همت گماشت؛ آنگاه به خودمختاری نهادهای نامتمرکز پرداخت و سرانجام به جداسازی بنیادی نهادهای تولید[1]، انتقال[2]، و توزیع[3] اقدام نمود تا همه زمینه‌های لازم برای انحصارزدایی، مقررات زدایی[4] و خصوصی سازی[5] در صنعت برق فراهم آید.

در ایران، مقدمات لازم به منظور پیاده سازی این ساختار جدید و مجزا نمودن سه بخش اصلی سیستم قدرت (تولید، انتقال و توزیع) از اواخر دهه هفتاد وارد مرحله عملیاتی گردید. با ***تصویب آیین نامه اجرائی بند ب ماده ۲۵ قانون برنامه چهارم*** توسعه توسط هیئت وزیران و تصویب ***قانون استقلال شرکت‌های توزیع*** توسط مجلس شورای اسلامی و نیز تفسیر اصل ۴۴ قانون اساسی، به تدریج کلیه بخش‌های صنعت برق درگیر تغییرات و تحولات جدی شدند. آخرین تحول ساختاری در این حوزه مصوبه جلسات مورخ ۸۹/۷/۲۷ و مورخ ۹۲/۱۲/۲۸ هیات محترم وزیران به استناد ماده (۱۳) قانون اجرای سیاستهای کلی اصل ۴۴ قانون اساسی (مصوب ۱۳۶۸) و ماده واحده ***قانون استفساریه در خصوص اختیار اصلاح اساسنامه سازمان‌ها، شرکت‌ها و مؤسسات دولتی و وابسته به دولت*** (مصوب۱۳۷۷)، مبنی بر تشکیل شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی و تشکیل این شرکت در تاریخ ۹۴/۷/۱۵ پس از تایید اساسنامه آن توسط شورای نگهبان و تفکیک معاونت هماهنگی تولید شرکت مادر تخصصی تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران (توانیر) بود (مهرآرا و همکاران، ۱۳۹۹).

در بین بازیگران بازار برق ایران، تولیدکنندگان بازار به دلیل عمدتاً خصوصی بودن (سهم بخش خصوصی از فروش برق در بازار به صورت مستقیم و غیر مستقیم بیش از ۶۳ درصد است) به شدت تحت تاثیر تغییرات قیمت و نیازمند توجه ویژه می‌باشند. زیرا که شرکت‌های انتقال (شرکت‌های برق منطقه‌ای) و خریداران (شرکت‌های توزیع نیروی برق) عملاً دولتی بوده و از طریق منابع ناشی از بودجه، تعهدات خود را انجام می‌دهند در حالی که شرکت‌های تولید کننده

[1] Generation
[2] Transmission
[3] Distribution
[4] Deregulation
[5] Privitization

خصوصی به شدت وابسته به منابع مالی ناشی از فروش برق هستند و بنابراین تغییرات قیمت به شدت بر درآمدها و مدیریت منابع آنها اثرگذار است.

برای فعالان بازار موضوع تعیین نسبت بهینه پوشش ریسک از اهمیت شایان توجهی برخوردار است؛ زیرا بدون اطلاع از این نسبت پوشش دهندگان ریسک با یکی از دو حالت پوشش ریسک بیش از حد یا پوشش ریسک کمتر از حد مواجه خواهند بود. پوشش ریسک بیش از حد به حالتی اطلاق می‌شود که فرد اقدام به نگهداری موقعیت‌های تعهدی آتی به تعدادی بالاتر از میزان مورد نیاز خود می‌نماید که با توجه به لزوم تودیع وجوه تضمین اولیه برای اتخاذ موقعیت تعهدی در بازار قراردادهای آتی هزینه اضافی را به وی تحمیل می‌نماید که در نتیجه هزینه پوشش ریسک را افزایش خواهد داد. همچنین، در صورت اتخاذ استراتژی پوشش ریسک کمتر از حد نیز فرد تعداد موقعیت‌های تعهدی ناکافی را اتخاذ می‌نماید که با بروز نوسان‌های قیمت دارایی پایه فرد را در معرض ریسک قرار خواهد داد. از این رو، تعیین نسبت بهینه پوشش ریسک یکی از ملزومات اصلی اتخاذ سیاست پوشش ریسک کارامد است. با توجه به تغییرات قیمت برق، آنچه گفته شد، لزوم پوشش ریسک تغییرات قیمت برق توسط بازیگران بازار را مشخص می‌سازد. عمده ترین ابزارهایی که برای پوشش ریسک در اختیار فعالان بازارهای برق در سرتاسر جهان است، انواع مشتقات مالی از جمله قرارداد پیمان آتی، قرارداد آتی‌ها، انواع اختیارات معامله و ... است. در ایران، ابزار مدیریت ریسک، قراردادهای سلف موازی استاندارد است که در بورس انرژی ایران مورد معامله قرار می‌گیرد و قرابت زیادی با قرارداد پیمان آتی و قرارداد آتی‌ها دارد. نکته‌ای که در مورد معاملات این قراردادها می‌توان ذکر کرد محدود بودن معاملات آن به نیروگاه‌های بخش خصوصی است.

درسال‌های اخیر، گرایش شدید به مقررات زدایی بازارهای برق و تجدید ساختار آن در اکثر کشورهای جهان شکل گرفته که ایران نیز از آن مستثنی نبوده است. حرکت به سمت بازارهای رقابتی به جای بازارهای انحصاری و واگذاری بخش‌های دولتی به دست بخش خصوصی و در نتیجه، تغییر رویکرد ناشی از آن در تفکر اقتصادی بنگاه‌های فعال در بازار برق، روز به روز بازار برق را با وجود تفاوت‌های ساختاری‌اش بیشتر شبیه به سایر بازارهای کالایی می‌کند و ناگفته پیداست که این محیط جدید شرایط و مخاطرات جدیدی را نیز برای بازیگران این بازار ایجاد میکند. در بازار رقابتی تولیدکنندگان به دنبال حداکثر کردن سود و حداقل کردن هزینه‌ها و

ریسک‌های مرتبط هستند. یکی از اصلی‌ترین اهداف تولیدکننـدگان در بازار برق تجدیدساختار یافته کنترل و مدیریت ریسک مالی است که شامل دو ریسک نوسان قیمـت و ریسـک نوسـان حجم می‌شود.

