بهره‌برداری بازار زمان‌حقیقی تحت مکانیسم‌های تسویه تک‌قیمت و دوقیمت در حضور تولید توان بادی هم‌بسته

ایراندخت امیرجانی مروی[۱]، کارشناسی ارشد؛ مرتضی رحیمیان[۲]، دانشیار؛ رضا ارجمند[۳]، کارشناسی ارشد

۱- دانشکده مهندسی برق - دانشگاه صنعتی شاهرود - شاهرود - ایران- irandokhtamirjani@yahoo.com
۲- دانشکده مهندسی برق - دانشگاه صنعتی شاهرود - شاهرود - ایران- morteza.rahimiyan@shahroodut.ac.ir
۳- دانشکده مهندسی برق - دانشگاه صنعتی شاهرود - شاهرود - ایران- rezaarjmand@yahoo.com

چکیده: در این مقاله، اثر هم‌بستگی زمانی-مکانی تولید بادی بر هزینه عدم‌تعادل در بازار زمان‌حقیقی به‌طور آماری تحلیل می‌شود. بدین منظور، مسئله تسویه بازار زمان‌حقیقی فرمول‌بندی می‌شود. تولید بادی به‌صورت بار الکتریکی منفی مدل‌سازی می‌شود. بار الکتریکی نیز غیرحساس به تغییرات قیمت در نظر گرفته می‌شود. به‌علاوه، قیود مربوط به محدودیت‌های زمانی واحدها و محدودیت‌های شبکه در مدل تسویه بازار زمان‌حقیقی مدنظر قرار می‌گیرد. با استخراج هم‌بستگی زمان-مکانی تولید توان بادی از اطلاعات واقعی، عدم‌قطعیت تولید توان بادی به‌صورت مجموعه‌ای از سناریوها مدل‌سازی می‌شود. نتایج شبیه‌سازی برای سیستم 24-bus RTS ارائه می‌شود. اثرگذاری هم‌بستگی زمانی-مکانی تولید توان بادی بر قیمت بازار زمان‌حقیقی و هزینه عدم‌تعادل به کمک شبیه‌سازی آماری مطالعه می‌شود. همچنین اثر هم‌بستگی زمانی-مکانی تولید توان بادی بر هزینه عدم‌تعادل از دیدگاه تولیدکنندگان بادی تحت دو مکانیسم تسویه تک‌قیمت و دوقیمت به‌صورت آماری در نظر گرفته می‌شود. نتایج برای حالات مختلف نشان می‌دهد متوسط درآمد (هزینه) ناشی از اضافه (کمبود) تولید تولیدکنندگان بادی در مکانیسم تسویه تک‌قیمت بیشتر (کمتر) است. اگرچه اختلاف انحراف‌معیار درآمد (هزینه) تولیدکنندگان بادی در این دو مکانیسم تسویه تحت‌تأثیر خطای پیش‌بینی تولید بادی می‌تواند مثبت یا منفی باشد.

واژه‌های کلیدی: تولید توان بادی، هم‌بستگی زمانی-مکانی، بازار زمان‌حقیقی، مکانیسم‌های تسویه تک‌قیمت و دوقیمت.

Real-Time Market Operation under Single- and Dual-Price Settlement Mechanisms in Presence of Correlated Wind Power Production

Irandokht Amirjani Marvi[1], Msc; Morteza Rahimiyan[2], Associate Professor; Reza Arjmand[3], Msc

1- Department of Electrical Engineering, Shahrood University of Technology, Shahrood, Iran, Email: irandokhtamirjani@yahoo.com
2- Department of Electrical Engineering, Shahrood University of Technology, Shahrood, Iran, Email: morteza.rahimiyan@shahroodut.ac.ir
3- Department of Electrical Engineering, Shahrood University of Technology, Shahrood, Iran, Email: rezaarjmand@yahoo.com

Abstract: In this paper, impact of spatio-temporal correlation of wind production on imbalance cost in real-time market is statistically analyzed. To achieve this goal, the market clearing problem of the real-time market is formulated. Wind power production is modeled as negative electric load, which is assumed to be inelastic. Inter-temporal constraints of generating units and transmission limitations are incorporated into the market clearing model. Wind power uncertainty is modeled through a set of scenarios based on spatio-temporal correlation among wind farms captured from real-world historical data. Simulation results are provided through IEEE 24-bus Reliability Test System. The impact of spatio-temporal correlation of wind power production on real-time market price and associated imbalance cost is statistically studied. Additionally, its impact on imbalance cost incurred by wind producers under single- and dual-price settlement mechanisms is investigated. Results obtained in different cases show that expectation of revenue (cost) resulting from wind power generation excess (deficit) in single-price settlement mechanism are more (less) than the other mechanism. However, difference between standard deviations of wind producers' revenue (cost) in these two settlement mechanisms can be positive or negative depending on the wind power forecast error.

Keywords: Wind power production, spatio-temporal correlation, real-time market, single- and dual-price settlement mechanisms.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۵/۱۲/۱۵
تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۶/۰۸/۰۸
تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۶/۱۱/۰۲
نام نویسنده مسئول: مرتضی رحیمیان
نشانی نویسنده مسئول: ایران - شاهرود – دانشگاه صنعتی شاهرود

نمادها و علائم

فهرست علائم و اختصارات استفاده‌شده در این مقاله به‌صورت زیر می باشد. عبارت $p_i^{\mathrm{G,DA}}(h)$ در بازار روز قبل به‌صورت متغیر در نظر گرفته می‌شود اما در بازار زمان-حقیقی به‌صورت پارامتر و با حروف بزرگ نشان داده می‌شود.

پارامترها

b_{mn}	سوسپتانس خط بین باس m و n
$P_b^{\mathrm{D}}(h)$	بار مصرفی باس b در ساعت h
$P_{nm}^{\mathrm{L,max}}(h)$	محدودیت حداکثر توان عبوری از خط (n,m)
$P_{ij}^{+\mathrm{G,max}}(h)$	ظرفیت بلوک j از واحد i برای افزایش تولید در بازار زمان‌حقیقی در ساعت h
$P_{ij}^{-\mathrm{G,max}}(h)$	ظرفیت بلوک j از واحد i برای کاهش تولید در بازار زمان‌حقیقی در ساعت h
$P_i^{\mathrm{G,max}}(h)$	حد بالای تولید واحد i در ساعت h
$P_i^{\mathrm{G,min}}(h)$	حد پایین تولید واحد i در ساعت h
$f_{ij}^{+}(h)$	قیمت پیشنهادی بلوک j از تولیدکننده i برای افزایش تولید در بازار زمان‌حقیقی در ساعت h
$f_{ij}^{-}(h)$	قیمت پیشنهادی بلوک j از تولیدکننده i برای کاهش تولید در بازار زمان‌حقیقی در ساعت h
R_i^{UP}	حد نرخ افزایش توان تولیدی واحد i
R_i^{DO}	حد نرخ کاهش توان تولیدی واحد i
$RR_i^{+,\max}(h)$	حداکثر رزرو پیشنهادی واحد i برای افزایش تولید در ساعت h
$RR_i^{-,\max}(h)$	حداکثر رزرو پیشنهادی واحد i برای کاهش تولید در ساعت h
$RR^{+}(h)$	رزرو موردنیاز برای افزایش تولید در ساعت h
$RR^{-}(h)$	رزرو موردنیاز برای کاهش تولید در ساعت h
$f_b^{\mathrm{LS}}(h)$	هزینه بار قطع‌شده در باس b در بازار زمان‌حقیقی در ساعت h
$P_k^{W}(h)$	توان تولیدی مزرعه k در بازار زمان-حقیقی درساعت h
$P_{ij}^{G,max}(h)$	ظرفیت بلوک تولیدی j از واحد i در ساعت h

متغیرها

$p_i^{\mathrm{G,DA}}(h)$	توان تولیدی واحد i در بازار روز قبل در ساعت h
$p_b^{\mathrm{D,LS}}(h)$	بار قطع‌شده در باس b در بازار زمان‌حقیقی در ساعت h
$p_b^{\mathrm{W,SP}}(h)$	توان بادی سرریز در باس b در بازار زمان‌حقیقی در ساعت h
$r^{+}(h)$	مقدار رزرو واحد i برای افزایش توان در ساعت h
$r^{-}(h)$	مقدار رزرو واحد i برای کاهش توان در ساعت h
$u_i(h)$	متغیر باینری نشان‌دهنده وضعیت روشن/خاموش‌بودن واحد i در بازار روز قبل در ساعت h
$v_i(h)$	متغیر باینری نشان‌دهنده وضعیت واحد i برای افزایش و کاهش توان در بازار زمان-حقیقی در ساعت h. (اگر ۱ باشد تغییر تولید نیروگاه به‌صورت افزایش، و درغیراینصورت به‌صورت کاهش تولید است.)
$\Delta p_{ij}^{+}(h)$	میزان افزایش توان تولیدی بلوک j از واحد i در بازار زمان‌حقیقی در ساعت h
$\Delta p_{ij}^{-}(h)$	میزان کاهش توان تولیدی بلوک j از واحد i در بازار زمان‌حقیقی در ساعت h
$\Delta p_i^{+}(h)$	میزان افزایش توان تولیدی واحد i در بازار زمان‌حقیقی در ساعت h
$\Delta p_i^{-}(h)$	میزان کاهش توان تولیدی واحد i در بازار زمان‌حقیقی در ساعت h
$\Delta p_i(h)$	تغییرات توان تولیدی واحد i در بازار زمان‌حقیقی در ساعت h
$\delta_b(h)$	زاویه ولتاژ باس b در ساعت h
$p_{nm}^{\mathrm{L}}(h)$	توان عبوری از خط (n,m)
$D_k(h)$	مقدار انحراف تولیدکننده بادی k در ساعت h
$\lambda^{\mathrm{RT}}(h)$	قیمت بازار زمان‌حقیقی در ساعت h
$\lambda^{\mathrm{DA}}(h)$	قیمت بازار روز قبل در ساعت h
$DC_k(h)$	هزینه عدم‌تعادل تولیدکننده بادی k در ساعت h

مجموعه‌ها

Ω^{B}	مجموعه باس‌ها
Ω^{L}	مجموعه خطوط
$\Omega_{\mathrm{b}}^{\mathrm{G}}$	مجموعه واحدهای تولیدی موجود در باس b
$\Omega_{\mathrm{b}}^{\mathrm{W}}$	مجموعه مزارع بادی موجود در باس b
$\Omega^{\mathrm{I}}(\mathrm{h})$	مجموعه نیروگاه‌های شرکت‌کننده در بازار زمان-حقیقی در ساعت h

توابع

$F(.)$	تابع توزیع تجمعی تجربی[1]
$\psi_{\mathrm{N}}(.)$	تابع توزیع تجمعی نرمال استاندارد[2]

۱- مقدمه

بازارهای زمان‌حقیقی با عناوین بازار تعادل زمان‌حقیقی[3] در PJM[4] و شمال امریکا، بازار انرژی زمان‌حقیقی[5] در نیوانگلند، بازار خدمات جانبی و کنترل فرکانس[6] در استرالیا و بازار تنظیم[7] در شمال اروپا پیاده‌سازی شده‌است [۱]. بازارهای زمان‌حقیقی در بازه‌های زمانی مختلف از یک ساعت تا ۳۰ دقیقه قبل از تحویل انرژی، عدم‌تعادل بین تولید و مصرف را با خرید و فروش انرژی برطرف می‌کنند [۲]. در بعضی مراجع مانند [۳] بازار زمان‌حقیقی را به‌صورت پخش‌بار اقتصادی حتی تا ۵ دقیقه قبل از زمان تحویل انرژی تعریف می‌کنند. مدل‌سازی بازار زمان‌حقیقی از جهات مختلفی می‌تواند متفاوت باشد، ازجمله نحوه درنظرگرفتن اتصال و مدل‌سازی محدودیت‌های شبکه انتقال، نحوه پیشنهاد قیمت، مکانیسم تسویه بازار، درنظرگرفتن بار به‌صورت پاسخگو یا غیرپاسخگو [۱، ۴].

