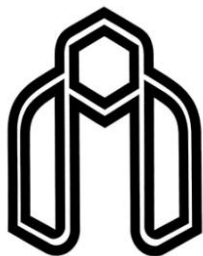


اسد الحق



دانشگاه صنعتی شاهرود

دانشکده مهندسی برق

گروه قدرت

عنوان:

تأثیر کوتاه مدت وابستگی زمانی-مکانی تولید مزارع بادی بر قیمت انرژی الکتریکی

دانشجو:

رضا ارجمند

استاد راهنما:

دکتر مرتضی رحیمیان

پایان نامه ارشد جهت اخذ درجه کارشناسی ارشد

شهریور ۱۳۹۳

تقدیم به:

چشمه‌های جوشان محبت

جلوه‌های مهر و عطف الهی

لبخندهای پرمهر زندگیم

پدر و مادر عزیزم

که در تمام مراحل زندگی، به من راه و رسم درست زیستن را آموختند.

تقدیر و تشکر:

در اینجا بر خود لازم می‌دانم از تلاش و زحمات بی‌دریغ و راهنمایی‌های ارزنده استاد گران‌قدر و دلسوزم، جناب آقای دکتر مرتضی رحیمیان، در تمام مراحل انجام این پایان‌نامه صمیمانه تقدیر و تشکر نمایم. تشکر و قدردانی ویژه دارم از هم‌فکری و یاری دوستان عزیزم به‌ویژه آقای مهندس مسعود عامری که در به ثمر رسیدن این پایان‌نامه همواره یار و همراه بودند.

تعهد نامه

اینجانب رضا ارجمند دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته مهندسی برق / قدرت دانشکده مهندسی برق و رباتیک دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان نامه تأثیر کوتاه مدت وابستگی زمانی-مکانی تولید مزارع بادی بر قیمت انرژی الکتریکی 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 آن ها) 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 افزار ها 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.

با افزایش سطح نفوذ توان بادی در بازارهای برق، چگونگی اثرگذاری همبستگی تولید توان مزارع بادی و همچنین همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی بر خروجی‌های بازار برق مسئله‌ای در خور توجه است. در این پایان‌نامه، با استفاده از اطلاعات واقعی باد و بار، همبستگی این متغیرهای تصادفی ارزیابی می‌گردد. در یک چارچوب شبیه‌سازی، آثار این متغیرهای تصادفی همبسته بر خروجی‌های بازار برق به صورت آماری تحلیل می‌شود. همچنین قیود زمانی واحدهای تولید قابل دیسپچ در مدل تسویه بازار در نظر گرفته می‌شود. به این ترتیب، امکان بررسی چگونگی اثرگذاری این قیود و هزینه‌های مربوطه نیز میسر می‌شود. خروجی‌های بازار برای سطوح مختلف همبستگی زمانی-مکانی متغیرهای تصادفی ورودی، به صورت آماری محاسبه می‌شود. برای ارزیابی چگونگی تغییر آثار متغیرهای تصادفی همبسته ناشی از تنوع فناوری واحدهای تولید قابل دیسپچ، خروجی‌های بازار برای سطوح مختلف بار تحلیل می‌گردد. خروجی‌ها و نتایج قابل توجه در قالب یک مثال و مطالعه موردی ارائه می‌شود.

کلید-واژه: تولید بادی، همبستگی زمانی-مکانی، بار الکتریکی، قیود زمانی، بازار برق

لیست مقالات مستخرج

- ۱- رضا ارجمند، مرتضی رحیمیان، آثار همبستگی زمانی-مکانی تولید مزارع بادی بر قیمت انرژی الکتریکی، اولین کنفرانس مدیریت انرژی‌های نو و پاک، ایران، همدان، ۱۳۹۳.
- ۲- رضا ارجمند، مرتضی رحیمیان، پیش‌بینی کوتاه‌مدت سرعت باد با در نظر گرفتن ارتباط زمانی-مکانی مزارع بادی، اولین کنفرانس مدیریت انرژی‌های نو و پاک، ایران، همدان، ۱۳۹۳.
3. R. Arjmand, M. Rahimiyan, 'Impact of Spatio-Temporal Correlation of Wind Production on Clearing Outcomes of a Competitive Pool Market', Renewable Energy Journal [Under Review].
4. R. Arjmand, M. Rahimiyan, 'Day-ahead Market Simulation Coupled with Correlated Wind Production and Electric Load', Applied Energy Journal [Submitted].

فهرست مطالب

فصل اول..... ۱

۱-۱ انگیزه‌های تحقیق..... ۳

۱-۲ اهداف تحقیق..... ۵

۳-۱ مروری بر فصل‌های پایان‌نامه..... ۵

فصل دوم..... ۷

۱-۲ مقدمه..... ۹

۲-۲ پیش‌بینی باد..... ۹

۱-۲-۲ تقسیم‌بندی روش‌های پیش‌بینی باد بر اساس دوره زمانی..... ۹

۲-۲-۲ روش‌های رایج پیش‌بینی باد..... ۱۱

۳-۲ تأثیر تولید بادی بر خروجی‌های بازار برق..... ۱۲

۱-۳-۲ مطالعات میدانی..... ۱۳

۲-۳-۲ مطالعات شبیه‌سازی..... ۱۵

۴-۲ مطالعات آثار همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی..... ۲۰

۵-۲ جمع‌بندی و نتیجه‌گیری..... ۲۱

فصل سوم..... ۲۵۳

۱-۳ مقدمه..... ۲۵

۲-۳ فهرست علائم و اختصارات..... ۲۶

۳-۳ مسئله تسویه بازار..... ۲۸

۳-۴ مدل سازی عدم قطعیت	۳۱
۳-۴-۱ روش مدل سازی رفتار باد	۳۱
۳-۴-۲ پیاده سازی.....	۳۴
۳-۵ مثال شبکه ۵ باسه	۴۰
۳-۵-۱ اطلاعات	۴۰
۳-۵-۲ نتایج	۴۳
۳-۶ مطالعه موردی	۴۵
۳-۶-۱ اطلاعات	۴۵
۳-۶-۲ نتایج	۴۷
۳-۷ جمع بندی و نتیجه گیری.....	۵۷
فصل چهارم	۵۹
۴-۱ مقدمه	۶۱
۴-۲ تحلیل میدانی همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی	۶۱
۴-۲-۱ اطلاعات تولید توان بادی و بار الکتریکی	۶۱
۴-۲-۲ تحلیل همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی	۶۲
۴-۳ تولید سناریو.....	۶۴
۴-۳-۱ روش پیاده سازی	۶۴
۴-۳-۲ اعتبار سنجی روش تولید سناریو.....	۶۷
۴-۴ مطالعه موردی	۶۷

۴-۴-۱ اطلاعات ۶۷

۴-۴-۲ نتایج ۷۰

۴-۵ جمع‌بندی و نتیجه‌گیری ۸۲

فصل پنجم ۸۳

۵-۱ مروری بر کارهای انجام‌شده ۸۵

۵-۲ نتایج ۸۶

۵-۳ پیشنهادات ۸۸

مراجع ۹۱

فهرست جداول

- جدول ۳-۱: اطلاعات جغرافیایی مزارع بادی ۳۴
- جدول ۳-۲: اطلاعات خطوط شبکه ۵ باسه ۴۱
- جدول ۳-۳: اطلاعات واحدهای تولیدی شبکه ۵ باسه ۴۱
- جدول ۳-۴: اطلاعات واحدهای تولیدی شبکه RTS ۴۵
- جدول ۳-۵: سهم هر باس از کل بار شبکه RTS ۴۶
- جدول ۳-۶: متوسط و انحراف معیار هزینه بهره‌برداری شبکه RTS با در نظر گرفتن قيود زمانی واحدهای حرارتی ۵۳
- جدول ۳-۷: نرمالیز شده میزان افزایش انحراف معیار و متوسط هزینه بهره‌برداری با در نظر گرفتن قيود زمانی واحدهای حرارتی ۵۳
- جدول ۴-۱: اطلاعات واحدهای تولیدی شبکه RTS ۶۸
- جدول ۴-۲: پیک بار هر ناحیه در هر فصل در شبکه RTS ۶۹
- جدول ۴-۳: توزیع بار روی باس‌های ۲ ناحیه شبکه RTS ۶۹

فهرست اشکال

- شکل ۳-۱: منحنی توان توربین بادی ۳۵
- شکل ۳-۲: توابع خودهمبستگی مزارع الف) فالموس، ب) اورلئان و ج) وینالهاون ۳۶
- شکل ۳-۳: توابع خودهمبستگی جزئی مزارع الف) فالموس، ب) اورلئان و ج) وینالهاون ۳۶
- شکل ۳-۴: توابع خودهمبستگی و خودهمبستگی جزئی خطای مدل‌سازی مزارع الف) فالموس، ب) اورلئان و ج) وینالهاون ۳۷
- شکل ۳-۵: ضرایب همبستگی مکانی بین دو مزرعه الف) فالموس و اورلئان، ب) فالموس و وینالهامون و ج) اورلئان و وینالهاون ۳۸
- شکل ۳-۶: ضرایب همبستگی مکانی بین سناریوی تولید شده دو مزرعه فالموس و اورلئان ۳۹
- شکل ۳-۷: مجموعه ۵۰ سناریو سرعت باد و متوسط آن برای مزرعه الف) فالموس، ب) اورلئان و ج) وینالهاون ۳۹
- شکل ۳-۸: دیاگرام تک خطی شبکه ۵ باسه ۴۰
- شکل ۳-۹: الگوی بار روزانه شبکه ۵ باسه ۴۲
- شکل ۳-۱۰: انحراف معیار قیمت انرژی در شبکه ۵ باسه برای سطح بار پایه ۴۳
- شکل ۳-۱۱: انحراف معیار قیمت انرژی در شبکه ۵ باسه برای سطح بار متوسط ۴۳
- شکل ۳-۱۲: انحراف معیار قیمت انرژی در شبکه ۵ باسه برای سطح بار پیک ۴۴
- شکل ۳-۱۳: منحنی عرضه شبکه ۵ باسه ۴۴
- شکل ۳-۱۴: الگوی بار شبکه RTS در طول روز و سطح بار متوسط ۴۶
- شکل ۳-۱۵: انحراف معیار قیمت انرژی در شبکه RTS و سطح بار پایه ۴۸
- شکل ۳-۱۶: انحراف معیار قیمت انرژی در شبکه RTS و سطح بار متوسط ۴۸

- شکل ۳-۱۷: انحراف معیار قیمت انرژی در شبکه RTS و سطح بار پیک ۴۹
- شکل ۳-۱۸: متوسط قیمت انرژی شبکه RTS در سطح بار متوسط ۵۰
- شکل ۳-۱۹: منحنی عرضه شبکه RTS ۵۰
- شکل ۳-۲۰: انحراف معیار قیمت انرژی شبکه RTS با و بدون در نظر گرفتن قیود زمانی الف) بار پایه،
ب) بار متوسط ج) بار پیک ۵۱
- شکل ۳-۲۱: متوسط قیمت انرژی در شبکه RTS با و بدون قیود زمانی واحدهای حرارتی ۵۲
- شکل ۳-۲۲: احتمال تغییر وضعیت واحدهای حدی در طول روز در شبکه RTS ۵۴
- شکل ۳-۲۳: احتمال در مدار قرار گرفتن واحدهای گروه ۲ در سطح بار متوسط الف) واحد ۳ و ب) واحد
۵ ج) واحد ۷ ۵۶
- شکل ۳-۲۴: احتمال در مدار قرار گرفتن واحدهای گروه ۳ در سطح بار متوسط الف) واحد ۱، ب) واحد
۴ ۵۷
- شکل ۴-۱: ضرایب همبستگی تولید توان بادی در مزرعه تامپسون ایلند و بار الکتریکی ناحیه نمسبوست
در تأخیر زمانی صفر در الف) زمستان، ب) بهار، ج) تابستان و د) پاییز ۶۳
- شکل ۴-۲: ضرایب همبستگی تولید توان مزارع بادی لوگان ایرپورت و تامپسون ایلند در تأخیر زمانی
صفر در الف) زمستان، ب) بهار، ج) تابستان و د) پاییز ۶۴
- شکل ۴-۳: ضرایب همبستگی بار الکتریکی و قیمت انرژی الکتریکی در تأخیر زمانی صفر در
الف) زمستان، ب) بهار، ج) تابستان و د) پاییز ۷۲
- شکل ۴-۴: متوسط هزینه بهره‌برداری در دو حالت با و بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی
و بار الکتریکی در فصل الف) زمستان، ب) بهار، ج) تابستان و د) پاییز ۷۳
- شکل ۴-۵: انحراف معیار هزینه بهره‌برداری در دو حالت با و بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید توان
بادی و بار الکتریکی در فصل الف) زمستان، ب) بهار، ج) تابستان و د) پاییز ۷۵

شکل ۴-۶: متوسط هزینه بهره‌برداری در دو حالت با و بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی با در نظر گرفتن محدودیت خطوط در فصل الف) زمستان، ب) بهار، ج) تابستان و د) پاییز ۷۶

شکل ۴-۷: انحراف معیار هزینه بهره‌برداری با در نظر گرفتن محدودیت خطوط در دو حالت با و بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی در فصل الف) زمستان، ب) بهار، ج) تابستان و د) پاییز ۷۷

شکل ۴-۸: تابع چگالی احتمال هزینه بهره‌برداری در فصل زمستان الف) با در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی و ب) بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی ۷۹
شکل ۴-۹: تابع چگالی احتمال هزینه بهره‌برداری در فصل بهار الف) با در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی و ب) بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی ۷۹

شکل ۴-۱۰: تابع چگالی احتمال هزینه بهره‌برداری در فصل تابستان الف) با در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی و ب) بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی ۷۹
شکل ۴-۱۱: تابع چگالی احتمال هزینه بهره‌برداری در فصل پاییز الف) با در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی و ب) بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی ۸۰

شکل ۴-۱۲: خطای انحراف معیار هزینه بهره‌برداری در دو حالت با و بدون محدودیت شبکه در فصل الف) زمستان، ب) بهار ج) تابستان، و د) پاییز ۸۱

فصل اول

مقدمه

۱-۱ انگیزه‌های تحقیق

محدودیت منابع سوخت‌های فسیلی، هزینه بالای آن و ملاحظات زیست‌محیطی گرایش به سمت انرژی‌های تجدیدپذیر را افزایش داده است. از مهم‌ترین منابع تجدیدپذیر می‌توان به انرژی بادی، انرژی خورشیدی و انرژی زمین گرمایی اشاره کرد که در این میان انرژی بادی با توجه به قابلیت تولید در ابعاد بالا بیشترین سهم را به خود اختصاص داده است به‌طوری‌که در سال ۲۰۱۲ بیش از ۶ درصد از کل انرژی الکتریکی در دنیا توسط انرژی بادی تأمین شده است. لذا ارزیابی اثرات انرژی‌های تجدیدپذیر، به‌ویژه انرژی بادی، از دیدگاه فنی و اقتصادی بر کل مجموعه صنعت برق ضروری است.

یکی از چالش‌های اساسی استفاده از انرژی باد در تولید انرژی الکتریکی، عدم قطعیت تولید توان بادی می‌باشد. انتظار می‌رود عدم قطعیت در نتیجه توسعه ظرفیت انرژی بادی افزایش یابد. بنابراین مدل‌سازی عدم قطعیت تولید توان بادی در مسائل بهره‌برداری و برنامه‌ریزی سیستم‌های قدرت ضروری به نظر می‌رسد.

رفتار تولید بادی از جنبه‌های زمان و مکان پیچیده است. تحلیل اطلاعات سری زمانی سرعت باد نشان می‌دهد سرعت باد مزرعه بادی در هر ساعت به سرعت باد در ساعات قبل همان مزرعه همبسته است. با توجه به اینکه تولید مزارع ارتباط قابل توجهی با سرعت باد دارد لذا می‌توان این همبستگی زمانی^۱ را بین تولید بادی در ساعات مختلف مشاهده کرد.

تولید توان دو مزرعه بادی که از لحاظ جغرافیایی به هم نزدیک هستند در ساعات مختلف همبسته و در جهت مثبت است. یعنی تغییرات تولید مزارع بادی نزدیک، هم‌جهت می‌باشد. به طور مثال

^۱ Temporal correlation

در صورت کاهش تولید توان بادی در یک مزرعه، به طور همزمان یا با یک تأخیر زمانی تولید توان بادی در مزارع نزدیک به آن نیز کاهش می‌یابد. این همبستگی مکانی^۱ بین مزارع بادی و هم‌جهتی کاهش و افزایش تولید مزارع بادی نزدیک به هم باعث افزایش میزان تغییرات کل تولید توان مزارع بادی می‌شود.

رفتار تولید توان بادی و بار الکتریکی نیز از دیدگاه‌های زمانی و مکانی همبسته است. سرعت باد در طول روز متغیر و با تغییرات دما ارتباط دارد. به طور مثال در نتیجه تغییر ناگهانی دما در مواقع طلوع و غروب خورشید سرعت باد افزایش می‌یابد. از طرفی الگوی بار الکتریکی هم در طول روز متغیر است و می‌تواند به تغییرات دما مرتبط باشد. در صورتی که همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی مثبت باشد (یعنی با افزایش بار الکتریکی تولید توان بادی افزایش و با کاهش آن تولید بادی کاهش یابد)، منحنی اختلاف بار و تولیدی بادی در طول روز هموارتر و بهره‌برداری از سیستم آسان‌تر می‌شود. در حالتی که همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی منفی باشد، عکس این حالت اتفاق می‌افتد و بهره‌برداری سیستم با مشکل مواجه می‌شود. بنابراین کسب دیدگاه واقع‌بینانه در زمینه آثار عدم قطعیت تولید توان بادی نیازمند در نظر گرفتن همبستگی‌های زمانی-مکانی^۲ در فرآیند مدل‌سازی عدم قطعیت است.

با توجه به عدم قطعیت تولید توان مزارع بادی، بازار قراردادهای دوطرفه برای تولیدکنندگان توان بادی انتخاب مناسبی نیست و انگیزه این تولیدکنندگان برای شرکت در بازار روز قبل بیشتر است. آثار تغییرات تولید توان بادی بر خروجی‌های بازار روز قبل قابل توجه است و می‌تواند وضعیت در مدار قرار گرفتن بعضی از واحدهای تولیدی را تحت تأثیر قرار دهد. از طرفی با توجه به تنوع فناوری‌های تولید انرژی الکتریکی، عملکرد واحدهای تولیدی مختلف برای پاسخ‌گویی به این تغییرات متفاوت است. قابلیت

^۱ Spatial correlation

^۲ Spatio-temporal correlation

بهره‌برداری و انعطاف‌پذیری واحدهای تولیدی برای پاسخ‌گویی به تغییرات تولید توان بادی بر اساس قیود و هزینه‌های وابسته به آن مشخص می‌شود. لذا بررسی نحوه اثرپذیری آثار تولید بادی بر خروجی‌های بازار از قیود زمانی^۱ واحدهای تولیدی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است.

۲-۱ اهداف تحقیق

هدف این تحقیق ارائه تحلیل جامع در زمینه آثار همبستگی زمانی-مکانی مزارع بادی و همبستگی بار الکتریکی و تولید بادی بر خروجی‌های بازار روز قبل مثل قیمت انرژی، هزینه بهره‌برداری و نحوه در مدار قرار گرفتن واحدهای حرارتی 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 ایجاد می‌شود. در مدل بازار تمام قیود زمانی واحدهای حرارتی و هزینه‌های وابسته به آن در نظر گرفته می‌شود و تأثیر این قیود بر خروجی‌های بازار و نحوه در مدار قرار گرفتن واحدهای حرارتی مورد بررسی قرار می‌گیرد.

نحوه همبستگی دو متغیر تولید توان بادی و بار الکتریکی بر اساس اطلاعات واقعی تحلیل می‌شود. سپس سناریوهای همبسته برای تولید توان بادی و بار الکتریکی به کمک روش مناسب تولید می‌شوند. سناریوهای تولید شده به عنوان ورودی برنامه تسویه بازار روز قبل مورد استفاده قرار می‌گیرد و خروجی‌های بازار با استفاده از شاخص‌های آماری مورد تحلیل قرار می‌گیرد.

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

^۱ Inter-temporal constraints

ارائه گزارشی کامل از مطالعات انجام شده، اهمیت ارائه تحلیلی کامل از آثار همبستگی زمانی-مکانی تولید بادی و همبستگی بار الکتریکی و تولید بادی بر خروجی‌های بازار مورد بحث قرار می‌گیرد. در فصل سوم آثار همبستگی زمانی-مکانی تولید بادی و قیود زمانی واحدهای حرارتی بر بازار برق به تفصیل تحلیل خواهد شد. در فصل چهارم، همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی مدل‌سازی می‌شود و تأثیر این همبستگی بر خروجی‌های بازار روز قبل ارزیابی می‌شود. در فصل پنجم، نتایج به طور خلاصه جمع‌بندی و پیشنهادات برای ادامه تحقیق ارائه می‌گردد.

فصل دوم

مروری بر سابقه موضوع

۱-۲ مقدمه

در این فصل به تفصیل به بررسی مطالعات میدانی و شبیه‌سازی‌های انجام شده در زمینه آثار تولید توان بادی بر خروجی‌های بازار برق پرداخته می‌شود. شبیه‌سازی اثرات تولید توان بادی بر بازار برق نیازمند به کارگیری روش‌های مدل‌سازی عدم قطعیت است. بنابراین روش‌های مختلف پیش‌بینی تولید توان بادی به طور اجمالی مطالعه و طبقه‌بندی می‌شوند. از میان این روش‌ها، مدل‌سازی عدم قطعیت بر اساس سناریو در این پایان‌نامه، مورد توجه قرار گرفته است. در ادامه، گزارش‌های منتشر شده در حوزه آثار تولید توان بادی مورد نقد و بررسی قرار می‌گیرد. در پایان، نتایج به دست آمده جمع‌بندی می‌شود.

۲-۲ پیش‌بینی باد

عدم قطعیت تولید توان بادی از چالش‌های مهم استفاده از انرژی بادی در صنعت برق می‌باشد. در این شرایط روش‌های پیش‌بینی باد ابزاری کارآمد برای کاهش و کنترل معضلات ناشی از عدم قطعیت باد می‌باشد [۱، ۲ و ۳]. تا کنون روش‌های متنوعی برای پیش‌بینی سرعت و جهت باد ارائه شده است. با توجه به اینکه دوره زمانی پیش‌بینی نقش مهمی در انتخاب روش پیش‌بینی دارد روش‌های پیش‌بینی از نظر دوره زمانی به چند دسته کلی قابل تقسیم‌بندی می‌باشند. در ادامه تقسیم‌بندی روش‌های پیش‌بینی باد بر اساس دوره زمانی ارائه می‌شود.

۱-۲-۲ تقسیم‌بندی روش‌های پیش‌بینی باد بر اساس دوره زمانی

با توجه به اینکه در انتخاب روش پیش‌بینی دوره زمانی پیش‌بینی اهمیت ویژه‌ای دارد، روش‌های پیش‌بینی باد را از نظر دوره زمانی می‌توان به چهار دسته پیش‌بینی بسیار کوتاه‌مدت، پیش‌بینی کوتاه‌مدت، پیش‌بینی میان‌مدت و پیش‌بینی بلندمدت تقسیم‌بندی کرد.

بازه زمانی پیش‌بینی بسیار کوتاه‌مدت از چند ثانیه تا ۳۰ دقیقه می‌باشد. در پیش‌بینی بسیار

کوتاه‌مدت پیش‌بینی جهت باد از پیش‌بینی سرعت باد اهمیت بیشتری پیدا می‌کند. این پیش‌بینی در بازارهای زمان حقیقی که هر ۳۰ دقیقه تسویه می‌شود مورد استفاده قرار می‌گیرد. در این زمینه مطالعات کمی منتشر شده است. در مرجع [۴] روشی برای پیش‌بینی بسیار کوتاه‌مدت ارائه شده است. یکی از روش‌های رایج مورد استفاده در این بازه زمانی روش ثابت می‌باشد.

بازه زمانی پیش‌بینی در کوتاه‌مدت از ۳۰ دقیقه تا ۶ ساعت می‌باشد. از پیش‌بینی‌های ارائه شده در این بازه زمانی در برنامه‌ریزی پخش بار اقتصادی، تصمیم‌گیری‌های کاهش/افزایش بار و موارد مشابه استفاده می‌شود. در این حوزه تحقیقات زیادی انجام شده است. از جمله روش‌های مورد استفاده در این بخش می‌توان به آرما^۱، آرماکس^۲، شبکه عصبی^۳ و بسیاری روش‌های دیگر اشاره کرد [۵].

بازه زمانی پیش‌بینی میان‌مدت از ۶ ساعت تا یک روز می‌باشد. در این بازه زمانی مطالعات متعددی انجام شده است که اکثراً بر پایه شبکه عصبی، مدل‌های فیزیکی و ترکیبی می‌باشد. از این روش برای تصمیم در مورد روشن/خاموش بودن ژنراتور و امنیت بهره‌برداری در بازار روز قبل استفاده می‌شود [۶].

بازه زمانی پیش‌بینی بلندمدت از یک روز تا ۱ هفته می‌باشد. این پیش‌بینی‌ها در تصمیم‌گیری‌های در مدار قرار دادن نیروگاه‌ها، رزرو مورد نیاز و برنامه‌ریزی تعمیرات استفاده می‌شود. در این دسته از روش‌های فیزیکی و هائبرید استفاده می‌شود [۶].

^۱ ARMA

^۲ ARMAX

^۳ Neural Network

۲-۲-۲ روش‌های رایج پیش‌بینی باد

روش‌های متعددی برای پیش‌بینی سرعت باد مورد استفاده قرار می‌گیرد. همه این روش‌ها با استفاده از تحلیل اطلاعات ورودی سرعت باد را پیش‌بینی می‌کند. اطلاعات ورودی می‌تواند سرعت و جهت باد در ساعات قبل، زبری سطح، رطوبت، دما و فشار هوا و ... باشد. چهار روش رایج پیش‌بینی باد عبارت است از روش‌های ثابت، فیزیکی، آماری و ترکیبی.

روش ثابت برای پیش‌بینی بسیار کوتاه‌مدت مورد استفاده قرار می‌گیرد. بر اساس این روش سرعت باد در زمان $t + \Delta t$ برابر سرعت در زمان t می‌باشد. با وجود سادگی این روش برای بازه زمانی بسیار کوتاه‌مدت از بسیاری روش‌های دیگر دقیق‌تر است. در واقع این روش معیاری برای کارآمدی سایر روش‌ها می‌باشد. لذا هر روش جدید ابتدا باید با این روش مقایسه شود [۶].

