

تحلیل تأثیر نیروگاه‌های بادی بر قابلیت تبادل شبکه‌های انتقال در سیستم قدرت

حمید فلقی^{۱*}، مریم رضانی^۱ و محمودرضا حقی فام^۲

اطلاعات مقاله	چکیده
واژگان کلیدی: شبکه‌های انتقال نیرو، قابلیت تبادل کلی، نیروگاه بادی، شبیه‌سازی مونت کارلو، مدل سازی احتمالاتی.	قابلیت تبادل در سیستم قدرت تجدید ساختار یافته، مبنای تنظیم تبادلات توان بین نواحی را تشکیل می‌دهد. با حضور نیروگاه‌های بادی در سیستم قدرت برای تولید انرژی الکتریکی، مدل سازی و بررسی اثرات آن بر سیستم امری مهم جلوه می‌نماید. در این میان عدم قطعیت‌های ناشی از شرایط بهره‌برداری شبکه و ماهیت تصادفی نیروگاه‌های بادی، لزوم استفاده از روش‌های احتمالاتی برای ارزیابی قابلیت تبادل سیستم‌های قدرت با نیروگاه‌های بادی را قوت بخشیده است. خصوصیت تصادفی نیروگاه‌های بادی، تأثیرات قابل تأملی را بر قابلیت تبادل ایجاد می‌کند؛ که به عوامل متعددی چون محل اتصال نیروگاه بادی، ظرفیت آن و رژیم باد وابسته است. در این مقاله تأثیر نیروگاه‌های بادی بر قابلیت تبادل بین نواحی، مدل سازی شده و مورد تحلیل قرار می‌گیرد. به این منظور از شبیه‌سازی مونت کارلو و روش پخش بار بهینه برای مدل سازی و ارزیابی احتمالاتی قابلیت تبادل استفاده شده‌است. در روش پیشنهادی قیود وابسته به منابع تولیدی، حد حرارتی خطوط و ولتاژ مجاز باس‌ها در ارزیابی قابلیت تبادل مورد توجه قرار گرفته‌است. شبکه ۲۴ باس IEEE به منظور انجام تحلیل‌ها مورد استفاده قرار گرفته‌است.

۱- مقدمه

آن محتمل است. به این منظور، قابلیت تبادل در دسترس (Available Transfer Capability-ATC) که نشان‌دهنده قابلیت تبادل باقیمانده در شبکه انتقال افزون بر موارد توافق شده قبلی است، برای مدیریت تبادلات آتی و فراهم آوردن امکان رقابت در فضایی مطمئن مورد استفاده قرار می‌گیرد [۱]. ATC از نظر ریاضی به صورت زیر بیان می‌شود:

$$ATC = TTC - TRM - CBM - ETC \quad (1)$$

در این رابطه، TTC (Total Transfer Capability) قابلیت تبادل کلی شبکه است و مقدار توان اکتیوی را نشان می‌دهد که می‌تواند به طور مطمئن توسط شبکه

در حال حاضر سیستم‌های چند ناحیه‌ای تجدید ساختار یافته قدرت، در بسیاری از مناطق به منظور فراهم آوردن دسترسی آزاد به شبکه انتقال، ایجاد گزینه‌های بیشتر برای مشترکان بازار، امکان استفاده از منابع دیگر نواحی و بهبود قابلیت اطمینان مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند. از آنجا که شبکه انتقال برای انجام تبادلات توان مورد استفاده قرار می‌گیرد، امکان بروز تراکم در بخش‌هایی از

* پست الکترونیک نویسنده مسئول: falaghi@birjand.ac.ir

۱. استادیار، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه بیرجند

۲. استاد، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه تربیت مدرس

برای شرایط بهره‌برداری نرمال و خطاهای یگانه مورد مطالعه قرار می‌گرفت و معمولاً کمترین مقدار حاصل شده برای TTC به‌عنوان قابلیت تبادل کلی شبکه انتخاب می‌شد. از آنجاکه این روش‌ها نتیجهٔ محافظه‌کارانه‌ای را برای TTC ارائه می‌کنند و ممکن است منجر به استفادهٔ ناکارا از شبکهٔ انتقال و بهره‌برداری پرهزینه از شبکه شوند [۵]، استفاده از روش‌های احتمالاتی پیشنهاد شده‌است.

تاکنون سه روش برای ارزیابی احتمالاتی TTC مطرح شده‌است. در اولین روش، TTC با استفاده از روش یکایک شماری پی در پی مورد ارزیابی قرار می‌گیرد که برای هر خطا در شبکه، TTC با استفاده از روش‌های DC یا AC محاسبه می‌شود [۲]. یا خطاهای جدی با استفاده از آنالیز رتبه‌بندی خطا تعیین شده و برای هر حالت TTC حساب می‌شود [۶]. این روش‌ها برای شبکه‌های کوچک یک روش کارا است اما با افزایش سایز سیستم زمان محاسبات به‌صورت نمایی افزایش پیدا می‌کند. روش دوم، شبیه‌سازی مونت‌کارلو است که به‌طور وسیع در بسیاری از مطالعات احتمالاتی استفاده شده‌است [۷ و ۸]. این روش که به‌صورت ترتیبی و غیرترتیبی قابل اجرا است، توانایی مدل‌سازی عوامل تصادفی مختلف در سیستم را دارد و مناسب شبکه‌های بزرگ قدرت است. در این روش TTC می‌تواند با استفاده از روش‌های DC [۹ و ۱۰] یا AC [۱۱] محاسبه شود. در مرجع [۱۲] از روش مونت‌کارلوی ترتیبی برای شبیه‌سازی پیشامدها و محاسبه TTC استفاده شده‌است.

روش سوم، بوت استرپ است که از اطلاعات گذشتهٔ سیستم برای ارزیابی TTC بهره می‌برد [۱۳].

