بهینه سازی مالی در بازار برق: کاربرد نظریه پرتفوی

حسین صادقی [۱]، کاظم بیابانی خامنه [۲]

تاریخ دریافت مقاله: ۹۳/۹/۶
تاریخ پذیرش مقاله: ۹۴/۱/۳۰

چکیده:

پس از تجدید ساختار در صنعت برق و آغاز بکار بازار رقابتی در ایران کنترل ریسک یکی از ملزومات مدیریت اقتصادی و فعالیت کارآمد برای بازیگران بازار برق است. در این مقاله، نظریه پرتفوی و رویکرد میانگین–واریانس و ارزش در معرض خطر شرطی که دو روش مدیریت ریسک مطرح در مباحث مالی هستند، برای مدیریت ریسک در بازار برق معرفی شده و همچنین کاربردی از این روش در بازار برق ایران ارائه گردیده است. نتایج نشان می‌دهد که با کاهش بازده نیروگاه ها تمایل آنها برای اختصاص ظرفیت تولیدی به ساعات اوج مصرف افزوده و با افزایش ریسک بازار رقابتی سهم قراردادهای دوجانبه افزوده می‌شود. اگرچه الکتریسیته و بازار برق تفاوت‌های عمده ای با سایر بازارها دارند، اما بررسی‌ها اذعان دارند که با استفاده از مدل‌های مالی تعمیم یافته تر می‌توان به رویکرد مناسبی از مدیریت ریسک در بازار رقابتی دست یافت.

کلمات کلیدی:

بهینه سازی مالی، نظریه پرتفوی، مدیریت ریسک، بازار برق، ارزش در معرض خطر شرطی

۱) دانشیار دانشکده اقتصاد و مدیریت دانشگاه تربیت مدرس sadeghih@modares.ac.ir
۲) دانشجوی کارشناسی ارشد اقتصاد انرژی دانشگاه شهید بهشتی (نویسنده مسئول) biabany@outlook.com

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-06-11]

مقدمه

درسالهای اخیر، گرایش شدید به مقررات زدایی بازارهای برق و تجدید ساختار آن در اکثر کشورهای جهان شکل گرفته که ایران نیز از آن مستثنا 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 تولید کنندگان در بازار برق تجدیدساختار یافته کنترل و مدیریت ریسک مالی است که شامل دو ریسک نوسان قیمت[1] و ریسک نوسان حجم[2] می‌شود.

در مباحث مالی دو ابزار کنترل ریسک وجود دارد؛ اولی، پوشش ریسک از طریق قراردادهای سلف[3]، آتی[4]، تاخت [5]و اختیارها [6]است که برای تعدیل و تحت کنترل نگه داشتن زیان مورد استفاده قرار می‌گیرند و دیگری، از طریق متنوع سازی حضور در بازارهای مختلف است، به پشتوانه اینکه مشارکت در هر بازار خاص مخاطره محدودی را به همراه خواهد داشت. برای یک عرضه کننده انرژی برق این متنوع سازی می‌تواند رویکردی درجهت تشکیل یک پرتفوی ترکیبی از فعالیت بنگاه در بازارهای فیزیکی (مثل بازار لحظه ای و قرارداد) و یا بازار مالی (مثلاً از طریق قراردادهای آتی و اختیارها) باشد. با استفاده از تکنیک بهینه یابی مالی و مدیریت ریسک، تولیدکنندگان می‌توانند با درنظر گرفتن عایدی و هزینه‌های ناشی از سرمایه گذاری تولید خود در بازار برق راهبرد بهینه خود را برای نیل به اهداف بنگاه طرح ریزی کنند. یکی از این ابزارهای کنترل ریسک، نظریه مدرن پرتفوی است که هدف آن شناسایی و تشکیل سبدی از دارایی‌هاست که با درنظر گرفتن ریسک مشخص و حداقلی بیشترین بازده ممکن را برای سرمایه گذار در پی داشته باشد.

لئو و وو[7][۱۴] از جمله محققین پیشگام در بهره گیری از مباحث مالی و مشخصاً نظریه پرتفوی در مدیریت ریسک بازارهای برق بودند که با شبیه سازی بازار انرژی الکتریسیته نشان دادند فعالیت در بازارهای مختلف می‌تواند ریسک کلی را کاهش دهد و اذعان داشتند که معیار ارزش در معرض خطر یک رویکرد مناسب برای کنترل ریسک است. پس از آنها نیز

1) Price Volatility
2) Volume Risk
3) Forward Contract
4) Future
5) Swap
6) Options
7) Liu, Wu

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-06-11]

گوگوز و آتماچا[1][۴] با بهره گیری از مدل میانگین-واریانس مارکویتز و مطرح کردن قیمت‌های ساعتی بازار لحظه ای به عنوان دارایی ریسکی، به بهینه سازی مالی در بازار برق ترکیه پرداخته و نشان دادند که از این رویکرد بخوبی می‌توان برای مطالعات مالی در بازار برق بهره برد.

در ادامه، مختصری به ساختار بازار برق، انواع ریسک و مبانی مدیریت آن و نظریه پرتفوی پرداخته و در آخر، کاربردی از بهینه سازی مالی با استفاده از این روش با داده‌های بازار برق ایران نشان داده می‌شود.

ساختار بازار برق

در ساختار سنتی صنعت برق (که انحصار ، کالای عمومی بودن خدمات، الزام به خدمت‌دهی و نرخ های مشخص خدمات از ویژگی‌های آن است) یک مدیر و برنامه ریز مرکزی وظیفه کنترل واحدها، وضع مقررات و تعیین اهداف سیستم را به عهده دارد. از سوی دیگر، با رشد تقاضای برق، کمبود منابع مالی و طرح‌های سرمایه گذاری، افزایش بهره وری و نیاز به اقتصادی شدن فرایند سیستم، ایجاد فضای رقابتی، کاهش هزینه‌های تولید و تخصیص بهینه منابع، تحول در ساختار صنعت لازم جلوه می‌کرد تا پاسخگوی نیازهای فزاینده انرژی باشد. در سیستم تجدید ساختار یافته برق برخلاف ساختار قبلی که تولید، انتقال و توزیع بر عهده یک واحد مدیریتی بود، هر بخش از سیستم هویت و مدیریتی جداگانه دارد و براساس نوع انتظارات و ماهیت خود عمل می‌کند و در اینجاست که لزوم ایجاد بازاری برای ارتباط بین این بخش‌ها محرز می‌شود. در بازار برق با سیستم تجدید ساختار یافته، دیگر این مدیریت واحد (غالباً دولت) وظیفه ایجاد ظرفیت‌های جدید و هماهنگ سازی بخش‌های سیستم را ندارد بلکه نیروهای بازار هستند که بنا بر انگیزه‌های اقتصادی، فعالیت‌های اقتصادی سیستم را بهینه می‌کنند و تنها یک واحد نظارتی مسئولیت تنظیم بازار و وضع قوانین را دارد.

