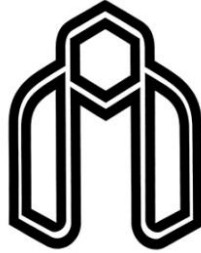


سنة الفجر



دانشگاه صنعتی شاهرود

دانشکده مهندسی برق و رباتیک
گروه قدرت

پایان نامه کارشناسی ارشد جهت اخذ درجه کارشناسی ارشد

ارزیابی آماری آثار تولید توان بادی همبسته بر هزینه عدم تعادل در بازار زمان حقیقی

ایراندخت امیرجانی مروی

استاد راهنما:

دکتر مرتضی رحیمیان

بهمن ۱۳۹۴

تقدیم بہ:

ارز شمنڈترین فرد زندگی ام،

مادر مہربانم

کہ ہر لحظہ وجودم را از چشمہ سار پر از عشق چشمانش سیراب می کند.

تشکر و قدردانی:

شکر شایان نثار ایزد منان که توفیق را رفیق راهم ساخت تا این پایان نامه را به پایان برسانم. بر خود لازم می‌دانم از زحمات بی‌دریغ و راهنمایی‌های ارزنده استاد گران قدر و دلسوزم، جناب آقای دکتر مرتضی رحیمیان، صمیمانه تشکر و قدردانی نمایم. همچنین از دوستان عزیزم که در ثمر رسیدن این پایان نامه دلسوزانه یار و همراهم بودند تقدیر و تشکر می‌کنم.

ای بلند اختر خدایت عمر جاویدان دهد

و آنچه سیروزی و بهروزی در آن است آن دهد

تعهد نامه

اینجانب **ایراندخت امیرجانی مروی** دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته مهندسی برق/ قدرت دانشکده مهندسی برق و رباتیک دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان نامه **ارزیابی آماری آثار تولید توان بادی همبسته بر هزینه عدم تعادل در بازار زمان حقیقی** تحت راهنمایی دکتر مرتضی رحیمیان متعهد می شوم.

- تحقیقات در این پایان نامه توسط اینجانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است.
- در استفاده از نتایج پژوهش های محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است.
- مطالب مندرج در پایان نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارائه نشده است.
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد و مقالات مستخرج با نام « دانشگاه صنعتی شاهرود » و یا « **Shahrood University of Technology** » به چاپ خواهد رسید.
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان نامه تأثیرگذار بوده اند در مقالات مستخرج از پایان نامه رعایت می گردد.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که از موجود زنده (یا بافت های آنها) استفاده شده است ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که به حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته یا استفاده شده است اصل رازداری، ضوابط و اصول اخلاق انسانی رعایت شده است.

تاریخ

امضای دانشجو

مالکیت نتایج و حق نشر

- کلیه حقوق معنوی این اثر و محصولات آن (مقالات مستخرج، کتاب، برنامه های رایانه ای، نرم افزارها و تجهیزات ساخته شده است) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد. این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود.
- استفاده از اطلاعات و نتایج موجود در پایان نامه بدون ذکر مرجع مجاز نمی باشد.

چکیده

در این پایان‌نامه، اثر همبستگی زمانی-مکانی تولید بادی بر هزینه‌ی عدم تعادل در بازار زمان حقیقی به طور آماری تحلیل می‌شود. جهت نیل به این هدف، مسئله تسویه بازار زمان حقیقی فرمول‌بندی می‌شود. تولید بادی به صورت بار الکتریکی منفی مدل‌سازی می‌شود. بار الکتریکی نیز غیر حساس به تغییرات قیمت در نظر گرفته می‌شود. به علاوه، قیود مربوط به محدودیت‌های زمانی واحدها و محدودیت‌های شبکه در مدل تسویه بازار زمان حقیقی مد نظر قرار می‌گیرد. با استخراج همبستگی زمان-مکانی تولید توان بادی از اطلاعات واقعی، عدم قطعیت تولید توان بادی به صورت 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 هزینه‌ی 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 به صورت آماری در نظر گرفته می‌شود. نتایج برای حالات مختلف نشان می‌دهد متوسط درآمد (هزینه) ناشی از اضافه (کمبود) تولید تولیدکنندگان بادی در مکانیسم تسویه تک-قیمت 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.

کلید-واژه: تولید بادی، همبستگی زمانی-مکانی، بازار زمان حقیقی، مکانیسم‌های تسویه تک‌قیمت و دوقیمت.

لیست مقالات مستخرج

- ۱- ایراندخت امیرجانی مروی، مرتضی رحیمیان، "تأثیر همبستگی زمانی-مکانی تولید توان بادی بر هزینه عدم تعادل در بازار زمان حقیقی"، سی‌امین کنفرانس بین‌المللی برق، ایران، تهران، ۱۳۹۴.
- ۲- ایراندخت امیرجانی مروی، مرتضی رحیمیان، "هزینه ناشی از عدم قطعیت تولید توان بادی در بازار زمان حقیقی تحت مکانیزم‌های تسویه تک قیمت و دو قیمت"، چهارمین کنفرانس انرژی‌های تجدیدپذیر و تولید پراکنده ایران، ایران، مشهد، ۱۳۹۴.

فهرست مطالب

فصل اول: پیشگفتار	۱
۱-۱ انگیزه‌های تحقیق	۲
۲-۱ اهداف تحقیق	۳
۳-۱ مروری بر فصل‌های پایان‌نامه	۳
فصل دوم: مطالعه میدانی و تئوریک بازار زمان حقیقی	۵
۱-۲ مقدمه	۶
۲-۲ بازار زمان حقیقی	۶
۱-۲-۲ کارکرد	۷
۲-۲-۲ انواع مدل‌های بهره‌برداری	۸
۳-۲ مکانیسم تسویه در بازار زمان حقیقی	۹
۴-۲ تأثیر تولید بادی بر خروجی‌های بازار زمان حقیقی	۱۰
۱-۴-۲ مطالعات میدانی	۱۰
۲-۴-۲ مطالعات تئوریک	۱۱
۵-۲ جمع‌بندی	۱۴
فصل سوم: مدل‌سازی بازار زمان حقیقی و عدم قطعیت تولید بادی همبسته	۱۵
۱-۳ مقدمه	۱۶
۲-۳ چارچوب بازارها	۱۶
۳-۳ فهرست علائم و اختصارات	۱۷

۴-۳ مسئله تسویه بازار روز قبل ۲۱

۵-۳ مسئله تسویه بازار زمان حقیقی ۲۴

۶-۳ مدل سازی عدم قطعیت ۲۷

۱-۶-۳ پیش بینی ۲۷

۲-۶-۳ تولید سناریو ۲۸

۳-۶-۳ پیاده سازی ۲۹

۷-۳ جمع بندی ۳۲

فصل چهارم: شبیه سازی ۳۳

۱-۴ مقدمه ۳۴

۲-۴ مطالعه موردی ۱ ۳۵

۱-۲-۴ سیستم مورد مطالعه ۳۵

۲-۲-۴ نتایج ۳۷

۳-۴ مطالعه موردی ۲ ۴۶

۱-۳-۴ طرح شبیه سازی ۴۷

۲-۳-۴ بررسی اثر سطح نفوذ تولید بادی ۴۹

۳-۳-۴ بررسی اثر انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم ۵۲

۴-۳-۴ بررسی اثر متوسط روزانه قدر مطلق عدم تعادل سیستم ۶۷

۴-۴ جمع بندی و نتیجه گیری ۷۳

فصل پنجم: نتیجه گیری و پیشنهادها ۷۷

۱-۵ مروری بر کارهای انجام شده ۷۸

٧٨..... ٢-٥ نتایج

٨٠..... ٣-٥ پیشنهادها

٨١..... مراجع

فهرست جدول‌ها

- جدول ۱-۳: اطلاعات جغرافیایی مزارع بادی ۲۹
- جدول ۱-۴: اطلاعات واحدهای تولیدی شبکه RTS ۳۵
- جدول ۲-۴: سهم هر باس از کل بار شبکه RTS ۳۶
- جدول ۳-۴: اطلاعات سناریوهای تولیدی ۴۹

فهرست شکل‌ها

- شکل ۳-۱: توابع خودهمبستگی خطای تولید بادی مزارع الف) مزرعه ۱، ب) مزرعه ۲ ۳۰
- شکل ۳-۲: توابع خودهمبستگی جزئی خطای تولید بادی مزارع الف) مزرعه ۱، ب) مزرعه ۲ ۳۱
- شکل ۳-۳: مجموعه ۵۰ سناریو تولید بادی و متوسط آن برای مزرعه الف) مزرعه ۱، ب) مزرعه ۲ ۳۱
- شکل ۳-۴: همبستگی مکانی الف) بین داده‌های گذشته دو مزرعه، ب) بین سناریوهای تولیدشده دو مزرعه ۳۲
- شکل ۴-۱: الگوی بار شبکه RTS در طول روز و سطح بار پایه، متوسط و پیک برای روز ۲۹ دسامبر ۲۰۰۶ ۳۶
- شکل ۴-۲: انحراف معیار قیمت بازار زمان حقیقی برای ۴ سطح همبستگی در سطح بار الف) پایه، ب) متوسط، ج) پیک ۳۸
- شکل ۴-۳: متوسط انحراف تولید توان بادی برای ۴ سطح همبستگی ۳۸
- شکل ۴-۴: متوسط قیمت بازار زمان حقیقی برای ۴ سطح همبستگی در سطح بار الف) پایه، ب) متوسط، ج) پیک ۳۹
- شکل ۴-۵: انحراف معیار هزینه عدم تعادل در بازار زمان حقیقی برای ۴ سطح همبستگی در سطح بار الف) پایه، ب) متوسط، ج) پیک ۴۰
- شکل ۴-۶: متوسط هزینه عدم تعادل در بازار زمان حقیقی برای ۴ سطح همبستگی در سطح بار الف) پایه، ب) متوسط، ج) پیک ۴۱
- شکل ۴-۷: انحراف معیار قیمت در بازار زمان حقیقی برای ۴ سطح همبستگی و سطح نفوذ ۷ و ۱۳ درصد در سطح بار الف) پایه، ب) متوسط، ج) پیک ۴۲
- شکل ۴-۸: منحنی عرضه شبکه RTS ۴۳
- شکل ۴-۹: متوسط قیمت در بازار زمان حقیقی برای ۴ سطح همبستگی و سطح نفوذ ۷ و ۱۳ درصد در سطح بار الف) پایه، ب) متوسط، ج) پیک ۴۴

- شکل ۴-۱۰: انحراف معیار هزینه عدم تعادل در بازار زمان حقیقی برای ۴ سطح همبستگی و سطح نفوذ ۷ و ۱۳ درصد در سطح بار الف) پایه، ب) متوسط، ج) پیک ۴۵
- شکل ۴-۱۱: متوسط هزینه عدم تعادل در بازار زمان حقیقی برای ۴ سطح همبستگی و سطح نفوذ ۷ و ۱۳ درصد در سطح بار الف) پایه، ب) متوسط، ج) پیک ۴۶
- شکل ۴-۱۲: اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای سه سطح نفوذ و چهار سطح همبستگی ۵۰
- شکل ۴-۱۳: اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای سه سطح نفوذ و چهار سطح همبستگی ۵۲
- شکل ۴-۱۴: اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت PP ۵۳
- شکل ۴-۱۵: اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت PP ۵۵
- شکل ۴-۱۶: اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت NN ۵۹
- شکل ۴-۱۷: اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت NN ۶۰
- شکل ۴-۱۸: اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت PN ۶۴
- شکل ۴-۱۹: اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت PN ۶۵
- شکل ۴-۲۰: اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت ZZ ۶۶

- شکل ۴-۲۱: اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت ZZ ۶۷
- شکل ۴-۲۲: اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی و انحراف معیار کم ۶۸
- شکل ۴-۲۳: اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی و انحراف معیار کم ۶۹
- شکل ۴-۲۴: اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت افزایش ۱۰٪ انحراف معیار ۷۰
- شکل ۴-۲۵: اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت افزایش ۱۰٪ انحراف معیار ۷۱
- شکل ۴-۲۶: اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت افزایش ۲۰٪ انحراف معیار ۷۲
- شکل ۴-۲۷: اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت افزایش ۲۰٪ انحراف معیار ۷۳

فصل اول

پیشگفتار

۱-۱ انگیزه‌های تحقیق

با توجه به رشد سریع استفاده از انرژی باد برای تولید انرژی الکتریکی نسبت به سایر انرژی‌های نو، بررسی اثرات این نوع فناوری تولید توان بر عملکرد بازار برق از اهمیت قابل توجهی برخوردار است.

با توجه به تغییرات ناگهانی سرعت باد و بنابراین محدودیت پیش‌بینی آن، یکی از مهم‌ترین چالش‌ها در استفاده از این نوع فناوری، عدم قطعیت موجود در تولید توان بادی می‌باشد که منجر به ایجاد انحراف تولید توان بادی از مقدار واقعی، و در نتیجه، ایجاد هزینه در بازار زمان حقیقی می‌شود. بازار زمان حقیقی این انحراف را به منظور ایجاد تعادل بین تولید و مصرف، می‌تواند از طریق تغییر تولید سایر واحدهای تولیدی قابل دیسپچ تأمین کند که منجر به ایجاد هزینه عدم تعادل^۱ در بازار زمان حقیقی می‌شود.

بازار زمان حقیقی در آمریکا و اروپا مبتنی بر دو مکانیسم تسویه تک‌قیمت و دو قیمت^۲ بهره‌برداری می‌شود. در مکانیسم تسویه تک‌قیمت همه پرداخت‌ها به/دریافت‌ها از شرکت‌کنندگان در بازار زمان حقیقی بر اساس قیمت بازار زمان حقیقی انجام می‌شود. در حالی که در مکانیسم تسویه دو قیمت، اگر عدم تعادل ایجاد شده توسط تولیدکننده بادی در خلاف جهت عدم تعادل سیستم باشد پرداخت‌ها و دریافت‌ها با قیمت بازار روز قبل، و اگر هم‌جهت با آن باشد با قیمت بازار زمان حقیقی محاسبه می‌شود؛ اما پرداخت‌ها به/دریافت‌ها از تولیدکنندگان قابل دیسپچ که برای جبران انحراف تولید بادی تولید خود را تغییر می‌دهند بر اساس قیمت بازار زمان حقیقی محاسبه می‌شود. در واقع در مکانیسم تسویه دو قیمت بین دریافت‌ها و پرداخت‌ها به تولیدکنندگان اختلافی وجود دارد. از دیدگاه بهره‌بردار بازار زمان حقیقی و تولیدکننده بادی، چگونگی اثرگذاری مکانیسم تسویه بر هزینه عدم

¹ Imbalance cost

² Single- and dual-price settlement mechanisms

تبادل مسئله‌ای در خور توجه می‌باشد.

از طرفی مطالعات میدانی گواه آن است که تولید توان در یک مزرعه بادی، همبستگی مؤثری به تولید ساعت‌های قبل خودش (همبستگی زمانی) و تولید مزارع دیگر (همبستگی مکانی) دارد؛ بنابراین اگر همبستگی تولید توان بادی مزارع مثبت باشد، تغییرات تولید توان بادی در اکثر ساعات هم‌جهت و در نتیجه، انحراف مقدار واقعی مجموع تولید بادی از مقدار پیش‌بینی شده افزایش می‌یابد؛ بنابراین همبستگی تولید بادی بر هزینه عدم تعادل در بازار زمان حقیقی اثرگذار است.

۲-۱ اهداف تحقیق

هدف این تحقیق ارائه تحلیل جامع در زمینه آثار همبستگی زمانی-مکانی مزارع بادی بر خروجی‌های بازار زمان حقیقی مثل قیمت انرژی و هزینه عدم تعادل از دیدگاه بهره‌بردار بازار زمان حقیقی و تولیدکننده بادی در دو مکانیسم تسویه تک‌قیمت و دو قیمت می‌باشد. به این منظور، با استفاده از اطلاعات واقعی سرعت باد، همبستگی تولید توان بادی مزارع شناسایی می‌شود و با استفاده از مدلی کارآمد و به‌روز سناریوهای همبسته برای تولید بادی، تولید می‌شود. بازار روز قبل با در نظر گرفتن قیود بین زمانی واحدهای قابل دیسپچ برای سناریوهای تولید بادی اجرا می‌شود. بر اساس خروجی‌های بازار روز قبل و عدم تعادل سیستم بازار زمان حقیقی ساعت به ساعت اجرا می‌شود و تأثیر همبستگی مزارع بادی و خطای پیش‌بینی تولید بادی بر هزینه عدم تعادل تحلیل می‌شود.

۳-۱ مروری بر فصل‌های پایان‌نامه

در فصل دوم به بررسی سابقه موضوع آثار تولید بادی بر بازار برق پرداخته می‌شود. در این فصل با ارائه گزارشی کامل از مطالعات انجام شده، اهمیت ارائه تحلیلی کامل از آثار همبستگی زمانی-مکانی تولید بادی مزارع بر خروجی‌های بازار زمان حقیقی مورد بحث قرار می‌گیرد. در فصل سوم نحوه مدل‌سازی بازارهای روز قبل و زمان حقیقی و همچنین نحوه مدل‌سازی عدم قطعیت و تولید سناریو

برای تولید بادی به تفصیل بیان خواهد شد. در فصل چهارم، طی شبیه‌سازی‌های انجام‌شده آثار همبستگی زمانی-مکانی تولید بادی مزارع بر خروجی‌های بازار زمان حقیقی از دیدگاه بهره‌بردار شبکه و تولیدکننده بادی مورد بحث قرار می‌گیرد. در فصل پنجم، نتایج به طور خلاصه جمع‌بندی و پیشنهادها برای ادامه تحقیق ارائه می‌گردد.

فصل دوم

مطالعه میدانی و تئوریک بازار

زمان حقیقی

۱-۲ مقدمه

در این فصل به تفصیل به بررسی ساختار و نحوه کارکرد بازار زمان حقیقی و همچنین مطالعات میدانی و تئوریک انجام شده در زمینه آثار تولید توان بادی بر خروجی های بازار زمان حقیقی پرداخته می شود. شبیه سازی اثرات تولید توان بادی بر بازار زمان حقیقی از دیدگاه های مختلف (مانند بهره بردار، تولیدکننده بادی و یا شرکت های تولیدکننده انرژی با چند مالک) قابل بررسی می باشد. همچنین مکانیسم های مختلف برای تسویه وجود دارند، از جمله مکانیسم تسویه تک قیمت و دو قیمت که به صورت اجمالی بررسی می شوند. در ادامه، گزارش های منتشر شده در حوزه آثار تولید توان بادی مورد نقد و بررسی قرار می گیرد. در پایان، نتایج به دست آمده جمع بندی می شود.

۲-۲ بازار زمان حقیقی

بازارهای زمان حقیقی با عناوین بازار تعادل زمان حقیقی^۱ در PJM^۲ و شمال امریکا، بازار انرژی زمان حقیقی^۳ در نیوانگلند، بازار خدمات جانبی و کنترل فرکانس^۴ در استرالیا و بازار تنظیم^۵ در شمال اروپا پیاده سازی شده است [۱]. بازارهای زمان حقیقی در بازه های 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 می کنند [۲]. در بعضی مراجع مانند [۳] بازار زمان حقیقی را به صورت پخش بار اقتصادی حتی تا ۵ دقیقه قبل از زمان تحویل انرژی تعریف می کنند. این مرجع بازارهای زمان حقیقی را به سه دسته تقسیم بندی می کند. ۱- بازارهای زمان حقیقی که قیمت را برای هر باس مشخص می کنند و هر ۵ دقیقه اجرا می شوند مانند بازار PJM. ۲- بازارهایی که قیمت را برای هر ناحیه مشخص می کند و هر ۵ دقیقه اجرا می شود مانند بازار استرالیا ANEM^۶. ۳- بازارهای تعادل که قیمت را برای هر ناحیه

¹ Real-time Balancing Market

² Pennsylvania-Maryland-New Jersey Interconnection (PJM)

³ Real-time Energy Market

⁴ Frequency Control Ancillary Services (FCAS)

⁵ Regulating Market

⁶ Australian National Electricity Market

مشخص می‌کنند و تا سقف یک ساعت قبل از زمان تحویل انرژی در اکثر بازارهای اروپا اجرا می‌شوند. 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 به صورت پاسخگو یا غیر پاسخگو [۱، ۴].

۲-۲-۱ کارکرد

با توجه به عدم قطعیت موجود در تولید و مصرف و به صرفه نبودن ذخیره انرژی الکتریکی به مقدار زیاد، وجود بازار زمان حقیقی 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 به خصوص انرژی بادی، عدم قطعیت در سیستم را افزایش می‌دهد به طوری که بهره‌برداری از سیستم را تحت تأثیر قرار می‌دهد و آن را سخت می‌کند [۵]. بنابراین قبل از بازار زمان حقیقی برای کاهش عدم قطعیت و اجرای کاراتر بازار زمان حقیقی، بازارهای دیگری نیز وجود دارند که بعد از بازار روز قبل و تا یک یا چند ساعت قبل از زمان تحویل انرژی اجرا می‌شوند که بازارهای بین روز^۱ نامیده می‌شوند 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 کم شدن قابلیت انعطاف‌پذیری سیستم افزایش می‌یابد [۷، ۸]. به عنوان مثال در اسپانیا، شش بازار بین روز وجود دارد. بازار روز قبل در ساعت ۱۲ ظهر روز قبل اجرا می‌شود و تولید و مصرف را برای ۲۴ ساعت روز آینده مشخص می‌کند. سپس در ساعت ۱۷ روز قبل، اولین بازار بین روز اجرا می‌شود و تولید و مصرف را برای ۲۷ ساعت از ساعت ۱۰ شب همان روز تا ساعت ۲۴ روز بعد تعیین می‌کند. سپس در ساعت ۲۱ بازار بعدی اجرا می‌شود و تولید و مصرف را برای ۲۴ ساعت روز بعد مشخص می‌کند. سومین بازار در ساعت ۱ بامداد همان روز، برای ساعت ۵ تا ۲۴ همان روز، چهارمین بازار در ساعت ۴

¹ Intraday markets

بامداد، برای ساعت ۸ تا ۲۴ همان روز، ۵امین بازار در ساعت ۸ صبح، برای ساعت ۱۲ تا ۲۴، و آخرین بازار در ساعت ۱۲ ظهر، برای ساعت ۱۶ تا ۲۴ اجرا می‌شود [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 مورد استفاده قرار می‌گیرد، اجرای بازار روز قبل با در نظر گرفتن سناریوهایی از بازار زمان حقیقی است [۱۲، ۱۳] و [۱۳]. در واقع در این مراجع، بهترین برنامه‌ریزی در بازار روز قبل با توجه به پیش‌بینی سناریوهایی که در بازار زمان حقیقی ممکن است رخ دهد انتخاب می‌شود، به طوری که 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، شاهد کاهش قابل توجهی در متوسط هزینه عدم تعادل در بازار زمان حقیقی خواهیم بود. در مدل‌سازی بازار روز قبل در این پایان‌نامه از بازار روز قبل مدل‌سازی شده در مرجع [۱۴] با افزودن قیدی برای تأمین رزرو مورد نیاز برای اجرای بازار زمان حقیقی استفاده شده است. سطح رزرو مورد نیاز با توجه به مرجع [۱۵] در نظر گرفته شده است. در این مرجع برای رزرو، پیشنهاد قیمت فرض نمی‌شود و به صورت قید در مدل تسویه بازار روز قبل در نظر گرفته می‌شود. در مرجع [۱۶] برگرفته از بازار دانمارک، رزرو به صورت قید بدون هزینه در برنامه بازار روز قبل مدل‌سازی شده است. همچنین توضیح داده است که اگر بازار رزرو وجود داشته باشد، تعدادی قید به همراه هزینه آن‌ها به مدل بازار اضافه می‌شود.

۲-۲-۲ انواع مدل‌های بهره‌برداری

نحوه مدل‌سازی بازار زمان حقیقی از دیدگاه قیود و تابع هدف می‌تواند متفاوت می‌باشد. تابع

هدف می‌تواند برای حداقل کردن مجموع هزینه عدم تعادل از جمله عدم تعادل مثبت و منفی، و یا برای افزایش رفاه مدل‌سازی شود. در بازار PJM نحوه مدل‌سازی تابع هدف به صورت افزایش رفاه در نظر گرفته می‌شود [۱۷] اما در بعضی از بازارها از جمله بازارهای اروپا تابع هدف در بازار زمان حقیقی برای کاهش مجموع هزینه عدم تعادل (هزینه انحراف^۱) تعریف می‌شود [۱۸، ۱۹]. امکان پیشنهاد قیمت برای افزایش یا کاهش توان در بازار زمان حقیقی برای هر تولیدکننده قابل دیسپیچ که در بازار روز قبل برنده شده است، وجود دارد. پیشنهاد قیمت برای افزایش و کاهش تولید می‌تواند به صورت هم‌زمان برای هر واحد تعریف شود ولی در بازار زمان حقیقی تنها یکی از پیشنهادها هر واحد پذیرفته می‌شود [۱]. مکانیسم تسویه در بازار زمان حقیقی می‌تواند به دو صورت تسویه یکنواخت^۲ یا پرداخت بر اساس قیمت پیشنهادی باشد^۳.

۲-۳ مکانیسم تسویه در بازار زمان حقیقی

بازار زمان حقیقی در آمریکا و اروپا به ترتیب مبتنی بر دو مکانیسم تسویه تک‌قیمت و دو قیمت بهره‌برداری می‌شود [۲۰]. هرچند بعضی از کشورهای اروپا از جمله آلمان از مکانیسم تسویه تک‌قیمت استفاده می‌کند [۲]. در بلژیک تا قبل از سال ۲۰۱۲، مکانیسم تسویه دو قیمت و بعد از سال ۲۰۱۲ مکانیسم تسویه تک‌قیمت اجرا شده است [۲۱]. در نروژ تا قبل از سال ۲۰۰۸ مکانیسم تسویه تک‌قیمت و بعد از سال ۲۰۰۸ مکانیسم تسویه دو قیمت اجرا شده است [۲۲].

در مکانیسم تسویه تک‌قیمت همه پرداخت‌ها به‌دریافت‌ها از تولیدکنندگان بادی و غیر بادی بر اساس قیمت بازار زمان حقیقی انجام می‌شود. درحالی‌که در مکانیسم تسویه دو قیمت، 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؛ اما عدم تعادل سایر

¹ Deviation cost

² Uniform pricing

³ Pay as bid

تولیدکنندگان که برای جبران انحراف تولید بادی تولید خود را تغییر می دهند همگی با قیمت بازار زمان حقیقی محاسبه می شوند [۲]. در واقع در مکانیسم تسویه دوقیمت بین دریافت ها و پرداخت ها به تولیدکنندگان همواره اختلافی وجود دارد. در مرجع [۲۳]، بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید مزارع بادی، هزینه عدم تعادل برای دو مکانیسم تسویه تک قیمت و دوقیمت تحلیل شده است. نتایج نشان می دهد در هر دو مکانیسم تسویه، هزینه های اعمال شده به تولیدکننده بادی و همچنین متقاضیان انرژی با افزایش سطح نفوذ تولید بادی افزایش می یابد.