روش فیزیکی بر اساس تحلیل اطلاعات جوی و مدل‌های دینامیکی ارتباط بین متغیرهای جوی و تولید توان بادی را کشف می‌کند. در این روش اطلاعات جوی شامل سرعت و جهت باد، دما، فشار، رطوبت، زبری سطح و ... دریافت شده و با حل معادلات پیچیده ریاضی توسط ابر کامپیوترها سرعت باد پیش‌بینی می‌شود. با توجه به حجم بالای محاسبات، زمان‌بر و پرهزینه بودن محاسبات این روش برای پیش‌بینی دوره زمانی میان‌مدت و بلندمدت مورد استفاده قرار می‌گیرد [۶].

ورودی روش آماری تنها اطلاعات ثبت شده گذشته متغیرهای مرتبط مثل تولید، سرعت و جهت باد می‌باشد. بر این اساس مدل آماری مناسب کشف و در پیش‌بینی استفاده می‌شود. مدل‌های شبکه عصبی و سری زمانی در این گروه طبقه‌بندی می‌شوند. در دسته شبکه عصبی اطلاعات گذشته برای

آموزش ارتباط بین ورودی و خروجی مورد استفاده قرار می‌گیرد.^۱ در دسته سری زمانی رایج‌ترین روش آریما^۲ می‌باشد. در این روش مقادیر آینده از ترکیب خطی مقادیر گذشته و خطای پیش‌بینی گذشته ایجاد می‌شود. از روش‌های دیگر این دسته می‌توان به آرما^۳، ای‌ار ایکس^۴، آرماکس^۵ و پیش‌بین‌های گری^۶ اشاره کرد [۵].

روش ترکیبی از ترکیب دو یا چند روش متفاوت ایجاد می‌شود. به طور مثال ترکیب روش آماری و روش فیزیکی یا ترکیب دو روش با دوره زمانی‌های مختلف روش ترکیبی می‌باشد. ترکیب دو روش فیزیکی و شبکه عصبی روشی دقیق برای دوره زمانی میان مدت و بلندمدت ارائه می‌دهد [۷].

در این پایان‌نامه هدف پیش‌بینی تولید توان بادی نیست و روش‌های پیش‌بینی بادی صرفاً برای مدل‌سازی عدم قطعیت به کمک تولید سناریو استفاده می‌شود. به منظور بررسی آثار کوتاه‌مدت تولید توان بادی روش آریما که در دسته روش‌های کوتاه‌مدت و از نوع روش‌های آماری است برای تولید سناریو مورد استفاده قرار می‌گیرد.

۳-۲ تأثیر تولید بادی بر خروجی‌های بازار برق

مطالعات انجام شده در زمینه بررسی آثار همبستگی زمانی-مکانی تولید توان بادی بر خروجی‌های بازار برق را می‌توان در دو دسته مطالعات میدانی و مطالعات شبیه‌سازی طبقه‌بندی کرد. مطالعات میدانی

^۱ چند نمونه از روش‌های شبکه عصبی عبارت اند از Multi-Layer Feed-Forward Neural Networks (FNNs) و Perceptron (MLP) و Recurrent Neural Networks (RNNs)

^۲ Autoregressive Integrated Moving Average (ARIMA)

^۳ Autoregressive Moving Average (ARMA)

^۴ Autoregressive with Exogenous inputs (ARX)

^۵ Autoregressive Moving Average with Exogenous inputs (ARMAX)

^۶ Grey predictors

با استفاده از اطلاعات واقعی خروجی‌های بازار و تحلیل آماری این اطلاعات به بررسی تأثیر همبستگی تولید توان بادی می‌پردازد. اما در مطالعات شبیه‌سازی رفتار تولید باد، برای دوره زمانی مورد نظر مدل‌سازی شده، سپس با اجرای برنامه تسویه بازار برق خروجی‌های بازار استخراج و تحلیل می‌شود. به این ترتیب، مطالعات میدانی به بررسی آثار پسین^۱ تولید بادی بر سیستم قدرت می‌پردازد، در حالی که مطالعات شبیه‌سازی آثار پیشین^۲ را مدل‌سازی و تحلیل می‌کند. بر خلاف مطالعات میدانی که بخش قابل توجهی از تحقیقات در این حوزه را به خود اختصاص داده است، در این زمینه مطالعات شبیه‌سازی نسبتاً کمی گزارش شده است. در بخش‌های بعد، به بررسی مطالعات میدانی و شبیه‌سازی پرداخته می‌شود.

۲-۳-۱ مطالعات میدانی

اکثر مطالعات میدانی به بررسی اثر منابع تولید توان بادی بر کاهش قیمت انرژی بر اثر ورود منابع تولید بادی به شبکه پرداخته است. تأثیر منابع انرژی نو بر قیمت‌های بازار برق هلند در مرجع [۸] ارائه شده است. این مطالعه نشان می‌دهد منابع انرژی تجدیدپذیر شامل انرژی بادی و انرژی خورشیدی تأثیر قابل توجهی بر قیمت‌های بازار برق دارد. تحلیل تأثیر تولید بادی بر قیمت‌های بازار برق استرالیا و واحدهای زغال سنگی و گازی این بازار با استفاده از تکنیک‌های اقتصادی در مرجع [۹] آمده است. بر اساس نتایج این مطالعه در بازار برق استرالیا تولید بادی باعث کاهش قیمت و متوسط توان تولیدی واحدهای گازی و زغال سنگی می‌شود. البته نتایج این مقاله گواه آن است که، با افزایش ظرفیت بادی و کاهش قیمت‌ها انگیزه برای احداث مزارع بادی کاهش می‌یابد. مرجع [۱۰] به بررسی تأثیر تولید بادی بر قیمت بازار روز قبل پی‌ام^۳ با استفاده از مدل اقتصادی مقاوم و استنباط آماری پرداخته است. بر

^۱ Ex-post

^۲ Ex-ante

^۳ PJM

اساس نتایج، تولید توان بادی سود قابل توجهی برای شرکت‌کنندگان در بازار برق کلی‌فروشی دارد. در مرجع [۱۱] به منظور ارزیابی عملکرد طرح‌های حمایت از انرژی‌های تجدیدپذیر، آثار مستقیم و غیر مستقیم تولید بادی بر قیمت انرژی در بازار برق اسپانیا بررسی شده است. به توجه به اینکه طرح‌های حمایتی منجر به افزایش قیمت انرژی الکتریکی برای مصرف‌کنندگان می‌شود، نتایج این ارزیابی نشان می‌دهد نه تنها افزایش قیمت انرژی بر اثر تعرفه‌های حمایتی از انرژی نو با کاهش قیمت حاصل از ورود این منابع تولیدی به بازار برق جبران می‌شود بلکه از دید مصرف‌کننده اعمال این تعرفه‌های حمایتی سودآور است. در [۱۲] به منظور تخمین آثار افزایش ظرفیت تولید بادی و خورشیدی بر قیمت انرژی از یک مدل رگرسیون^۱ استفاده شده است. به علاوه، برای تخمین درآمدهای ناشی از این انرژی‌ها به ازای ظرفیت‌ها، قیمت‌ها و سیاست‌های مختلف در دوره زمانی میان مدت تا بلندمدت از یک مدل سنجش عددی جدید استفاده شده است. در این مطالعه آثار همبستگی بین بار الکتریکی، انرژی بادی و خورشیدی و انعطاف‌پذیری واحدهای حرارتی بر قیمت انرژی بررسی شده است. در مرجع [۱۳] با هدف تحلیل انعطاف‌پذیری سیستم قدرت در بلندمدت، قابلیت قیود زمانی واحدهای تولیدی برای پاسخ‌گویی به تغییرات تولید بادی و بار در بازار برق آلمان مطالعه شده است. در مرجع [۱۴]، چالش‌های سیستم برق اروپا تحت تولید توان بادی در سطح بالا، شناسایی و گزینه‌های موجود برای مدیریت این چالش‌ها در بازه زمانی کوتاه‌مدت و میان‌مدت بررسی شده است. در این مطالعه برای کاهش آثار منفی تغییرپذیری تولید باد، راه‌کارهایی مانند توزیع جغرافیایی مناسب توربین‌های بادی، انتخاب فناوری‌های مناسب برای تأمین رزرو مورد نیاز و افزایش ظرفیت خطوط برون مرزی ارائه شده است. در مرجع [۱۵] به بررسی آثار تولید بادی بر کاهش قیمت ساعتی انرژی و کاهش آلاینده‌گی در منطقه اُنتاریو^۲ با در نظر گرفتن قیود شبکه

^۱ Regression model

^۲ Ontario

پرداخته شده است. نتایج این مطالعه نشان داده است که میزان تأثیر تولید بادی بر قیمت و آلاینده‌گی ارتباط مستقیم با میزان تراکم خطوط دارد، به طوری که در حالت بدون قیود شبکه، با افزایش ۱۰۰ درصدی تولید بادی قیمت ۵/۵ درصد افت می‌کند در حالی که با در نظر گرفتن قیود شبکه قیمت تنها ۰/۸ درصد کاهش می‌یابد. در مرجع [۱۶] با استفاده از اطلاعات قیمت انرژی و تولید بادی منطقه تگزاس^۱ به بررسی تأثیرات تولید بادی بر متوسط و واریانس قیمت لحظه انرژی پرداخته شده است. نتایج این بررسی نشان می‌دهد تولید بادی باعث کاهش قیمت لحظه‌ای و واریانس آن می‌شود.

۲-۳-۲ مطالعات شبیه‌سازی

مطالعات شبیه‌سازی با هدف پیش‌بینی آثار تولید بادی بر شبکه برق و خروجی‌های بازار برق انجام شده است. جهت نیل به این هدف، رفتار باد مدل‌سازی و با اجرای برنامه تسویه بازار خروجی‌های بازار محاسبه می‌شود. با توجه به اهمیت مفهوم همبستگی در مدل‌سازی تولید توان بادی مطالعات شبیه‌سازی را می‌توان در چهار گروه (۱) بدون در نظر گرفتن همبستگی، (۲) با در نظر گرفتن همبستگی زمانی تولید بادی، (۳) با مدل‌سازی همبستگی مکانی تولید بادی و (۴) با مدل‌سازی همبستگی زمانی-مکانی تولید بادی تقسیم‌بندی کرد. در ادامه مطالعات انجام شده در هر یک از این گروه ارائه می‌شود.

مطالعات بدون در نظر گرفتن همبستگی

این گروه، به دلیل مدل نشدن همبستگی‌های موجود، تولید بادی به‌سادگی و با دقت کم مدل‌سازی شده است. در مرجع [۱۷] رفتار بازار برق انگلیس را برای سال ۲۰۲۰ با استفاده از منحنی تابع تعادل تغذیه^۲ شبیه‌سازی شده است. همچنین، قیمت انرژی و درآمدها با توجه به ظرفیت و تغییرپذیری

^۱ Texas

^۲ Supply function equilibrium

تولید بادی تحلیل شده است. برای مدل‌سازی تولید بادی از اطلاعات سرعت باد در سال‌های ۱۹۹۳ تا ۲۰۰۵ استفاده و با استفاده از منحنی تبدیل انرژی توربین‌های بادی به تولید بادی تبدیل شده است. بر اساس نتایج این شبیه‌سازی مقدار نوسان قیمت ناشی از تولید بادی به دو عامل مقدار تغییرات تولید بادی و میزان حساسیت قیمت به بار شبکه برای واحدهای حرارتی بستگی دارد و در صورت تحقق اهداف توسعه تولید منابع تجدیدپذیر قیمت انرژی در بازار تأثیر قابل توجهی از مقدار تولید بادی می‌پذیرد. در مرجع [۱۸] یک روش قیمت‌گذاری انرژی برای بازار از نوع حوضچه که شامل سهم قابل توجهی تولیدکننده بادی می‌باشد، ارائه شده و عملکرد آن مورد ارزیابی قرار گرفته است. مناقصه ساعتی به صورت یک مسئله برنامه‌ریزی احتمالی دوسطحی مدل شده است که در سطح اول مسئله تسویه بازار و در سطح دوم بهره‌برداری سیستم برای سهم قابل توجهی تولید بادی مدل‌سازی شده است. در مدل تسویه بازار از هزینه راه‌اندازی و قید کمترین تولید نیروگاه‌ها صرف‌نظر شده است. در مرجع [۱۹] روشی برای بررسی تأثیر سهم تولید بادی بر نقطه تعادل بازار چندقطبی از نوع حوضچه ارائه شده است. در این شبیه‌سازی رفتار استراتژیک تولیدکننده‌ها شامل تولیدکننده‌های بادی در نظر گرفته شده است. استراتژی تولیدکننده بر اساس یک مسئله دوسطحی تعیین می‌شود که در مسئله سطح بالا سود شرکت در بازار روز قبل و بازار لحظه‌ای حداکثر سازی می‌شود و در مسئله سطح پایین تسویه بازار روز قبل و بازار لحظه‌ای مدل‌سازی می‌شود. در این شبیه‌سازی قیود زمانی واحدهای حرارتی و قیود شبکه انتقال لحاظ نشده است. نتایج نشان می‌دهد ممکن است با افزایش تولید بادی درآمد واحدهای حرارتی تغییر کند یعنی در حالی که درآمد بعضی واحدها حرارتی به دلیل کاهش تولید کاهش می‌یابد، درآمد واحدها با انعطاف‌پذیری بالا به دلیل افزایش تولید و شرکت در بازار رزرو افزایش می‌یابد.

مطالعات با در نظر گرفتن همبستگی زمانی

در مرجع [۲۰] عملکرد پیش‌بین‌های مقاوم و گری برای پیش‌بینی تولید بادی در بازه زمانی کوتاه‌مدت مقایسه شده است. به‌علاوه تأثیر تغییرات تولید بادی و دقت مدل پیش‌بینی بر قیمت بازار محاسبه و بررسی شده است. نتایج نشان می‌دهد افزایش دقت پیش‌بینی قطعاً منجر به افزایش دقت در پیش‌بینی قیمت نمی‌شود و ممکن است باعث تخمین قیمت انرژی کمتر یا بیشتر از مقدار واقعی و در نتیجه، هزینه کمتر برای مصرف‌کننده‌ها یا درآمد بیشتر برای تولیدکنندگان شود. در مرجع [۲۱] بازار عمده‌فروشی روز قبل به کمک یک روش عامل محور^۱ مدل‌سازی شده است. در این بازار هر تولیدکننده استراتژی پیشنهاد قیمت را به کمک الگوریتم یادگیری انتخاب می‌کند. تأثیر دقت پیش‌بینی و ظرفیت تولید بادی بر قیمت انرژی و درآمد تولیدکننده‌های بادی در بازار رقابتی مدل‌سازی شده و مورد ارزیابی قرار گرفته است. نتایج نشان می‌دهد با افزایش دقت پیش‌بینی درآمد تولیدکنندگان بادی افزایش می‌یابد. علاوه بر این تولیدکنندگان با استفاده از الگوریتم یادگیری می‌توانند درآمدهای خود را افزایش دهند. همچنین، افزایش ظرفیت تولید بادی می‌تواند منجر به کاهش قیمت تسویه بازار شود. در مرجع [۲۲] تأثیر تولید بادی بر تعادل سیستم^۲ بازار روز قبل و بازار تنظیم^۳ شمال اروپا تحلیل شده است. در این شبیه‌سازی تولید بادی با استفاده از روش‌های پیش‌بینی عددی مدل‌سازی 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 [۲۳] یک مدل احتمالی برای بررسی آثار بلندمدت تولید بادی بر قیمت انرژی و درآمدهای واحدهای تولیدی

^۱ Agent-based modelling

^۲ System balancing

^۳ Regulating power market

بادی ارائه شده است. در این شبیه‌سازی ترکیبی از مدل‌های سری زمانی و توزیع ویبل^۱ برای مدل‌سازی تغییرات طبیعی تولید بادی مورد استفاده قرار گرفته است. نتایج نشان می‌دهد افزایش توزیع جغرافیایی منابع تولید بادی می‌تواند تغییرات قیمت انرژی الکتریکی را کاهش دهد. در مرجع [۲۴] عملکرد طرح‌های مختلف برای کمینه کردن هزینه‌های سیستم در یک بازار روز قبل رقابتی ارزیابی شده است. در این شبیه‌سازی رفتار باد با استفاده از مدل آرما مدل‌سازی شده است. در مرجع [۲۵] مدل‌های سری زمانی مختلف برای چند سطح تولید بادی در بازه زمانی یک سال ساخته شده است. تحلیل آثار میان‌مدت و کوتاه‌مدت تولید بادی بر قیمت انرژی، قابلیت اطمینان، درآمدها و هزینه‌های واحدهای تولیدی قابل دیسپچ و رفتار استراتژیک تولیدکنندگان غالب در بازار فقط-انرژی انجام شده است. نتایج نشان می‌دهد با وجود اینکه افزایش تولید بادی در میان‌مدت می‌تواند منجر به کاهش قیمت انرژی و افزایش قابلیت اطمینان شود اما این آثار در بلندمدت متفاوت است. علاوه بر این در سطوح کم و متوسط تولید بادی، عدم قطعیت بادی توانایی واحدهای تولیدی قابل دیسپچ برای احتکار انرژی^۲ را افزایش می‌دهد.

مطالعات با در نظر گرفتن همبستگی مکانی

در مرجع [۲۶] یک روش شبیه‌سازی برای محاسبه آثار سطح نفوذ انرژی بادی و همبستگی مکانی میان مزارع بادی بر قیمت حاشیه‌ای محلی^۳ در یک بازار کاملاً رقابتی از نوع حوضچه^۴ ارائه شده است. در این شبیه‌سازی سرعت باد با استفاده از توزیع ویبل مدل شده و با استفاده از تجزیه چالسکی و ماتریس ارتگنال وابستگی مکانی بین مزارع در مدل در نظر گرفته شده است. نتایج نشان دهنده تأثیر قابل توجه

^۱ Weibull distribution

^۲ Withhold energy

^۳ Locational marginal prices

^۴ Fully competitive pool market

ارتباط مکانی مزارع بادی بر انحراف معیار و تأثیر ناچیز آن بر متوسط قیمت حاشیه‌ای حدی می‌باشد. در مرجع [۲۷] از یک روش تخمین-نقطه^۱ تعمیم‌یافته برای پخش بار بهینه با در نظر گرفتن متغیرهای وابسته مثل تولید بادی و بار الکتریکی ارائه شده است. مقایسه نتایج حاصل از روش ارائه شده با نتایج روش مونت-کارلو^۲ نشان‌دهنده کارایی مناسب این روش می‌باشد. نتایج عددی نشان‌دهنده تأثیر مثبت همبستگی مکانی مزارع بادی بر تغییرپذیری خروجی‌های پخش بار مثل ولتاژ باس‌ها و توان‌های اکتیو می‌باشد. در مرجع [۲۸] یک مدل دیسپچ بهبود یافته 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 [۲۹] توان تولیدی بین مزارع مختلف توسط توزیع نرمال توأم مدل شده و با استفاده از روش پخش بار احتمالی مبتنی بر مونت‌کارلو تأثیر تغییرات توان بادی بر قیمت انرژی محاسبه شده است. در مرجع [۳۰] برای شبیه‌سازی بازار حوضچه^۳ با انحصار چندگانه در حضور منابع تولید بادی یک مدل آماری ادراکی^۴ ارائه شده است. نتایج نشان می‌دهد به‌کارگیری قدرت بازار توسط تولیدکنندگان مختلف ممکن است به‌طور قابل توجهی آثار سطح نفوذ انرژی بادی و همبستگی مکانی مزارع بادی بر خروجی‌های بازار را تقویت کند.

مطالعات با در نظر گرفتن همبستگی زمانی-مکانی

در مراجع [۳۱] و [۳۲] تأثیر همبستگی زمانی-مکانی و دقت پیش‌بینی تولید بادی بر بازار برق

^۱ Point-estimate method

^۲ Monte Carlo

^۳ Oligopolistic pool market

^۴ Statistical cognitive

مورد مطالعه قرار گرفته است. در مرجع [۳۱] روش شبیه‌سازی جدید برای بررسی تأثیر تولید بادی بر هزینه بهره‌برداری سیستم، قابلیت اطمینان سیستم و آلودگی ارائه شده است. اطلاعات تولید بادی توسط یک روش پیش‌بینی با در نظر گرفتن همبستگی زمانی-مکانی تولیدشده و به عنوان ورودی تخصیص واحد^۱ در بازارها در نظر گرفته شده است. نتایج نشان می‌دهد در صورتی که ظرفیت نصب شده نیروگاه‌های ترکیبی تولید گرما و برق^۲ به اندازه کافی بزرگ باشد دقت پیش‌بینی بادی تأثیر قابل توجهی بر کاهش هزینه بهره‌برداری سیستم و آلودگی ندارد. در مرجع [۳۲] یک مدل آماری جدید برای پیش‌بینی باد با در نظر گرفتن همبستگی زمانی-مکانی ارائه شده و دقت این روش با روش پیش‌بینی مبتنی بر همبستگی زمانی مقایسه شده است. علاوه بر این در چهارچوب پخش بار مقاوم، مزیت حاصل از پیش‌بینی زمانی-مکانی ارائه شده است. مقایسه نتایج دو روش پیش‌بینی نشان می‌دهد که روش پیش‌بینی مبتنی بر همبستگی زمانی مکانی از هر دو دیدگاه دقت پیش‌بینی و کاهش هزینه بهره‌برداری عملکرد بهتری دارد.

۴-۲ مطالعات آثار همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی

عموماً در مطالعات انجام شده در حوزه آثار تولید بادی بر بازار برق، تولید توان بادی و بار الکتریکی به عنوان متغیر مستقل شبیه‌سازی شده‌اند. در حالی که مطالعات میدانی بر روی اطلاعات واقعی گذشته، همبستگی معناداری بین تولید توان بادی و بار الکتریکی نشان می‌دهد [۳۳ و ۳۴]. در این حوزه بیشتر، مطالعات شبیه‌سازی منتشر شده است، علاوه بر این مطالعات میدانی گزارش شده در این حوزه بیشتر به بررسی رفتار و میزان این همبستگی پرداخته است. در مرجع [۳۳] اطلاعات سری زمانی باد و بار الکتریکی برای آشکارسازی رفتار زمانی تولید توان بادی و بار الکتریکی و همبستگی بین آن‌ها در مقیاس‌های زمانی مختلف تحلیل شده است. بر اساس نتایج رفتار تولید توان بادی و بار الکتریکی با

^۱ Unit-commitment

^۲ Combined heat and power

الگوهای روزانه و فصلی همبسته است. در مرجع [۳۴] توانایی واحدهای تولید توان بادی و خورشیدی برای کاهش بار شبکه در برزیل ارزیابی شده است. بر اساس نتایج، بین تولید توان بادی و خورشیدی و منحنی بار سالانه همبستگی مثبت و قابل توجهی وجود دارد. در مرجع [۳۵] روشی جدید برای حل پخش بار احتمالی با در نظر گرفتن همبستگی تولید منابع تجدید پذیر و بار الکتریکی ارائه شده است. در مراجع [۳۶ و ۳۷]، سناریوهای وابسته تولید توان بادی و بار الکتریکی با استفاده از منحنی تداوم بار و باد تولید شده و به عنوان ورودی مسئله تصمیم‌گیری توسعه توان بادی، استفاده شده است. در مرجع [۳۸]، قابلیت اطمینان سیستم با در نظر گرفتن همبستگی بین بار الکتریکی و منابع تجدید پذیر مثل انرژی بادی و خورشیدی مطالعه شده است. در این مطالعه، عملکرد روش‌های نمونه‌برداری مونت-کارلو و لاتین هیپرکوب^۱ برای مدل‌سازی همبستگی بین متغیرها، مقایسه شده است. نتایج نشان می‌دهد، در نظر نگرفتن همبستگی مثبت/منفی ممکن است باعث برآورد کمتر/بیشتر در محاسبات قابلیت اطمینان سیستم شود. در مرجع [۳۹]، روشی برای در نظر گرفتن منابع تجدیدپذیر مثل انرژی بادی و خورشیدی در محاسبات قابلیت اطمینان سیستم ارائه شده است. در این مطالعه برای در نظر گرفتن همبستگی بین منابع تجدیدپذیر و بار الکتریکی، روش ماتریس همبستگی بهبود یافته معرفی شده است. بر اساس نتایج، در نظر نگرفتن این همبستگی‌ها ممکن است باعث برآورد بیشتر/کمتر قابلیت اطمینان سیستم می‌شود.

۵-۲ جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در این فصل، مطالعات میدانی و شبیه‌سازی در حوزه آثار تولید توان بادی بررسی گردید. در اکثر مطالعات همبستگی مزارع بادی و همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی در مدل‌سازی عدم قطعیت تولید توان بادی مورد توجه قرار نگرفته است. اگرچه در برخی مطالعات شبیه‌سازی، آثار این همبستگی‌ها

^۱ Latin Hypercube Sampling

از دیدگاه فنی یا اقتصادی بررسی شده است. در مطالعات شبیه‌سازی فوق، چالش اصلی فقدان یک مدل آماری برای بررسی تأثیر همبستگی زمانی-مکانی مزارع بادی، همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی و قیود زمانی واحدهای حرارتی بر خروجی‌های بازار برق می‌باشد. در این پایان‌نامه برای پاسخ‌گویی به سوالات در زمینه آثار این همبستگی‌ها و قیود زمانی واحدهای حرارتی بر خروجی‌های بازار برق، رفتار این همبستگی‌ها تحلیل و مدل‌سازی شده و آثار اقتصادی آن بررسی شده است.

فصل سوم

آثار همبستگی زمانی-مکانی مزارع بادی بر
خروجی‌های بازار برق

۳-۱ مقدمه

ساختار همبستگی تولید بادی هم از دیدگاه زمانی و هم از دیدگاه مکانی متغیر و پیچیده است [۴۰]. تولید یک مزرعه بادی در ساعات مختلف ممکن است به سری زمانی اطلاعات باد مرتبط باشد. به علاوه، ممکن است تولید مزارع بادی که از نظر جغرافیایی نزدیک هستند، همبسته باشد. این همبستگی زمانی-مکانی می‌تواند الگوی تولید بادی و در نتیجه، خروجی‌های بازار برق را تحت تأثیر قرار دهد.

تغییرات تولید بادی نحوه در مدار قرار گرفتن واحدهای حرارتی را تحت تأثیر قرار می‌دهد. قیود زمانی واحدهای حرارتی و هزینه‌های وابسته به آن تعیین کننده قابلیت بهره‌برداری و انعطاف‌پذیری واحدهای حرارتی برای کنترل تغییرات تولید بادی می‌باشد. بنابراین بررسی نحوه تأثیرگذاری تولید بادی بر خروجی‌های بازار با وجود فناوری‌های مختلف واحدهای حرارتی ضروری می‌باشد.