در بازار برق، دو گونه بازار را می‌توان جدا سازی کرد؛ بازارهای فیزیکی و مالی. در بازارهای فیزیکی مثل بازار لحظه ای و یا بازار قرارداد الکتریسیته به صورت فیزیکی مبادله می‌شود در حالی که در بازار مالی انرژی فیزیکی مبادله نمی‌شود و عملیات بازار بر روی ابزارهای مالی قرار دارد. دو نوع فراگیر بازار فیزیکی، بازارهای لحظه ای[2] و بازار قرارداد [3]هستند. در بازار لحظه ای عملیات بازار و عرضه و تقاضا در دوره‌های بسیار نزدیک و کوتاه مدت انجام می‌شوند در حالی که در بازار قرارداد، قراردادهایی بین خریدار و فروشنده منعقد می‌شود که به موجب آن حجم مشخصی از انرژی با قیمت مشخص در

1) Gökgöz and Atmaca
2) Spot Markets
3) Contract Market

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-06-11]

نقطه مشخص و برای ساعات معلوم از تولید کننده خریداری می‌گردد که به آن قراردادهای دوجانبه[1] گفته می‌شود و زمان آن پیش از دوره مبادله است. ریسک اصلی این قراردادها ازدحام شبکه انتقال است و از مزایای آن می‌توان به ایجاد ثبات در قیمت، کاهش قدرت بازار، پشتیبانی از توسعه منابع نو از طریق تأمین مالی، تضمین درآمدهای آتی و مقرون به صرفه بودن اشاره کرد [۹].

ریسک و مدیریت آن در بازار برق

ریسک موقعیتی ناشناخته ولی قابل اندازه گیری است که تصمیم ناشی از آن به نتیجه ای دقیقاً قابل پیش بینی ختم نمی‌شود اما از توزیع احتمالی شناخته شده تبعیت می‌کند. ماهیت ریسک اشاره به احتمال زیان و یا آسیب دیدن دارد و از عدم قطعیت[2] ناشی می‌شود. سه ریسک عمده در بازار برق متوجه بازیگران است [۱۲]: ۱. ریسک راهبردی که مرتبط با تغییرات مقررات و قوانین است، برای مثال، تغییر در قوانین مربوط به انرژی، تغییر در سطح نرخ بهره و نرخ ارز؛ ۲. ریسک تکنیکال که مرتبط با از مدار خارج شدن ژنراتورها و تجهیزات انتقال است. البته این ریسک بازار برق را چندان تحت تأثیر قرار نمی‌دهد زیرا در مدت خیلی کوتاه و بدون تواتر اتفاق می‌افتد و ۳. ریسک بازار که اصلی‌ترین ریسک متوجه مشارکت‌کنندگان بازار برق است و شامل تغییرات قیمت ناشی از تغییرات عرضه و تقاضا می‌شود. از سوی دیگر، این ریسک مالیِ بیشتر در بازار رقابتی [در مقایسه با بازار انحصاری] باعث افزایش قیمت برق می‌شود تا هزینه‌های سرمایه گذاری خصوصی را پوشش دهد [۵]. اما به دلیل تفاوت‌های آشکار بازار برق با سایر بازارها، ریسک‌های مرتبط با نااطمینانی قیمت برق نمی‌توانند به راحتی مثل سایر کالاها با ابزارهای بازارهای مالی پوشش داده شوند.

عرضه انرژی الکتریسیته از عوامل بسیاری تأثیر می‌گیرد. در یک سیستم برق آبی ذخایر آبی نقش مهمی دارد. اگر انرژی به کشورهای دیگر صادر شود، می‌تواند قیمت‌های آتی را متأثر کند مثلاً مازاد عرضه در بازار خارجی باعث کاهش قیمت شود. قیمت‌های عمده فروشی در دوره‌های کمبود عرضه بشدت افزایش و در دوره‌های مازاد عرضه بشدت کاهش می‌یابد و به دلیل بی کشش بودن تقاضا در کوتاه مدت، تقاضا چندان تغییر نمی‌کند و این امر واحدهای نیروگاهی را مجبور می‌کند با وجود هزینه‌های نهایی بالا ظرفیت تولید را حفظ کنند تا در موقع لزوم وارد مدار شوند. این مشکل زمانی نمایان‌تر می‌شود که به عدم امکان ذخیره سازی الکتریسیته با هزینه پایین نیز توجه شود.

عوامل سمت تقاضا نیز بر تغییرات قیمتی مؤثر است. مصرف کنندگان به طور تصادفی و با الگوهای رفتاری به شبکه برق متصل می‌شوند که علت آن می‌تواند تغییرات فصلی (مثل نیاز به وسایل سرمایشی)، تغییرات وابسته به ساعات روز

1) Bilateral Contracts
2) Uncertain

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-06-11]

(مثل استفاده از وسایل روشنایی) و یا تغییرات روزانه (روزهای تعطیل و کاری) باشد. پیش بینی‌های تغییرات دما در کوتاه‌مدت می‌تواند بر روی قیمت‌های پیشنهادی در بازار اثرگذار باشد. اتصال صنایع انرژی بر به شبکه و یا خروج آن می‌تواند باعث تغییرات گسترده در حجم تقاضا شود. تغییرات در الگوهای مصرفی، قیمت حامل‌های انرژی جانشین، توسعه فناوری‌ها و توسعه مالی سایر عواملی هستند که می‌توانند تقاضا را در بلند مدت و کوتاه مدت متأثر کنند [۱۶].