۲-۴ تأثیر تولید بادی بر خروجی های بازار زمان حقیقی

مطالعات انجام شده در زمینه تأثیر تولید بادی بر خروجی های بازار زمان حقیقی به دو دسته مطالعات میدانی و تئوریک دسته بندی می شود. در مطالعات میدانی آثار تولید توان بادی بر بازار زمان حقیقی، بر اساس اطلاعات واقعی خروجی های بازار زمان حقیقی بررسی می شود. در حالی که در مطالعات تئوریک، شبیه سازی بازار زمان حقیقی مبتنی بر پیش بینی بار و تولید توان بادی انجام می شود و خروجی های بازار برای دوره زمانی مورد نظر بر اساس شاخص های آماری تحلیل می شود. به این ترتیب، مطالعات میدانی به بررسی آثار پسین^۱ تولید بادی بر سیستم قدرت می پردازد، در حالی که مطالعات شبیه سازی آثار پیشین^۲ را مدل سازی و تحلیل می کند. در بخش های بعد، به بررسی مطالعات میدانی و تئوریک پرداخته می شود.

۲-۴-۱ مطالعات میدانی

مطالعات نشان می دهد افزایش سطح نفوذ تولید بادی در سیستم قدرت منجر به افزایش هزینه های مربوط به عدم تعادل می شود. در مرجع [۲۳] با استفاده از داده های واقعی تولید بادی، خطاهای پیش بینی و قیمت های سال های ۲۰۰۴ و ۲۰۰۵ در فنلاند با صرف نظر از همبستگی بین

^۱ Ex-post

^۲ Ex-ante

عدم تعادل موجود در تولید بادی مزارع مختلف، به بررسی هزینه‌ی عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه تک‌قیمت و دوقیمت می‌پردازد. عدم تعادل ناشی از تولید هر مزرعه بادی می‌تواند هم‌جهت یا خلاف جهت عدم تعادل خالص سیستم باشد. 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.

۲-۴-۲ مطالعات تئوریک

مطالعات شبیه‌سازی با هدف پیش‌بینی آثار تولید بادی بر شبکه برق و خروجی‌های بازار زمان حقیقی انجام شده است. جهت نیل به این هدف، رفتار باد مدل‌سازی و با اجرای برنامه تسویه بازار خروجی‌های بازار محاسبه می‌شود. در مرجع [۲۴] اثر تولید بادی در یک بازار انحصاری چندجانبه بررسی می‌گردد. تولیدکننده بادی مالک واحدهای تولید قابل دیسپچ نیز می‌باشد. مسئله پیشنهاد قیمت تولیدکننده در بازارهای روز قبل و زمان حقیقی به صورت یک مسئله بهینه‌سازی دوسطحی مدل‌سازی شده است. در مسئله سطح بالا، سود تولیدکننده حداکثر می‌شود و در مسئله سطح پایین، مسئله تسویه بازارهای روز قبل و زمان حقیقی حل می‌شود. با افزایش سطح نفوذ تولید بادی، تولید واحدهای قابل دیسپچ ارزان کاهش می‌یابد و در مقابل این امکان برای نیروگاه‌های گران که برای برقراری تعادل تولید و مصرف وارد مدار می‌شوند، ایجاد می‌شود که در سطح نفوذ بالا تولیدشان را افزایش دهند.

در مرجع [۱۲] با فرض یک تابع چگالی احتمال برای تولید بادی، متوسط هزینه عدم تعادل مدل‌سازی می‌شود. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد در نظر گرفتن تخمینی از هزینه‌های عدم تعادل در بازار روز قبل، هزینه بهره‌برداری بازار روز قبل را افزایش می‌دهد، ولی هزینه عدم تعادل در بازار زمان حقیقی کاهش می‌یابد. این کاهش با افزایش عدم قطعیت تولید بادی چشمگیرتر است. در مرجع [۲۵] یک مدل دیسپچ بهبودیافته برای بازار برق متشکل از بازار روز قبل و بازار تعادل در حضور منابع

تولید بادی ارائه شده است. روش مذکور با دو روش دیسپچ مرسوم و آماری مقایسه شده است. نتایج نشان می‌دهد روش ارائه شده برای سطوح مختلف نفوذ بادی و همبستگی مکانی بین مزارع بادی نسبت به دو روش دیگر بسیار کارآمدتر است.

در مرجع [۱۱] تأثیر تولید بادی بر بهره‌برداری بازار روز قبل و بازار تنظیم شمال اروپا تحلیل شده است. در این مطالعه تولید بادی با استفاده از روش‌های پیش‌بینی عددی، مدل‌سازی و چندین سناریو برای سال‌های ۲۰۱۰ و ۲۰۲۰ تولید شده است. بر این اساس، دو مدل بازار یکپارچه شده و یکپارچه نشده شمال اروپا مطالعه شده است. نتایج نشان می‌دهد یکپارچه‌سازی بازار شمال اروپا می‌تواند منجر به کاهش قابل توجه هزینه رزرو شود.

در مرجع [۲۶] پیش‌بینی تولید توان بادی با در نظر گرفتن همبستگی زمانی-مکانی به عنوان داده ورودی به مسئله تنظیم واحدها^۱ و پخش بار اقتصادی^۲ در نظر گرفته می‌شود و تأثیر دقت پیش‌بینی تولید بادی در سیستم قدرت هلند ارزیابی می‌شود. در این مرجع نشان داده شده است با افزایش واحدهای تولید هم‌زمان برق و گرما^۳ تأثیر خطای پیش‌بینی تولید بادی بر هزینه بهره‌برداری و عدم تعادل کاهش می‌یابد. در مرجع [۴] اثر توزیع بار^۴ و پیش‌بینی احتمالی توان بادی^۵ در مسئله تنظیم واحدها و پخش بار اقتصادی بررسی می‌شود. نتایج نشان می‌دهد توزیع بار در بهره‌برداری بهتر از بازاری که سطح نفوذ توان بادی در آن زیاد است، مؤثر است و عدم قطعیت^۶ و تغییرپذیری^۷ تولید توان بادی را بهبود می‌بخشد. نتایج برای ۳ حالت که تولید بادی را برای ۱ ساعت بعد، ۴ ساعت بعد و روز بعد پیش‌بینی می‌کند مقایسه می‌شود.

¹ Unit-commitment (UC)
² Economic-dispatch (ED)
³ Combined Heat and Power (CHP)
⁴ Demand dispatch (DD)
⁵ Probabilistic wind power forecast
⁶ Uncertainty
⁷ Variability

خرید و فروش انرژی بادی در بازار به دلیل عدم قطعیت زیاد، ریسک بالایی دارد [۲۷]. این مرجع بیان می‌کند هماهنگی بین واحدهای تولید بادی و واحدهای حرارتی برای پیشنهاد قیمت باعث کاهش قابل توجه این ریسک و افزایش متوسط سود واحدهای حرارتی و واحدهای تولید بادی می‌شود.

روش پیشنهادی در مرجع [۲۸] برای کاهش هزینه عدم تعادل ناشی از عدم قطعیت تولید بادی تنها برای تعداد سناریوهای محدود قابل استفاده است اما در مرجع [۲۹] با در نظر گرفتن تعداد زیادی از سناریوهای ممکن برای تولید بادی و هزینه‌های ناشی از عدم تعادل در آن سناریوها، نحوه پیشنهاد قیمت تولیدکننده بادی با هدف کم کردن هزینه عدم تعادل در بازار روز قبل مشخص می‌شود. همچنین روش پیشنهادی با روشی که در آن فقط از متوسط پیش‌بینی تولید بادی برای شرکت در بازار استفاده می‌شود، مقایسه می‌گردد. نتایج نشان می‌دهد نحوه پیشنهاد قیمت بیان‌شده در این مرجع، سود بیشتری را به همراه دارد. همچنین برای پیش‌بینی تولید بادی با در نظر گرفتن همبستگی زمانی از روش آرما^۱ استفاده شده و از کاهش سناریو^۲ برای کم کردن حجم محاسبات استفاده شده است.

در مرجع [۳۰] پیشنهاد قیمت بهینه در بازار روز قبل، در دو حالت با و بدون در نظر گرفتن بازار تنظیم^۳ بررسی می‌شود. بازار تنظیم بعد از بازار روز قبل و قبل از بازار زمان حقیقی اجرا می‌شود. همچنین مزایای در نظر گرفتن بازار تنظیم از دیدگاه تولیدکننده بادی بررسی می‌شود. نتایج نشان می‌دهد، در نظر گرفتن بازار تنظیم باعث افزایش سود تولیدکننده بادی می‌شود. در مرجع [۳۱] پیشنهاد قیمت برای یک تولیدکننده بادی که می‌تواند در بازار روز قبل پیشنهاد قیمت دهد، به عنوان یک مسئله دوسطحی بیان می‌شود. فرض شده است سایر تولیدکنندگان بادی بر اساس قیمت

¹ ARMA

² Scenario reduction

³ Adjustment market

حاشیه‌ای محلی^۱ باسی که در آن قرار دارند پیشنهاد قیمت می‌دهند. عدم قطعیت تنها ناشی از عدم قطعیت در تولید بادی و قیمت‌های بازار تعادل^۲ است. مسئله سطح بالا به حداکثر کردن سود تولیدکننده بادی می‌پردازد و مسئله سطح پایین، مسئله تسویه بازار روز قبل می‌باشد.

در مرجع [۳۲] سرمایه‌گذاری بهینه از دیدگاه یک تولیدکننده بادی استراتژیک که در بازار روز قبل و بازار تعادل شرکت می‌کند، به صورت یک مسئله دوسطحی بررسی شده است. مسئله سطح بالا به حداقل کردن هزینه سرمایه‌گذاری و حداکثر کردن سود در بازار روز قبل و زمان حقیقی می‌پردازد و مسئله سطح پایین، مسئله تسویه بازار روز قبل تحت سناریوهای مختلف برای تولید بادی و بار می‌باشد.

در هیچ کدام از مراجع بررسی شده تأثیر همبستگی زمانی-مکانی تولید توان بادی بر بازار زمان حقیقی در نظر گرفته نشده است.

۲-۵ جمع‌بندی

در این فصل نحوه قیمت‌گذاری و فرمول‌بندی بازار زمان حقیقی بیان شد و مطالعات میدانی و تئوریک در حوزه تأثیر تولید توان بادی بر خروجی‌های بازار زمان حقیقی بررسی گردید. ولی در هیچ کدام 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 دو قیمت مقایسه نشده است.

¹ Locationa Marginal Price (LMP)

² Balancing market

فصل سوم

مدل سازی بازار زمان حقیقی و

عدم قطعیت تولید بادی همبسته

۳-۱ مقدمه

در این فصل از پایان نامه به منظور بررسی آثار تولید بادی بر خروجی های بازار زمان حقیقی، ابتدا بازار روز قبل در حضور منابع تولیدکننده بادی به صورت یک مسئله برنامه ریزی خطی مخلوط- عدد صحیح مدل سازی شده است. در این مدل سازی، قیود زمانی واحدهای حرارتی و هزینه های مربوطه نیز لحاظ شده است. مجموعه ای 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 می شوند همچنین رزرو چرخان^۱ مورد نیاز برای افزایش و کاهش تولید به صورت قید مد نظر قرار گرفته است سپس با توجه به عدم تعادل سیستم و پیشنهادهای تولیدکنندگان برای افزایش و کاهش توان خروجی، برنامه بازار زمان حقیقی ساعت به ساعت اجرا می شود.

در بخش دوم چارچوب بهره برداری بازارهای روز قبل و زمان حقیقی تشریح می شود. در بخش سوم فهرست علائم و اختصارات مورد استفاده در مسئله تسویه بازارها ارائه می شود. در بخش چهارم مدل ریاضی مسئله تسویه بازار روز قبل و در بخش پنجم مدل ریاضی مسئله تسویه بازار زمان حقیقی ارائه شده است. در بخش ششم روش انتخاب شده برای مدل سازی همبستگی زمانی- مکانی مزارع بادی توضیح داده می شود. همچنین سناریوهای تولید توان بادی برای چند مزرعه بادی تولید می شوند و در بخش آخر جمع بندی و نتیجه گیری ارائه می شود.

۳-۲ چارچوب بازارها

در روز قبل از روز بهره برداری تولیدکنندگان قیمت های پیشنهادی خود را برای بازار روز قبل ارسال می کنند و بعد از اجرای برنامه بازار روز قبل هر کدام از تولیدکننده ها از میزان تولید و رزرو چرخان در روز بعد آگاه می شوند. تولیدکنندگان برنده در بازار روز قبل، پیشنهادهای افزایش و کاهش

¹ Spinning reserve

تولید را برای ۲۴ ساعت پیش رو برای بهره‌بردار بازار زمان حقیقی ارسال می‌کنند. برنامه بازار زمان حقیقی ساعت به ساعت چند دقیقه قبل از زمان تحویل انرژی اجرا می‌شود. با شناسایی عدم تعادل سیستم در هر ساعت پیش رو و پیشنهادهای تولیدکنندگان برای افزایش و کاهش توان خروجی، برنامه بازار زمان حقیقی اجرا می‌شود و بر اساس آن می‌تواند در بازار زمان حقیقی شرکت کند. به شکلی که می‌تواند با پرداخت پول میزان تولید خود را کاهش دهد (تولید خود در بازار روز قبل را با قیمتی ارزان‌تر از قیمت‌های بازار روز قبل بخرند) و یا با دریافت مقداری مشخص، تولید خود را افزایش دهد. 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. قیمت‌های پیشنهادی واحدها برای بازار زمان حقیقی باید روز قبل از روز بهره‌برداری ارائه شود. از دید بهره‌بردار هرچه قیمت پیشنهادی هر نیروگاه شرکت‌کننده در بازار زمان حقیقی برای خرید تولید خود بیشتر باشد، هزینه کاهش تولید اضافی، کمتر و هرچه قیمت پیشنهادی هر نیروگاه برای افزایش تولید کمتر باشد، هزینه تأمین کمبود تولید، کمتر خواهد بود؛ پس با رویکرد کاهش هزینه تأمین توان مورد نیاز برای تعادل تولید و مصرف تابع هدف برای مسئله بهینه‌سازی خطی مخلوط-عدد صحیح^۱ تعریف می‌شود.

۳-۳ فهرست علائم و اختصارات

در ادامه فهرست علائم و اختصارات مورد استفاده در این فصل از پایان‌نامه آمده است.

پارامترها

۱. مقدار سوسپتانس خط (n, m) : b_{nm}
۲. $f_{ij}^{G,DA}(h)$: قیمت پیشنهادی بلوک j از تولیدکننده i در بازار روز قبل در ساعت h .

¹ Mixed-Integer Linear Programming (MILP)

۳. $f_k^{W,DA}(h)$: قیمت پیشنهادی مزرعه k در بازار روز قبل در ساعت h .
۴. $H_i^{ON/OF}$: ساعاتی که در ابتدای روز واحد i باید روشن/ خاموش باشد.
۵. $H_i^{UP/DO}$: حداقل زمان روشن بودن/خاموش بودن واحد تولیدی i .
۶. NH : تعداد ساعات روز.
۷. N_F : تعداد مزارع بادی.
۸. $P_b^D(h)$: بار باس b در ساعت h .
۹. $P_i^{G,max}(h)$: حد بالای تولید واحد i در ساعت h .
۱۰. $P_i^{G,min}(h)$: حد پایین تولید واحد i در ساعت h .
۱۱. $P_{ij}^{G,max}(h)$: ظرفیت بلوک تولیدی z از واحد i در ساعت h .
۱۲. $P_{nm}^{L,max}(h)$: محدودیت حداکثر توان عبوری از خط (n,m) .
۱۳. R_i^{UP} / R_i^{DO} : محدودیت نرخ افزایش/کاهش تولید واحد تولیدی i .
۱۴. suc_i / sdc_i : هزینه راه‌اندازی/خاموشی واحد i .
۱۵. $RR^+(h) / RR^-(h)$: رزرو مورد نیاز برای کاهش/افزایش تولید در ساعت h .
۱۶. $RR_i^{+,max}(h) / RR_i^{-,max}(h)$: حداکثر رزرو پیشنهادی هر واحد برای کاهش/افزایش تولید در ساعت h .
۱۷. $f_{ij}^+(h)$: قیمت پیشنهادی بلوک z از تولیدکننده i برای افزایش تولید در بازار زمان حقیقی در ساعت h .
۱۸. $f_{ij}^-(h)$: قیمت پیشنهادی بلوک z از تولیدکننده i برای کاهش تولید در بازار زمان حقیقی در ساعت h .
۱۹. $P_{ij}^{+G,max}(h)$: ظرفیت بلوک تولیدی z از واحد i برای افزایش تولید در بازار زمان حقیقی در ساعت h .

۲۰. $P_{ij}^{-G, \max}(h)$: ظرفیت بلوک تولیدی z از واحد i برای کاهش تولید در بازار

زمان حقیقی در ساعت h .

۲۱. $f_b^{LS}(h)$: هزینه بار قطع شده در باس b در بازار زمان حقیقی در ساعت h .

متغیرهای تصادفی

۱. $P_k^{W, \max}(h)$: توان تولید بادی مزرعه k در ساعت h .

متغیرها

۱. $p_k^{W, DA}(h)$: توان تولیدی مزرعه k در بازار روز قبل در ساعت h .

۲. $\Delta P_b^W(h)$: تفاوت مقدار واقعی تولید بادی در بازار زمان حقیقی و مقدار پیش‌بینی

شده در بازار روز قبل در باس b در ساعت h .

۳. $p_{ij}^{G, DA}(h)$: توان تولیدی بلوک z از واحد تولیدی i در بازار روز قبل در ساعت h .

۴. $p_i^{G, DA}(h)$: توان تولیدی واحد i در بازار روز قبل در ساعت h .

۵. $p_{nm}^{L, DA}(h)$: توان عبوری از خط (n, m) در بازار روز قبل در ساعت h .

۶. $r_i^+(h)/r_i^-(h)$: مقدار رزرو واحد i برای کاهش/افزایش توان در ساعت h .

۷. $u_i(h)$: متغیر باینری نشان‌دهنده وضعیت روشن/خاموش بودن واحد i در بازار روز

قبل در ساعت h .

۸. $vsuc_i(h)$: متغیر کمکی برای اعمال هزینه راه‌اندازی واحد تولیدی i در ساعت h .

۹. $vsdc_i(h)$: متغیر کمکی برای اعمال هزینه خاموشی واحد تولیدی i در ساعت h .

۱۰. $\delta_b^{DA}(h)$: زاویه باس b در بازار روز قبل در ساعت h .

۱۱. $\Delta p_{ij}^+(h)$: میزان افزایش توان تولیدی بلوک z از واحد i در بازار زمان حقیقی در

ساعت h .

۱۲. $\Delta p_{ij}^-(h)$: میزان کاهش توان تولیدی بلوک z از واحد i در بازار زمان حقیقی در

ساعت h .

۱۳. $\Delta p_i^+(h)$: میزان افزایش توان تولیدی واحد i در بازار زمان حقیقی در ساعت h .

۱۴. $\Delta p_i^-(h)$: میزان کاهش توان تولیدی واحد i در بازار زمان حقیقی در ساعت h .

۱۵. $\Delta p_i(h)$: تغییر توان تولیدی واحد i در بازار زمان حقیقی در ساعت h .

۱۶. $p_b^{D,LS}$: بار قطع شده در باس b در بازار زمان حقیقی در ساعت h .

۱۷. $p_k^{W,SP}$: توان بادی سرریز مزرعه k در بازار زمان حقیقی در ساعت h .

۱۸. $p_{nm}^{L,RT}$: توان عبوری از خط (n,m) در بازار زمان حقیقی در ساعت h .

۱۹. $v_i(h)$: متغیر باینری نشان دهنده وضعیت پیشنهاد واحد i در بازار زمان حقیقی در

ساعت h . (اگر ۱ باشد به این معنی است که پیشنهاد نیروگاه به صورت افزایش تولید

و فروشنده است و اگر ۰ باشد یعنی نیروگاه به عنوان خریدار در بازار شرکت می کند

و پیشنهادش به صورت کاهش توان است.)

۲۰. $\delta_b^{RT}(h)$: زاویه باس b در بازار زمان حقیقی در ساعت h .

مجموعه‌ها

۱. Ω^B : مجموعه باس‌ها.

۲. Ω^L : مجموعه خطوط.

۳. Ω_b^W/Ω_b^G : مجموعه واحدهای تولیدی/مزارع بادی در باس b .

۴. $\Omega^I(h)$: مجموعه نیروگاه‌های شرکت کننده در بازار زمان حقیقی در ساعت h .

توابع

۱. $f^W(.)$: تابع میزان تولید توان بادی از سرعت باد.

۲. $F(\cdot)$: تابع توزیع تجمعی تجربی^۱.

۳. ψ_N : تابع توزیع تجمعی نرمال استاندارد^۲.

۳-۴ مسئله تسویه بازار روز قبل

به منظور بررسی آثار تولید بادی و قیود زمانی واحدهای تولیدی بر بازار زمان حقیقی ابتدا

مسئله تسویه بازار روز قبل به صورت زیر مدل می شود [۱۴]:

$$\text{Minimize } \sum_{h=1}^{NH} \left[\sum_i \left(vsuc_i(h) + vsdc_i(h) + \sum_j p_{ij}^{G,DA}(h) f_{ij}^{G,DA}(h) \right) + \sum_k p_k^{W,DA}(h) f_k^{W,DA}(h) \right] \quad (1-2)$$

مقید به:

$$\sum_{i \in \Omega_b^G} p_i^{G,DA}(h) + \sum_{k \in \Omega_b^W} p_k^{W,DA}(h) - \sum_{(b,m) \in \Omega^L} p_{bm}^{L,DA}(h) + \sum_{(n,b) \in \Omega^L} p_{nb}^{L,DA}(h) = P_b^D(h), \forall b \in \Omega^B, \forall h \quad (2-2)$$

$$p_{nm}^{L,DA}(h) = b_{nm} (\delta_n^{DA}(h) - \delta_m^{DA}(h)), \forall (n,m) \in \Omega^L, \forall h \quad (3-2)$$

$$-P_{nm}^{L,max} \leq p_{nm}^{L,DA}(h) \leq P_{nm}^{L,max}, \forall (n,m) \in \Omega^L, \forall h \quad (4-2)$$

$$0 \leq p_{ij}^{G,DA}(h) \leq P_{ij}^{G,max}(h), \forall i, j, h \quad (5-2)$$

$$p_i^{G,DA}(h) = \sum_j p_{ij}^{G,DA}(h), \forall i, h \quad (6-2)$$

$$u_i(h) P_i^{G,min}(h) \leq p_i^{G,DA}(h) + r_i^+(h) \leq P_i^{G,max}(h) u_i(h), \forall i, h \quad (7-2)$$

$$u_i(h) P_i^{G,min}(h) \leq p_i^{G,DA}(h) - r_i^-(h) \leq P_i^{G,max}(h) u_i(h), \forall i, h \quad (8-2)$$

¹ Empirical cumulative distribution function

² Standard normal cumulative distribution function

$$(u_i(h) - u_i(h-1))suc_i \leq vsuc_i(h), \forall i, h \quad (9-2)$$

$$0 \leq vsuc_i(h), \forall i, h \quad (10-2)$$

$$(u_i(h-1) - u_i(h))sdc_i \leq vsdc_i(h), \forall i, h \quad (11-2)$$

$$0 \leq vsdc_i(h), \forall i, h \quad (12-2)$$

$$p_i^{G,DA}(h+1) - p_i^{G,DA}(h) \leq R_i^{UP}, \forall i, h < NH \quad (13-2)$$

$$p_i^{G,DA}(h) - p_i^{G,DA}(h+1) \leq R_i^{DO}, \forall i, h < NH \quad (14-2)$$

$$\sum_{h=1}^{H_i^{ON}} u_i(h) = H_i^{ON}, \forall i \quad (15-2)$$

$$H_i^{UP}(u_i(h) - u_i(h-1)) \leq \sum_{t=h}^{H_i^{UP}+h-1} u_i(t), \forall i, h = H_i^{ON} + 1, \dots, NH - H_i^{UP} + 1 \quad (16-2)$$

$$(NH - h + 1)(u_i(h) - u_i(h-1)) \leq \sum_{t=h}^{NH} u_i(t), \forall i, h = NH - H_i^{UP} + 2, \dots, NH \quad (17-2)$$

$$\sum_{h=1}^{H_i^{OF}} u_i(h) = 0, \forall i \quad (18-2)$$

$$H_i^{DO}(u_i(h-1) - u_i(h)) \leq \sum_{t=h}^{H_i^{DO}+h-1} (1 - u_i(t)), \forall i, h = H_i^{OF} + 1, \dots, NH - H_i^{DO} + 1 \quad (19-2)$$

$$(NH - h + 1)(u_i(h-1) - u_i(h)) \leq \sum_{t=h}^{NH} (1 - u_i(t)), \forall i, h = NH - H_i^{DO} + 2, \dots, NH \quad (20-2)$$

$$0 \leq p_k^{W,DA}(h) \leq P_k^{W,max}(h), \forall k, h \quad (21-2)$$

$$-\pi \leq \delta_b^{DA}(h) \leq \pi, \forall b \in \Omega^B \forall h \quad (22-2)$$

$$\delta_b^{DA}(h) = 0, b : \text{reference bus}, \forall h \quad (23-2)$$

$$0 \leq r_i^+(h) \leq RR_i^{+,max}(h), \forall i, h \quad (24-2)$$

$$0 \leq r_i^-(h) \leq RR_i^{-,max}(h), \forall i, h \quad (25-2)$$

$$RR^+ = \sum_i r_i^+(h), \forall h \quad (26-2)$$

$$RR^- = \sum_i r_i^-(h), \forall h \quad (27-2)$$

تابع هدف (۱-۲) هزینه تولید را بر اساس قیمت پیشنهادی مربوط به واحدهای تولیدی و مزارع بادی در طول ۲۴ ساعت روز بعد محاسبه می‌کند. قید (۲-۲) تعادل تولید و مصرف در هر ساعت در هر باس را برقرار می‌کند. قید (۳-۲) توان عبوری از خطوط را تعیین می‌کند. قید (۴-۲) محدودیت ظرفیت خطوط را اعمال می‌کند. قید (۵-۲) توان بلوک‌های تولیدی مربوط به واحدهای تولیدی را در محدوده تعیین شده نگه می‌دارد. قید (۶-۲) توان تولیدی هر واحد تولیدی را به صورت مجموع توان بلوک‌های تولیدی آن محاسبه می‌کند. قیود (۷-۲) و (۸-۲) محدودیت بالا و پایین تولید هر واحد تولیدی را با در نظر گرفتن وضعیت خاموش/روشن بودن واحد و رزرو افزایش و کاهش توان، اعمال می‌کند. قیود (۹-۲) و (۱۰-۲) مدل تسویه را برای در نظر گرفتن هزینه راه‌اندازی واحدهای تولیدی در تابع هدف، خطی سازی می‌کند. به صورت مشابه، قیود (۱۱-۲) و (۱۲-۲) هزینه خاموشی واحدهای تولیدی را در تابع هدف لحاظ می‌کند. قیود (۱۳-۲) و (۱۴-۲) به ترتیب نرخ افزایش و کاهش تولید واحدهای تولیدی را اعمال می‌کند. تساوی (۱۵-۲) حداقل زمان مورد نیاز برای روشن ماندن واحدهای تولیدی که روز قبل راه‌اندازی شده‌اند را در روز جاری به ازای ساعات محدود و

مشخص اعمال می‌کند. قید (۲-۱۶) امکان اعمال حداقل زمان روشن بودن واحدها تولیدی در دوره زمانی‌های مختلف را بررسی می‌کند. قید (۲-۱۷) امکان روشن شدن واحدهای حرارتی در ساعات پایانی روز را فراهم می‌کند و آن را تا پایان روز روشن نگه می‌دارد. قیود (۲-۱۸) تا (۲-۲۰) محدودیت‌های حداقل زمان خاموش شدن واحدهای تولیدی را در نظر می‌گیرد. قید (۲-۲۱) توان تولیدی مزارع بادی را به حداکثر توان قابل تولید آن‌ها محدود می‌کند. قید (۲-۲۲) زاویه مجاز هر باس را محدود می‌کند. تساوی (۲-۲۳) زاویه باس مرجع را مساوی صفر قرار می‌دهد. قیود (۲-۲۴) و (۲-۲۵) 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. قیود (۲-۲۶) و (۲-۲۷) بیان می‌دارد 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.