در این فصل از پایان‌نامه به منظور بررسی آثار تولید بادی بر خروجی‌های بازار، بازار رقابتی روز قبل از نوع حوضچه^۱ در حضور منابع تولیدکننده بادی به صورت آماری مورد بررسی قرار گرفته است. مسئله تسویه بازار به صورت ریاضی با استفاده از یک مسئله برنامه‌ریزی خطی مخلوط-عدد صحیح^۲ مدل‌سازی شده است. در این مدل‌سازی، قیود زمانی واحدهای حرارتی و هزینه‌های مربوطه نیز لحاظ شده است. مجموعه‌ای از سناریوهای تولید توان بادی به کمک یک روش آماری با در نظر گرفتن همبستگی زمانی-مکانی تولید مزارع بادی به عنوان اطلاعات ورودی مدل تسویه بازار تولید می‌شوند.

در بخش دوم فهرست علائم و اختصارات مورد استفاده در مسئله تسویه بازار ارائه شده است. در بخش سوم مدل ریاضی مسئله تسویه بازار روز قبل ارائه می‌شود. در بخش چهارم روش انتخاب شده برای

^۱ Competitive pool-based day ahead electricity market

^۲ Mixed-Integer Linear Programming (MILP)

مدل سازی همبستگی زمانی-مکانی مزارع بادی توضیح داده می شود. همچنین سناریوهای تولید توان بادی برای چند مزرعه بادی تولید می شوند. در بخش های چهارم و پنجم به ترتیب شبیه سازی یک شبکه نمونه کوچک و شبکه RTS^۱ انجام و نتایج حاصل ارائه و تحلیل می گردد.

۲-۳ فهرست علائم و اختصارات

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

پارامترها

۱. b_{nm} : مقدار سوسپتانس خط (n, m) .
۲. $f_{ij}^G(h)$: قیمت پیشنهادی بلوک j از تولیدکننده i در ساعت h .
۳. $f_k^W(h)$: قیمت پیشنهادی مزرعه k 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. $p_b^D(h)$: بار باس b در ساعت h .
۸. $p_i^{G,max}$: حد بالای تولید واحد i در ساعت h .
۹. $p_i^{G,min}$: حد پایین تولید واحد i در ساعت h .
۱۰. $p_{ij}^{G,max}$: ظرفیت بلوک تولیدی j از واحد i در ساعت h .
۱۱. $p_{nm}^{L,max}$: محدودیت حداکثر توان عبوری از خط (n, m) .

^۱ Reliability test system

۱۲. R_i^{UP} / R_i^{DO} : محدودیت نرخ افزایش/کاهش تولید واحد تولیدی i .

۱۳. suc_i / sdc_i : هزینه راهاندازی/خاموشی واحد i .

متغیرهای تصادفی

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

۲. $WS_k(h)$: سرعت باد مزرعه k در ساعت h .

متغیرها

۱. $p_k^W(h)$: توان تولیدی مزرعه k در ساعت h .

۲. $p_{ij}^G(h)$: توان تولیدی بلوک j از واحد تولیدی i در ساعت h .

۳. $p_i^G(h)$: توان تولیدی واحد i در ساعت h .

۴. $p_{nm}^L(h)$: توان عبوری از خط (n,m) در ساعت h .

۵. $u_i(h)$: متغیر باینری نشان دهنده وضعیت روشن/خاموش بودن واحد i در ساعت h .

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

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

۸. $\delta_b(h)$: زاویه باس b در ساعت h .

مجموعه‌ها

۱. Ω^B : مجموعه باس‌ها.

۲. Ω^L : مجموعه خطوط.

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

توابع

۱. $F_{WS_k}(\cdot)$: تابع توزیع تجمعی تجربی^۱ اطلاعات گذشته سرعت باد در مزرعه k .

۲. $\phi_N(\cdot)$: تابع توزیع تجمعی نرمال استاندارد^۲.

۳-۳ مسئله تسویه بازار

به منظور بررسی آثار تولید بادی و قیود زمانی واحدهای تولیدی بر بازار برق مدل تسویه بازار برق

به صورت زیر مدل سازی می شود:

$$\text{Minimize } \sum_{h=1}^{NH} \left[\sum_i \left(vsuc_i(h) + vsdc_i(h) + \sum_j p_{ij}^G(h) f_{ij}^G(h) \right) + \sum_k p_k^W(h) f_k^W(h) \right] \quad (1-3)$$

مقید به:

$$\sum_{i \in \Omega_b^G} p_i^G(h) + \sum_{k \in \Omega_b^W} p_k^W(h) - \sum_{(b,m) \in \Omega^L} p_{bm}^L(h) + \sum_{(n,b) \in \Omega^L} p_{nb}^L(h) = p_b^D(h), \forall b \in \Omega^B, \forall h \quad (2-3)$$

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

$$-p_{nm}^{L,\max} \leq p_{nm}^L(h) \leq p_{nm}^{L,\max}, \forall (n,m) \in \Omega^L, \forall h \quad (4-3)$$

$$0 \leq p_{ij}^G(h) \leq p_{ij}^{G,\max}(h), \forall i, j, h \quad (5-3)$$

$$p_i^G(h) = \sum_j p_{ij}^G(h), \forall i, h \quad (6-3)$$

^۱ Empirical cumulative distribution function

^۲ Standard normal cumulative distribution function

$$u_i(h)p_i^{G,\min}(h) \leq p_i^G(h) \leq p_i^{G,\max}(h)u_i(h), \forall i, h \quad (7-3)$$

$$(u_i(h) - u_i(h-1))suc_i \leq vsuc_i(h), \forall i, h \quad (8-3)$$

$$0 \leq vsuc_i(h), \forall i, h \quad (9-3)$$

$$(u_i(h-1) - u_i(h))sdc_i \leq vsdc_i(h), \forall i, h \quad (10-3)$$

$$0 \leq vsdc_i(h), \forall i, h \quad (11-3)$$

$$p_i^G(h+1) - p_i^G(h) \leq R_i^{UP}, \forall i, h < NH \quad (12-3)$$

$$p_i^G(h) - p_i^G(h+1) \leq R_i^{DO}, \forall i, h < NH \quad (13-3)$$

$$\sum_{h=1}^{H_i^{ON}} u_i(h) = H_i^{ON}, \forall i \quad (14-3)$$

$$H_i^{UP}(u_i(h) - u_i(h-1)) \leq \sum_{t=h}^{H_i^{UP}+h-1} u_i(t), \forall i, h = H_i^{ON} + 1, \dots, NH - H_i^{UP} + 1 \quad (15-3)$$

$$(NH - h + 1)(u_i(h) - u_i(h-1)) \leq \sum_{t=h}^{NH} u_i(t), \forall i, h = NH - H_i^{UP} + 2, \dots, NH \quad (16-3)$$

$$\sum_{h=1}^{H_i^{OF}} u_i(h) = 0, \forall i \quad (17-3)$$

$$H_i^{DO}(u_i(h-1) - u_i(h)) \leq \sum_{t=h}^{H_i^{DO}+h-1} (1 - u_i(t)), \forall i, h = H_i^{OF} + 1, \dots, NH - H_i^{DO} + 1 \quad (18-3)$$

$$(NH - h + 1)(u_i(h - 1) - u_i(h)) \leq \sum_{t=h}^{NH} (1 - u_i(t)), \forall i, h = NH - H_i^{DO} + 2, \dots, NH \quad (19-3)$$

$$0 \leq p_k^W(h) \leq p_k^{W,max}(h), \forall k, h \quad (20-3)$$

$$-\pi \leq \delta_b(h) \leq \pi, \forall b \in \Omega^B \forall h \quad (21-3)$$

$$\delta_b(h) = 0, b : \text{reference bus}, \forall h \quad (22-3)$$

تابع هدف (۱-۳) هزینه کل تولید مربوط به واحدهای تولیدی و مزارع بادی در طول ۲۴ ساعت روز مورد نظر است. قید (۲-۳) تعادل تولید و مصرف در هر ساعت در هر باس را برقرار می‌کند. قید (۳-۳) توان عبوری از خطوط را تعیین می‌کند. قید (۴-۳) محدودیت ظرفیت خطوط را اعمال می‌کند. قید (۵-۳) توان بلوک‌های تولیدی مربوط به واحدهای تولیدی را در محدوده تعیین شده نگه می‌دارد. قید (۶-۳) توان تولیدی هر واحد تولیدی را به صورت مجموع توان بلوک‌های تولیدی آن محاسبه می‌کند. قید (۷-۳) محدودیت بالا و پایین تولید هر واحد تولیدی را با در نظر گرفتن وضعیت خاموش/روشن بودن واحد، اعمال می‌کند. قیود (۸-۳) و (۹-۳) مدل تسویه را برای در نظر گرفتن هزینه راه‌اندازی واحدهای تولیدی در تابع هدف، خطی سازی می‌کند. به صورت مشابه، قیود (۱۰-۳) و (۱۱-۳) هزینه خاموشی واحدهای تولیدی را در تابع هدف لحاظ می‌کند. قیود (۱۲-۳) و (۱۳-۳) به ترتیب نرخ افزایش و کاهش تولید واحدهای تولیدی را اعمال می‌کند. تساوی (۱۴-۳) 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 (۱۵-۳) امکان اعمال حداقل زمان روشن بودن واحدها تولیدی در دوره زمانی‌های مختلف را بررسی می‌کند. قید (۱۶-۳) امکان روشن شدن واحدهای حرارتی در ساعات پایانی روز را فراهم می‌کند و آن را تا پایان روز روشن نگه می‌دارد. قیود (۱۷-۳) - (۱۹-۳) محدودیت‌های حداقل زمان خاموش شدن واحدهای تولیدی را در نظر می‌گیرد. قید (۲۰-۳) توان تولیدی مزارع بادی را به حداکثر توان قابل تولید آن‌ها

محدود می‌کند. قید (۳-۲۱) زاویه مجاز هر باس را محدود می‌کند. تساوی (۳-۲۲) زاویه باس مرجع را مساوی صفر قرار می‌دهد.

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.

۴-۳ مدل‌سازی عدم قطعیت

با توجه به اینکه هدف این پایان‌نامه بررسی آثار همبستگی زمانی-مکانی تولید مزارع بادی بر خروجی‌های بازار برق می‌باشد، مدل‌سازی رفتار باد باید به گونه‌ای باشد که این همبستگی‌ها در مدل لحاظ شود. در این بخش روش به کار گرفته شده برای تولید سناریو سرعت باد با در نظر گرفتن همبستگی زمانی-مکانی و نحوه پیاده‌سازی این روش بر روی اطلاعات سرعت باد واقعی بیان می‌شود.

۳-۴-۱ روش مدل‌سازی رفتار باد

برای ارزیابی آثار تولید بادی بر بازار برق نیاز به مدل‌سازی آماری رفتار باد و ایجاد سناریوهای سرعت باد می‌باشد. برای تولید سناریوهای سرعت باد با در نظر گرفتن همبستگی زمانی-مکانی مزارع بادی از روش ارائه شده در مرجع [۴۱] استفاده شده است. نحوه پیاده‌سازی این روش به شرح زیر است:

۱. تابع توزیع تجمعی^۱ اطلاعات گذشته سرعت باد هر مزرعه بادی $i = 1, \dots, N_F$ (به طور

مثال $(F_{WS_i}(\cdot))$ تخمین زده می‌شود.

^۱ Cumulative Distribution Function(CDF)

۲. اطلاعات سرعت باد هر مزرعه بادی با استفاده از رابطه زیر به حوزه نرمال منتقل می‌شود.

$$\overline{ws_i}(t) = \phi_N^{-1}(F_{WS_i}(ws_i(t))) \quad (23-3)$$

۳. مدل آرما ($ARMA(p, q)$) مناسب بر روی اطلاعات سرعت باد نرمال هر مزرعه بادی

پیاده‌سازی و بردار خطای $r_i(n_0:n)^T$ برای هر مزرعه بادی محاسبه می‌شود.

$$\overline{ws_i}(t) = \phi_1 \overline{ws_i}(t-1) + \dots + \phi_p \overline{ws_i}(t-p) + r_i(t) - \theta_1 r_i(t-1) - \dots - \theta_q r_i(t-q) \quad (24-3)$$

که n_0 و n زمان‌های متناظر با اولین و آخرین اطلاعات هستند.

۴. بردار خطای مدل‌سازی یک مزرعه بادی ممکن است با بردار خطای مدل‌سازی سایر

مزارع از جنبه مکانی همبسته باشد. این همبستگی به وسیله ماتریس واریانس-کواریانس

به صورت زیر مدل‌سازی می‌شود.

$$VC = \begin{bmatrix} VC_{11} & \dots & VC_{1N_F} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ VC_{N_F 1} & \dots & VC_{N_F N_F} \end{bmatrix} \quad (25-3)$$

که در رابطه بالا داریم:

$$VC_{ii} = \sigma_{r_i}^2 I_{K+NH}, \quad VC_{ij} = \sigma_{r_i} \sigma_{r_j} \times \begin{pmatrix} \rho_{ij}(0) & \ddots & \ddots & 0 & 0 \\ \ddots & \ddots & \ddots & \rho_{ij}(K) & 0 \\ \ddots & \ddots & \rho_{ij}(0) & \ddots & \ddots \\ 0 & \rho_{ij}(-K) & \ddots & \ddots & \ddots \\ 0 & 0 & \ddots & \ddots & \rho_{ij}(0) \end{pmatrix} \quad i \neq j$$

σ_{r_i} انحراف معیار خطای مدل‌سازی مزرعه بادی i و $[\rho_{ij}(-K) \dots \rho_{ij}(0) \dots \rho_{ij}(K)]$ بردار

ضرایب همبستگی مکانی^۱ بردارهای خطای مدل سازی مزارع i و j می باشد. K حداکثر

تأخیر زمانی که به ازای آن ضریب $\rho_{ij}(0)$ معنی دار است را مشخص می کند.

۵. ماتریس ارتگنال C با اعمال تجزیه چالسکی^۲ (رابطه (۳-۲۶)) ماتریس واریانس-

کواریانس محاسبه می شود.

$$VC = CC^T \quad (۳-۲۶)$$

۶. سناریو خطای همبسته مکانی مزارع بادی با استفاده از ماتریس ارتگنال C ، خطای

مدل سازی اطلاعات گذشته $r_i(n-K+1:n)^T, \forall i$ و سناریویی از خطاهای مستقل

$a_i(n+1:n+NH)^T, \forall i$ تولید شده با استفاده از توزیع نرمال استاندارد، قابل تولید

می باشد.

$$\begin{pmatrix} \hat{r}_1(n-K+1:n)^T \\ r_1(n+1:n+NH)^T \\ \dots \\ \vdots \\ \dots \\ \hat{r}_{N_F}(n-K+1:n)^T \\ r_{N_F}(n+1:n+NH)^T \end{pmatrix} = C \begin{pmatrix} r_1(n-K+1:n)^T \\ a_1(n+1:n+NH)^T \\ \dots \\ \vdots \\ \dots \\ r_{N_F}(n-K+1:n)^T \\ a_{N_F}(n+1:n+NH)^T \end{pmatrix} \quad (۳-۲۷)$$

که برای هر مزرعه بادی i ، بردار $r_i(n-K+1:n)^T$ خطای آخر مدل سازی اطلاعات

گذشته، $\hat{r}_i(n-K+1:n)^T$ بردار K خطای تخمین زده شده این اطلاعات،

$a_i(n+1:n+NH)^T$ برداری از خطاهای مستقل تولید شده با استفاده از توزیع نرمال

^۱Cross-correlation coefficients

^۲Cholesky decomposition

استاندارد و $r_i(n+1:n+NH)^T$ سناریویی از خطاهای همبسته مکانی تولید شده برای

۲۴ ساعت روز مورد نظر می‌باشد.

۷. سناریو در حوزه نرمال از جمع سناریو خطای همبسته مکانی و پیش‌بینی مدل آرما تولید

می‌شود.

۸. سناریو تولید شده با استفاده از تابع توزیع تجمعی نرمال استاندارد $\phi_N(\cdot)$ و معکوس تابع

توزیع تجمعی تجربی هر مزعه بادی $F_{ws_i}^{-1}(\cdot)$ از حوزه نرمال به حوزه واقعی تبدیل

می‌شود.

۹. مراحل ۶ تا ۸ برای تعداد سناریو مورد نظر تکراری شود.

۳-۴-۲ پیاده‌سازی

روش انتخاب شده برای مدل‌سازی رفتار باد بر روی اطلاعات واقعی سری زمانی سرعت باد سه

مزرعه واقع در ناحیه ماساچوست آمریکا پیاده‌سازی شده است. سایر اطلاعات این مزارع در جدول ۳-۱

آمده است [۴۲].

جدول ۳-۱: اطلاعات جغرافیایی مزارع بادی

نام	عرض جغرافیایی [N]	طول جغرافیایی [W]	ارتفاع حس‌گر [m]
فالموس ^۱	۴۱/۶۰۵۹۶	۷۰/۶۲۰۷۴	۳۹
اورلئان ^۲	۴۱/۷۶۰۲۸	۶۹/۹۹۲۷۰	۵۰
وینالهاون ^۳	۴۴/۰۹۲۸۸	۶۸/۸۶۵۳۹	۴۰

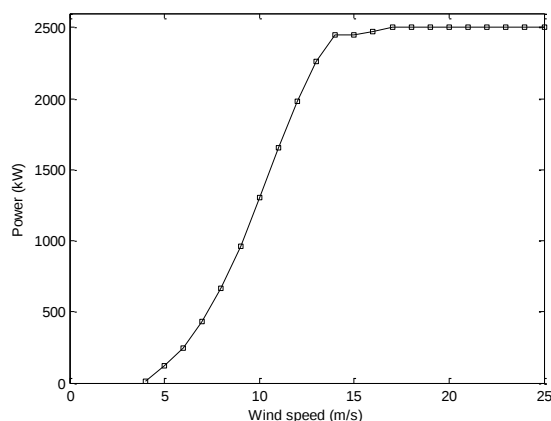
^۱ Falmouth

^۲ Orleans

^۳ Vinalhaven

توزیع جغرافیایی سه مزرعه بادی به گونه‌ای است که فاصله مزرعه فالموس از دو مزرعه اورلثان و وینالهاون به ترتیب ۵۵ و ۳۱۱ کیلومتر و فاصله دو مزرعه اورلثان و وینالهاون ۲۷۵ کیلومتر می‌باشد. اطلاعات سرعت باد اندازه‌گیری شده در هر ۱۰ دقیقه مربوط به بازه زمانی ۱۱ می تا ۲۷ دسامبر سال ۲۰۰۷ می‌باشد. به منظور تولید سناریوهای ساعتی سرعت باد، متوسط ساعتی اطلاعات سرعت باد محاسبه و به عنوان اطلاعات گذشته مورد استفاده قرار گرفته است.

توربین بادی نصب شده در همه مزارع، توربین تجاری ۲/۵ مگاوات مدل نوردکس^۱ با ارتفاع هاب ۱۰۰ متر می‌باشد [۳۶]. سرعت وصل، نامی و قطع این توربین به ترتیب ۴، ۱۷ و ۲۵ متر بر ثانیه می‌باشد. منحنی توان این توربین بادی در شکل ۳-۱ نشان داده شده است.

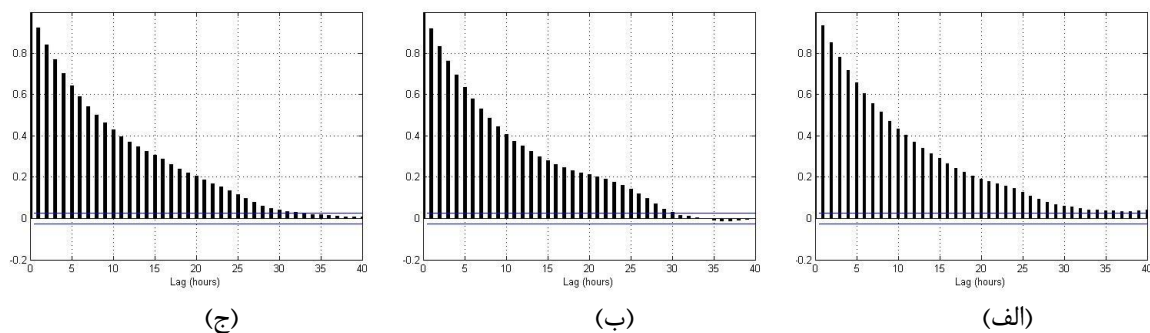


شکل ۳-۱: منحنی توان توربین بادی

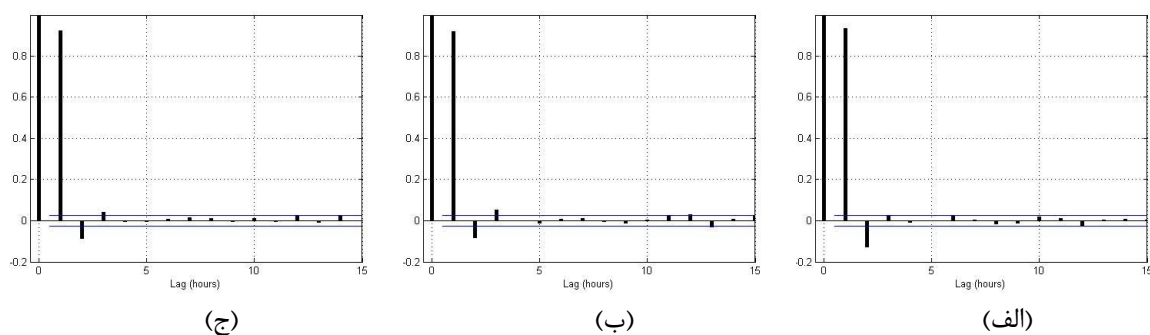
روش ارائه شده برای تولید سناریو سرعت باد برای ۲۴ ساعت آینده یعنی ۲۸ دسامبر مورد استفاده قرار گرفت. بدین منظور ابتدا اطلاعات سرعت باد مزارع به حوزه نرمال انتقال یافت. سپس با توجه به شکل تابع خودهمبستگی و خودهمبستگی جزئی اطلاعات سرعت باد مزارع، مدل آرما مناسب انتخاب

^۱ Nordex N80/2500 KW

شده است. شکل‌های ۲-۳ و ۳-۳ به ترتیب نشان دهنده توابع خودهمبستگی و خودهمبستگی جزئی برای سه مزرعه مذکور می‌باشد.

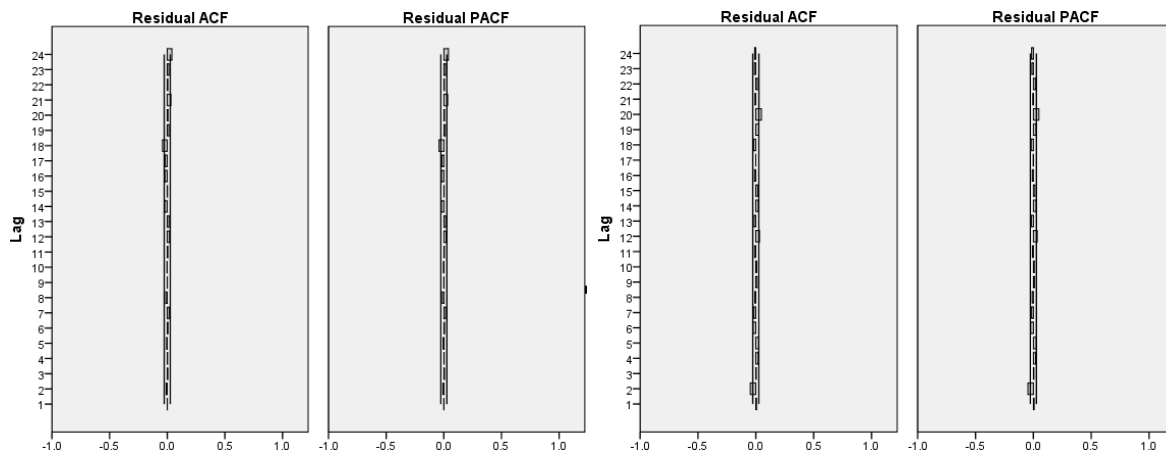


شکل ۲-۳: توابع خودهمبستگی مزارع الف (فالموس، ب) اورلئان و ج) وینالهاون



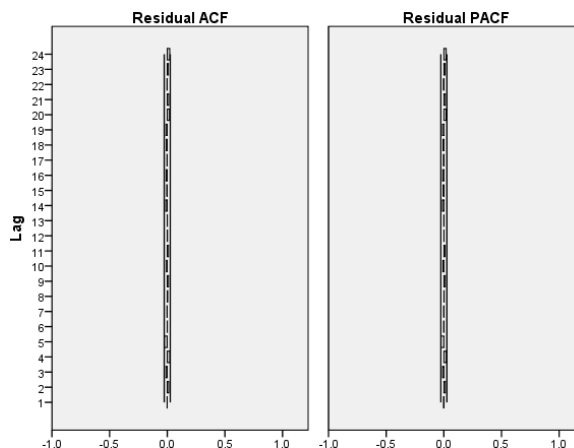
شکل ۳-۳: توابع خودهمبستگی جزئی مزارع الف (فالموس، ب) اورلئان و ج) وینالهاون

با توجه به اینکه تابع خودهمبستگی همه مزارع نمایی کاهشی و تابع خودهمبستگی جزئی مزارع برای دو تأخیر زمانی از مقدار قابل توجه برخوردار است، مدل $ARMA(2,0)$ برای مدل‌سازی اطلاعات سرعت باد منتقل شده به حوزه نرمال مناسب می‌باشد. برای اطمینان از صحت مدل، تابع خودهمبستگی و تابع خودهمبستگی جزئی در شکل ۴-۳ آمده است. همان‌طور که مشخص است مقادیر توابع برای همه تأخیر زمانی‌ها ناچیز است. این نشان می‌دهد همبستگی زمانی سرعت باد مزارع به خوبی مدل‌سازی شده است و هیچ همبستگی زمانی بین خطاهای سرعت باد مشاهده نمی‌شود.



