

بهره‌برداری بازار زمان حقیقی 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 عدم تعادل در بازار زمان حقیقی به‌طور آماری تحلیل می‌شود. بدین منظور، مسئله تسویه بازار زمان حقیقی 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 زمان حقیقی مدنظر قرار می‌گیرد. با استخراج هم‌بستگی زمان-مکانی تولید توان بادی از اطلاعات واقعی، عدم قطعیت 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 زمان حقیقی و هزینه عدم تعادل به کمک شبیه‌سازی آماری مطالعه می‌شود. همچنین اثر هم‌بستگی زمانی-مکانی تولید توان بادی بر هزینه عدم تعادل 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 انحراف معیار درآمد (هزینه) تولیدکنندگان بادی در این دو مکانیسم تسویه تحت تأثیر خطای پیش‌بینی تولید بادی می‌تواند مثبت یا منفی باشد.

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

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

Irاندokht Amirjani Marvi¹, Msc; Morteza Rahimiyan², Associate Professor; Reza Arjmand³, 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

میزان افزایش توان تولیدی بلوک j از واحد i در بازار زمان حقیقی در ساعت h	$\Delta p_{ij}^+(h)$	نمادها و علائم	فهرست علائم و اختصارات استفاده‌شده در این مقاله به‌صورت زیر می‌باشد. عبارت $p_i^{G,DA}(h)$ در بازار روز قبل به‌صورت متغیر در نظر گرفته می‌شود اما در بازار زمان-حقیقی به‌صورت پارامتر و با حروف بزرگ نشان داده می‌شود.
میزان کاهش توان تولیدی بلوک j از واحد i در بازار زمان حقیقی در ساعت h	$\Delta p_{ij}^-(h)$	پارامترها	
میزان افزایش توان تولیدی واحد i در بازار زمان حقیقی در ساعت h	$\Delta p_i^+(h)$	b_{mn}	سوسپتانس خط بین باس m و n
میزان کاهش توان تولیدی واحد i در بازار زمان حقیقی در ساعت h	$\Delta p_i^-(h)$	$P_b^D(h)$	بار مصرفی باس b در ساعت h
تغییرات توان تولیدی واحد i در بازار زمان حقیقی در ساعت h	$\Delta p_i(h)$	$P_{nm}^{L,max}(h)$	محدودیت حداکثر توان عبوری از خط (n, m)
زاویه ولتاژ باس b در ساعت h	$\delta_b(h)$	$P_{ij}^{+G,max}(h)$	ظرفیت بلوک j از واحد i برای افزایش تولید در بازار زمان حقیقی در ساعت h
توان عبوری از خط (n, m)	$p_{nm}^L(h)$	$P_{ij}^{-G,max}(h)$	ظرفیت بلوک j از واحد i برای کاهش تولید در بازار زمان حقیقی در ساعت h
مقدار انحراف تولیدکننده بادی k در ساعت h	$D_k(h)$	$P_i^{G,max}(h)$	حد بالای تولید واحد i در ساعت h
قیمت بازار زمان حقیقی در ساعت h	$\lambda^{RT}(h)$	$P_i^{G,min}(h)$	حد پایین تولید واحد i در ساعت h
قیمت بازار روز قبل در ساعت h	$\lambda^{DA}(h)$	$f_{ij}^+(h)$	قیمت پیشنهادی بلوک j از تولیدکننده i برای افزایش تولید در بازار زمان حقیقی در ساعت h
هزینه عدم تعادل تولیدکننده بادی k در ساعت h	$DC_k(h)$	$f_{ij}^-(h)$	قیمت پیشنهادی بلوک j از تولیدکننده i برای کاهش تولید در بازار زمان حقیقی در ساعت h
مجموعه‌ها		R_i^{UP}	حد نرخ افزایش توان تولیدی واحد i
مجموعه باس‌ها	Ω^B	R_i^{DO}	حد نرخ کاهش توان تولیدی واحد i
مجموعه خطوط	Ω^L	$RR_i^{+,max}(h)$	حداکثر رزرو پیشنهادی واحد i برای افزایش تولید در ساعت h
مجموعه واحدهای تولیدی موجود در باس b	Ω_b^G	$RR_i^{-,max}(h)$	حداکثر رزرو پیشنهادی واحد i برای کاهش تولید در ساعت h
مجموعه مزارع بادی موجود در باس b	Ω_b^W	$RR^+(h)$	رزرو موردنیاز برای افزایش تولید در ساعت h
مجموعه نیروگاه‌های شرکت‌کننده در بازار زمان- حقیقی در ساعت h	$\Omega^I(h)$	$RR^-(h)$	رزرو موردنیاز برای کاهش تولید در ساعت h
توابع		$f_b^{LS}(h)$	هزینه بار قطع‌شده در باس b در بازار زمان حقیقی در ساعت h
تابع توزیع تجمعی تجربی ^۱	$F(\cdot)$	$P_k^W(h)$	توان تولیدی مزرعه k در بازار زمان-حقیقی در ساعت h
تابع توزیع تجمعی نرمال استاندارد ^۲	$\Psi_N(\cdot)$	$P_{ij}^{G,max}(h)$	ظرفیت بلوک تولیدی j از واحد i در ساعت h
۱- مقدمه		متغیرها	
بازارهای زمان حقیقی با عناوین بازار تعادل زمان حقیقی ^۲ در PIM ^۴ و شمال آمریکا، بازار انرژی زمان حقیقی ^۵ در نیوانگلند، بازار خدمات جانبی و کنترل فرکانس ^۶ در استرالیا و بازار تنظیم ^۷ در شمال اروپا پیاده‌سازی شده‌است [۱]. بازارهای زمان حقیقی در بازه‌های زمانی مختلف از یک ساعت تا ۳۰ دقیقه قبل از تحویل انرژی، عدم تعادل بین تولید و مصرف را با خرید و فروش انرژی برطرف می‌کنند [۲]. در بعضی مراجع مانند [۳] بازار زمان حقیقی را به‌صورت پخش بار اقتصادی حتی تا ۵ دقیقه قبل از زمان تحویل انرژی تعریف می‌کنند. مدل‌سازی بازار زمان حقیقی از جهات مختلفی می‌تواند متفاوت باشد، از جمله نحوه در نظر گرفتن اتصال و مدل‌سازی محدودیت‌های شبکه انتقال، نحوه پیشنهاد قیمت، مکانیسم تسویه بازار، در نظر گرفتن بار به‌صورت پاسخگو یا غیرپاسخگو [۴، ۱].	$p_i^{G,DA}(h)$	توان تولیدی واحد i در بازار روز قبل در ساعت h	
		$p_b^{D,LS}(h)$	بار قطع‌شده در باس b در بازار زمان حقیقی در ساعت h
		$p_b^{W,SP}(h)$	توان بادی سرریز در باس b در بازار زمان حقیقی 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/خاموش بودن 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 در غیراینصورت به‌صورت کاهش تولید است.)