در این بخش، فرض می‌شود تولیدکنندگان رقابتی رفتار می‌کنند. در نتیجه تولیدکنندگان هزینه حاشیه‌ای را به عنوان قیمت و تولیدکنندگان بادی نیز توان قابل تولید خود را با قیمت صفر به بازار پیشنهاد می‌کنند. لذا هزینه تولید تولیدکنندگان بادی از تابع هدف حذف و تولید آن‌ها به عنوان بار منفی در نظر گرفته می‌شود.

۳-۵ مسئله تسویه بازار زمان حقیقی

با توجه به اینکه هدف این پایان‌نامه بررسی آثار همبستگی زمانی-مکانی تولید مزارع بادی بر خروجی‌های بازار زمان حقیقی می‌باشد، در این بخش به نحوه‌ی مدل‌سازی بازار زمان حقیقی می‌پردازیم مدل‌سازی بازار زمان حقیقی بر اساس بازار زمان حقیقی PJM فرمول‌بندی می‌شود [۱۷]. با اجرای برنامه بازار روز قبل، 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 زمان حقیقی به صورت زیر فرمول‌بندی می‌شود:

$$\begin{aligned} \text{minimize } & \sum_{i \in \Omega^I(h)} \left[\sum_j \{f_{ij}^+(h) \Delta P_{ij}^+(h) - f_{ij}^-(h) \Delta P_{ij}^-(h)\} \right] \\ & + \sum_{b \in \Omega^B} f_b^{LS}(h) P_b^{D,LS}(h) \end{aligned} \quad (28-2)$$

مقيد به:

$$\begin{aligned} & \sum_{i \in \Omega_b^G} [P_i^{G,DA}(h) + \Delta P_i(h)] + \sum_{k \in \Omega_b^W} [P_k^{W,DA}(h) + \Delta P_b^W(h) - P_k^{W,SP}(h)] \\ & + \sum_{(n,b) \in \Omega^L} P_{nb}^{L,RT}(h) - \sum_{(b,m) \in \Omega^L} P_{bm}^{L,RT}(h) - P_b^D(h) + P_b^{D,LS}(h) \\ & = 0, \quad \forall b \in \Omega^B \end{aligned} \quad (29-2)$$

$$0 \leq \Delta P_{ij}^+(h) \leq P_{ij}^{+G,\max}, \quad \forall i \in \Omega^I(h), \forall j \quad (30-2)$$

$$0 \leq \Delta P_{ij}^-(h) \leq P_{ij}^{-G,\max}, \quad \forall i \in \Omega^I(h), \forall j \quad (31-2)$$

$$\Delta P_i^+(h) = \sum_j \Delta P_{ij}^+(h), \quad \forall i \in \Omega^I(h) \quad (32-2)$$

$$\Delta P_i^-(h) = \sum_j \Delta P_{ij}^-(h), \quad \forall i \in \Omega^I(h) \quad (33-2)$$

$$0 \leq \Delta P_i^+(h) \leq v_i(h) * (P_i^{G,\max} - P_i^{G,DA}(h)), \quad \forall i \in \Omega^I(h) \quad (34-2)$$

$$0 \leq \Delta P_i^-(h) \leq (1 - v_i(h)) * (P_i^{G,DA}(h) - P_i^{G,\min}), \quad \forall i \in \Omega^I(h) \quad (35-2)$$

$$\Delta P_i(h) = \Delta P_i^+(h) - \Delta P_i^-(h), \quad \forall i \in \Omega^I(h) \quad (36-2)$$

$$P_i^{G,DA}(h+1) + \Delta P_i(h+1) - P_i^{G,DA}(h) - \Delta P_i(h) \leq R_i^{UP}, \quad \forall i \in \Omega^I(h) \quad (37-2)$$

$$P_i^{G,DA}(h) + \Delta P_i(h) - P_i^{G,DA}(h+1) - \Delta P_i(h+1) \leq R_i^{DO}, \quad \forall i \in \Omega^I(h) \quad (38-2)$$

$$P_{mn}^{L,RT}(h) = b_{mn}(\delta_m^{RT}(h) - \delta_n^{RT}(h)), \quad \forall(m, n) \in \Omega^L \quad (39-2)$$

$$-P_{mn}^{L,max} \leq P_{mn}^{L,RT}(h) \leq P_{mn}^{L,max}, \quad \forall(m, n) \in \Omega^L \quad (40-2)$$

$$-\pi \leq \delta_m^{RT}(h) \leq \pi, \quad \forall b \in \Omega^B \quad (41-2)$$

$$\delta_b^{RT}(h) = 0, \quad b: \text{reference bus} \quad (42-2)$$

$$\Delta P_i(h) = 0, \quad i \notin \Omega^I(h) \quad (43-2)$$

$$0 \leq P_b^{D,LS}(h) \leq P_b^D(h), \quad \forall b \in \Omega^B \quad (44-2)$$

$$0 \leq P_k^{W,SP}(h) \leq P_k^W(h), \quad \forall k \quad (45-2)$$

تابع هدف (۲-۲۸) به منظور حداقل کردن هزینه رفاه اجتماعی بازار زمان حقیقی در هر ساعت معرفی می‌شود که در این پایان‌نامه با عبارت هزینه عدم تعادل تعریف می‌شود که اگر مثبت باشد نشان می‌دهد عدم تعادل سیستم منفی بوده و باید به تولیدکنندگان هزینه افزایش تولید پرداخت شود و اگر منفی باشد نشان می‌دهد عدم تعادل سیستم مثبت بوده و از تولیدکنندگان هزینه کاهش تولید دریافت می‌شود. قید (۳-۲۹) تعادل تولید و مصرف در هر ساعت در هر باس را برقرار می‌کند. قید (۲-۳۰) میزان افزایش تولید در هر بلوک پیشنهادی می‌تواند بین صفر تا ظرفیت آن بلوک باشد. قید (۲-۳۱) میزان کاهش تولید در هر بلوک پیشنهادی می‌تواند بین صفر تا ظرفیت آن بلوک باشد. قید (۲-۳۲) میزان نهایی افزایش تولید واحد برابر مجموع بلوک‌های فروش رفته در بازار زمان حقیقی است. قید (۲-۳۳) میزان نهایی کاهش تولید واحد برابر مجموع بلوک‌های خریداری شده در بازار زمان حقیقی است. قید (۲-۳۴) و (۲-۳۵) حداکثر ظرفیت موجود برای افزایش یا کاهش توان خروجی را نشان می‌دهد. متغیر v اگر یک باشد واحد به صورت فروشنده و اگر صفر باشد به صورت خریدار در بازار زمان حقیقی عمل می‌کند. قید (۲-۳۶) میزان تغییرات نهایی توان خروجی یک واحد را مشخص می‌کند. قیود (۲-۳۷) و (۲-۳۸) محدودیت‌های تغییر تولید را تحمیل می‌کند. تساوی (۲-۳۹) توان انتقالی از خط را با توجه به پخش بار DC توصیف می‌کند. (۲-۴۰) بیان می‌دارد توان انتقالی از خط

در بازار زمان حقیقی باید در محدوده مجاز ظرفیت خط باشد. قیود (۲-۴۱) و (۲-۴۲) بیانگر محدودیت‌های مربوط به زاویه ولتاژ باس‌ها می‌باشد. رابطه (۲-۴۳) بیان می‌کند نیروگاه‌هایی که در بازار زمان حقیقی شرکت نمی‌کنند دارای توان خروجی ثابتی می‌باشند. قیود (۲-۴۴) و (۲-۴۵) محدوده بار قطع شده و توان بادی سرریز را مشخص می‌کند.

۳-۶ مدل‌سازی عدم قطعیت

در این بخش ابتدا نحوه پیش‌بینی بیان و سپس به نحوه تولید سناریو پرداخته خواهد شد.

۳-۶-۱ پیش‌بینی

در این زیر بخش، برای مدل‌سازی عدم قطعیت تولید توان بادی از یک روش ترکیبی آریمای فازی استفاده شده است [۳۳-۳۵]. برای مدل‌سازی همبستگی مزارع بادی از روش ارائه شده در مرجع [۳۶] استفاده شده است. روش پیاده‌سازی به شرح زیر است:

۱- تولید بادی به میزان سرعت باد وابسته است و تابعی از آن می‌باشد. اطلاعات گذشته مربوط به سرعت و تولید متناظر بادی در دسترس هستند. به منظور تخمین تابع تولید بادی $(f^w(\cdot))$ ، مدل فازی مناسب بر روی اطلاعات گذشته سرعت و تولید بادی متناظر آن برای هر مزرعه پیاده‌سازی می‌شود. مدل فازی بر اساس روش خوشه‌بندی پیشنهادی در مرجع [۳۷] طراحی می‌شود.

۲- خطای باقی‌مانده با محاسبه اختلاف میان اطلاعات حقیقی توان بادی و توان پیش‌بینی شده توسط تابع تخمینی به دست می‌آید.

$$e^{wind} = p^{wind,real} - p^{wind,fuzzy} \quad (۲-۴۶)$$

۳- تابع توزیع تجمعی تجربی F برای اطلاعات خطای باقیمانده به دست می‌آید. سپس از ترکیب

توابع F و تابع توزیع تجمعی نرمال استاندارد^۱، خطای محاسبه شده به حوزه نرمال منتقل می‌شود.

$$e_N^{wind} = \psi_N^{-1}(F(e^{wind})) \quad (۴۷-۲)$$

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.

۳-۶-۲ تولید سناریو

برای تولید سناریوهای همبسته نیاز به شناسایی همبستگی تولید توان بادی مزارع می‌باشد. بدین

منظور خطاهای تولید توان بادی انتقال یافته به حوزه نرمال به ۲۴ بردار $e_{N,h}^{wind}, \forall h$ متناسب با ساعات

روز برای هر دو مزرعه بادی تقسیم می‌شود.

۱- با استفاده از ۴۸ بردار اطلاعات گذشته، ماتریس A با ابعاد 48×48 برای شناسایی ساختار

همبستگی تخمین زده می‌شود.

۲- تعدادی سناریو همبسته تولید توان بادی مزارع $(s)_h, \forall h, s$ با استفاده از توزیع نرمال

چند متغیره استاندارد^۲ با ماتریس همبستگی A به صورت تصادفی تولید می‌شود.

۳- 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 انحراف معیار $\sigma_h, \forall h$ تبدیل می‌شود:

^۱ Standard normal cumulative distribution function

^۲ Standard multivariate normal distribution

$$e_{N,h}^{wind}(s) = \mu_h + \sigma_h e_{N,h}^{wind'}(s), \forall h, s \quad (48-2)$$

۴- 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.

$$e^{wind}(s) = F^{-1}(\psi_N(e_{N,h}^{wind}(s))) \quad (49-2)$$

۵- 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.

$$p^{wind}(s) = p^{wind,fuzzy} + e^{wind}(s) \quad (50-2)$$

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

۳-۶-۳ پیاده‌سازی

روش انتخاب شده برای مدل‌سازی رفتار باد بر روی اطلاعات واقعی سری زمانی سرعت باد دو مزرعه واقع در ناحیه مونتانا آمریکا پیاده‌سازی شده است. سایر اطلاعات این مزارع در جدول ۱-۲ آمده است [۳۸]. ظرفیت مزرعه بادی اول و دوم به ترتیب ۲۰۰ و ۱۳۷/۵ مگاوات است.

جدول ۱-۲: اطلاعات جغرافیایی مزارع بادی

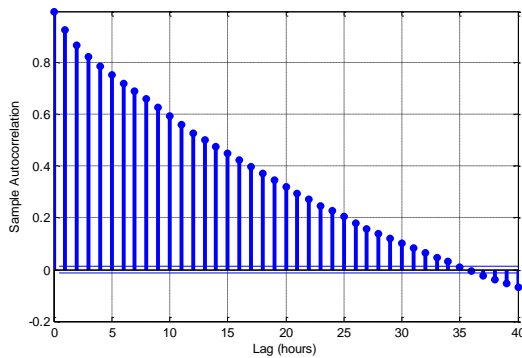
نام	عرض جغرافیایی [N]	طول جغرافیایی [W]
مزرعه ۱	۴۵/۳۳۳۳۵	-۱۰۴/۴۱۷۳۲
مزرعه ۲	۴۵/۴۹۲۸۵	-۱۰۴/۳۲۵۹۵

توزیع جغرافیایی دو مزرعه بادی به گونه‌ای است که فاصله دو مزرعه از هم تقریباً ۱۹ کیلومتر می‌باشد. اطلاعات سرعت باد اندازه‌گیری شده در هر ۱۰ دقیقه مربوط به بازه زمانی از ابتدای سال ۲۰۰۴ تا ۲۹ دسامبر سال ۲۰۰۶ می‌باشد. به منظور تولید سناریوهای ساعتی سرعت باد، متوسط

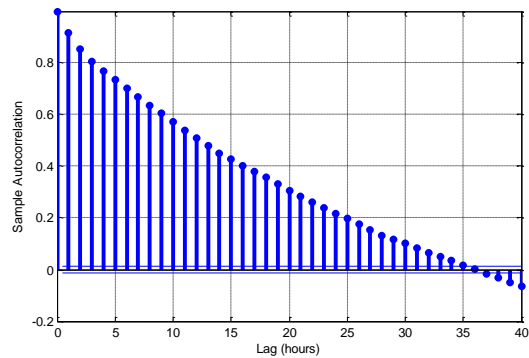
ساعتی اطلاعات سرعت باد محاسبه و به عنوان اطلاعات گذشته مورد استفاده قرار گرفته است.

فرض می‌کنیم توربین بادی نصب‌شده در همه مزارع، توربین تجاری ۲/۵ مگاوات مدل نوردکس^۱ با ارتفاع هاب ۱۰۰ متر می‌باشد [۳۹]. سرعت وصل، نامی و قطع این توربین به ترتیب ۴، ۱۷ و ۲۵ متر بر ثانیه می‌باشد.

روش ارائه‌شده برای تولید سناریو تولید بادی برای ۲۴ ساعت روز ۲۹ دسامبر مورد استفاده قرار می‌گیرد. بدین منظور ابتدا اطلاعات تولید بادی مزارع با استفاده از یک تابع فازی برای داده‌های سرعت باد به دست آمد و این اطلاعات از مقدار تولید واقعی مزارع کم شد و خطاهای به دست آمده به حوزه نرمال انتقال یافت. سپس با توجه به شکل تابع خودهمبستگی و خودهمبستگی جزئی اطلاعات خطای تولید بادی مزارع، مدل آرما مناسب انتخاب شده است. شکل‌های ۳-۲ و ۳-۳ به ترتیب نشان‌دهنده توابع خودهمبستگی و خودهمبستگی جزئی برای دو مزرعه مذکور می‌باشد.



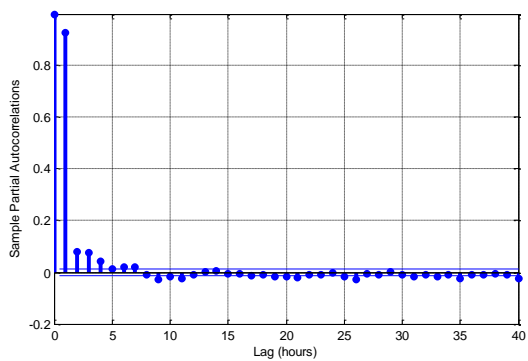
(ب)



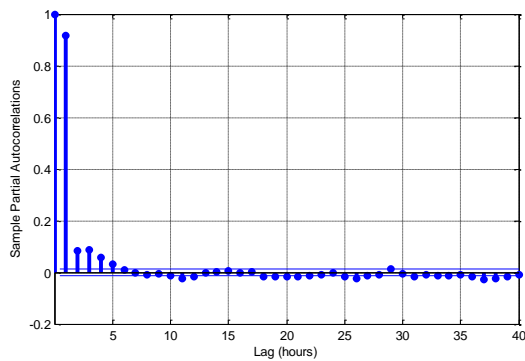
(الف)

شکل ۳-۲: توابع خودهمبستگی خطای تولید بادی مزارع (الف) مزرعه ۱، (ب) مزرعه ۲

^۱ Nordex N80/2500 KW



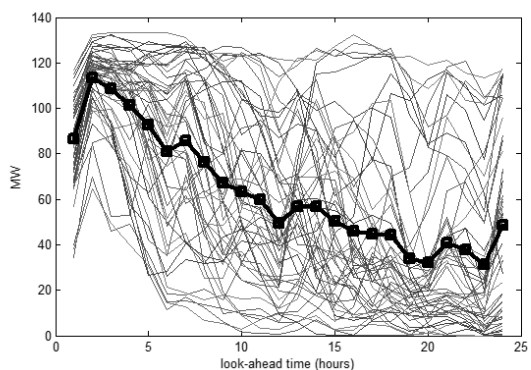
(ب)



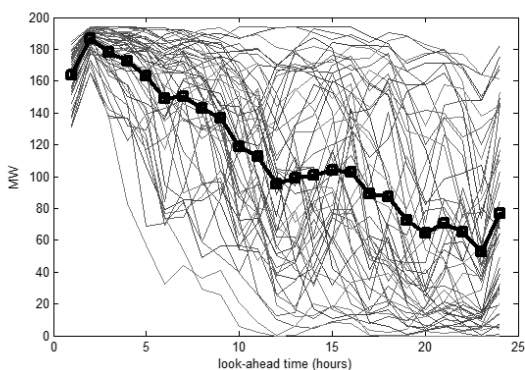
(الف)

شکل ۲-۲: توابع خودهمبستگی جزئی خطای تولید بادی مزارع (الف) مزرعه ۱، (ب) مزرعه ۲

با توجه به اینکه تابع خودهمبستگی همه مزارع نمایی کاهشی و تابع خودهمبستگی جزئی مزارع برای دو تأخیر زمانی از مقدار قابل توجهی برخوردار است و در سه تأخیر زمانی رفتار غیر کاهشی مشاهده می‌شود، مدل $ARMA(2,1)$ برای مدل‌سازی اطلاعات سرعت باد منتقل شده به حوزه نرمال مناسب می‌باشد برای نمونه مجموعه‌ای از ۵۰ سناریو سرعت باد تولیدشده برای هر مزرعه برای ۲۴ ساعت روز ۲۹ دسامبر در شکل ۲-۲ نمایش داده شده است. قابل به ذکر است در شبیه‌سازی شبکه نمونه مورد مطالعه از مجموعه ۱۰۰۰ سناریو با همبستگی زمانی-مکانی تولیدشده برای هر مزرعه استفاده شده است. شکل ۲-۲ همبستگی بین تولید بادی دو مزرعه را برای داده‌های گذشته تولید بادی و این سناریو نشان می‌دهد.

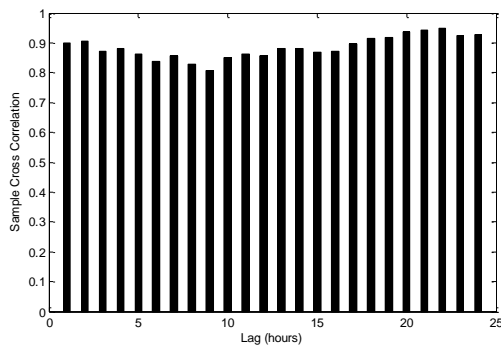


(ب)

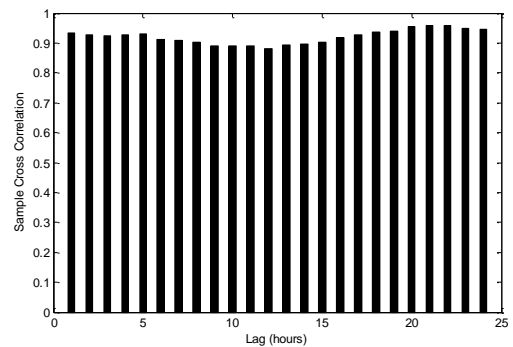


(الف)

شکل ۲-۳: مجموعه ۵۰ سناریو تولید بادی و متوسط آن برای مزرعه (الف) مزرعه ۱، (ب) مزرعه ۲



(ب)



(الف)

شکل ۲-۴: همبستگی مکانی (الف) بین داده‌های گذشته دو مزرعه، (ب) بین سناریوهای تولیدشده دو مزرعه

۷-۳ جمع‌بندی

در این فصل مسئله تسویه بازارهای روز قبل و بازار زمان حقیقی فرمول‌بندی شد. سپس نحوه مدل‌سازی عدم قطعیت تولید بادی با در نظر گرفتن همبستگی زمانی-مکانی بین مزارع بادی توضیح داده شد و ۱۰۰۰ سناریو برای تولید بادی هر مزرعه تولید شد به طوری که متوسط و انحراف معیار تولید بادی هر مزرعه تقریباً برابر با مقدار پیش‌بینی شده باشد.

فصل چهارم

شبیه‌سازی

۴-۱ مقدمه

تولید توان بادی مزارع مختلف از نظر مکانی به هم مرتبط است. این همبستگی می‌تواند بهره‌برداری سیستم و در نتیجه خروجی‌های بازار برق را تحت تأثیر قرار دهد. از دید بهره‌بردار سیستم همبستگی مثبت تولید توان بادی مزارع باعث می‌شود انحراف معیار عدم تعادل سیستم افزایش یابد و منجر به سخت‌تر شدن بهره‌برداری از سیستم شود، در صورتی که همبستگی منفی بهره‌برداری از شبکه را آسان‌تر می‌کند زیرا احتمال خنثی شدن انحرافات تولید مزارع با هم بیشتر خواهد بود.

در این فصل به بررسی آثار این همبستگی بر خروجی‌های بازار زمان حقیقی پرداخته می‌شود. برای کامل شدن تحلیل، با در نظر گرفتن سطوح مختلف نفوذ بادی اثر این پارامتر نیز مورد بررسی قرار می‌گیرد. با استفاده از روش آماری پیشنهادی در فصل قبل، سناریوهای همبسته تولید توان بادی دو مزرعه تولید شده و خروجی‌های اجرای برنامه بازار تحلیل شده است.

در ادامه این فصل، در بخش دوم نتایج شبیه‌سازی آثار همبستگی زمانی-مکانی تولید بادی دو مزرعه بر روی متوسط و انحراف معیار قیمت و هزینه عدم تعادل از دیدگاه بهره‌بردار شبکه ۲۴ باس RTS بیان می‌شود. در بخش سوم، نحوه محاسبه هزینه عدم تعادل از دیدگاه تولیدکننده بادی در دو مکانیسم تسویه بیان می‌شود و ۴ نوع سناریو برای بررسی بهتر نتایج در شرایط مختلف تولید می‌شود. در بخش چهارم، به بررسی اثر سطح نفوذ تولید بادی بر هزینه عدم تعادل از دیدگاه تولیدکننده بادی می‌پردازیم. در بخش پنجم، به بررسی اثر انحراف معیار روزانه عدم تعادل بر هزینه عدم تعادل از دیدگاه تولیدکننده بادی می‌پردازیم. به بررسی اثر متوسط قدر مطلق روزانه عدم تعادل بر هزینه عدم تعادل از دیدگاه تولیدکننده بادی می‌پردازیم و در بخش هفتم جمع‌بندی و نتیجه‌گیری از مطالب مطرح شده ارائه می‌شود.

۲-۴ مطالعه موردی ۱

۱-۲-۴ سیستم مورد مطالعه

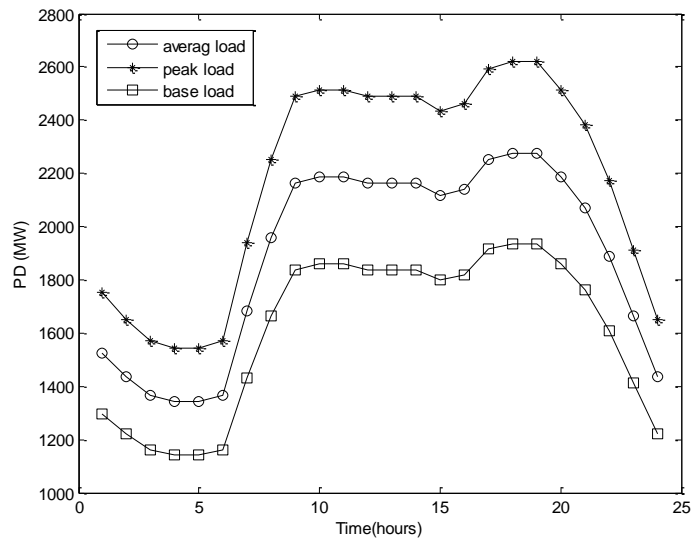
به منظور کسب دیدگاه واقع‌بینانه از آثار همبستگی زمانی-مکانی مزارع بادی بر خروجی‌های بازار، شبکه RTS [۴۰] مورد استفاده قرار گرفته است. در این شبکه واحدهای آبی با ۴ واحد نوع ۲ (۷۶ مگاوات) جایگزین شده است. شبکه RTS مورد مطالعه متشکل از ۲۴ باس، ۳۴ خط، ۳۰ واحد تولیدی و ۱۷ بار می‌باشد. اطلاعات واحدهای تولیدی شبکه در جدول ۱-۴ آمده است. نرخ تغییر تولید واحدهای حرارتی برابر ظرفیتشان بر ساعت در نظر گرفته شده است. علاوه بر این، زمان روشن و خاموش بودن واحدهای حرارتی در ابتدای روز برای همه نیروگاه‌ها صفر در نظر گرفته شده است. در این شبیه‌سازی برای شناسایی بهتر آثار قیود زمانی واحدهای حرارتی بر همبستگی زمانی-مکانی تولید مزارع بادی، از محدودیت خطوط صرف‌نظر شده است.