(ب)

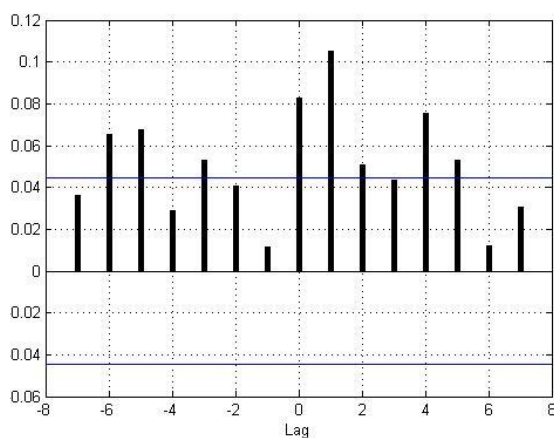
(الف)



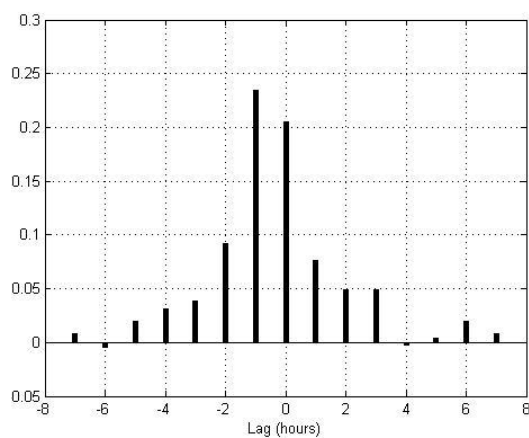
(ج)

شکل ۳-۴: توابع خودهمبستگی و خودهمبستگی جزئی خطای مدل سازی مزارع الف) فالموس، ب) اورلئان و ج) وینالهاون بعد از انتخاب مدل آرما مناسب و مدل سازی همبستگی زمانی اطلاعات سرعت باد انتقال یافته به حوزه نرمال، ضرایب همبستگی مکانی بین خطای سرعت باد برای هر جفت از مزارع محاسبه شده و با استفاده از رابطه (۳-۲۵) ماتریس واریانس-کواریانس ساخته می شود. شکل ۳-۵ نشان دهنده همبستگی مکانی بین هر جفت از مزارع می باشد. همان طور که در این شکل مشخص است، بین خطای سرعت باد در مزارع فالموس و اورلئان همبستگی قابل توجهی در تأخیر زمانی های ۰ و ۱- مشاهده می شود. اما به دلیل فاصله جغرافیایی زیاد، بین خطای سرعت باد در مزرعه وینالهاون با دو مزرعه دیگر همبستگی قابل توجهی

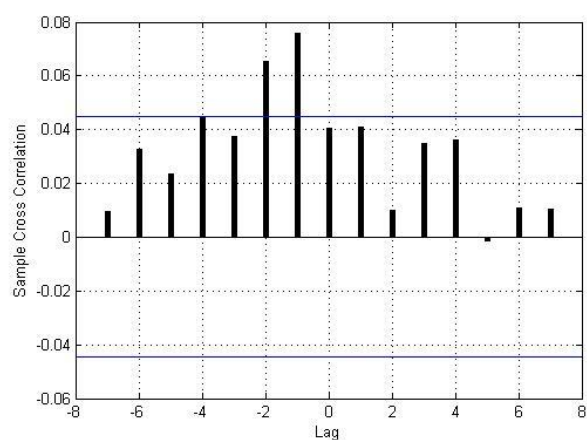
مشاهده نمی‌شود.



(ب)



(الف)



(ج)

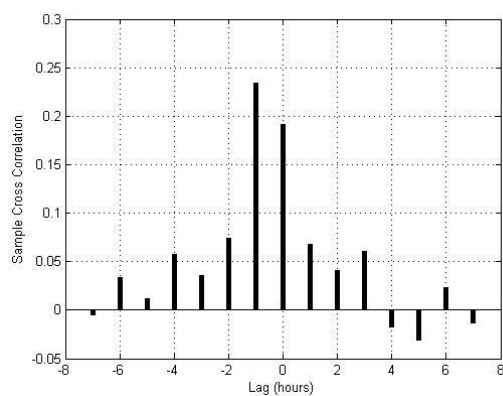
شکل ۳-۵: ضرایب همبستگی مکانی بین دو مزرعه الف) فالموس و اورلثان، ب) فالموس و وینالهامون و ج) اورلثان و وینالهامون

به منظور اثبات عملکرد این روش، یک سناریو برای بازه زمانی طولانی (به طور مثال ۲۰۰۰

ساعت) برای دو مزرعه فالموس و اورلثان تولید و ضرایب همبستگی مکانی آن‌ها محاسبه و در شکل ۳-۶

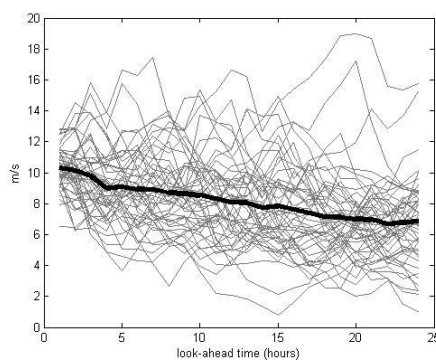
آمده است. مقایسه دو شکل ۳-۵ الف) و ۳-۶ عملکرد خوب این روش برای مدل‌سازی همبستگی مکانی

را تأیید می‌کند.

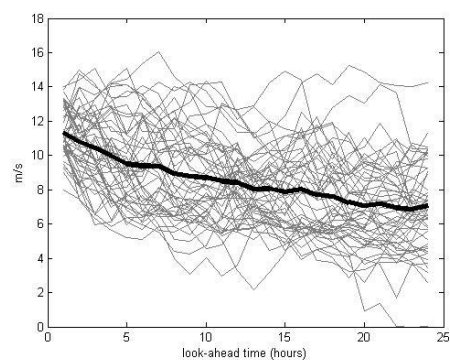


شکل ۳-۶: ضرایب همبستگی مکانی بین سناریوی تولید شده دو مزرعه فالموس و اورلثان

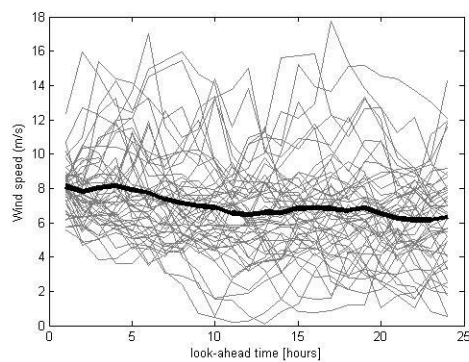
برای نمونه مجموعه‌ای از ۵۰ سناریو سرعت باد تولید شده برای هر مزرعه برای ۲۴ ساعت روز ۲۸ دسامبر در شکل ۳-۷ نمایش داده شده است. قابل به ذکر است در شبیه‌سازی شبکه نمونه مورد مطالعه از مجموعه ۵۰۰۰ سناریو با همبستگی زمانی-مکانی تولید شده برای هر مزرعه استفاده شده است.



(ب)



(الف)



(ج)

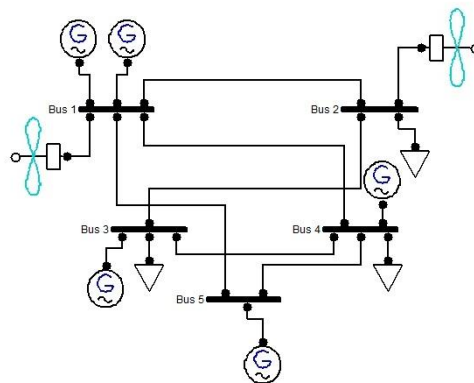
شکل ۳-۷: مجموعه ۵۰ سناریو سرعت باد و متوسط آن برای مزرعه الف) فالموس، ب) اورلثان و ج) وینالهاون

۵-۳ مثال شبکه ۵ باسه

در این بخش به بررسی آثار همبستگی زمانی-مکانی تولید بادی بر خروجی‌های بازار برق در یک شبکه نمونه ۵ باسه پرداخته می‌شود. در ادامه ابتدا اطلاعات و سپس نتایج حاصل از شبیه‌سازی ارائه می‌شود.

۳-۵-۱ اطلاعات

شبکه ۵ باسه مورد مطالعه در شکل ۳-۸ نشان داده شده است. این شبکه متشکل از ۶ خط می‌باشد که برای آشکار شدن آثار قیود زمانی واحدهای حرارتی، محدودیت خطوط آزاد شده است. یعنی قیمت انرژی در یک ساعت مشخص در تمام باس‌ها یکسان می‌باشد. اطلاعات خطوط و واحدهای تولیدی به ترتیب در جداول ۳-۲ و ۳-۳ آمده است. محدودیت نرخ افزایش^۱ و نرخ کاهش^۲ واحدهای تولیدی برابر ظرفیتشان در نظر گرفته شده است. علاوه بر این پارامترهای H_i^{ON} , H_i^{OF} , $\forall i$ صفر در نظر گرفته شده است.



شکل ۳-۸: دیاگرام تک‌خطی شبکه ۵ باسه

^۱ Ramp up

^۲ Ramp down

جدول ۲-۳: اطلاعات خطوط شبکه ۵ باسه

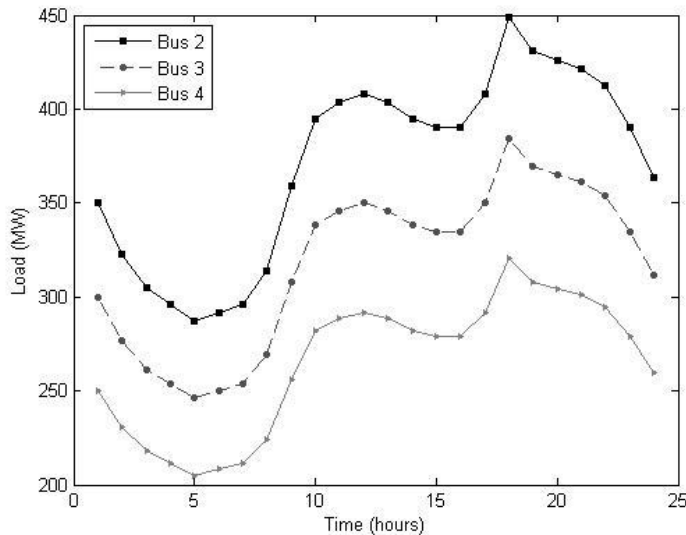
شماره خط	باس ابتدا	باس انتها	ظرفیت [MW]	راکتانس [Ω]
۱	۱	۲	۲۵۰	۰/۰۲۸۱
۲	۱	۴	۱۵۰	۰/۰۳۰۴
۳	۱	۵	۴۰۰	۰/۰۰۶۴۰
۴	۲	۳	۳۵۰	۰/۰۱۰۸
۵	۳	۴	۲۴۰	۰/۰۲۹۷
۶	۴	۵	۲۴۰	۰/۰۲۹۷

جدول ۳-۳: اطلاعات واحدهای تولیدی شبکه ۵ باسه

واح د	بلوک‌های توان [MW]	بلوک‌های قیمت [\$/MWh]	کمینه/بیشی نه تولید [MW]	هزینه راه‌اندازی/خامو شی [\$]	حداقل زمان راه- اندازی/خامو شی (h)
۱	18.3,18.3,18.3,18.3,18.3,18.3	13.1,13.3,13.5,13.7,13.9,14.1	22/110	150/150	3/3
۲	16.6,16.6,16.6,16.6,16.6,16.6	13.20,13.4,13.6,13.8,14.0,14.2	20/100	100/100	2/2
۳	86.6,86.6,86.6,86.6,86.6,86.6	14.2,16.5,18.7,21.0,23.2,25.5	104/520	10/10	1/1
۴	33.3,33.3,33.3,33.3,33.3,33.3	33.8,34.6,35.4,36.2,37.0,37.8	40/200	5/5	3/3
۵	100,100,100,100,100,100	11.4,12.8,14.2,15.6,17.0,18.4	120/600	250/250	5/5

الگوی بار روزانه باس‌ها در شکل ۳-۹ رسم شده است. این الگو به عنوان الگوی بار متوسط در نظر گرفته شده است. به منظور بررسی آثار تغییرات بار بر خروجی‌ها، دو الگوی دیگر با نام‌های الگوی بار پایه و پیک نیز در این مطالعه در نظر گرفته شده است که به ترتیب از ضرب پروفایل بار متوسط در مقادیر

۰/۷۵ و ۱/۲۵ به دست آمده است.

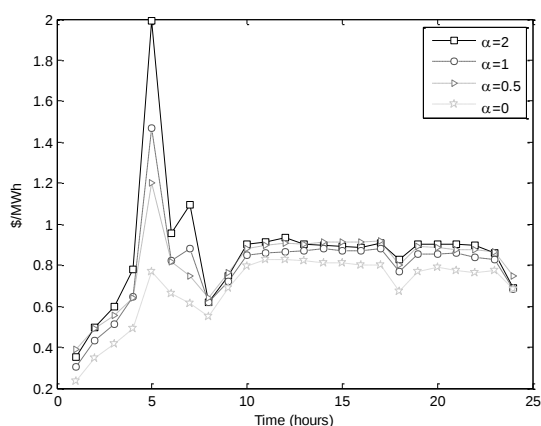


شکل ۳-۹: پروفایل بار روزانه شبکه ۵ باسه

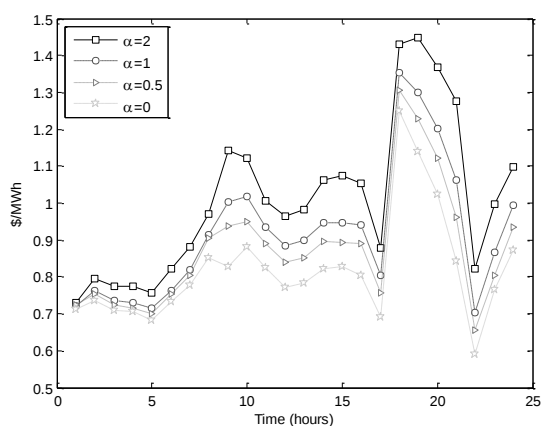
بر اساس ساختار شبکه ۵ باسه، دو مزرعه بادی فالموس و اورلثان به ترتیب در باس‌های ۱ و ۲ واقع شده‌اند. مزرعه فالموس دارای ۷۵ و مزرعه اورلثان دارای ۹۵ توربین بادی می‌باشد. همان‌طور که قبلاً اشاره شد به منظور دستیابی به اطلاعات آماری مناسب ۵۰۰۰ سناریو سرعت باد تولید شده است. سناریوهای تولید شده با استفاده از منحنی توان توربین بادی به سناریوهای تولید بادی تبدیل شده است. با فرض اینکه سرعت باد در تمام سطح مزرعه ثابت است از ضرب تولید یک توربین بادی در تعداد توربین‌ها، توان تولیدی هر مزرعه محاسبه شده است. به منظور بررسی اثر همبستگی مکانی دو مزرعه بادی بر قیمت انرژی، ۴ مجموعه سناریو تولید شده است. یک مجموعه از سناریوها بر اساس همبستگی واقعی دو مزرعه (در زیربخش ۳-۴-۲ بیان شد) تولید شده است. سایر مجموعه‌ها از ضرب ضرایب همبستگی معنی‌دار در پارامتر α که برابر ۰، ۰/۵ و ۲ است، محاسبه شده است. به این ترتیب برای $\alpha = 0$ ، تولید دو مزرعه بادی مستقل می‌باشند، در حالی که برای $\alpha = 2$ ، همبستگی تولید مزارع دو برابر همبستگی واقعی می‌باشد.

۲-۵-۳ نتایج

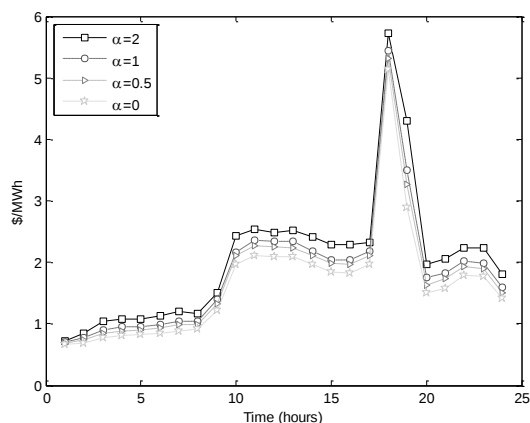
در این زیر بخش، به بررسی آثار همبستگی زمانی-مکانی تولید بادی بر قیمت انرژی در شبکه ۵ باسه پرداخته می‌شود. انحراف معیار قیمت انرژی به ازای ۴ سناریو مختلف بادی و سه سطح بار در شکل‌های ۱۰-۳، ۱۱-۳ و ۱۲-۳ رسم شده است. نتایج نشان می‌دهد، با افزایش ضرایب همبستگی مکانی مزارع بادی (یعنی افزایش پارامتر α) انحراف معیار قیمت انرژی نیز افزایش می‌یابد. زیرا با افزایش همبستگی مزارع بادی، تغییرات تولید دو مزرعه بادی هم جهت‌تر شده، بنابراین افزایش همبستگی باعث تشدید تغییرات تولید بادی و در نتیجه افزایش تغییرات قیمت انرژی می‌شود.



شکل ۱۰-۳: انحراف معیار قیمت انرژی در شبکه ۵ باسه برای سطح بار پایه

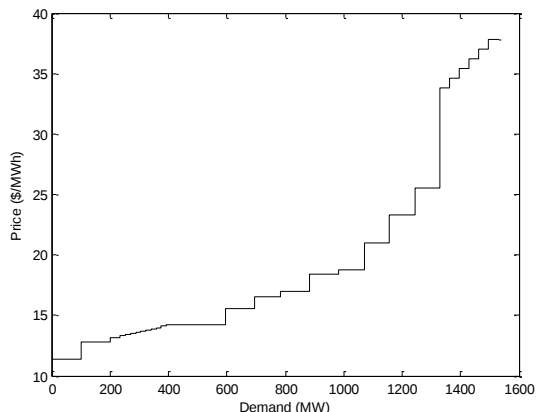


شکل ۱۱-۳: انحراف معیار قیمت انرژی در شبکه ۵ باسه برای سطح بار متوسط



شکل ۳-۱۲: انحراف معیار قیمت انرژی در شبکه ۵ باسه برای سطح بار پیک

مقایسه نتایج حاصل از یک مقدار ثابت α نشان می‌دهد متوسط و انحراف معیار قیمت انرژی در اکثر ساعات با افزایش سطح بار افزایش می‌یابد. علت را می‌توان در منحنی عرضه بازار که در شکل ۳-۱۳ رسم شده است جستجو کرد. با توجه به اینکه منحنی عرضه بازار تابعی افزایشی بر حسب بار الکتریکی است، افزایش قیمت انرژی در نتیجه افزایش سطح بار بدیهی است. در خصوص تغییرات قیمت انرژی لازم به ذکر است این تغییرات تنها به علت تغییر تولید بادی رخ می‌دهد. در این شرایط با افزایش سطح بار، شیب منحنی عرضه بازار بیشتر می‌شود و در نتیجه اثر تغییرات تولید بادی بر تغییرات قیمت انرژی تقویت می‌شود. یعنی با افزایش سطح بار و در نتیجه افزایش شیب منحنی عرضه به ازای تغییرات مشخصی در تولید بادی تغییرات قیمت انرژی بیشتر می‌شود.



شکل ۳-۱۳: منحنی عرضه شبکه ۵ باسه

۳-۶ مطالعه موردی

۳-۶-۱ اطلاعات

به منظور کسب دیدگاه واقع‌بینانه‌تر از آثار همبستگی زمانی-مکانی مزارع بادی بر خروجی‌های بازار، شبکه RTS [۴۳] مورد استفاده قرار گرفته است. در این شبکه واحدهای آبی با ۴ واحد زغال 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 ۳-۴ آمده است. نرخ تغییر تولید واحدهای حرارتی برابر ظرفیتشان بر ساعت در نظر گرفته شده است. علاوه بر این، زمان روشن و خاموش بودن^۱ 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 ۳-۴: اطلاعات واحدهای تولیدی شبکه RTS

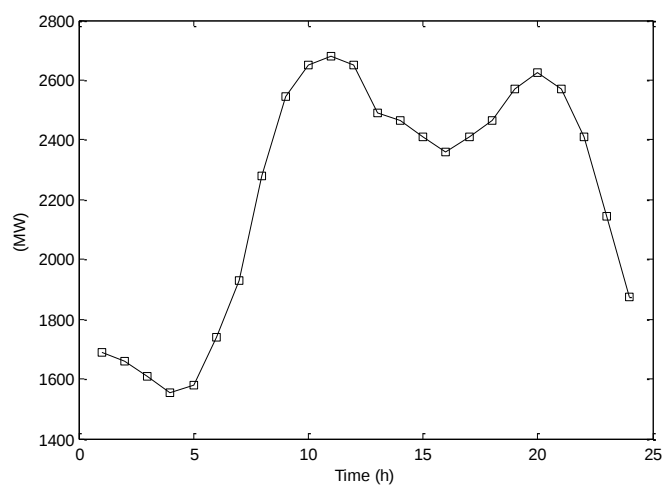
نوع واحد	تعداد واحد	بلوک‌های توان [MW]	بلوک‌های قیمت [\$/MWh]	کمینه/بیشینه تولید [MW]	هزینه راه‌اندازی/خاموشی [\$]	حداقل زمان راه‌اندازی/خاموشی (h)
۱	۵	2.4,3.6,3.4,2.6	108.7,110.3,124.6,141.2	1/12	109/109	2/4
۲	۴	15.8,0.2,3.8,0.2	231.4,238.0,335.0,338.6	6.3/20	8/8	1/1
۳	۸	15.2,22.8,22,16	23.5,24.5,28.5,32.7	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

$$H_i^{ON}, H_i^{OF}$$

الگوی بار کل برای شبکه RTS در شکل ۳-۱۴ رسم شده است. مشابه شبیه‌سازی شبکه ۵ باسه، 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 ۰/۷۵ و ۱/۲۵ محاسبه شده است. سهم هر باس از کل بار بر حسب درصد در جدول ۳-۵ آمده است.

جدول ۳-۵: 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



شکل ۳-۱۴: الگوی بار شبکه RTS در طول روز و سطح بار متوسط

برای بررسی آثار همبستگی زمانی-مکانی مزارع بادی بر قیمت انرژی فرض شده است سه مزرعه بادی با نام‌های فالموس، اورلئان و وینالهاون در شبکه قرار دارد. با توجه به اینکه از لحاظ جغرافیایی دو مزرعه فالموس و اورلئان نزدیک به هم و مزرعه وینالهاون دور از آنها است، این مزارع به ترتیب در باس‌های ۷، ۸ و ۲۰ قرار گرفته‌اند. روش شرح داده شده در زیربخش ۳-۴-۲ برای تولید ۵۰۰۰ سناریو سرعت باد در سه مزرعه بادی مورد نظر به کار گرفته شده است. در تولید سناریوها با توجه به ناچیز بودن همبستگی سرعت باد مزرعه بادی وینالهاون با دو مزرعه دیگر، ضرایب همبستگی در تولید سناریو صفر فرض شده است که به معنای مستقل بودن تولید مزرعه وینالهاون از دو مزرعه دیگر است. علاوه بر سناریوهای تولید شده مبتنی بر همبستگی واقعی، سه مجموعه سناریو دیگر از ضرب مقدار واقعی ضرایب همبستگی مزارع در پارامتر α که برابر ۰، ۰/۵ و ۲ است، تولید شده است. به ترتیب برای مزارع فالموس، اورلئان و وینالهاون ۱۵۵، ۲۰۰ و ۱۰۰ توربین در نظر گرفته شده است.

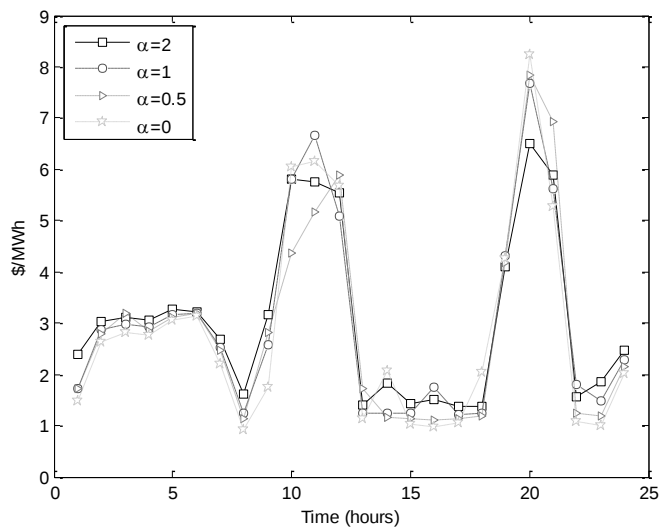
۳-۶-۲ نتایج

برای ارزیابی آماری آثار همبستگی زمانی-مکانی مزارع بادی بر قیمت انرژی دو شبیه‌سازی با و بدون در نظر گرفتن قیود زمانی واحدها انجام شده است. لازم به ذکر است با توجه به تنوع فناوری تولید در شبکه RTS امکان بررسی آثار قیود زمانی بر قیمت انرژی وجود دارد.

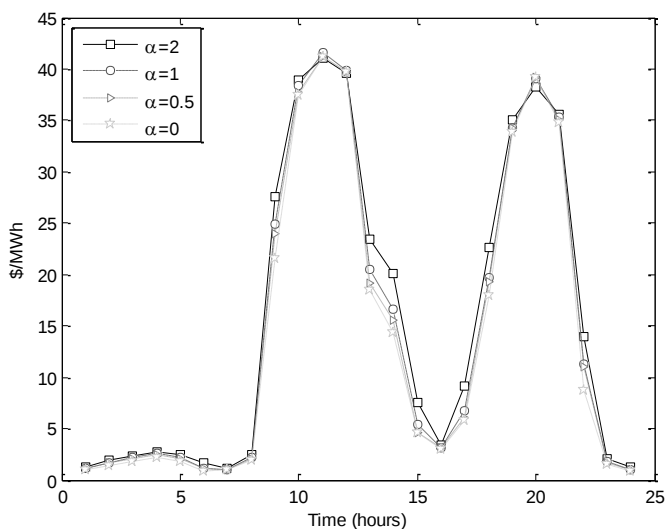
تحلیل قیمت انرژی:

شبیه‌سازی اول با در نظر گرفتن قیود زمانی واحدهای حرارتی انجام شده است. تأثیر پارامتر α بر انحراف معیار قیمت انرژی در سه سطح بار در شکل‌های ۳-۱۵ تا ۳-۱۷ نشان داده شده است. نتایج گویای آن است که در سطوح بار پایه و متوسط با افزایش پارامتر α انحراف معیار قیمت انرژی اندکی افزایش می‌یابد، در حالی که در سطح بار پیک با افزایش پارامتر α تغییرات قیمت انرژی به میزان قابل

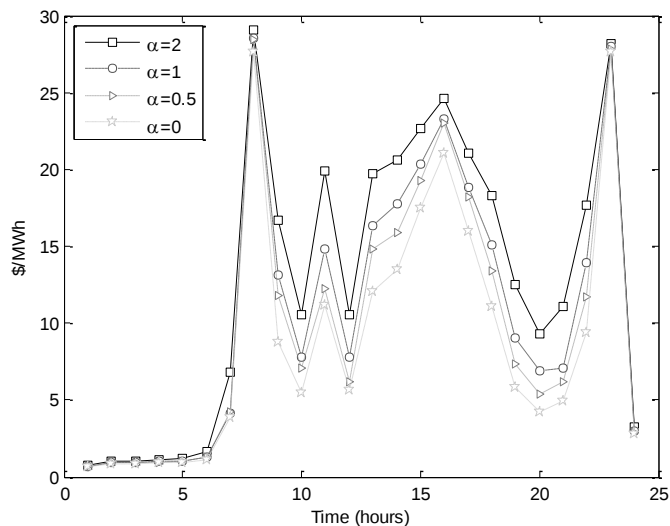
توجهی افزایش می‌یابد. زیرا شیب منحنی عرضه در سطح بار پیک در مقایسه با سطوح بار پایه و متوسط بیشتر است. در این شرایط انتظار می‌رود به ازای تغییرات یکسان در تولید بادی، در سطح بار پیک تغییرات قیمت انرژی بیشتری حاصل شود.