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

در مکانیسم تسویه تک‌قیمت همه پرداخت‌ها به/دریافت‌ها از تولیدکنندگان بادی و غیربادی براساس قیمت بازار زمان حقیقی انجام می‌شود. درحالی‌که در مکانیسم تسویه دوقیمت، اگر عدم تعادل ایجاد شده توسط تولیدکننده بادی، در خلاف جهت عدم تعادل سیستم باشد با قیمت بازار روز قبل و اگر هم‌جهت با آن باشد با قیمت بازار زمان حقیقی محاسبه می‌شود [۲]. در مرجع [۲۲]، بدون در نظر گرفتن هم‌بستگی تولید مزارع بادی، هزینه عدم تعادل برای دو مکانیسم تسویه تک‌قیمت و دوقیمت تحلیل شده است.

مطالعات نشان می‌دهد افزایش سطح نفوذ تولید بادی در سیستم قدرت منجر به افزایش هزینه‌های مربوط به عدم تعادل می‌شود. در مرجع [۲۲] با استفاده از داده‌های واقعی تولید بادی، خطاهای پیش‌بینی و قیمت‌های سال‌های ۲۰۰۴ و ۲۰۰۵ در فنلاند با صرف نظر از هم‌بستگی بین عدم تعادل موجود در تولید بادی مزارع مختلف، به بررسی هزینه عدم تعادل 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 عدم تعادل با افزایش سطح نفوذ تولید بادی افزایش می‌یابد. البته این هزینه‌ها در روش دوقیمت نسبت به تک‌قیمت بیشتر است.

در هیچ‌کدام از مراجع ذکر شده، اثر هم‌بستگی زمانی-مکانی تولید مزارع بادی در یک مدل واقع‌بینانه از بازار زمان حقیقی تحت دو مکانیسم تسویه تک‌قیمت و دوقیمت مقایسه نشده است. بنابراین، نوآوری این مقاله، تحلیل آماری آثار ناشی از هم‌بستگی زمانی-مکانی تولید بادی بر هزینه عدم تعادل در بازار زمان حقیقی 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 عدم قطعیت تولید بادی را در شرایط واقعی در نظر گیرد. با شبیه‌سازی عدم تعادل و خروجی‌های بازار زمان حقیقی به ازاء این سناریوها، آثار عدم قطعیت تولید بادی بر شاخص‌های بازار مانند متوسط و انحراف معیار هزینه عدم تعادل اندازه‌گیری می‌شود. نتایج این تحلیل آماری اطلاعات مفیدی جهت سیاست‌گذاری مانند قیمت‌گذاری بازار زمان حقیقی (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 زمان حقیقی برای دست‌یابی به نتایج کاربردی جامع هستند.
- ۲- مدل‌سازی عدم قطعیت تولید بادی براساس سری زمانی اطلاعات واقعی مزارع بادی و ویژگی هم‌بستگی زمانی-مکانی تولید بادی انجام شده است.

زمان تحویل انرژی ضروری می‌باشد [۲]. افزایش روند استفاده از منابع تولید تجدیدپذیر به‌خصوص انرژی بادی، عدم قطعیت 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 زمان حقیقی در بازارهایی که سطح نفوذ تولید بادی در آن‌ها قابل توجه است مقدار مناسبی رزرو در بازار روز قبل در نظر گرفته می‌شود [۱۰]. در مرجع [۱۱] نتایج نشان می‌دهد یکپارچه‌سازی بازار شمال اروپا می‌تواند منجر به کاهش قابل توجه هزینه رزرو شود. روش دیگری که برای کاهش عدم قطعیت تولید و اطمینان از اجرای بازار زمان حقیقی مورداستفاده قرار می‌گیرد، اجرای بازار روز قبل با در نظر گرفتن سناریوهایی از بازار زمان حقیقی است [۱۲، ۱۳]. در واقع در این مراجع، بهترین برنامه‌ریزی در بازار روز قبل باتوجه به پیش‌بینی سناریوهایی که در بازار زمان حقیقی ممکن است رخ دهد انتخاب می‌شود، به‌طوری‌که هزینه در بازار روز قبل و زمان حقیقی کاهش و رفاه افزایش یابد. در مرجع [۱۲] نشان داده شده است که با افزایش اندکی در هزینه‌های بهره‌برداری در بازار روز قبل برای در نظر گرفتن عدم قطعیت تولید بادی و بار، متوسط هزینه عدم تعادل در بازار زمان حقیقی به شکل قابل توجهی 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 شده است. همچنین توضیح داده است که اگر بازار رزرو وجود داشته باشد، تعدادی قید به‌همراه هزینه آن‌ها به مدل بازار اضافه می‌شود.

نحوه مدل‌سازی بازار زمان حقیقی از دیدگاه قیود و تابع هدف می‌تواند متفاوت باشد. تابع هدف می‌تواند برای حداقل کردن مجموع هزینه عدم تعادل، شامل عدم تعادل‌های 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 از جمله بازارهای اروپا، تابع هدف در بازار زمان حقیقی برای کاهش مجموع هزینه عدم تعادل (هزینه انحراف^۹) تعریف می‌شود [۱۷، ۱۸]. بازار زمان حقیقی در آمریکا و اروپا به ترتیب مبتنی بر دو مکانیسم تسویه تک‌قیمت و دوقیمت بهره‌برداری می‌شود [۱۹]. هرچند بعضی از کشورهای اروپا از جمله 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 شده است [۲۰]. در نروژ تا قبل از سال ۲۰۰۸ مکانیسم تسویه تک‌قیمت و بعد از سال ۲۰۰۸ مکانیسم تسویه دوقیمت اجرا شده است [۲۱].

قیود (۱) و (۲) محدودیت بالا و پایین تولید هر واحد تولیدی را با در نظر گرفتن وضعیت خاموش/روشن بودن واحد و ذخیره چرخان افزایشی و کاهش، 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 مورد نیاز سیستم برای افزایش/کاهش تولید در آن ساعت باشد.

۲-۳- مدل سازی بازار زمان-حقیقی

مدل سازی بازار زمان حقیقی بر اساس بازار زمان حقیقی PJM فرمول بندی می‌شود [۱۶]. با اجرای برنامه بازار روز قبل، میزان تولید واحدهای برای هر ساعت برنامه ریزی می‌شود سپس با اطلاع از میزان انحراف انرژی هر مزرعه بادی برای هر ساعت h ، مسئله تسویه بازار زمان حقیقی به شکل مسئله بهینه‌سازی خطی مخلوط-عدد صحیح به صورت زیر فرمول بندی می‌شود:

$$\text{minimize } \sum_{i \in \Omega^I(h)} \left[\sum_j \{f_{ij}^+(h) \Delta P_{ij}^+(h) - f_{ij}^-(h) \Delta P_{ij}^-(h)\} + \sum_{b \in \Omega^B} f_b^{LS}(h) P_b^{D,LS}(h) \right] \quad (7)$$