لزوم پوشش ریسک تغییرات قیمت برق توسط بازیگران بازار، ضرورت این تحقیق را مشخص می‌سازد. عمده‌ترین ابزارهایی که برای پوشش ریسک در اختیار فعالان بازارهای برق در سرتاسر جهان است، انواع مشتقات مالی از جمله قرارداد پیمان آتی، قرارداد آتی‌ها، انواع اختیارهای معامله و ... است. در صنفت برق و بازار برق، تنها ابزار مدیریت ریسک، قراردادهای سلف موازی استانداردی است که در بورس انرژی ایران مورد معامله قرار می‌گیرد و قرابت زیادی با قرارداد پیمان آتی و قرارداد آتی‌ها دارد. معاملات قراردادهای سلف موازی استاندارد از اواخر اسفند ماه سال ۱۳۹۱ در بورس انرژی ایران آغاز گردیده است. براساس این نوع قرارداد، عرضه‌کننده مقدار معینی از دارایی پایه را مطابق مشخصات قرارداد سلف استاندارد در ازای بهای نقد به فروش می‌رساند تا در دوره تحویل به خریدار تسلیم نماید. دارنده اوراق می‌تواند، دارایی موضوع قرارداد را به شخص ثالثی بفروشد یا منتظر بماند تا دارایی را در موعد تحویل به صورت فیزیکی تسویه نماید. نکته‌ای که در مورد معاملات این قراردادها می‌توان ذکر کرد، محدود بودن معاملات آن به نیروگاه‌های بخش خصوصی است. از آنجا که سهم بخش خصوصی از هزینه خرید در بازار به صورت مستقیم و غیر مستقیم در پایان سال ۱۳۹۶ بیش از ۶۳ درصد است، اهمیت پوشش ریسک قیمت برای این بخش بزرگ از بازار مشخص می‌گردد. بنابراین پوشش ریسک قیمت تولیدکنندگان خصوصی صنعت برق در بازار عمده فروشی برق ایران با استفاده از قراردادهای سلف موازی استاندارد برق معامله شده در بورس انرژی ایران هدف این مطالعه است. برای پوشش ریسک نوسان‌های قیمت برق، قراردادهای آتی بایستی مورد معامله قرار گیرند. به کار بستن استراتژی پوشش ریسک بهینه با استفاده از قراردادهای آتی مستلزم محاسبه نسبت پوشش ریسک بهینه است و بنابراین در این مقاله، با استفاده از رویکرد تابع کاپولا محاسبه نسبت بهینه پوشش ریسک مشخص می‌گردد.

۲. ادبیات موضوع

تلقی عمومی در مورد صنعت برق و تعرفه‌های آن مبتنی است بر نظام تعرفه گذاری با نرخ‌های ثابت و پله‌ای که بیشتر از حوزه توزیع و دید مصرفی جلوه کرده و مورد توجه است. این دیدگاه به

دلیل عدم آگاهی نسبت به وجود بازار برق رقابتی است. در واقع قیمت‌های برق، نرخ تعرفه گذاری ثابت ندارند یعنی حداقل چنین نرخ گذاری برای فعالان این حوزه معنادار نیست. با شروع فعالیت بازارهای برق در ایران و جهان، رفتار قیمت‌های بازار برق بیشتر تحت تاثیر طبیعت ذاتی ناشی از تولید و مصرف برق قرار گرفته است. در یک بازار عمده فروشی آزاد شده، برق مشابه هر کالای دیگری معامله می‌شود. برق متفاوت از کالاهای دیگر است، از آن جهت که نمی‌توان آن را در مقادیر بالا ذخیره کرد. بنابراین عرضه برق که به شبکه صورت می‌گیرد بایستی با میزان مصرف برق برابر باشد تا پایداری سیستم قدرت حفظ گردد. برق به عنوان یک کالا ویژگی هایی دارد که باعث تمایز آن با سایر کالاها از نظر قیمت گذاری می‌شود:

* عدم قابلیت ذخیره به عنوان دلیل اصلی
* کشش تقاضای پایین
* تغییر در فعالیت‌های تجاری و ساعات کاری (ساعات پیک و غیر پیک، روزهای هفته و آخر هفته، تعطیلات و ...)
* و تغییرات آب و هوایی (دما، سرعت باد، پیش‌بینی ها و ...)

تمامی این عوامل موجب رفتاری از قیمت‌های برق به عنوان یک کالا می‌شود که در بازارهای مالی منحصر به فرد است: قیمت‌های برق رفتار بازگشت به میانگین، فصلی بودن، نوسان شدید و پرش‌های قیمتی را از خود نشان می‌دهند. مبرهن است که چنین تغییرات شدید در قیمت برق می‌تواند بر سودآوری خریداران و فروشندگان اثر گذارده و با تاثیراتی که در ثبات مالی شرکت‌ها می‌گذارد و باعث اخلال در برنامه ریزی دقیق کسب و کار می‌شود، منجر به کاهش انگیزه‌های سرمایه گذاری گردد. لذا پیش‌بینی قیمت‌های برق برای تمامی بازیگران بازار از اهمیت ویژه برخوردار است. زیرا که روند تغییر قیمت در مدیریت منابع و انجام اقدامات تامینی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است.

ریسک ناشی از نوسان قیمت‌ها و نحوه مقابله با آن یکی از دغدغه‌های فعالان و نظریه‌پردازان اقتصادی و مالی است. نوسان‌های پیش‌بینی نشده قیمت‌ها علاوه بر اینکه امکان برنامه‌ریزی دقیق کسب و کار را مختل می‌نماید دربردارنده آثار رفاهی نامطلوبی نیز هستند. در میان روش‌های مختلفی که برای کاهش ریسک ناشی از نوسان‌های قیمت دارایی‌ها وجود دارد، ساده ترین و شاید

جا افتاده ترین ابزار پوشش ریسک، استفاده از قراردادهای آتی است. قرارداد آتی توافق نامه‌ای مبنی بر خرید یا فروش دارایی در زمان معین در آینده و با قیمت مشخص است، به این معنا که افراد قراردادهای آتی را با یکدیگر خرید و فروش می‌نمایند که این قراردادها بر پایه یک دارایی پایه منعقد میگردند؛ چنانچه فرد در قرارداد آتی موقعیت خرید اتخاذ نماید به معنای آن است که مقدار مشخصی از دارایی پایه را می‌بایست در تاریخ مشخصی در آینده با قیمتی که در ابتدای قرارداد (زمان انعقاد قرارداد) تعیین شده است از فروشنده تحویل گیرد. بدیهی است این فرد به دلیل اینکه از افزایش قیمت (نقدی) دارایی پایه در طول زمان نگران است اقدام به اتخاذ موقعیت خرید در بازار آتی نموده است؛ این در حالی است که چنانچه فرد به هر دلیلی کاهش قیمت را نامطلوب بداند می‌بایست در بازار معاملات قراردادهای آتی موقعیت فروش اتخاذ نماید که در آن صورت می‌بایست مقدار معین از دارایی مشخص‌شده در زمان فروش قرارداد را در آینده با قیمت تعیین شده در ابتدای قرارداد به خریدار تحویل دهد (بهرامی و میرزاپور، ۱۳۹۱). به استراتژی‌هایی که در آن به میزان موقعیت نقدی فرد پوشش دهنده ریسک موقعیت تعهدی در بازار قراردادهای آتی اتخاذ می‌شود استراتژی پوشش ریسک گفته می‌شود. در حالی که برای یک سیاست پوشش ریسک کارامد لازم است سرمایه گذار نسبت بهینه پوشش ریسک خود را تعیین نماید. نسبت بهینه پوشش ریسک عبارت است از تعداد موقعیت‌های تعهدی در بازار قراردادهای آتی که برای پوشش ریسک تعداد معینی از موقعیت‌های (خرید یا فروش) در بازار نقدی مورد نیاز است. به عبارت دیگر، نسبت بهینه پوشش ریسک تعیین کننده تعداد قراردادهای آتی است که فرد می‌بایست برای مقابله با نوسان قیمت‌ها نگهداری نماید.

کارکاتسانی[1] و بان (۲۰۰۵) به بررسی پاداش آتی روز بعد در بازار برق انگلستان می‌پردازند. در این مطالعه، دوره معاملاتی به دوره‌های پیک و غیر پیک روزانه تقسیم می‌گردد. این تقسیم‌بندی موجب می‌شود که این دو دوره از نظر ویژگی‌های تقاضا، تکنولوژی نیروگاه‌های تحت بهره برداری و انگیزه‌های پوشش ریسک همگن باشند. در دوره‌های پیک پاداش آتی مثبت و در دوره‌های غیر پیک پاداش آتی منفی است.