علاوه بر مطالعاتی که جنبه‌های احتمالی ارزیابی TTC را مطرح کرده‌اند، در برخی مراجع به تأثیر توان راکتیو بر قابلیت تبادل توجه نموده‌اند. افزایش تلفات انتقال توان راکتیو، انتقال توان حقیقی را در خطوط انتقال محدود می‌سازد. با جبران‌سازی بار و توان راکتیو از طریق ادوات FACTS از قبیل TCSC، SVC و UPFC، قابلیت تبادل توان بهبود می‌یابد. مرجع [۱۴] با در نظر گرفتن

انتقال به‌هم پیوسته بین نواحی (یا نقاط) تولید و مصرف منتقل شود. (Transmission Reliability TRM Margin) حاشیه اطمینان انتقال است و به بخشی از قابلیت تبادل کلی شبکه گفته می‌شود که به‌منظور لحاظ کردن عدم قطعیت‌های سیستم و نیز اطمینان از بهره‌برداری ایمن شبکهٔ انتقال در نظر گرفته می‌شود. CBM (Capacity Benefit Margin) نیز حاشیه مفید ظرفیت است که برای اطمینان از دسترسی به ظرفیت تولید از طریق سیستم انتقال به‌هم پیوسته و برای برآوردن نیازمندی‌های قابلیت اطمینان تولید در سیستم‌های قدرت چند ناحیه‌ای در نظر گرفته می‌شود. در رابطهٔ (۱) ETC تبادلات توافق شدهٔ موجود را نشان می‌دهد. هرچند TRM و CBM بر مقدار ATC تأثیر گذارند اما ارزیابی این دو پارامتر می‌تواند به‌طور مستقل از محاسبهٔ TTC انجام شود [۱ و ۲] و مقدار شاخص TTC پایه و اساس محاسبهٔ ATC محسوب می‌شود. با استفاده از TTC حد ماکزیمم مجاز تبادلات توان بین نواحی تعیین می‌شود و از طرفی نقاط ضعف شبکه مشخص می‌شود. لذا TTC می‌تواند توسط طراحان و بهره‌برداران شبکه مورد استفاده قرارگیرد. TTC به عوامل متعددی در شبکه که همواره با تغییرات همراهند وابسته است، از اینرو فاکتوری تصادفی است که با تغییر شرایط شبکه تغییر می‌کند. لذا استفاده از روش‌های احتمالاتی برای ارزیابی TTC اطلاعات مفیدی را فراهم می‌آورد.

در این میان استفاده از منابع تجدیدپذیر برای تولید انرژی الکتریکی مطرح شده‌است. استفاده از این منابع به‌دلیل محدود بودن منابع سوخت فسیلی و آلودگی‌های ناشی از آن تسریع پیدا کرده است. از آنجاکه توان خروجی نیروگاه‌های بادی احتمالاتی است، استفاده از روش‌های احتمالاتی برای ارزیابی TTC بیش از پیش مهم جلوه می‌نماید.

لازم به ذکر است که اولین روش‌های ارائه‌شده برای ارزیابی TTC بر استفاده از روش‌های قطعی و روش‌های DC تأکید داشتند [۳ و ۴]. در این روش‌ها اغلب شبکه

گذرا پرداخته‌اند و مرجع [۲۷] در ارزیابی قابلیت تبادل قید پایداری ولتاژ را در نظر قرار داده‌اند.

علاوه بر مراجع فوق که به تنهایی به دنبال بیشینه کردن توان عبوری بین دوناحیه هستند، مراجع [۲۸ و ۲۹] به بررسی مسأله در قالب یک مسأله دو هدفه پرداخته‌اند و اهدافی چون کمینه کردن هزینه تولید افزایش حاشیه پایداری ولتاژ را مطرح کرده‌اند.

قابلیت تبادل بین دو ناحیه تولید و مصرف به عوامل متعددی وابسته است: شرایط بهره‌برداری شبکه، محدودیت واحدهای تولیدی، احتمال خطا در تجهیزات شبکه، عدم قطعیت در بار، حد حرارتی خطوط و ولتاژ باس‌ها. برای دستیابی به قابلیت تبادل احتمالاتی با دقت مطلوب، لازم است تمامی عوامل فوق در ارزیابی لحاظ شود. از آنجاکه احتمال نقض قیود شبکه در بسیاری از موارد که شبکه با خطا در تجهیزات مواجه است وجود دارد، می‌بایست برای رفع این قیود و فراهم آوردن امکان ارزیابی TTC از روش‌های مناسب استفاده شود.

در این مقاله برای ارزیابی احتمالاتی TTC در حضور نیروگاه‌های بادی از شبیه‌سازی مونت کارلو استفاده می‌شود. در این شبیه‌سازی برای ایجاد حالت‌های مختلف بهره‌برداری، امکان خطا در واحدهای تولیدی و خطوط در نظر گرفته شده و با نمونه‌برداری تصادفی از سرعت باد در بازه تحت مطالعه، رفتار تصادفی نیروگاه بادی شبیه‌سازی شده‌است. در هر نمونه ایجاد شده توسط شبیه‌سازی مونت کارلو چنانچه قیود بهره‌برداری نقض شده باشند از ابزارهای برنامه‌ریزی مجدد واحدهای تولیدی یا قطع بار برای آرام کردن شبکه استفاده می‌شود. TTC با استفاده از روش پخش بار بهینه (Optimal Power Flow- OPF) مورد محاسبه قرار می‌گیرد.

همچنین در این مقاله حضور دو نیروگاه بادی در شبکه مدل‌سازی شده‌است و با بررسی هم‌زمانی سرعت باد دو مزرحه تأثیر رژیم باد بر قابلیت تبادل نهایی بررسی شده‌است. در نهایت با استفاده از شبکه ۲۴ باس IEEE، TTC در حضور نیروگاه بادی محاسبه شده و چگونگی

محدودیت پایداری ولتاژ به بررسی اثر SVC بر روی ATC پرداخته‌است. در مرجع [۱۵] با در نظر گرفتن محدودیت‌های حرارتی و محدودیت‌های ولتاژ به بررسی اثر ادوات FACTS بر روی ATC پرداخته شده‌است. در مرجع [۱۶] با استفاده از روش حساسیت، مکان TCSC تعیین شده و اثر آن بر روی TTC بررسی شده‌است. مرجع [۱۷] تأثیر UPFC بر قابلیت تبادل را با روش DC مطالعه می‌کند. مرجع [۱۸] اثر STATCOM در ذخیره و بهبود توانایی تبادل توان نیروگاه بادی را بررسی کرده‌است. مرجع [۱۹] اثر UPFC و STATCOM را بر روی ATC با در نظر گرفتن محدودیت پایداری گذرا بررسی کرده‌است. مرجع [۲۰] اثر کنترلی TCSC را بر روی امپدانس خطوط برای بهبود TTC بررسی نموده است.