تا پیش از تجدید ساختار، قیمت‌هایی که توسط نهادهای نظارتی و مدیریتی تعیین می‌شدند ثبات زیادی داشتند اما پس از مقررات زدایی، نوسان ساعتی بالایی در قیمت‌های برق مشاهده می‌شود و شناخت نوسانات یکی از کلیدهای کنترل ریسک و تدوین راهبردی در بازار است. الگوی نوسان به طور واضحی با اوج مصرف یا غیر اوج مصرف بودن موقعیت در بازار مرتبط است. روزهای آخر هفته و در طول شب زمان‌های غیر اوج مصرف و بیشترین نوسان در خلال ساعات و روزهای کاری مشاهده می‌شود. نوسان در بازار برق ریشه در تغییرات ساعتی، روزانه، هفتگی، فصلی و ساختارهای بازار مثل انواع ژنراتورها، ظرفیت شبکه و عدم امکان ذخیره سازی دارد. به طور کلی تر، نوسانات قیمت بستگی به پارامترهای بسیاری مثل قیمت سوخت (که می‌تواند وابسته به نرخ ارز باشد)، آمادگی واحدهای نیروگاهی، تولید برق آبی، کشش تقاضا و ازدحام شبکه دارد [۳،۶،۱۵] ورون [۱۶] معتقد است که رفتار نوسانی قیمت در بازار برق میل به بازگشت به میانگین و خصوصیتی مشابه نرخ بهره دارد.

بنگاه‌های فعال در بازار برق با بهره گیری از روش‌ها و ابزارهای کنترل و مدیریت ریسک می‌توانند به مقابله با این وضعیت‌ها بپردازند. مدیریت ریسک کارا می‌تواند اطلاعاتی از نااطمینانی در منافع آتی به بازیگران بازار ارائه کند تا به نگرشی بهینه تر از محدودیت‌های خود برسند. در مباحث مالی عمده‌ترین روش‌های مدیریت ریسک استفاده از ابزارهای مالی و تشکیل سبدی بهینه از دارایی‌ها (و سرمایه گذاری) است که ضمن درنظر گرفتن مطلوبیت انتظاری سرمایه گذار به بیشترین بازده انتظاری ممکن در شرایط ریسکی معین برسد. در بازار برق این امر می‌تواند به معنای خرید و فروش قراردادها، بهره گیری از ابزارها و حضور در بازارهای متنوعی باشد که کمترین هزینه (و ریسک) و بیشترین سود را داشته باشد.

ابزارهای مالی قابل استفاده در بازارهای برق، قراردادهای سلف، آتی، اختیار و تاخت هستند. قراردادهای سلف برق التزام به خرید و یا فروش مقدار مشخصی الکتریسیته را در قیمت‌های از پیش تعیین شده (قیمت سلف) درآینده و زمان مشخص (سررسید یا انقضا) را نشان می‌دهند. به عبارت دیگر سلف‌های برق قراردادهای عرضه سفارشی بین خریدار و فروشنده و از ابزارهای اصلی مدیریت ریسک قیمت هستند. از این قراردادها و قراردادهای آتی می‌توان برای شکل دادن به منحنی بار مصرف در بلند مدت و همچنین پوشش وضعیت در سایر مشتقات مالی مثل اختیارها استفاده کرد. قراردادهای سلف به طور معمول در بازار فرابورس[1] و به شکل قراردادهای دوجانبه انجام می‌گیرند و از ویژگی‌های آن معامله گر محور[2] بودن، نداشتن مرکزیت فیزیکی و تعیین شرایط معاملات با نظر طرفین است. [۱۲،۷]

1) Over the counter
2) Dealer-based

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-06-11]

قراردادهای آتی همان ویژگی‌های قرارداد سلف را دارد با این وجود که حجم انرژی مورد تحویل از قراردادهای سلف کمتر است و معاملات در بازارهای سازمان یافته مثل بورس انجام می‌گیرد و درنتیجه، شفافیت بازار و نظارت بر قراردادها بیشتر است. در واقع، همان قرارداد سلف به صورت استاندارد شده است که لزومی به تحویل فیزیکی ندارد [۷]. قرارداد تاخت قراردادی مالی است که توافق نامه ای بین طرفین برای تبادل جریانات پولی تولید شده توسط دارایی‌ها بدون جابجایی فیزیکی کالا بین خریدار و فروشنده است. اختیار قراردادی است که به دارنده اجازه و نه الزام می‌دهد که کالایی را در زمان معین به قیمت مشخص بخرد و یا بفروشد و عموماً سررسیدی کوتاه و میان مدت دارد و در نهایت، به فرایند پوشش ریسک از طریق استفاده از ابزارهای فوق «هجینگ» گفته می‌شود [۱۲].

نظریه پرتفوی

در بحث تشکیل سبد دارایی و تنوع بخشی به آن این استدلال مطرح است که اگر سرمایه گذار تنها در یک دارایی سرمایه گذاری کند (در یک بازار فعال باشد)، کل ریسک وی همان ریسک دارایی منفرد (بازار منفرد) خواهد بود. این در حالی است که سرمایه گذار می‌تواند با تشکیل سبدی از دارایی‌ها به متنوع سازی ریسک و کاهش هزینه آن بپردازد. هدف اصلی از تشکیل سبدی متنوع از دارایی‌های مختلف این است که احتمال کاهش ارزش همزمان همه دارایی‌ها و در نتیجه سبد به صفر میل کند.

مدل میانگین–واریانس مارکویتز و تشکیل پرتفوی

منظور از تنوع در نظریه کلاسیک سبد دارایی، معنای عام آن است. اما در نظریه مدرن پرتفوی که توسط هری مارکویتز در ۱۹۵۲ ارائه شد نه تنها تنوع سبد که همبستگی و ارتباط چندجانبه بازده و ریسک دارایی‌ها با یکدیگر نیز بر روی بازده و ریسک سبد اثرگذار و مهم است، زیرا هزینه ریسک دارایی به سهم واریانس آن در بازده کل بستگی دارد که نه فقط به بازده خود دارایی که به کوواریانس آن با سایر اجزای مؤثر در بازده کل سبد نیز وابسته است [۱] در مدل مارکویتز، سبد بهینه، سبدی است که ریسک حداقلی را با توجه به بازده مورد انتظار و یا بازده حداکثری را با توجه به سطح ریسک داده شده ایجاد کند. در مدل وی فرض می‌شود که سرمایه گذاران ریسک گریز هستند، از بازده، واریانس و کوواریانس دارایی‌ها مطلع هستند و برای تشخیص سبد بهینه تنها به این اطلاعات نیاز دارند و فرض می‌شود که بازده دارایی‌ها از توزیع نرمال پیروی می‌کند. این مدل به صورت یک مسأله برنامه ریزی ریاضی حل می‌شود که در مرحله نخست واریانس سبد دارایی با توجه به سه محدودیت موجود حداقل می‌شود:

$$Min.(\sigma_p^2) = \sum_{i=1}^{N}\sum_{j=1}^{N} X_i X_j \sigma_{ij} \qquad (۱)$$