[1] Karakatsani

دیکو[1] و همکاران(۲۰۰۶) وجود پاداش آتی در سه بازار انرژی عمده در اروپا (آلمان، هلند و فرانسه) را مورد بررسی قرار می‌دهند. این مقاله نشان می‌دهد که پاداش آتی در ساعات پیک و غیر پیک با یکدیگر متفاوت است. نتایج این مطالعه اهمیت چولگی و نوسانات قیمت بر پاداش آتی را نشان می‌دهد و از این جهت تاییدی بر مدل بی-ال است. نقطه ضعف مقالات لانگستف و وانگ(۲۰۰۴)، کارکاتسانی و بان (۲۰۰۵) و دیکو و همکاران(۲۰۰۶)، در آنست که قیمت‌های بازار روز بعد را به عنوان قیمت قرارداد آتی در نظر می‌گیرند که با تعریف و ساختار امروزی این نوع از قراردادهای مالی تفاوت معنادار دارد.

کارتا و ویلاپلانا (۲۰۰۸) در مقاله‌ای روابطی را برای قیمت گذاری قراردادهای آتی و محاسبه پاداش آتی استخراج می‌نماید. بررسی تجربی مدل در بازارهای انگلستان و ولز، نوردپول و پی جی ام صورت می‌پذیرد. در همه بازارها، پاداش آتی یک الگوی فصلی را نشان می‌دهد. نشان داده می‌شود که روند فصلی موجود در نوسان تقاضا باعث ایجاد الگوی فصلی در پاداش آتی می‌شود. نتایج تاییدی بر مدل بی-ال است.

فیوریو و منو (۲۰۱۰) به بررسی پاداش آتی پیش‌بینی شده و تحقق یافته در بازار برق اسپانیا پرداختند. نتایج مدل تعادلی بی-ال در این مقاله مورد آزمون قرار می‌گیرد که در مورد هر دو نوع پاداش، رابطه منفی با واریانس قیمت نقدی و رابطه مثبت با چولگی قیمت‌های نقدی وجود دارد که البته ضریب مربوط به چولگی از نظر آماری معنادار نیست.

زانوتی و همکاران (۲۰۱۰) سیاست‌های پوشش ریسکی مبتنی بر تخمین نسبت‌های پوشش ریسک را با استفاده از روش‌های پوشش ریسک ساده، حداقل مربعات معمولی، گارچ ایستا و گارچ پویا برای سه بازار بزرگ نوردیک، ایی ایی ایکس[2] و پاورنکست[3] مورد تجزیه و تحلیل قرار می‌دهند. به عنوان نتیجه کلی، با اینکه روش‌های مختلف در بازارهای متفاوت عملکرد متمایزی دارند ولی روش‌های محاسبه نسبت پوشش ریسک ایستا برای بازارهایی که نوسان قیمت در طول زمان متغیر است، کارایی نداشته و روش‌هایی که نوسانات را الگوسازی می‌کنند مانند انواع مدل‌های گارچ از کارایی بالاتری برخوردار هستند.

[1] Diko
[2] EEX
[3] Powernext

لوسیا[1] و تورو[2] (۲۰۱۱) رابطه بین قیمت‌های نقدی و آتی را برای قراردادهای با سر رسید کوتاه مدت در بازار برق نوردپول بررسی می‌نمایند. یافته‌ها نشانگر وجود پاداش آتی مثبت و معنادار در قراردادهای آتی برق کوتاه مدت است. همچنین مدل بی-ال در این مطالعه مورد بررسی قرار می‌گیرد که یافته‌ها تاییدی بر برقراری این مدل است بدین ترتیب که پاداش آتی در دوره‌هایی بالاست که تقاضا بالاست.

هایسمن[3] و کیلیچ[4] (۲۰۱۲) قدرت پیش‌بینی قیمت‌های آتی‌ها را از قیمت نقدی و امکان وجود پاداش ریسک را مورد بررسی قرار می‌دهند. بازارهای مورد بررسی عبارتست از بازار برق هلند که بیشتر برق تولیدی از منابع فسیلی قابل ذخیره تولید می‌کند و بازار برق نوردیک که عمده برق خود را از منابع آبی تامین می‌نماید. نتایج نشان می‌دهند در بازارهایی با منابع قابل ذخیره کامل همچون انرژی فسیلی، قیمت قراردادهای آتی هم در خصوص قیمت نقد مورد انتظار و هم پاداش ریسک متغیر در طول زمان، حاوی اطلاعات مفیدی برای بهره برداری در پیش‌بینی‌ها است.

فلتن[5] و همکاران (۲۰۱۵) پاداش پیمان‌های آتی برقی که در بازارهای برق نوردیک، آلمان - اتریش معامله می‌شوند را مورد بررسی قرار می‌دهند. این مقاله نتایج بسمیندر و لمون را تایید می‌کند و طبق یافته ها پاداش آتی در بازار نوردپول بیشتر است. این دو نیز از قیمت سوخت به عنوان متغیر موثر بر پاداش آتی بهره می‌گیرند ولی مشابه با آنچه در خصوص مقاله داگلاس و پوپوآ (۲۰۰۸) گفته شد، قیمت سوخت بر پاداش آتی در ایران بی‌تاثیر خواهد بود.

فریرا و سباستیاو(۲۰۱۷) رابطه بین قیمت‌های نقدی و آتی را در بازار برق اسپانیا مطالعه نمودند. تمرکز آنها بر پاداش آتی تحقق یافته در قراردادهای آتی ماهانه است. طبق نتایج این مقاله، پاداش ریسک به طور متوسط مقدار منفی در بازار برق اسپانیا دارد. همچنین مشخص می‌گردد که قیمت قراردادهای آتی تخمین زن بدون تورشی از قیمت نقدی است. بنابراین نتایج این مطالعه، نتایج مدل بی-ال را تایید نمی‌کند.

[1] Lucia
[2] Torró
[3] Huisman
[4] Kilic
[5] Fleten

هانلی و همکاران (۲۰۱۹) نسبت بهینه پوشش ریسک و اثر بخشی آن را در سه بازار برق فعال در اروپا یعنی نوردپول، APXUK و فلیکس[1] بررسی می‌نمایند. در این مطالعه که در دو افق زمانی هفتگی و ماهانه و با استفاده از دو معیار واریانس و ارزش در معرض خطر صورت گرفته، تفاوت‌های معناداری هم در نسبت بهینه پوشش ریسک و اثر بخشی آن در بازارهای مختلف بدست آمده است. عملکرد مناسب در پوشش ریسک مربوط به بازار نوردپول و عملکرد ضعیف مربوط به بازار فلیکس است. به طور کلی بازیگران بازار با بکارگیری قراردادهای آتی، کاهش ریسک کمی را تجربه خواهند کرد.

آقا ابراهیمی (۱۳۹۳) به پیش‌بینی کوتاه‌مدت قیمت در بازار برق با درنظر گرفتن تاثیر تولید واحدهای بادی پرداختند. در این مطالعه اثر تولید واحدهای بادی در پیش‌بینی قیمت براساس داده‌های بازار برق Nord Pool مورد بررسی قرار گرفته است. ایده اصلی مبتنی بر ارائه مدلی هوشمند برای پیش‌بینی قیمت تسویه بازار با استفاده از شبکه عصبی مصنوعی پرسپترون چند لایه، بر پایه‌ی مدل هیبریدی ژنتیک و رقابت استعماری است. این مدل هیبریدی در مقایسه با شبکه‌های عصبی مرسوم (بر پایه الگوریتم‌های بهینه‌سازی مبتنی بر گرادیان) دقت بهتری داشته و قابلیت همگرا شدن به سمت بهینه مطلق را دارد. نتایج حاصله دقت بالای این مدل در پیش‌بینی کوتاه مدت سیگنال قیمت برق را بیان می‌کند.