باتوجه به عدم‌قطعیت موجود در تولید و مصرف، و به‌صرفه‌نبودن ذخیره انرژی الکتریکی به مقیاس بالا، وجود بازار زمان‌حقیقی برای برقراری تعادل بین تولید و مصرف در نزدیک‌ترین بازه زمانی ممکن به

زمان تحویل انرژی ضروری می‌باشد [۲]. افزایش روند استفاده از منابع تولید تجدیدپذیر به‌خصوص انرژی بادی، عدم‌قطعیت در سیستم را افزایش می‌دهد به‌طوری‌که بهره‌برداری از سیستم را مشکل می‌سازد [۵]. جهت ارتقاء بهره‌برداری، بازارهای دیگری با عنوان بازارهای بین روز[۸] بعد از بازار روز قبل و تا یک یا چند ساعت قبل از زمان تحویل انرژی اجرا می‌شوند که در این بازارها هم انرژی و هم رزرو می‌تواند مبادله شود [۶]. اهمیت این بازارها با افزایش سطح نفوذ تولید بادی و منابع تولید پراکنده و نیز کم‌شدن قابلیت انعطاف‌پذیری سیستم افزایش می‌یابد [۷، ۸]. به عنوان مثال در اسپانیا، شش بازار بین‌روز وجود دارد [۹].

برای اطمینان از اجرای بازار زمان‌حقیقی در بازارهایی که سطح نفوذ تولید بادی در آن‌ها قابل‌توجه است مقدار مناسبی رزرو در بازار روز قبل در نظر گرفته می‌شود [۱۰]. در مرجع [۱۱] نتایج نشان می‌دهد یکپارچه‌سازی بازار شمال اروپا می‌تواند منجربه کاهش قابل‌توجه هزینه رزرو شود. روش دیگری که برای کاهش عدم‌قطعیت تولید و اطمینان از اجرای بازار زمان‌حقیقی مورداستفاده قرار می‌گیرد، اجرای بازار روز قبل با درنظرگرفتن سناریوهایی از بازار زمان‌حقیقی است[۱۲، ۱۳]. درواقع در این مراجع، بهترین برنامه‌ریزی در بازار روز قبل باتوجه به پیش‌بینی سناریوهایی که در بازار زمان‌حقیقی ممکن است رخ دهد انتخاب می‌شود، به‌طوری‌که هزینه در بازار روز قبل و زمان‌حقیقی کاهش و رفاه افزایش یابد. در مرجع [۱۲] نشان داده شده‌است که با افزایش اندکی در هزینه‌های بهره‌برداری در بازار روز قبل برای درنظرگرفتن عدم‌قطعیت تولید بادی و بار، متوسط هزینه عدم‌تعادل در بازار زمان‌حقیقی به شکل قابل‌توجهی کاهش می‌یابد. در مرجع [۱۴] برای رزرو پیشنهاد قیمت فرض نمی‌شود و به‌صورت قید در مدل تسویه بازار روز قبل در نظر گرفته می‌شود. در مرجع [۱۵] برگرفته از بازار دانمارک، رزرو به‌صورت قید بدون هزینه در برنامه بازار روز قبل مدل‌سازی شده‌است. همچنین توضیح داده‌است که اگر بازار رزرو وجود داشته‌باشد، تعدادی قید به‌همراه هزینه آن‌ها به مدل بازار اضافه می‌شود.

نحوه مدل‌سازی بازار زمان‌حقیقی از دیدگاه قیود و تابع هدف می‌تواند متفاوت باشد. تابع هدف می‌تواند برای حداقل‌کردن مجموع هزینه عدم‌تعادل، شامل عدم‌تعادل‌های مثبت و منفی، و یا برای افزایش رفاه مدل‌سازی شود. در بازار PJM نحوه مدل‌سازی تابع هدف به‌صورت افزایش رفاه در نظر گرفته می‌شود [۱۶]. اما در بعضی از بازارها ازجمله بازارهای اروپا، تابع هدف در بازار زمان‌حقیقی برای کاهش مجموع هزینه عدم‌تعادل (هزینه انحراف[۹]) تعریف می‌شود [۱۷, ۱۸]. بازار زمان‌حقیقی در آمریکا و اروپا به‌ترتیب مبتنی بر دو مکانیسم تسویه تک‌قیمت و دوقیمت بهره‌برداری می‌شود [۱۹]. هرچند بعضی از کشورهای اروپا ازجمله آلمان از مکانیسم تسویه تک‌قیمت استفاده می‌کند [۲]. در بلژیک تا قبل از سال ۲۰۱۲، مکانیسم تسویه دوقیمت و بعد از سال ۲۰۱۲ مکانیسم تسویه تک‌قیمت اجرا شده‌است [۲۰]. در نروژ تا قبل از سال ۲۰۰۸ مکانیسم تسویه تک‌قیمت و بعد از سال ۲۰۰۸ مکانیسم تسویه دوقیمت اجرا شده‌است [۲۱].

در مکانیسم تسویه تک‌قیمت همه پرداخت‌ها به/دریافت‌ها از تولیدکنندگان بادی و غیربادی براساس قیمت بازار زمان‌حقیقی انجام می‌شود. درحالی‌که در مکانیسم تسویه دوقیمت، اگر عدم‌تعادل ایجادشده توسط تولیدکننده بادی، در خلاف‌جهت عدم‌تعادل سیستم باشد با قیمت بازار روز قبل و اگر هم‌جهت با آن باشد با قیمت بازار زمان‌حقیقی محاسبه می‌شود [۲]. در مرجع [۲۲]، بدون درنظرگرفتن هم‌بستگی تولید مزارع بادی، هزینه عدم‌تعادل برای دو مکانیسم تسویه تک‌قیمت و دوقیمت تحلیل شده‌است.

مطالعات نشان می‌دهد افزایش سطح نفوذ تولید بادی در سیستم قدرت منجربه افزایش هزینه‌های مربوط به عدم‌تعادل می‌شود. در مرجع [۲۲] با استفاده از داده‌های واقعی تولید بادی، خطاهای پیش‌بینی و قیمت‌های سال‌های ۲۰۰۴ و ۲۰۰۵ در فنلاند با صرف‌نظر از هم‌بستگی بین عدم‌تعادل موجود در تولید بادی مزارع مختلف، به بررسی هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه تک‌قیمت و دوقیمت می‌پردازد. نتایج نشان می‌دهد در هر دو مکانیسم تسویه انرژی در بازار تعادل (تک‌قیمت و دوقیمت)، هزینه‌های ناشی از عدم‌تعادل با افزایش سطح نفوذ تولید بادی افزایش می‌یابد. البته این هزینه‌ها در روش دوقیمت نسبت به تک‌قیمت بیشتر است.

در هیچ‌کدام از مراجع ذکرشده، اثر هم‌بستگی زمانی-مکانی تولید مزارع بادی در یک مدل واقع‌بینانه از بازار زمان‌حقیقی تحت دو مکانیسم تسویه تک‌قیمت و دوقیمت مقایسه نشده‌است. بنابراین، نوآوری این مقاله، تحلیل آماری آثار ناشی از هم‌بستگی زمانی-مکانی تولید بادی بر هزینه عدم‌تعادل در بازار زمان‌حقیقی تحت این دو مکانیسم قیمت‌گذاری است.

شبیه‌سازی آماری، ابزار مناسبی جهت ارائه دیدگاه واقع‌بینانه درباره اثرگذاری هم‌بستگی زمانی-مکانی تولید بادی بر خروجی‌های بازار است. این شبیه‌سازی با به‌کارگیری تعداد زیادی سناریوی تولید بادی سعی می‌کند طبیعت عدم‌قطعیت تولید بادی را در شرایط واقعی در نظر گیرد. با شبیه‌سازی عدم‌تعادل و خروجی‌های بازار زمان‌حقیقی به ازاء این سناریوها، آثار عدم‌قطعیت تولید بادی بر شاخص‌های بازار مانند متوسط و انحراف‌معیار هزینه عدم‌تعادل اندازه‌گیری می‌شود. نتایج این تحلیل آماری اطلاعات مفیدی جهت سیاست‌گذاری مانند قیمت‌گذاری بازار زمان‌حقیقی (مانند تسویه تک‌قیمت یا دوقیمت)، سطح نفوذ تولید بادی و توزیع تولید بادی در سیستم قدرت (توسعه مزارع در مناطق نزدیک یا دور از یک‌دیگر) فراهم می‌سازد.

نتایج به‌دست‌آمده از این تحلیل آماری از چند دیدگاه قابل استناد و کاربردی است:

۱- مدل‌های بهره‌برداری بازارهای روز قبل و زمان‌حقیقی برای دست‌یابی به نتایج کاربردی جامع هستند.

۲- مدل‌سازی عدم‌قطعیت تولید بادی براساس سری زمانی اطلاعات واقعی مزارع بادی و ویژگی هم‌بستگی زمانی-مکانی تولید بادی انجام شده‌است.

۳- حساسیت شاخص‌های بازار به خطای پیش‌بینی، میزان هم‌بستگی و سطح نفوذ تولید بادی، دیدگاه واقع‌بینانه‌تری درخصوص چگونگی اثرگذاری تولید بادی بر خروجی‌های بازار زمان‌حقیقی ارائه می‌دهد.

۴- مقایسه شاخص‌های بازار تحت دو مکانیسم تک‌قیمت و دوقیمت، کارکرد این دو روش قیمت‌گذاری برای مهارکردن آثار عدم‌قطعیت تولید بادی را در شرایط زمان‌حقیقی مشخص می‌کند.

۲- مدل‌سازی ریاضی مسئله تسویه بازار

۲-۱- تشریح مسئله

به‌منظور بررسی آثار تولید بادی بر خروجی‌های بازار زمان‌حقیقی، ابتدا بازار روز قبل در حضور منابع تولیدکننده بادی مدل‌سازی شده‌است. در این مدل‌سازی، قیود زمانی واحدهای حرارتی و هزینه‌های مربوطه نیز لحاظ شده‌است. مجموعه‌ای از سناریوهای تولید توان بادی به کمک یک روش آماری با درنظرگرفتن هم‌بستگی زمانی-مکانی تولید مزارع بادی به‌عنوان اطلاعات ورودی مدل تسویه بازار تولید می‌شوند همچنین ذخیره چرخان موردنیاز برای افزایش و کاهش تولید به‌صورت قید مدنظر قرار گرفته‌است. بعد از اجرای برنامه بازار روزقبل هرکدام از تولیدکننده‌ها از میزان تولید و ذخیره چرخان در روز بعد آگاه می‌شوند. تولیدکنندگان برنده در بازار روز قبل، پیشنهادهای افزایش و کاهش تولید را برای ۲۴ ساعت پیش‌رو برای بهره‌بردار بازار زمان حقیقی ارسال می‌کنند. برنامه بازار زمان‌حقیقی ساعت به ساعت چند دقیقه قبل از زمان تحویل انرژی، با شناسایی عدم‌تعادل سیستم در هر ساعت پیش‌رو و پیشنهادهای تولیدکنندگان برای افزایش و کاهش توان خروجی، اجرا می‌شود. هر نیروگاه، هم می‌تواند پیشنهاد افزایش و هم پیشنهاد کاهش توان خروجی با قیمت‌های مشخص و با درنظرداشتن ظرفیت افزایش و کاهش توان خود، داشته‌باشد.