مقید به:

$$\begin{aligned} & \sum_{i \in \Omega_B^G} [P_i^{G,DA}(h) + \Delta p_i(h)] \\ & + \sum_{k \in \Omega_B^W} [P_k^W(h) - p_k^{w,SP}(h)] \\ & + \sum_{(n,b) \in \Omega^L} p_{nb}^L(h) \\ & - \sum_{(b,m) \in \Omega^L} P_{bm}^L(h) \\ & = P_b^D(h) - P_b^{D,LS}(h), \\ & \forall b \in \Omega^B \end{aligned} \quad (8)$$

$$P_{nm}^L(h) = b_{mn}(\delta_n(h) - \delta_m(h)), \quad \forall (m,n) \in \Omega^L \quad (9)$$

$$-P_{nm}^{L,max}(h) \leq P_{nm}^L(h) \leq P_{nm}^{L,max}(h) \quad (10)$$

$$0 \leq \Delta p_{ij}^+(h) \leq P_{ij}^{+,G,max}, \quad \forall i \in \Omega^I(h), \forall j \quad (11)$$

$$0 \leq \Delta p_{ij}^-(h) \leq P_{ij}^{-,G,max}, \quad \forall i \in \Omega^I(h), \forall j \quad (12)$$

$$\Delta p_i^+(h) = \sum_j \Delta p_{ij}^+(h), \quad \forall i \in \Omega^I(h) \quad (13)$$

$$\Delta p_i^-(h) = \sum_j \Delta p_{ij}^-(h), \quad \forall i \in \Omega^I(h) \quad (14)$$

$$0 \leq \Delta p_i^+(h) \leq v_i(h) (P_i^{G,max} - P_i^{G,DA}(h)), \quad \forall i \in \Omega^I(h) \quad (15)$$

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

۴- مقایسه شاخص‌های بازار تحت دو مکانیسم تک‌قیمت و دو قیمت، کارکرد این دو روش قیمت‌گذاری برای مهار کردن آثار عدم قطعیت تولید بادی را در شرایط زمان حقیقی مشخص می‌کند.

۲-۲- مدل سازی ریاضی مسئله تسویه بازار

۲-۱- تشریح مسئله

به منظور بررسی آثار تولید بادی بر خروجی‌های بازار زمان حقیقی، ابتدا بازار روز قبل در حضور منابع تولیدکننده بادی مدل سازی شده است. در این مدل سازی، قیود زمانی واحدهای حرارتی و هزینه‌های مربوطه نیز لحاظ شده است. مجموعه‌ای از سناریوهای تولید توان بادی به کمک یک روش آماری با در نظر گرفتن هم‌بستگی زمانی-مکانی تولید مزارع بادی به عنوان اطلاعات ورودی مدل تسویه بازار تولید می‌شوند همچنین ذخیره چرخان مورد نیاز برای افزایش و کاهش تولید به صورت قید مدنظر قرار گرفته است. بعد از اجرای برنامه بازار روز قبل هر کدام 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 زمان حقیقی ساعت به ساعت چند دقیقه قبل از زمان تحویل انرژی، با شناسایی عدم تعادل 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 در نظر داشتن ظرفیت افزایش و کاهش توان خود، داشته باشد.

۲-۲- مدل سازی بازار روز قبل

مسئله تسویه بازار روز قبل بر اساس فرمول بندی معرفی شده در [۲۳] مدل سازی می‌شود با این تفاوت که برای مدیریت عدم تعادل سیستم در بازار زمان حقیقی مجموعه‌ای از محدودیت‌ها برای در نظر گرفتن ذخیره چرخان به صورت زیر به آن اضافه می‌شود:

$$u_i(h) P_i^{G,min}(h) \leq P_i^{G,DA}(h) + r^+(h) \leq u_i(h) P_i^{G,max}(h), \quad \forall i, h \quad (1)$$

$$u_i(h) P_i^{G,min}(h) \leq P_i^{G,DA}(h) - r^-(h) \leq u_i(h) P_i^{G,max}(h), \quad \forall i, h \quad (2)$$

$$0 \leq r_i^+(h) \leq RR_i^{+,max}(h), \quad \forall i, h \quad (3)$$

$$0 \leq r_i^-(h) \leq RR_i^{-,max}(h), \quad \forall i, h \quad (4)$$

$$RR^+(h) = \sum_i r_i^+(h), \quad \forall h \quad (5)$$

$$RR^-(h) = \sum_i r_i^-(h), \quad \forall h \quad (6)$$

تسویه تک‌قیمت، پول پرداختی به/دریافتی از تولیدکننده بادی در ساعت h به‌ازای انحراف مثبت/منفی متناسب با قیمت بازار زمان حقیقی از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$DC_k(h) = [P_k^W(h) - p_k^{W,SP}(h) - P_k^{W,DA}(h)] \lambda^{RT}(h) \quad (26)$$

درحالی‌که در مکانیسم تسویه دو قیمت، تولیدکنندگان بادی که انحراف توان در جهت عدم تعادل سیستم ایجاد کرده‌اند جریمه می‌شوند. چنانچه عدم تعادل 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 عدم تعادل مثبت، قیمت بازار زمان حقیقی از قیمت بازار روز قبل کمتر است.

$$DC_k(h) = \begin{cases} D_k(h) \lambda^{RT}(h) & \text{if } D_k(h) > 0 \\ D_k(h) \lambda^{DA}(h) & \text{if } D_k(h) < 0 \end{cases} \quad (27)$$

اگر عدم تعادل 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 عدم تعادل منفی، قیمت بازار زمان حقیقی از قیمت بازار روز قبل بیش‌تر است.

$$DC_k(h) = \begin{cases} D_k(h) \lambda^{DA}(h) & \text{if } D_k(h) > 0 \\ D_k(h) \lambda^{RT}(h) & \text{if } D_k(h) < 0 \end{cases} \quad (28)$$

۳- مدل‌سازی عدم قطعیت

در برخی مراجع مانند [۲۷، ۲۶، ۲۵] عدم قطعیت 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 [۲۹-۲۸] پیشنهاد شده‌است. بنابراین، در این مقاله، تولید سناریوها با ترکیب مدل آریما-فازی مرجع [۲۹] و روش پیشنهادی مرجع [۲۷] جهت در نظر گرفتن هم‌بستگی مزارع بادی انجام شده‌است. روش پیاده‌سازی به شرح زیر است:

۱- 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 بر روی 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.

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

$$e^{wind} = p^{wind,real} - p^{wind,fuzzy} \quad (29)$$

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

$$e_N^{wind} = \psi_N^{-1}(F(e^{wind})) \quad (30)$$

$$0 \leq \Delta p_i^-(h) \leq (1 - v_i(h))(P_i^{G,DA}(h) - P_i^{G,max}), \quad \forall i \in \Omega^I(h) \quad (16)$$

$$\Delta p_i(h) = \Delta p_i^+(h) - \Delta p_i^-(h), \quad \forall i \in \Omega^I(h) \quad (17)$$

$$P_i^{G,DA}(h+1) + \Delta p_i(h+1) - P_i^{G,DA}(h) - \Delta p_i(h) \leq R_i^{UP}, \quad \forall i \in \Omega^I(h) \quad (18)$$

$$P_i^{G,DA}(h) + \Delta p_i(h) - P_i^{G,DA}(h+1) - \Delta p_i(h+1) \leq R_i^{DO}, \quad \forall i \in \Omega^I(h) \quad (19)$$

$$\Delta p_i(h) = 0, \quad i \notin \Omega^I(h) \quad (20)$$

$$0 \leq p_b^{D,LS}(h) \leq P_b^D(h), \quad \forall b \in \Omega^B \quad (21)$$

$$0 \leq p_k^{W,SP}(h) \leq P_k^W(h), \quad \forall k \quad (22)$$

$$-\pi \leq \delta_b(h) \leq \pi, \quad \forall b \in \Omega^B \quad (23)$$

$$\delta_b(h) = 0, \quad b: \text{reference bus} \quad (24)$$

تابع هدف (۷) به منظور حداقل کردن هزینه رفاه اجتماعی بازار زمان حقیقی 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 زمان حقیقی در نظر گرفته می‌شود. قید (۹) توان انتقالی از خط را با توجه 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 می‌کند. قیود (۱۸) و (۱۹) محدودیت‌های تغییر تولید را طی یک ساعت تحمیل می‌کند. قید (۲۰) بیان می‌کند نیروگاه‌هایی که در بازار زمان حقیقی 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 زمان حقیقی، قیمت بازار زمان حقیقی، عدم تعادل سیستم (یعنی، مجموع انحراف توان همه تولیدکنندگان) و مقدار انحراف هر تولیدکننده بادی در هر ساعت (یعنی، $D_k(h)$) معلوم می‌شود.