منظور و یادی پور (۱۳۹۵) به ارزیابی و پیش‌بینی نوسانات قیمت در بازار برق ایران به کمک مدل ARMAX-GARCH پرداختند. در این مطالعه با اجرای مدل خودرگرسیون میانگین متحرک (ARMAX) با مدل خودرگرسیون میانگین شرطی تعمیم یافته (GARCH)، برترین مدل برای برازش بازده و نوسانات قیمت‌های روزانه بازار برق در بازه زمانی ۱۳۹۳-۱۳۹۱ معرفی گردید. بنابراین، مدل ARMAX در ترکیب با مدل GARCH، EGARCH،GJR-GARCH ، و توزیع‌های Gaussian، Student-t، Generalized Error، مقایسه خواهد شد.

طیب نیا و همکاران (۱۳۹۷) به کاربرد قراردادهای سلف موازی استاندارد بورس انرژی در پوشش ریسک قیمت بازار برق ایران پرداختند. این مطالعه کاهش ریسک مالی نیروگاه‌های بخش خصوصی در بازار برق ایران را مورد توجه قرار می‌دهد. نتایج این مطالعه برتری استراتژی‌های پویا را از منظر اثر بخشی پوشش ریسک نشان می‌دهد. در بین روش‌های پویا برتری با مدل‌های

[1] Phelix

واریانس ناهمسانی شرطی خود رگرسیونی با ضرایب همبستگی پویا و ایستا بود ولی با توجه به قید نقدینگی در معاملات قرارداد سلف استاندارد و تفاوت جزئی در کارایی و اثربخشی بین این مدل ها، موثر بودن روش گارچ مشخص گردید.

ممی پور و همکاران (۱۳۹۷) به پیش‌بینی نوسانات قیمت برق در بازار برق ایران با استفاده از مدل مارکوف سویچینگ گارچ پرداختند. هدف این مطالعه، پیش‌بینی نوسانات قیمت برق در بازار برق ایران با استفاده از مدل‌های تک‌رژیمی و چندرژیمی و مقایسه قدرت پیش‌بینی این مدل ها در طی دوره زمانی ابتدای فروردین ماه ۱۳۹۲ الی پایان شهریور ماه ۱۳۹۷ است. برای این منظور، از مدل‌های گارچ متقارن و نامتقارن به عنوان مدلسازی تک‌رژیمی و از مدل مارکوف سویچینگ گارچ (MSGARCH) به عنوان مدلسازی چندرژیمی برای پیش‌بینی نوسانات قیمت برق در افق‌های پیش‌بینی کوتاه‌مدت شامل یک‌روزه و پنج‌روزه و افق بلندمدت شامل ده روزه و بیست روزه با توزیع‌های مختلف استفاده شده‌است. نتایج حاصل از مقایسه خطاهای پیش‌بینی هر یک از مدل‌ها نشان می‌دهد که مدل MSGARCH برای همه افق‌های زمانی، نسبت به مدل‌های تک‌رژیمی از کارایی بیشتری در پیش‌بینی نوسانات قیمت برق برخوردار است. همچنین مقایسه نتایج بین مدل‌های تک رژیمی با توزیع‌های مختلف نشان می‌دهد مدل نامتقارن EGARCH نسبت به سایر مدل‌ها عملکرد بهتری داشته و قدرت پیش‌بینی این مدل‌ها به نوع توابع توزیع جملات خطا و افق زمانی پیش‌بینی بستگی دارد.

۳. روش تحقیق

روش انجام این پژوهش توصیفی و مبتنی بر اسناد کتابخانه‌ای است که با آزمون‌های آماری دنبال خواهد شد. در این تحقیق، ابتدا به منظور مرور ادبیات تحقیق، از اسناد و مدارک موجود شامل مقالات، کتب علمی و داده‌های آماری رسمی منتشر شده به شیوه کتابخانه‌ای استفاده می‌شود. در مرحله بعد، جهت استنباط و آزمون فرضیه‌ها و پاسخ به سئوالات تحقیق، اطلاعات آماری مورد نظر از اسناد منتشره توسط دستگاه‌های تولید کننده آمار و اطلاعات، جمع آوری و پردازش می‌شوند. در این مطالعه دو داده اصلی مورد استفاده قرار می‌گیرد، اولی قیمت نقدی خرید از نیروگاه‌ها در بازار عمده فروشی برق و دیگری قیمت آتی در بورس انرژی ایران است. داده‌های مربوط به قیمت بازار از شرکت مدیریت شبکه برق ایران و داده‌های معاملات قراردادهای سلف

موازی استاندارد برق از شرکت بورس انرژی ایران گردآوری شده است. نرم افزار مورد استفاده در این تحقیق Eviews8 خواهد بود. برای این منظور ابتدا آزمون‌های آماری بررسی ریشه واحد و آزمون هم انباشتگی بین متغیرها انجام می‌شود و در نهایت به مدلسازی نسبت بهینه پوشش ریسک و پیش‌بینی قیمت نقدی و آتی پرداخته می‌شود.

روش گردآوری اطلاعات در این تحقیق از نوع کتابخانه‌ای شاخه اسنادی است چرا که اطلاعات مربوط به متغیرهای تحقیق در بین سال‌های ۱۳۹۵-۱۴۰۱ بر اساس فراوانی روزانه در بازار برق ایران استخراج خواهد شد و مدل بر اساس این اطلاعات تدوین خواهد شد. لذا جدیدترین اطلاعات نمونه طی سالیان اخیر مورد استفاده قرار خواهد گرفت. در این تحقیق به منظور بازبینی ادبیات نظری مربوط به موضوع، اطلاعات مربوطه از طریق متن خوانی، استفاده از فیش، آمارخوانی، اینترنت، اطلاعات آماری ورازت نیرو، توانیر، بورس اوراق بهادار تهران و ... گردآوری می‌گردد و به بیان دیگر روش گردآوری اطلاعات از نوع کتابخانه‌ای است.

روش‌های مدلسازی:

الف) به منظور برآورد نسبت بهینه پوشش ریسک از مدل‌های سنتی اقتصادسنجی مانند OLS، GARCH، VAR و ... و همچنین مدل تغییر رژیم مارکوف و تابع کاپولا استفاده خواهد شد و مقادیر محاسبه شده مقایسه خواهد شد.

ب) انجام پیش‌بینی قیمت نقدی و آتی قیمت در بازار برق و مقایسه قدرت پیش‌بینی مدل‌های رژیم مارکوف و تابع کاپولا.

ج) تعیین استراتژی بهینه و زمان مناسب برای ورود به بازار برق برای تولیدکنندگان بر اساس قیمت نقدی و آتی در بازار.

د) در بخش انتهای با استفاده از تعریف یک تابع احتمال به بررسی مقادیر احتمالی انتخاب هر یک از استراتژی‌های ورود به بازار نقدی و آتی توسط تولیدکنندگان پرداخته می‌شود.