جدول ۱-۴: اطلاعات واحدهای تولیدی شبکه RTS

نوع واحد	تعداد واحد	بلوک‌های توان [MW]	بلوک‌های قیمت [\$/MWh]	بیشینه/کمینه تولید [MW]	هزینه راه‌اندازی/خاموشی [\$]	حداقل زمان راه‌اندازی/خاموشی (h)
۱	۵	2.4,3.6,3.4,2.6	108.7,110.3,124.6,141.2	1/12	109/109	2/4
۲	۴	15.8,0.2,3.8,0.2	231.4,238.0,335.0,338.6	6.3/20	8/8	1/1
۳	۸	15.2,22.8,22,16	23.5,24.5,28.5,32.7	6.1/76	958/958	4/8
۴	۳	25,25,30,20	86.4,93.0,100.6,105.5	10/100	910/910	8/8
۵	۴	54.25,38.75,31,31	20.3,21.0,21.6,23.1	21.7/155	1537/1537	8/8
۶	۳	68.95,49.25,39.4,39.4	89.1,94.3,98.5,102.7	27.6/197	1245/1245	10/12
۷	۱	140,87,53,70	20.7,21.9,22.7,24.0	56/350	7181/7181	48/24
۸	۲	100,100,120,80	13.3,13.4,13.8,14.1	40/400	0/0	1/1

الگوی بار کل برای شبکه RTS در شکل ۱-۴ رسم شده است. در این شبیه‌سازی هم برای ارزیابی آثار سطح بار بر قیمت انرژی، سه سطح بار پایه، متوسط و پیک در نظر گرفته شده است. سطح بار پایه و پیک به ترتیب از ضرب سطح بار متوسط در مقادیر ۰/۸۵ و ۱/۱۵ محاسبه شده است. سهم

هر باس از کل بار بر حسب درصد در جدول ۲-۴ آمده است.



شکل ۱-۴: الگوی بار شبکه RTS در طول روز و سطح بار پایه، متوسط و پیک برای روز ۲۹ دسامبر ۲۰۰۶

جدول ۲-۴: سهم هر باس از کل بار شبکه RTS

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

برای بررسی آثار همبستگی زمانی-مکانی مزارع بادی بر قیمت انرژی فرض شده است دو مزرعه بادی در شبکه قرار دارد. از لحاظ جغرافیایی دو مزرعه نزدیک به هم هستند و این مزارع به ترتیب در باس‌های ۷ و ۸ قرار گرفته‌اند. روش شرح داده‌شده در بخش ۳-۶-۳ برای تولید ۱۰۰۰ سناریو سرعت باد در دو مزرعه بادی مورد نظر به کار گرفته شده است. علاوه بر سناریوهای تولیدشده

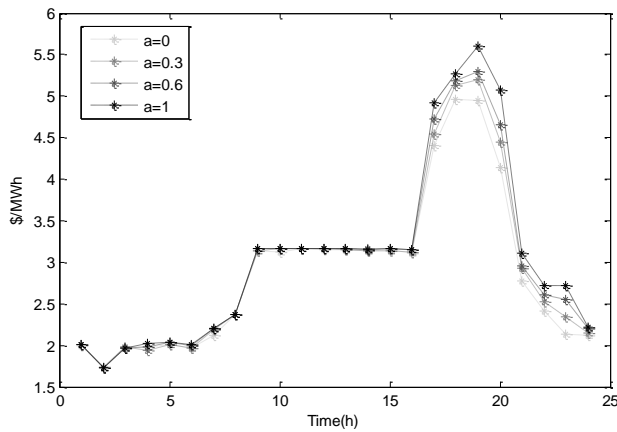
مبتنی بر همبستگی واقعی، سه مجموعه سناریو دیگر از ضرب مقدار واقعی ضرایب همبستگی مزارع در پارامتر (a) که برابر ۰، ۰/۳ و ۰/۶ است، تولید شده است. به ترتیب برای مزارع ۱ و ۲، تعداد ۸۰ و ۵۵ توربین در نظر گرفته شده است.

۲-۲-۴ نتایج

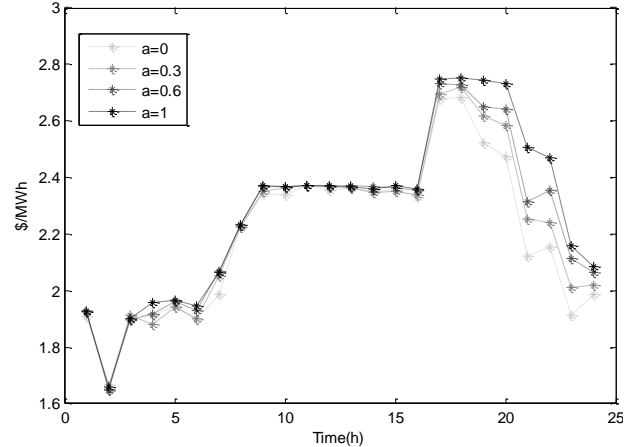
برای ارزیابی آماری آثار همبستگی زمانی-مکانی مزارع بادی بر قیمت انرژی شبیه‌سازی برای چهار سطح همبستگی و سه سطح بار پایه، متوسط و پیک انجام شده است. نتایج شبیه‌سازی برای قیمت و هزینه عدم تعادل به صورت جداگانه مورد بررسی قرار گرفته است.

۱-۲-۲-۴ تحلیل قیمت انرژی در بازار زمان حقیقی

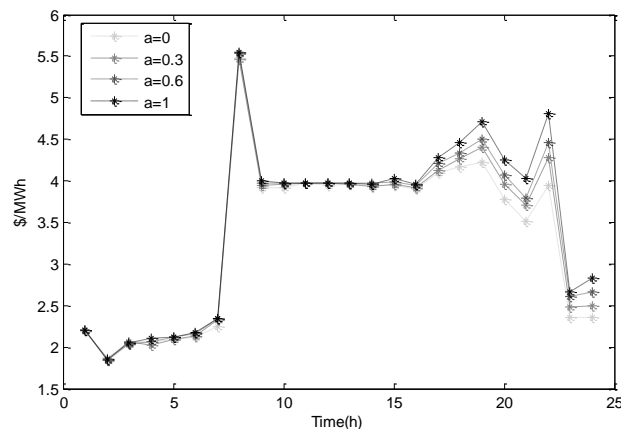
متوسط و انحراف معیار قیمت در بازار زمان حقیقی به صورت ساعتی برای ۲۴ ساعت آینده و برای سه سطح بار پایه، متوسط و پیک بررسی می‌شود. انحراف معیار قیمت بازار زمان حقیقی برای سه سطح بار و چهار سطح همبستگی در شکل ۲-۴ نشان داده شده است و متوسط انحراف تولید بادی برای چهار سطح همبستگی در شکل ۳-۴ نشان داده شده است. همان‌طور که از شکل‌ها مشخص است در همه‌ی سطح بارها افزایش ضرایب همبستگی (افزایش پارامتر a) باعث افزایش انحراف معیار قیمت بازار زمان حقیقی شده است. زیرا با افزایش همبستگی مزارع بادی تغییرات تولید دو مزرعه بادی هم جهت‌تر، و باعث تشدید تغییرات تولید بادی و در نتیجه قیمت انرژی می‌شود. این افزایش اثر همبستگی، زمانی که انحراف تولید توان بادی قابل توجه باشد (ساعات پایانی روز) چشمگیرتر است. همچنین مشاهده می‌شود با افزایش سطح بار انحراف معیار قیمت بازار در بیشتر ساعات‌ها افزایش یافته است. در واقع چون تنها عامل ایجاد این تغییرات تغییر تولید بادی می‌باشد، با افزایش سطح بار شیب منحنی عرضه بازار افزایش می‌یابد و به ازای تغییرات معینی در تولید بادی تغییر قیمت بیشتر می‌شود که به معنی افزایش انحراف معیار قیمت بازار زمان حقیقی می‌باشد.



(ب)

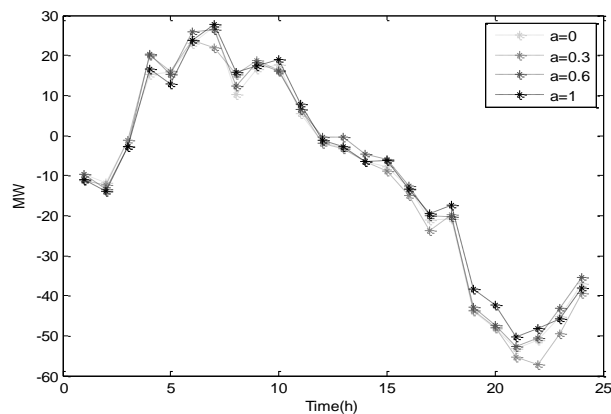


(الف)



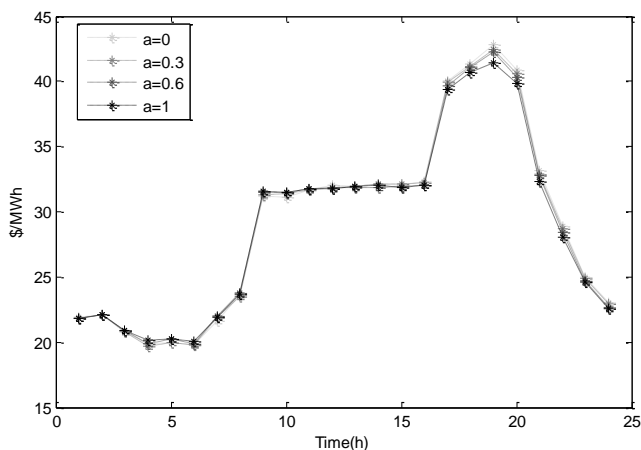
(ج)

شکل ۴-۲: انحراف معیار قیمت بازار زمان حقیقی برای ۴ سطح همبستگی در سطح بار الف) پایه، ب) متوسط، ج) پیک

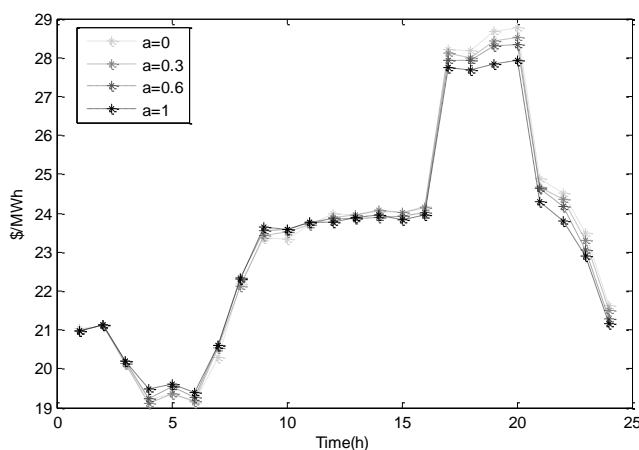


شکل ۴-۳: متوسط انحراف تولید توان بادی برای ۴ سطح همبستگی

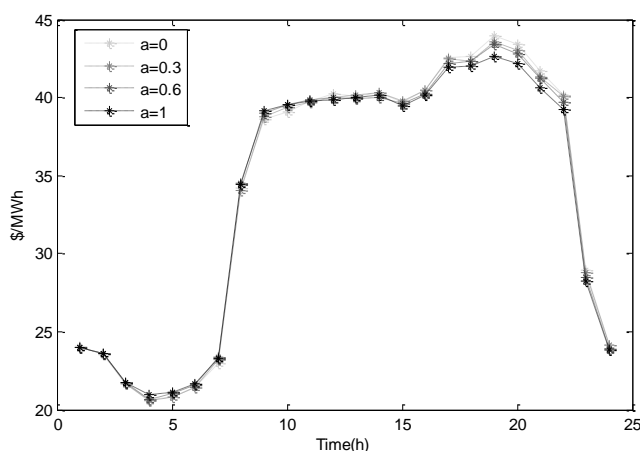
متوسط قیمت بازار زمان حقیقی برای چهار سطح همبستگی و سه سطح بار در شکل ۴-۴ رسم شده‌اند. همان‌طور که مشاهده می‌شود همبستگی بین مزارع بادی اثر چندانی بر روی متوسط قیمت در بازار زمان حقیقی نداشته است. افزایش متوسط قیمت بازار با افزایش سطح بار نیز امری بدیهی می‌باشد.



(ب)



(الف)



(ج)

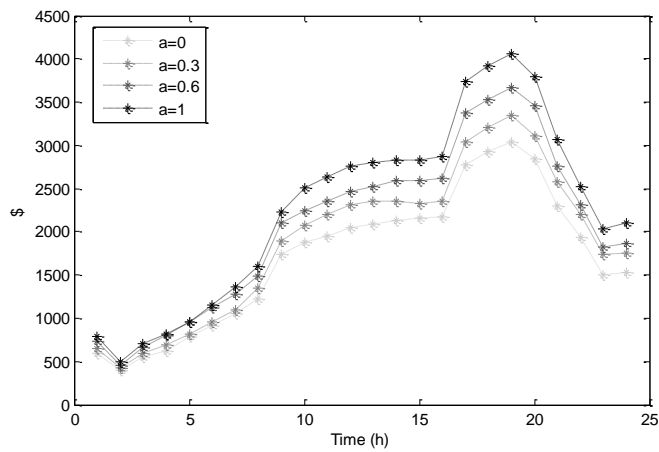
شکل ۴-۴: متوسط قیمت بازار زمان حقیقی برای ۴ سطح همبستگی در سطح بار الف) پایه، ب) متوسط، ج) پیک

۲-۲-۲-۴ تحلیل هزینه عدم تعادل در بازار زمان حقیقی

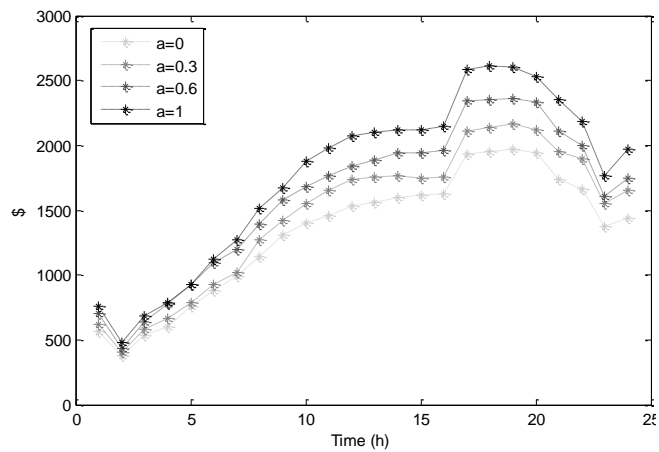
هزینه عدم تعادل از دیدگاه بهره‌بردار سیستم از ضرب تغییرات تولید نیروگاه‌ها در قیمت انرژی در بازار زمان حقیقی محاسبه می‌شود. متوسط و انحراف معیار هزینه عدم تعادل در بازار زمان حقیقی نیز به صورت ساعتی برای ۲۴ ساعت آینده و برای سه سطح بار پایه، متوسط و پیک تحلیل می‌شود. انحراف معیار هزینه عدم تعادل در بازار زمان حقیقی برای سه سطح بار و چهار سطح همبستگی در شکل ۴-۵ رسم شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود افزایش ضریب همبستگی بین مزارع باعث افزایش انحراف معیار هزینه عدم تعادل می‌شود که دلیل این امر افزایش انحراف معیار تولید بادی در اثر افزایش همبستگی بین مزارع می‌باشد. همچنین با افزایش سطح بار، انحراف معیار

هزینه عدم تعادل در بیشتر ساعات روز افزایش یافته است که دلیل آن افزایش انحراف معیار قیمت

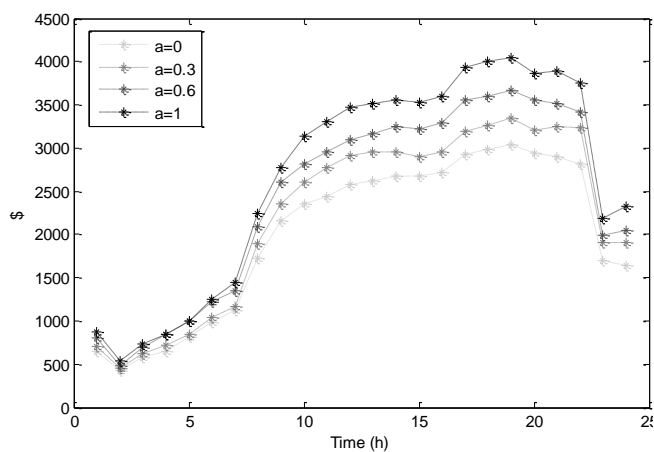
انرژی در بازار زمان حقیقی با افزایش سطح بار می باشد که در بخش قبل به آن اشاره شد.



(ب)

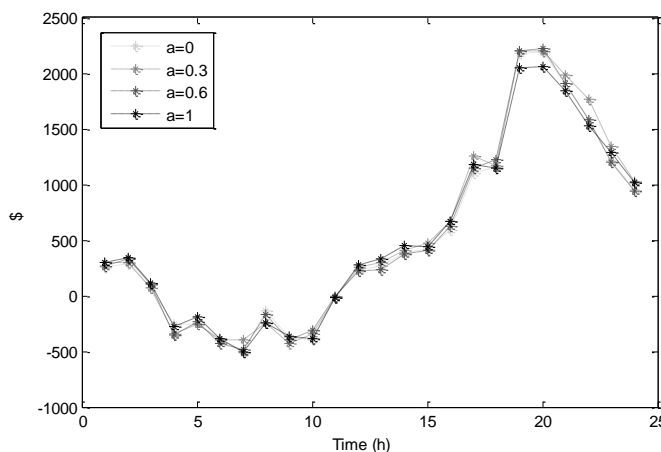


(الف)

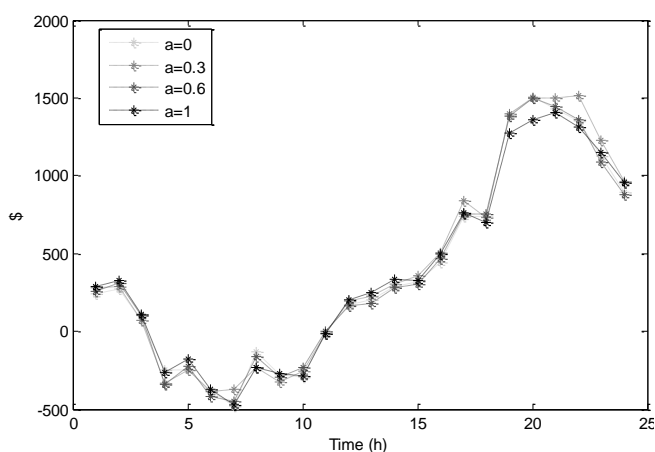


(ج)

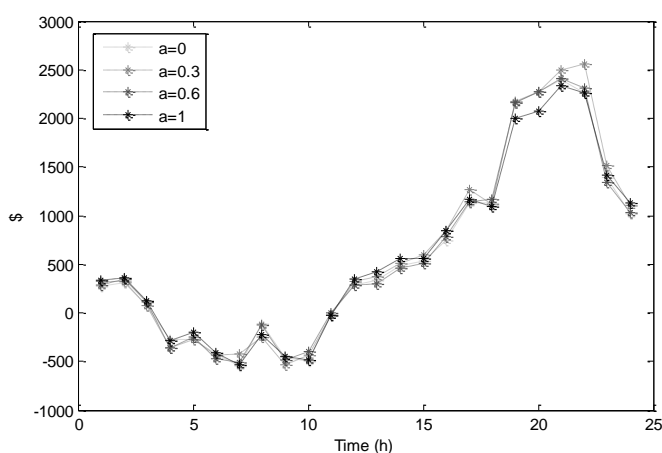
شکل ۴-۵: انحراف معیار هزینه عدم تعادل در بازار زمان حقیقی برای ۴ سطح همبستگی در سطح بار الف) پایه، ب) متوسط، ج) پیک



(ب)



(الف)



(ج)

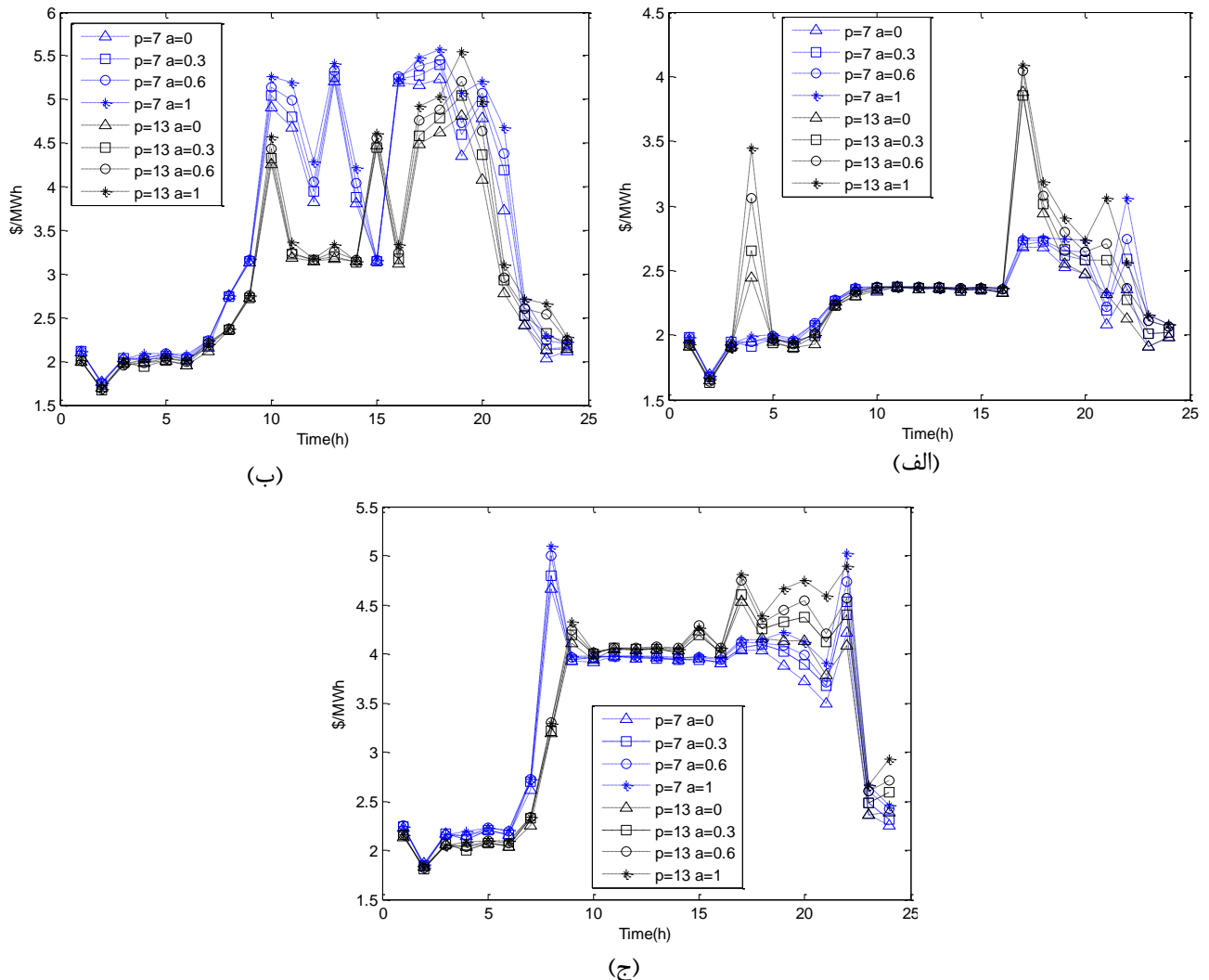
شکل ۴-۶: متوسط هزینه عدم تعادل در بازار زمان حقیقی برای ۴ سطح همبستگی در سطح بار الف) پایه، ب) متوسط، ج) پیک

همچنین متوسط هزینه عدم تعادل در بازار زمان حقیقی برای چهار سطح همبستگی و سه سطح بار در شکل ۴-۶ رسم شده‌اند. افزایش ضریب همبستگی بین مزارع بر روی متوسط هزینه عدم تعادل اثر چندانی نداشته است. همچنین با افزایش سطح بار، متوسط هزینه عدم تعادل در بیشتر ساعات روز افزایش یافته است که دلیل آن افزایش متوسط قیمت انرژی در بازار زمان حقیقی با افزایش سطح بار می‌باشد.

۴-۲-۲-۳ بررسی اثر سطح نفوذ بر قیمت انرژی در بازار زمان حقیقی

سطح نفوذ تولید بادی به صورت درصدی از ظرفیت تولید واحدهای حرارتی تعریف می‌شود. جهت بررسی اثر سطح نفوذ تولید بادی شبیه‌سازی را برای دو سطح نفوذ (p) که برابر با ۷ و ۱۳ درصد

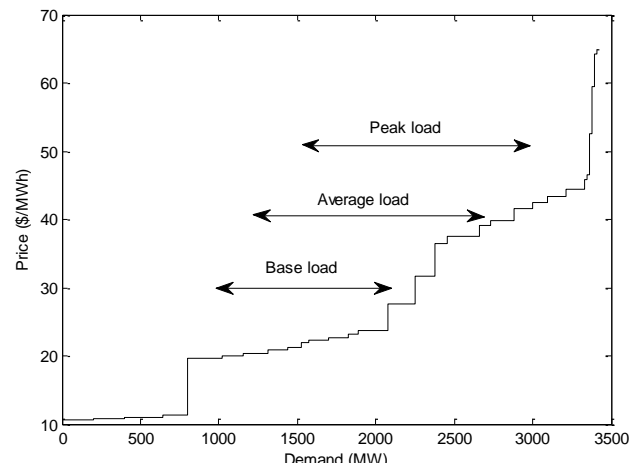
می‌باشد، با هم مقایسه می‌کنیم. انحراف معیار قیمت انرژی در بازار زمان حقیقی برای ۴ سطح همبستگی و سه سطح بار و دو سطح نفوذ در شکل ۷-۴ نشان داده شده است. با افزایش سطح نفوذ تولید بادی، انحراف معیار قیمت انرژی در بازار زمان حقیقی در اکثر ساعات رو به افزایش است.



شکل ۷-۴: انحراف معیار قیمت در بازار زمان حقیقی برای ۴ سطح همبستگی و سطح نفوذ ۷ و ۱۳ درصد در سطح بار (الف) پایه، (ب) متوسط، (ج) پیک

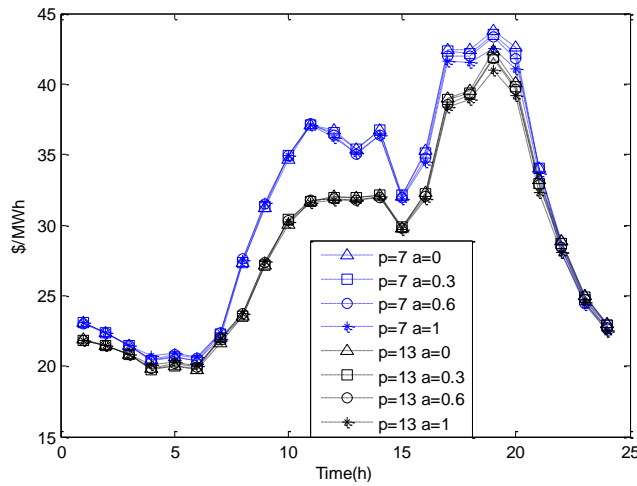
در سطح بار متوسط با افزایش سطح نفوذ تولید بادی، انحراف معیار قیمت بازار زمان حقیقی کاهش یافته است. دلیل آن را می‌توان در منحنی عرضه که در شکل ۸-۴ نمایش داده شده است، جستجو کرد. در سطح بار متوسط با افزایش سطح نفوذ تولید بادی محدوده بار منهای تولید بادی به سمت بلوک‌های عرضه با قیمت کمتر انتقال می‌دهد و این جابجایی با توجه به محدوده بار منهای

تولید بادی تأثیر زیادی نسبت به دو سطح بار پایه و پیک دارد. زیرا تغییرات شیب منحنی عرضه در این سطح بار نسبت به دو سطح بار دیگر بیشتر است که این امر باعث کاهش انحراف معیار قیمت در بازار زمان حقیقی می‌شود ولی در سطح بار پایه و پیک تغییر محدوده بار منهای تولید بادی به صورتی است که با انتقال آن به سمت بلوک‌های ارزان‌تر تأثیر کمتری بر روی انحراف معیار قیمت نسبت به حالت سطح بار متوسط دارد. زیرا شیب منحنی عرضه در این دو سطح بار تغییرات کمتری دارد. از طرف دیگر با افزایش سطح نفوذ تولید بادی، انحراف معیار تولید بادی نیز افزایش می‌یابد که منجر به افزایش انحراف معیار قیمت در بازار زمان حقیقی می‌شود.