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-06-11]

$$s.t.\quad E(r_p)=\sum_{i=1}^{N}X_i r_i = r_e \tag{۲}$$

$$\sum_{i=1}^{N}X_i = 1 \tag{۳}$$

$$0 \leq X_i ,[i = 1,2, \dots N] \tag{۴}$$

که در آن σ_{ij} کوواریانس بازده دارایی i و j است که میزان حرکت دو به دو بازده دارایی‌ها را نشان می‌دهد. N تعداد دارایی‌ها، r_i بازده و X_i وزن دارایی i ام در سبد است. معادله (۲) بازده سبدهای ممکن است که برابر بازده‌های انتظاری است، معادله (۳) نشان می‌دهد که مجموع وزن دارایی‌ها در سبد می‌بایست برابر یک شود و نامعادله (۴) اذعان دارد که سهم هر دارایی در سبد نمی‌تواند منفی باشد یعنی امکان فروش استقراضی[1] وجود ندارد [۱۱]. حل مسأله فوق به جواب واحدی نمی‌رسد بلکه مجموعه نقاطی را نتیجه می‌دهد که به آن مرز کارا[2] گفته می‌شود. سپس هر سرمایه گذار بر اساس تابع مطلوبیت و ترجیحات خود نقطه ای از این مرز کارا را به عنوان ترکیب سبد بهینه خود انتخاب می‌کند. در نتیجه خواهیم داشت:

$$Max_{X_n} U = E(r_p) - \frac{1}{2}A\sigma_p^2 \tag{۵}$$

$$s.t.\quad \sum_{n=1}^{N}X_n = 1$$

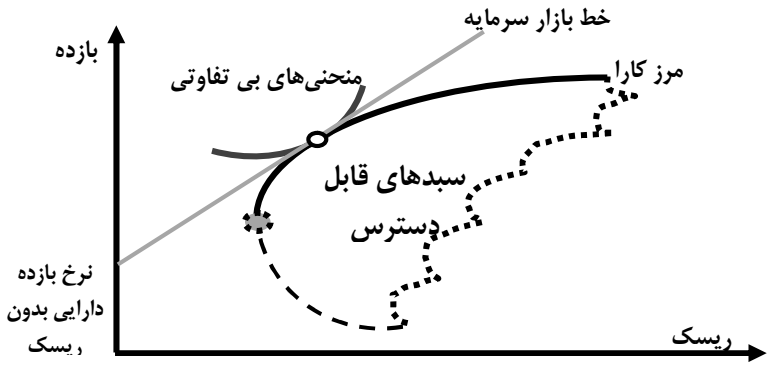
$$0 \leq X_i ,\ [i = 1,2, \dots ,N]$$

با حل مسأله حداکثر سازی فوق سرمایه گذار بنا بر درجه ریسک گریزی خود A، یک سبد بهینه را بر روی مرز کارا انتخاب می‌کند. لازم به ذکر است بنا بر نظریه جداسازی[3] در نهایت، درجه ریسک گریزی اثری در تعیین سبد بهینه نخواهد داشت و سبد بهینه حاصل تماس خط بازار سرمایه با مرز کارا است که نسبت شارپ[4] را حداکثر می‌کند و فارغ از شکل تابع مطلوبیت است [۱۱]. نمودار (۱) این فرایند را نشان می‌دهد.

---

1) Short Selling
2) Efficient Frontier
3) Separation Theorem
۴) نسبت شارپ شیب خط بازار سرمایه در نمودار (۳) و برابر است با نسبت اختلاف بازده پرتفوی و بازده دارایی بدون ریسک به انحراف معیار پرتفوی: $S = \frac{r_p - r_f}{\sigma_p}$

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-06-11]



نمودار ۱) انتخاب سبد بهینه دارایی

همانطور که گفته شد، در مدل مارکویتز، واریانس معیاری از ریسک دارایی‌ها بود اما مطالعات بعدی بر این تمرکز داشتند که واریانس یک سنجه بحث برانگیز در خصوص ریسک است، زیرا برای انحراف‌های مثبت و منفی از میانگین ارزش یکسانی قائل است و همچنین مطالعات تجربی شواهدی از وجود توزیع‌های دم کلفت[1] در بازده بسیاری از دارایی‌ها ارائه کردند و از این رو، واریانس ریسک زیان‌های شدید را به طور کامل در بر نمی‌گیرد. در نتیجه، مطالعات جدید بر روی ارزیابی ریسک در وضعیت‌هایی با توزیع‌های غیر نرمال و معیار ریسک نامطلوب متمرکز شد. یکی از این روش‌های ارائه شده، ارزش در معرض خطر است که بر دنباله‌های توزیع و ریسک‌های رو به پایین[2] (ریسک نامطلوب) تمرکز دارد و می‌توان آن را برای توزیع‌های نامتقارن و دارای چولگی نیز به کار برد. از دیگر مزایای آن، امکان استفاده از آن برای تمام دارایی‌ها و ابزارهای مالی و خلاصه و قابل درک بودن آن است. طبق تعریف، ارزش در معرض خطر درصدی از توزیع زیان است، به عنوان مثال، در سطح اطمینان مشخص α، α-VaR برای یک پرتفوی، پایین‌ترین مقدار γ است به طوری که با احتمال α زیان آن کمتر یا مساوی γ است. به عبارت دیگر، VaR اشاره به بیشترین مقداری دارد که در یک دوره زمانی و با سطح اطمینان مشخص می‌تواند از دست برود.

با این وجود، این معیار نیز مشکلات خاص خود را دارد مثل غیر محدب بودن، سختی استفاده در توزیع‌های گسسته و پیچیده بودن و فقدان خواص محاسباتی مطلوب ریاضی. یکی از روش‌های بعدی برای سنجش ریسک، ارزش در معرض خطر شرطی[3] است که بیشترین زیان مورد انتظار را در صورت بروز شرایط بد با احتمال معین به عنوان ریسک مطرح

1) Fat Tails Distribution (در این نوع توابع توزیع، کشیدگی زیاد است)
2) Downside Risk
3) Conditional Value At Risk

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-06-11]

می‌کند و شدیداً مرتبط با VaR است اما خصوصیات مطلوب تری دارد. مطالعات تجربی نشان می‌دهند که هر دو معیار برای توزیع‌های نرمال نتایج مشابه ولی برای توزیع‌های دارای چولگی شدید نتایج متفاوت ارائه می‌کنند [۱۳].