از دیگر کاربردهای ATC ارزیابی وضعیت شبکه برای تنظیم بازار روز آینده و یا ساعات آینده است که نیاز به ابزارهای محاسباتی سریع و دقیق برای ATC دارد، از این رو در برخی از مقالات از شبکه عصبی برای تعیین ATC استفاده کرده‌اند [۲۱ و ۲۲]. ورودی‌های شبکه عصبی وضعیت ژنراتورها، خطوط سیستم قدرت و شرایط بار است. مرجع [۲۳] نیز به ارزیابی قابلیت تبادل در بازار برق پرداخته‌است.

با وجود این‌که در تعریف ATC بر بررسی قیود پایداری تأکید شده‌است، مقالات اندکی بروز خطا در سیستم و تحلیل رفتار دینامیکی آن را برای ارزیابی ATC در نظر گرفته‌اند که دلیل آن بار محاسباتی تحلیل‌ها است.

مقالات ارائه شده در زمینه ارزیابی ATC با در نظر گرفتن قیود پایداری، اکثراً به بحث پایداری گذرای سیستم پرداخته‌اند و پایداری ولتاژ کمتر مورد توجه قرار گرفته‌است [۲۴]. محاسبه ATC با قید پایداری گذرا به دلیل طبیعت غیرخطی سیستم قدرت به هم پیوسته و نیازمندی‌های محاسباتی آنالیز پایداری خطا، تلاش‌های بسیاری را می‌طلبد. مراجع [۲۵ و ۲۶] به بررسی پایداری

ایران تنظیم شده است که از سازمان هواشناسی کشور [۳۳] اخذ شده‌اند.

۲-۲- مدل توربین‌های بادی

مشخصه توان خروجی یک توربین بادی با یک واحد نیروگاهی معمولی تفاوت بسیاری دارد. در این توربین‌ها توان اکتیو خروجی متأثر از سرعت باد بوده و یک رابطه غیرخطی بین این دو پارامتر وجود دارد. با استفاده از این رابطه که مشخصه «توان-سرعت» نام دارد و به پارامترهای بهره‌برداری از توربین وابسته است، امکان محاسبه توان اکتیو خروجی توربین‌های بادی فراهم می‌شود. این مشخصه مقدار توان اکتیو تولیدی توربین بادی را به ازای سرعت‌های مختلف باد نشان می‌دهد. در شکل ۱ یک نمونه از مشخصه مورد نظر نمایش داده شده است [۳۲].

همان‌طور که شکل ۱ نشان می‌دهد، یک توربین بادی به گونه‌ای طراحی می‌شود که در سرعت باد V_{cin} شروع به کار نماید. با افزایش سرعت باد، توان تولیدی توربین از مقدار صفر به تدریج افزایش می‌یابد تا به مقدار نامی P_r در سرعت نامی V_r برسد. پس از آن با وجود افزایش سرعت باد توان خروجی ثابت می‌ماند و در سرعت V_{co} به دلیل حفظ امنیت، واحد نیروگاهی متوقف می‌شود. مقادیر V_{cin} ، V_r ، P_r و V_{co} جزو مشخصات هر توربین بادی هستند و توسط شرکت سازنده ارائه می‌شوند. مدل ریاضی مشخصه «توان-سرعت» به صورت زیر است [۳۳].

$$P_{WT} = \begin{cases} 0 & x < V_{cin} \\ P_r \cdot (A + Bx + Cx^2) & V_{cin} \leq x < V_r \\ P_r & V_r \leq x < V_{co} \\ 0 & x \geq V_{co} \end{cases} \quad (2)$$

مقادیر A ، B و C به مشخصات توربین بادی وابسته و براساس روابط ارائه شده در [۳۴] قابل محاسبه‌اند.

توان راکتیو توربین بادی بستگی به نوع توربین دارد و باتوجه به مقدار توان اکتیو تولیدی آن تعیین می‌شود. در حال حاضر، چهار نوع توربین بادی استفاده می‌شود که عبارتند از توربین‌های سرعت ثابت، توربین‌های سرعت

تأثیرپذیری آن از رفتار باد، مکان نیروگاه بادی و سرعت باد مورد تحلیل قرار می‌گیرد.

در ادامه مقاله ابتدا مدل‌سازی نیروگاه بادی در بخش ۲ مطرح می‌شود، سپس در بخش ۳ الگوریتم ارزیابی قابلیت تبادل برای سیستم‌های شامل نیروگاه بادی بیان می‌شود و در بخش ۴ مطالعات عددی انجام می‌شود.

۲- مدل‌سازی نیروگاه‌های بادی

توربین‌های بادی دارای ظرفیت‌های متنوعی هستند و می‌توانند به شبکه‌های توزیع و انتقال متصل شوند. برای فراهم نمودن ظرفیت‌های بالای تولید انرژی الکتریکی، توربین‌های بادی متعددی در کنار هم نصب می‌شوند که به مجموعه آن‌ها نیروگاه بادی و یا اصطلاحاً «مزرعه بادی» گفته می‌شود. مدل نیروگاه‌های بادی به مدل سرعت باد، مدل توربین و نیز مزرعه بادی وابسته است. در ادامه مدل مورد استفاده برای سرعت باد، توربین و مزرعه بادی و نیز نحوه بکارگیری آن در محاسبات آمده است.

۲-۱- مدل سرعت باد

سرعت باد در یک مکان جغرافیایی شدیداً متغیر است. توان تولیدی نیروگاه بادی به سرعت باد که به صورت تصادفی تغییر می‌کند وابسته است. بنابراین برای مطالعه اثر نیروگاه‌های بادی روی سیستم قدرت، مدل‌سازی مناسب تغییرات سرعت باد برای منطقه مورد مطالعه امری ضروریست.