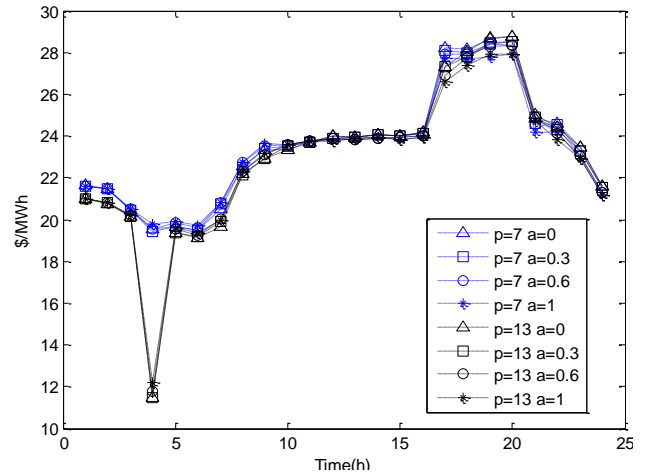


شکل ۴-۸: منحنی عرضه شبکه RTS

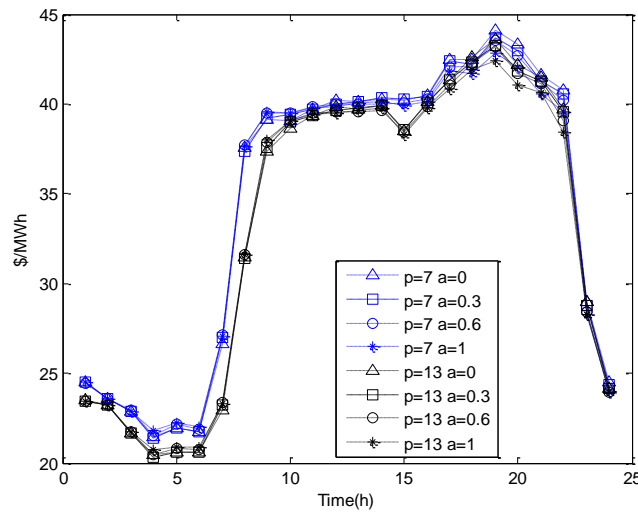
برای بررسی اثر سطح نفوذ بر متوسط قیمت انرژی، متوسط قیمت انرژی در بازار زمان حقیقی برای ۴ سطح همبستگی و سه سطح بار و دو سطح نفوذ در شکل ۴-۹ نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود با افزایش سطح نفوذ بادی متوسط قیمت بازار زمان حقیقی کاهش می‌یابد. زیرا فرض می‌شود تولیدکننده بادی در بازار پیشنهاد قیمت نمی‌دهد و به عنوان بار منفی مدل شده است و با افزایش سطح نفوذ بادی، قیمت انرژی کاهش می‌یابد.



(ب)



(الف)



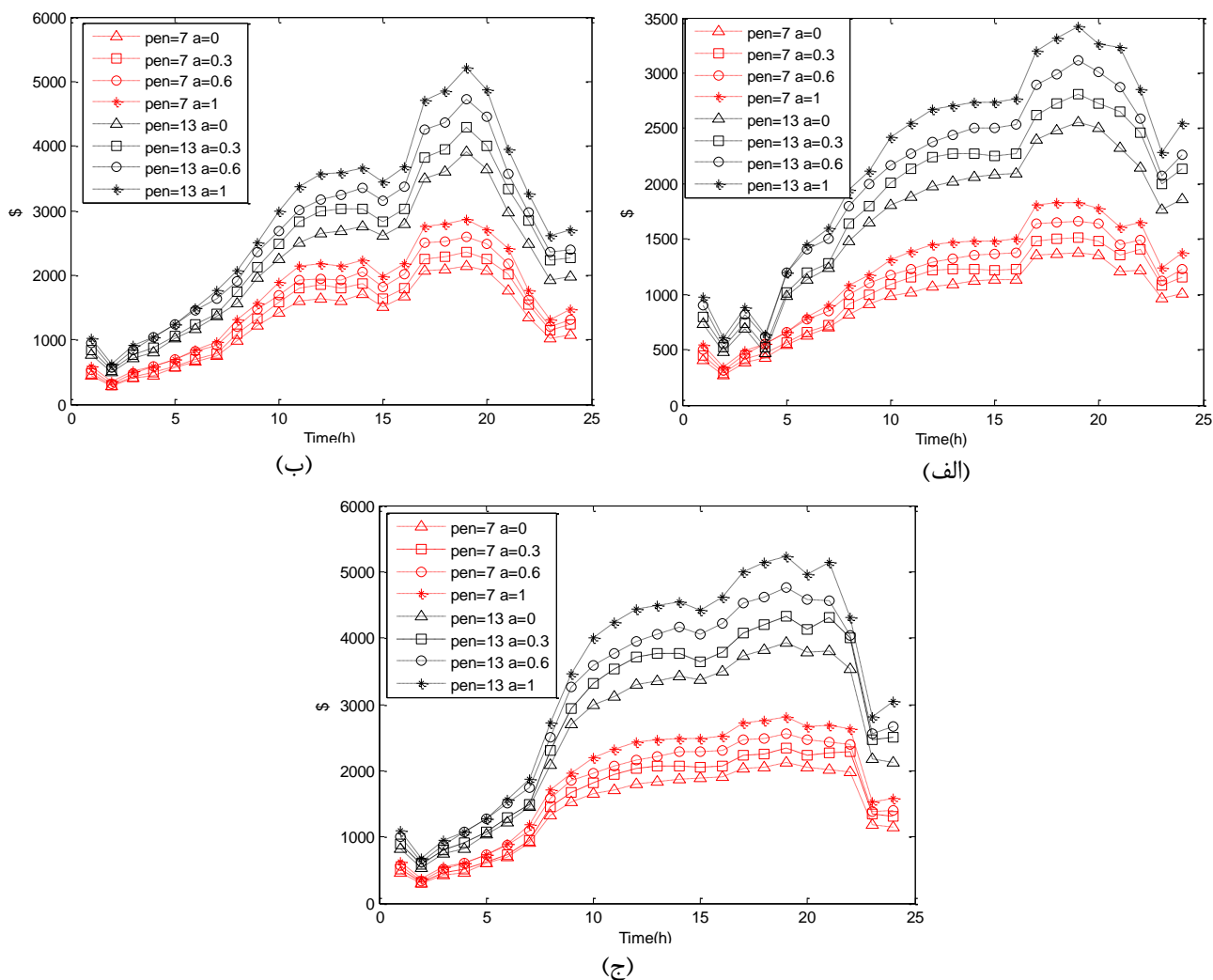
(ج)

شکل ۴-۹: متوسط قیمت در بازار زمان حقیقی برای ۴ سطح همبستگی و سطح نفوذ ۷ و ۱۳ درصد در سطح بار الف) پایه، ب) متوسط، ج) پیک

۴-۲-۲-۴ بررسی اثر سطح نفوذ بر هزینه عدم تعادل

انحراف معیار هزینه عدم تعادل برای ۴ سطح همبستگی و سه سطح بار و دو سطح نفوذ در

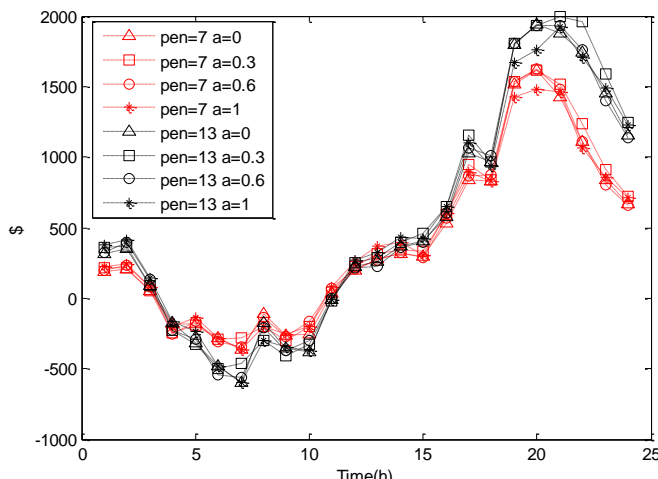
شکل ۴-۱۰ نشان داده شده است.



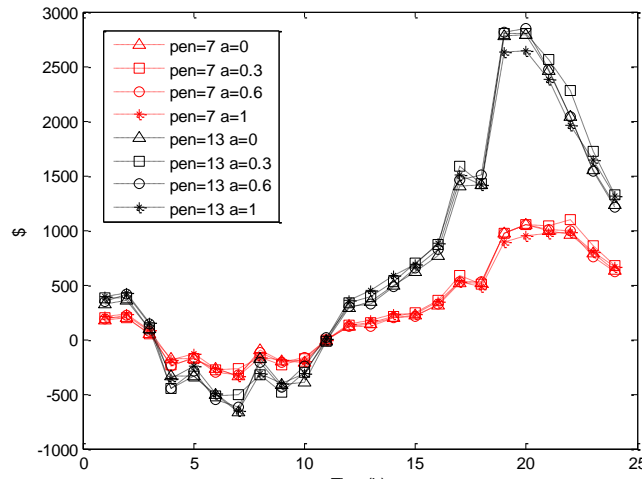
شکل ۴-۱۰: انحراف معیار هزینه عدم تعادل در بازار زمان حقیقی برای ۴ سطح همبستگی و سطح نفوذ ۷ و ۱۳ درصد در سطح بار الف) پایه، ب) متوسط، ج) پیک

همان‌طور که مشاهده می‌شود افزایش سطح نفوذ منجر به افزایش انحراف معیار هزینه عدم تعادل می‌شود زیرا با افزایش سطح نفوذ متوسط و انحراف معیار عدم تعادل مزارع افزایش می‌یابد. همچنین افزایش سطح نفوذ اثر همبستگی زمانی-مکانی تولید مزارع بادی بر انحراف معیار هزینه عدم تعادل را نیز تشدید می‌کند.

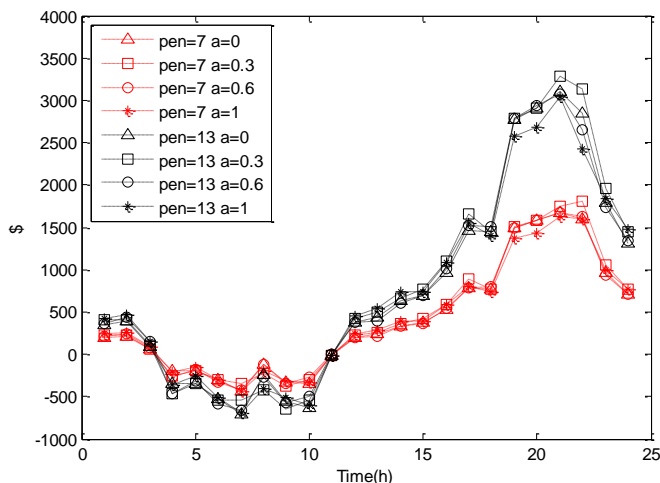
متوسط هزینه عدم تعادل برای ۴ سطح همبستگی و سه سطح بار و دو سطح نفوذ در شکل ۴-۱۱ آمده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود افزایش سطح نفوذ منجر به افزایش متوسط هزینه عدم تعادل می‌شود. زیرا با افزایش سطح نفوذ بادی متوسط عدم تعادل مزارع افزایش می‌یابد (این در حالی است که افزایش سطح نفوذ تولید بادی منجر به کاهش قیمت بازار زمان حقیقی شده بود).



(ب)



(الف)



(ج)

شکل ۴-۱۱: متوسط هزینه عدم تعادل در بازار زمان حقیقی برای ۴ سطح همبستگی و سطح نفوذ ۷ و ۱۳ درصد در سطح بار الف) پایه، ب) متوسط، ج) پیک

۳-۴ مطالعه موردی ۲

هزینه عدم تعادل از دیدگاه تولیدکننده بادی در واقع از ضرب انحراف تولید بادی نسبت به مقدار پیش‌بینی شده در بازار روز قبل، در قیمت انرژی به دست می‌آید. اگر مکانیسم تسویه تک‌قیمت باشد مانند بازار امریکا، انحراف تولید بادی هر مزرعه در قیمت بازار زمان حقیقی ضرب می‌شود و با هم جمع می‌شود. اما اگر مکانیسم تسویه دو قیمت باشد مانند اکثر بازارهای اروپا در حالتی که انحراف تولید بادی یک مزرعه در جهت عدم تعادل کل سیستم باشد (اگر سیستم در حالت اضافه تولید است، مزرعه بیشتر از مقدار پیش‌بینی شده در بازار روز قبل تولید کند و یا اگر سیستم در حالت کمبود

تولید است مزرعه نیز کمتر تولید کند.) این مقدار در قیمت بازار زمان حقیقی ضرب می‌شود و اگر انحراف تولید بادی یک مزرعه در خلاف جهت عدم تعادل کل سیستم باشد (یعنی اگر سیستم در حالت اضافه‌تولید است، مزرعه بادی کمتر از مقدار پیش‌بینی شده تولید کند و اگر در حالت کمبود تولید است مزرعه بادی بیشتر از مقدار پیش‌بینی شده تولید کند.) مقدار آن در قیمت بازار روز قبل ضرب می‌شود. هزینه عدم تعادل اگر مثبت باشد به معنی پرداخت پول به تولیدکننده بادی است و اگر منفی باشد به معنی دریافت پول از تولیدکننده بادی است. معیار مد نظر ما در این قسمت اختلاف متوسط/ انحراف معیار مجموع هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه می‌باشد. برای محاسبه اختلاف متوسط/ انحراف معیار هزینه عدم تعادل، متوسط/ انحراف معیار هزینه عدم تعادل در هر ساعت در مکانیسم تسویه تک‌قیمت منهای متوسط/ انحراف معیار هزینه عدم تعادل در هر ساعت در مکانیسم تسویه دو‌قیمت می‌شود. باید توجه شود که در مکانیسم تسویه تک‌قیمت، چون پول گرفته شده از تولیدکننده بادی مستقیماً به تولیدکننده‌هایی که انحراف تولید بادی را جبران می‌کنند پرداخت می‌شود، هزینه عدم تعادل از دیدگاه تولیدکننده بادی و بهره‌بردار شبکه از نظر اندازه با هم برابر است. کلیه مطالعات در این بخش در سطح بار پایه انجام می‌شود و برای چهار ضریب همبستگی (a) برابر با ۰، ۰/۳، ۰/۶ و ۱ و سه سطح نفوذ ۷، ۱۰ و ۱۳ درصد برنامه بازار زمان حقیقی را اجرا می‌کنیم.

۴-۳-۱ طرح شبیه‌سازی

برای تحلیل هزینه عدم تعادل از دیدگاه تولیدکننده بادی خطای پیش‌بینی اهمیت پیدا می‌کند. به عبارتی اینکه پیش‌بینی ما خوب باشد یا بد، و همچنین اینکه خطای پیش‌بینی در هر یک از مزارع چگونه باشد مهم است. به همین دلیل برای بررسی حالت‌های مختلف، ابتدا چهار نوع سناریو تولید می‌کنیم که این چهار نوع سناریو برای هر سطح همبستگی تولید می‌شود. این چهار نوع سناریو برای سه سطح انحراف معیار کم، متوسط و زیاد تولید می‌شود که حالت کم به عنوان حالت پایه و پیش‌بینی خوب معرفی می‌شود و در سطح متوسط، انحراف معیار نسبت به حالت پایه ۱۰٪ و در حالت

انحراف معیار زیاد، انحراف معیار نسبت به حالت پایه ۲۰٪ افزایش یافته است. بنابراین در مجموع ۱۲ نوع سناریو برای هر سطح همبستگی خواهیم داشت.

نوع ZZ (پیش‌بینی خوب): این حالت پایه و در واقع، بهترین نوع پیش‌بینی می‌باشد. در این حالت متوسط روزانه قدر مطلق عدم تعادل سیستم تقریباً ۶ درصد ظرفیت نامی تولید بادی می‌باشد و انحراف معیار روزانه عدم تعادل 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 را کاهش می‌دهیم به طوری که متوسط روزانه قدر مطلق 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 را افزایش می‌دهیم به طوری که متوسط روزانه قدر مطلق عدم تعادل سیستم ۳ برابر شود ولی انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم نسبت به حالت ZZ تغییری نکند. در این حالت متوسط 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 را افزایش می‌دهیم و در مزرعه دیگر کاهش می‌دهیم به طوری که انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم و متوسط روزانه قدر مطلق 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 ۴ انحراف معیار سناریوها به گونه‌ای افزایش می‌یابد که انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم را یک بار ۱۰ درصد و بار دیگر ۲۰ درصد افزایش یابد و دوباره سناریوها را تولید کردیم. پس برای هر کدام از این ۴ حالت سه زیرمجموعه داریم (سه سطح انحراف معیار) که در جدول

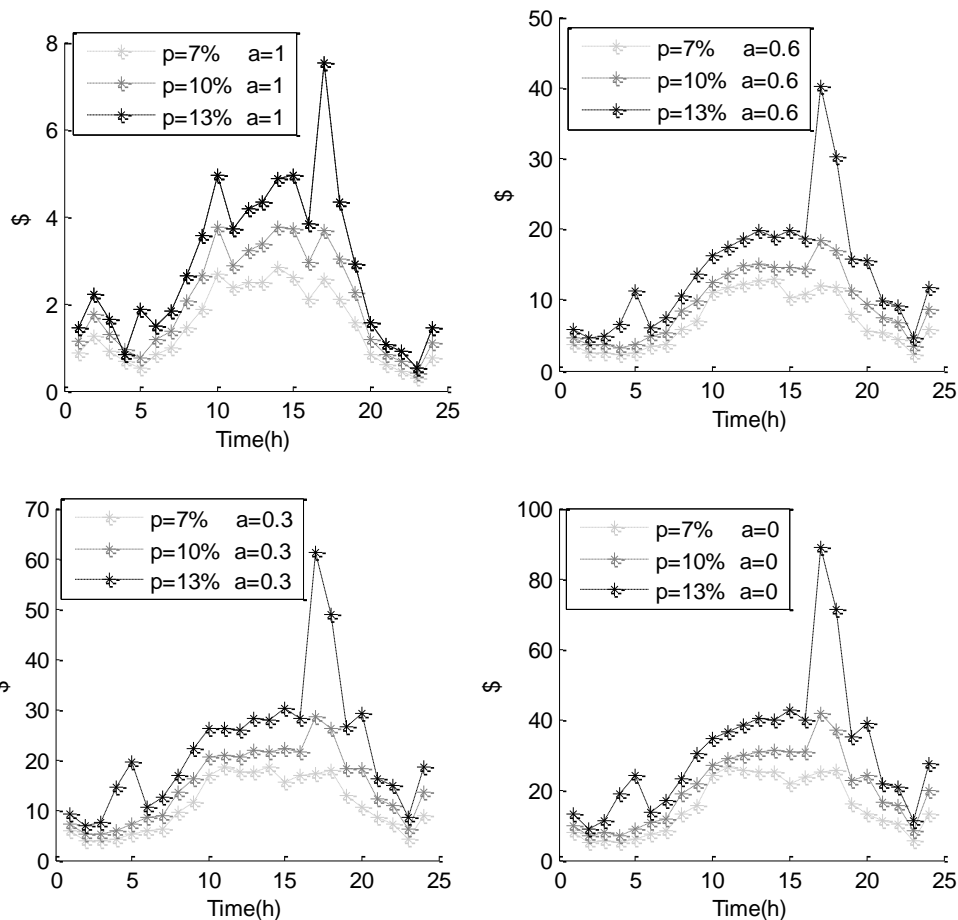
۳-۴ آمده است. Z یعنی عدم تعادل کم، P به معنی عدم تعادل مثبت و N یعنی عدم تعادل منفی.

جدول ۳-۴: اطلاعات سناریوهای تولیدی

انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم به ترتیب در ضریب همبستگی ۰-۰/۳ - ۰/۶ - ۱											
۰/۲۰ - ۰/۲۲ - ۰/۲۴ - ۰/۲۵/۵				۰/۱۸ - ۰/۲۰ - ۰/۲۲ - ۰/۲۳/۵				۰/۱۶/۵ - ۰/۱۸ - ۰/۲۰ - ۰/۲۱/۵			
متوسط روزانه قدرمطلق عدم تعادل سیستم				متوسط روزانه قدرمطلق عدم تعادل سیستم				متوسط روزانه قدرمطلق عدم تعادل سیستم			
۰/۱۸		۰/۶		۰/۱۸		۰/۶		۰/۱۸		۰/۶	
علامت عدم تعادل		علامت عدم تعادل		علامت عدم تعادل		علامت عدم تعادل		علامت عدم تعادل		علامت عدم تعادل	
مزرعه	مزرعه	مزرعه	مزرعه	مزرعه	مزرعه	مزرعه	مزرعه	مزرعه	مزرعه	مزرعه	مزرعه
۲	۱	۲	۱	۲	۱	۲	۱	۲	۱	۲	۱
P	P	Z	Z	P	P	Z	Z	P	P	Z	Z
N	N	N	P	N	N	N	P	N	N	N	P

۲-۳-۴ 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 می‌گیریم و فرض می‌کنیم پیش‌بینی ما مناسب است (نوع ZZ). شکل ۴-۱۲ اثر سطح نفوذ تولید بادی را بر اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در چهار ضریب همبستگی (a) ۰، ۰/۳، ۰/۶ و ۱ نشان می‌دهد. 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 بین متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه نیست.

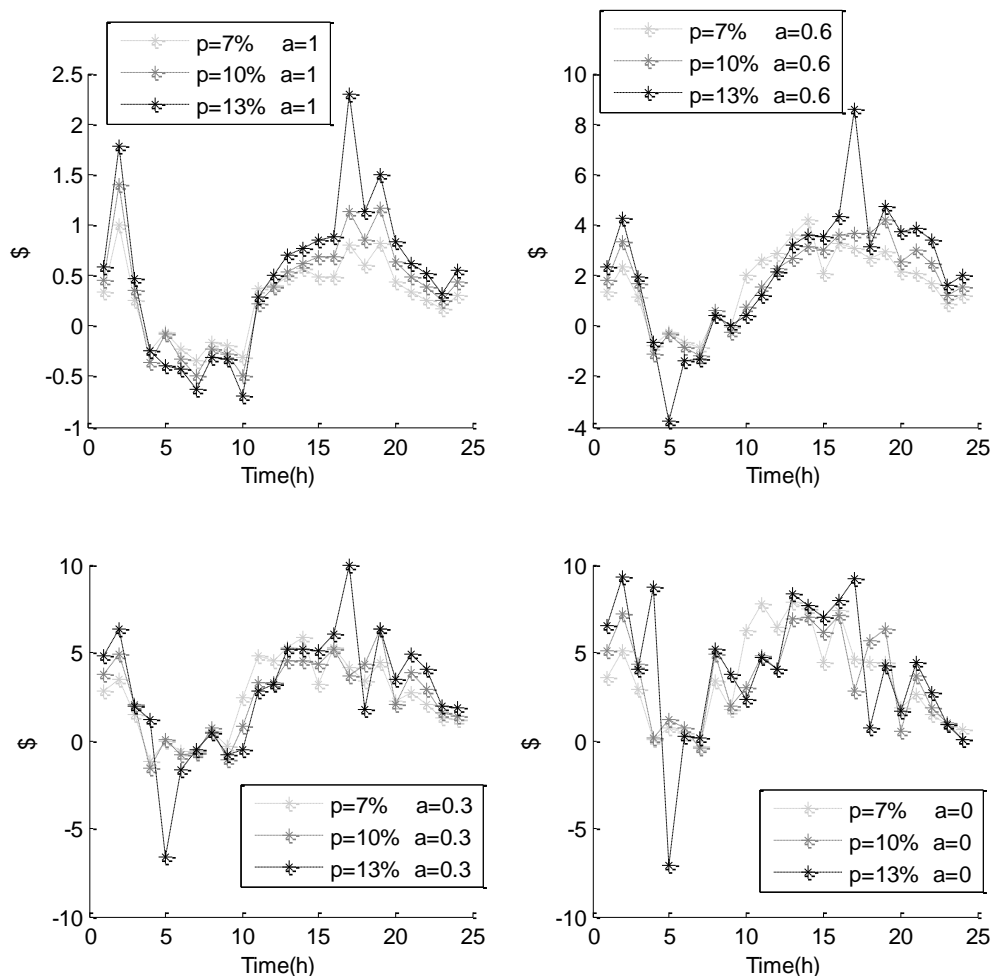


شکل ۴-۱۲: اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای سه سطح نفوذ و چهار سطح همبستگی

در واقع این عدم تعادل‌ها، در مکانیسم تسویه تک‌قیمت، ضرب در قیمت بازار زمان حقیقی و در مکانیسم تسویه دو‌قیمت، 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. زیرا با توجه به منحنی عرضه، محدوده بار منهای تولید بادی را به سمت بلوک‌های عرضه ارزان‌تر جابه‌جا می‌کند. اما اینکه اختلاف بین آن‌ها را چگونه تغییر می‌دهد به این موضوع وابسته است که عامل ایجاد اختلاف بین قیمت زمان حقیقی و روز قبل چیست؟ 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 هم جهت‌تر می‌شود و اختلاف دو مکانیسم تسویه کاهش می‌یابد.

تأثیر سطح نفوذ تولید بادی بر اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در چهار ضریب همبستگی (a) در شکل ۴-۱۳ نشان داده شده است. در مورد انحراف معیار نیز در بیشتر ساعات افزایش سطح نفوذ تولید بادی منجر به افزایش اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه شده است. در واقع با افزایش سطح نفوذ تولید بادی، انحراف معیار هزینه عدم تعادل در هر دو مکانیسم تسویه افزایش می‌یابد و با توجه به میزان افزایش هر کدام می‌تواند بر اختلاف آن‌ها تأثیر افزایشی یا کاهشی داشته باشد. همچنین با افزایش ضریب همبستگی در هر سه سطح نفوذ اثر افزایش سطح نفوذ بر اختلاف متوسط و انحراف معیار هزینه عدم تعادل کاهش می‌یابد. زیرا با افزایش همبستگی، تولید مزارع هم جهت‌تر می‌شود و اختلاف دو مکانیسم تسویه کاهش می‌یابد.