در خصوص مدل تغییر رژیم مارکوف، فرض کنید که s_t یک متغیر تصادفی است که می‌تواند تنها مقادیر صحیح $\{1,2,\dots,N\}$ را اختیار کند. و همچنین فرض کنید احتمال اینکه متغیر تصادفی s_t مقدار j را در زمان t بگیرد تنها به مقادیر گذشته بستگی داشته باشد.

$$P\{s_t = j|s_{t-1} = i, s_{t-2} = k, \dots\} = P\{s_t = j|s_{t-1} = i\} = P_{ij}$$

در این‌صورت به فرآیند بالا، زنجیره مارکوف n حالتی گفته می‌شود که توابع انتقال آن به‌صورت $\{P_{ij}\}\ i,j = 1,2,\dots,N$ است. تابع انتقال P_{ij} احتمال انتقال از حالت i به حالت j را نشان می‌دهد. همچنین رابطه زیر همواره برقرار است.

$$P_{i1} + P_{i2} + \cdots + P_{iN} = 1$$

توابع انتقال را در یک ماتریس $N \times N$ به نام P نشان می‌دهند.

$$P = \begin{pmatrix} P_{11} & P_{21} & \dots & P_{N1} \\ P_{12} & P_{22} & \dots & P_{N2} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ P_{1N} & P_{2N} & & P_{NN} \end{pmatrix}$$

پیش‌بینی یک زنجیره مارکوف، با استفاده از راه حل بازگشتی می‌توان معادله رگرسیون به‌دست آمده در مرحله قبل را به‌صورت زیر نوشت.

$$\xi_{t+m} = v_{t+m} + Pv_{t+m-1} + P^2 v_{t+m-2} + \cdots + P^{m-1} v_{t+1} + P^m \xi_t$$

که در آن P^m، ماتریس انتقالی است که m بار در خودش ضرب شده است. با توجه به معادله بالا پیش‌بینی m دوره‌ای برای یک زنجیره مارکوف به صورت زیر است.

$$E(\xi_{t+m} \mid \xi_t, \xi_{t-1}, \dots) = P^m \xi_t$$

درایه‌ی j ام بردار ξ_{t+m} عدد یک را اختیار خواهد کرد اگر $s_{t+m} = j$ باشد و در غیر این‌صورت عدد صفر را اختیار خواهد کرد. درایه j ام بردار $E(\xi_{t+m} \mid \xi_t, \xi_{t-1}, \dots)$ نشان‌دهنده احتمال اختیار مقدار j توسط s_{t+m} به شرط آنکه در زمان t مقدار i را اختیار کرده باشد، می‌باشد. به‌طور مثال معادله بالا می‌تواند به‌صورت زیر باشد.

$$\begin{pmatrix} P\{s_{t+m} = 1 | s_t = i\} \\ P\{s_{t+m} = 2 | s_t = i\} \\ \vdots \\ P\{s_{t+m} = N | s_t = i\} \end{pmatrix} = P^m e_i$$

که در آن e_i نشان‌دهنده ستون i ام ماتریس I_N می‌باشد. احتمال اینکه یک مشاهده در زمان t دارای رژیم i باشد وm دوره بعد در زمان $t+m$ در رژیم j باشد، را به صورت $P\{s_{t+m} = j | s_t = i\}$ نشان می‌دهیم و توسط سطر j ام و ستون iام ماتریس P^m مشخص می‌شود.

یکی دیگر از مدل‌های مورد استفاده در این مقاله تابع کاپولا است. پس از بررسی روند قیمتی برق در بازار نقدی و آنی در گام بعدی جملات اخلال نرمال شده که دارای ساختار وابستگی

هستند برای بررسی این وابستگی از الگوهای مختلف کاپولا استفاده می‌شود. در این بخش با توجه به پیچیدگی محاسبات توابع کاپولای چند متغیره، الگوی کاپولای دو متغیره را معرفی کرده و از نتایج آن برای توابع کاپولای چند متغیره استفاده می‌شود. یک تابع کاپولای دو متغیره $C(u_1, u_2)$ به عنوان یک تابع توزیع تجمعی برای یک بردار دو متغیره تعریف می‌شود که برد آن $[0, 1]$ و همچنین این تابع دارای توزیع حاشیه‌ای یکنواخت است. اگر $C(U_1, U_2)$ بردار دو متغیره مطرح شده باشد، تابع کاپیولا به شکل رابطه (۱) تعریف می‌شود (راغفر و آجرلو، ۱۳۹۵).

$$C(u_1, u_2) = P(U_1 \leq u_1, U_2 \leq u_2) \quad (۱)$$

به فرض اطلاع از توابع توزیع حاشیه‌ای (رابطه (۲)):

$$F_i(x_i) = P(X_i \leq x_i), \quad i = 1,2 \quad (۲)$$

سپس با استفاده از تبدیل $U_i = F_i(X_i)$ یک تابع دو متغیره جدید داریم که با تابع حاشیه ای به وسیله x_1 و x_2 ساخته شده است (رابطه (۳)):

$$F_i(x_1, x_2) = C[F_1(x_1), F_2(x_2)] \quad (۳)$$

اسکلار (۱۹۷۳) عکس قضیه فوق را نشان داد که اگر هر تابع توزیع دو متغیرهای همچون F را داشته باشیم، می‌توانیم با استفاده از تابع کاپولا به توزیع حاشیه‌ای آن دست پیدا کنیم. علاوه بر این، اگر فرض شود که توزیع حاشیه‌ای F پیوسته است، می‌توان نشان داد که تابع کاپولای C منحصر به فرد است. تعریف تابع کاپولا در رابطه (۲) به صورت تابع توزیع تجمعی بیان شده است. اگر فرض شود که توابع E و C دیفرانسیل پذیر باشند، تابع چگالی مشترک $f(x_1, x_2)$ به شکل رابطه (۴) در می‌آید که f(x) تابع چگالی مربوط به F است و رابطه (۵) را داریم که تابع چگالی کاپولا است (حدادی و همکاران، ۱۳۹۹).

$$f(x_1, x_2) = f_1(x_1) \times f_2(x_2) \times c[F_1(x_1), F_2(x_2)] \quad (۴)$$

$$c(u_1, u_2) = \frac{\partial C(u_1, u_2)}{\partial u_1 \partial u_2} \quad (۵)$$

توابع کاپولایی که در این مطالعه استفاده می‌شود، عبارتند از: نرمال، تی استیودنت و خانواده کاپولای ارشمیدسی از قبیل فرانک، گامبل و کلایتون. خانواده کاپولای ارشمیدسی را لینگ (۱۹۶۵) معرفی کرد. مهمترین ویژگی کاپولاهای ارشمیدسی این است که از نوع کاپولای بیضی نیستند و اجازه می‌دهند انواع مختلفی از ساختارهای وابستگی مدلسازی شود.

۴. یافته‌ها

۴ـ۱. بررسی آمار توصیفی متغیرها

جدول (۱) برخی از اطلاعات داده‌های مورد استفاده را نمایش می‌دهد.