$$D_k(h) = P_k^W(h) - p_k^{W,SP}(h) - P_k^{W,DA}(h) \quad (25)$$

اضافه تولید/کمبود تولید هر تولیدکننده بادی منجر به انحراف مثبت/منفی می‌شود. به‌این ترتیب، هزینه انحراف مثبت/منفی به معنی پرداخت پول به/دریافت پول از تولیدکننده بادی است [۲۴]. در مکانیسم

خاموش بودن 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 بر حسب درصد در جدول ۴ آمده است.

جدول ۲: اطلاعات فنی واحدهای تولید

نوع واحد	تعداد	حد بالا و پایین تغییرات توان	بیشینه توان [MW]	کمینه توان [MW]	مدت زمان رانندگی/ خاموشی	هزینه رانندگی/ خاموشی [\$/h]
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	۱۵۳/۱۵۳۷
۶	۳	۱۹۷	۱۹۷	۲۷/۶	۱۰/۱۲	۱۲۴/۱۲۴۵
۷	۱	۳۵۰	۳۵۰	۵۶	۴۸/۲۴	۷۱۸/۷۱۸۱
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	۲/۴، ۳/۶، ۳/۴، ۲/۶	۱۰۸/۷، ۱۱۰/۳، ۱۲۴/۶، ۱۴۱/۲
۲	۱۵/۸، ۰/۲، ۳/۸، ۰/۲	۲۳۱/۴، ۲۳۸، ۳۳۵، ۳۳۸/۶
۳	۱۵/۲، ۲۲/۸، ۲۲، ۱۶	۲۳/۵، ۲۴/۵، ۲۸/۵، ۳۲/۷
۴	۲۵، ۲۵، ۲۰، ۳۰	۸۶/۴، ۹۳، ۱۰۰/۶، ۱۰۵/۵
۵	۵۴/۲۵، ۳۸/۷۵، ۳۱، ۳۱	۲۰/۳، ۲۱، ۲۱/۶، ۲۳/۱
۶	۶۸/۹۵، ۴۹/۲۵، ۳۹/۴، ۳۹/۴	۸۹/۱، ۹۴/۳، ۹۸/۵، ۱۰۲/۷
۷	۱۴۰، ۸۷، ۵۳، ۷۰	۲۰/۷، ۲۱/۹، ۲۲/۷، ۲۴
۸	۱۰۰، ۱۰۰، ۱۲۰، ۸۰	۱۳/۳، ۱۳/۴، ۱۳/۸، ۱۴/۱

روش مدل‌سازی عدم قطعیت بر روی اطلاعات واقعی سری زمانی سرعت باد و تولید بادی دو مزرعه واقع در ناحیه مونتانا آمریکا پیاده‌سازی شده‌است [۳۲]. اطلاعات اندازه‌گیری شده در هر ۱۰ دقیقه مربوط به بازه زمانی از ابتدای سال ۲۰۰۴ تا انتهای سال ۲۰۰۶ می‌باشد که به صورت متوسط ساعتی جهت مدل‌سازی عدم قطعیت به کار گرفته می‌شود. روش ارائه‌شده برای تولید ۱۰۰۰ سناریوی تولید بادی برای ۲۴ ساعت روز ۲۹ دسامبر مورد استفاده قرار می‌گیرد. به‌عنوان نمونه، شکل‌های ۱ و ۲ تعداد

۴- یک مدل آریمای مناسب بر روی خطاهای نرمال شده 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 در نظر گرفتن 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.

۶- با استفاده از ۴۸ بردار اطلاعات گذشته، ماتریس A با ابعاد 48×48 برای شناسایی ساختار هم‌بستگی تخمین زده می‌شود.

۷- تعدادی سناریو هم‌بسته تولید توان بادی مزارع $e_{N,h}^{wind'}(s), \forall h, s$ با استفاده از توزیع نرمال چندمتغیره استاندارد A با ماتریس هم‌بستگی A به صورت تصادفی تولید می‌شود.

۸- هر سناریو نرمال استاندارد هم‌بسته با استفاده از رابطه زیر به سناریو نرمال هم‌بسته $e_{N,h}^{wind}, \forall h, s$ با متوسط μ_h و انحراف معیار σ_h تبدیل می‌شود:

$$e_{N,h}^{wind}(s) = \mu_h + \sigma_h e_{N,h}^{wind'}(s), \forall h, s \quad (31)$$

۹- 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.

$$e^{wind}(s) = F^{-1}(\psi_N(e_{N,h}^{wind}(s))) \quad (32)$$

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

۱۱- مقدار پیش‌بینی شده سناریوهای توان بادی از جمع توان پیش‌بینی شده توسط مدل فازی با خطای سناریوهای پیش‌بینی شده برای هر مزرعه به دست می‌آید.

$$p_h^{wind}(s) = p_h^{wind,fuzzy}(ws_h) + e_h^{wind}(s), \forall h \quad (33)$$

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

۴- مشخصات سیستم مورد مطالعه

به منظور کسب دیدگاه واقع‌بینانه از آثار هم‌بستگی زمانی-مکانی مزارع بادی بر خروجی‌های بازار، شبکه RTS [۳۱] مورد استفاده قرار گرفته است. در این شبکه واحدهای آبی با ۴ واحد نوع ۲ (۷۶ مگاوات) جایگزین شده‌است. شبکه RTS مورد مطالعه متشکل از ۲۴ باس، ۳۴ خط، ۳۰ واحد تولیدی و ۱۷ بار می‌باشد. اطلاعات واحدهای تولیدی شبکه در جدول ۳ آمده‌است. نرخ تغییر تولید واحدهای حرارتی برابر ظرفیتشان بر ساعت در نظر گرفته شده‌است. علاوه بر این، دوره زمانی روشن و

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. به عبارتی، چهار مجموعه سناریو از ضرب مقدار واقعی ضرایب هم‌بستگی مزارع در پارامتر a که برابر ۰، $0/3$ ، $0/6$ و ۱ است، تولید شده‌است. لازم به ذکر است خروجی‌ها به ازای پارامتر $a=0$ به معنی صرف‌نظر از هم‌بستگی است که از فرضیات کارهای تحقیقاتی موجود از جمله مرجع [۲۲] است. از طرفی، برای تحلیل هزینه عدم تعادل از دیدگاه تولیدکننده بادی، خطای پیش‌بینی اهمیت پیدا می‌کند. به همین دلیل، حالت‌های مختلف خطای پیش‌بینی در همه سطوح هم‌بستگی به شرح زیر بررسی می‌شود.