شکل ۳-۱۵: انحراف معیار قیمت انرژی در شبکه RTS و سطح بار پایه

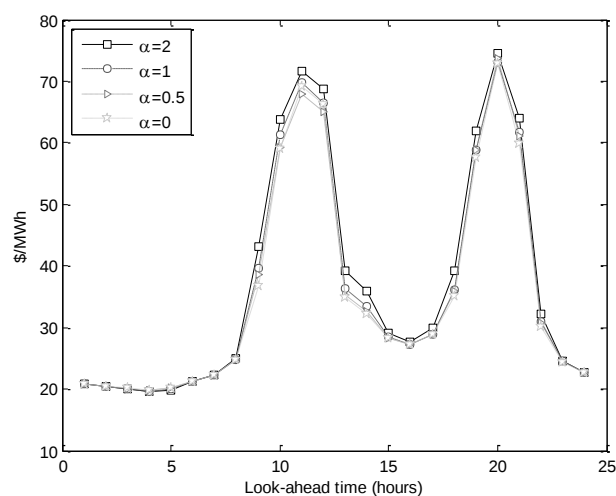


شکل ۳-۱۶: انحراف معیار قیمت انرژی در شبکه RTS و سطح بار متوسط

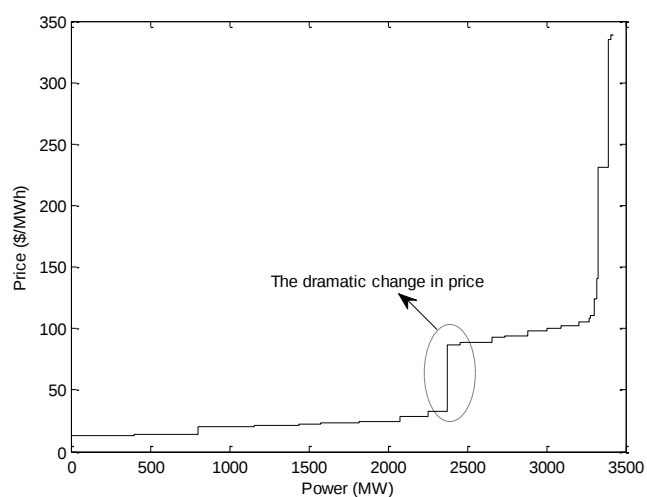


شکل ۳-۱۷: انحراف معیار قیمت انرژی در شبکه RTS و سطح بار پیک

بررسی آثار تغییرات پارامتر α بر متوسط قیمت انرژی نشان می‌دهد در سطوح بار پایه و پیک همبستگی مکانی مزارع تأثیر ناچیزی بر متوسط قیمت انرژی دارد. رفتار متوسط قیمت انرژی در سطح بار متوسط متفاوت است و در این سطح بار با افزایش پارامتر α متوسط قیمت انرژی افزایش می‌یابد. شکل ۳-۱۸ نشان دهنده متوسط قیمت انرژی به ازای مقادیر مختلف پارامتر α در سطح بار متوسط است. در این سطح بار با افزایش پارامتر α متوسط قیمت انرژی از صفر تا ۱۷ درصد در طول روز تغییر می‌کند. دلیل این پدیده را می‌توان در منحنی عرضه بازار شکل ۳-۱۹ جستجو کرد. بار منهای تولید بادی در بازه‌ای تغییر می‌کند که به ازای آن قیمت در منحنی عرضه بازار افزایش قابل توجهی دارد. بنابراین با افزایش پارامتر α تعداد سناریوهایی که این تغییرات را تجربه می‌کند بیشتر شده و باعث می‌شود متوسط قیمت انرژی با افزایش α افزایش پیدا کند.



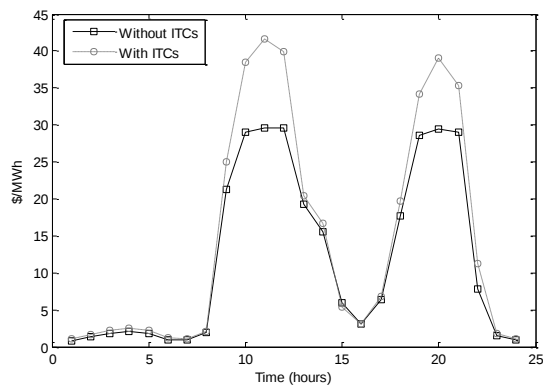
شکل ۳-۱۸: متوسط قیمت انرژی شبکه RTS در سطح بار متوسط



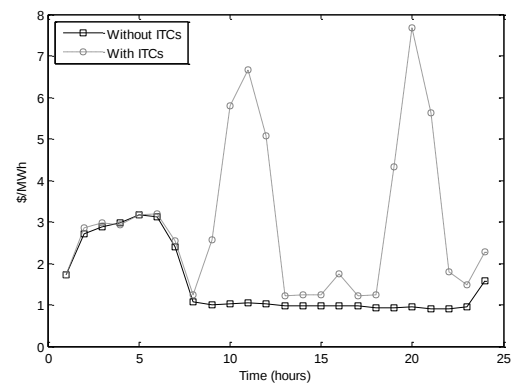
شکل ۳-۱۹: منحنی عرضه شبکه RTS

به منظور بررسی آثار قیود زمانی واحدهای حرارتی بر قیمت انرژی، رفتار قیمت انرژی به ازای $\alpha = 1$ در دو حالت با و بدون در نظر گرفتن این قیود مورد مطالعه قرار گرفته است. شکل‌های ۳-۲۰ و ۳-۲۱ به ترتیب نشان دهنده انحراف معیار و متوسط قیمت انرژی برای دو حالت با و بدون در نظر گرفتن قیود زمانی واحدهای حرارتی در سه سطح بار می‌باشد. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد با در نظر گرفتن قیود زمانی انحراف معیار و متوسط قیمت انرژی در هر سه سطح بار نسبت به حالت بدون در نظر گرفتن این قیود افزایش می‌یابد. زیرا در نظر گرفتن قیود با اضافه کردن هزینه می‌تواند منجر به افزایش متوسط و

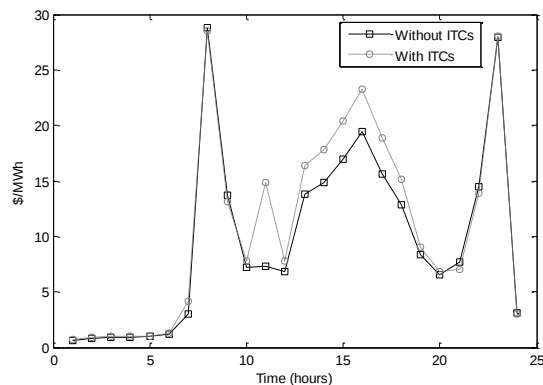
انحراف معیار قیمت انرژی شود. اثر قیود زمانی بر افزایش انحراف معیار قیمت انرژی بیش از متوسط آن است. نتایج بدست آمده نشان می‌دهد قیود زمانی واحدهای حرارتی و هزینه‌های وابسته به آن می‌تواند آثار همبستگی مزارع بادی را بر انحراف معیار و متوسط قیمت انرژی تشدید کند.



(ب)

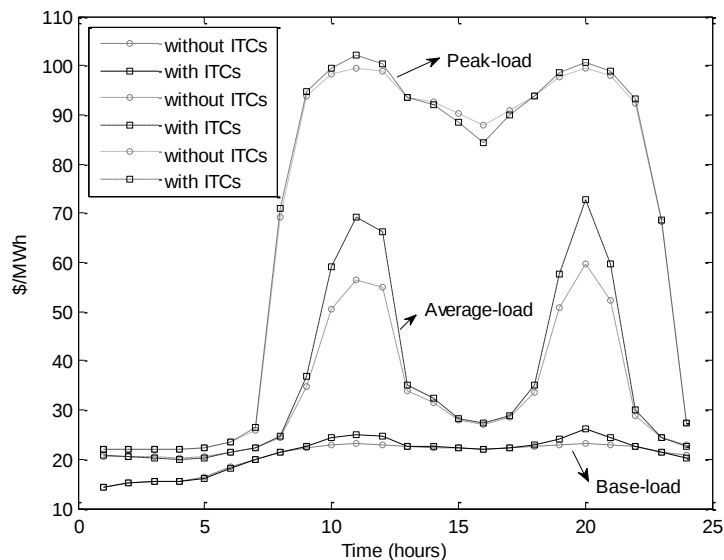


(الف)



(ج)

شکل ۳-۲۰: انحراف معیار قیمت انرژی شبکه RTS با و بدون در نظر گرفتن قیود زمانی (الف) بار پایه، (ب) بار متوسط (ج) بار پیک



شکل ۳-۲۱: متوسط قیمت انرژی در شبکه RTS با و بدون قیود زمانی واحدهای حرارتی

تحلیل هزینه بهره‌برداری:

در ادامه آثار همبستگی مکانی مزارع بادی و قیود زمانی واحدهای حرارتی بر هزینه بهره‌برداری سیستم بررسی شده است. هزینه بهره‌برداری سیستم به صورت مجموع هزینه پرداخت شده توسط خریداران انرژی الکتریکی در طول روز مورد مطالعه تعریف می‌شود. نتایج انحراف معیار و متوسط هزینه بهره‌برداری به ازای مقادیر مختلف α در شبیه‌سازی با در نظر گرفتن قیود زمانی واحدهای حرارتی در جدول ۳-۶ آمده است. نتایج نشان دهنده افزایش انحراف معیار هزینه بهره‌برداری با افزایش α در هر سه سطح بار می‌باشد زیرا با افزایش α تغییرات تولید بادی و در نتیجه تغییرات هزینه بهره‌برداری افزایش می‌یابد. افزایش پارامتر α باعث افزایش متوسط هزینه بهره‌برداری در سطح بار متوسط می‌شود در حالی که اثر این پارامتر در سطوح بار پایه و پیک ناچیز است. با توجه به ارتباط قیمت انرژی الکتریکی و هزینه بهره‌برداری، افزایش متوسط قیمت انرژی در سطح بار متوسط به دلیل تغییر ناگهانی قیمت در منحنی عرضه بازار رخ می‌دهد.

جدول ۳-۶: متوسط و انحراف معیار هزینه بهره‌برداری شبکه RTS با در نظر گرفتن قیود زمانی واحدهای حرارتی

سطح بار	بار پایه (متوسط، انحراف معیار)	بار متوسط (متوسط، انحراف معیار)	بار پیک (متوسط، انحراف معیار)
$\alpha = 0$	(48505,867800)	(522950,2028500)	(360170,4989800)
$\alpha = 0.5$	(49502,868450)	(542670,2040000)	(411270,4961400)
$\alpha = 1$	(50499,869210)	(554770,2063800)	(448020,4951600)
$\alpha = 2$	(53579,872570)	(593440,2135800)	(548360,4927600)

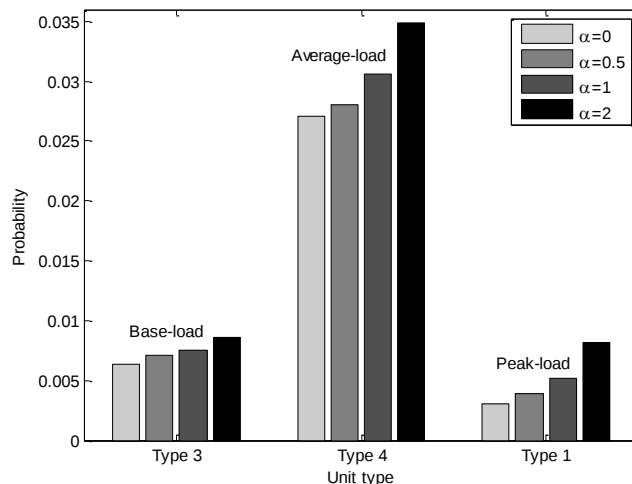
برای بررسی اثر قیود زمانی واحدهای حرارتی بر هزینه بهره‌برداری، مقدار نرمالیز شده میزان افزایش متوسط و انحراف معیار هزینه بهره‌برداری ناشی از در نظر گرفتن این قیود در جدول ۳-۷ آمده است. همان‌طور که انتظار می‌رود در نظر گرفتن قیود در همه حالت‌ها باعث افزایش متوسط هزینه بهره‌برداری شده است. از طرفی لحاظ کردن این قیود در اکثر مواقع باعث افزایش انحراف معیار شده است. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت در نظر گرفتن قیود زمانی واحدهای حرارتی باعث تشدید آثار همبستگی تولید مزارع بادی بر هزینه بهره‌برداری می‌شود. مقایسه نتایج در سطوح بار مختلف نشان می‌دهد آثار قیود زمانی واحدهای حرارتی در سطوح بار پایه و متوسط نسبت به سطح بار پیک بیشتر است. زیرا واحدهای پیک از انعطاف‌پذیری بیشتری در پاسخ‌گویی به تغییرات بار در مقایسه با سایر واحدها برخوردارند.

جدول ۳-۷: مقدار نرمالیز شده افزایش انحراف معیار و متوسط هزینه بهره‌برداری با در نظر گرفتن قیود زمانی واحدهای حرارتی

سطح بار افزایش (%)	بار پایه (انحراف معیار، متوسط)	بار متوسط (انحراف معیار، متوسط)	بار پیک (انحراف معیار، متوسط)
$\alpha = 0$	(43.8,2.78)	(11.8,9.21)	(-0.6,0.80)
$\alpha = 0.5$	(52.1,2.61)	(14.8,9.46)	(-0.8,0.58)
$\alpha = 1$	(56.1,2.60)	(15.2,9.56)	(0.4,0.53)
$\alpha = 2$	(64.7,2.42)	(15.5,9.51)	(4.1,0.38)

تحلیل رفتار بهره‌برداری واحدهای حرارتی:

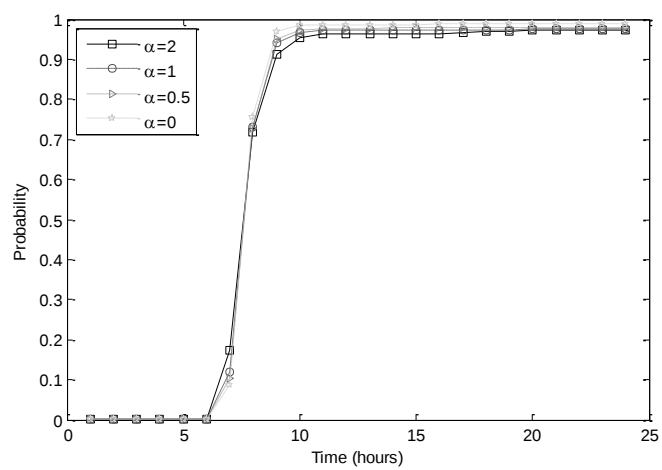
در پایان برای تکمیل تحلیل نتایج به بررسی تأثیر همبستگی زمانی-مکانی مزارع بادی بر وضعیت در مدار قرار گرفتن واحدهای تولیدی با در نظر گرفتن قیود زمانی آن‌ها پرداخته شده است. برای ارائه این تحلیل دو پارامتر تعریف می‌کنیم: (۱) احتمال تغییر وضعیت واحد تولیدی از خاموش به روشن یا بالعکس (۲) احتمال در مدار قرار گرفتن هر واحد تولیدی در هر ساعت از روز. مطابق انتظار تحلیل پارامتر اول نشان می‌دهد که وضعیت در مدار بودن واحدهای حاشیه‌ای^۱ به دلیل تغییرات ساعتی بار و تولید بادی ممکن است تغییر کند. نتیجه قابل توجه متناسب بودن احتمال تغییر وضعیت واحدهای تولیدی با تغییرات پارامتر α در طول روز می‌باشد. شکل ۳-۲۲ این نتایج را برای سه سطح بار مختلف نشان می‌دهد. دلیل این نتایج افزایش بازه تغییرات بار منهای تولید بادی به ازای افزایش پارامتر α می‌باشد. بنابراین احتمال تغییر وضعیت واحدهای حاشیه‌ای برای پاسخ‌گویی به این تغییرات با افزایش پارامتر α افزایش می‌یابد.



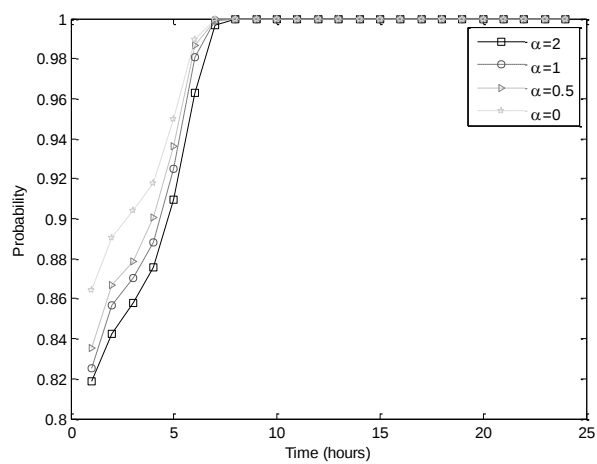
شکل ۳-۲۲: احتمال تغییر وضعیت واحدهای حدی در طول روز در شبکه RTS

^۱ Marginal units

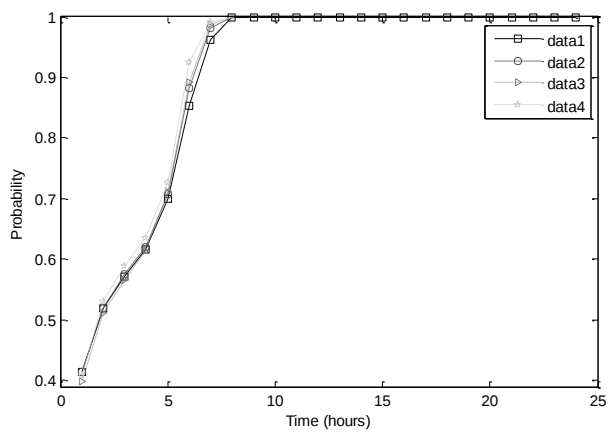
تأثیر پارامتر α بر پارامتر دوم که احتمال در مدار قرار گرفتن واحد در طول روز می‌باشد برای سه سطح بار مورد مطالعه قرار گرفته است. برای کشف همبستگی بین این دو پارامتر، واحدهای تولیدی بر اساس تعداد سناریوهایی که در طول روز در ۲۴ ساعت مورد بهره‌برداری هستند، به چهار گروه تقسیم شده‌اند: واحدهایی که در طول ۲۴ ساعت روز برای (۱) تمام سناریوها، (۲) اکثر سناریوها، (۳) تعداد کمی سناریو و (۴) هیچ سناریو مورد بهره‌برداری قرار گرفته‌اند. نتایج نشان دهنده تأثیر قابل توجه افزایش پارامتر α بر احتمال در مدار قرار گرفتن واحد در طول روز برای واحدهای گروه ۲ و ۳ می‌باشد. برای نمایش این آثار، نتایج حاصله برای سطح بار متوسط ارائه شده است. در این سطح بار نیروگاه‌ها به صورت مقابل دسته‌بندی می‌شوند: گروه (۱) واحدهای نوع ۸، گروه (۲) واحدهای نوع ۳، ۵ و ۷، گروه (۳) واحدهای نوع ۱ و ۴ و گروه (۴) واحدهای نوع ۲ و ۶. احتمال در مدار بودن واحدهای گروه ۲ و ۳ در سطح بار متوسط در شکل‌های ۳-۲۴ و ۳-۲۵ نشان داده شده است. نتایج نشان می‌دهد با افزایش پارامتر α احتمال در مدار قرار گرفتن واحدهای گروه ۲ کاهش و احتمال در مدار قرار گرفتن واحدهای گروه ۳ افزایش می‌یابد. زیرا با هم سو شدن تولید مزارع بادی ناشی از همبستگی مکانی مزارع بادی، در ساعاتی که تولید بادی رو به کاهش است این همبستگی باعث می‌شود کاهش تولید بادی تشدید شود. در نتیجه واحدهایی که در اکثر سناریوها برای $\alpha = 0$ خاموش بوده‌اند (یعنی واحدهای گروه ۳)، با افزایش همبستگی بادی با احتمال بیشتری در مدار قرار می‌گیرند. عکس این حالت برای ساعاتی که تولید بادی رو به افزایش است رخ می‌دهد. در این شرایط واحدهایی که در اکثر سناریوها برای $\alpha = 0$ روشن بوده‌اند (یعنی واحدهای گروه ۲)، با احتمال کمتری برای مقادیر بزرگتر α روشن هستند.



(الف)

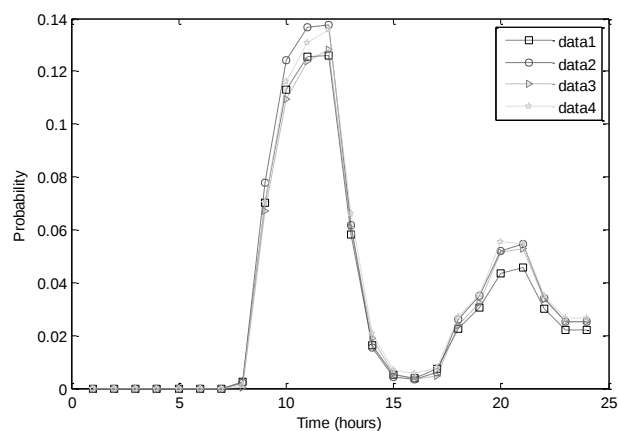


(ب)

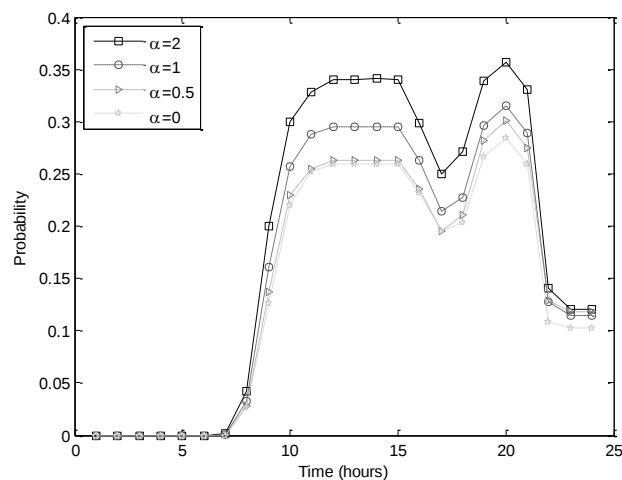


(ج)

شکل ۳-۲۳: احتمال در مدار قرار گرفتن واحدهای گروه ۲ در سطح بار متوسط الف) واحد ۳، ب) واحد ۵ و ج) واحد ۷



(الف)



(ب)

شکل ۳-۲۴: احتمال در مدار قرار گرفتن واحدهای گروه ۳ در سطح بار متوسط الف) واحد ۱، ب) واحد ۴

۷-۳ جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در این فصل آثار کوتاه‌مدت همبستگی زمانی-مکانی مزارع بادی با در نظر گرفتن قیود زمانی

واحدهای حرارتی تحلیل شد. نتایج اصلی به‌دست آمده از تحلیل خروجی‌ها به صورت زیر است:

۱. تحلیل اطلاعات واقعی سرعت باد وجود همبستگی زمانی-مکانی مزارع بادی را تأیید

می‌کند. نتایج نشان می‌دهد همبستگی تولید بادی برای مزارع بادی نزدیک به هم ممکن

است قابل توجه باشد.

۲. افزایش همبستگی مزارع بادی (یعنی فاصله جغرافیایی کمتر بین آنها) تغییرات قیمت

انرژی را تشدید می‌کند.

۳. به طور کلی آثار همبستگی تولید بادی بر متوسط قیمت انرژی کمتر از انحراف معیار آن

می‌باشد. این نتیجه گزارش ارائه شده در مطالعات گذشته را تأیید می‌کند. به علاوه،

مشاهدات در این فصل نشان می‌دهد تغییرات ناگهانی در شیب منحنی عرضه می‌تواند

این آثار را تقویت کند. این اثر در بازار واقعی می‌تواند بر اثر تنوع فناوری واحدهای

تولیدی و قیمت سوخت محقق شود.

۴. تغییرات و متوسط قیمت انرژی با در نظر گرفتن قیود زمانی واحدهای حرارتی در مقایسه

با شبیه‌سازی بدون در نظر گرفتن این قیود بیشتر است.

۵. نگرانی اصلی در زمینه آثار قیود زمانی واحدها در سطوح بار پایه و متوسط اتفاق می‌افتد.

در سطح بار پیک واحدهای مورد بهره‌برداری توانایی کافی برای پاسخگویی به عدم

قطعیت بادی را دارند.

۶. تغییرات ساعتی وضعیت در مدار قرار گرفتن واحدهای حاشیه‌ای در طول روز به

همبستگی مزارع بادی مرتبط است. لذا با کاهش فاصله جغرافیایی مزارع بادی تغییرات

زمانی وضعیت در مدار قرارگیری واحدهای حاشیه‌ای افزایش می‌یابد.

۷. همبستگی مزارع بادی بر احتمال در مدار قرارگیری واحدهای حرارتی اثرگذار است. با

افزایش همبستگی، واحدهایی که در اکثر سناریوها روشن بوده‌اند کمتر بهره‌برداری شده

و واحدهایی که در تعداد کمی سناریو مورد بهره‌برداری بوده‌اند، بیشتر بهره‌برداری

می‌شوند.

فصل چهارم

آثار همبستگی تولید توان بادی و بار
الکتریکی بر خروجی‌های بازار برق

۴-۱ مقدمه

تولید توان بادی و بار الکتریکی با الگوهای روزانه و فصلی به هم مرتبط است [۳۳]. 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 و بار الکتریکی منجر به آسان‌تر شدن بهره‌برداری از سیستم می‌شود، در صورتی که همبستگی منفی بهره‌برداری از شبکه را دشوارتر می‌کند.

هدف از این فصل، شناسایی همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی بر اساس اطلاعات واقعی و تحلیل میزان این همبستگی در طول زمان می‌باشد. علاوه بر این، در این فصل به بررسی آثار این همبستگی بر خروجی‌های بازار برق پرداخته می‌شود. برای کامل شدن تحلیل، با در نظر گرفتن سطوح مختلف نفوذ بادی اثر این پارمتر نیز مورد بررسی قرار می‌گیرد. برای بررسی آثار همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی بر خروجی‌های بازار، از مدل بازار روز قبل از نوع حوضچه استفاده شده است. با استفاده از روش آماری پیشنهادی، سناریوهای همبسته تولید توان بادی و بار الکتریکی تولید شده و خروجی‌های اجرای برنامه بازار تحلیل شده است.