جدول (۱): آمار توصیفی متغیرها

متغیر	میانگین	انحراف معیار	چولگی	کشیدگی	آماره جارگ-برا	سطح معنی‌داری
بازده قیمت نقدی	تقریباً صفر	۰/۰۳۸	۰/۲۱	۶/۸۷	۱۰۵۰	صفر
بازده قیمت آتی	تقریباً صفر	۰/۰۲۶	-۱/۱۳	۶۴/۷	۲۶۴۹۳۵	صفر

بنابر اطلاعات جدول (۱)، هر دو سری بازده قیمت نقدی و بازده قیمت آتی، دارای کشیدگی و چولگی بوده و بنابراین غیر نرمال هستند و این موضوع کاملاً در آماره جارگ - برا مشخص است و مقدار سطح معنی‌داری، فرضیه صفر نرمال بودن را رد می‌کند. با توجه به اینکه تحلیل مورد استفاده در این مطالعه مبتنی بر داده‌های سری زمانی است، ضروری است وجود یا عدم وجود ریشه واحد در داده‌های مورد استفاده، بررسی شود. بدین منظور وجود ریشه واحد با لحاظ عرض از مبدا و همچنین روند و عرض از مبدا برای تفاضل لگاریتم قیمت با استفاده از آزمون KPSS مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۴ـ۲. آزمون‌های تشخیصی متغیرهای مدل

انجام آزمون ریشه واحد به این دلیل است که از بروز رگرسیون کاذب به دلیل وجود داشتن ریشه واحد در متغیرهای تحقیق و متغیر بودن میانگین سری‌های زمانی در طول زمان و بدست آمدن نتایج غیرقابل اتکا جلوگیری شود. آزمون ریشه واحد در سطح و با وجود عرض از مبداء و روند در مورد بررسی قرار گرفته است که نتایج آن در جدول (۲) گزارش شده است.

جدول (۲): آماره‌های آزمون ریشه واحد متغیرهای تحقیق

آماره	بازده قیمت نقدی	بازده قیمت آتی
ADF	(۰/۱۸) -۱/۴۱	(۰/۴۸) -۲/۲۳
KPSS	(۰/۰۰) ۳/۵۲	(۰/۰۰) ۴/۱۵

منبع: یافته‌های تحقیق

در جدول فوق اعداد داخل پرانتز بیانگر سطح معنی‌داری است. بر اساس نتایج بدست آمده در آزمون مشاهده می‌شود که تمای متغیرهای تحقیق در سطح نامانا بوده و فرضیه صفر مبنی بر ریشه واحد را رد نکرده و این متغیرها با یکبار تفاضل گیری مانا می‌شوند.

۴ـ۳. نتایج برآورد تابع کاپولا

با توجه به وجود توابع کاپولای مختلف، انتخاب مناسبترین تابع از اهمیت ویژه برخوردار است. توابع کاپولای متفاوتی تاکنون معرفی شده است که با توجه به توابع کاپولای رایج در مطالعات مختلف و به پیروی از مقاله چایو همکاران، پنج تابع کاپولای گاوسی، t- استیودنت، کلایتون، گامبل و فرانک مورد بررسی اولیه قرار می‌گیرد که نتایج آن در جدول (۳) گزارش گردیده است. بر مبنای معیار حداکثر راستنمایی، آکائیک و بیزین-شوارتز، کاپولای کلایتون از نظر برازش رابطه بین بازده قیمت نقدی و بازده قیمت آتی‌ها، عملکرد مناسبتری داشته و از نظر معیار خطای جذر میانگین مربعات نسبت به سایر توابع دارای برتری است. بنابراین در بخش کاپولا از تابع کلایتون استفاده خواهیم کرد.

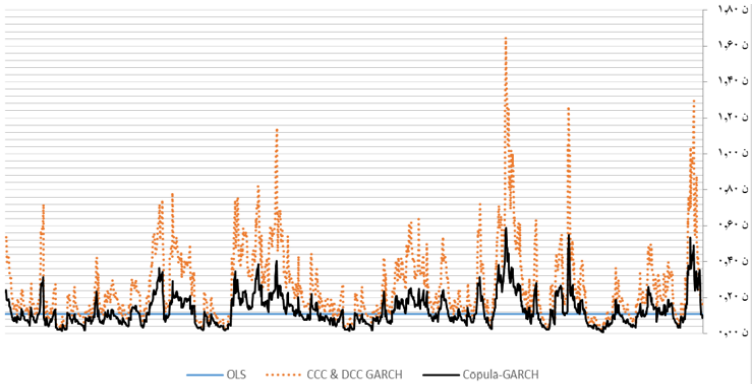
جدول (۳): نتایج تخمین و رتبه بندی توابع کاپولا

کاپولا	پارامتر اول	پارامتر دوم	RMSE	رتبه بر مبنای معیار ML و AIC و BIC
گاوسی	۰/۰۳۸	-	۰/۱۵۲	۴
تی (t)	۰/۰۴	۱۷/۰۴	۰/۱۳۸	۲
کلایتون	۰/۰۸۵	-	۰/۱۳۳	۱
فرانک	۰/۲۵	-	۰/۱۴۹	۳
گامبل	تقریباً یک	-	۰/۲۱۵	۵

منبع: یافته‌های تحقیق

پس از تخمین مدل ها، از روابط موجود در بخش روش شناسی برای محاسبه نسبت‌های بهینه پوشش ریسک استفاده می‌گردد. با توجه به یکسان بودن نتایج تخمین دو مدل ضریب همبستگی شرطی ثابت و متغیر، این دو نسبت‌های بهینه پوشش ریسک یکسانی را ارائه می‌نمایند. نتایج حاصل از تخمین نسبت‌های بهینه پوشش ریسک در شکل (۱) نشان داده شده است. ضریب بازده قیمت قرارداد آتی در رابطه حداقل مربعات معمولی برابر با نسبت بهینه پوشش ریسک در این روش است که برابر با ۰/۱ است. نسبت بهینه پوشش ریسک سایر روش‌ها که در طول زمان متغیرند در شکل (۱) کاملاً مشخص است.

شکل (۱): نسبت‌های بهینه پوشش ریسک



منبع: یافته‌های تحقیق

جدول (۴): ویژگی‌های آماری نسبت‌های بهینه پوشش ریسک در روش‌های مختلف

روش	میانگین	میانه	حداقل	حداکثر
گارچ با ضریب همبستگی شرطی ثابت و متغیر	۰/۲۶	۰/۱۹	۰/۰۱۵	۱/۶۴
کاپولا-گارچ	۰/۱۲	۰/۱	۰/۰۰۸	۰/۵۸

منبع: یافته‌های تحقیق

یکی از موضوعات بسیار مهم در بررسی استراتژی‌های پوشش ریسک، بررسی کارایی یا اثر بخشی آنهاست. بدین منظور معمولاً مجموعه داده به دو بخش درون نمونه‌ای و برون نمونه‌ای تقسیم می‌گردد. از مجموعه ۱۷۶۳ داده مورد بررسی در این مطالعه، تقریباً ۱۰ درصد داده‌ها به

عنوان داده‌های برون نمونه‌ای لحاظ می‌شود. ارزیابی کاهش واریانس بدین صورت است که برای داده‌های درون نمونه‌ای روش‌های مختلف پوشش ریسک تخمین خورده و با استفاده از مدل‌های تخمین زده شده، برای دوره برون نمونه‌ای مقادیر لازم برای محاسبه نسبت بهینه پوشش ریسک پیش‌بینی می‌گردد. بنابراین نسبت‌های بهینه پوشش ریسک درون نمونه‌ای و برون نمونه‌ای محاسبه گردیده و توانایی هر یک از روش‌ها در کاهش واریانس ارزیابی می‌شود.