ارزش در معرض خطر شرطی و تشکیل پرتفوی

در اینجا بر خلاف روش میانگین–واریانس نیاز به مجموعه ای از دارایی‌های با توزیع نرمال چند متغیره نداریم. دارایی‌هایی با بازده‌های تصادفی با وزن‌های X و بردار احتمال b و تابع زیان را $f(X,b)$ و p(b)را تابع چگالی احتمال بردار b در نظر می‌گیریم. برای بردار ثابت X، تابع توزیع تجمعی زیان مرتبط را از معادله (۶) محاسبه می‌کنیم، سپس برای سطح اطمینان داده شده α، α-VaR مرتبط با پرتفوی X معادله (۷) و α-CVaR آن معادله (۸) خواهد بود:

$$\Psi(X,\gamma) = \int_{f(X,b)\le\gamma} p(b)db \qquad (۶)$$

$$VaR_\alpha(X) = \min\{\gamma \in \Re : \Psi(X,\gamma) \ge \alpha\} \qquad (۷)$$

$$CVaR_\alpha(X) = \frac{1}{1-\alpha}\int_{f(X,b)\le\gamma} f(X,b)\,p(b)db \qquad (۸)$$

سپس مسأله تعیین مرز کارا در تشکیل پرتفوی به صورت زیر تعریف می‌شود[۱]:

$$Min \quad CVaR_\alpha(X) \qquad (۹)$$

$$s.t. \quad r_p = \sum_{n=1}^{N} X_n \bar{r}_n = r_e \qquad (۱۰)$$

$$\sum_{n=1}^{N} X_n = 1 \qquad (۱۱)$$

به دلیل معادل نبودن حداقل سازی VaR و CVaR ، این مسأله بهینه یابی پیچیده ای دارد، در عوض، تابع ساده تری را درنظر می‌گیریم [۱۷] :

$$F_\alpha(X,\gamma) = \gamma + \frac{1}{1-\alpha}\int_{f(X,b)\ge\gamma} (f(X,b) - \gamma)p(b)db \qquad (۱۲)$$

همچنین $F_\alpha(X,\gamma)$ را به صورت زیر نیز می‌توان نوشت:

$$F_\alpha(X,\gamma) = \gamma + \frac{1}{1-\alpha}\int (f(X,b) - \gamma)^+ p(b)db \qquad (۱۳)$$

---

۱) برای مطالعه بیشتر و اطلاعات تفصیلی به مقاله کروخمال و همکاران (۲۰۰۲) مراجعه شود.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-06-11]

که $Z^+ = max(z,0)$ و ضمناً این تابع خصوصیات مطلوبی دارد که محاسبه VaR و CVaR را ممکن می‌سازد:

۱. $F_\alpha(X,\gamma)$ تابعی محدب از γ است.

۲. $F_\alpha(X,\gamma)$ حداقل کننده VaR_α است.

۳. مقدار مینیمم تابع $F_\alpha(X,\gamma)$ همان $CVaR_\alpha(X)$ است.

اغلب محاسبه و یا تشخیص چگالی مشترک تابع p(b) در معادلات ممکن نیست. در عوض، سناریوهایی از مقدار تاریخی بازده ها در نظر می‌گیریم که به صورت b_s (s=1,…,S) خواهد بود و با در نظر گرفتن توزیع تجربی بازده ها خواهیم داشت:

$$\tilde{F}_\alpha(X,\gamma) = \gamma + \frac{1}{(1-\alpha)S}\sum_{s=1}^{S}(f(X,b_s)-\gamma)^+ \quad (۱۴)$$

و مسأله $CVaR_\alpha(X)$ به صورت زیر خواهد بود:

$$min = \gamma + \frac{1}{(1-\alpha)S}\sum_{s=1}^{S}(f(X,b_s)-\gamma)^+ \quad (۱۵)$$

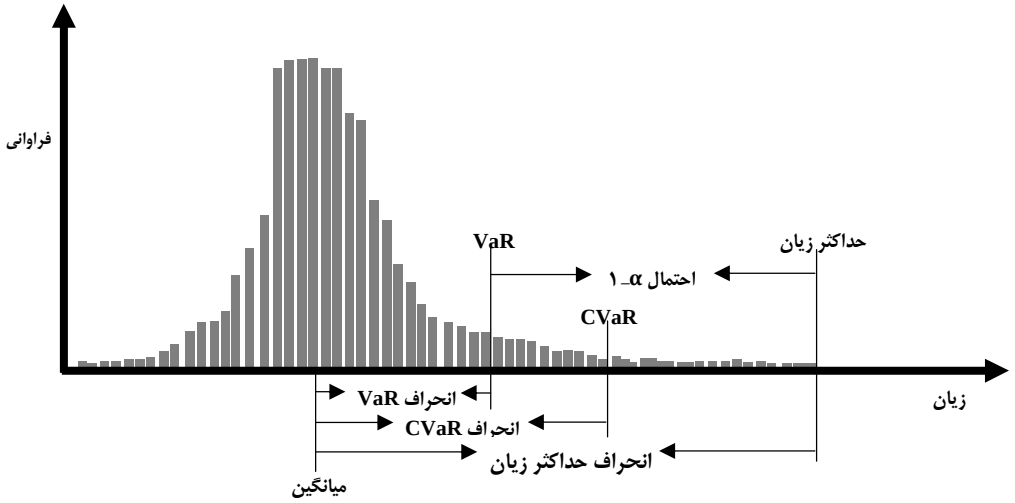
و در نهایت، متغیر مجازی Z_s را تعریف می کنیم و مسأله بهینه یابی نهایی به صورت زیر درمی آید:

$$\begin{aligned} &\min \quad \gamma + \frac{1}{(1-\alpha)S}\sum_{s=1}^{S} Z_s \\ &s.t. \quad Z_s \geq f(X,b) - \gamma \\ &Z_s \geq 0 \end{aligned} \quad (۱۶)$$

بعد از تشکیل مرز کارا، سبد بهینه با توجه به نسبت سورتینو[1] که تعمیم یافته نسبت شارپ برای ریسک‌های نامطلوب است تعیین می‌شود. در نمودار (۲) شکل نموداری محاسبه VaR و Cvar نشان داده شده است.