در ادامه این فصل، در بخش دوم تحلیلی از اطلاعات واقعی تولید توان بادی و بار الکتریکی ارائه می‌شود. در بخش سوم برای تولید سناریوهای همبسته تولید توان بادی و بار الکتریکی تشریح و پیاده‌سازی می‌شود. در بخش چهارم، نتایج شبیه‌سازی تحلیل شده است. در بخش پنجم جمع‌بندی و نتیجه‌گیری از مطالب مطرح‌شده ارائه می‌شود.

۴-۲ تحلیل میدانی همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی

۴-۲-۱ اطلاعات تولید توان بادی و بار الکتریکی

اطلاعات واقعی گذشته سرعت باد و بار الکتریکی از ناحیه نیوانگلند آمریکا جمع‌آوری شده است.

اطلاعات سرعت باد در بازه زمانی ۱ ژانویه تا ۳۰ سپتامبر ۲۰۰۹ واقع در مزارع لوگان ایرپورت^۱ و تامپسون ایلند^۲ اندازه‌گیری شده و به عنوان اطلاعات گذشته باد مورد استفاده قرار گرفته است [۴۲]. توربین تجاری ۲/۵ مگاوات مدل نوردکس^۳ با ارتفاع هاب ۱۰۰ متر در هر دو مزرعه نصب شده است. این مزارع بادی در ناحیه الکتریکی نِمَسبوست^۴ از بازار برق نیوانگلند قرار گرفته‌اند. بنابراین، این ناحیه الکتریکی برای تحلیل همبستگی اطلاعات تولید توان بادی و بار الکتریکی انتخاب مناسبی می‌باشد. بدین منظور اطلاعات بار الکتریکی این ناحیه الکتریکی در بازه زمانی ۱ ژانویه تا ۳۰ سپتامبر ۲۰۰۹ از بازار برق نیوانگلند استخراج شده است [۴۴]. با هدف به کارگیری این اطلاعات برای شبیه‌سازی سیستم نمونه، اطلاعات تولید توان بادی و بار الکتریکی به ترتیب بر ظرفیت نامی مزارع بادی و پیک بار منطقه نِمَسبوست تقسیم شده است. اطلاعات بار الکتریکی در ناحیه الکتریکی نِمَسبوست و اطلاعات باد در مزرعه لوگان ایرپورت به صورت ساعتی اندازه‌گیری شده است. در حالی که اطلاعات باد در مزرعه تامپسون ایلند هر ۱۰ دقیقه ثبت شده است. برای همسان‌سازی دقت زمانی مجموعه اطلاعات، متوسط ساعتی اطلاعات باد مزرعه تامپسون ایلند محاسبه شده است.

۲-۲-۴ تحلیل همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی

همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی اطلاعات موجود، به صورت ساعتی در دوره زمانی روزانه تحلیل شده است. در شکل ۴-۱ ضرایب همبستگی تولید توان بادی در مزرعه تامپسون ایلند و بار الکتریکی در ناحیه نِمَسبوست برای تأخیر زمانی صفر در فصول مختلف سال ۲۰۰۹ رسم شده است. نتایج نشان می‌دهد میزان همبستگی برای فصول مختلف متفاوت است. در فصل زمستان در طول روز همبستگی

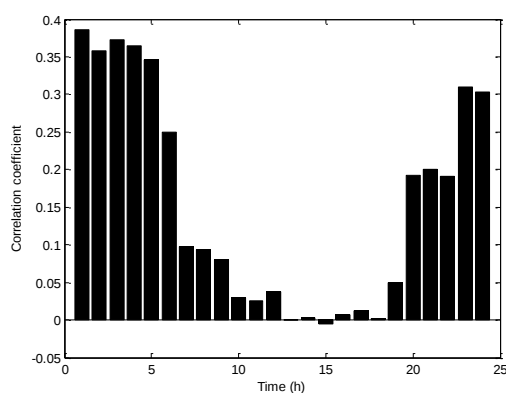
^۱ Logan Airport

^۲ Thompson Island

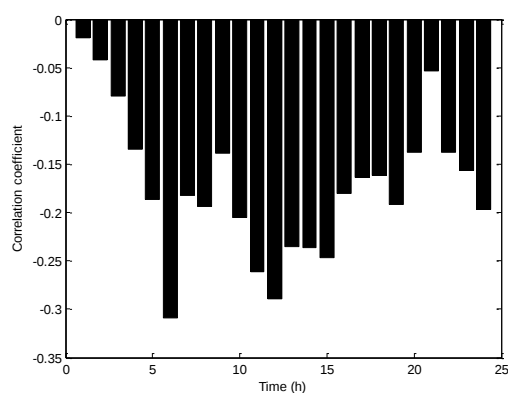
^۳ Nordex

^۴ NEMASSBOST

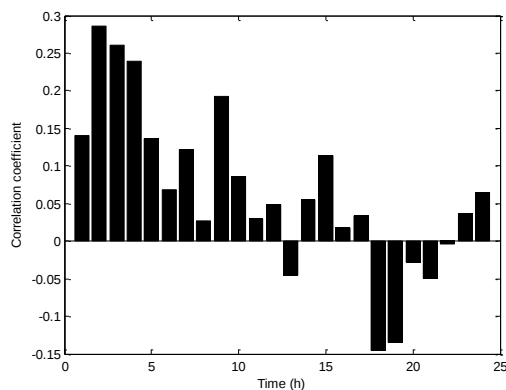
منفی مشاهده شده است که این همبستگی منفی بهره‌برداری از شبکه را دشوارتر می‌کند. همبستگی مثبت مشاهده شده در فصل بهار، بار شبکه را کاهش داده و از دید بهره‌بردار مفید می‌باشد. همبستگی در فصل تابستان کم و در اکثر ساعات منفی است که این نشان دهنده تأثیر کم همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی بر خروجی‌های بازار برق در این فصل می‌باشد. در فصل پاییز همبستگی مثبت و قابل توجهی در ساعات ابتدایی روز مشاهده شده درحالی‌که علامت همبستگی در غروب تغییر می‌کند.



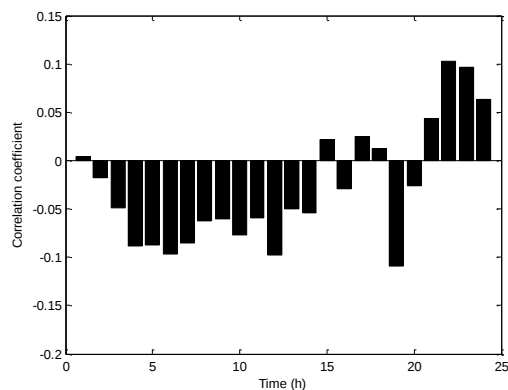
(ب)



(الف)



(د)

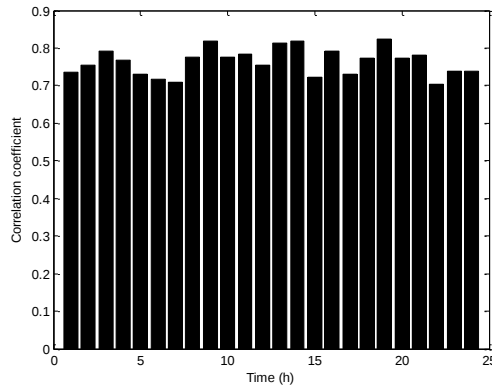


(ج)

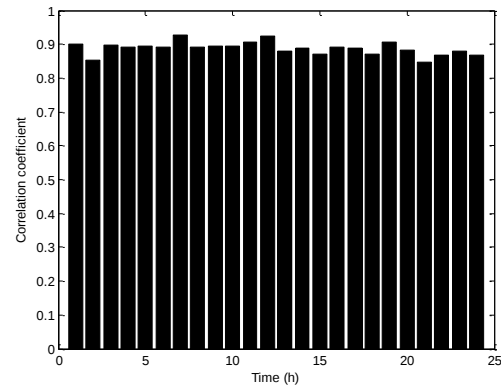
شکل ۴-۱: ضرایب همبستگی تولید توان بادی در مزرعه تامپسون ایلند و بار الکتریکی ناحیه نمسبوست برای تأخیر زمانی صفر در فصل (الف) زمستان، (ب) بهار، (ج) تابستان و (د) پاییز

در شکل ۴-۲ ضرایب همبستگی بین این دو مزرعه در فصول مختلف نشان داده شده است. همان‌طور که از این شکل‌ها مشخص است ضرایب همبستگی در تمام ساعات روز برای تمام فصول مقادیر

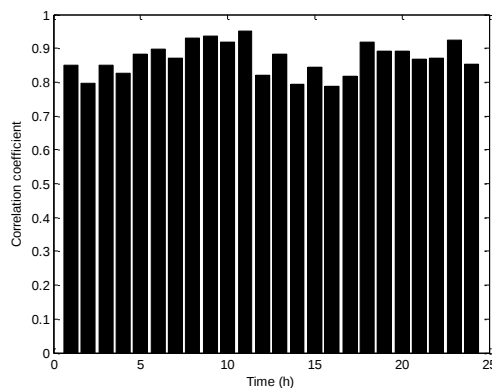
قابل توجهی است که دلیل آن فاصله کم (۶/۲۸ کیلومتر) بین مزارع می باشد. لازم به ذکر است که در فصول زمستان و پاییز همبستگی مزارع بادی نزدیک ۰/۹ است در حالی که این همبستگی در فصول بهار و تابستان به حدود ۰/۷ کاهش می یابد.



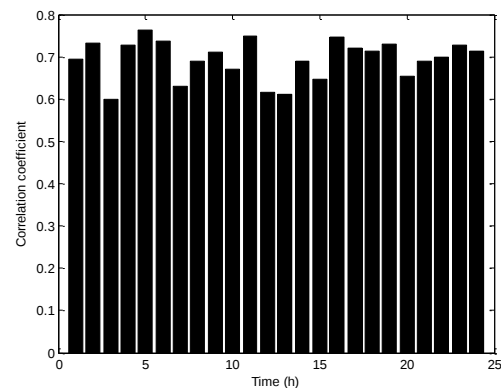
(ب)



(الف)



(د)



(ج)

شکل ۴-۲: ضرایب همبستگی تولید توان مزارع بادی لوگان ایرپورت و تامپسون ایلند برای تأخیر زمانی صفر در فصل (الف) زمستان، (ب) بهار، (ج) تابستان و (د) پاییز

۳-۴ تولید سناریو

۱-۳-۴ روش پیاده سازی

مدل سازی تولید توان بادی و بار الکتریکی باید به گونه ای باشد که همبستگی زمانی هر کدام از سری های زمانی و همبستگی بین تولید توان بادی و بار الکتریکی را مدل کند. در روش ارائه شده در این

پایان نامه همبستگی زمانی سری‌های زمانی سرعت باد و بار الکتریکی با استفاده از مدل آریما و همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی با استفاده از توزیع نرمال توأم مدل‌سازی شده است.

با فرض اینکه W و L به ترتیب بردار اطلاعات گذشته تولید توان بادی و بار الکتریکی باشد، فرآیند تولید سناریوهای همبسته به شرح زیر است:

۱. تابع توزیع تجمعی $F(.)$ و $G(.)$ به ترتیب برای تولید توان بادی و بار الکتریکی با

استفاده از اطلاعات گذشته W و L تخمین زده می‌شود.

۲. اطلاعات گذشته با استفاده از توابع توزیع تجمعی تخمینی به حوزه احتمال انتقال

می‌یابد. سپس برای انتقال اطلاعات گذشته به حوزه نرمال، تبدیل دوم بر روی احتمال‌ها

با استفاده از معکوس تابع توزیع تجمعی نرمال استاندارد $\theta^{-1}(.)$ اعمال می‌گردد.

تبدیل‌های اطلاعات گذشته W و L به صورت زیر فرمول‌بندی می‌شود:

$$W' = \theta^{-1}(F(W)) \quad (1-4)$$

$$L' = \theta^{-1}(G(L)) \quad (2-4)$$

۳. مدل آریمای مناسب بر روی اطلاعات نرمال پیاده‌سازی می‌شود. سپس در حوزه نرمال،

توزیع‌های نرمال $N(\mu_h^{W'}, \sigma_h^{W'})$, $h=1, \dots, 24$ و $N(\mu_h^{L'}, \sigma_h^{L'})$, $h=1, \dots, 24$ به ترتیب

برای تولید توان بادی و بار الکتریکی پیش‌بینی می‌شود. دقت شود که این توزیع‌های

حاشیه‌ای بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی مدل‌سازی

می‌شود.

۴. برای تولید سناریوهای همبسته نیاز به شناسایی همبستگی بین تولید توان بادی و بار

الکتریکی می‌باشد. بدین منظور اطلاعات گذشته تولید توان بادی انتقال یافته به حوزه

نرمال به ۲۴ بردار $W'_h, \forall h$ متناسب با ساعات روز تقسیم می‌شود. به طور مشابه اطلاعات

گذشته بار الکتریکی به ۲۴ بردار $L'_h, \forall h$ گروه‌بندی می‌شود.

۵. با استفاده از ۴۸ بردار اطلاعات گذشته در مرحله ۴، ماتریس همبستگی A با ابعاد 48×48

۴۸ برای شناسایی ساختار همبستگی تخمین زده می‌شود.

۶. تعدادی سناریو همبسته تولید توان بادی و بار الکتریکی $w''(s)_h, \forall h, s$ و $l''(s)_h, \forall h, s$

با استفاده از توزیع نرمال چند متغیره استاندارد^۱ با ماتریس همبستگی A به صورت

تصادفی تولید می‌شود.

۷. هر سناریو تولید توان بادی همبسته استاندارد با استفاده از رابطه (۳-۴) زیر به سناریو

همبسته نرمال $w'(s)_h, \forall h, s$ با متوسط $\mu_h^{w'}, \forall h$ و انحراف معیار $\sigma_h^{w'}, \forall h$ تبدیل

شده است:

$$w'_h(s) = \mu_h^{w'} + \sigma_h^{w'} w''(s)_h, \forall h, s \quad (3-4)$$

به صورت مشابه سناریوهای بار الکتریکی همبسته نرمال $l'(s)_h, \forall h, s$ با متوسط

$\mu_h^{l'}, \forall h$ و انحراف معیار $\sigma_h^{l'}, \forall h$ با استفاده از رابطه زیر محاسبه می‌شود.

$$l'_h(s) = \mu_h^{l'} + \sigma_h^{l'} l''(s)_h, \forall h, s \quad (4-4)$$

۸. احتمال‌های مربوط به سناریوهای نرمال همبسته $w'(s)_h, \forall h, s$ و $l'(s)_h, \forall h, s$ با

استفاده از تابع توزیع تجمعی نرمال استاندارد $\theta(\cdot)$ بدست می‌آید. در پایان با اعمال

معکوس توابع توزیع تجمعی $F^{-1}(\cdot)$ و $G^{-1}(\cdot)$ بر این احتمال‌ها، سناریوهای همبسته

^۱Standard multivariate normal distribution

تولید توان بادی و بار الکتریکی تولید می‌شود.

فرآیند بالا به سادگی می‌تواند برای تولید سناریوهای همبسته چند متغیر تصادفی تولید توان بادی و بار الکتریکی مورد استفاده قرار گیرد.

۴-۳-۲ اعتبار سنجی روش تولید سناریو

برای تحلیل دقت مدل‌سازی همبستگی بین تولید توان بادی و بار الکتریکی در روش تولید سناریو طراحی شده، ۵۰۰۰ سناریو همبسته برای ۲۴ ساعت روز در همه فصول تولید شده است. بر اساس سناریوهای تولید شده، ماتریس همبستگی آن‌ها با ابعاد 72×72 محاسبه و با ماتریس همبستگی اطلاعات واقعی تولید توان بادی و بار الکتریکی مقایسه شده است. نتایج نشان می‌دهد متوسط مربع خطای مدل‌سازی همبستگی برای فصول زمستان، بهار، پاییز و تابستان به ترتیب ۰/۰۰۱۲، ۰/۰۰۰۹، ۰/۰۰۱۳ و ۰/۰۰۰۶ می‌باشد. مقایسه نتایج نشان دهنده عملکرد خوب روش تولید سناریو برای مدل‌سازی همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی می‌باشد.

مدل ریاضی به کار گرفته شده برای مدل‌سازی بازار برق رقابتی از نوع حوضچه مشابه مدل ارائه شده در بخش ۳-۳ می‌باشد. این مدل بازار روز قبل را برای یک دوره یک ساعته با در نظر گرفتن قیود زمانی واحدهای حرارتی مدل می‌کند.

۴-۴ مطالعه موردی

۴-۴-۱ اطلاعات

آثار همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی بر خروجی‌های بازار برق، در شبکه RTS مطالعه شده است. این شبکه تست متشکل از ۲۴ باس، ۳۸ خط، ۳۰ واحد تولیدی با ظرفیت کل ۳۴۰۹ مگاوات و ۱۷ بار الکتریکی می‌باشد. دقت شود که واحدهای آبی با ۴ واحد از نوع ۲ جایگزین شده‌اند. اطلاعات

واحدهای تولیدی در جدول ۴-۱ آمده است. برای بررسی آثار محدودیت خطوط بر روی نتایج، شبکه مورد مطالعه به دو ناحیه تقسیم شده است که ناحیه ۱ متشکل از باس‌های ۱-۱۲ و باس ۲۴ و ناحیه ۲ متشکل از باس‌های ۱۳-۲۳ می‌باشد. این دو ناحیه توسط ۵ خط که باس‌های ۱۱ و ۱۳، ۱۱ و ۱۴، ۱۲ و ۱۳، ۱۲ و ۲۳ و ۱۵ و ۲۴ را به هم متصل می‌کند، همبستگی دارند.

فرض شده است دو مزرعه بادی لوگان ایرپورت و تامپسون ایلند به ترتیب در باس‌های ۸ و ۱۰ واقع در ناحیه ۱ نصب شده‌اند. در شبیه‌سازی‌های انجام شده، برای بررسی اثر سطح نفوذ بادی، ۴ سطح نفوذ مختلف بادی در نظر گرفته شده است که در هر یک از این سطوح سهم مزرعه لوگان ایرپورت و تامپسون ایلند به ترتیب ۶۶/۷ درصد و ۳۳/۳ درصد از کل ظرفیت بادی نصب شده می‌باشد.

جدول ۴-۱: اطلاعات واحدهای تولیدی شبکه RTS

نوع واحد	تعداد واحد	بلوک‌های توان [MW]	بلوک‌های قیمت [\$/MWh]	کمینه/پیشینه تولید [MW]	هزینه راه‌اندازی/خاموشی [\$]	حداقل زمان راه‌اندازی/خاموشی (h)
۱	۵	2.4,3.6,3.4,2.6	45.8,46.5,52.5,59.5	1/12	306/306	2/4
۲	۴	15.8,0.2,3.8,0.2	44.4,45.6,64.2,64.9	6.3/20	20/20	1/1
۳	۸	15.2,22.8,22,16	22.7,23.7,27.5,31.7	6.1/76	1418/1418	4/8
۴	۳	25,25,30,20	36.4,39.2,42.4,44.4	10/100	2547/2547	8/8
۵	۴	54.25,38.75,31,31	19.7,20.3,21.2,22.3	21.7/155	2268/2268	8/8
۶	۳	68.95,49.25,39.4,39.4	37.6,39.7,41.5,43.3	27.6/197	3487/3487	10/12
۷	۱	140,87,53,70	20,21.2,22,23.2	56/350	10633/10633	48/24
۸	۲	100,100,120,80	10.6,10.8,11,11.3	40/400	0/0	1/1

برای تولید دو مجموعه سناریو بار الکتریکی، علاوه بر اطلاعات گذشته بار الکتریکی ناحیه نَمَسبوست، اطلاعات گذشته بار الکتریکی ناحیه دابلویسی‌مَس^۱ نیز از تاریخ ۱ ژانویه تا ۳۰ سپتامبر سال ۲۰۰۹ از بازار برق نیوانگلند استخراج شده است. اطلاعات بار الکتریکی گذشته نواحی نَمَسبوست و

^۱ WCMAS

دابلیوسی‌مس به ترتیب برای تولید سناریوهای نواحی ۱ و ۲ از شبکه RTS مورد استفاده قرار گرفته است. همان‌طور که در بخش ۳-۴ بیان شد، همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی در فصول مختلف سال متفاوت است. بنابراین سناریوهای بار الکتریکی دو ناحیه برای فصول مختلف به صورت مجزا تولید شده است. با توجه به اینکه سطح بار الکتریکی نواحی که اطلاعات آن استخراج شده است و سطح بارگذاری شبکه RTS متفاوت است، سناریوهای تولید شده در بازه ۰ و ۱، در پیک بار هر ناحیه در هر فصل ضرب شده است. پیک بار هر ناحیه در هر فصل در جدول ۲-۴ آمده است. سناریوهای بار الکتریکی در هر ناحیه مطابق جدول ۳-۴ بین باس‌های مختلف توزیع شده است.

جدول ۲-۴: پیک بار هر ناحیه در هر فصل در شبکه RTS

فصل	ناحیه ۱	ناحیه ۲
زمستان	۱۴۶۴/۶	۱۷۹۰/۴
بهار	۱۲۹۷/۶	۱۵۱۸/۹
تابستان	۱۹۱۳/۱	۲۱۶۴/۶
پاییز	۱۳۹۲/۶	۱۵۷۹/۶

جدول ۳-۴: توزیع بار روی باس‌های ۲ ناحیه شبکه RTS

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

۴-۴-۲ نتایج

برای ارزیابی آثار همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی بر شبکه برق، سناریوهای تولید توان بادی و بار الکتریکی برای دو حالت با و بدون در نظر گرفتن این همبستگی تولید شده و شبیه‌سازی برای این دو حالت انجام شده است. علاوه بر این برای تحلیل نحوه اثرپذیری نتایج از سطح نفوذ بادی، ۴ سطح نفوذ بادی مختلف در نظر گرفته شده است. برای بررسی اثر محدودیت خطوط، شبکه مورد مطالعه در دو حالت با و بدون محدودیت خطوط شبیه‌سازی شده است. در حالت بدون محدودیت خطوط از محدودیت توان عبوری کلیه خطوط صرف نظر شده است و در حالت با محدودیت خطوط، فقط خطوط بین ناحیه‌ای محدود شده و برای آشکارتر شدن آثار آن، ظرفیت این خطوط در شبکه RTS در مقدار ۰/۵ ضرب شده است.

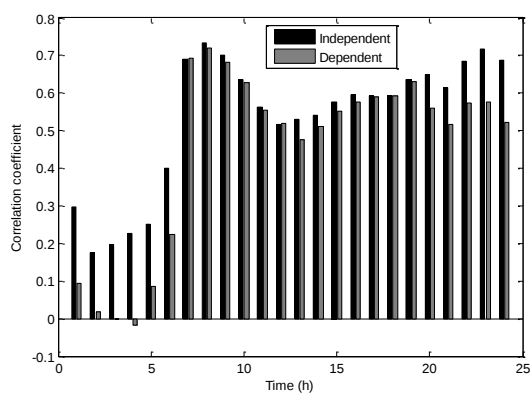
در ادامه نتایج تحلیل خروجی‌های بازار شامل قیمت انرژی الکتریکی و هزینه بهره‌برداری در قالب ۴ زیربخش ارائه شده است. در زیربخش اول، تأثیر همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی بر همبستگی قیمت انرژی الکتریکی و بار الکتریکی مورد ارزیابی قرار گرفته است. در زیربخش دوم و سوم به ترتیب تأثیر این همبستگی بر متوسط و انحراف معیار هزینه بهره‌برداری بدون در نظر گرفتن محدودیت شبکه و با در نظر گرفتن محدودیت شبکه تحلیل شده است. در زیر بخش چهارم، خطای در نظر نگرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی برای دو حالت با و بدون محدودیت شبکه مورد ارزیابی قرار می‌گیرد.

۴-۴-۲-۱ تحلیل همبستگی قیمت انرژی الکتریکی و بار الکتریکی

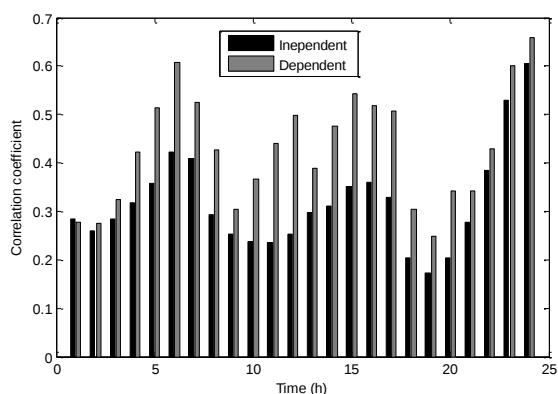
همبستگی مثبت و منفی تولید توان بادی و بار الکتریکی در فصول مختلف روی همبستگی قیمت انرژی الکتریکی و بار الکتریکی اثرگذار است. در شکل ۴-۳ مقایسه‌ای از نتایج همبستگی قیمت انرژی

الکتریکی و بار الکتریکی در شبیه‌سازی با و بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی در فصول مختلف ارائه شده است. در این شکل مقادیر ضرایب همبستگی در تأخیر زمانی صفر رسم شده است. با توجه به مشابه بودن نتایج حاصل در تمام سطوح نفوذ بادی، شکل برای سطح نفوذ بادی ۲۰ درصد رسم شده است. شکل ۳-۴ (الف) نشان می‌دهد در فصل زمستان همبستگی منفی تولید توان بادی و بار الکتریکی منجر به افزایش قابل توجه همبستگی قیمت انرژی الکتریکی و بار الکتریکی می‌شود. به عبارتی در نظر نگرفتن همبستگی، خطای قابل توجهی در محاسبه ضرایب همبستگی بار الکتریکی و قیمت انرژی الکتریکی ایجاد می‌کند. شکل ۳-۴ (ب) نشان می‌دهد در فصل بهار همبستگی مثبت تولید توان بادی و بار الکتریکی در ساعات ابتدایی و انتهایی روز، منجر به کاهش قابل توجه همبستگی قیمت انرژی الکتریکی و بار الکتریکی در این ساعات می‌شود. شکل ۳-۴ (ج) نشان می‌دهد به دلیل همبستگی کم و منفی تولید توان بادی و بار الکتریکی در این فصل، در نظر گرفتن این همبستگی در اکثر ساعات تا حدودی منجر به افزایش همبستگی قیمت انرژی الکتریکی و بار الکتریکی شده است. شکل ۳-۴ (د) نشان می‌دهد همبستگی مثبت و قابل توجه تولید توان بادی و بار الکتریکی در ساعات ابتدایی روز منجر به کاهش همبستگی قیمت انرژی الکتریکی و بار الکتریکی در این ساعات شده است.