نوع ZZ (پیش‌بینی خوب): این حالت پایه و در واقع، بهترین نوع پیش‌بینی می‌باشد. در این حالت متوسط روزانه قدرمطلق عدم تعادل سیستم تقریباً ۶ درصد ظرفیت نامی تولید بادی می‌باشد و انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم در ضریب هم‌بستگی صفر برابر با $16/5$ درصد ظرفیت نامی تولید بادی، در ضریب هم‌بستگی $0/3$ برابر با $1/18$ ، در ضریب هم‌بستگی $0/6$ برابر با 20 ٪ و در هم‌بستگی کامل برابر با $21/5$ ٪ است.

نوع PP (پیش‌بینی بد): در این حالت متوسط سناریوهای تولید بادی هر دو مزرعه کاهش می‌یابد به طوری که متوسط روزانه قدرمطلق عدم تعادل سیستم ۳ برابر شود. ولی انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم نسبت به حالت ZZ تغییری نکند. در این حالت عدم تعادل 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 به طوری که متوسط روزانه قدرمطلق عدم تعادل سیستم ۳ برابر شود ولی انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم نسبت به حالت ZZ تغییری نکند. در این حالت عدم تعادل سیستم در اکثر ساعت‌ها منفی است یعنی مقدار تولید واقعی از میانگین سناریوها کمتر است.

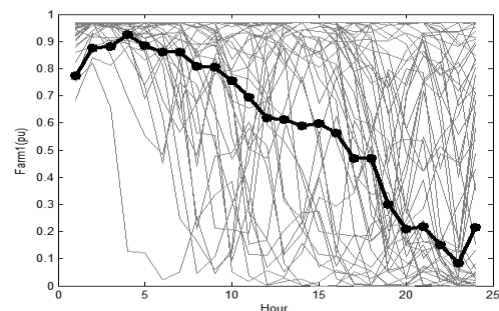
نوع PN (پیش‌بینی بد): در این حالت متوسط سناریوهای تولید بادی در یک مزرعه افزایش و در مزرعه دیگر کاهش می‌یابد به طوری که انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم و متوسط روزانه قدرمطلق عدم تعادل سیستم نسبت به حالت ZZ تغییری نکند. در این حالت عدم تعادل سیستم در بعضی ساعت‌ها منفی و در برخی ساعات مثبت است.

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

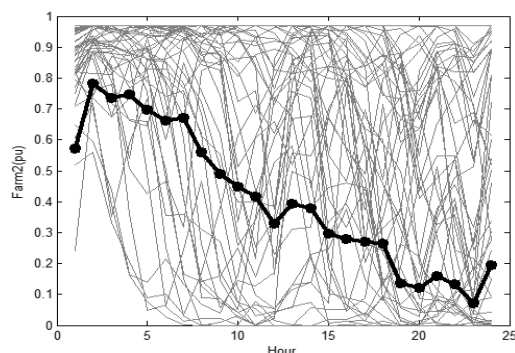
۵۰ سناریو از مجموع ۱۰۰۰ سناریوی تولید بادی مزارع ۱ و ۲ و مقدار تولید واقعی آنها را برحسب پروبیت نشان می‌دهند. این دو مزرعه ۱ و ۲ به ترتیب در باس‌های ۷ و ۸ با نسبت ظرفیت $1/45$ قرار گرفته‌اند. در این شبیه‌سازی‌ها، سهم نفوذ بادی برابر با ظرفیت تولید بادی به ظرفیت واحدهای تولید قابل دیسپچ (یعنی ۳۴۰۹ مگاوات) در نظر گرفته می‌شود.

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 ۲ و مقدار واقعی آن

۵- مطالعه موردی

۵-۱- طرح شبیه‌سازی

باتوجه به نوآوری این مقاله در تحلیل اثر هم‌بستگی زمانی-مکانی بر بازار زمان حقیقی، همه شبیه‌سازی‌ها در این مقاله برای سطح هم‌بستگی

بین متوسط هزینه عدم تعادل دو مکانیسم تسویه نیست. در واقع این عدم تعادل‌ها، در مکانیسم تسویه تک‌قیمت، ضرب در قیمت بازار زمان حقیقی و در مکانیسم تسویه دو قیمت، ضرب در قیمت بازار روز قبل می‌شوند و هزینه عدم تعادل در هر مکانیسم تسویه را به وجود می‌آورد. بنابراین برای تحلیل تأثیر سطح نفوذ تولید بادی بر متوسط هزینه عدم تعادل نیاز به درک اثر افزایش سطح نفوذ تولید بادی بر اختلاف قیمت در بازار زمان حقیقی 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 زمان حقیقی پیشنهاد داده‌اند تولید کنند قیمت در بازار زمان حقیقی و روز قبل با هم برابر است. ولی اگر تولید آن‌ها در بازار زمان حقیقی با مقدار پیشنهادی در بازار روز قبل متفاوت باشد، اختلاف بین قیمت در این دو بازار به وجود خواهد آمد که مقدار این اختلاف نیز به مقدار انحراف تولید بادی بستگی دارد. از طرفی 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 منجر به افزایش اختلاف هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه می‌شود. همچنین با افزایش ضریب هم‌بستگی در هر سه سطح نفوذ اثر افزایش سطح نفوذ بر اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل کاهش می‌یابد. زیرا با افزایش هم‌بستگی، تولید مزارع هم‌جهت‌تر می‌شود و اختلاف دو مکانیسم تسویه کاهش می‌یابد.

۵-۳- بررسی اثر انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم

در این بخش به بررسی اثر انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم بر اختلاف متوسط و انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه پرداخته می‌شود. برای این منظور ۲ حالت مختلف از نظر علامت عدم تعادل ساعتی در دو مزرعه در نظر گرفته و در هر حالت به بررسی اثر افزایش انحراف معیار عدم تعادل سیستم پرداخته می‌شود. این ۲ حالت عبارتند از: ۱- متوسط عدم تعادل ساعتی در هر دو مزرعه منفی است، ۲- متوسط عدم تعادل ساعتی در دو مزرعه مثبت است.

۵-۳-۱- متوسط عدم تعادل ساعتی منفی در هر دو مزرعه

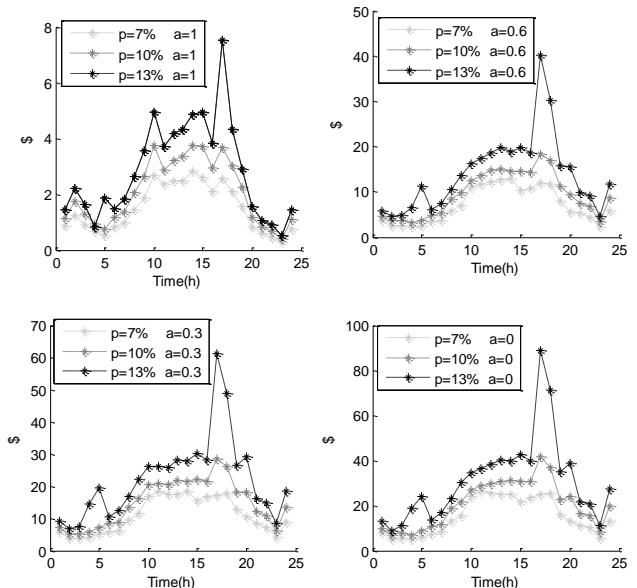
در این حالت نیز تأثیر افزایش عدم تعادل روزانه سیستم در چهار سطح هم‌بستگی (a) بر روی اختلاف متوسط و انحراف معیار هزینه عدم تعادل به ترتیب در شکل‌های ۴ و ۵ نشان داده شده‌است. اعداد موجود در کنار نوع سناریو میزان افزایش انحراف معیار سناریو را نشان می‌دهد. به عنوان مثال 10NN یعنی سناریو نوع NN که انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم در آن ۱۰٪ افزایش پیدا کرده‌است. نتایج نشان می‌دهد اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل 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:

جدول ۵: سهم هر باس از کل بار شبکه RTS

انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم به ترتیب در ضریب هم‌بستگی ۰-۰/۳ - ۰/۶					
-۰/۳ - ۰/۶		-۰/۳ - ۰/۶		-۰/۳ - ۰/۶	
-۰/۳ - ۰/۶		-۰/۳ - ۰/۶		-۰/۳ - ۰/۶	
متوسط روزانه قدرمطلق عدم تعادل سیستم		متوسط روزانه قدرمطلق عدم تعادل سیستم		متوسط روزانه قدرمطلق عدم تعادل سیستم	
۰/۶	۰/۶	۰/۶	۰/۶	۰/۶	۰/۶
علامت عدم تعادل	علامت عدم تعادل	علامت عدم تعادل	علامت عدم تعادل	علامت عدم تعادل	علامت عدم تعادل
مرزعه ۱/۲	مرزعه ۱/۲	مرزعه ۱/۲	مرزعه ۱/۲	مرزعه ۱/۲	مرزعه ۱/۲
P/P, N/N	P/P, N/N	Z/Z, N/P	P/P, N/N	Z/Z, N/P	P/P, N/N

۵-۲- بررسی اثر سطح نفوذ تولید بادی

در این قسمت سه سطح نفوذ (p) برابر با ۰/۷، ۰/۱۰ و ۰/۱۳ برای تولید بادی در نظر گرفته می‌شود و فرض می‌شود پیش‌بینی ما مناسب است (نوع ZZ). شکل ۳ اثر سطح نفوذ تولید بادی را بر اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در چهار ضریب هم‌بستگی (a) نشان می‌دهد.



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

مشاهده می‌شود با افزایش سطح نفوذ تولید بادی، اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه افزایش می‌یابد. زیرا با افزایش سطح نفوذ تولید بادی، متوسط انحراف تولید بادی یا همان عدم تعادل مزارع افزایش می‌یابد. بنابراین میزان عدم تعادل‌هایی که خلاف جهت عدم تعادل سیستم، و عامل ایجاد اختلاف بین دو مکانیسم تسویه می‌باشند نیز افزایش می‌یابد ولی این عدم تعادل‌ها تنها عامل مؤثر بر روی اختلاف

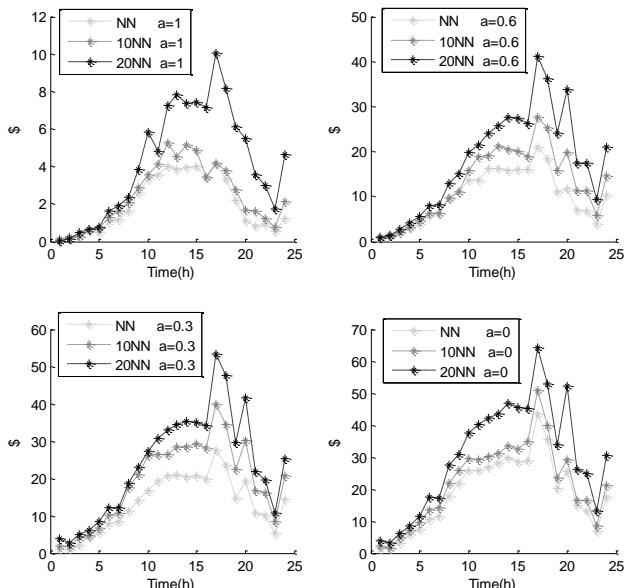
ب) عدم تعادل سیستم منفی: در این حالت قیمت بازار روز قبل کمتر از قیمت بازار زمان حقیقی است. فرض می‌شود عدم تعادل مزرعه ۱ مثبت و عدم تعادل مزرعه ۲ منفی باشد. در مکانیسم تسویه تک‌قیمت انحراف تولید بادی هر دو مزرعه در قیمت بازار زمان حقیقی ضرب شده و با هم جمع می‌شود. اما در مکانیسم تسویه دو قیمت انحراف تولید بادی مزرعه ۱ در بازار روز قبل که کمتر از قیمت بازار زمان حقیقی 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 انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه افزایش می‌یابد که این افزایش با کاهش سطح هم‌بستگی تشدید می‌شود. چون متوسط عدم تعادل سیستم و مزارع منفی است با افزایش انحراف معیار تولید بادی احتمال وقوع سناریوهایی که در آن عدم تعادل مزارع خلاف جهت یکدیگر می‌باشد افزایش می‌یابد که منجر به افزایش اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه می‌شود. افزایش هم‌بستگی نیز با هم‌جهت کردن تغییرات مزارع باعث کاهش اختلاف بین دو مکانیسم تسویه از نظر متوسط هزینه عدم تعادل شده‌است.

همچنین اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در این حالت مثبت است که نشان می‌دهد میانگین انحراف معیار هزینه عدم تعادل در مکانیسم تسویه تک‌قیمت از مکانیسم تسویه دو قیمت بیشتر است. برای تحلیل این موضوع نیز باید مانند قبل کلیه سناریوهایی که ممکن است رخ دهد بررسی می‌شود.

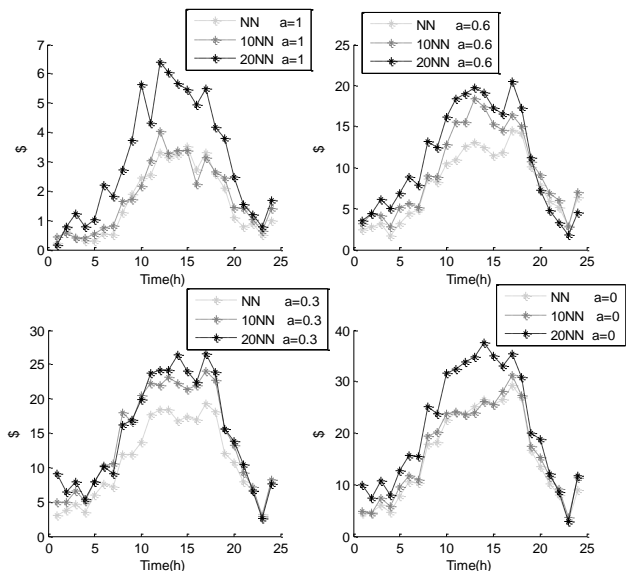
۱- سناریوهایی که عدم تعادل هر دو مزرعه مثبت یا منفی باشند (حدود ۶۵٪ سناریوها). این سناریوها در ایجاد اختلاف بین دو مکانیسم تسویه اثری ندارند.