جدول (۵): نتایج کارایی پوشش ریسک روش‌های مختلف

استراتژی پوشش ریسک	کاهش واریانس برون نمونه‌ای (%)	کاهش واریانس درون نمونه‌ای (%)
ساده	-۱۱/۵	-۱۲
حداقل مربعات معمولی	-۰/۳۵	۰/۱۲
گارچ با ضریب همبستگی شرطی ثابت	۶/۲	۶/۳
گارچ با ضریب همبستگی شرطی متغیر	۶/۱	۶/۵
کاپولا-گارچ	۵/۲	۵/۱

منبع: یافته‌های تحقیق

نتایج حاصل از کارایی پوشش ریسک روش‌های مختلف در جدول (۵) گزارش گردیده است. با توجه به جدول فوق، روش پوشش ریسک ساده (یک به یک) هم در داده‌های درون نمونه‌ای و هم در دوره برون نمونه‌ای از نظر کاهش واریانس نسبت به سایر روش‌ها عملکرد بدتری داشته و حتی باعث افزایش واریانس سبد پوشش داده شده نسبت به زمانی می‌گردد که هیچ گونه اقدامی برای پوشش ریسک صورت نپذیرفته است. در روش حداقل مربعات نیز با وجود کاهش واریانس ناچیز در دوره درون نمونه‌ای، در دوره برون نمونه‌ای با افزایش واریانس نسبت به سبد پوشش داده نشده روبه رو هستیم. همانطور که مشخص است، روش‌های پویا (مبتنی بر گارچ) عملکرد بهتری از نظر پوشش ریسک درون نمونه‌ای و برون نمونه‌ای داشته و باعث کاهش واریانس سبد دارایی پوشش داده شده نسبت به زمانی می‌شوند که هیچ نوع پوشش ریسکی صورت نپذیرفته است. طبق نتایج، دو مدل گارچ با ضریب همبستگی شرطی ثابت و متغیر نسبت به مدل کاپیولا هم در دوره درون نمونه ای و هم در دوره برون نمونه ای عملکرد نسبتاً بهتری دارند، هرچند که در دوره برون نمونه ای تفاوت بارزی بین این روش‌ها وجود ندارد.

نکته مهم آنکه شاید به نظر، میزان کاهش واریانس قابل توجه نباشد ولی نکته ای که باید به آن توجه شود نتایج مشابه و حتی کاهش واریانس کمتر و گاهاً منفی در پوشش ریسک هایی است که در بازارهای برق انجام می‌گیرد و این موضوع به ویژگی‌های کالای برق بر می‌گردد که در مقدمه به آن اشاره گردید. در واقع مشکل اصلی در کم بودن کاهش واریانس به فرکانس داده ها نیز باز می‌گردد طوری که در مطالعات صورت گرفته با داده‌های روزانه کاهش واریانس در بازارهای بین المللی بدلیل نوسانات شدیدی که در قیمت ها روی می‌دهد کمتر از بازار برق ایران است به عنوان مثال زانوتی و همکاران(۲۰۱۰) کاهشی معادل ۴% را در بهترین حالت گزارش می‌کنند. البته بالاتر بودن میزان کاهش واریانس در بازار برق ایران بدلیل عدم تحقق جهش‌های شدید در بازار برق ایران و نزدیکتر بودن تغییرات قیمت نقدی با تغییرات قیمت قراردادهای آتی است.

۵. نتیجه گیری

هدف مقاله حاضر پیش‌بینی قیمت برق در بازارهای نقد و سلف و طراحی مدل بهینه فروش برق در بازارهای مذکور با رویکرد تابع کاپولا بود. برای این منظور از اطلاعات روزانه در بازه زمانی ۱۳۹۶-۱۴۰۱ استفاده گردید. به منظور انجام پیش‌بینی از مدل‌های سری زمانی و رویکرد OLS، GARCH و کاپولا استفاده گردید. برای توضیح رفتار قیمت و بدلیل ماهیت آن از توابع مثلثاتی در جزء معین مدل‌های پرش انتشار استفاده می‌گردد. همچنین متغیرهای مجازی برای روزهای هفته و تعطیلات به دلیل اثر مستقیم آنها بر کاهش سطح تقاضا و به تبع آن سطح قیمت ها وارد مدل برآوردی می‌گردند. نتایج نشان می‌دهد که توابع مثلثاتی به خوبی می‌توانند رفتار قیمت‌های برق را توضیح دهند که ناشی از رفتار فصلی قیمت‌های برق در طول دوره‌های یکساله است.

در بخش تصادفی نیز، مقادیر برآوردی نشان می‌دهد که جزء تصادفی دارای میانگین تقریباً برابر با صفر بوده و سرعت بازگشت به میانگین در قیمت‌ها بالا است. میانگین شوک ها، منفی و واریانس آنها بسیار کوچک هستند. کوچک بودن مقادیر متوسط شوک‌ها عملاً نشان می‌دهد، شوک‌های رخ داده در قیمت بازار برق ایران بسیار ناچیز است و مهمتر آنکه این شوک‌ها بیشتر از نوع شوک‌های منفی بوده است. همچنین با توجه به مقدار ناچیز شوک‌ها، وقوع شوک‌ها، اثر معناداری بر روی قیمت‌ها نخواهد داشت.

نکته مهم آنکه شاید ، میزان کاهش واریانس قابل توجه نباشد ولی نکته ای که باید به آن توجه شود نتایج مشابه و حتی کاهش واریانس کمتر و گاهاً منفی در پوشش ریسک هایی است که در بازارهای برق انجام می‌گیرد و این موضوع به ویژگی‌های کالای برق بر می‌گردد که در مقدمه به آن اشاره گردید. در واقع مشکل اصلی در کم بودن کاهش واریانس به فرکانس داده ها نیز باز می‌گردد به طوری که در مطالعات صورت گرفته با داده‌های روزانه کاهش واریانس در بازارهای بین المللی بدلیل نوسانات شدیدی که در قیمت ها روی می‌دهد کمتر از بازار برق ایران است به عنوان مثال زانوتی و همکاران(۲۰۱۰) کاهشی معادل ۴% را در بهترین حالت گزارش می‌کنند. البته بالاتر بودن میزان کاهش واریانس در بازار برق ایران بدلیل عدم تحقق جهش‌های شدید در بازار برق ایران و نزدیکتر بودن تغییرات قیمت نقدی با تغییرات قیمت قراردادهای آتی است.

در خصوص استراتژی بهینه در هنگام ورود به معاملات آتی، به دو دلیل پیشنهاد میشود که بازیگران از روش کاپولا گارچ برای محاسبه نسبت‌های بهینه در جهت پوشش ریسک استفاده نمایند: اول اینکه بدلیل پایین بودن نسبت‌های پوشش ریسک روش کاپولا-گارچ، تعداد قراردادهای مورد نیاز برای پوشش ریسک کمتر بوده و در نتیجه هزینه معاملاتی کمتری را دارد و دوم اینکه با توجه به محدودیت‌های موجود و بالاخص نقدینگی پایین در معاملات بورس انرژی عملاً امکان پوشش ریسک بیشتر از موقعیت نقدی (نسبت بهینه پوشش ریسک بزرگتر از یک) که در نسبت‌های بهینه پوشش ریسک دو مدل گارچ با ضریب همبستگی شرطی ثابت و متغیر محاسبه گشته، میسر نیست. علاوه بر این پیشنهاد می‌گردد که اصلاح تعرفه خرید برق متناسب با تورم در صنعت برق صورت گیرد.

منابع

- آقاابراهیمی، محمدرضا، طاهریان، حسین، ناظر کاخکی، سید ایمان، فرشاد، محسن، گلدانی، سعیدرضا (۱۳۹۳)، پیش‌بینی کوتاه مدت قیمت در بازار برق با درنظر گرفتن تاثیر تولید واحدهای بادی، هوش محاسباتی در مهندسی برق، ۵(۱)، ۱۰۵-۱۲۲.
- پیش بهار، اسماعیل، عبدالکریم صالح، خدیجه و دشتی، قادر (۱۳۹۵)، محاسبه نسبت بهینه پوشش ریسک برای نهاده ذرت وارداتی صنعت طیور ایران، ۲۶(۱)، ۱۶۷-۱۷۴ .