1) Sortino Ratio

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-06-11]



نمودار ۲) موقعیت ارزش در معرض خطر و ارزش در معرض خطر شرطی

پیشینه پژوهش

لیو و وو [۱۴] از محققین پیشگام در بهره گیری از مباحث مالی و مشخصا نظریه پرتفوی در مدیریت ریسک بازار های برق بودند که با شبیه سازی بازار انرژی الکتریسیته نشان دادند فعالیت در بازار های مختلف می تواند ریسک کلی را کاهش دهد و اذعان داشتند که معیار ارزش در معرض خطر یک رویکرد مناسب برای کنترل ریسک است. پس از آنها نیز گوگوز و آتماچا [۹] با بهره گیری از مدل میانگین-واریانس مارکویتز و مطرح کردن قیمتهای ساعتی بازار لحظه ای به عنوان دارایی ریسکی و قراردادهای دوجانبه به عنوان دارایی بدون ریسک ، به بهینه سازی مالی در بازار برق ترکیه پرداخته و نشان دادند که از این رویکرد بخوبی می‌توان برای مطالعات مالی در بازار برق بهره برد.

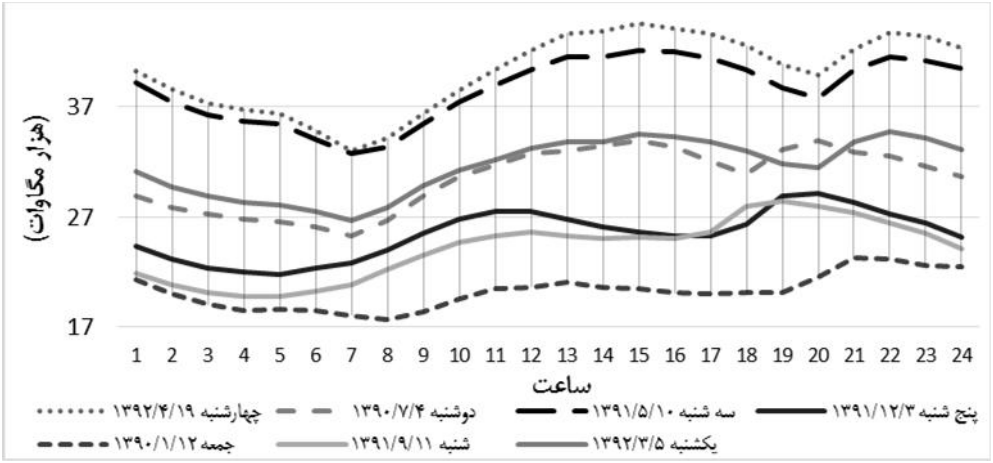
کاربرد عملی : بازار برق ایران[۱]

برای استفاده از روش میانگین-واریانس و ارزش در معرض خطر شرطی با استفاده از داده های بازار برق ایران نیاز به دارایی بدون ریسک و ریسکی داریم که مطابق مقاله گوگوز و آتماچا [۴] با فرض وجود قراردادهای دو جانبه این نوع قراردادها را دارایی بدون ریسک برای نیروگاه ها در نظر می‌گیریم. نمودار (۳) میزان بار هفت روز از بازه نمونه مطالعه را که به طور تصادفی انتخاب شده نشان می‌دهد. همانطور که مشخص است، فارغ از روز و فصل، بار شبکه از ساعت ۷ الی ۸ صبح روند افزایشی به خود می‌گیرد، در ساعات کاری به اوج خود می‌رسد، پس از اتمام ساعات کاری روندی نزولی داشته و

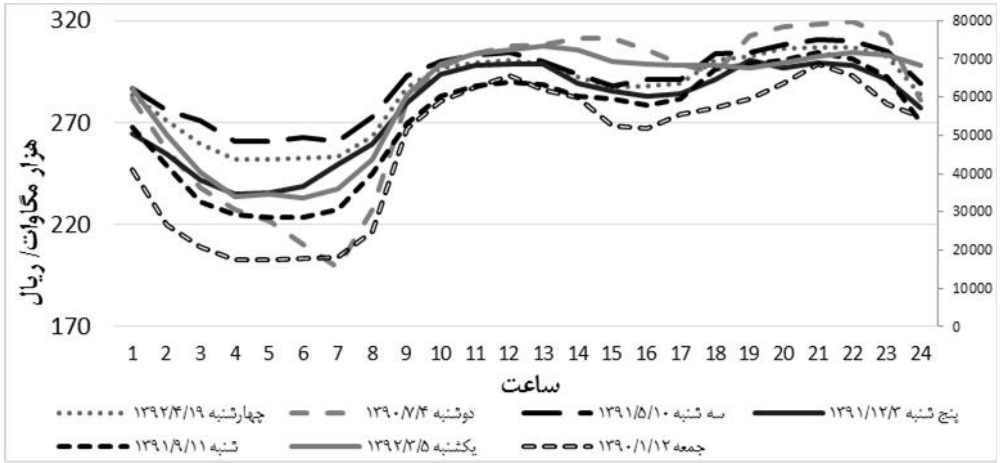
۱) هدف از این بخشِ مقاله نشان دادن عملکرد بهینه سازی و نظریه پرتفوی با استفاده از داده های حقیقی بوده و لزوماً نتیجه آن بیانگر وضعیت بهینهٔ بازار برق ایران نیست.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-06-11]

سپس با آغاز شب و نیاز روشنایی بار شبکه افزایش می‌یابد و پس از ساعت ۲۲ مجدد کاهش بار را شاهد هستیم. در نمودار (۴) تغییرات قیمت‌های پیشنهادی پذیرفته شده برای روزهای نمونه مشخص است که بیشترین نوسان مربـوط بـه سـاعات اولیه صبح است.