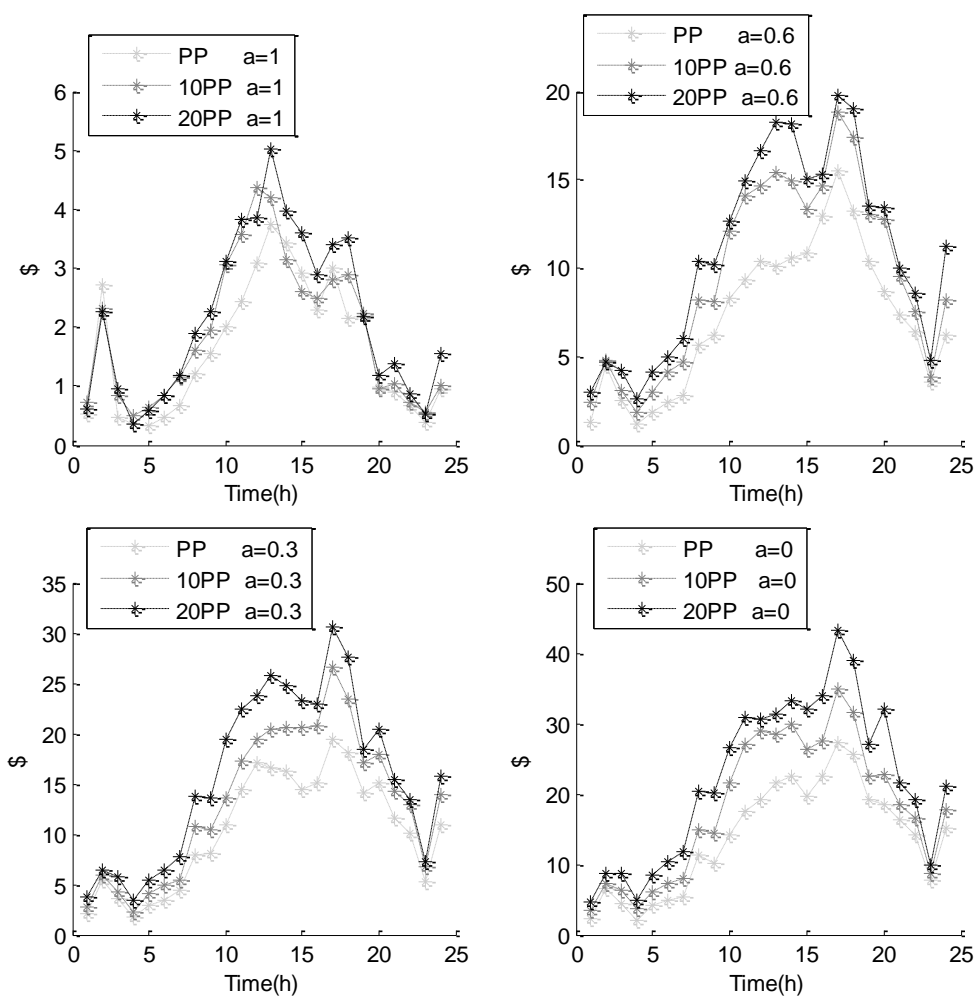
شکل ۳-۴: اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای سه سطح نفوذ و چهار سطح همبستگی

۳-۳-۴ 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 می‌پردازیم. برای این منظور چهار حالت مختلف از نظر علامت عدم تعادل ساعتی در دو مزرعه در نظر می‌گیریم و در هر حالت به بررسی اثر افزایش انحراف معیار عدم تعادل سیستم می‌پردازیم. این چهار حالت عبارت‌اند از: ۱- متوسط عدم تعادل ساعتی در هر دو مزرعه مثبت است، ۲- متوسط عدم تعادل ساعتی در دو مزرعه منفی است، ۳- متوسط عدم تعادل ساعتی مثبت در یک مزرعه و منفی در مزرعه دیگر و ۴- متوسط عدم تعادل ساعتی بسیار کم در هر دو مزرعه.

۱-۳-۳-۴ 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 هزینه عدم تعادل در شکل ۴-۱۴ نشان داده شده است. اعداد موجود در کنار نوع سناریو میزان افزایش انحراف معیار سناریو را نشان می‌دهد. به عنوان مثال 10PP یعنی سناریو نوع PP که انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم در آن نسبت به حالت PP، ۱۰٪ افزایش پیدا کرده است. 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 را بررسی می‌کنیم:



شکل ۴-۱۴: اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت PP

الف) عدم تعادل سیستم مثبت:

در این حالت قیمت بازار روز قبل بیشتر از قیمت بازار زمان حقیقی است. فرض می‌کنیم عدم تعادل مزرعه ۱ مثبت و عدم تعادل مزرعه ۲ منفی باشد. در مکانیسم تسویه تک قیمت 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 تک قیمت هزینه بیشتری برای کمبود تولید خود می‌پردازد که در مجموع درآمد ناشی از اضافه تولید بادی را نسبت به مکانیسم تسویه تک قیمت کمتر می‌کند.

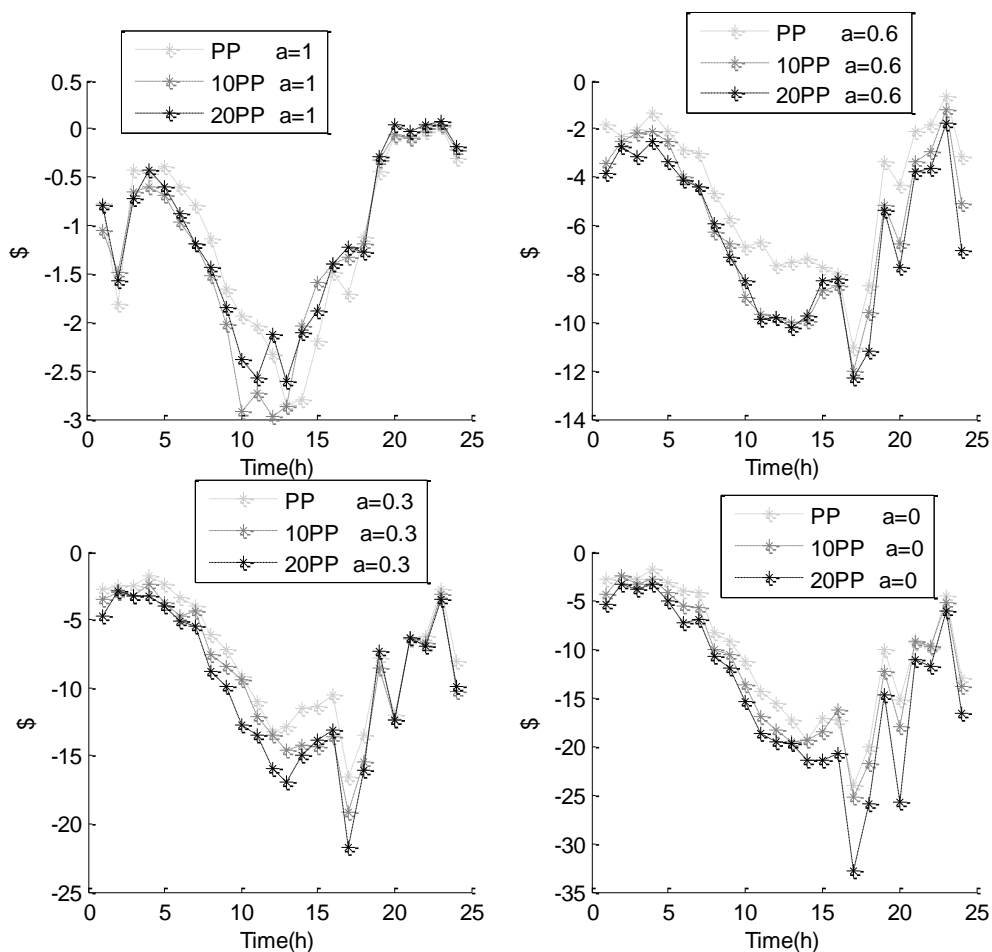
ب) عدم تعادل سیستم منفی:

در این حالت قیمت بازار روز قبل کمتر از قیمت بازار زمان حقیقی است. فرض می‌کنیم عدم تعادل مزرعه ۱ مثبت و عدم تعادل مزرعه ۲ منفی باشد. در مکانیسم تسویه تک قیمت 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 تک قیمت هزینه کمتری برای اضافه تولید خود دریافت می‌کند که در مجموع هزینه ناشی از کمبود تولید بادی را نسبت به مکانیسم تسویه تک قیمت 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. 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

می باشد افزایش می یابد که منجر به افزایش اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه می شود. افزایش همبستگی نیز با هم جهت کردن تغییرات مزایع باعث کاهش اختلاف بین دو مکانیسم تسویه از نظر متوسط هزینه عدم تعادل شده است.

تأثیر افزایش عدم تعادل روزانه سیستم در چهار سطح همبستگی (a) بر روی اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در نشان داده شده است. نتایج نشان می دهد اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در این حالت منفی است که شکل ۴-۱۵ نشان می دهد انحراف معیار هزینه عدم تعادل در مکانیسم تسویه تک قیمت از مکانیسم تسویه دو قیمت کمتر است برای بیان دلیل این موضوع باید کلیه سناریوهایی که در حالت PP ممکن است رخ دهد در نظر بگیریم.



شکل ۴-۱۵: اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت PP

۱- سناریوهایی که عدم تعادل هر دو مزرعه مثبت یا منفی باشند. 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 اندازه عدم تعادل مثبت غالب است. در این حالت مبلغ پرداختی به مزرعه ۱، در هر دو مکانیسم تسویه با قیمت بازار زمان حقیقی محاسبه می‌شود و تأثیری بر اختلاف دو مکانیسم تسویه ندارد اما هزینه عدم تعادل در مزرعه ۲ در مکانیسم تسویه تک قیمت با قیمت بازار زمان حقیقی و در مکانیسم تسویه دو قیمت با قیمت بازار روز قبل محاسبه می‌شود. چون عدم تعادل سیستم در این سناریو مثبت است، قیمت بازار روز قبل از زمان حقیقی بیشتر است. اختلاف قیمت بازار روز قبل و زمان حقیقی موجب می‌شود هزینه عدم تعادل در مکانیسم تسویه دو قیمت عدد منفی کوچک‌تری در مقایسه با هزینه عدم تعادل در مکانیسم تسویه تک قیمت گردد. با توجه به اینکه متوسط هزینه عدم تعادل در این مزرعه مثبت است، با صرف نظر از تأثیر این سناریوها بر اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه، این امر موجب می‌شود انحراف معیار در مکانیسم تسویه دو قیمت بیشتر باشد.

به عنوان مثال تحلیل‌های بالا برای ساعت ۳ در سناریو ۱ آورده شده است. عدم تعادل مزرعه ۱ در این ساعت برابر با ۳۶/۱۷ مگاوات و عدم تعادل در مزرعه ۲ برابر با ۱۰/۱۵- مگاوات می‌باشد. قیمت بازار زمان حقیقی در این ساعت برابر با ۱۷/۷ دلار بر مگاوات ساعت و قیمت بازار روز قبل برابر با ۱۹/۶۷ دلار بر مگاوات ساعت است. هزینه عدم تعادل در مکانیسم تسویه تک قیمت در این ساعت برای مزرعه ۲ برابر با ۱۷۹/۶۷- دلار می‌باشد. از طرفی متوسط هزینه عدم تعادل سیستم در مکانیسم تک قیمت و دو قیمت در این ساعت به ترتیب برابر با ۱۲۰۰/۳ و ۱۱۹۵/۱ دلار می‌باشد. مشاهده می‌شود اگر هزینه عدم تعادل مزرعه ۲ را بر اساس مکانیسم تسویه دو قیمت محاسبه کنیم مقدار آن برابر خواهد شد با ۱۹۹/۶۳- دلار که مشخص است انحراف از میانگین را افزایش داده است.

۳- سناریوهایی که در آن عدم تعادل در مزرعه ۱ مثبت و در مزرعه ۲ منفی است و عدم تعادل

منفی غالب است. در این حالت هزینه عدم تعادل منفی در هر دو مکانیسم تسویه یا قیمت بازار زمان حقیقی محاسبه می‌شود و تأثیری بر اختلاف دو مکانیسم تسویه ندارد. اما عدم تعادل در مزرعه ۱ در مکانیسم تسویه تک قیمت با قیمت بازار زمان حقیقی و در مکانیسم تسویه دو قیمت با قیمت بازار روز قبل محاسبه می‌شود. با توجه به اینکه عدم تعادل سیستم در این سناریو منفی است قیمت بازار زمان حقیقی از بازار روز قبل بیشتر است. اختلاف قیمت بازار روز قبل و زمان حقیقی موجب می‌شود هزینه عدم تعادل در مکانیسم تسویه دو قیمت عدد مثبت کوچک‌تری در مقایسه با هزینه عدم تعادل در مکانیسم تسویه تک قیمت گردد. با توجه به اینکه متوسط هزینه عدم تعادل در این مزرعه مثبت است با صرف نظر از تأثیر این دسته سناریوها بر اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه، این امر موجب می‌شود انحراف معیار در مکانیسم تسویه دو قیمت بیشتر باشد که البته این حالت احتمال رخداد بسیار کمی دارد (حدود ۱۰ درصد).

یک نمونه از این حالت را که در ساعت ۱ سناریو ۱۰۴ رخ داده است بررسی می‌کنیم عدم تعادل مزرعه ۱ در این ساعت برابر با $3/3$ مگاوات و عدم تعادل مزرعه ۲ برابر با $4/86$ - مگاوات می‌باشد. قیمت بازار زمان حقیقی و روز قبل به ترتیب برابر با $22/36$ و $20/32$ دلار بر مگاوات ساعت می‌باشد. هزینه عدم تعادل مزرعه ۱ در سیستم تک قیمت و دو قیمت به ترتیب برابر است با $73/86$ و $67/14$ دلار. متوسط هزینه عدم تعادل در مکانیسم تسویه تک و دو قیمت در این ساعت به ترتیب برابر است با $1566/5$ و $1564/4$ دلار. با کاهش هزینه عدم تعادل از $73/86$ به $67/14$ از مقدار متوسط هزینه عدم تعادل دورتر شده و باعث افزایش انحراف معیار می‌شود.

همچنین در ساعت ۲۴ سناریو ۹۹۸ عدم تعادل مزرعه ۱ و ۲ به ترتیب برابر است با $94/59$ - و $19/44$ مگاوات. قیمت بازار زمان حقیقی و روز قبل به ترتیب برابر است با $23/04$ و $20/33$ دلار بر مگاوات ساعت. هزینه عدم تعادل در مزرعه ۲ در مکانیسم تسویه تک قیمت برابر است با $447/88$ دلار. هزینه عدم تعادل مزرعه ۲ در مکانیسم تسویه دو قیمت برابر است با $395/18$ با توجه به اینکه

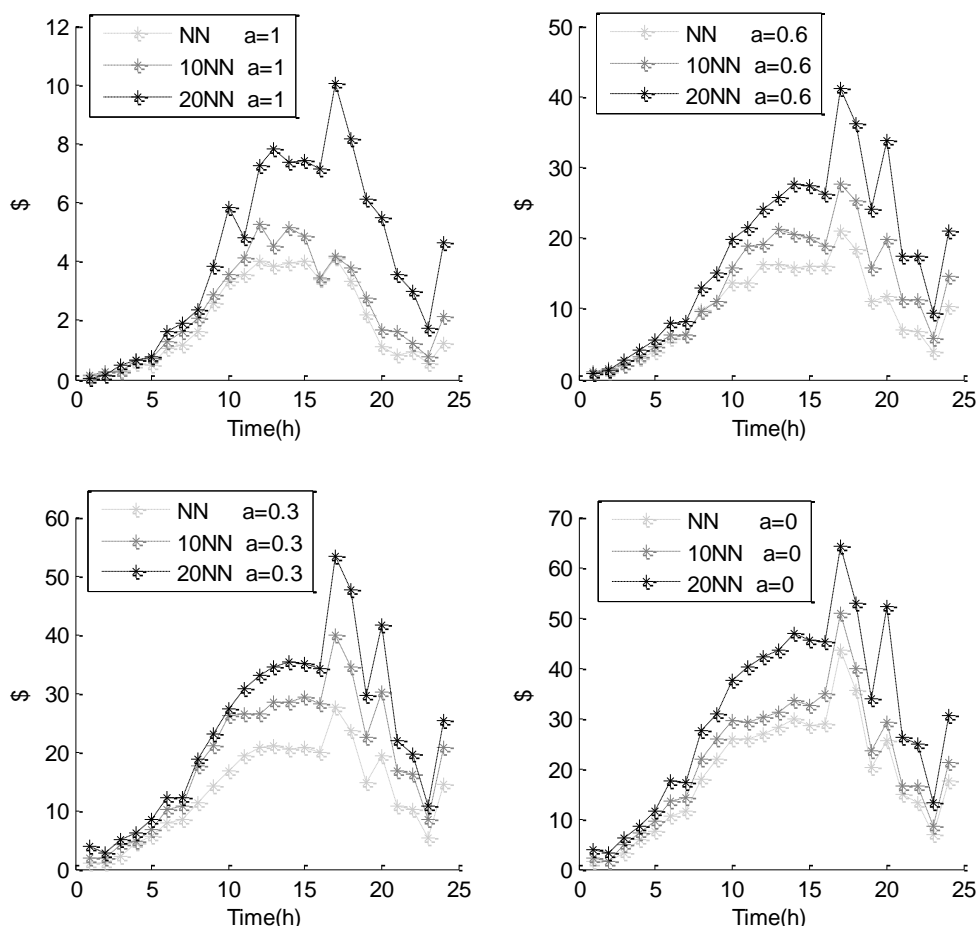
متوسط هزینه عدم تعادل سیستم در مکانیزم تسویه تک و دوقیمت به ترتیب برابر است با ۲۶۷/۱ و ۲۵۱/۹ دلار. مشاهده می‌شود محاسبه هزینه عدم تعادل در مکانیزم تسویه دوقیمت انحراف معیار را کاهش می‌دهد.

در مجموع با توجه به اینکه در اکثر سناریوها محاسبه هزینه عدم تعادل در مکانیزم تسویه دو قیمت منجر به افزایش انحراف معیار هزینه عدم تعادل شده است، اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیزم تسویه منفی می‌باشد.

همچنین اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل به‌استثنا حالت همبستگی کامل، با افزایش انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم افزایش می‌یابد. این افزایش با کاهش همبستگی تشدید می‌شود. در واقع در سطح همبستگی کامل، اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل دو مکانیزم تسویه به گونه‌ای کم می‌شود که تقریباً می‌توانیم بگوییم افزایش انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم تأثیری بر اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیزم تسویه ندارد. در واقع با افزایش انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم، انحراف معیار هزینه عدم تعادل در هر دو مکانیزم تسویه افزایش می‌یابد. اما افزایش انحراف معیار هزینه عدم تعادل در کدام مکانیزم بیشتر است؟

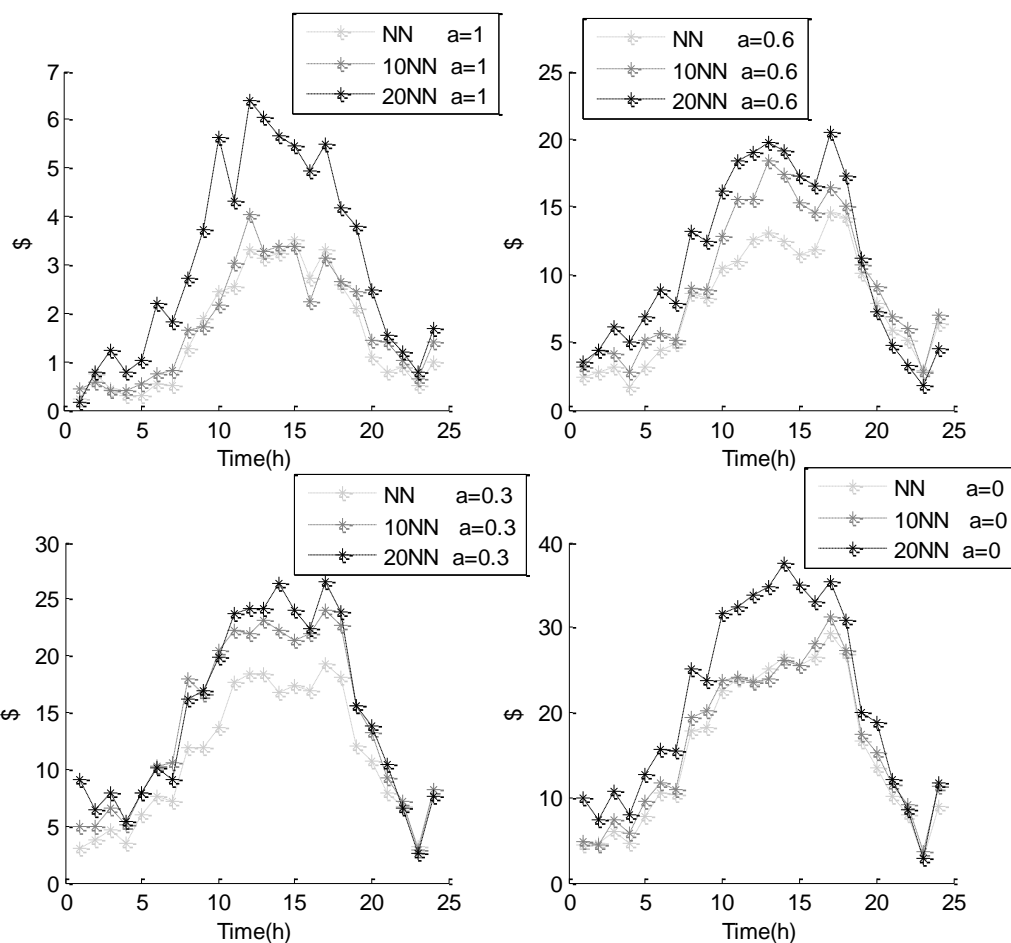
۲-۳-۳-۴ متوسط عدم تعادل ساعتی منفی در هر دو مزرعه

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 را به ترتیب در شکل‌های ۴-۱۶ و ۴-۱۷ نشان داده شده است. اعداد موجود در کنار نوع سناریو میزان افزایش انحراف معیار سناریو را نشان می‌دهد. 10NN یعنی سناریو نوع NN که انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم در آن نسبت به حالت NN، ۱۰٪ افزایش پیدا کرده است.



شکل ۴-۱۶: اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت NN

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. در این حالت نیز مشابه حالت قبل 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 این حالت نیز 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.



شکل ۴-۱۷: اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت NN

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 دو‌قیمت بیشتر است. برای تحلیل این موضوع نیز باید مانند قبل کلیه سناریوهایی که ممکن است رخ دهد بررسی کنیم.

۱- سناریوهایی که عدم تعادل هر دو مزرعه مثبت یا منفی باشند. 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. در این حالت مبلغ دریافتی از مزرعه ۲ در هر دو مکانیسم تسویه یا قیمت بازار زمان حقیقی محاسبه می‌شود و تأثیری بر اختلاف دو مکانیسم تسویه ندارد. اما هزینه عدم تعادل در

مزرعه ۱ در مکانیسم تسویه تک‌قیمت با قیمت بازار زمان حقیقی و در مکانیسم تسویه دو‌قیمت 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 در مکانیسم تسویه دو‌قیمت عدد مثبت کوچک‌تری در مقایسه با هزینه عدم تعادل در مکانیسم تسویه تک‌قیمت گردد. با توجه به اینکه متوسط هزینه عدم تعادل این مزرعه منفی است، 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.

سناریو ۳ ساعت ۱: عدم تعادل مزرعه ۱ و ۲ به ترتیب ۱۷/۱۲- و ۱۵/۱۹ مگاوات. قیمت بازار زمان حقیقی و روز قبل به ترتیب ۲۲/۳۶ و ۲۰/۳۳ دلار بر مگاوات ساعت. هزینه عدم تعادل در مزرعه ۲ در مکانیسم تسویه تک‌قیمت برابر است با ۵۸/۳۳۹ دلار. در مکانیسم تسویه دو‌قیمت هزینه عدم تعادل مزرعه ۲ برابر است با ۷۱/۳۰۸ دلار متوسط هزینه عدم تعادل سیستم در ساعت ۱ در مکانیسم تسویه تک و دو‌قیمت به ترتیب برابر است با ۴/۱۲۷۷- و ۱/۱۲۷۹- دلار. همان‌طور که مشاهده می‌شود با کاهش هزینه عدم تعادل در مکانیسم تسویه دو‌قیمت انحراف معیار کاهش می‌یابد.

۳- سناریوهایی که در آن عدم تعادل در مزرعه ۱ مثبت و در مزرعه ۲ منفی است و عدم تعادل مثبت غالب است که البته این حالت احتمال رخداد بسیار کمی دارد (۰.۱٪). در این حالت هزینه عدم تعادل در مزرعه ۱ در هر دو مکانیسم تسویه با قیمت بازار زمان حقیقی محاسبه شده و تأثیری بر اختلاف دو مکانیسم تسویه ندارد. اما هزینه عدم تعادل در مزرعه ۲ در مکانیسم تسویه تک‌قیمت با قیمت بازار زمان حقیقی و در مکانیسم تسویه دو‌قیمت 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 در مکانیسم تسویه دو‌قیمت عدد منفی کوچک‌تری در مقایسه با هزینه عدم تعادل در مکانیسم تسویه تک‌قیمت گردد. با توجه به اینکه

متوسط هزینه عدم تعادل این مزرعه نیز منفی است، با صرف نظر از تأثیر این دسته سناریوها بر اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه، این امر می‌تواند باعث کاهش یا افزایش انحراف معیار هزینه عدم تعادل در مکانیسم تسویه دو قیمت شود. اگر هزینه عدم تعادل در این سناریو از متوسط هزینه عدم تعادل بیشتر (عدد منفی بزرگ‌تر) باشد، انحراف معیار در مکانیسم دو قیمت نسبت به تک‌قیمت کاهش می‌یابد. اگر هزینه عدم تعادل در این سناریو کمتر (عدد منفی کوچک‌تر) متوسط هزینه عدم تعادل باشد، انحراف معیار در مکانیسم دو قیمت نسبت به تک‌قیمت بیشتر می‌شود.

ساعت ۱ سناریو ۲۱: عدم تعادل مزرعه ۱ و ۲ به ترتیب ۲۳/۰۸- و ۳۲/۲۸ مگاوات. قیمت بازار زمان حقیقی و روز قبل به ترتیب ۱۸/۲۹ و ۲۰/۳۳ دلار بر مگاوات ساعت. هزینه عدم تعادل در مزرعه ۱ در مکانیسم تسویه تک‌قیمت برابر است با ۴۲۲/۱۶- دلار. در مکانیسم تسویه دو قیمت هزینه عدم تعادل مزرعه ۱ برابر است با ۴۶۹/۰۷- دلار. متوسط هزینه عدم تعادل سیستم در ساعت ۱ در مکانیسم تسویه تک و دو قیمت به ترتیب برابر است با ۱۲۷۷/۴- و ۱۲۷۹/۱- دلار. که این سناریو انحراف معیار هزینه عدم تعادل را کاهش می‌دهد.