۲- سناریوهایی که در آن عدم تعادل در مزرعه ۱ مثبت و در مزرعه ۲ منفی است و عدم تعادل منفی غالب است (حدود ۲۲٪ سناریوها). در این حالت مبلغ دریافتی از مزرعه ۲ در هر دو مکانیسم تسویه یا قیمت بازار زمان حقیقی محاسبه می‌شود اما هزینه عدم تعادل در مزرعه ۱ در مکانیسم تسویه تک‌قیمت با قیمت بازار زمان حقیقی و در مکانیسم تسویه دو قیمت با قیمت بازار روز قبل محاسبه می‌شود. همچنین چون عدم تعادل سیستم در این سناریو منفی است قیمت بازار زمان حقیقی از بازار روز قبل بیشتر می‌باشد. اختلاف قیمت بازار روز قبل و زمان حقیقی موجب می‌شود هزینه عدم تعادل مزرعه ۱ در مکانیسم تسویه دو قیمت عدد مثبت کوچک‌تری در مقایسه با هزینه عدم تعادل در مکانیسم تسویه تک‌قیمت گردد. بنابراین در مکانیسم دو قیمت هزینه عدم تعادل در این سناریو (مجموع هزینه عدم تعادل دو مزرعه) عدد منفی کوچک‌تری می‌شود. حال بسته به این که هزینه عدم تعادل سناریو از متوسط هزینه عدم تعادل سناریوها بیشتر است یا کمتر دو حالت ممکن است رخ دهد:



شکل ۴: اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای

چهار سطح هم‌بستگی در حالت NN



شکل ۵: اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه

برای چهار سطح هم‌بستگی در حالت NN

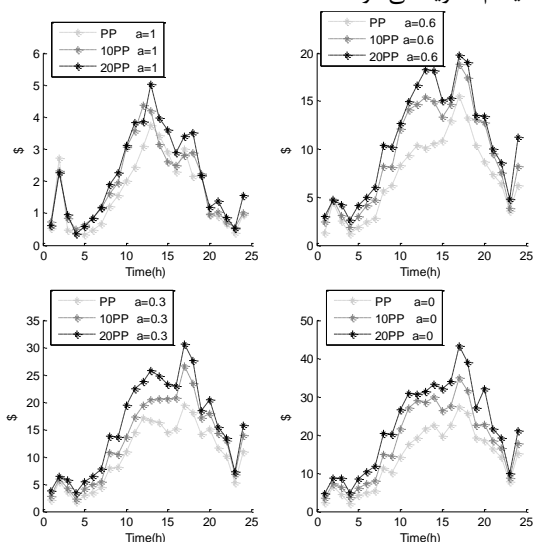
الف) عدم تعادل سیستم مثبت: در این حالت قیمت بازار روز قبل

بیشتر از قیمت بازار زمان حقیقی است. فرض می‌شود عدم تعادل مزرعه ۱ مثبت و عدم تعادل مزرعه ۲ منفی باشد. در مکانیسم تسویه تک‌قیمت انحراف تولید بادی هر دو مزرعه در قیمت بازار زمان حقیقی ضرب شده 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 زمان حقیقی 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.

۵-۳-۲- متوسط عدم تعادل ساعتی مثبت در هر دو مزرعه

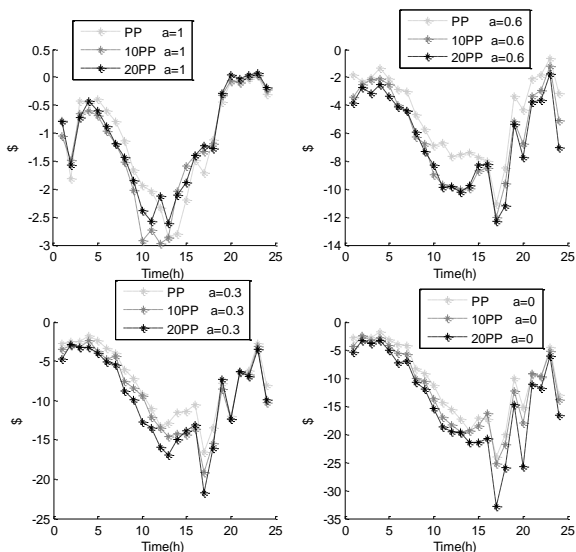
تأثیر افزایش انحراف معیار عدم تعادل روزانه سیستم در چهار سطح هم‌بستگی (a) بر روی اختلاف متوسط و انحراف معیار هزینه عدم تعادل در شکل‌های ۶ و ۷ نشان داده شده‌است.

در این حالت نیز اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه همواره مثبت است. همچنین نتایج نشان می‌دهد با افزایش انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم، اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه افزایش می‌یابد که این افزایش با کاهش سطح هم‌بستگی تشدید می‌شود. در واقع چون متوسط عدم تعادل سیستم و مزارع مثبت است با افزایش انحراف معیار تولید بادی احتمال وقوع سناریوهایی که در آن عدم تعادل مزارع خلاف جهت یک‌دیگر می‌باشد افزایش می‌یابد که منجر به افزایش اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه می‌شود.



شکل ۶: اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای

چهار سطح هم‌بستگی در حالت PP



شکل ۷: اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه

برای چهار سطح هم‌بستگی در حالت PP

الف: اگر هزینه عدم تعادل سناریو عدد منفی بزرگتری نسبت به متوسط هزینه عدم تعادل باشد (حدود ۱۳٪ سناریوها) با صرف نظر از تأثیر این سناریو بر اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه، این امر موجب می‌شود انحراف معیار در مکانیسم تسویه دو قیمت کمتر باشد. زیرا در مکانیسم دو قیمت هزینه عدم تعادل سناریو عدد منفی کوچکتری می‌شود که به میانگین (که عدد منفی کوچکتری از هزینه عدم تعادل در این سناریو است) نزدیک‌تر است.

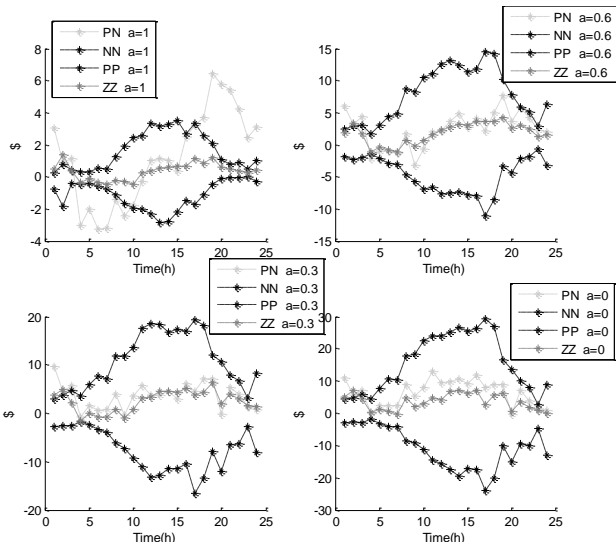
ب: اگر هزینه عدم تعادل سناریو عدد منفی کوچکتری نسبت به متوسط هزینه عدم تعادل باشد (حدود ۹٪ سناریوها) با صرف نظر از تأثیر این سناریو بر اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه، این امر موجب می‌شود انحراف معیار در مکانیسم تسویه دو قیمت بیشتر باشد. زیرا در مکانیسم دو قیمت هزینه عدم تعادل سناریو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