۲-۲- مدل‌سازی بازار روز قبل

مسئله تسویه بازار روزقبل براساس فرمول‌بندی معرفی‌شده در [۲۳] مدل‌سازی می‌شود با این تفاوت که برای مدیریت عدم‌تعادل سیستم در بازار زمان‌حقیقی مجموعه‌ای از محدودیت‌ها برای درنظرگرفتن ذخیره چرخان به‌صورت زیر به آن اضافه می‌شود:

$$u_i(h)P_i^{\mathrm{G,min}}(h) \le p_i^{\mathrm{G,DA}}(h) + r^{+}(h) \le u_i(h)P_i^{\mathrm{G,max}}(h), \forall i,h \quad (۱)$$

$$u_i(h)P_i^{\mathrm{G,min}}(h) \le p_i^{\mathrm{G,DA}}(h) - r^{-}(h) \le u_i(h)\, P_i^{\mathrm{G,max}}(h), \forall i,h \quad (۲)$$

$$0 \le r_i^{+}(h) \le RR_i^{+,\max}(h)\,, \forall i,h \quad (۳)$$

$$0 \le r_i^{-}(h) \le RR_i^{-,\max}(h)\,, \forall i,h \quad (۴)$$

$$RR^{+}(h) = \sum_i r_i^{+}(h)\ , \forall h \quad (۵)$$

$$RR^{-}(h) = \sum_i r_i^{-}(h)\ , \forall h \quad (۶)$$

قیود (۱) و (۲) محدودیت بالا و پایین تولید هر واحد تولیدی را با درنظرگرفتن وضعیت خاموش/روشن‌بودن واحد و ذخیره چرخان افزایشی و کاهشی، اعمال می‌کند. قیود (۳) و (۴) بیان می‌دارد رزرو هر واحد برای افزایش/ کاهش تولید، در هر ساعت باید کمتر از حداکثر رزرو پیشنهادی آن واحد برای افزایش/ کاهش تولید باشد و قیود (۵)، (۶) نشان می‌دهد مجموع رزرو کل واحدها برای افزایش/ کاهش تولید در هر ساعت باید برابر با رزرو موردنیاز سیستم برای افزایش/ کاهش تولید در آن ساعت باشد.

۲-۳- مدل‌سازی بازار زمان-حقیقی

مدل‌سازی بازار زمان‌حقیقی براساس بازار زمان‌حقیقی PJM فرمول‌بندی می‌شود[۱۶]. با اجرای برنامه بازار روزقبل، میزان تولید واحدهای برای هر ساعت برنامه‌ریزی می‌شود سپس با اطلاع از میزان انحراف انرژی هر مزرعه بادی برای هر ساعت h، مسئله تسویه بازار زمان‌حقیقی به شکل مسئله بهینه‌سازی خطی مخلوط-عدد صحیح به‌صورت زیر فرمول‌بندی می‌شود:

$$minimize \sum_{i\in\Omega^{I}(h)} \left[\sum_j \{ f_{ij}^{+}(h)\Delta P_{ij}^{+}(h) - f_{ij}^{-}(h)\Delta P_{ij}^{-}(h) \} \right] + \sum_{b\in\Omega^{B}} f_b^{\mathrm{LS}}(h) P_b^{\mathrm{D,LS}}(h) \quad (۷)$$

مقید به:

$$\sum_{i\in\Omega_b^{\mathrm{G}}} \left[P_i^{\mathrm{G,DA}}(h)+\Delta p_i(h)\right] + \sum_{k\in\Omega_b^{w}} \left[P_k^{\mathrm{W}}(h)-p_k^{\mathrm{w,SP}}(h)\right] + \sum_{(n,b)\in\Omega^{\mathrm{L}}} p_{nb}^{\mathrm{L}}(h) - \sum_{(b,m)\in\Omega^{\mathrm{L}}} P_{bm}^{\mathrm{L}}(h) = P_b^{D}(h) - P_b^{\mathrm{D,LS}}(h), \quad \forall b \in \Omega^{\mathrm{B}} \quad (۸)$$

$$P_{nm}^{\mathrm{L}}(h) = b_{mn}\big(\delta_n(h) - \delta_m(h)\big), \quad \forall (m,n) \in \Omega^{\mathrm{L}} \quad (۹)$$

$$-P_{nm}^{\mathrm{L,max}}(h) \le P_{nm}^{\mathrm{L}}(h) \le P_{nm}^{\mathrm{L,max}}(h) \quad (۱۰)$$

$$0 \le \Delta p_{ij}^{+}(h) \le P_{ij}^{+\mathrm{G,max}}\,, \qquad \forall i \in \Omega^{\mathrm{I}}(h), \forall j \quad (۱۱)$$

$$0 \le \Delta p_{ij}^{-}(h) \le P_{ij}^{-\mathrm{G,max}}\,, \qquad \forall i \in \Omega^{\mathrm{I}}(h), \forall j \quad (۱۲)$$

$$\Delta p_i^{+}(h) = \sum_j \Delta p_{ij}^{+}(h)\,, \qquad \forall i \in \Omega^{\mathrm{I}}(h) \quad (۱۳)$$

$$\Delta p_i^{-}(h) = \sum_j \Delta p_{ij}^{-}(h)\,, \qquad \forall i \in \Omega^{\mathrm{I}}(h) \quad (۱۴)$$

$$0 \le \Delta p_i^{+}(h) \le v_i(h)\left(P_i^{\mathrm{G,max}} - P_i^{\mathrm{G,DA}}(h)\right), \quad \forall i \in \Omega^{\mathrm{I}}(h) \quad (۱۵)$$

$$0 \le \Delta p_i^-(h) \le \left(1 - v_i(h)\right)\left(P_i^{\mathrm{G,DA}}(h) - P_i^{\mathrm{G,max}}\right), \quad \forall i \in \Omega^{\mathrm{I}}(h) \qquad (۱۶)$$

$$\Delta p_i(h) = \Delta p_i^+(h) - \Delta p_i^-(h), \qquad \forall i \in \Omega^I(h) \qquad (۱۷)$$

$$P_i^{\mathrm{G,DA}}(h+1) + \Delta p_i(h+1) - P_i^{\mathrm{G,DA}}(h) - \Delta p_i(h) \le R_i^{UP}, \qquad \forall i \in \Omega^I(h) \qquad (۱۸)$$

$$P_i^{\mathrm{G,DA}}(h) + \Delta p_i(h) - P_i^{\mathrm{G,DA}}(h+1) - \Delta p_i(h+1) \le R_i^{DO}, \qquad \forall i \in \Omega^I(h) \qquad (۱۹)$$

$$\Delta p_i(h) = 0, \qquad i \notin \Omega^I(h) \qquad (۲۰)$$

$$0 \le p_b^{\mathrm{D,LS}}(h) \le P_b^D(h), \qquad \forall b \in \Omega^B \qquad (۲۱)$$

$$0 \le p_k^{\mathrm{W,SP}}(h) \le P_k^{\mathrm{W}}(h), \qquad \forall k \qquad (۲۲)$$

$$-\pi \le \delta_b(h) \le \pi, \qquad \forall b \in \Omega^B \qquad (۲۳)$$

$$\delta_b(h) = 0, \qquad b: reference\ bus \qquad (۲۴)$$

تابع هدف (۷) به منظور حداقل‌کردن قرینه رفاه اجتماعی بازار زمان‌حقیقی در هر ساعت معرفی می‌شود. مقدار مثبت تابع هدف نشان می‌دهد سیستم دچار کمبود تولید است و نیروگاه‌های شرکت‌کننده در بازار باید تولید خود را افزایش دهند و البته هزینه این افزایش تولید باید حداقل شود. درحالی‌که مقدار منفی تابع هدف نشان می‌دهد سیستم دچار اضافه تولید است و تولیدکنندگان باید تولید را کاهش دهند. قید(۸) تعادل تولید و مصرف در هر ساعت در هر باس را برقرار می‌کند. جهت برقراری تعادل در هر ساعت، میزان تولید و مصرف تسویه‌شده در بازار روز قبل و انحراف از این مقادیر در بازار زمان‌حقیقی در نظر گرفته می‌شود. قید (۹) توان انتقالی از خط را باتوجه به پخش بار DC توصیف می‌کند. قید (۱۰) محدودیت خطوط انتقال را برآورده می‌کند. قیود (۱۱) و (۱۲) میزان افزایش/کاهش تولید در هر بلوک پیشنهادی را بین صفر تا ظرفیت آن بلوک در نظر می‌گیرند. قیود (۱۳) و (۱۴) میزان افزایش/کاهش تولید هر واحد تولیدی روشن را برابر مجموع افزایش/کاهش تولید بلوک‌ها محاسبه می‌کند. قیود (۱۵) و (۱۶) حداکثر ظرفیت موجود برای افزایش یا کاهش توان خروجی هر واحد را نشان می‌دهد. قید (۱۷) میزان تغییر توان خروجی یک واحد را مشخص می کند. قیود (۱۸) و (۱۹) محدودیت‌های تغییر تولید را طی یک ساعت تحمیل می‌کند. قید (۲۰) بیان می‌کند نیروگاه‌هایی که در بازار زمان‌حقیقی شرکت نمی‌کنند، تغییری در توان خروجی ندارند. قیود (۲۱) و (۲۲) محدوده بار قطع‌شده و توان بادی سرریز را مشخص می‌کنند، و قیود (۲۳) و (۲۴) بیانگر محدودیت‌های مربوط به زاویه ولتاژ باس‌ها می‌باشد.