روش‌های متفاوتی برای مدل‌سازی سرعت باد پیشنهاد شده است. در [۳۰] با استفاده از سری‌های زمانی و ماتریس انتقال مارکوف مدل باد ارائه شده است. در [۳۱] و [۳۲] سرعت ساعتی باد با استفاده از سری‌های زمانی شبیه‌سازی شده که در آن سرعت باد در هر ساعت به سرعت باد در ساعت‌های قبل بستگی دارد. در مطالعات این مقاله مدل باد بر اساس داده‌های ساعتی سرعت باد در

۳- فرمول‌بندی مسأله و الگوریتم حل

در این بخش ابتدا فرمول‌بندی ریاضی مسأله شامل کمینه‌سازی قطع بار برای رفع نقض قیود بهره‌برداری شبکه و شبیه‌سازی قابلیت تبادل مطرح می‌شود. سپس چگونگی ارزیابی احتمالاتی TTC مبتنی بر مونت‌کارلو مورد بحث قرار می‌گیرد.

۳-۱- فرمول‌بندی ریاضی محاسبه TTC

در شبکه انتقال به هم پیوسته، TTC در یک شبکه مینا بین دو ناحیه محاسبه می‌شود. شبکه مینا بیانگر شرایطی از شبکه است که در آن تمامی قیود فیزیکی شبکه رعایت شده‌اند و محاسبه TTC تحت آن شرایط مورد نظر است. هر ناحیه می‌تواند یک سیستم الکتریکی، یک سیستم اشتراکی، ناحیه کنترلی، زیرناحیه یا یک باس باشد. نواحی سیستم به سه دسته تغذیه‌کننده (Source)، مصرف‌کننده (Sink) و خارجی (External) دسته‌بندی می‌شوند. شاخص TTC بیشترین حد انتقال توان از ناحیه Source به ناحیه Sink بدون نقض هیچ یک از قیود سیستم را در شرایط مشخص نشان می‌دهد. تعیین TTC را می‌توان به صورت یک مسأله برنامه‌ریزی غیرخطی مقید با تابع هدف و قیود (۴) الی (۱۲) فرموله‌بندی کرد.

$$\text{Max } f(P_{Gi(i \in \text{Source})}, P_{Lj(j \in \text{Sink})}, Q_{Lj(j \in \text{Sink})}) = \sum_{i \in \text{Source}} P_{Gi} \quad (4)$$

Subject to:

$$P_{Gi} - P_{Li} - V_i \sum_{j \in N} V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) = 0 \quad (5)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} - V_i \sum_{j \in N} V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) = 0 \quad (6)$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad \forall i \in \text{Source} \quad (7)$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} \quad \forall i \in \text{Source} \quad (8)$$

$$P_{Lj}^{\min} \leq P_{Lj} \leq P_{Lj}^{\max} \quad \forall j \in \text{Sink} \quad (9)$$

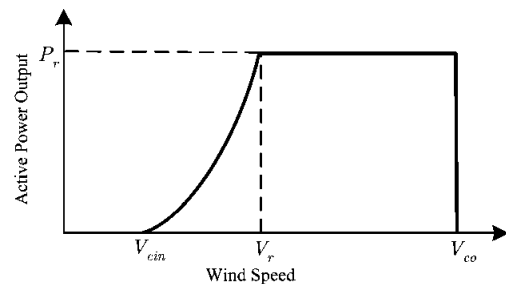
$$V_j^{\min} \leq V_j \leq V_j^{\max} \quad \forall j \in N \quad (10)$$

$$S_{i-j} \leq S_{i-j}^{\max} \quad \forall (i-j) \in \text{Lines} \quad (11)$$

$$Q_{Lj} / P_{Lj} = \text{constant} \quad \forall j \in \text{Sink} \quad (12)$$

که در آن:

متغیر محدود، توربین سرعت متغیر با مبدل فرکانسی جزئی و توربین‌های سرعت متغیر با مبدل فرکانسی کامل.



شکل ۱- مشخصه «توان-سرعت» توربین بادی

توربین‌های آسنکرون سرعت ثابت و متغیر محدود، بخشی از توان راکتیو مورد نیاز خود را از طریق خازن‌های نصب شده در محل و مابقی را (در صورت نیاز) از شبکه جذب می‌کنند اما توربین‌های سرعت متغیر امکان کنترل توان راکتیو و ولتاژ باس اتصال را دارند [۳۲].

۳-۲- تعیین توان خروجی نیروگاه بادی

پس از دستیابی به مدل مناسب برای سرعت باد و توربین بادی امکان تعیین توان خروجی نیروگاه بادی فراهم می‌شود. در صورت در مدار بودن تمامی توربین‌ها، توان خروجی یک نیروگاه بادی برابر است با مجموع توان خروجی توربین‌های بادی نصب شده در آن. باید توجه داشت که باتوجه به احتمال وقوع خطا، توربین‌های بادی همیشه در مدار نیستند از اینرو توان خروجی نیروگاه بادی در هر زمان را می‌توان باتوجه به تعداد توربین‌های در مدار با استفاده از رابطه (۳) اصلاح کرد.

$$P_{WF}^{Out} = \left(\frac{N_T - N_f}{N_T} \right) \cdot P_{WF0}^{Out} \quad (3)$$

که در آن:

P_{WF0}^{Out} توان خروجی نیروگاه بادی با تمام توربین‌های در مدار

P_{WF}^{Out} توان خروجی نیروگاه بادی اصلاح شده

N_f تعداد توربین‌های غیر فعال

N_T تعداد کل توربین‌ها

همان‌طور که ذکر شد، عوامل تصادفی متعددی در تعیین TTC شرکت دارند که می‌توانند شرایطی را برای شبکه فراهم کنند که منجر به نقض قیود بهره‌برداری در بخش‌هایی از شبکه شود. از آنجاکه برای ارزیابی TTC نیاز به یک شبکه مبنای ایمن است، ابتدا می‌بایست نقض قیود رفع شده و شرایط شبکه به ناحیه قابل قبول انتقال داده شود، سپس بیشینه‌سازی TTC انجام پذیرد. در این مطالعه چنانچه امکان رفع نقض توسط توزیع مجدد تولید میسر نباشد از قطع بار مبتنی بر روش DC استفاده می‌شود. مسأله می‌تواند به صورت زیر فرموله بندی شود [۳۷]:

$$\text{Min } f = \sum_{i \in SL} \omega_i L_{Ci} \quad (13)$$

Subject to:

$$\Psi = A(G + L_C - L) \quad (14)$$

$$\sum_{i \in SL} L_i - \sum_{i \in SL} LC_i = \sum_{i \in SG} G_i \quad (15)$$

$$G_{\min} \leq G \leq G_{\max} \quad (16)$$

$$|\Psi| \leq \Psi_{\max} \quad (17)$$

$$0 \leq L_C \leq L \quad (18)$$

که در آن:

ω_i	ضریب وزنی مربوط به قطع بار باس i ام
A	ماتریس ارتباطی بین جریان شاخه‌ها و توان تزریقی باس‌های شبکه
L_C	بردار قطع بار باس‌های شبکه
L	بردار بار باس‌های شبکه
G	بردار تولید باس‌های شبکه
Ψ	جریان شاخه‌های شبکه
Ψ_{\max}	ماکزیمم جریان شاخه‌های شبکه
SL	مجموعه کل باس‌های بار شبکه
SG	مجموعه کل باس‌های تولید شبکه

۳-۳- فرایند ارزیابی احتمالاتی TTC مبتنی بر شبیه‌سازی مونت کارلو

همان‌طور که قبلاً نیز ذکر شد، وجه تمایز عمده نیروگاه‌های بادی با نیروگاه‌های معمولی، تفاوت توان خروجی آن‌ها می‌باشد. در نیروگاه‌های معمولی، توان

N مجموعه کل باس‌های شبکه
 θ_{ij}, Y_{ij} اندازه و زاویه المان (i, j) در ماتریس admittانس شبکه
 δ_i, V_i اندازه و زاویه ولتاژ باس i ام
 P_{Lj}, Q_{Lj} توان اکتیو و راکتیو مصرفی در باس j ام
 P_{Gi}, Q_{Gi} توان اکتیو و راکتیو تولیدی در باس i ام
 P_{Gi}^{\max} و P_{Gi}^{\min} حد بیشینه و کمینه توان اکتیو تولیدی در باس i ام
 Q_{Gi}^{\max} و Q_{Gi}^{\min} حد بیشینه و کمینه توان راکتیو تولیدی در باس i ام
 P_{Lj}^{\max} و P_{Lj}^{\min} حد بیشینه و کمینه توان اکتیو مصرفی در باس j ام
 S_{i-j}^{\max} و S_{i-j} توان ظاهری و حد بیشینه توان ظاهری عبوری از خط (i, j)
 V_j^{\min} و V_j^{\max} حد بیشینه و کمینه دامنه ولتاژ باس j ام
 در مدل فوق، توان تولیدی ژنراتورها در ناحیه تولیدکننده و بار در ناحیه مصرف‌کننده به گونه‌ای افزایش داده می‌شوند که تبادل توان اکتیو میان این دو ناحیه بیشینه شود.
 رابطه (۴) تابع هدف مسأله را معرفی می‌کند. با بیشینه شدن توان تولیدی نیروگاه‌ها در ناحیه تولیدکننده بیشترین تبادل بین دو ناحیه رخ می‌دهد. روابط (۵) و (۶) مربوط به قیود پخش بار است و روابط (۷) تا (۱۱) به ترتیب محدودیت‌های توان اکتیو و راکتیو تولیدی ژنراتورها، توان اکتیو بار، ولتاژ باس‌ها و توان ظاهری خطوط را معرفی می‌کند. باید توجه داشت که افزایش بار ناحیه مصرف‌کننده با ضریب قدرت ثابت انجام می‌شود (قید (۱۲)). روش‌های مختلفی همچون پخش بار تداومی [۳۵]، پخش بار مکرر [۳۶] و پخش بار بهینه (OPF) [۵] و [۱۱] برای حل مدل مذکور ارائه شده‌است. در این مقاله از روش پخش بار بهینه مبتنی بر تکنیک برنامه‌ریزی درجه دوم متوالی (Sequential Quadratic Programming-SQP) که توانایی بالایی در حل مدل‌های غیرخطی مقید دارد [۵]، برای حل مدل (۴)-(۱۲) استفاده شده‌است.

۳-۲- کمینه‌سازی قطع بار

گام ۵) با اجرای پخش بار، قیود سیستم بررسی می‌شوند. چنانچه برخی از قیود نقض شده باشند، طبق آنچه در بخش ۳-۲ ذکر شد، شبکه اصلاح می‌شود.

گام ۶) با مدل کردن نیروگاه بادی در سیستم و حل مدل ریاضی (۴)-(۱۲)، میزان TTC در تکرار حاضر محاسبه می‌شود.

گام ۷) چنانچه همگرایی در مقدار مورد انتظار TTC حاصل شده‌است شبیه‌سازی خاتمه می‌یابد در غیر این صورت گام‌های ۱ الی ۶ تکرار می‌شود. با استفاده از داده‌های TTC به‌دست آمده از شبیه‌سازی مونت کارلو می‌توان مقدار متوسط نهایی TTC را از رابطه زیر محاسبه نمود.

$$\overline{TTC} = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} TTC(k) \quad (19)$$

در این روابط NS تعداد تکرار شبیه‌سازی مونت کارلو و TTC(k) مقدار محاسبه شده TTC در تکرار kام می‌باشد.

معیار همگرایی مورد استفاده در این مقاله برای شبیه‌سازی مونت کارلو به‌صورت زیر می‌باشد.

$$\frac{\text{Var}(TTC)}{\sqrt{NS \times \overline{TTC}}} \leq 0.0025 \quad (20)$$

که $\text{Var}(TTC)$ نشان دهنده واریانس TTC است و از رابطه زیر حاصل می‌شود.

$$\text{Var}(TTC) = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} (TTC(k) - \overline{TTC})^2 \quad (21)$$

۴- مطالعات عددی

به‌منظور بررسی کارایی روش پیشنهادی برای ارزیابی احتمالاتی TTC در حضور نیروگاه‌های بادی از سیستم ۲۴ باسۀ IEEE-RTS استفاده شده‌است، شکل ۲ دیگرام تک‌خطی این سیستم را نشان می‌دهد. کل بار سیستم ۲۸۵۰ مگاوات و کل ظرفیت نصب شده ۳۴۰۵ مگاوات است. دیگر اطلاعات این سیستم در [۳۸] ذکر شده‌است.