نمودار ۳) میزان بار ساعات مختلف در روزهای نمونه



نمودار ٤) قیمت برق در ساعات مختلف روزهای نمونه

همانطور که در نمودارهای (۳) و (۴) مشاهده شد، قیمت‌های ساعتی و بار مصرف دارای نوسان هسـتند امـا همبسـتگی زیادی دارند و از یک روند و خصوصیات مشخص برخوردارند که مهم‌ترین آن ویژگی ساعتی بودن است. از همـین رو، بـه دلیل خاص بودن الگوی مصرف در ساعات مختلف، از قیمت‌های هر ساعت بازار برق به عنوان دارایی‌های ریسکی استفاده

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-06-11]

می‌کنیم. نمونه انتخابی از داده های قیمت های ساعتی بازار برق از تاریخ ۱۳۹۰/۱/۱ تا ۱۳۹۲/۴/۲۴ و ۸۵۴ مشـاهده را در بر می‌گیرد. بنابراین، بردارهای قیمت هر ساعت بازار برق را به این صورت شکل می‌دهیم:

$$\vec{f}_1 = \begin{bmatrix} a_{1,1} \\ \vdots \\ a_{1,845} \end{bmatrix}, \vec{f}_2 = \begin{bmatrix} a_{2,1} \\ \vdots \\ a_{2,845} \end{bmatrix}, \cdots, \vec{f}_n = \begin{bmatrix} a_{n,1} \\ \vdots \\ a_{n,m} \end{bmatrix} \qquad n=(1,2,\dots,24), m=(1,2,\dots,845) \qquad (۱۷)$$

در مباحث مالی، بازده دارایی‌ها به درصد تغییرات ارزش آن از دوره شروع تا پایان دوره نگهداری گفته مـی‌شـود امـا بـه دلیل اینکه الکتریسیته خاصیت ذخیره سازی و امکان انبار داری و فروش در آینده را ندارد و به محض تولیـد بایـد مصـرف شود، لئو و وو [۱۴] نرخ بازده را برای بازار برق نسبت تفاضل قیمت و هزینه‌های تولید به هزینه‌های تولید تعریف کرده‌انـد که هزینه‌های تولید می‌تواند به صورت پویا و یا غیر فعال در نظر گرفته شـوند. در ایـن پـژوهش، از رویکـرد غیـر فعـال و هزینه‌های نهایی کوتاه مدت که در مطالعه منظور و رضایی [۲] گزارش شده، برای ۴ نـوع نیروگـاه مـورد مطالعـه اسـتفاده خواهیم کرد.[۱] بنابراین، نرخ بازده ساعات مختلف را می‌توان از معادله (۱۷) محاسبه نموده و طبق آن بردارهای نرخ بازده را تشکیل داد:

$$r_{n,m} = \frac{\left(a_{n,m} - C^X\right)}{C^X} \qquad n=(1,2,\dots,24), m=(1,2,\dots,845) \qquad (۱۸)$$

در رابطه فوق، C^X هزینه تولید و X نشان دهنده نوع نیروگاه است. در ادامه برای نشان دادن کاربرد بهینه یـابی مـالی در بازار برق ایران، ساعات روز را ۲۴ دارایی ریسکی و قراردادهای دوجانبه را به عنوان دارایی بدون ریسک درنظر می‌گیریم که هر نیروگاه می‌تواند ظرفیت تولید خود را بین این ساعات و یا قرارداد دوجانبه تقسیم کند. همچنین برای سادگی فـرض می‌کنیم هیچ محدودیتی برای فعالیت عرضه کنندگان در بازار قرارداد و لحظه ای وجود ندارد. قراردادهای دوجانبه به دلیـل ضمانت و داشتن قیمت ثابت و مدت مشخص فاقد ریسک مالی هستند و در نتیجه، سرمایه گذار ریسک گریز در سبد خـود وزن بیشتری به این دارایی می‌دهد. مسأله مرزکارای آن نیز به شرح زیر است:

$$Min \quad CVaR_{\alpha}(X) \qquad (۱۹)$$

$$s.t. \quad r_p = \sum_{n=1}^{24} X_n \bar{r}_n + X_{rf} r_f = r_s \qquad (۲۰)$$

$$\sum_{n=1}^{24} X_n + X_{rf} = 1 \qquad (۲۱)$$

$$0 \leq X_{rf} \leq 1 \qquad (۲۲)$$

۱) برای انطباق بیشتر هزینه‌ها با قیمت‌های فعلی، آنها را با شاخص قیمت خرده فروشی تعدیل نمودیم.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-06-11]

$$0 \leq X_n \leq 1 \quad (۲۳)$$

که در آن، r_f بیانگر بازده قرارداد دوجانبه و X_{rf} سهم آن در پرتفوی است. در صورتی که دارایی بدون ریسک به دارایی‌ها افزوده شود، مرز کارا خطی و منطبق با خط بازار سرمایه می‌شود. در اینجا بازده قرارداد دوجانبه را با توجه به هزینه‌های تولید، برای نیروگاه آبی ۱۳۰ درصد، نیروگاه سیکل ترکیبی ۳۰ درصد، نیروگاه بخاری ۱۹ درصد و نیروگاه گازی ۳/۳ درصد فرض می‌کنیم. لازم به ذکر است که نرخ بازده‌های مفروض در تعیین سبد بهینه بسیار مؤثر است.

با در نظر گرفتن قراردادهای دوجانبه، نیروگاه‌ها هم می‌توانند در بازار رقابتی فعالیت کنند و هم انرژی تولیدی خود را به صورت قرارداد دوجانبه به فروش برسانند. در این مدل، تغییر حاشیه سود برای قیمت قراردادهای دوجانبه بر روی وزن دارایی‌ها در پرتفوی اثرگذار است. نتایج در جدول (۱) نشان می‌دهد که هم با افزایش هزینه‌های تولید و هم ریسک بازار رقابتی برای نیروگاه‌ها، سهم قراردادهای دوجانبه در پرتفوی بهینه افزایش می‌یابد تا عرضه کننده به سطح مطمئنی از تبادل ریسک و بازده برسد. همانطور که مشخص است، در صورتی که نیروگاه‌ها از قراردادهای دوجانبه در پرتفوی خود استفاده کنند، ارزش در معرض خطری که با آن مواجه خواهند بود به صفر تقلیل می‌یابد.