پس از اجرای بازار زمان‌حقیقی، قیمت بازار زمان‌حقیقی، عدم‌تعادل سیستم (یعنی، مجموع انحراف توان همه تولیدکنندگان) و مقدار انحراف هر تولیدکننده بادی در هر ساعت (یعنی، $D_k(h)$) معلوم می‌شود.

$$D_k(h) = P_k^{\mathrm{W}}(h) - p_k^{\mathrm{W,SP}}(h) - P_k^{\mathrm{W,DA}}(h) \qquad (۲۵)$$

اضافه تولید/کمبود تولید هر تولیدکننده بادی منجربه انحراف مثبت/منفی می‌شود. به‌این‌ترتیب، هزینه انحراف مثبت/منفی به‌معنی پرداخت پول به/دریافت پول از تولیدکننده بادی است [۲۴]. در مکانیسم تسویه تک‌قیمت، پول پرداختی به/دریافتی از تولیدکننده بادی در ساعت h به‌ازای انحراف مثبت/منفی متناسب با قیمت بازار زمان‌حقیقی از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$DC_k(h) = \left[P_k^{\mathrm{W}}(h) - p_k^{\mathrm{W,SP}}(h) - P_k^{\mathrm{W,DA}}(h)\right]\lambda^{\mathrm{RT}}(h) \qquad (۲۶)$$

درحالی‌که در مکانیسم تسویه دوقیمت، تولیدکنندگان بادی که انحراف توان در جهت عدم‌تعادل سیستم ایجاد کرده‌اند جریمه می‌شوند. چنانچه عدم‌تعادل سیستم مثبت (اضافه تولید) باشد، پول پرداختی به/دریافتی از هر تولیدکننده بادی ناشی از انحراف مثبت/منفی از رابطه زیر محاسبه می‌شود. لازم به ذکر است در شرایط عدم‌تعادل مثبت، قیمت بازار زمان حقیقی از قیمت بازار روز قبل کمتر است.

$$DC_k(h) = \begin{cases} D_k(h)\lambda^{\mathrm{RT}}(h) & if\ \ D_k(h) > 0 \\ D_k(h)\lambda^{\mathrm{DA}}(h) & if\ \ D_k(h) < 0 \end{cases} \qquad (۲۷)$$

اگر عدم‌تعادل سیستم منفی (کمبود تولید) باشد، پول پرداختی به/دریافتی از هر تولیدکننده بادی ناشی از انحراف مثبت/منفی از رابطه زیر محاسبه می‌شود. در شرایط عدم‌تعادل منفی، قیمت بازار زمان حقیقی از قیمت بازار روز قبل بیش‌تر است.

$$DC_k(h) = \begin{cases} D_k(h)\lambda^{\mathrm{DA}}(h) & if\ \ D_k(h) > 0 \\ D_k(h)\lambda^{\mathrm{RT}}(h) & if\ \ D_k(h) < 0 \end{cases} \qquad (۲۸)$$

۳- مدل‌سازی عدم‌قطعیت

در برخی مراجع مانند [۲۵، ۲۶، ۲۷] عدم‌قطعیت تولید بادی با استفاده از مدل‌های آریما مدل‌سازی شده‌است. اگرچه این مدل‌ها برای پیش‌بینی تولید بادی برای ۲۴ ساعت آینده از خطای معنی‌داری برخوردار هستند. جهت کاهش خطای پیش‌بینی تولید بادی، روش‌های ترکیبی آریما - فازی در مراجع [۲۸-۲۹] پیشنهاد شده‌است. بنابراین، در این مقاله، تولید سناریوها با ترکیب مدل آریما-فازی مرجع [۲۹] و روش پیشنهادی مرجع [۲۷] جهت درنظرگرفتن هم‌بستگی مزارع بادی انجام شده‌است. روش پیاده‌سازی به شرح زیر است:

۱ـ تولید بادی به‌میزان سرعت باد وابسته است و تابعی از آن می‌باشد. اطلاعات گذشته مربوط به سرعت و تولید متناظر بادی در دسترس هستند. به‌منظور تخمین تابع تولید بادی، مدل فازی مناسب برروی اطلاعات گذشته سرعت و تولید بادی متناظر آن برای هر مزرعه پیاده‌سازی می‌شود. مدل فازی براساس روش خوشه‌بندی نزدیک‌ترین همسایگی در مرجع [۳۰] طراحی می‌شود.

۲ـ خطای باقی‌مانده در فرآیند درون‌یابی با محاسبه اختلاف میان اطلاعات حقیقی توان بادی و توان پیش‌بینی‌شده توسط تابع تخمینی به‌دست می‌آید.

$$e^{wind} = p^{wind,real} - p^{wind,fuzzy} \qquad (۲۹)$$

۳ـ تابع توزیع تجمعی تجربی F برای اطلاعات خطای باقیمانده به دست می‌آید. سپس از ترکیب توابع F و تابع توزیع تجمعی نرمال استاندارد $\psi_N(.)$، خطای محاسبه‌شده به حوزه نرمال منتقل می‌شود.

$$e_N^{wind} = \psi_N^{-1}(F(e^{wind})) \qquad (۳۰)$$

۴ـ یک مدل آریمای مناسب برروی خطاهای نرمال‌شده پیاده می‌شود و مقادیر خطا برای دو مزرعه پیش‌بینی می‌شود. سپس در حوزه نرمال، توزیع‌های نرمال $N(\mu_h, \sigma_h), h = 1, \dots 24$ برای دو مزرعه بادی پیش‌بینی می‌شود. دقت شود که این توزیع‌های حاشیه‌ای بدون درنظرگرفتن هم‌بستگی تولید توان بادی مزارع مدل‌سازی می‌شوند.

۵- برای تولید سناریوهای هم‌بسته نیاز به شناسایی هم‌بستگی تولید توان بادی مزارع می‌باشد. بدین منظور خطاهای تولید توان بادی انتقال‌یافته به حوزه نرمال به ۲۴ بردار $e_{N,h}^{wind}, \forall h$ متناسب با ساعات روز برای هر دو مزرعه بادی تقسیم می‌شود.

۶ـ با استفاده از ۴۸ بردار اطلاعات گذشته، ماتریس A با ابعاد ۴۸×۴۸ برای شناسایی ساختار هم‌بستگی تخمین زده می‌شود.

۷ـ تعدادی سناریو هم‌بسته تولید توان بادی مزارع $e_N^{wind'}(s)_h, \forall h, s$ با استفاده از توزیع نرمال چندمتغیره استاندارد[۱۰] با ماتریس هم‌بستگی A به‌صورت تصادفی تولید می‌شود.

۸ـ هر سناریو نرمال استاندارد هم‌بسته با استفاده از رابطه زیر به سناریو نرمال هم‌بسته $e_{N,h}^{wind}, \forall h, s$ با متوسط $\mu_h, \forall h$ و انحراف‌معیار $\sigma_h, \forall h$ تبدیل می‌شود:

$$e_{N,h}^{wind}(s) = \mu_h + \sigma_h e_N^{wind'}(s)_h, \forall h, s \qquad (۳۱)$$

۹ـ سپس این سناریوهای نرمال هم‌بسته $e_{N,h}^{wind}, \forall h, s$ با استفاده از رابطه زیر از حوزه نرمال به حوزه واقعی منتقل می‌شوند.

$$e^{wind}(s) = F^{-1}(\psi_N\left(e_{N,h}^{wind}(s)\right)) \qquad (۳۲)$$

۱۰ـ پیش‌بینی سرعت باد از پیش‌بینی هواشناسی به‌دست می‌آید که معمولاً از حل مدل‌های ریاضی پیچیده سیالات برحسب متغیرهای جوی مانند دما، فشار، رطوبت و سرعت به‌کمک ابزار محاسباتی قدرتمند حاصل می‌شود. براساس پیش‌بینی سرعت باد ws_h برای ۲۴ ساعت آینده، توان بادی به کمک مدل فازی پیش‌بینی می‌شود.

۱۱ـ مقدار پیش‌بینی‌شده سناریوهای توان بادی از جمع توان پیش‌بینی‌شده توسط مدل فازی با خطای سناریوهای پیش‌بینی‌شده برای هر مزرعه به‌دست می‌آید.

$$p_h^{wind}(s) = p^{wind,fuzzy}(ws_h) + e_h^{wind}(s), \forall h \qquad (۳۳)$$

فرآیند بالا می‌تواند برای تولید سناریوهای هم‌بسته تولید توان بادی تعداد بیشتری مزارع بادی مورداستفاده قرار گیرد.

۴- مشخصات سیستم موردمطالعه

به‌منظور کسب دیدگاه واقع‌بینانه از آثار هم‌بستگی زمانی-مکانی مزارع بادی بر خروجی‌های بازار، شبکه RTS [۳۱] مورداستفاده قرار گرفته است. در این شبکه واحدهای آبی با ۴ واحد نوع ۲ (۷۶ مگاوات) جایگزین شده‌است. شبکه RTS موردمطالعه متشکل از ۲۴ باس، ۳۴ خط، ۳۰ واحد تولیدی و ۱۷ بار می‌باشد. اطلاعات واحدهای تولیدی شبکه در جدول ۲و۳ آمده‌است. نرخ تغییر تولید واحدهای حرارتی برابر ظرفیتشان بر ساعت در نظر گرفته شده‌است. علاوه‌براین، دوره زمانی روشن و خاموش‌بودن واحدهای حرارتی در ابتدای روز برای همه نیروگاه‌ها صفر در نظر گرفته شده‌است. در این شبیه‌سازی برای شناسایی بهتر آثار قیود زمانی واحدهای حرارتی بر هم‌بستگی زمانی-مکانی تولید مزارع بادی، از محدودیت خطوط صرف‌نظر شده‌است. سهم هر باس از کل بار برحسب درصد در جدول ۴ آمده است.

جدول ۲: اطلاعات فنی واحدهای تولید

نوع واحد	تعداد	حد بالا و پایین تغییرات توان	بیشینه توان تولید [MW]	کمینه توان تولید [MW]	حداقل زمان راه‌اندازی / خاموشی	هزینه راه‌اندازی / خاموشی [$]
۱	۵	۱۲	۱۲	۱	۲/۴	۱۰۹/۱۰۹
۲	۴	۲۰	۲۰	۶/۳	۱/۱	۸/۸
۳	۸	۷۶	۷۶	۶/۱	۴/۸	۹۵۸/۹۵۸
۴	۳	۱۰۰	۱۰۰	۱۰	۸/۸	۹۱۰/۹۱۰
۵	۴	۱۵۵	۱۵۵	۲۱/۷	۸/۸	۱۵۳/۱۵۳۷۷
۶	۳	۱۹۷	۱۹۷	۲۷/۶	۱۰/۱۲	۱۲۴/۱۲۴۵۵
۷	۱	۳۵۰	۳۵۰	۵۶	۴۸/۲۴	۷۱۸/۷۱۸۱۱
۸	۲	۴۰۰	۴۰۰	۴۰	۱/۱	۰/۰

جدول ۳: پیشنهاد توان-قیمت واحدهای تولید

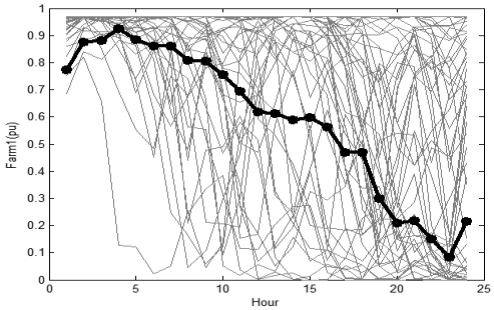
نوع واحد	بلوک‌های توان [MW]	بلوک‌های قیمت [$/MWh]
۱	۲/۶، ۳/۴، ۳/۶، ۲/۴	۱۴۱/۲، ۱۲۴/۶، ۱۱۰/۳، ۱۰۸/۷
۲	۰/۲، ۳/۸، ۰/۲، ۱۵/۸	۳۳۸/۶، ۳۳۵، ۲۳۸، ۲۳۱/۴
۳	۱۶، ۲۲، ۲۲/۸، ۱۵/۲	۳۲/۷، ۲۸/۵، ۲۴/۵، ۲۳/۵
۴	۳۰، ۲۰، ۲۵، ۲۵	۱۰۵/۵، ۱۰۰/۶، ۹۳، ۸۶/۴
۵	۳۱، ۳۱، ۳۸/۷۵، ۵۴/۲۵	۲۳/۱، ۲۱/۶، ۲۱، ۲۰/۳
۶	۳۹/۴، ۳۹/۴، ۴۹/۲۵، ۶۸/۹۵	۱۰۲/۷، ۹۸/۵، ۹۴/۳، ۸۹/۱
۷	۷۰، ۵۳، ۸۷، ۱۴۰	۲۴، ۲۲/۷، ۲۱/۹، ۲۰/۷
۸	۸۰، ۱۲۰، ۱۰۰، ۱۰۰	۱۴/۱، ۱۳/۸، ۱۳/۴، ۱۳/۳