خروجی کاملاً کنترل شده‌است درحالی‌که در نیروگاه‌های بادی این توان به سرعت باد وابسته می‌باشد. بنابراین در ارزیابی شبکه انتقال در حضور نیروگاه‌های بادی لازم است ماهیت متغیر و تصادفی سرعت باد و به دنبال آن توان خروجی نیروگاه‌های بادی به گونه‌ای مناسب مدل‌سازی شود. در این مقاله برای مدل‌سازی تغییرات تصادفی باد و نیز احتمال خروج تجهیزات سیستم در ارزیابی TTC از شبیه‌سازی مونت کارلو استفاده شده‌است. در این فرآیند، ابتدا شبکه مینا که در آن تولید ژنراتورها و مقدار بار باس‌ها مشخص است و قیود سیستم در محدوده مجاز قرار دارند انتخاب می‌شود، سپس برای شبکه مذکور وضعیت سیستم با روش مونت کارلو شبیه‌سازی شده و مقدار TTC با به‌کارگیری مدل ریاضی (۴)-(۱۲) بر پایه OPF تعیین می‌شود.

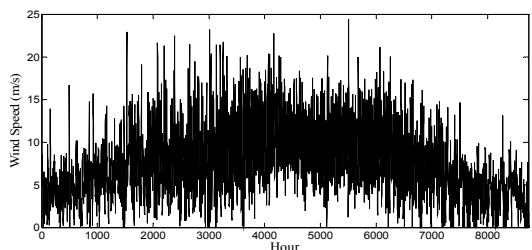
اجرای شبیه‌سازی مونت کارلو برای ارزیابی احتمالاتی TTC شامل گام‌های زیر است.

گام ۱) با استفاده از عدد تصادفی یکنواخت، یکی از ساعات در بازه زمانی مورد مطالعه انتخاب شده و سرعت باد متناظر با آن مورد استفاده قرار می‌گیرد.

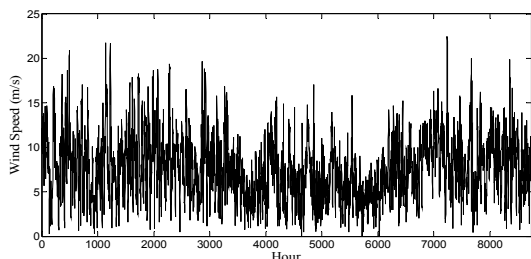
گام ۲) باتوجه به اطلاعات مربوط به احتمال وقوع خطا، وضعیت در مدار بودن یا نبودن تجهیزات سیستم از جمله توربین‌های بادی، به‌صورت تصادفی تعیین می‌شود.

گام ۳) توان تولیدی نیروگاه بادی باتوجه به سرعت باد و توربین‌های در مدار با استفاده از روابط (۲) و (۳) تعیین می‌شود.

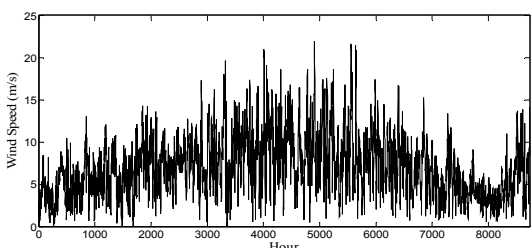
گام ۴) باتوجه به توان اکتیو تولیدی نیروگاه بادی و احتمال خروج واحدهای تولیدی، توازن بین بار و تولید دچار تغییر می‌شود که می‌بایست اصلاح شوند لذا تفاوت کل توان اکتیو تولیدی و بار بین ژنراتورهای معمولی سیستم متناسب با ظرفیت آن‌ها تقسیم می‌شود. توان اکتیو تولیدی به دست آمده در این گام برای ژنراتورهای موجود در نواحی مصرف‌کننده و خارجی در گام بعدی ثابت خواهند بود.



(الف)

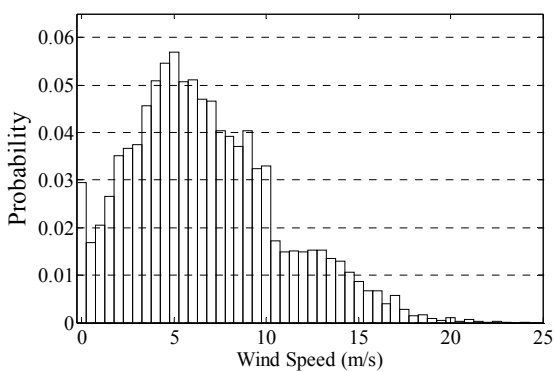


(ب)

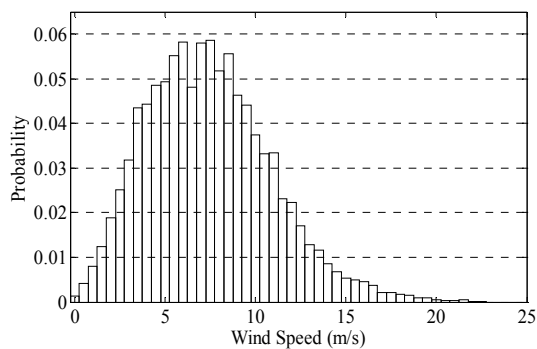


(ج)

شکل ۳- تغییرات ساعتی سرعت باد برای (الف) رژیم باد اول، (ب) رژیم باد دوم، (ج) رژیم باد سوم



(الف)



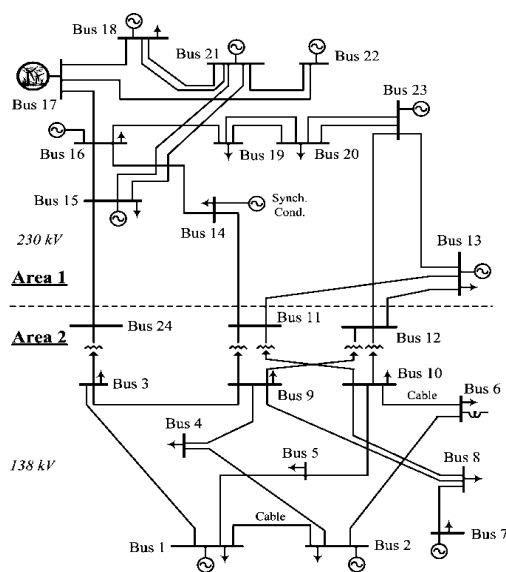
(ب)

به‌منظور انجام مطالعات ارزیابی TTC در شرایط پیک بار، شبکه به دو ناحیه تقسیم شده‌است که ناحیه ۱ به‌عنوان Source و ناحیه ۲ به‌عنوان Sink در نظر گرفته شده‌است. در این شبکه با در نظر گرفتن احتمال خطا در تجهیزات، TTC بین دو ناحیه برابر ۹۹۹/۹۶ مگاوات است.