جدول ۱) نتیجه بهینه یابی

پرتفوی بهینه		سیکل ترکیبی		گازی		برق آبی		بخاری	
روش		Mean-variance	CVaR	Mean-variance	CVaR	Mean-variance	CVaR	Mean-variance	CVaR
هزینه تولید برق (ریال/کیلووات ساعت)		۱۰۶,۴۵		۲۱۸,۱۸		۳۴,۳۲		۱۳۴,۸۴	
بازده قرارداد دو جانبه		۳۰		۳,۳		۱۳۰		۱۹	
وزن در پرتفوی (درصد)	قرارداد	۴۹,۸۷		۹۵,۲۲		۱۰۰		۷۰,۱۳	
	ساعت ۲۱	۵۰,۱۳		۴,۷۸		–		۲۹,۸۷	
نرخ بازده انتظاری		۹۷,۷۱		۴,۵۴۴۰		۱۳۰		۴۵,۹۶۱۹	
ریسک		۲۶,۱۶	۰	۱,۲۱	۰	۰	–۱۳۰	۱۲,۳۰	۰

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-06-11]

نتیجه‌گیری

فعالیت در ساختار جدید صنعت برق که فضایی رقابتی را بین عرضه کنندگان و مصرف کنندگان به وجود آورده مستلزم در نظر گرفتن مخاطرات جدیدی نیز است. از این میان، ریسک مالی یکی از مهم‌ترین ملاحظات بازیگران بازار است که نوسانات قیمت و حجم که رفتارهای مخصوصی دارند به این ریسک بیشتر دامن می زنند که با بهره گیری از رویکردهای متداول مالی می‌توان راهبرد بهینه‌ای را برای این محیط ریسکی اتخاذ کرد. در این پژوهش ضمن معرفی برخی ریسک‌های متداول در بازار برق رقابتی و معرفی ابزارهای کنترل و مدیریت آن، به امکان بهره گیری از روش‌های بهینه‌سازی مالی و نظریه پرتفوی در بازار فیزیکی برق ایران پرداختیم. همچنین کاربردی از نظریه پرتفوی در متنوع سازی ریسک نیروگاه‌ها تحت سناریوی فروش بدون محدودیت نیروی تولیدی در بازار رقابتی و امکان عقد قراردادهای دوجانبه برای چهار نیروگاه گازی، سیکل ترکیبی، برق آبی و بخاری که بیشترین میزان تولید برق را در ایران دارند، نشان داده شد.

با عنایت به خصوصیت ساعتی بودن بازار و داشتن روند و الگوی مشخص عرضه و تقاضا در هر ساعت، ۲۴ ساعت روز را دارایی‌های ریسکی و قراردادهای دوجانبه را دارایی بدون ریسک برای سرمایه گذاری ظرفیت نیروگاه‌ها در نظر گرفتیم. نتایج بهینه یابی نیز نشان می‌دهد که عرضه کنندگان در بازار رقابتی با افزایش هزینه‌های تولید خود متمایل به سرمایه‌گذاری ظرفیت تولیدی بیشتری در ساعات اوج مصرف می‌شوند. از سوی دیگر نیز به نوسان قیمت‌های بازار هم توجه می‌کنند و برنامه تولیدی بهینه خود را با در نظر گرفتن هزینه–فایده ای میان بازده و ریسک هر ساعت بازار انتخاب می‌کنند تا حداکثر بازده ممکن را با عنایت به حداقل ریسک به دست آورند. از طرفی، در صورتی که نیروگاه‌ها با ریسک زیادی در بازار رقابتی مواجه باشند، اقدام به عقد قراردادهای دوجانبه می‌کنند تا بتوانند عدم قطعیتی را که با آن مواجه هستند، تعدیل و کنترل کنند.

برای پژوهش‌های آتی می‌توان با بسط و گسترش ابزارهای مالی مورد استفاده و در بازارهای فیزیکی و مالی و افزودن محدودیت‌های بیشتر به مدل مثل درنظرگرفتن محدودیت‌های سوخت، نوسانات قیمت سوخت، ازدحام شبکه و مسائلی از این قبیل، مدل‌هایی واقع گرا تر و بهبود یافته برای بررسی رفتار بازیگران بازار و روش‌های مدیریت ریسک و بهینه یابی مالی تدوین کرد به گونه ای که بتوان ابزارهایی مناسب در جهت مدیریت ریسک در بازار رقابتی برق ایجاد نمود.

منابع

[۱] لیارد، پی آر جی، والترز، آ.آ. (۱۳۸۸) تئوری اقتصاد خرد، ترجمه عباس شاکری، نشر نی.

[۲] منظور داوود, رضایی حسین (۱۳۹۰)، محاسبه قیمت سایه ای انرژی الکتریکی در بازار برق ایران، تحقیقات مدل سازی اقتصادی ; ۲(۶):۱۵۵-۱۷۲.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-06-11]

[۳] نیاکان لیلی، منظور داود. (۱۳۹۰) مدیریت ریسک در صنعت برق کشور؛ ضرورت‌ها و ابزارها. نشریه انـرژی ایـران ۱. ۱۳۹۰; ۱۴ (۴).

[4] Belâev, L. S. (2011). Electricity Market Reforms: Db Economics and Policy Challenges. Springer.

[5] Benini, M., Marracci, M., Pelacchi, P., & Venturini, A. (2002, July). Day-ahead market price volatility analysis in deregulated electricity markets. In Power engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE (Vol. 3, pp. 1354-1359). IEEE.

[6] Deng, S. J., & Oren, S. S. (2006). Electricity derivatives and risk management.Energy, 31(6), 940-953.

[7] Dowd, K. (2007). Measuring market risk. Wiley. com.

[8] Fazıl Gökgöz, Mete Emin Atmaca, Financial optimization in the Turkish electricity market: Markowitz's mean-variance approach, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 16, Issue 1, January 2012, Pages 357-368, ISSN 1364-0321.

[9] Gökgöz, F., & Atmaca, M. E. (2012). Financial optimization in the Turkish electricity market: Markowitz's mean-variance approach. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16(1), 357-368.

[10] Hausman, E., Hornby, R., & Smith, A. (2008). Bilateral Contracting in Deregulated Electricity Markets. Technical report, Synapse Energy Economics Inc.

[11] Hens, T., & Rieger, M. O. (2010). Financial economics: A concise introduction to classical and behavioral finance. Springer.

[12] Kristiansen, T. (2004). Risk Management in Electricity Markets Emphasizing Transmission Congestion (Doctoral dissertation, Norwegian University of Science and Technology).

[13] Krokhmal, P., Palmquist, J., & Uryasev, S. (2002). Portfolio optimization with conditional value-at-risk objective and constraints. Journal of Risk, 4, 43-68.

[14] Liu, M., & Wu, F. F. (2007). Risk management in a competitive electricity market. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 29(9), 690-697.

[15] Vehviläinen, I., & Keppo, J. (2003). Managing electricity market price risk. European Journal of Operational Research, 145(1), 136-147.

[16] Weron, R. (2000). Energy price risk management. Physica A: Statistical Mechanics and its Applications, 285(1), 127-134.

[17] Würtz, D., Chalabi, Y., Chen, W., & Ellis, A. (2009). Portfolio Optimization with R/Rmetrics. Rmetrics.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-06-11]