- سجاد، رسول، طروسیان، آدنا (۱۳۹۳)، نسبت بهینه پوشش ریسک نرخ ارز به وسیله قراردادهای آتی سکه طلا در ایران. دانش سرمایه‌گذاری، ۳(۱۲)، ۱-۲۴.
- طیب نیا، علی، مهر آرا، محسن، کیانوند، مهران (۱۳۹۷)، کاربرد قراردادهای سلف موازی استاندارد بورس انرژی در پوشش ریسک قیمت بازار برق ایران، اقتصاد مالی، ۱۲(۴۳)، ۱۵۳-۱۷۸.
- علیمرادی، محمد (۱۳۹۲)، برآورد نسبت‌های بهینه پوشش ریسک ایستا و پویا و مقایسه میزان اثربخشی آنها در بازار آتی‌های گاز طبیعی، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، ۲(۸)، ۱۰۹-۱۲۸.
- ممی پور، سیاب، منصوری، فهیمه، ناظمی، علی (۱۳۹۷)، پیش‌بینی نوسانات قیمت برق در بازار برق ایران با استفاده از مدل مارکوف سویچینگ گارچ، مدلسازی اقتصادسنجی، ۳(۲)، ۹۳-۱۲۲.
- منظور، داود، یادی پور، مهدی (۱۳۹۵)، ارزیابی و پیش‌بینی نوسانات قیمت در بازار برق ایران به کمک مدل ARMAX-GARCH، اقتصاد مقداری، ۱۳(۱)، ۹۷-۱۱۷.
- Aggarwal, S. K., Saini, L. M., & Kumar, A. (2009a). Electricity price forecasting in deregulated markets: A review and evaluation. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 31, 13–22.
- Benth, F. E., Kholodnyi, V. A., & Laurence, P. (2014). Quantitative Energy Finance: Modeling, Pricing, and Hedging in Energy. New York: Springer.
- Bordignon, S., Bunn, D. W., Lisi, F., & Nan, F. (2013). Combining day-ahead forecasts for British electricity prices. Energy Economics, 35, 88–103.
- Bunn, D., & Chen, D. (2013). The Forward Premium in Electricity Futures. Journal of Empirical Finance, 23, 173-186.
- Chai Sh., (2015). Dependence Structure and Hedging of U.S. Spot and Futures Markets in Financial Crisis, Accounting and Finance Research, 4(3), 77-87.
- Cotter J., Hanly J. (2006). Re-examining Hedging Performance. Journal of Futures Markets, 26, 657-676.
- Diko, P., Lawford, S., & Limpens, V. (2006). Risk Premia in Electricity Forward Prices. Studies in Nonlinear Dynamics & Econometrics, 10(3), 1-24.

- Fanelli V., Maddalena L., Musti S. (2016). Modelling electricity futures prices using seasonal path-dependent volatility, Applied Energy, 173, 92-102.
- Girish G.P., Rath B.N., Akram V. (2018). Spot Electricity Price Discovery in Indian Electricity Market. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 82, 73-79.
- Hanly J., Morales L. & Cassells D. (2018). The Efficacy of Financial Futures as a Hedging Tool in Electricity Markets. International Journal of Finance & Economics, 23(1), 29-40.
- Hsu C. C., Tseng C.-P. & Wang Y.-H. (2008). Dynamic Hedging with Futures: A Copula-Based GARCH Model. Journal of Futures Markets, 28(11), 1095-1116.
- Liebl, D. (2013). Modeling and Forecasting Electricity Spot Prices: a Functional Data Perspective. Annals of Applied Statistics, 7(3,(1562–1592.
- Longstaff, F. A., & Ashley, W. W. (2004). Electricity Forward Prices: A High-Frequency Empirical Analysis. The Journal of Finance, *59*, 1877 - 1900.
- Lucia, J. J., & Torró, H. (2011). On The Risk Premium in Nordic Electricity Futures Prices. International Review of Economics & Finance, *20*(4), 750-763.
- Maitra D., Dey, K. (2014). Copulas and Dependence Structures: Evidences from India's and Asian Rubber Futures Markets. International Journal of Financial Markets & Derivatives, 3(4), 322-357.
- Niimura, T. (2006). Forecasting techniques for deregulated electricity market prices — extended survey. In Proceedings of IEEE PSCE2006, 51–56.
- Redl, C., & Bunn, D. W. (2013). Determinants of The Premium in Forward Contracts. Journal of Regulatory Economics, 43(1), 90–111.
- Vehviläinen, I. (2002). Basics of Electricity Derivative Pricing in Competitive Markets. Applied Mathematical Finance. 9. 45-60. 10.1080/13504860210132879.
- Weron, R. (2014). Electricity Price Forecasting: A Review of The State-of-The-Art with a Look into The Future. International Journal of Forecasting, 30(4), 1030-1081.
- Weron, R., Bierbrauer, M., & Trück, S. (2004). Modeling Electricity Prices: Jump Diffusion and Regime Switching. Physica A: Statistical Mechanics and its Applications, 336(1–2), 39-48.

Computational Economics
ISSN 2821-0433

Forecasting the Price of Electricity in the Cash and Advance Markets and Designing the Optimal Model for Selling Electricity in the Mentioned Markets with the Copula Function

Arash Jalebi [1]
Mahmoud Khodam [2]
Hossein Mohammad Nejad Shourakayi [3]

Abstract

The purpose of this paper was to predict the price of electricity in the cash and cash markets and to design the optimal model of electricity sales in the aforementioned markets with the Copula function approach. For this purpose, daily information was used in the period of 2015-2021. In order to forecast, time series models and OLS, Copula GARCH approaches were used. The results showed that trigonometric functions can well explain the behavior of electricity prices, which is caused by the seasonal behavior of electricity prices during one-year periods. In the random part, the estimated values show that the random component has an average of almost zero and the speed of returning to the average in prices is high. The average of the shocks, their negativity and variance are very small. The small average values of the shocks actually show that the shocks that occurred in the price of the electricity market in Iran are very insignificant and more importantly, these shocks were more of the negative type. Regarding the optimal strategy when entering into futures transactions, it is recommended that actors use the Copula GARCH method to calculate optimal ratios for risk hedging for two reasons: firstly, due to the low risk hedging ratios of the Copula GARCH method, few contracts required for risk hedging, and, as a result, low transaction cost, and secondly, due to the existing restrictions and especially the low liquidity in energy exchange transactions, it is practically possible to cover more risk than the cash position (the optimal risk hedging ratio is greater than 1) which is not possible in the optimal risk coverage ratios of Copula GARCH models with fixed and variable conditional correlation coefficients..

Keywords

Electricity price; prediction; cash market; semiconductor market; copula function

***JEL Classification*:** K22; L33; M10; C30

[1*] Ph.D. student in financial management, Department of Management, Karaj Branch, Islamic Azad University, Karaj, Iran, Corresponding Author, Email: a.jalebi@iau.ac.ir
[2] Assistant Professor of Accounting, Department of Accounting, Karaj Branch, Islamic Azad University, Karaj, Iran, Email: khoddam1355@gmail.com
[3] Assistant Professor, Department of Electrical and Computer Engineering, Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran, Email: h-mohamadnejad@srbiau.ac.ir