برای انجام مطالعات این مقاله از نیروگاه بادی با توربین‌های بادی سرعت ثابت با توان نامی ۲ مگاوات استفاده می‌شود که مشخصات فنی آن‌ها در جدول ۱ ارائه شده‌است و اطلاعات اقتصادی را می‌توان از مرجع [۳۹] اخذ کرد. می‌توان به‌جای این توربین‌ها، توربین‌های بادی دیگری با ظرفیت و مشخصه‌های متفاوت را نیز استفاده نمود و در مطالعه برای سیستم‌های واقعی، گزینه‌های مطرح برای خرید را در نظر گرفت. همان‌طور که اشاره شد، به‌منظور مدل‌سازی احتمالاتی نیروگاه بادی در شبکه از سه رژیم باد مختلف استفاده شده‌است. شکل ۳ و ۴ به‌ترتیب تغییرات ساعتی و توزیع احتمالی تغییرات سرعت باد را نشان می‌دهند. رژیم باد شماره ۱، ۲ و ۳ به‌ترتیب مربوط به منجیل، بینالود و شمال سیستان و بلوچستان است.

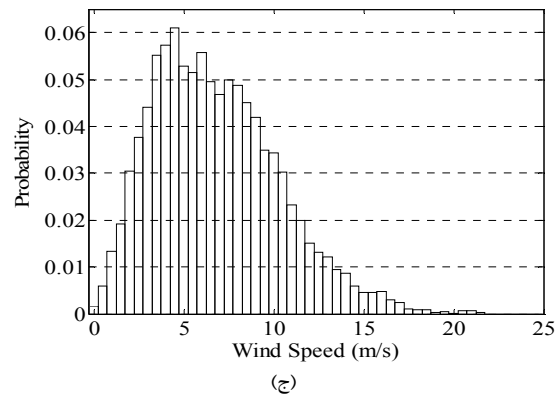
جدول ۱- مشخصات توربین‌های بادی

Forced Outage Rate	Power Factor	V_{cin} (m/s)	V_r (m/s)	V_{co} (m/s)	P_r (MW)
۰/۰۱	۰,۹۶	۴	۱۰	۲۲	۲



شکل ۲- دیاگرام تک خطی سیستم ۲۴ بوسه IEEE-RTS.

با درنظر گرفتن احتمال خطا در تجهیزات و تغییرات سرعت باد، مقدار متوسط نهایی TTC مورد محاسبه قرار گرفت. این محاسبات برای هر سه رژیم باد تکرار شد. شکل ۵ نتایج نهایی این مطالعه را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود مقدار TTC به رژیم باد وابسته بوده و مقادیر مختلفی به ازای یک ظرفیت خاص نیروگاه بادی حاصل می‌شود. بیشترین مقدار TTC توسط رژیم باد دوم (WR2) و کمترین آن توسط رژیم باد اول (WR1) حاصل می‌شود. باتوجه به مقادیر V_r ، V_{cin} و V_{co} و باتوجه به توضیحات ارائه شده در بخش ۲-۲، توان خروجی نیروگاه بادی به ازای سرعت باد در بازه $[0, V_{cin}]$ برابر صفر بوده و نیروگاه بادی، زمانی بیشترین توان خروجی را خواهد داشت که سرعت باد در بازه $[V_r, V_{co}]$ واقع شده باشد. همان‌طور که مشاهده می‌شود سرعت‌های باد قرار گرفته در بازه $[0, V_{cin}]$ دارای فراوانی قابل‌توجهی در رژیم باد اول هستند. در حالی که این فراوانی در رژیم باد دوم کمترین مقدار را دارد. از سوی دیگر بیشترین فراوانی سرعت‌های بازه $[V_r, V_{co}]$ مربوط به رژیم باد دوم است در حالی که رژیم باد اول دارای کمترین مقدار است. لذا واضح است که رژیم باد دوم بیشترین مقدار را برای TTC نتیجه دهد. همچنین نتایج ارائه شده در شکل ۵ نشانگر روندی افزایشی برای TTC به ازای افزایش ضریب نفوذ نیروگاه‌های بادی است. این روند ابتدا نرخ افزایشی سریعی داشته و سپس به مرحله اشباع می‌رسد. دلیل این امر را می‌توان در قیود تعریف شده برای شبکه جست. به‌طوری که در ظرفیت‌های پایین‌تر نیروگاه‌های بادی، شبکه توانایی پذیرش ظرفیت‌های اضافی را دارد و بیشتر قیود مربوط به حد تولیدی ژنراتورها، مقدار TTC را تعیین می‌کند. در این شرایط حداکثر تولید مجموعه Source کمتر بوده لذا بار در ناحیه Sink نیز افزایش کمتری داشته و در نهایت کل شبکه کم بارتر خواهد بود. اما در مقادیر بالاتر ظرفیت‌های اضافی نیروگاه بادی به دلیل افزایش بیشتر بار و تولید، قیود بهره‌برداری به مرزهای خود نزدیک شده به‌طوری که



شکل ۴- منحنی توزیع احتمالی سرعت باد در (الف) رژیم باد اول، (ب) رژیم باد دوم، (ج) رژیم باد سوم

۴-۱- آزمایش‌ها و نتایج

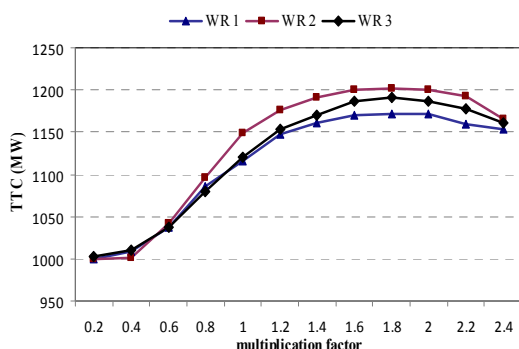
به‌منظور بررسی اثرات حضور نیروگاه‌های بادی روی قابلیت تبادل شبکه انتقال آزمایش‌های زیر انجام شده‌است:

- ۱- بررسی تأثیر افزایش ضریب نفوذ نیروگاه‌های بادی بر TTC
 - ۲- بررسی تأثیر سرعت باد بر TTC
 - ۳- بررسی تأثیر مکان اتصال نیروگاه بادی بر TTC
 - ۴- بررسی تأثیر اتصال دو نیروگاه بادی با دو رژیم باد مختلف به شبکه
 - ۵- بررسی تأثیر مکان اتصال نیروگاه بادی بر خطوط شبکه انتقال
 - ۶- تعیین ظرفیت معادل نیروگاه بادی از دیدگاه قابلیت تبادل
- در ادامه ضمن تشریح هر یک از آزمایش‌های فوق، نتایج به دست آمده ارائه و بررسی شده‌است.