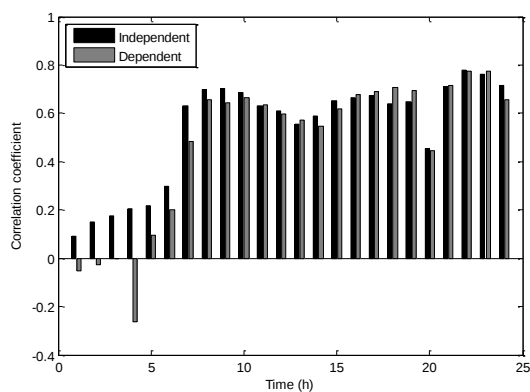
دلیل مشاهدات فوق این است که همبستگی منفی تولید توان بادی و بار الکتریکی در فصول زمستان و تابستان باعث می‌شود، افزایش بار الکتریکی با کاهش تولید توان بادی همراه شده و قیمت انرژی الکتریکی افزایش بیشتری را تجربه کرده و در نتیجه همبستگی بین قیمت انرژی الکتریکی و بار الکتریکی افزایش پیدا کند، در حالی که هم جهت شدن تولید توان بادی و بار الکتریکی ناشی از همبستگی مثبت تولید توان بادی و بار الکتریکی در فصول بهار و پاییز باعث می‌شود با افزایش بار الکتریکی، تولید توان بادی افزایش یافته و از همبستگی قیمت انرژی الکتریکی و بار الکتریکی کاسته شود.



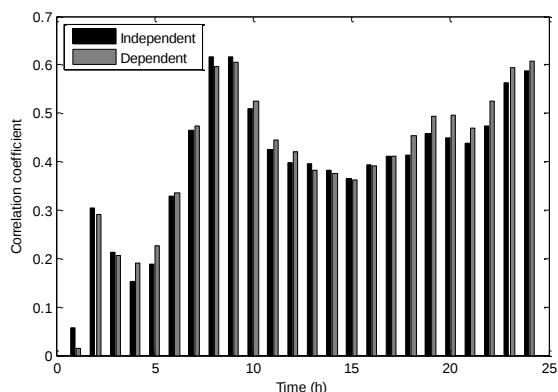
(ب)



(الف)



(د)



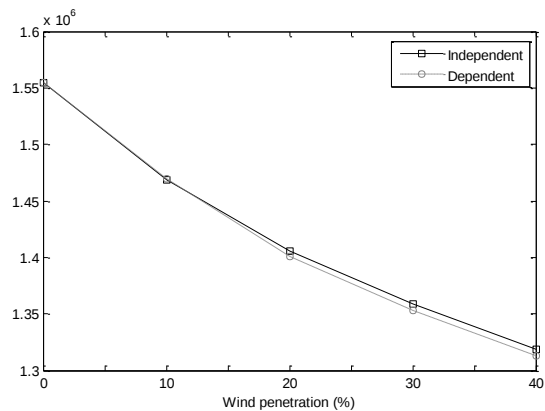
(ج)

شکل ۴-۳: ضرایب همبستگی بار الکتریکی و قیمت انرژی الکتریکی در تأخیر زمانی صفر در فصل الف) زمستان، ب) بهار، ج) تابستان و د) پاییز

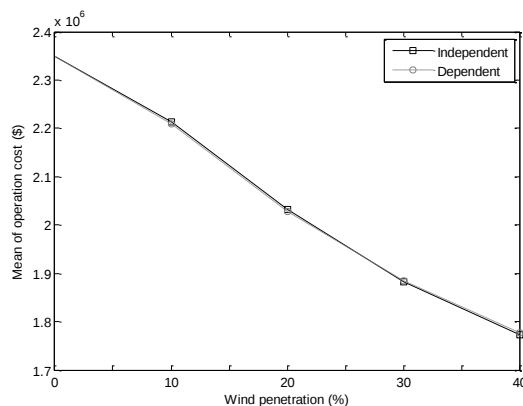
۴-۲-۲-۴ تحلیل هزینه بهره‌برداری بدون در نظر گرفتن محدودیت شبکه

شکل ۴-۴ نشان دهنده متوسط هزینه بهره‌برداری بدون در نظر گرفتن محدودیت شبکه برای فصول مختلف می‌باشد. در این شکل متوسط هزینه بهره‌برداری برای دو حالت با و بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی مقایسه شده است. نتایج مقایسه در فصول مختلف نشان می‌دهد این همبستگی تأثیر قابل توجه و معناداری بر متوسط هزینه بهره‌برداری نداشته است. زیرا در نظر گرفتن این همبستگی متوسط تولید توان بادی را تغییر نمی‌دهد. علاوه بر این، همان‌طور که انتظار می‌رفت در همه فصول با افزایش سطح نفوذ بادی هزینه بهره‌برداری کاهش یافته است. زیرا با افزایش

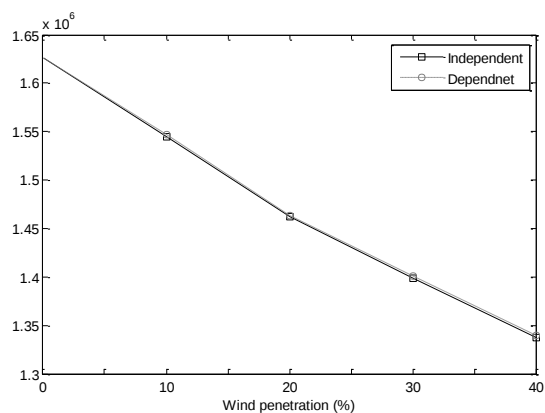
تولید توان بادی، این منبع جایگزین واحدهای حرارتی گران قیمت شده و منجر به کاهش قیمت انرژی و در نتیجه هزینه بهره‌برداری می‌شوند.



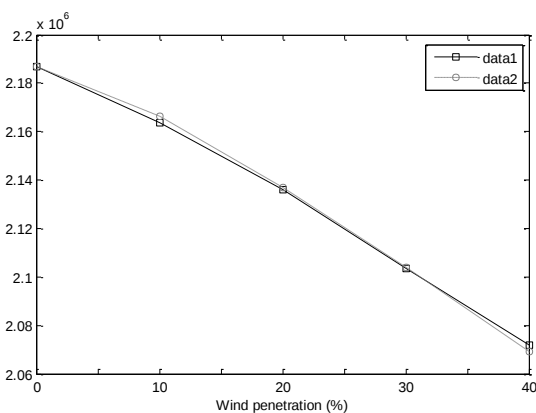
(ب)



(الف)



(د)



(ج)

شکل ۴-۴: متوسط هزینه بهره‌برداری در دو حالت با و بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی در فصل (الف) زمستان، (ب) بهار، (ج) تابستان و (د) پاییز

در شکل ۴-۵ انحراف معیار هزینه بهره‌برداری برای دو حالت با و بدون در نظر گرفتن همبستگی

تولید توان بادی و بار الکتریکی برای فصول مختلف ترسیم شده است. نتایج مقایسه نشان می‌دهد این

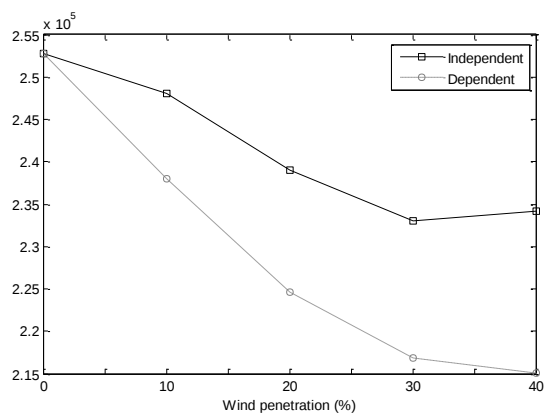
همبستگی تأثیر قابل توجهی بر انحراف معیار هزینه بهره‌برداری در فصول مختلف دارد. شکل ۴-۵ (الف) و

(ج) نشان می‌دهد، در فصل زمستان و تابستان همبستگی منفی تولید توان بادی و بار الکتریکی منجر به

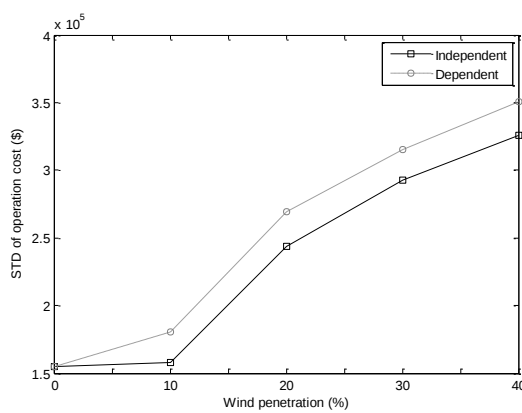
افزایش انحراف معیار هزینه بهره‌برداری شده است. زیرا همبستگی منفی در این فصول باعث افزایش

انحراف معیار بار الکتریکی منهای تولید توان بادی و در نتیجه افزایش انحراف معیار هزینه بهره‌برداری

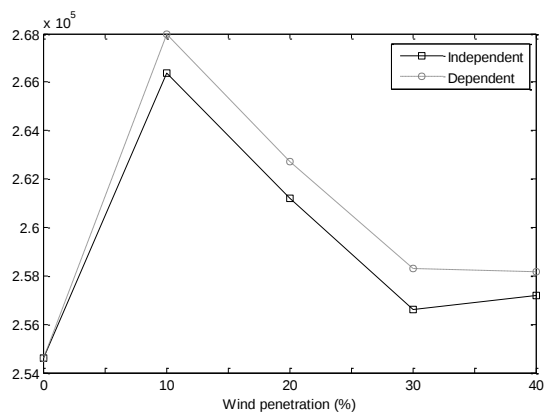
می‌شود. شکل ۴-۵ (ب) نشان می‌دهد، همبستگی مثبت تولید توان بادی و بار الکتریکی در فصل بهار منجر به کاهش انحراف معیار هزینه بهره‌برداری شده است. در فصل پاییز در ساعات ابتدایی همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی مثبت و در ساعات پایانی منفی است. از طرفی در مدل‌سازی همبستگی زمانی تولید توان بادی و بار الکتریکی از مدل آریمای استفاده شده است. لذا در سناریوهای تولید شده، انحراف معیار تولید توان بادی و بار الکتریکی در ساعات ابتدایی کمتر از ساعات پایانی است. بنابراین اثر ساعات پایانی نسبت به ساعات ابتدایی بر تغییرات قیمت و در نتیجه تغییرات هزینه بهره‌برداری بیشتر است و همان‌طور که از شکل ۴-۵ (د) مشخص است، همبستگی منفی ساعات پایانی روز در این فصل منجر به افزایش انحراف معیار هزینه بهره‌برداری شده است. در این شکل‌ها روند افزایشی و کاهشی هزینه بهره‌برداری با افزایش سطح نفوذ بادی در فصول مختلف متأثر از دو عامل (۱) افزایش انحراف معیار تولید توان بادی و (۲) انتقال بازه تغییرات بار منهای تولید توان بادی به نقاطی از منحنی تجمعی عرضه با شیب کمتر می‌باشد. عامل اول منجر به افزایش انحراف معیار هزینه بهره‌برداری و عامل دوم منجر به کاهش انحراف معیار هزینه بهره‌برداری می‌شود. بنابراین هر کدام از این دو عامل که تأثیر بیشتری داشته باشد، تعیین‌کننده روند تغییرات انحراف معیار هزینه بهره‌برداری با افزایش سطح نفوذ می‌باشد. با توجه به اینکه در فصول مختلف، متوسط سطح بار و تولید توان بادی متفاوت است، لذا اثر این دو عامل در فصول مختلف متفاوت است. همان‌طور که از شکل‌ها مشخص است، در فصل زمستان و تابستان عامل اول غالب است و با افزایش سطح نفوذ انحراف معیار هزینه بهره‌برداری افزایش یافته است. در حالی که در بهار خلاف این حالت اتفاق افتاده است. در پاییز برای سطح نفوذ ۱۰ درصد، عامل اول غالب است و منجر به افزایش انحراف معیار شده است اما برای سطوح نفوذ بالاتر عامل دوم منجر به کاهش انحراف معیار شده است.



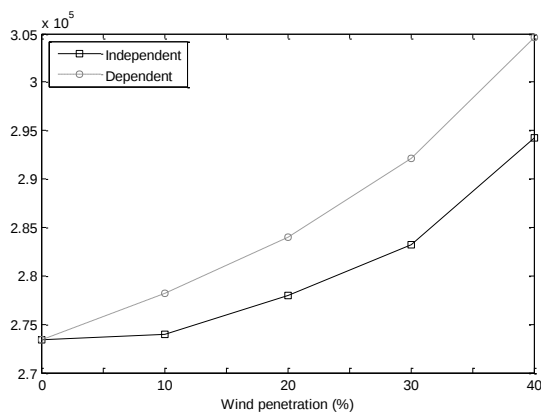
(ب)



(الف)



(د)



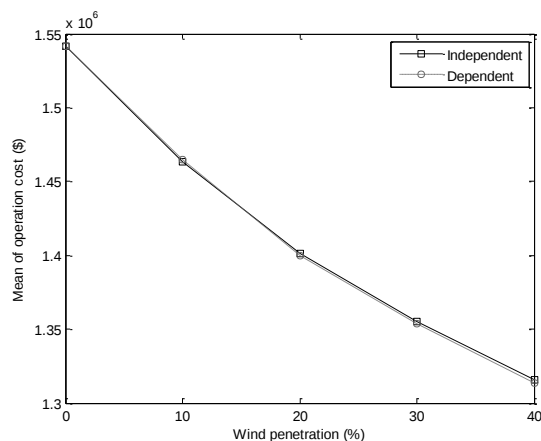
(ج)

شکل ۴-۵: انحراف معیار هزینه بهره‌برداری در دو حالت با و بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی در فصل الف) زمستان، ب) بهار، ج) تابستان و د) پاییز

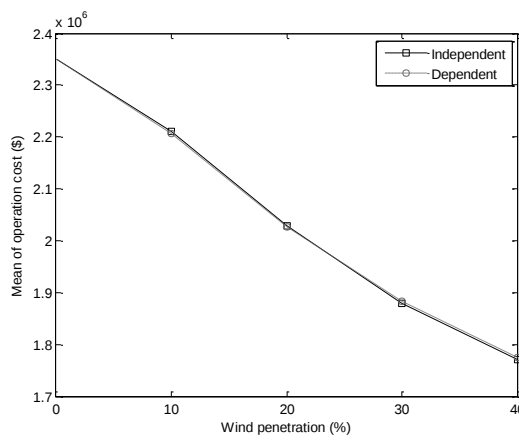
۴-۲-۳-۴ تحلیل هزینه بهره‌برداری با در نظر گرفتن محدودیت شبکه

شکل ۴-۶ نشان دهنده متوسط هزینه بهره‌برداری با در نظر گرفتن محدودیت خطوط، برای دو حالت با و بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی می‌باشد. تحلیل نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد محدودیت خطوط تغییر قابل توجهی در متوسط هزینه بهره‌برداری در مقایسه با نتایج ارائه شده در زیربخش قبل ایجاد نکرده است. زیرا با اعمال محدودیت خطوط قیمت انرژی الکتریکی در دو ناحیه متفاوت می‌شود. از طرفی قرار گرفتن تولیدکننده‌های بادی و واحدهای حرارتی ارزان قیمت در ناحیه یک منجر به کاهش هزینه بهره‌برداری در این ناحیه نسبت به حالت بدون محدودیت خطوط می‌شود در حالی که روشن شدن واحدهای حرارتی گران قیمت در ناحیه دو برای پاسخ گویی به بار، هزینه

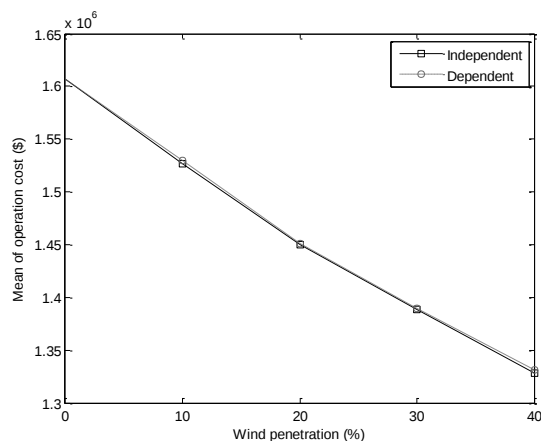
بهره‌برداری در این ناحیه را افزایش می‌دهد. لذا متوسط هزینه بهره‌برداری تغییرات قابل توجهی ندارد. همچنین مشاهده می‌شود همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی تأثیر معناداری بر هزینه بهره‌برداری ندارد.



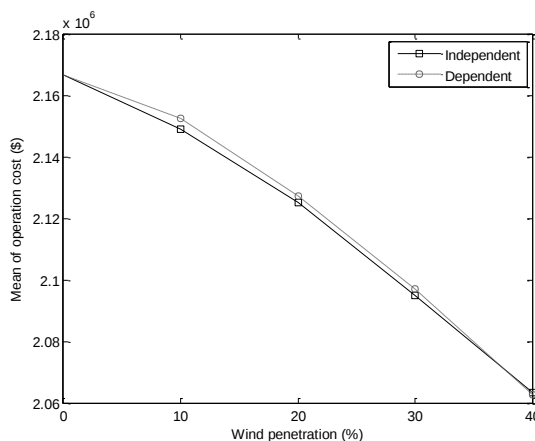
(ب)



(الف)



(د)

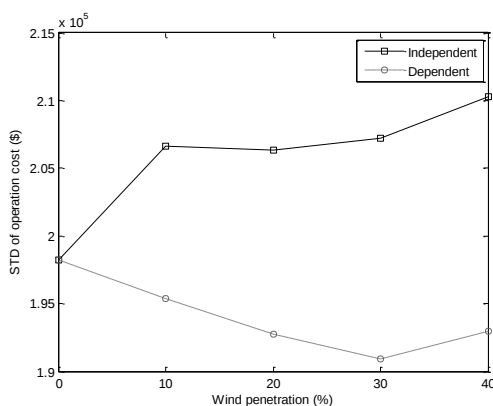


(ج)

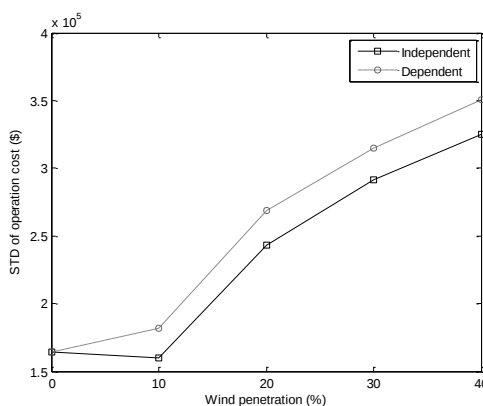
شکل ۴-۶: متوسط هزینه بهره‌برداری در دو حالت با و بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی با در نظر گرفتن محدودیت خطوط در فصل الف) زمستان، ب) بهار، ج) تابستان و د) پاییز

شکل ۴-۷ نشان دهنده انحراف معیار هزینه بهره‌برداری با در نظر گرفتن محدودیت خطوط برای دو حالت با و بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی می‌باشد. مقایسه نتایج نشان می‌دهد، محدودیت خطوط چگونگی اثرپذیری انحراف معیار هزینه بهره‌برداری از همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی را تغییر نمی‌دهد. مشابه حالت بدون محدودیت شبکه، در فصل زمستان، تابستان و

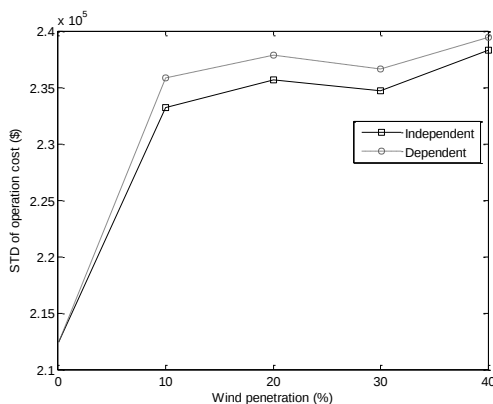
پاییز همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی منجر به افزایش انحراف معیار هزینه بهره‌برداری و در فصل بهار همبستگی مثبت، منجر به کاهش انحراف معیار هزینه بهره‌برداری می‌شود. جالب توجه است که در نظر گرفتن محدودیت شبکه روند تغییرات انحراف معیار هزینه بهره‌برداری با افزایش سطح نفوذ بادی را تغییر می‌دهد. البته در نظر گرفتن محدودیت خطوط، اثر همبستگی بر انحراف معیار هزینه بهره‌برداری را تشدید می‌کند که این اثر محدودیت خطوط در فصل بهار (شکل ۷-۴ ب)) محسوس‌تر است. جالب توجه است که در نظر گرفتن محدودیت شبکه روند تغییرات انحراف معیار هزینه بهره‌برداری با افزایش سطح نفوذ بادی را تغییر می‌دهد.



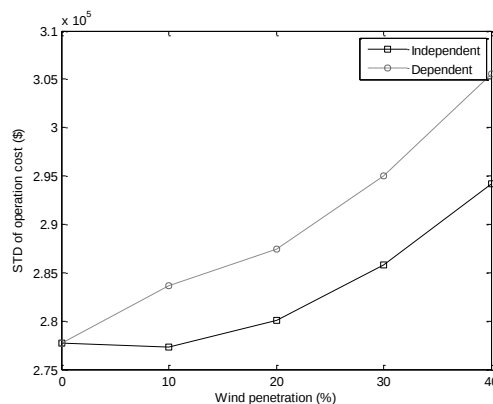
(ب)



(الف)



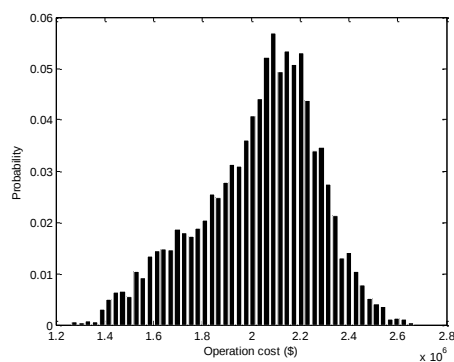
(د)



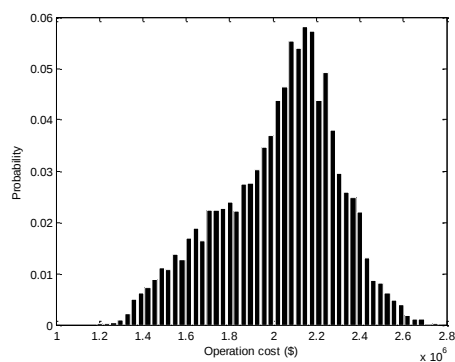
(ج)

شکل ۷-۴: انحراف معیار هزینه بهره‌برداری با در نظر گرفتن محدودیت خطوط در دو حالت با و بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی در فصل الف) زمستان، ب) بهار، ج) تابستان و د) پاییز

برای آشکار شدن اهمیت مدل‌سازی همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی در شبیه‌سازی بازار، در شکل‌های ۴-۸ تا ۴-۱۱، توابع چگالی احتمال هزینه بهره‌برداری برای دو حالت با و بدون در نظر گرفتن این همبستگی، برای فصول مختلف رسم شده است. با توجه به اینکه نتایج برای سطوح نفوذ بادی متفاوت مشابه است، شکل‌ها برای سطح نفوذ بادی ۲۰ درصد رسم شده است. در فصول زمستان و تابستان که همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی منفی است، در نظر گرفتن این همبستگی باعث باز شدن منحنی به طرفین، یعنی پراکندگی بیشتر هزینه بهره‌برداری شده است. در فصل بهار به علت مثبت بودن همبستگی عکس این محقق شده است. در این فصل، در نظر گرفتن همبستگی باعث کاهش پراکندگی هزینه بهره‌برداری و جمع شدن تابع چگالی احتمال شده است. همان‌طور که قبلاً توضیح داده شد، در فصل پاییز همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی در ساعات ابتدایی مثبت و در ساعات پایانی منفی می‌باشد. اما به دلیل بیشتر بودن انحراف معیار تولید توان بادی در ساعات پایانی تأثیر این ساعات بیشتر بوده و همبستگی منفی در این ساعات تا حدودی پراکندگی هزینه بهره‌برداری را افزایش و تابع چگالی احتمال را به طرفین کشیده است. در واقع همبستگی منفی باعث می‌شود تغییرات بار الکتریکی و تولید توان بادی در جهت عکس اتفاق افتاده در نتیجه با افزایش بار الکتریکی هزینه بهره‌برداری افزایش بیشتری و با کاهش بار الکتریکی هزینه بهره‌برداری کاهش بیشتری پیدا کند و در نتیجه پراکندگی تابع چگالی احتمال افزایش یابد. با وجود همبستگی مثبت عکس این حالت اتفاق می‌افتد.