۳- سناریوهایی که در آن عدم تعادل در مزرعه ۱ مثبت و در مزرعه ۲ منفی است و عدم تعادل مثبت غالب است (حدود ۱۳٪ سناریوها). در این حالت هزینه عدم تعادل در مزرعه ۱ در هر دو مکانیسم تسویه با قیمت بازار زمان حقیقی محاسبه می‌شود اما هزینه عدم تعادل در مزرعه ۲ در مکانیسم تسویه تک قیمت با قیمت بازار زمان حقیقی و در مکانیسم دو قیمت با قیمت بازار روز قبل محاسبه می‌شود. چون عدم تعادل سیستم در این سناریو مثبت است قیمت بازار روز قبل بیشتر می‌باشد. اختلاف قیمت بازار روز قبل و زمان حقیقی موجب می‌شود هزینه عدم تعادل مزرعه ۲ در مکانیسم تسویه دو قیمت عدد منفی کوچکتری در مقایسه با هزینه عدم تعادل در مکانیسم تسویه تک قیمت گردد. با صرف نظر از تأثیر این دسته سناریوها بر اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه، این امر باعث کاهش انحراف معیار هزینه عدم تعادل در مکانیسم تسویه دو قیمت می‌شود. زیرا در مکانیسم دو قیمت مجموع هزینه عدم تعادل دو مزرعه عدد مثبت کوچکتری می‌شود که به میانگین (که عددی منفی است) نزدیک‌تر است.

در مجموع باتوجه به این که در اکثر سناریوها محاسبه هزینه عدم تعادل در مکانیسم تسویه دو قیمت منجر به کاهش انحراف معیار هزینه عدم تعادل شده، باعث می‌شود اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه مثبت باشد.

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

زیرا همان‌طور که برای حالت PP / NN تحلیل شد، اکثر سناریوها منجر به کاهش / افزایش انحراف معیار هزینه عدم تعادل 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 از طرفی در حالت ZZ اندازه عدم تعادل‌ها نیز ناچیز است که باعث می‌شود این اثر باز هم نسبت به PN تخفیف یابد. با افزایش ضریب هم‌بستگی نیز این اختلاف نیز روبه کاهش است.



شکل ۹: اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح هم‌بستگی

۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله هزینه عدم تعادل از دیدگاه تولیدکننده بادی تحلیل و نحوه عملکرد دو مکانیسم تسویه بررسی شد. در ادامه نتایج اصلی به دست آمده از تحلیل خروجی‌ها ارائه شده است:

- ۱- با افزایش سطح نفوذ تولید بادی اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه افزایش می‌یابد.
- ۲- با افزایش ضریب هم‌بستگی، اثر افزایش سطح نفوذ بر اختلاف متوسط و انحراف معیار هزینه عدم تعادل کاهش می‌یابد.
- ۳- در حالت NN و PP با افزایش انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم، اختلاف متوسط و انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه افزایش می‌یابد.

۴- در حالت PP اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل منفی است که نشان می‌دهد انحراف معیار هزینه عدم تعادل در مکانیسم تسویه تک‌قیمت از مکانیسم تسویه دوقیمت کمتر است. در حالیکه مشاهده در حالت NN برعکس است.

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

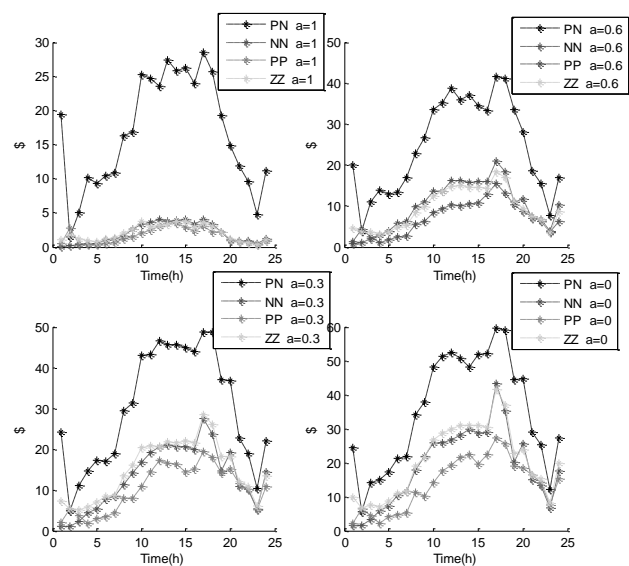
۶- به صورت کلی با افزایش هم‌بستگی مزارع، تأثیر سطح نفوذ تولید بادی بر اختلاف متوسط و انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم در دو

۵- بررسی اثر متوسط روزانه قدرمطلق عدم تعادل سیستم

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

اختلاف متوسط و انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای ۴ سطح هم‌بستگی، ۴ نوع سناریو و در انحراف معیار روزانه عدم تعادل پایه به ترتیب در شکل‌های ۸ و ۹ نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در حالت PN بیشتر از حالت‌های دیگر است که دلیل آن خلاف جهت بودن عدم تعادل دو مزرعه است که عامل ایجاد اختلاف در دو مکانیسم تسویه تک‌قیمت و دوقیمت می‌باشد. به عبارتی در حالت‌هایی که متوسط عدم تعادل سیستم و متوسط عدم تعادل مزارع هم‌جهت هستند (NN و PP) تفاوت زیادی بین متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه نیست و اختلاف آن‌ها بسیار کم می‌باشد. اما در حالت ZZ این اختلاف از NP کمتر است. زیرا متوسط عدم تعادل در دو مزرعه بسیار کم و در بعضی ساعات هم‌جهت و در برخی ساعات خلاف جهت هم می‌باشند. در واقع در حالت NP در اکثر ساعات متوسط عدم تعادل دو مزرعه در خلاف جهت هم است. همچنین مشاهده می‌شود با افزایش ضریب هم‌بستگی، اختلاف بین متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه روبه کاهش است.

باتوجه به شکل ۷ بیشترین اختلاف انحراف معیار در دو مکانیسم تسویه را در حالت‌های NN و PP می‌توان مشاهده کرد. زیرا در این سناریوها به دلیل هم‌جهت بودن عدم تعادل دو مزرعه، عدم تعادل خالص سیستم بسیار زیاد است که باعث می‌شود اختلاف متوسط قیمت بازار زمان حقیقی و بازار روز قبل بسیار زیاد باشد که این اختلاف قیمت باعث ایجاد اختلاف انحراف معیار زیاد بین دو مکانیسم تسویه می‌شود.



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

- [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. Holtinen, 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 رضانی، «تصمیم‌گیری خرید انرژی الکتریکی برای مصرف‌کنندگان بزرگ در حضور توربین‌های بادی»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، جلد ۴۶، شماره ۳، صفحات ۳۴۵-۳۴۵، ۱۳۹۵، ۳۵۶.
- [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 Cliffs, 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>.
- 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. Amjadi, "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.

زیر نویس‌ها

⁵ Real-time Energy Market

⁶ Frequency Control Ancillary Services (FCAS)

⁷ Regulating Market

⁸ Intraday markets

¹ Empirical cumulative distribution function

² Standard normal cumulative distribution function

³ Real-time Balancing Market

⁴ Pennsylvania-Maryland-New Jersey Interconnection (PJM)

⁹ Deviation cost

¹⁰ Standard multivariate normal distribution