روش مدل‌سازی عدم‌قطعیت برروی اطلاعات واقعی سری زمانی سرعت باد و تولید بادی دو مزرعه واقع در ناحیه مونتانا آمریکا پیاده‌سازی شده‌است [۳۲]. اطلاعات اندازه‌گیری‌شده در هر ۱۰ دقیقه مربوط به بازه زمانی از ابتدای سال ۲۰۰۴ تا انتهای سال ۲۰۰۶ می‌باشد که به‌صورت متوسط ساعتی جهت مدل‌سازی عدم‌قطعیت به‌کار گرفته می‌شود. روش ارائه‌شده برای تولید ۱۰۰۰ سناریوی تولید بادی برای ۲۴ ساعت روز ۲۹ دسامبر مورداستفاده قرار می‌گیرد. به‌عنوان نمونه، شکل‌های ۱ و ۲ تعداد

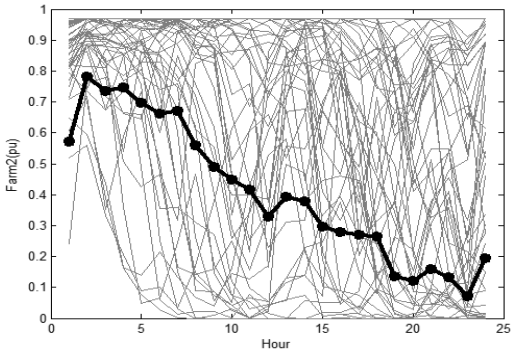
۵۰ سناریو از مجموع ۱۰۰۰ سناریوی تولید بادی مزارع ۱ و ۲ و مقدار تولید واقعی آنها را برحسب پریونیت نشان می‌دهند. این دو مزرعه ۱ و ۲ به‌ترتیب در باس‌های ۷ و ۸ با نسبت ظرفیت ۱/۴۵ قرار گرفته‌اند. در این شبیه‌سازی‌ها، سهم نفوذ بادی برابر با ظرفیت تولید بادی به ظرفیت واحدهای تولید قابل دیسپچ (یعنی ۳۴۰۹ مگاوات) در نظر گرفته می شود.

جدول ۴: سهم هر باس از کل بار شبکه RTS

شماره باس	سهم از کل بار (٪)	شماره باس	سهم از کل بار (٪)	شماره باس	سهم از کل بار (٪)
۱	۳/۸	۹	۶/۱	۱۷	۰
۲	۳/۴	۱۰	۶/۸	۱۸	۱۱/۷
۳	۶/۳	۱۱	۰	۱۹	۶/۴
۴	۲/۶	۱۲	۰	۲۰	۴/۵
۵	۲/۵	۱۳	۹/۳	۲۱	۰
۶	۴/۸	۱۴	۶/۸	۲۲	۰
۷	۴/۴	۱۵	۱۱/۱	۲۳	۰
۸	۶	۱۶	۳/۵	۲۴	۰



شکل ۱: ۵۰ سناریوی تولید بادی مزرعه ۱ و مقدار واقعی آن



شکل ۲: ۵۰ سناریوی تولید بادی مزرعه ۲و مقدار واقعی آن

۵- مطالعه موردی

۵-۱- طرح شبیه‌سازی

باتوجه به نوآوری این مقاله در تحلیل اثر هم‌بستگی زمانی-مکانی بر بازار زمان‌حقیقی، همه شبیه‌سازی‌ها در این مقاله برای سطح هم‌بستگی واقعی (یعنی، به ازای پارامتر a=1) با نتایج در سه سطح هم‌بستگی دیگر (یعنی، به ازای پارامتر a=0,0.3,0.6) مقایسه شده‌است. به‌عبارتی، چهار مجموعه سناریو از ضرب مقدار واقعی ضرایب هم‌بستگی مزارع در پارامتر a که برابر ۰، ۰/۳ ، ۰/۶و ۱ است، تولید شده‌است. لازم به ذکر است خروجی‌ها به ازای پارامتر a=0 به‌معنی صرف‌نظر از هم‌بستگی است که از فرضیات کارهای تحقیقاتی موجود ازجمله مرجع [۲۲] است. ازطرفی، برای تحلیل هزینه عدم‌تعادل از دیدگاه تولیدکننده بادی، خطای پیش‌بینی اهمیت پیدا می‌کند. به‌همین‌دلیل، حالت‌های مختلف خطای پیش‌بینی در همه سطوح هم‌بستگی به شرح زیر بررسی می‌شود.

نوع ZZ (پیش‌بینی خوب): این حالت پایه و درواقع، بهترین نوع پیش‌بینی می‌باشد. در این حالت متوسط روزانه قدرمطلق عدم‌تعادل سیستم تقریباً ۶ درصد ظرفیت نامی تولید بادی می‌باشد و انحراف‌معیار روزانه عدم‌تعادل سیستم در ضریب هم‌بستگی صفر برابر با ۱۶/۵ درصد ظرفیت نامی تولید بادی، در ضریب هم‌بستگی ۰/۳ برابر با ۱۸٪، در ضریب هم‌بستگی ۰/۶ برابر با ۲۰٪ و در هم‌بستگی کامل برابر با ۲۱/۵٪ است.

نوع PP (پیش‌بینی بد): در این حالت متوسط سناریوهای تولید بادی هر دو مزرعه کاهش می‌یابد به‌طوری‌که متوسط روزانه قدرمطلق عدم‌تعادل سیستم ۳ برابر شود. ولی انحراف‌معیار روزانه عدم‌تعادل سیستم نسبت به حالت ZZ تغییری نکند. در این حالت عدم‌تعادل سیستم در اکثر ساعت‌ها مثبت است، یعنی مقدار تولید واقعی از میانگین سناریوها بیشتر است.

نوع NN (پیش‌بینی بد): در این حالت متوسط سناریوهای تولید بادی هر دو مزرعه افزایش می‌یابد به‌طوری‌که متوسط روزانه قدرمطلق عدم‌تعادل سیستم ۳ برابر شود ولی انحراف‌معیار روزانه عدم‌تعادل سیستم نسبت به حالت ZZ تغییری نکند. در این حالت متوسط عدم‌تعادل سیستم در اکثر ساعت‌ها منفی است یعنی مقدار تولید واقعی از میانگین سناریوها کمتر است.

نوع PN (پیش‌بینی بد): در این حالت متوسط سناریوهای تولید بادی در یک مزرعه افزایش و در مزرعه دیگر کاهش می‌یابد به‌طوری‌که انحراف‌معیار روزانه عدم‌تعادل سیستم و متوسط روزانه قدرمطلق عدم‌تعادل سیستم نسبت به حالت ZZ تغییری نکند. در این حالت عدم‌تعادل سیستم در بعضی ساعت‌ها منفی و در برخی ساعات مثبت است.

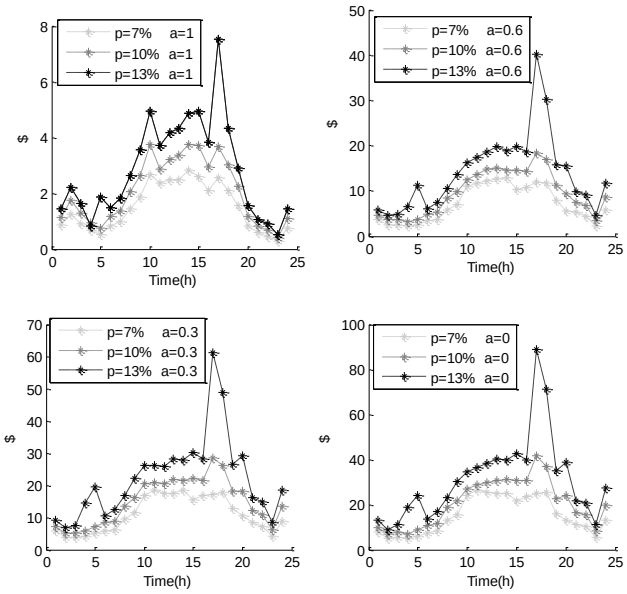
در هر کدام از این حالت‌ها انحراف‌معیار سناریوها به‌گونه‌ای افزایش می‌یابد که انحراف‌معیار روزانه عدم‌تعادل سیستم را یک‌بار ۱۰ درصد و بار دیگر ۲۰ درصد افزایش یابد و دوباره سناریوها تولید شد. پس برای هرکدام از این ۴ حالت سه زیرمجموعه وجود دارد (سه سطح انحراف‌معیار) که در جدول ۵ آمده‌است. Z یعنی عدم‌تعادل کم، P به معنی عدم‌تعادل مثبت و N یعنی عدم‌تعادل منفی.

جدول ۵: سهم هر باس از کل بار شبکه RTS

انحراف‌معیار روزانه عدم‌تعادل سیستم به‌ترتیب در ضریب هم‌بستگی ۰- ۰/۳- ۰/۶- ۱					
٪۱۶/۵ - ٪۱۸ - ٪۲۰ - ٪۲۱/۵		٪۱۸ - ٪۲۰ - ٪۲۲ - ٪۲۳/۵		٪۲۰ - ٪۲۲ - ٪۲۴ - ٪۲۵/۵	
متوسط روزانه قدرمطلق عدم‌تعادل سیستم		متوسط روزانه قدرمطلق عدم‌تعادل سیستم		متوسط روزانه قدرمطلق عدم‌تعادل سیستم	
٪۶	٪۱۸	٪۶	٪۱۸	٪۶	٪۱۸
علامت عدم‌تعادل مرزعه ۱/۲	علامت عدم‌تعادل مرزعه ۱/۲	علامت عدم‌تعادل مرزعه ۱/۲	علامت عدم‌تعادل مرزعه ۱/۲	علامت عدم‌تعادل مرزعه ۱/۲	علامت عدم‌تعادل مرزعه ۱/۲
P/P, N/N	Z/Z, N/P	P/P, N/N	Z/Z, N/P	P/P, N/N	Z/Z, N/P

۵-۲- بررسی اثر سطح نفوذ تولید بادی

در این قسمت سه سطح نفوذ (p) برابر با ۷٪، ۱۰٪ و ۱۳٪ برای تولید بادی درنظر گرفته‌می‌شود و فرض می‌شود پیش‌بینی ما مناسب است (نوع ZZ). شکل ۳ اثر سطح نفوذ تولید بادی را بر اختلاف متوسط هزینه عدم‌تعادل در چهار ضریب هم‌بستگی (a) نشان می‌دهد.