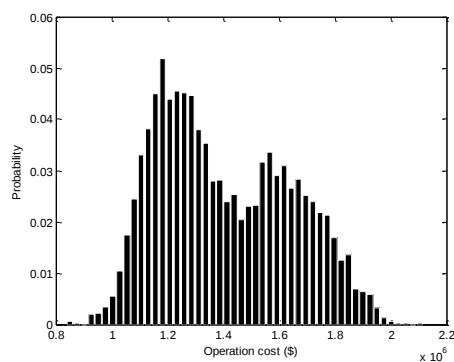


(ب)

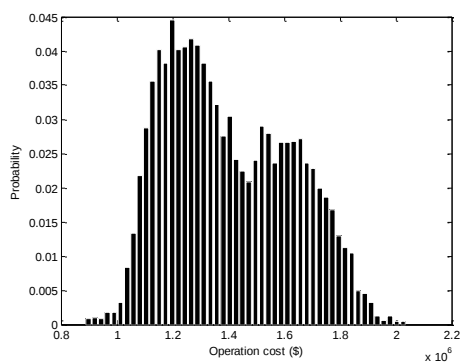


(الف)

شکل ۴-۸: تابع چگالی احتمال هزینه بهره‌برداری در فصل زمستان (الف) با در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی و (ب) بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی

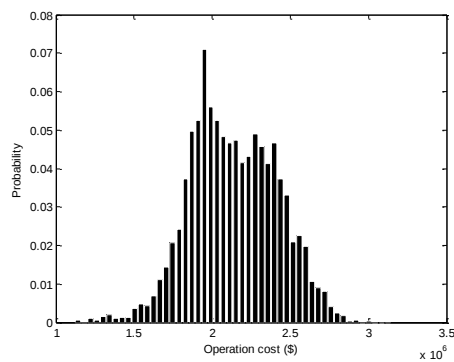


(ب)

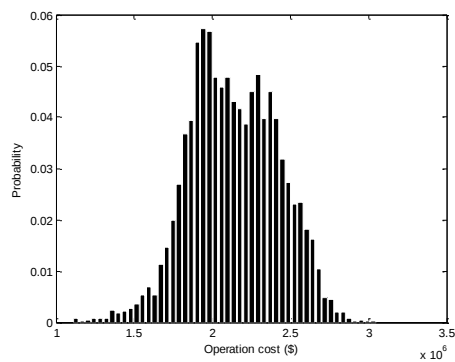


(الف)

شکل ۴-۹: تابع چگالی احتمال هزینه بهره‌برداری در فصل بهار (الف) با در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی و (ب) بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی

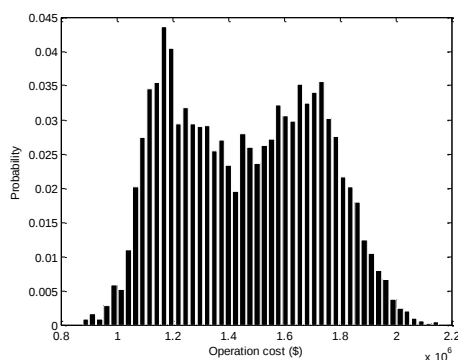


(ب)

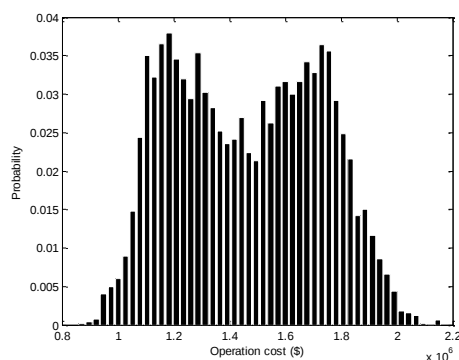


(الف)

شکل ۴-۱۰: تابع چگالی احتمال هزینه بهره‌برداری در فصل تابستان (الف) با در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی و (ب) بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی



(ب)



(الف)

شکل ۴-۱۱: تابع چگالی احتمال هزینه بهره‌برداری در فصل پاییز (الف) با در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی و (ب) بدون در نظر گرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی

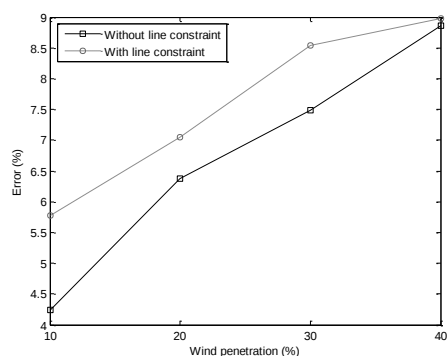
برای ارزیابی و مقایسه اثر همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی بر انحراف معیار هزینه بهره‌برداری در سطوح مختلف نفوذ بادی، پارامتر خطا تعریف شده است. این پارامتر از رابطه (۴-۵) محاسبه شده و خطای در نظر نگرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی بر انحراف معیار هزینه بهره‌برداری را محاسبه می‌کند.

$$(۴-۵) \quad \text{خطا} = \frac{\text{انحراف معیار هزینه برداری با در نظر گرفتن همبستگی} - \text{انحراف معیار هزینه بهره برداری بدون در نظر گرفتن همبستگی}}{\text{انحراف معیار هزینه برداری با در نظر گرفتن همبستگی}} \times 100$$

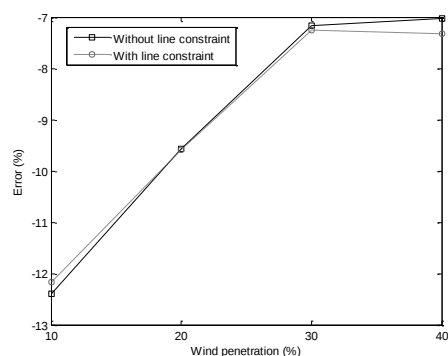
شکل ۴-۱۲ نشان دهنده خطای انحراف معیار هزینه بهره‌برداری در فصول مختلف برای دو حالت با و بدون در نظر گرفتن محدودیت شبکه می‌باشد. بر اساس نتایج، میزان خطا در فصول زمستان و بهار بیشتر از سایر فصول است که علت آن بیشتر بودن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی در این دو فصل نسبت به سایر فصول، می‌باشد. علاوه بر این، روند خطای ایجاد شده با افزایش سطح نفوذ بادی در فصول مختلف متفاوت است. در بهار و تابستان قدر مطلق خطا با افزایش نفوذ بادی نسبتاً افزایش و در زمستان کاهش می‌یابد. در پاییز خطا به طور نامحسوس کاهش می‌یابد. دلیل این مشاهدات مشابه دلیل ارائه شده برای روند تغییرات انحراف معیار هزینه بهره‌برداری با افزایش سطح نفوذ بادی در زیربخش ۴-۴-۲-۲

می‌باشد. در واقع روند خطا هم به دو عامل افزایش انحراف معیار تولید توان بادی و انتقال بازه تغییرات بار منهای تولید توان بادی به نقاطی از منحنی تجمعی عرضه با شیب کمتر وابسته می‌باشد، که عامل اول باعث افزایش خطا و عامل دوم باعث کاهش خطا می‌شود. در فصول بهار و تابستان عامل اول غالب بوده و منجر به افزایش خطا شده است. در حالی که، در فصول زمستان و پاییز با افزایش سطح نفوذ بادی غلبه عامل دوم بر عامل اول، باعث کاهش خطا شده است.

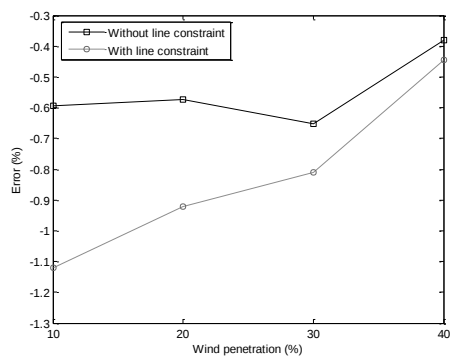
مقایسه خطا برای دو حالت با و بدون محدودیت شبکه نشان می‌دهد در نظر گرفتن محدودیت شبکه در تمامی فصول و سطوح نفوذ بادی به جز سطح نفوذ ۱۰ درصد در زمستان، منجر به افزایش خطا می‌شود. لذا می‌توان نتیجه گرفت محدودیت خطوط، اثر همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی بر انحراف معیار هزینه بهره‌برداری را تشدید کرده و خطا را افزایش می‌دهد.



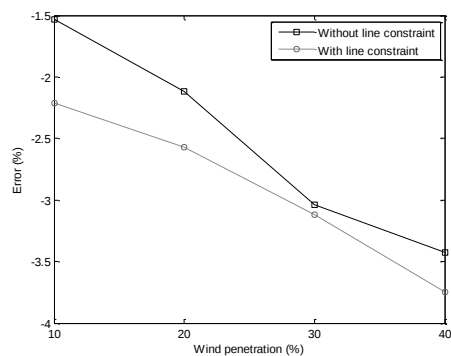
(ب)



(الف)



(د)



(ج)

شکل ۴-۱۲: خطای انحراف معیار هزینه بهره‌برداری در دو حالت با و بدون محدودیت شبکه در فصل الف) زمستان، ب) بهار ج) تابستان، و د) پاییز

۴-۵ جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در این فصل همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی بر اساس اطلاعات واقعی تحلیل شد. سپس برای بررسی آثار این همبستگی بر خروجی‌های بازار برق، روشی برای تولید سناریوهای همبسته تولید توان بادی و بار الکتریکی طراحی شد. در پایان خروجی‌های برنامه تسویه بازار در حضور منابع تولید بادی تحلیل شد. در ادامه نتایج اصلی به‌دست‌آمده از تحلیل خروجی‌ها ارائه شده است:

۱. تحلیل اطلاعات واقعی تولید توان بادی و بار الکتریکی نشان می‌دهد بین این دو متغیر همبستگی وجود دارد و میزان این همبستگی در فصول مختلف متفاوت است.
۲. مقدار منفی/مثبت همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی در مقایسه با همبستگی صفر، باعث افزایش/کاهش همبستگی قیمت انرژی الکتریکی و بار الکتریکی می‌شود.
۳. مقدار منفی/مثبت همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی باعث افزایش/کاهش انحراف معیار هزینه بهره‌برداری می‌شود اما اثر آن بر متوسط قیمت انرژی محسوس نیست.
۴. اعمال محدودیت خطوط آثار همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی بر انحراف معیار هزینه بهره‌برداری را تشدید می‌کند.
۵. با افزایش سطح نفوذ بادی، میزان خطای ایجاد شده در انحراف معیار هزینه بهره‌برداری بر اثر در نظر نگرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی، می‌تواند افزایش یا کاهش یابد.
۶. میزان خطای ایجاد شده در انحراف معیار هزینه بهره‌برداری بر اثر در نظر نگرفتن همبستگی منفی/مثبت تولید توان بادی و بار الکتریکی منفی/مثبت است.
۷. محدودیت خطوط، خطای در نظر نگرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی بر انحراف معیار هزینه بهره‌برداری را افزایش می‌دهد.

فصل پنجم

نتیجه‌گیری و پیشنهادات

۵-۱ مروری بر کارهای انجام شده

در این پایان‌نامه، آثار کوتاه‌مدت همبستگی زمانی-مکانی تولید توان مزارع بادی و همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی بر خروجی‌های بازار برق مطالعه و بررسی گردید.

در فصل سوم، بازار روز قبل از نوع حوضچه به عنوان بازار مورد مطالعه انتخاب شد و مسئله تسویه بازار با در نظر گرفتن قیود زمانی واحدهای حرارتی به صورت یک مسئله برنامه‌ریزی خطی مخلوط-عدد صحیح مدل‌سازی شد. همبستگی زمانی-مکانی تولید توان بادی بر اساس اطلاعات واقعی شناسایی و با استفاده از مدلی کارآمد و به‌روز مدل‌سازی شد. خروجی‌های بازار برق شامل قیمت انرژی الکتریکی، هزینه بهره‌برداری و وضعیت در مدار قرار گرفتن واحدهای حرارتی در حضور منابع تولید توان بادی با همبستگی زمانی-مکانی مورد تحلیل قرار گرفت. همچنین، نحوه تغییر آثار همبستگی زمانی-مکانی تولید توان بادی ناشی از قیود زمانی واحدهای حرارتی تحلیل شد.

در فصل چهارم، جهت درک بهتر و عمیق‌تر آثار تولید توان بادی بر خروجی‌های بازار برق، همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی در بازه سالانه به طور فصلی بر اساس اطلاعات واقعی ارزیابی شد. جهت مدل‌سازی عدم قطعیت و تولید سناریو با در نظر گرفتن همبستگی زمانی-مکانی تولید توان بادی و بار الکتریکی یک روش کاربردی مبتنی بر مدل‌های آریم، طراحی و پیاده‌سازی شد. برنامه تسویه بازار برای سناریوهای تولید شده اجرا و آثار همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی بر خروجی‌های بازار برق مثل قیمت انرژی الکتریکی و هزینه بهره‌برداری ارزیابی شد. علاوه بر این، اثر سطح نفوذ بادی و محدودیت خطوط شبکه بر آثار همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی بر خروجی‌های بازار برق بررسی شد. همچنین خطای ناشی از در نظر نگرفتن این همبستگی، محاسبه و تحلیل شد.

۲-۵ 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 بهره برداری افزایش می یابد.
- شبیه سازی برای سه سطح بار مختلف پایه، متوسط و پیک نشان داد، با افزایش سطح بار الکتریکی به ازای یک مقدار ثابت همبستگی مزارع بادی، متوسط و انحراف معیار قیمت انرژی در اکثر ساعات در طول روز افزایش می یابد. علاوه بر این، تغییرات قیمت انرژی در سطح بار پیک نسبت به سطوح بار پایه و متوسط با افزایش میزان همبستگی مزارع بادی، افزایش بیشتری می یابد. بررسی اثر قیود زمانی واحدهای حرارتی نشان داد این قیود انحراف معیار و متوسط قیمت انرژی الکتریکی را در تمام سطوح بار افزایش می دهد و باعث تشدید آثار همبستگی مزارع بادی بر خروجی های بازار می شود.
- تحلیل آثار همبستگی مزارع بادی بر متوسط قیمت انرژی الکتریکی و هزینه بهره برداری نشان داد، در سطح بار پایه و پیک این همبستگی تأثیر قابل توجه و معناداری بر متوسط قیمت انرژی الکتریکی و هزینه بهره برداری ندارد، در حالی که تغییرات ناگهانی قیمت در منحنی عرضه در بازه تغییرات بار منهای تولید توان بادی برای سطح بار متوسط باعث شد با افزایش همبستگی مزارع بادی، متوسط قیمت انرژی الکتریکی و هزینه بهره برداری

افزایش یابد.

- با افزایش میزان همبستگی مزارع بادی، احتمال تغییر وضعیت واحدهای حاشیه‌ای از خاموش به روشن و بالعکس، افزایش پیدا می‌کند. همچنین واحدهایی که در بیشتر سناریوها مورد بهره‌برداری بوده‌اند با افزایش همبستگی مزارع احتمال به کارگیری این واحدها برای تولید انرژی کاهش می‌یابد. واحدهایی که در تعداد کمی سناریو مورد بهره‌برداری بوده‌اند، با افزایش همبستگی مزارع احتمال به کارگیری آن‌ها برای تولید افزایش می‌یابد.

- تحلیل همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی در طول زمان تأیید می‌کند بین تولید توان بادی و بار الکتریکی در بعضی از ساعات روز در فصول مختلف همبستگی قابل توجهی وجود دارد. بر اساس اطلاعات ناحیه ماساچوست در بازار نیوانگلند، بیشترین همبستگی در فصل زمستان با علامت منفی و در فصل بهار با علامت مثبت مشاهده شد.
- تحلیل آثار همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی نشان می‌دهد همبستگی مثبت/منفی در مقایسه با همبستگی صفر (فرض استقلال پارامترها) این پارامترها منجر به کاهش/افزایش همبستگی قیمت انرژی الکتریکی و بار الکتریکی می‌شود.

- همبستگی مثبت/منفی تولید توان بادی و بار الکتریکی در مقایسه با همبستگی صفر منجر به کاهش/افزایش انحراف معیار هزینه بهره‌برداری می‌شود در حالی که بر متوسط آن تأثیر معنادار و قابل توجهی ندارد.

- اعمال محدودیت خطوط آثار همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی بر انحراف معیار هزینه بهره‌برداری را تشدید می‌کند.

- اثر سطح نفوذ بادی در فصول مختلف متفاوت است. افزایش سطح نفوذ بادی در بعضی از فصول منجر به افزایش و در بعضی منجر به کاهش انحراف معیار هزینه بهره‌برداری شد.

- برای تحلیل خطای در نظر نگرفتن همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی در محاسبه هزینه بهره‌برداری، تابع چگالی احتمال هزینه بهره‌برداری برای دو حالت با و بدون در نظر گرفتن این همبستگی مقایسه شد. بر این اساس، همبستگی مثبت/منفی در مقایسه با فرض استقلال پارامترها منجر به کاهش/افزایش پراکندگی تابع چگالی احتمال می‌شود. جهت نیل به درکی بهتر و دقیق‌تر از میزان تأثیر همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی بر انحراف معیار هزینه بهره‌برداری، پارامتر خطا تعریف و مقدار آن در فصول مختلف ارزیابی شد. به دلیل همبستگی بیشتر تولید توان بادی و بار الکتریکی در فصول زمستان و بهار، بیشترین میزان خطا در این فصول مشاهده شد. علاوه بر این، مقایسه خطا برای دو حالت با و بدون محدودیت شبکه نشان داد، محدودیت خطوط منجر به افزایش قدر مطلق خطا می‌شود.

۳-۵ پیشنهادات

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 انجام شده در این پایان‌نامه، ریزش توان بادی^۱ بررسی نشد. در واقع با صرف نظر کردن از محدودیت توان عبوری خطوط متصل کننده مزارع بادی به شبکه، کل توان

^۱ Wind power spillage

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 و همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی بر ریزش توان بادی می‌تواند برخی دیگر از آثار اقتصادی این همبستگی‌ها را آشکار کند.

- مطالعه آثار همبستگی زمانی-مکانی مزارع بادی و همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی در بازار انحصار چندگانه و بررسی آثار آن بر قدرت بازار شرکت‌های تولیدی مسئله‌ای در خور توجه است.
- در این پایان‌نامه آثار همبستگی زمانی-مکانی مزارع بادی و همبستگی تولید توان بادی و بار الکتریکی در بازار روز قبل از نوع حوضچه مدل‌سازی و تحلیل شد. مدل‌سازی بازار زمان حقیقی^۱ در کنار این بازار می‌تواند آثار عدم تعادل ناشی از عدم قطعیت تولید بادی را روشن‌تر سازد.
- 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 برق 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.

^۱ Real-time market

- [1] Y. Zhang, J. Wang and X. Wang, "Review on probabilistic forecasting of wind power generation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, pp. 255-270, May 2014.
- [2] A. Fabbri, T. G. S. Roman, J. R. Abbad and V. H. M. Quezada, "Assessment of the cost associated with wind generation prediction errors in a liberalized electricity market," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1440- 1446, 2005.
- [3] P. Pinson, C. Chevallier and G. N. Kariniotakis, "Trading wind generation from short-term probabilistic forecasts of wind power," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 3, pp. 1148-1156, 2007.
- [4] C. W. Potter and M. Negnevitsky, "Very short-term wind forecasting for Tasmanian power generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 965- 972, 2006.
- [5] Y.-K. Wu, A literature review of wind forecasting technology in the world, Lausanne: IEEE Power Tech, 2007, pp. 504-509.
- [6] S. Soman, H. Zareipour, O. Malik and P. Mandal, "A Review of Wind Power and Wind Speed Forecasting Methods With Different Time Horizons," in *North American Power Symposium (NAPS)*, Arlington, TX, 2010.
- [7] E. Cadenas and W. Rivera, "Wind speed forecasting in the South Coast of Oaxaca, Mexico," *Renewable Energy*, vol. 32, no. 12, pp. 2116-2128, 2007.
- [8] M. Mulder and B. Scholtens, "The impact of renewable energy on electricity prices in the Netherlands," *Renewable Energy*, vol. 57, pp. 94-100,

2013.

- [9] S. Forrest and I. MacGill, "Assessing the impact of wind generation on wholesale prices and generator dispatch in the Australian National Electricity Market," *Energy Policy*, vol. 59, p. 120–132, 2013.
- [10] H. A. Gil and J. Lin, "Wind Power and Electricity Prices at the PJM Market," *IEEE Trans. power syst.*, vol. 28, no. 4, p. 3945–3953, 2013.
- [11] G. Miera, P. González and I. Vizcaíno, "Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain," *Energy Policy*, vol. 36, no. 9, pp. 3345-3359, September 2008.
- [12] L. Hirth, "The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price," *Energy Economics*, vol. 38, no. 9, pp. 218-236, July 2013.
- [13] M. Nicolosi, "Wind power integration and power system flexibility—An empirical analysis of extreme events in Germany under the new negative price regime," *Energy Policy*, vol. 38, no. 11, p. 7257–7268, November 2010.
- [14] P. Arturs, Z. Alyona, L. Maria Llorente, T. Evangelos and M. Arnaud, "Challenges and options for a large wind power uptake by the European electricity system," *Applied Energy*, vol. 88, no. 5, p. 1461–1469, May 2011.
- [15] M. B. Amora, E. B. d. Villemeurb, M. Pellatc and P.-O. Pineau, "Influence of wind power on hourly electricity prices and GHG (greenhouse gas) emissions: Evidence that congestion matters from Ontario zonal data," *Energy*, vol. 66, p. 458–469, March 2014.
- [16] C. Woo, I. Horowitz, J. Moore and A. Pacheco , "The impact of wind

- generation on the electricity spot-market price level and variance: The Texas experience," *Energy Policy*, vol. 39, p. 3939–3944, 2011.
- [17] R. Green and N. Vasilakos, "Market behaviour with large amounts of intermittent generation," *Energy Policy*, vol. 38, no. 7, p. 3211–3220, July 2010.
- [18] J. M. Morales, A. J. Conejo, K. Liu and J. Zhong, "Pricing Electricity in Pools With Wind Producers," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 1366–1376, August 2012.
- [19] J. Kazempour and H. Zareipour, "Equilibria in an oligopolistic market with wind power production," *IEEE Trans. Power Syst. PP (99) (2013) 1–12.*, no. 99, pp. 1–12, 2013.
- [20] H. Zeineldin, T. El-Fouly, E. El-Saadany and M. Salam, "Impact of wind farm integration on electricity market prices," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 3, no. 1, p. 84–95, 2009.
- [21] G. Li and J. Shi, "Agent-based modeling for trading wind power with uncertainty in the day-ahead wholesale electricity markets of single-sided auctions," *Appl. Energy*, vol. 99, no. 13–22, 2012.
- [22] T. Aigner, S. Jaehnert, G. L. Doorman and T. Gjengeda, "The effect of large-scale wind power on system balancing in Northern Europe," *IEEE Trans. Syst. Energy*, vol. 3, no. 4, p. 751–759, 2012.
- [23] J. Valenzuela and J. Wang, "A probabilistic model for assessing the long-term economics of wind energy," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 4, p. 853–861, 2011.
- [24] Y. Xu, Q. Hu and F. Li, "Probabilistic model of payment cost

- minimization considering wind power and its uncertainty," *IEEE Trans. Syst. Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 716-724, 2013.
- [25] J. MacCormack, A. Hollis, H. Zareipour and W. Rosehar, "The large-scale integration of wind generation: Impacts on price, reliability and dispatchable conventional suppliers, *Electric Power Systems Research* 38 (7) (2010) 3837–," *Electric Power Systems Research*, vol. 38, no. 7, p. 3837–3846, 2010.
- [26] J. M. Morales, A. J. Conejo and J. P´erez-Ruiz, , "Simulating the impact of wind production on locational marginal prices," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 2, pp. 820-828, 2011.
- [27] J. M. Morales, L. Baringo, A. J. Conejo and R. M´ingu, "Probabilistic power flow with correlated wind sources, *IET Gener. Transm. Distrib.* 4 (5) (2010)," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 4, no. 5, pp. 641-651, 2010.
- [28] J. .. 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, p. 765–774, 2013.
- [29] Y. Wei, F. Li and K. Tomsovic, "Measuring the volatility of wholesale electricity prices caused by wind power uncertainty with a correlation model," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 6, no. 5, pp. 315-323, 2012.
- [30] M. Rahimiyan, "A statistical cognitive model to assess impact of spatially correlated wind production on market behaviors," *Appl. Energy.*, p. In press, 2014.
- [31] 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,

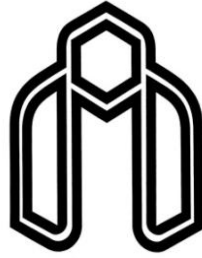
- IEEE," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 22, no. 1, p. 44–51, 2007.
- [32] L. Xie, Y. Gu, X. Zhu and M. G. Genton, "Short-term spatio-temporal wind power forecast in robust look-ahead power system dispatch," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 1, pp. 511-520, 2014.
 - [33] K. Coughlin, A. Murthi and J. Eto, "Multi-scale analysis of wind power and load time series data," *Renewable Energy*, vol. 68, pp. 494-504, 2014.
 - [34] P. de Jong, A. Sánchez, K. Esquerre, R. Kalid and E. Torres, "Solar and wind energy production in relation to the electricity load curve and hydroelectricity in the northeast region of Brazil," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 23, pp. 526-535, 2013.
 - [35] M. Abdullah, A. Agalgaonkar and K. Muttaqi, "Probabilistic load flow incorporating correlation between time-varying electricity demand and renewable power generation," *Renewable Energy*, vol. 55, pp. 532-543, 2013.
 - [36] L. Baringo and A. Conejo, "Wind power investment within a market environment," *Applied Energy*, vol. 88, p. 3239–3247, 2011.
 - [37] L. Baringo and A. Conejo, "Correlated wind-power production and electric load scenarios for investment decisions," *Applied Energy*, vol. 101, p. 475–482, 2013.
 - [38] Z. Shu and P. Jirutit, "Latin Hypercube Sampling Techniques for Power Systems Reliability Analysis With Renewable Energy Sources," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 2066-2073, 2011.
 - [39] Z. Qin, W. Li and X. Xiong, "Incorporating multiple correlations among wind speeds, photovoltaic powers and bus loads in composite system reliability evaluation," *Applied Energy*, vol. 110, p. 285–294, 2013.

- [40] J. Tastu, P. Pinson, E. Kotwa, H. Madsen and H. A. Nielsen, "Spatio-temporal analysis and modeling of short-term wind power forecast errors," *Wind Energy*, vol. 14, no. 1, pp. 43-60, 2011.
- [41] J. M. Morales, R. M'inguez and A. J. Conejo, "A methodology to generate statistically dependent wind speed scenarios," *Appl. Energy*, vol. 87, no. 3, p. 843–855, 2010.
- [42] "UMWEC," University of Massachusetts, Wind Energy Center, 2013. [Online]. Available: <http://www.umass.edu/windenergy/resourcedata.php>.
- [43] R. S. T. Force“ ,The IEEE reliability test system1996: A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee ”,*IEEE Trans. Power Syst* ., no. 14 , vol. 3 ,pp. 1010-1020, 1999 .
- [44] "New England Hourly Demand Data," New England ISO, 2014. [Online]. Available: [http://www.iso-ne.com/markets/hrly\\$_data/selectHourlyLoad.do](http://www.iso-ne.com/markets/hrly$_data/selectHourlyLoad.do).

Abstract

By the increase of wind power penetration in electricity markets, a relevant issue is how correlated power production of diverse wind farms as well as the correlation between wind power production and electric load may change market clearing outcomes. This paper uses real-world historical wind and load data to capture spatio-temporal correlation among these random variables. In a simulation framework, we evaluate statistically impact of the correlated random variables on clearing outcomes of a competitive pool market, while incorporating inter-temporal constraints of dispatchable generating units to market clearing model. This allows addressing how such constraints and associated costs may change the impact of correlation. The market clearing outcomes are statistically evaluated for different levels of spatio-temporal correlation among the input random variables. This numerical evaluation is run for different load profiles to examine how technological diversification of dispatchable generating units may change the impact of correlated random variables. An illustrative example and a case study show results and remarkable conclusions.

Keywords: Wind production, spatio-temporal correlation, electric load, inter-temporal constraints, electricity market.



Shahrood University of Technology

Faculty of Electrical Engineering

On The Short Term Impact of Spatio-Temporal Correlation of Wind Production on The Electricity Price

Reza Arjmand

Supervisor:

Dr. Morteza Rahimiyan

A thesis submitted in partial fulfillment of the
requirements for the degree of

Master of Science in Electrical Engineering

September 2014