ساعت ۵ سناریو ۲۸: عدم تعادل مزرعه ۱ و ۲ به ترتیب ۹/۸۸- و ۲۰/۵۱ مگاوات. قیمت بازار زمان حقیقی و روز قبل به ترتیب ۱۷/۷ و ۱۹/۶۷ دلار بر مگاوات ساعت. هزینه عدم تعادل در مزرعه ۱ در مکانیسم تسویه تک‌قیمت برابر است با ۱۷۴/۹۹- دلار. در مکانیسم تسویه دو قیمت هزینه عدم تعادل مزرعه ۱ برابر است با ۱۹۴/۴۳- دلار متوسط هزینه عدم تعادل سیستم در ساعت ۵ در مکانیسم تسویه تک و دو قیمت به ترتیب برابر است با ۴۳۷/۶ و ۴۴۵- دلار. که این سناریو انحراف معیار هزینه عدم تعادل را افزایش می‌دهد.

در مجموع با توجه به اینکه 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

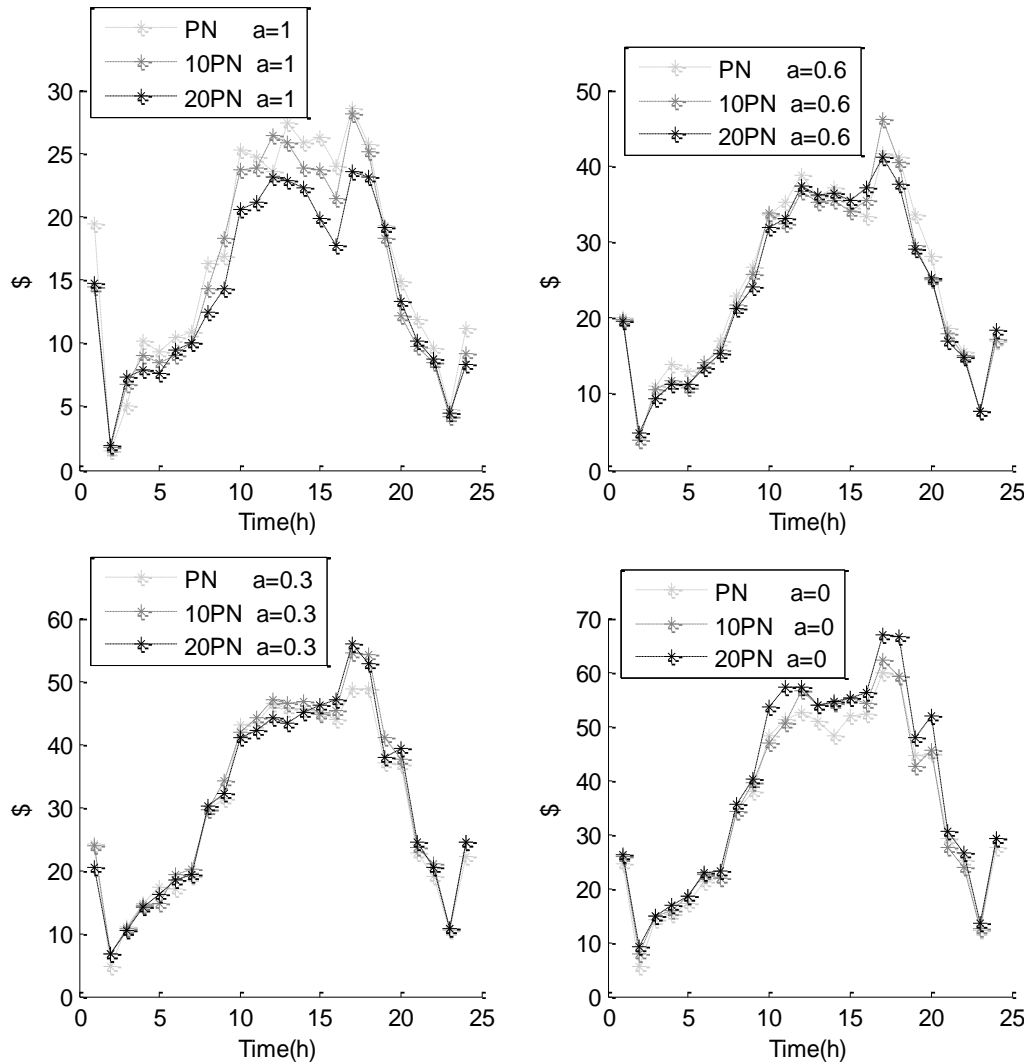
هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه مثبت باشد.

در مورد اختلاف انحراف معیار در دو مکانیسم تسویه نیز با افزایش انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم انحراف معیار هزینه عدم تعادل در هر دو مکانیسم تسویه افزایش می‌یابد و برای بررسی اختلاف آن‌ها نیاز به بررسی این موضوع می‌باشد که اثر افزایش انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم انحراف معیار هزینه عدم تعادل در کدام مکانیسم تسویه بیشتر است.

۳-۳-۳-۴ متوسط عدم تعادل ساعتی مثبت در یک مزرعه و منفی در مزرعه دیگر

تأثیر افزایش عدم تعادل روزانه سیستم در چهار سطح همبستگی (a) بر روی اختلاف متوسط و انحراف معیار هزینه عدم تعادل را به ترتیب در شکل‌های ۴-۱۸ و ۴-۱۹ نشان داده شده است. اعداد موجود در کنار نوع سناریو میزان افزایش انحراف معیار سناریو را نشان می‌دهد. 10PN یعنی سناریو نوع PN که انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم در آن نسبت به حالت PN، ۱۰٪ افزایش یافته است.

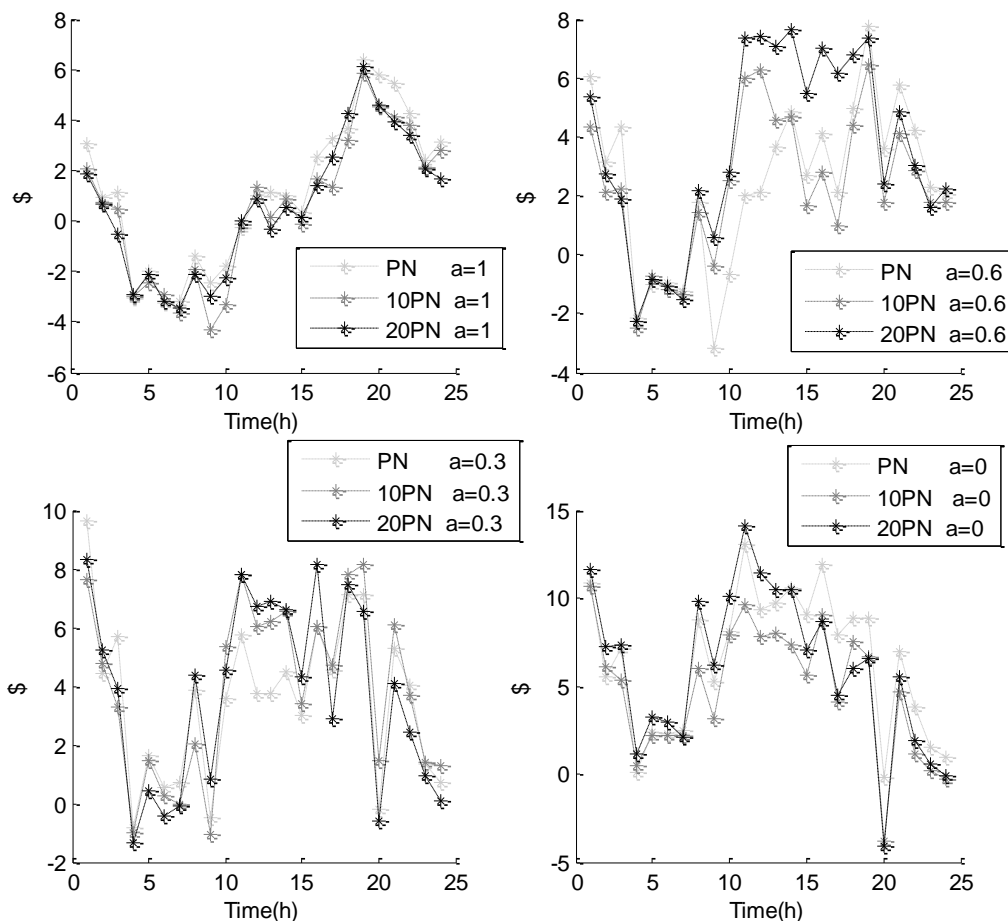
نتایج نشان می‌دهد اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه همواره مثبت است. زیرا متوسط درآمد (هزینه) ناشی از اضافه (کمبود) تولید تولیدکنندگان بادی در مکانیسم تسویه تک‌قیمت بیشتر (کمتر) است. در همبستگی صفر با افزایش انحراف معیار روزانه عدم تعادل اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه افزایش می‌یابد. با افزایش سطح همبستگی مزارع اثر انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم بر روی اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل کاهش می‌یابد به صورتی که می‌تواند در همبستگی کامل اثری کاملاً معکوس داشته باشد یعنی افزایش انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم منجر به کاهش اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل شود.



شکل ۴-۱۸: اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت PN

نتایج نشان می‌دهد در این حالت اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه می‌تواند مثبت یا منفی باشد که نشان می‌دهد در بعضی ساعات انحراف معیار هزینه عدم تعادل در مکانیسم تسویه تک‌قیمت از مکانیسم تسویه دوقیمت بیشتر است و در بعضی ساعات برعکس این حالت برقرار است.

با توجه به شکل ۴-۱۹ افزایش انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم تأثیر ناچیزی بر اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه دارد. همچنین با افزایش همبستگی اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه کاهش می‌یابد.

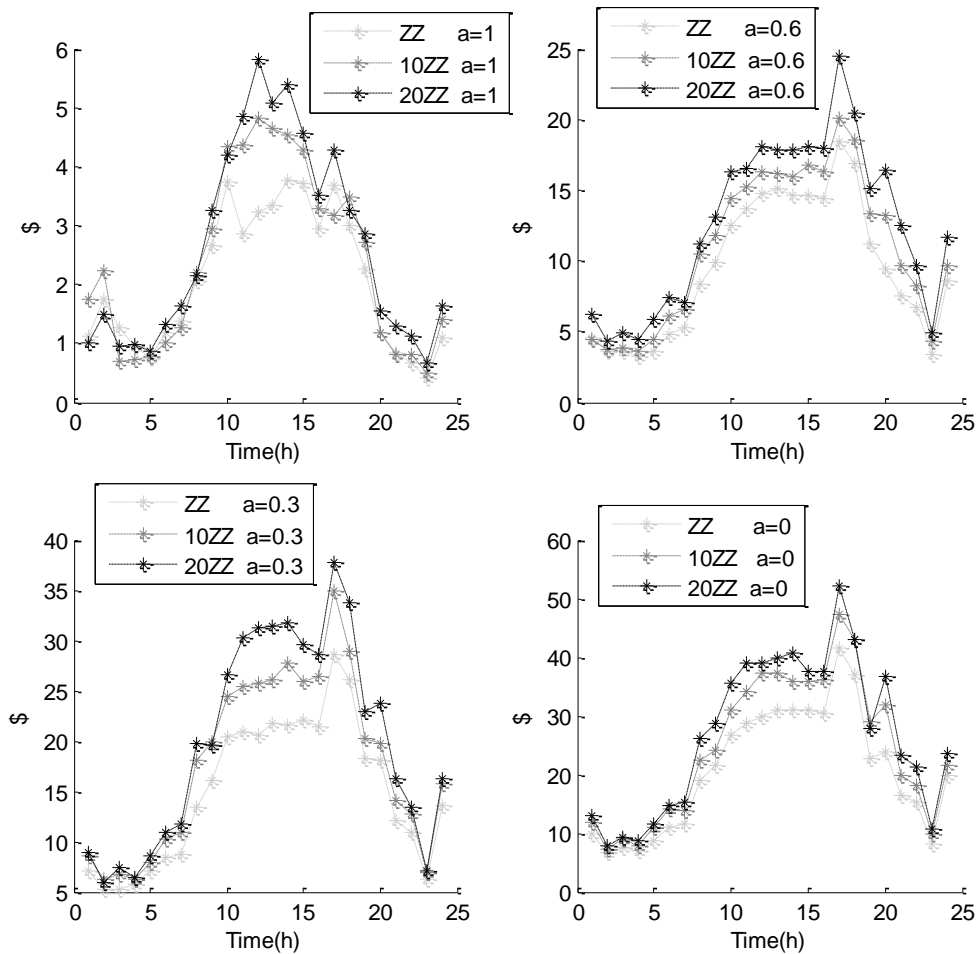


شکل ۴-۱۹: اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت PN

۴-۳-۳-۴ متوسط عدم تعادل ساعتی بسیار کم در هر دو مزرعه

تأثیر افزایش عدم تعادل روزانه سیستم در چهار سطح همبستگی (a) بر روی اختلاف متوسط و انحراف معیار هزینه عدم تعادل را به ترتیب در شکل‌های ۴-۲۰ و ۴-۲۱ نشان داده شده است. اعداد موجود در کنار نوع سناریو میزان افزایش انحراف معیار سناریو را نشان می‌دهد. 10ZZ یعنی سناریو نوع ZZ که انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم در آن نسبت به حالت ZZ، ۱۰٪ افزایش پیدا کرده است.

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.

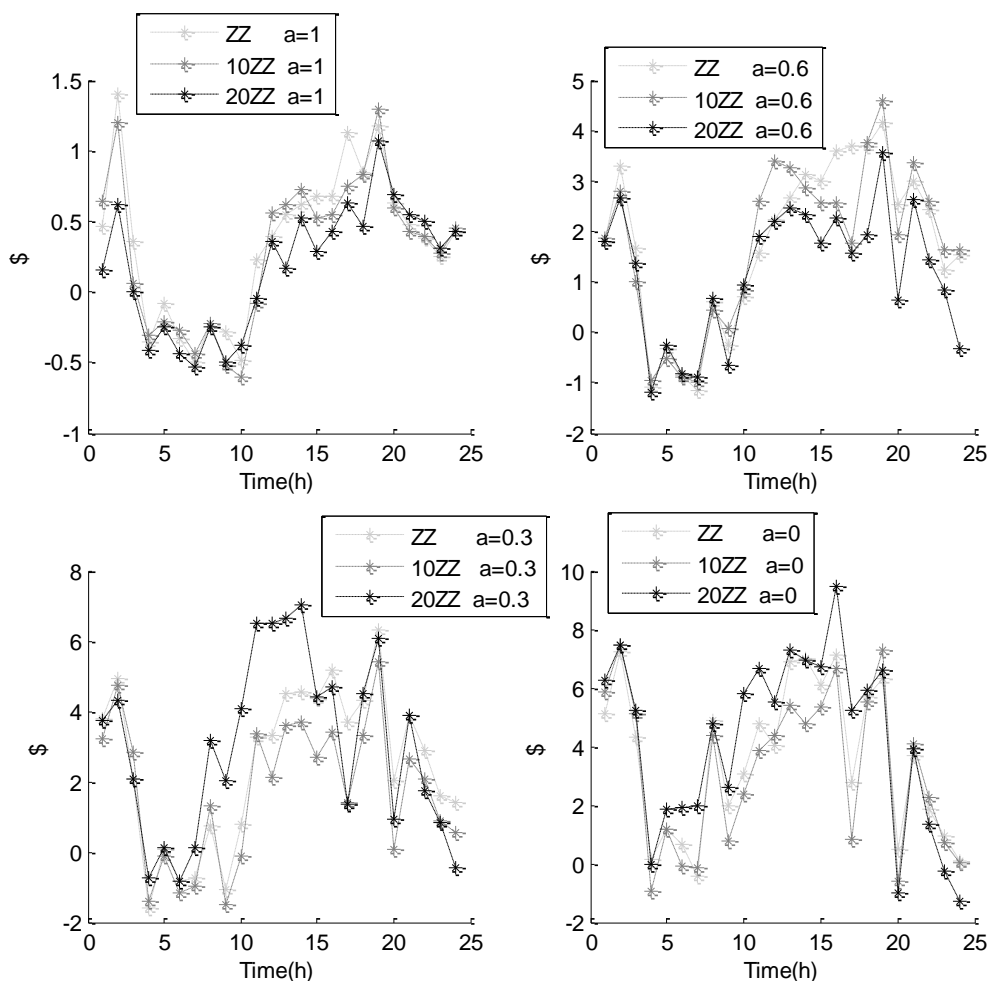


شکل ۴-۲۰: اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت ZZ

همان‌طور که مشاهده می‌شود با افزایش انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم، اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه افزایش، و با افزایش سطح همبستگی این اثر کاهش می‌یابد.

همچنین با توجه به شکل ۴-۲۱ اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در این حالت می‌تواند مثبت یا منفی باشد که نشان می‌دهد در بعضی ساعات انحراف معیار هزینه عدم تعادل در مکانیسم تسویه تک‌قیمت از مکانیسم تسویه دو‌قیمت بیشتر است و در بعضی ساعات برعکس این حالت برقرار است. افزایش انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم تأثیر ناچیزی بر اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه دارد. با افزایش سطح همبستگی با به دلیل هم جهت‌تر شدن انحراف تولید مزارع بادی اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه کاهش

می‌باید.



شکل ۴-۲: اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت ZZ

۴-۳-۴ بررسی اثر متوسط روزانه قدر مطلق عدم تعادل سیستم

در این قسمت به مقایسه خروجی‌های بازار برای حالت‌های PP, NN, PN و ZZ می‌پردازیم.

انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم در این حالت‌ها یکسان فرض می‌شود، ولی متوسط روزانه قدر

مطلق عدم تعادل سیستم ۶ و ۱۸ درصد می‌باشد.

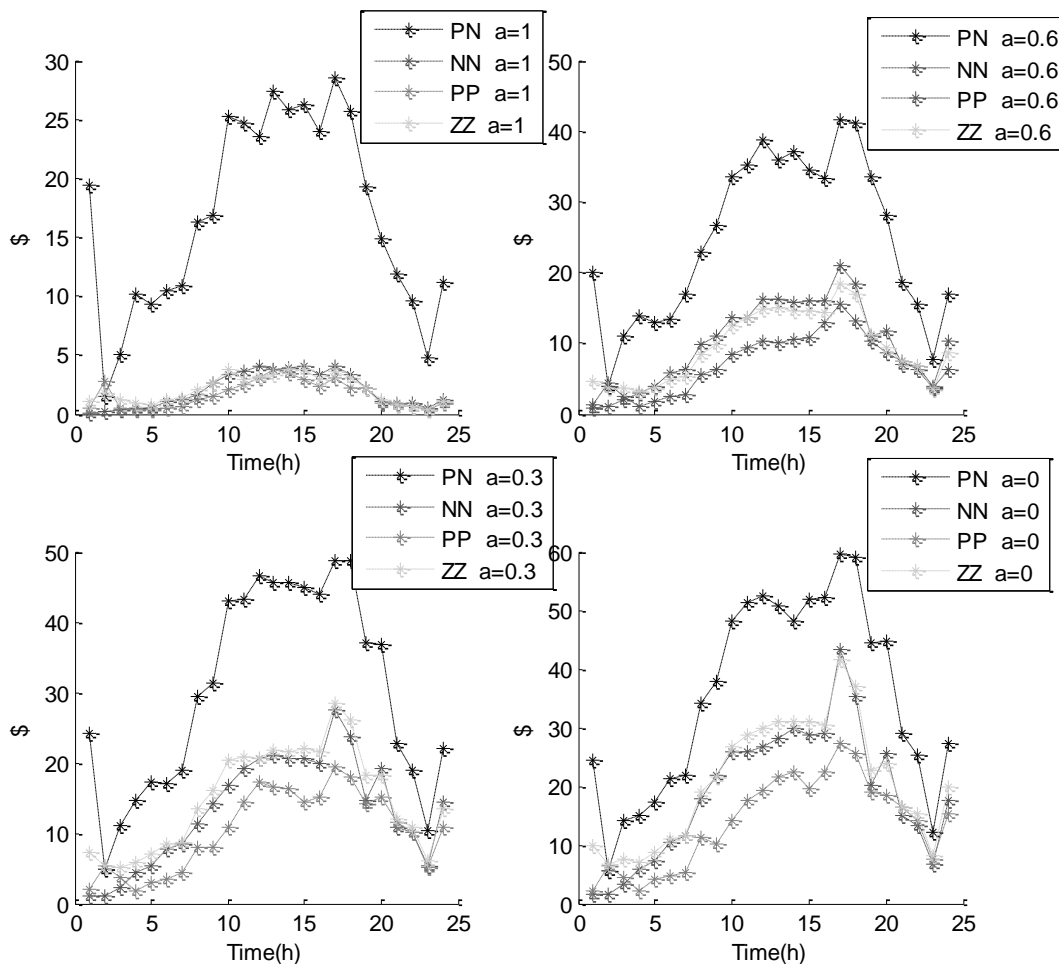
۴-۳-۴-۱ انحراف معیار کم

اختلاف متوسط و انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای ۴ سطح

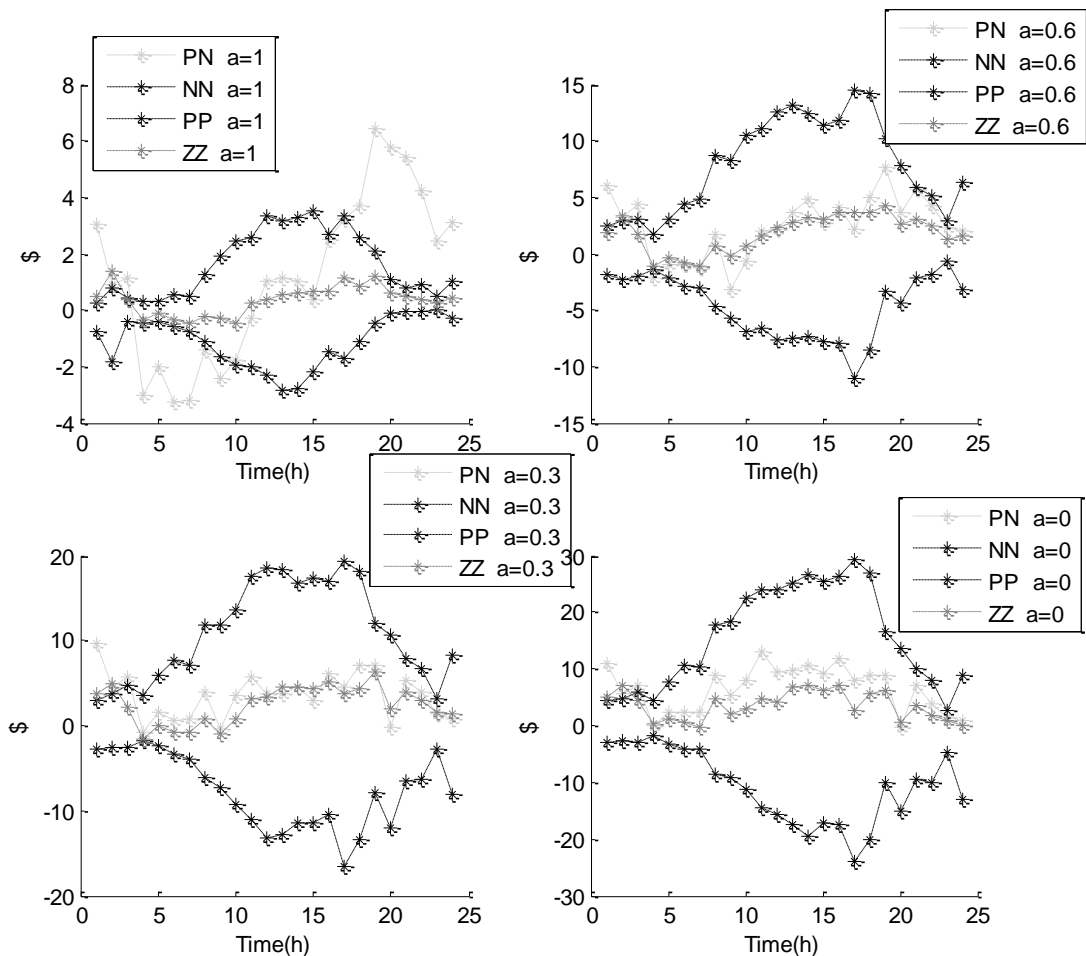
همبستگی، ۴ نوع سناریو و در انحراف معیار روزانه عدم تعادل پایه به ترتیب در شکل‌های ۴-۲۲ و ۴-

۲۳ 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 هم جهت 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 هم جهت و در برخی ساعت‌ها 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 رو به کاهش است.