شکل ۳: اختلاف متوسط هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه برای سه سطح نفوذ و چهار سطح هم‌بستگی

مشاهده می‌شود با افزایش سطح نفوذ تولید بادی، اختلاف متوسط هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه افزایش می‌یابد. زیرا با افزایش سطح نفوذ تولید بادی، متوسط انحراف تولید بادی یا همان عدم‌تعادل مزارع افزایش می‌یابد. بنابراین میزان عدم‌تعادل‌هایی که خلاف‌جهت عدم تعادل سیستم، و عامل ایجاد اختلاف بین دو مکانیسم تسویه می‌باشند نیز افزایش می‌یابد ولی این عدم‌تعادل‌ها تنها عامل مؤثر برروی اختلاف بین متوسط هزینه عدم‌تعادل دو مکانیسم تسویه نیست. درواقع این عدم‌تعادل‌ها، در مکانیسم تسویه تک‌قیمت، ضرب در قیمت بازار زمان‌حقیقی و در مکانیسم تسویه دوقیمت، ضرب در قیمت بازار روز قبل می‌شوند و هزینه عدم‌تعادل در هر مکانیسم تسویه را به وجود می‌آورد. بنابراین برای تحلیل تأثیر سطح نفوذ تولید بادی بر متوسط هزینه عدم‌تعادل نیاز به درک اثر افزایش سطح نفوذ تولید بادی بر اختلاف قیمت در بازار زمان‌حقیقی و روز قبل می‌باشد. لازم به ذکر است افزایش سطح نفوذ تولید بادی، متوسط قیمت در هر دو بازار را کاهش می‌دهد.

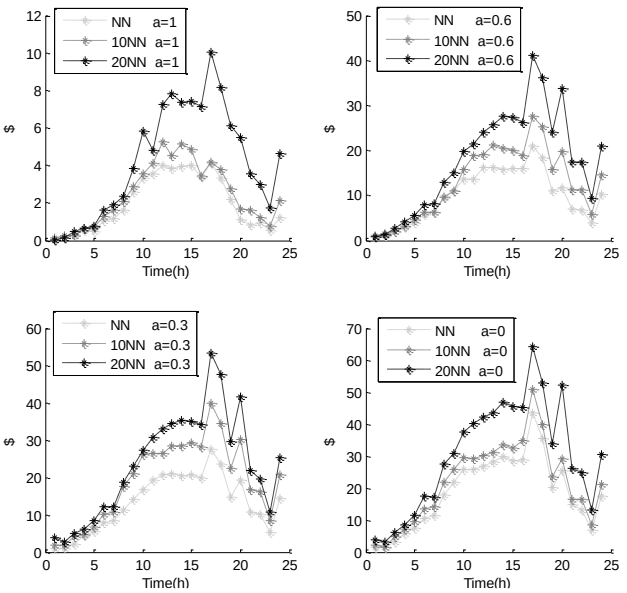
اما آنچه مشخص است اگر انحراف بادی صفر باشد یعنی هر کدام از تولیدکنندگان بادی همان مقداری که در بازار زمان‌حقیقی پیشنهاد داده‌اند تولید کنند قیمت در بازار زمان‌حقیقی و روز قبل با هم برابر است. ولی اگر تولید آن‌ها در بازار زمان‌حقیقی با مقدار پیشنهادی در بازار روز قبل متفاوت باشد، اختلاف بین قیمت در این دو بازار به وجود خواهدآمد که مقدار این اختلاف نیز به مقدار انحراف تولید بادی بستگی دارد. ازطرفی با افزایش سطح نفوذ تولید بادی میزان انحراف تولید نیز افزایش می‌یابد، بنابراین افزایش سطح نفوذ تولید بادی اختلاف قیمت دو بازار را زیاد می‌کند. پس در مجموع افزایش سطح نفوذ تولید بادی منجربه افزایش اختلاف هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه می‌شود. همچنین با افزایش ضریب هم‌بستگی در هر سه سطح نفوذ اثر افزایش سطح نفوذ بر اختلاف متوسط هزینه عدم‌تعادل کاهش می‌یابد. زیرا با افزایش هم‌بستگی، تولید مزارع هم‌جهت‌تر می‌شود و اختلاف دو مکانیسم تسویه کاهش می‌یابد.

۵-۳- بررسی اثر انحراف‌معیار روزانه عدم‌تعادل سیستم

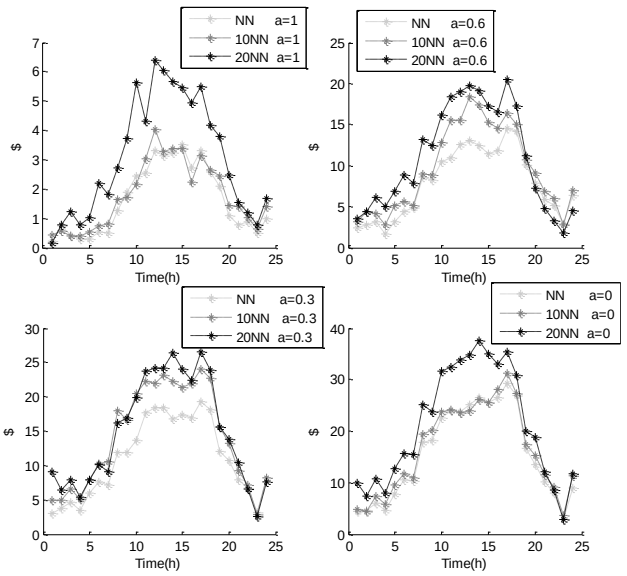
در این بخش به بررسی اثر انحراف‌معیار روزانه عدم‌تعادل سیستم بر اختلاف متوسط و انحراف‌معیار هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه پرداخته می‌شود. برای این منظور ۲ حالت مختلف از نظر علامت عدم‌تعادل ساعتی در دو مزرعه درنظرگرفته و در هر حالت به بررسی اثر افزایش انحراف‌معیار عدم‌تعادل سیستم پرداخته می‌شود. این ۲ حالت عبارت‌اند از: ۱- متوسط عدم‌تعادل ساعتی در هر دو مزرعه منفی است، ۲- متوسط عدم‌تعادل ساعتی در دو مزرعه مثبت است.

۵-۳-۱- متوسط عدم‌تعادل ساعتی منفی در هر دو مزرعه

در این حالت نیز تأثیر افزایش عدم‌تعادل روزانه سیستم در چهار سطح هم‌بستگی (a) برروی اختلاف متوسط و انحراف‌معیار هزینه عدم‌تعادل به‌ترتیب در شکل‌های ۴ و ۵ نشان داده شده‌است. اعداد موجود در کنار نوع سناریو میزان افزایش انحراف‌معیار سناریو را نشان می‌دهد. به‌عنوان مثال 10NN یعنی سناریو نوع NN که انحراف‌معیار روزانه عدم‌تعادل سیستم در آن ۱۰٪ افزایش پیدا کرده‌است. نتایج نشان می‌دهد اختلاف متوسط هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه همواره مثبت است. زیرا متوسط درآمد (هزینه) ناشی از اضافه (کمبود) تولید تولیدکنندگان بادی در مکانیسم تسویه تک‌قیمت بیشتر (کمتر) است. برای بررسی دقیق‌تر، ۲ حالت ممکن بررسی می‌شود:



شکل ۴: اختلاف متوسط هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح هم‌بستگی در حالتNN



شکل ۵: اختلاف انحراف‌معیار هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح هم‌بستگی در حالتNN

الف) عدم‌تعادل سیستم مثبت : در این حالت قیمت بازار روزقبل بیشتر از قیمت بازار زمان‌حقیقی است. فرض می‌شود عدم‌تعادل مزرعه ۱ مثبت و عدم‌تعادل مزرعه ۲ منفی باشد. در مکانیسم تسویه تک‌قیمت انحراف تولید بادی هر دو مزرعه در قیمت بازار زمان حقیقی ضرب‌شده و با هم جمع می‌شود. اما در مکانیسم تسویه دو قیمت انحراف تولید بادی مزرعه ۲ در بازار روز قبل که بیشتر از قیمت بازار زمان‌حقیقی است ضرب می‌شود. بنابراین مزرعه ۲ نسبت به مکانیسم تسویه تک‌قیمت هزینه بیشتری برای کمبود تولید خود می‌پردازد که در مجموع درآمد ناشی از اضافه‌تولید بادی را نسبت به مکانیسم تسویه تک‌قیمت کمتر می‌کند.

ب) عدم‌تعادل سیستم منفی : در این حالت قیمت بازار روزقبل کمتر از قیمت بازار زمان‌حقیقی است. فرض می‌شود عدم‌تعادل مزرعه ۱ مثبت و عدم‌تعادل مزرعه ۲ منفی باشد. در مکانیسم تسویه تک‌قیمت انحراف تولید بادی هر دو مزرعه در قیمت بازار زمان حقیقی ضرب‌شده و با هم جمع می‌شود. اما در مکانیسم تسویه دو قیمت انحراف تولید بادی مزرعه ۱ در بازار روز قبل که کمتر از قیمت بازار زمان‌حقیقی است ضرب می‌شود. بنابراین مزرعه ۱ نسبت به مکانیسم تسویه تک‌قیمت هزینه کمتری برای اضافه‌تولید خود دریافت می‌کند که در مجموع هزینه ناشی از کمبود تولید بادی را نسبت به مکانیسم تسویه تک‌قیمت بیشتر می‌کند.

همچنین نتایج نشان می‌دهد با افزایش انحراف‌معیار روزانه عدم تعادل سیستم اختلاف متوسط هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه افزایش می‌یابد که این افزایش با کاهش سطح هم‌بستگی تشدید می‌شود. چون متوسط عدم‌تعادل سیستم و مزارع منفی است با افزایش انحراف معیار تولید بادی احتمال وقوع سناریوهایی که در آن عدم‌تعادل مزارع خلاف جهت یکدیگر می‌باشد افزایش می‌یابد که منجر به افزایش اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه می‌شود. افزایش هم بستگی نیز با هم‌جهت‌کردن تغییرات مزارع باعث کاهش اختلاف بین دو مکانیسم تسویه از نظر متوسط هزینه عدم‌تعادل شده‌است.

همچنین اختلاف انحراف‌معیار هزینه عدم‌تعادل در این حالت مثبت است که نشان می‌دهد میانگین انحراف‌معیار هزینه عدم‌تعادل در مکانیسم تسویه تک‌قیمت از مکانیسم تسویه دوقیمت بیشتر است. برای تحلیل این موضوع نیز باید مانند قبل کلیه سناریوهایی که ممکن است رخ دهد بررسی می‌شود.

۱- سناریوهایی که عدم‌تعادل هر دو مزرعه مثبت یا منفی باشند (حدود ۶۵٪ سناریوها). این سناریوها در ایجاد اختلاف بین دو مکانیسم تسویه اثری ندارند.

۲- سناریوهایی که در آن عدم‌تعادل در مزرعه۱ مثبت و در مزرعه۲ منفی است و عدم‌تعادل منفی غالب است (حدود ۲۲٪ سناریوها). در این حالت مبلغ دریافتی از مزرعه ۲ در هر دو مکانیسم تسویه یا قیمت بازار زمان‌حقیقی محاسبه می‌شود اما هزینه عدم‌تعادل در مزرعه۱ در مکانیسم تسویه تک‌قیمت با قیمت بازار زمان‌حقیقی و در مکانیسم تسویه دوقیمت با قیمت بازار روز قبل محاسبه می‌شود. همچنین چون عدم‌تعادل سیستم در این سناریو منفی است قیمت بازار زمان‌حقیقی از بازار روز قبل بیشتر می‌باشد. اختلاف قیمت بازار روز قبل و زمان‌حقیقی موجب می‌شود هزینه عدم‌تعادل مزرعه۱ در مکانیسم تسویه دوقیمت عدد مثبت کوچک‌تری در مقایسه با هزینه عدم‌تعادل در مکانیسم تسویه تک‌قیمت گردد. بنابراین در مکانیسم دوقیمت هزینه عدم‌تعادل در این سناریو (مجموع هزینه عدم‌تعادل دو مزرعه) عدد منفی کوچکتری می‌شود. حال بسته‌به این‌که هزینه عدم‌تعادل سناریو از متوسط هزینه عدم‌تعادل سناریوها بیشتر است یا کمتر دو حالت ممکن است رخ دهد:

الف: اگر هزینه عدم‌تعادل سناریو عدد منفی بزرگتری نسبت به متوسط هزینه عدم‌تعادل باشد (حدود ۱۳٪ سناریوها) با صرف‌نظر از تأثیر این سناریو بر اختلاف متوسط هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه، این امر موجب می‌شود انحراف‌معیار در مکانیسم تسویه دوقیمت کمتر باشد. زیرا در مکانیسم دوقیمت هزینه عدم‌تعادل سناریو عدد منفی کوچکتری می‌شود که به میانگین (که عدد منفی کوچکتری از هزینه عدم‌تعادل در این سناریو است) نزدیک‌تر است.