شکل ۴-۲۲: اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی و انحراف معیار کم



شکل ۴-۲۳: اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی و انحراف معیار کم

با توجه به شکل ۴-۲۳ بیشترین اختلاف انحراف معیار در دو مکانیسم تسویه را در حالت‌های

NN و PP می‌توان مشاهده کرد. دلیل آن نیز این است که در این سناریوها به دلیل هم‌جهت بودن

عدم تعادل دو مزرعه، عدم تعادل خالص سیستم بسیار زیاد است که باعث می‌شود اختلاف متوسط

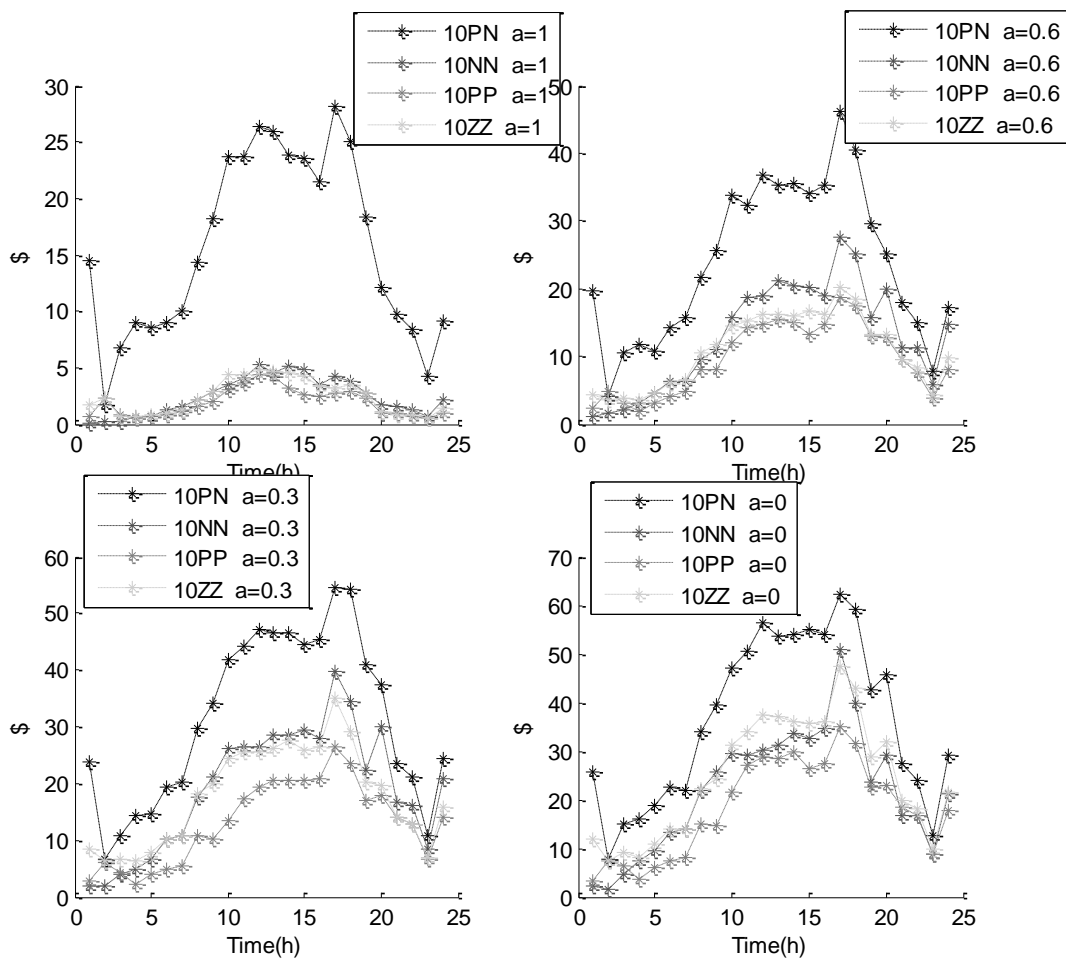
قیمت بازار زمان حقیقی و بازار روز قبل بسیار زیاد باشد که این اختلاف قیمت باعث ایجاد اختلاف

انحراف معیار زیاد بین دو مکانیسم تسویه می‌شود. همچنین با افزایش ضریب همبستگی این اختلاف

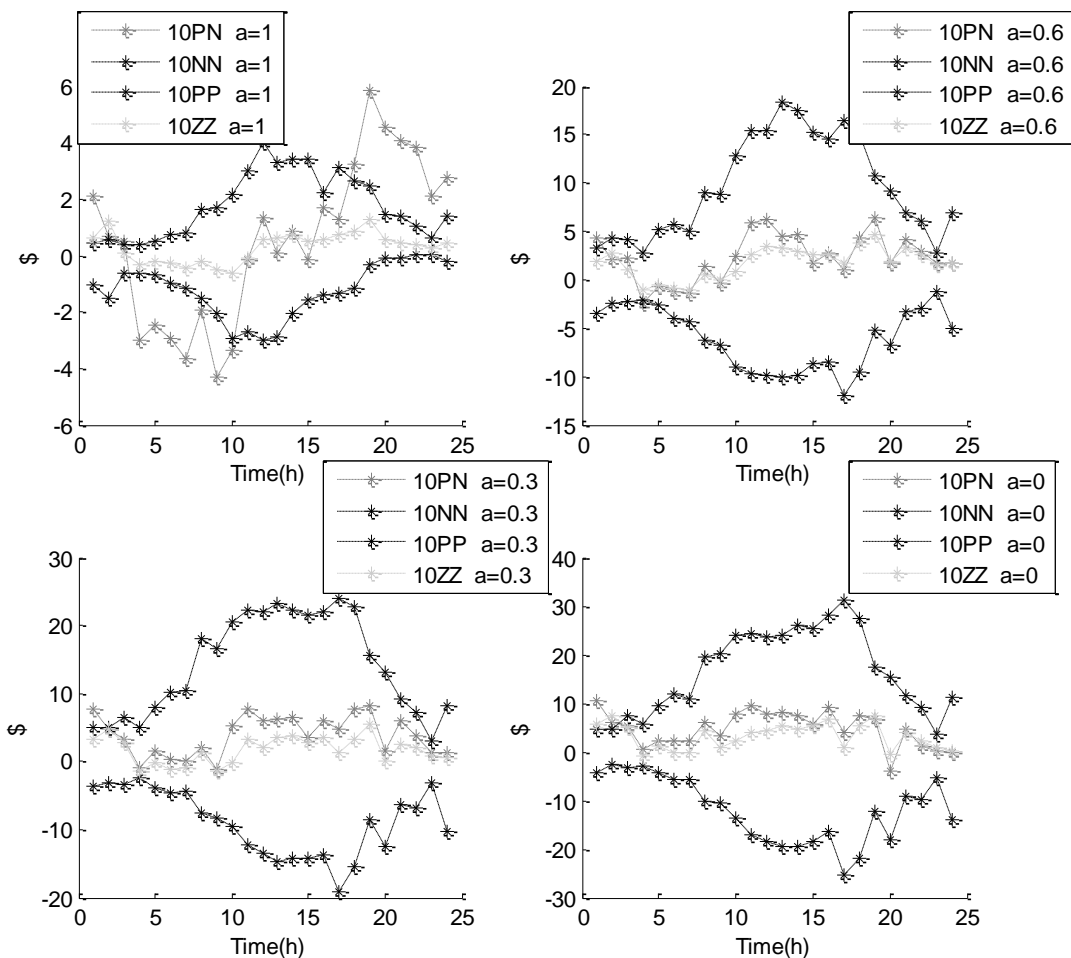
نیز رو به کاهش است.

۴-۳-۴-۲ انحراف معیار متوسط

اختلاف متوسط و انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی، چهار نوع سناریو و در حالت افزایش ۱۰٪ انحراف معیار روزانه عدم تعادل به ترتیب در شکل‌های ۴-۲۴ و ۴-۲۵ نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود کلیه نتایج مشابه حالت قبل است ولی بازه تغییرات اختلاف انحراف معیار افزایش یافته است.



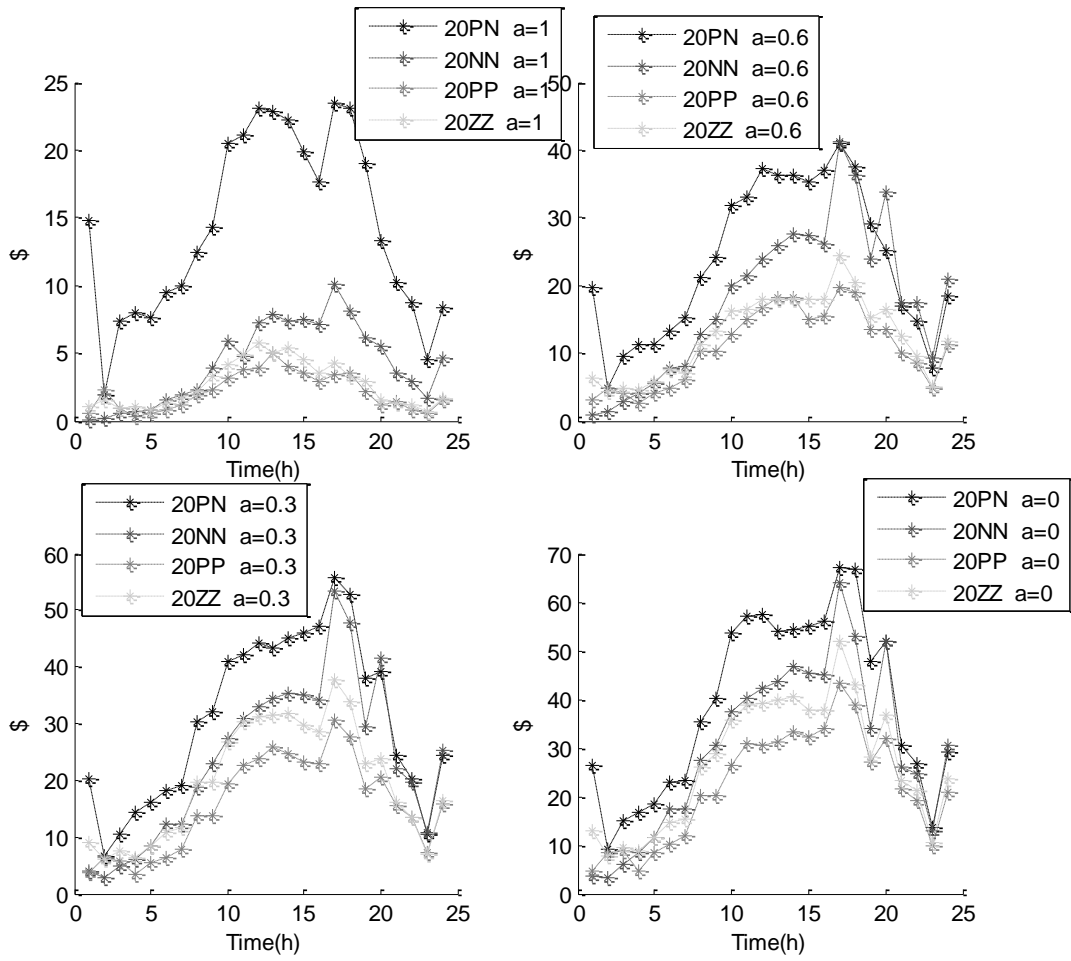
شکل ۴-۲۴: اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت افزایش ۱۰٪ انحراف معیار



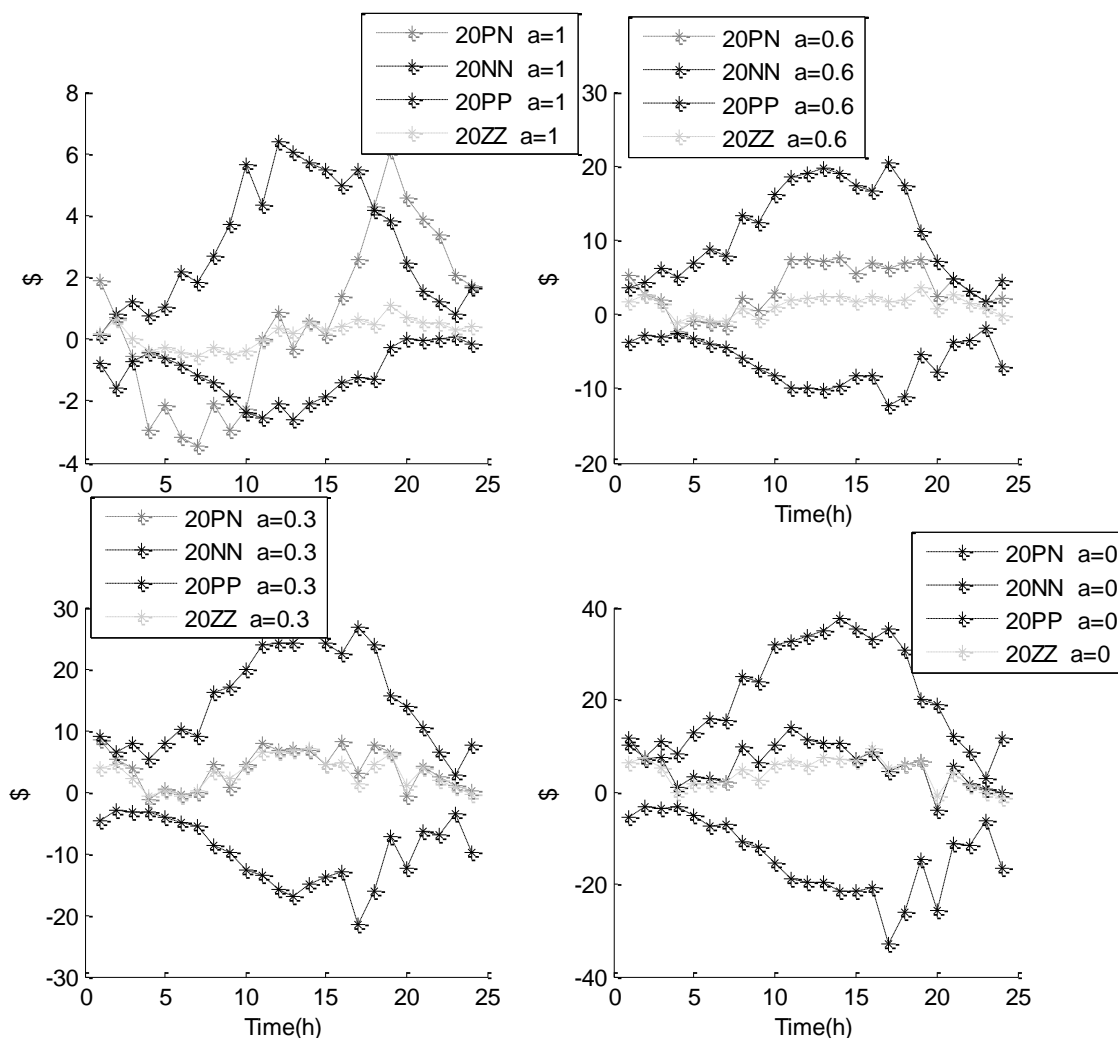
شکل ۴-۲۵: اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت افزایش ۱۰٪ انحراف معیار

۴-۳-۳-۴ انحراف معیار زیاد

اختلاف متوسط و انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی، چهار نوع سناریو و در حالت افزایش ۲۰٪ انحراف معیار روزانه عدم تعادل به ترتیب در شکل‌های ۴-۲۶ و ۴-۲۷ نشان داده شده است. در این حالت نیز کلیه نتایج مشابه حالت قبل است ولی بازه تغییرات اختلاف انحراف معیار نسبت به دو حالت قبل افزایش یافته است.



شکل ۴-۲۶: اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت افزایش ۲۰٪ انحراف معیار



شکل ۴-۲۷: اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه برای چهار سطح همبستگی در حالت افزایش ۲۰٪ انحراف معیار

۴-۴ جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در این فصل تأثیر همبستگی زمانی-مکانی تولید توان در مزرعه بادی بر خروجی‌های بازار زمان حقیقی تحلیل شد. ابتدا قیمت و هزینه عدم تعادل از دیدگاه بهره‌بردار شبکه تحلیل شد و سپس به تحلیل هزینه عدم تعادل از دیدگاه تولیدکننده بادی پرداخته شد و نحوه عملکرد دو مکانیسم تسویه بررسی شد. در ادامه نتایج اصلی به دست آمده از تحلیل خروجی‌ها ارائه شده است:

۱. افزایش همبستگی بین مزارع بادی منجر به افزایش انحراف معیار قیمت و هزینه عدم

تعادل در بازار زمان حقیقی می‌شود. البته همبستگی اثر برجسته‌ای بر متوسط آن‌ها

ندارد.

۲. در اثر افزایش سطح بار، متوسط و انحراف معیار قیمت در بیشتر ساعت‌ها افزایش می‌یابد که افزایش انحراف معیار قیمت به دلیل افزایش شیب منحنی عرضه بازار می‌باشد.

۳. با افزایش سطح نفوذ تولید بادی اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه افزایش می‌یابد و در بیشتر ساعات افزایش سطح نفوذ تولید بادی منجر به افزایش اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه شده است. همچنین اثر سطح نفوذ بر اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل بیشتر است.

۴. با افزایش ضریب همبستگی اثر افزایش سطح نفوذ بر اختلاف متوسط و انحراف معیار هزینه عدم تعادل کاهش می‌یابد.

۵. 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.

۶. 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. درحالی‌که مشاهده در حالت NN برعکس است.

۷. در حالت PN و ZZ انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم بر اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه تأثیر زیادی ندارد. زیرا بخشی عمده‌ی عدم تعادل‌ها خلاف جهت هستند و با یکدیگر خنثی می‌شوند و اختلاف قیمت دو بازار کم بوده و باعث افزایش انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه نمی‌شود.

۸. 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.

۹. به صورت کلی با افزایش همبستگی مزارع، تأثیر سطح نفوذ تولید بادی بر اختلاف

متوسط و انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم در دو مکانیسم تسویه کاهش

می‌یابد و در واقع دو مکانیسم تسویه به یکدیگر نزدیک‌تر می‌شوند.

فصل پنجم

نتیجه‌گیری و پیشنهادها

۵-۱ مروری بر کارهای انجام شده

در این پایان نامه، تأثیر همبستگی زمانی-مکانی تولید توان مزارع بادی بر خروجی های بازار زمان حقیقی مطالعه و بررسی گردید.

در فصل سوم، مسئله تسویه بازار روز قبل با در نظر گرفتن قیود زمانی واحدهای حرارتی و رزرو به صورت یک مسئله برنامه ریزی خطی مخلوط-عدد صحیح مدل سازی شد. سپس بازار زمان حقیقی نیز به صورت یک مسئله برنامه ریزی خطی مخلوط-عدد صحیح مدل سازی شد. همچنین همبستگی زمانی-مکانی تولید توان بادی بر اساس اطلاعات واقعی شناسایی و با استفاده از مدلی کارآمد و به روز مدل سازی شد.

در فصل چهارم، خروجی های بازار برق شامل قیمت انرژی الکتریکی در بازار زمان حقیقی و هزینه عدم تعادل در حضور منابع تولید توان بادی همبسته مورد تحلیل قرار گرفت و تأثیر همبستگی زمانی-مکانی تولید توان بادی مزارع برای سطح نفوذهای مختلف مقایسه شد. همچنین هزینه عدم تعادل از دیدگاه تولیدکننده بادی و برای خطاهای پیش بینی متفاوت تحلیل شد. اختلاف دو مکانیسم تسویه بر اساس متوسط و انحراف معیار هزینه عدم تعادل تحلیل شد. تأثیر متوسط روزانه قدر مطلق عدم تعادل سیستم و نیز انحراف معیار آن و همچنین تأثیر سطح نفوذ تولید بادی در ضریب همبستگی های مختلف بر اختلاف عملکرد دو مکانیسم تسویه بررسی شد.

۵-۲ نتایج

نتایج به دست آمده در این پایان نامه را می توان به طور خلاصه به صورت زیر مطرح نمود:

- بررسی و تحلیل اطلاعات واقعی سرعت باد نشان می دهد، بین اطلاعات سرعت باد یک مزرعه در ساعات مختلف همبستگی زمانی وجود دارد. علاوه بر این، بین سرعت باد و در نتیجه توان تولیدی مزارع بادی که از لحاظ جغرافیایی به هم نزدیک هستند،

همبستگی مکانی وجود دارد.

- بررسی آثار همبستگی زمانی-مکانی مزارع بادی نشان داد با افزایش همبستگی مزارع بادی، انحراف معیار قیمت انرژی الکتریکی و هزینه بهره‌برداری در بازار زمان حقیقی افزایش می‌یابد. همچنین همبستگی اثر برجسته‌ای بر متوسط آن‌ها ندارد.
- در اثر افزایش سطح بار، متوسط و انحراف معیار قیمت در بیشتر ساعات‌ها افزایش می‌یابد که افزایش انحراف معیار قیمت به دلیل افزایش شیب منحنی عرضه بازار می‌باشد.
- با افزایش سطح نفوذ تولید بادی اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه افزایش می‌یابد و در بیشتر ساعات افزایش سطح نفوذ تولید بادی منجر به افزایش اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه شده است. همچنین اثر سطح نفوذ بر اختلاف متوسط هزینه عدم تعادل بیشتر است.
- با افزایش ضریب همبستگی، اثر افزایش سطح نفوذ بر اختلاف متوسط و انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه کاهش می‌یابد.
- در حالت‌های 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.
- 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 حالی که مشاهده در حالت NN برعکس است.
- در حالت‌های PN و ZZ، انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم بر اختلاف انحراف معیار هزینه عدم تعادل در دو مکانیسم تسویه تأثیر زیادی ندارد.
- 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.

- به صورت کلی با افزایش همبستگی مزارع، تأثیر سطح نفوذ تولید بادی و متوسط و انحراف معیار روزانه عدم تعادل سیستم بر اختلاف دو مکانیسم تسویه کاهش می‌یابد و در واقع دو مکانیسم تسویه به یکدیگر نزدیک‌تر می‌شوند.

۳-۵ پیشنهادها

در این زیربخش، به دنبال مسائلی که در این پایان‌نامه مورد مطالعه قرار گرفت، چند پیشنهاد جهت ادامه مطالعه و تحقیق ارائه می‌شود:

- در مطالعه انجام‌شده در این پایان‌نامه، با صرف نظر کردن از محدودیت توان عبوری خطوط متصل‌کننده مزارع بادی به شبکه، کل توان تولیدی مزارع بادی به شبکه تزریق شد در صورتی که در نظر گرفتن محدودیت توان عبوری خطوط می‌تواند باعث ریزش توان بادی شود. در نتیجه، بررسی اثر همبستگی زمانی-مکانی مزارع بادی بر ریزش توان بادی می‌تواند برخی دیگر از آثار اقتصادی این همبستگی‌ها را آشکار کند.
- همبستگی زمانی-مکانی مزارع بادی و همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی می‌تواند بر درآمد شرکت‌های تولید انرژی الکتریکی اثرگذار باشد. لذا بررسی آثار اقتصادی این همبستگی‌ها از دید شرکت‌های تولیدی حائز اهمیت است.
- مطالعه بازار زمان حقیقی در حضور منابع مختلف انرژی نو و ارزیابی همبستگی‌های ممکن بین این منابع و تحلیل آثار این همبستگی‌ها بر خروجی‌های بازار برق نتایج شبیه‌سازی را به واقعیت نزدیک‌تر می‌سازد.

مراجع

- [1] A. G. Vlachos, and P. N. Biskas, "Demand response in a real-time balancing market clearing with pay-as-bid pricing," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 4, pp. 1966-1975, 2013.
- [2] J. M. Morales, A. J. Conejo, H. Madsen, P. Pinson, and M. Zugno, *Integrating renewables in electricity markets: operational problems*: Springer Science & Business Media, 2013.
- [3] Q. Wang, C. Zhang, Y. Ding, G. Xydis, J. Wang, and J. Østergaard, "Review of real-time electricity markets for integrating Distributed Energy Resources and Demand Response," *Applied 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," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, 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," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 27, no. 2, pp. 894-903, 2012.
- [6] J. Garcia-Gonzalez, A. M. S. Roque, F. A. Campos, and J. Villar, "Connecting the intraday energy and reserve markets by an optimal redispatch," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 22, no. 4, pp. 2220-2231, 2007.
- [7] M. Amelin, "An Evaluation of Intraday Trading and Demand Response for a Predominantly Hydro-Wind System Under Nordic Market Rules," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 30, no. 1, pp. 3-12, 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," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 29, no. 3, pp. 1121-1132, 2014.
- [9] "Electricity market of the Iberian Peninsula, [Online]. Available: <http://www.omie.es/en> (2013). Accessed 3 Nov 2013".
- [10] J. M. Morales, A. J. Conejo, and J. Pérez-Ruiz, "Economic valuation of reserves in power systems with high penetration of wind power," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 24, no. 2, pp. 900-910, 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," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 3, no. 4, pp. 751-759, 2012.

- [12] S. Surender Reddy, P. Bijwe, and A. Abhyankar, "Optimal Posturing in Day-Ahead Market Clearing for Uncertainties Considering Anticipated Real-Time Adjustment Costs," *Systems Journal, IEEE*, vol. 9, no. 1, pp. 177-190, 2015.
- [13] S. S. Reddy, P. Bijwe, and A. Abhyankar, "Optimum day-ahead clearing of energy and reserve markets with wind power generation using anticipated real-time adjustment costs," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 71, pp. 242-253, 2015.
- [14] 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.
- [15] S. Martin, Y. Smeers, and J. A. Aguado, "A Stochastic Two Settlement Equilibrium Model for Electricity Markets With Wind Generation," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 30, no. 1, pp. 233-245, 2015.
- [16] J. M. Morales, A. J. Conejo, K. Liu, and J. Zhong, "Pricing electricity in pools with wind producers," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 27, no. 3, pp. 1366-1376, 2012.
- [17] A. L. Ott, "Experience with PJM market operation, system design, and implementation," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 18, no. 2, pp. 528-534, 2003.
- [18] H. Farahmand, T. Aigner, G. L. Doorman, M. Korpås, and D. Huertas-Hernando, "Balancing market integration in the Northern European continent: A 2030 case study," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 3, no. 4, pp. 918-930, 2012.
- [19] T. Aigner, H. Farahmand, and T. Gjengedal, "Modeling the northern European electricity market." pp. 1-8.
- [20] S. R. Dabbagh, and M. K. Sheikh-El-Eslami, "Risk Assessment of Virtual Power Plants Offering in Energy and Reserve Markets".
- [21] J. Chaves-Ávila, R. 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, 2014.
- [22] 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," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 3, no. 4, pp. 809-818, 2012.
- [23] 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.
- [24] S. J. Kazempour, and H. Zareipour, "Equilibria in an oligopolistic market with wind power production," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 29, no. 2, pp. 686-697, 2014.

- [25] J.M. Morales, M. Zugno, S. Pineda, and P. Pinson, "Electricity market clearing with improved scheduling of stochastic production," *European Journal of Operational Research*, vol. 235, no. 3, pp. 765-774, 2014.
- [26] B. C. Ummels, M. Gibescu, E. Pelgrum, W. L. Kling, and A. J. Brand, "Impacts of wind power on thermal generation unit commitment and dispatch," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 22, pp. 44-51, 2007.
- [27] A. T. Al-Awami and M. A. El-Sharkawi, "Coordinated trading of wind and thermal energy," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 2, pp. 277-287, 2011.
- [28] G. N. Bathurst, J. Weatherill, and G. Strbac, "Trading wind generation in short term energy markets," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 17, pp. 782-789, 2002.
- [29] J. Matevosyan and L. Söder, "Minimization of imbalance cost trading wind power on the short-term power market," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 21, pp. 1396-1404, 2006.
- [30] J. M. Morales, A. J. Conejo, and J. Pérez-Ruiz, "Short-term trading for a wind power producer," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 25, pp. 554-564, 2010.
- [31] L. Baringo and A. J. Conejo, "Strategic offering for a wind power producer," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 28, pp. 4645-4654, 2013.
- [32] L. Baringo and A. J. Conejo, "Strategic wind power investment," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 29, pp. 1250-1260, 2014.
- [33] P. Pinson, and R. Girard, "Evaluating the quality of scenarios of short-term wind power generation," *Applied Energy*, vol. 96, pp. 12-20, 2012.
- [34] P. Pinson, "Estimation of the uncertainty in wind power forecasting," *École Nationale Supérieure des Mines de Paris*, 2006.
- [35] 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," *Power Systems, IEEE Transactions on*, IN PRESS.
- [36] 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.
- [37] L. X. Wang, "A course in fuzzy system and control, Englewood Cliffs, NJ, USA, Prentice Hall, Aug. 1996.
- [38] "National Renewable Energy Laboratory (NREL), [Online]. Available: <http://www.nrel.gov>"/.

- [39] L. Baringo, and A. Conejo, “Wind power investment within a market environment,” *Applied Energy*, vol. 88, no. 9, pp. 3239-3247, 2011.
- [40] P. Wong, P. Albrecht, R. Allan, R. Billinton, Q. Chen, C. Fong, S. Haddad, W. Li, R. Mukerji, and D. Patton, “The IEEE reliability test system-1996. A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 14, no. 3, pp. 1010-1020, 1999.

Abstract

In this thesis, 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 real-time market is formulated. Wind power production is modeled as negative electric load. Electric load is assumed to be inelastic. Inter-temporal constraints of generating units and transmission limitations are incorporated into the market clearing model of the real-time market. Wind power uncertainty is modeled through a set of scenarios based on spatio-temporal correlation of wind production captured from historical real-world 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 considered. Additionally, its impact on imbalance cost incurred by wind producers under single- and dual-price settlement mechanisms is studied. 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). However, difference of standard deviation of wind producers' revenue (cost) in these two settlement mechanisms can be positive or negative depending on the forecast error of wind power production.

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



Shahrood University of Technology

Faculty of Electrical Engineering

Statistical Evaluation of Impacts of Correlated Wind Power Production on Imbalance Cost in Real-Time Market

Irاندokht Amirjani Marvi

Supervisor:

Dr. Morteza Rahimiyan

February 2016