ب: اگر هزینه عدم‌تعادل سناریو عدد منفی کوچکتری نسبت به متوسط هزینه عدم‌تعادل باشد (حدود ۹٪ سناریوها) با صرف‌نظر از تأثیر این سناریو بر اختلاف متوسط هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه، این امر موجب می‌شود انحراف‌معیار در مکانیسم تسویه دو قیمت بیشتر باشد. زیرا در مکانیسم دوقیمت هزینه عدم‌تعادل سناریو عدد منفی کوچکتری می‌شود که از میانگین (که عدد منفی بزرگتری از هزینه عدم‌تعادل در این سناریو است) دورتر است.

۳- سناریوهایی که در آن عدم‌تعادل در مزرعه۱ مثبت و در مزرعه۲ منفی است و عدم‌تعادل مثبت غالب است (حدود ۱۳٪ سناریوها). در این حالت هزینه عدم‌تعادل در مزرعه۱ در هر دو مکانیسم تسویه با قیمت بازار زمان‌حقیقی محاسبه می‌شود اما هزینه عدم‌تعادل در مزرعه۲ در مکانیسم تسویه تک‌قیمت با قیمت بازار زمان‌حقیقی و در مکانیسم تسویه دوقیمت با قیمت بازار روز قبل محاسبه می‌شود. چون عدم‌تعادل سیستم در این سناریو مثبت است قیمت بازار روز قبل بیشتر می‌باشد. اختلاف قیمت بازار روز قبل و زمان‌حقیقی موجب می‌شود هزینه عدم‌تعادل مزرعه۲ در مکانیسم تسویه دوقیمت عدد منفی کوچک‌تری در مقایسه با هزینه عدم‌تعادل در مکانیسم تسویه تک‌قیمت گردد. با صرف‌نظر از تأثیر این دسته سناریوها بر اختلاف متوسط هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه، این امر باعث کاهش انحراف‌معیار هزینه عدم‌تعادل در مکانیسم تسویه دو قیمت می‌شود. زیرا در مکانیسم دوقیمت مجموع هزینه عدم‌تعادل دو مزرعه عدد مثبت کوچکتری می‌شود که به میانگین (که عددی منفی است) نزدیک‌تر است.

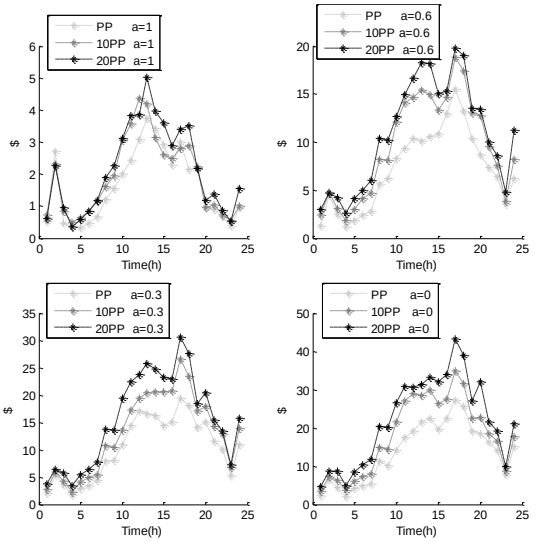
در مجموع باتوجه به این‌که در اکثر سناریوها محاسبه هزینه عدم‌تعادل در مکانیسم تسویه دوقیمت منجربه کاهش انحراف‌معیار هزینه عدم‌تعادل شده، باعث می‌شود اختلاف انحراف‌معیار هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه مثبت باشد.

در مورد تأثیر انحراف‌معیار روزانه عدم‌تعادل بر اختلاف انحراف‌معیار هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه می‌توان گفت افزایش انحراف‌معیار روزانه عدم‌تعادل احتمال وقوع سناریوهایی که در ایجاد اختلاف بین دو مکانیسم مؤثر هستند را افزایش می‌دهد (از ۳۵٪ تا ۳۹٪) و باتوجه به این‌که اکثر این سناریوها منجر کاهش انحراف‌معیار هزینه عدم‌تعادل در مکانیسم دوقیمت می‌شوند، اختلاف دو مکانیسم می‌تواند تشدید شود.

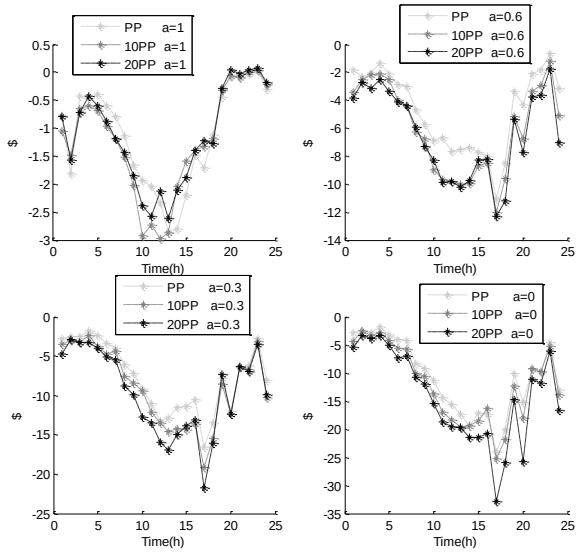
۵-۳-۲- متوسط عدم‌تعادل ساعتی مثبت در هر دو مزرعه

تأثیر افزایش انحراف‌معیار عدم‌تعادل روزانه سیستم در چهار سطح هم‌بستگی (a) برروی اختلاف متوسط و انحراف‌معیار هزینه عدم‌تعادل در شکل‌های ۶و ۷ نشان داده شده‌است.

در این حالت نیز اختلاف متوسط هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه همواره مثبت است. همچنین نتایج نشان می‌دهد با افزایش انحراف‌معیار روزانه عدم‌تعادل سیستم، اختلاف متوسط هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه افزایش می‌یابد که این افزایش با کاهش سطح هم‌بستگی تشدید می‌شود. درواقع چون متوسط عدم‌تعادل سیستم و مزارع مثبت است با افزایش انحراف‌معیار تولید بادی احتمال وقوع سناریوهایی که در آن عدم‌تعادل مزارع خلاف‌جهت یک‌دیگر می‌باشد افزایش می‌یابد که منجربه افزایش اختلاف متوسط هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه می‌شود.



شکل ۶: اختلاف متوسط هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح هم‌بستگی در حالت PP



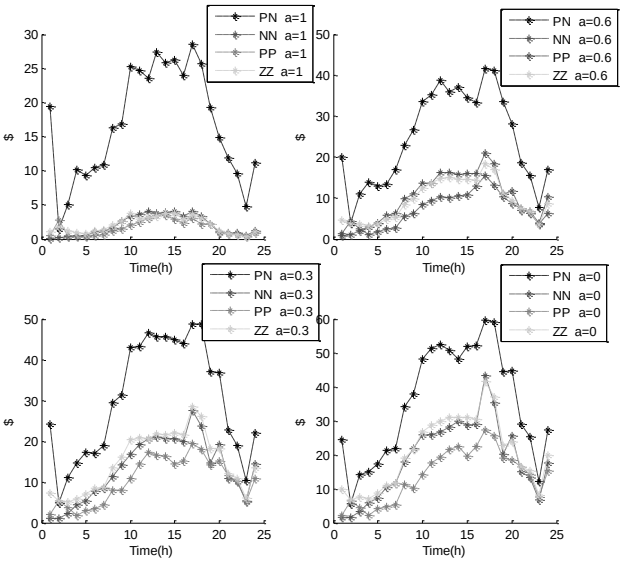
شکل ۷: اختلاف انحراف‌معیار هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح هم‌بستگی در حالت PP

۵-۴- بررسی اثر متوسط روزانه قدرمطلق عدم‌تعادل سیستم

در این قسمت به مقایسه خروجی‌های بازار برای حالت‌های PP، NN، PN و ZZ پرداخته می‌شود. انحراف‌معیار روزانه عدم‌تعادل سیستم در این حالت‌ها یکسان فرض می‌شود، ولی متوسط روزانه قدرمطلق عدم‌تعادل سیستم ۶ و یا ۱۸ درصد می‌باشد.

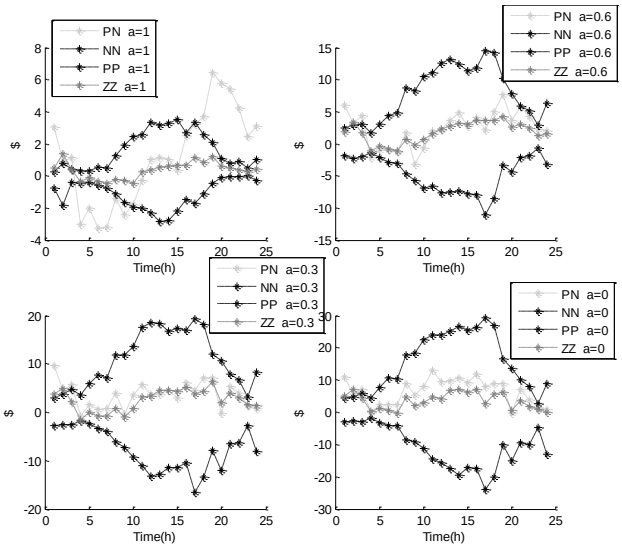
اختلاف متوسط و انحراف‌معیار هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه برای ۴ سطح هم‌بستگی، ۴ نوع سناریو و در انحراف‌معیار روزانه عدم‌تعادل پایه به‌ترتیب در شکل‌های ۸ و ۹ نشان داده شده‌است. همان‌طورکه مشاهده می‌شود اختلاف متوسط هزینه عدم‌تعادل در حالت PN بیشتر از حالت‌های دیگر است که دلیل آن خلاف‌جهت‌بودن عدم‌تعادل دو مزرعه است که عامل ایجاد اختلاف در دو مکانیسم تسویه تک‌قیمت و دوقیمت می‌باشد. به‌عبارتی در حالت‌هایی که متوسط عدم‌تعادل سیستم و متوسط عدم‌تعادل مزارع هم‌جهت هستند (NN و PP) تفاوت زیادی بین متوسط هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه نیست و اختلاف آن‌ها بسیار کم می‌باشد. اما در حالت ZZ این اختلاف از NP کمتر است. زیرا متوسط عدم‌تعادل در دو مزرعه بسیار کم و در بعضی ساعات هم‌جهت و در برخی ساعت‌ها خلاف‌جهت هم می‌باشند. درواقع در حالت NP در اکثر ساعت‌ها متوسط عدم‌تعادل دو مزرعه در خلاف‌جهت هم است. همچنین مشاهده می‌شود با افزایش ضریب هم‌بستگی، اختلاف بین متوسط هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه روبه‌کاهش است.

باتوجه به شکل ۷ بیشترین اختلاف انحراف‌معیار در دو مکانیسم تسویه را در حالت‌های NN و PP می‌توان مشاهده کرد. زیرا در این سناریوها به‌دلیل هم‌جهت بودن عدم‌تعادل دو مزرعه، عدم‌تعادل خالص سیستم بسیار زیاد است که باعث می‌شود اختلاف متوسط قیمت بازار زمان‌حقیقی و بازار روز قبل بسیار زیاد باشد که این اختلاف قیمت باعث ایجاد اختلاف انحراف‌معیار زیاد بین دو مکانیسم تسویه می‌شود.



شکل ۸: اختلاف متوسط هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح هم‌بستگی

زیرا همان‌طورکه برای حالت NN / PP تحلیل شد، اکثر سناریوها منجربه کاهش/ افزایش انحراف‌معیار هزینه عدم‌تعادل در مکانیسم دوقیمت شد، بنابراین افزایش اختلاف قیمت دو بازار این کاهش/ افزایش را تشدید می‌کند و اختلاف دو مکانیسم تسویه بیشتر می‌شود. اما در حالت ZZ و PN چون اختلاف قیمت دو بازار کم است این اثر بسیار کمتر است ازطرفی در حالت ZZ اندازه عدم‌تعادل‌ها نیز ناچیز است که باعث می‌شود این اثر باز هم نسبت به PN تخفیف یابد. با افزایش ضریب هم‌بستگی نیز این اختلاف نیز روبه‌کاهش است.



شکل ۹: اختلاف انحراف‌معیار هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح هم‌بستگی

۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله هزینه عدم‌تعادل از دیدگاه تولیدکننده بادی تحلیل و نحوه عملکرد دو مکانیسم تسویه بررسی شد. در ادامه نتایج اصلی به‌دست‌آمده از تحلیل خروجی‌ها ارائه شده‌است:

۱- با افزایش سطح نفوذ تولید بادی اختلاف متوسط هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه افزایش می‌یابد.

۲- با افزایش ضریب هم‌بستگی، اثر افزایش سطح نفوذ بر اختلاف متوسط و انحراف‌معیار هزینه عدم‌تعادل کاهش می‌یابد.

۳- در حالت NN و PP با افزایش انحراف‌معیار روزانه عدم‌تعادل سیستم، اختلاف متوسط و انحراف‌معیار هزینه عدم‌تعادل در دو مکانیسم تسویه افزایش می‌یابد.

۴- در حالت PP اختلاف انحراف‌معیار هزینه عدم‌تعادل منفی است که نشان می‌دهد انحراف‌معیار هزینه عدم‌تعادل در مکانیسم تسویه تک‌قیمت از مکانیسم تسویه دوقیمت کمتر است. درحالیکه مشاهده در حالت NN برعکس است.

۵- اختلاف متوسط هزینه عدم‌تعادل در حالت PN بیشتر از حالت‌های دیگر است و بیشترین اختلاف انحراف‌معیار در دو مکانیسم تسویه را در حالت‌های NN و PP می‌توان مشاهده کرد.

۶- به‌صورت کلی با افزایش هم‌بستگی مزارع، تأثیر سطح نفوذ تولید بادی بر اختلاف متوسط و انحراف‌معیار روزانه عدم‌تعادل سیستم در دو

مکانیسم تسویه کاهش می‌یابد و درواقع دو مکانیسم تسویه به یک‌دیگر نزدیک‌تر می‌شوند.

مراجع

[1] A. G. Vlachos, and P. N. Biskas, "Demand response in a real-time balancing market clearing with pay-as-bid pricing," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 4, pp. 1966-1975, Dec. 2013.

[2] *J. M. González, A. J. Conejo, H. Madsen, P. Pinson, and M. Zugno, "Integrating Renewables in Electricity Markets: Operational Problems," New York, NY, USA:Springer, 2014.*

[3] *Q. Wang, Ch. Zhang, Y. Ding, G. Xydis, J. Wang, and J. Østergaard, "Review of real-time electricity markets for integrating distributed energy resources and demand response,"* Appl. Energy, *vol. 138, pp. 695-706, 2015.*

[4] *A. Botterud, Z. Zhou, J. Wang, J. Sumaili, H. Keko, J. Mendes, R. J. Bessa, and V. Miranda, "Demand dispatch and probabilistic wind power forecasting in unit commitment and economic dispatch: A case study of Illinois,"* IEEE Trans. Sustain. Energy, *vol. 4, no. 1, pp. 250-261, 2013.*

[5] A. Botterud, Z. Zhou, J. Wang, R. J. Bessa, H. Keko, J. Sumaili, and V. Miranda, "Wind power trading under uncertainty in LMP markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 894-903, May 2012.

[6] *J. Garcia-Gonzalez, A. S. Roque, F. Campos, and J. Villar, "Connecting the intraday energy and reserve markets by an optimal redispatch,"* IEEE Trans. Power Syst., *vol. 22, no. 4, pp. 2220-2231, Nov. 2007.*

[7] M. Amelin, "An evaluation of intraday trading and demand response for a predominantly hydro-wind system under nordic market rules," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 1, pp. 3-12, Jan. 2015.

[8] *A. M. Jafari, H. Zareipour, A. Schellenberg, and N. Amjady, "The value of intra-day markets in power systems with high wind power penetration,"* IEEE Trans. Power Syst., *vol. 29, no. 3, pp. 1121-1132, May 2014.*

[9] Market operator of the electricity market of the Iberian Peninsula, OMEL, 2008. [Online]. Available: http://www.omel.es/2014-08-02.

[10] *J. M. Morales, A. J. Conejo, and J. Pérez-Ruiz, "Economic valuation of reserves in power systems with high penetration of wind power,"* IEEE Trans. Power Syst., *vol. 24, no. 2, pp. 900-910, May 2009.*

[11] *T. Aigner, S. Jaehnert, G. L. Doorman, and T. Gjengedal, "The effect of large-scale wind power on system balancing in Northern Europe,"* IEEE Trans. Sustain. Energy, *vol. 3, no. 4, pp. 751-759, Oct. 2012.*

[12] S. Surender Reddy, P.R. Bijwe, and A.R. Abhyankar, "Optimal Posturing in Day-Ahead Market Clearing for Uncertainties Considering Anticipated Real-Time Adjustment Costs," *IEEE Systems Journal*, vol. 9, no. 1, pp. 177-190, March 2015.

[13] *S. Surender Reddy, P.R. Bijwe, and A.R. Abhyankar, "Optimum day-ahead clearing of energy and reserve markets with wind power generation using anticipated real-time adjustment costs," in International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Washington: Power System Test Case Archive, Univ., vol. 71, pp. 242-253, October 2015.*

[14] *S. Martin, Y. Smeers, and J. A. Aguado, "A stochastic two settlement equilibrium model for electricity markets with wind generation,"* IEEE Trans. Power Syst., *vol. 30, no. 1, pp. 233-245, Jan. 2015.*

[15] J. M. Morales, A. J. Conejo, K. Liu, and J. Zhong, "Pricing electricity in pools with wind producers," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1366-1376, Aug. 2012.

[16] A. L. Ott, "Experience with pjm market operation system design and implementation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 528-534, May 2003.

[17] *H. Farahmand, T. Aigner, G. L. Doorman, M. Korpas, and D. Huertas-Hernando, "Balancing market integration in the northern european continent: A 2030 case study,"* IEEE Trans. on Sustain. Energy, *vol. 3, no. 4, pp. 918-930, Oct. 2012.*

[18] T. Aigner, H. Farahmand, and T. Gjengedal, "Modeling the northern European electricity market," *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, pp. 1-8, Jul. 2012.

[19] S. Rahmani Dabbagh, and M. K Sheikh-El-Eslami, "Risk assessment of virtual power plants offering in energy and reserve markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, pp. 3572 – 3582, Sep. 2016.

[20] *J. P. Chaves-Ávila, R. A. Hakvoort, and A. Ramos, "The impact of European balancing rules on wind power economics and on short-term bidding strategies,"* Energy Policy, *vol. 68, pp. 383-393, May 2014.*

[21] *N. Aparicio, I. MacGill, J. R. Abbad, and H. Beltran, "Comparison of wind energy support policy and electricity market design in Europe the United States and Australia,"* IEEE Trans. Sustain. Energy, *vol. 3, no. 4, pp. 809-818, Oct. 2012.*

[22] *A. Helander, H. Holttinen, and J. Paatero, "Impact of wind power on the power system imbalances in Finland,"* Renewable Power Generation, IET, *vol. 4, no. 1, pp. 75-84, 2010.*

[23] R. Arjmand, and M. Rahimiyan, "Impact of spatio-temporal correlation of wind production on clearing outcomes of a competitive pool market," *Renewable Energy*, vol. 86, pp. 216-227, 2016.

[24] J. M. Morales, A. J. Conejo, and J. Pérez-Ruiz, "Short-term trading for a wind power producer," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, pp. 554-564, Feb. 2010.

[۲۵] امیرحسین زارع نیستانک، رحمت‌اله هوشمند و معین پرستگاری، «بهره برداری بهینه از نیروگاه‌های بادی با استفاده از نیروگاه‌های تلمبه‌ای ذخیره‌ای به منظور کاهش عدم قطعیت در عملکرد آنان در بازار برق»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، جلد ۴۱، شماره ۲، صفحات ۵۱-۵۹، ۱۳۹۱.

[۲۶] ارسلان نجفی، حمید فلقی و مریم رمضانی، «تصمیم گیری خرید انرژی الکتریکی برای مصرف کنندگان بزرگ در حضور توربین‌های بادی»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، جلد ۴۶، شماره ۳، صفحات ۳۴۵-۳۵۶، ۱۳۹۵.

[27] R. Arjmand, and M. Rahimiyan, "Statistical analysis of a competitive day-ahead market coupled with correlated wind production and electric load," *Applied Energy*, vol. 161, pp. 153-167, 2016.

[28] P. Pinson, Estimation of the Uncertainty in Wind Power Forecasting, PhD thesis, 2006.

[29] *M. Rahimiyan, and L. Baringo, "Strategic bidding for a virtual power plant in the day-ahead and real-time markets: A price-taker robust optimization approach,"* IEEE Trans. Power Syst., *vol. 31, no. 4, pp. 2676-2687, Jul. 2016.*

[30] *L. X. Wang, "A course in fuzzy system and control," Englewood Clifts, NJ, USA, Prentice Hall, Aug. 1996.*

[31] *C. Grigg, and et al., "The IEEE reliability test system—1996,"* IEEE Trans. Power Syst., *vol. 14, no. 3, pp. 1010-1018, Aug. 1999.*

[32] *National Renewable Energy Laboratory (NREL), Available online at: http://www.nrel.gov/2014-08-02.*

زیرنویس‌ها

[1] Empirical cumulative distribution function

[2] Standard normal cumulative distribution function

[3] Real-time Balancing Market

[4] Pennsylvania-Maryland-New Jersey Interconnection (PJM)

[5] Real-time Energy Market

[6] Frequency Control Ancillary Services (FCAS)

[7] Regulating Market

[8] Intraday markets

[9] Deviation cost

[10] Standard multivariate normal distribution