آزمایش ۱: بررسی تأثیر افزایش ضریب نفوذ نیروگاه‌های بادی بر TTC

ضریب نفوذ نیروگاه‌های بادی عبارتست از نسبت کل ظرفیت نیروگاه بادی به کل ظرفیت تولیدی شبکه. در این مطالعه به‌منظور بررسی اثر افزایش ضریب نفوذ نیروگاه‌های بادی، نیروگاه‌های بادی با ظرفیت‌های ۱۷۰، ۲۵۶، ۳۴۰، ۴۲۵، ۵۱۰ و ۶۸۰ مگاوات به‌ترتیب به باس ۱۷ افزوده شده‌است. با استفاده از شبیه‌سازی مونت‌کارلو و

تقریباً صفر بوده و فراوانی $[0, V_{cin}]$ تقریباً یک است. از اینرو نیروگاه بادی به ازای ضریب $0/2$ تقریباً هیچ اثر افزایشی بر TTC ندارد. سپس این اثر به تدریج افزایش می‌یابد و پس از تجربه یک روند افزایشی به مرحله اشباع رسیده و پس از ضریب $1/8$ کاهش می‌یابد. دلیل این امر بیشتر شدن مقادیر سرعت باد از V_{co} است که در این سرعت به دلایل امنیتی نیروگاه بادی از مدار خارج می‌شود.

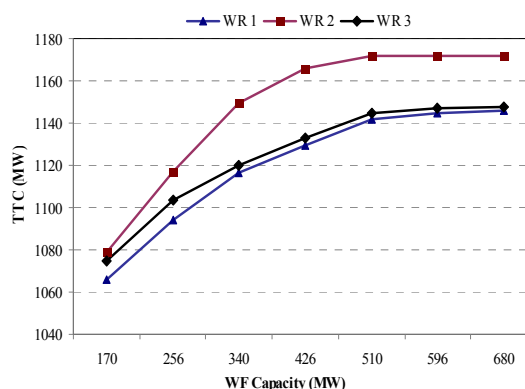


شکل ۶- تغییرات TTC به ازای تغییرات سرعت و رژیم باد

آزمایش ۳: بررسی تأثیر مکان نیروگاه بادی بر TTC

از آنجا که TTC اندیسی جهت‌دار است و مقدار آن توسط شرایط بهره‌برداری و باتوجه به محدودیت‌های فیزیکی شبکه تعیین می‌شود، مکان نصب نیروگاه‌های بادی می‌تواند بر مقدار TTC تأثیرگذار باشد. در این آزمایش به‌منظور بررسی این اثرات یک نیروگاه بادی با ظرفیت ۳۴۰ مگاوات با رژیم باد اول به باس‌های مختلف شبکه وصل شده و نتایج مورد تحلیل قرار می‌گیرند. جدول ۲ نتایج این مطالعات را نشان می‌دهد. بیشترین مقدار TTC در صورت اتصال نیروگاه بادی به باس ۲۰ حاصل می‌شود و کمترین آن مربوط به اتصال نیروگاه بادی به باس ۳ است. نتایج نشان می‌دهد که چنانچه نیروگاه بادی به یکی از باس‌های ناحیه Source اضافه شود، افزایش قابل توجهی بر مقدار TTC ایجاد می‌کند. در حالی که چندان اثری بر TTC، در صورت نصب نیروگاه بادی در ناحیه

با برنامه‌ریزی مجدد نیروگاه‌ها نیز نمی‌توان از محدودیت‌های فیزیکی دور شد.



شکل ۵- تغییرات TTC به ازای ظرفیت‌های مختلف نیروگاه‌های بادی

آزمایش ۲: بررسی تأثیر سرعت باد بر TTC

نتایج ارائه شده در آزمایش ۱ بیانگر وابستگی توان خروجی نیروگاه‌های بادی به رژیم باد بود. به‌طوری‌که چنانچه نیروگاه بادی در مکانی واقع شود که سرعت باد در آن دارای مناسب‌ترین وضعیت نسبت به پارامترهای نیروگاه بادی باشد، بیشترین بازده را خواهد داشت و بهترین بهره‌برداری از نیروگاه بادی انجام می‌شود. در این آزمایش به‌منظور بررسی دقیق‌تر این رویکرد، TTC برای سه رژیم باد در حالات مختلف محاسبه شده‌است که در آن‌ها سرعت باد در تمام ساعات با ضرایب $0/2$ تا $2/4$ تغییر کرده است. در این آزمایش‌ها یک نیروگاه بادی با ظرفیت ۳۴۰ مگاوات به باس ۱۷ متصل شده‌است.

نتایج حاصل از این آزمایش‌ها در شکل ۶ ارائه شده‌است. با اعمال ضرایب کاهشی بر سرعت باد، طبعاً تأثیر نیروگاه بادی نیز کاهش می‌یابد چراکه فراوانی سرعت‌های باد واقع شده در بازه $[V_r, V_{co}]$ و $[V_{cin}, V_r]$ که بازه‌های تأثیرگذارند، کاهش پیدا کرده و از طرفی فراوانی سرعت‌های باد در بازه $[0, V_{cin}]$ افزایش می‌یابد. به‌عنوان مثال با ضرب $0/2$ در مقادیر سرعت باد، برای تمامی رژیم‌های باد، فراوانی بازه‌های $[V_{cin}, V_r]$ و $[V_r, V_{co}]$

مختلف جغرافیایی آن متفاوت است. در این بخش دو نیروگاه بادی ۱۷۰ مگاواتی برای انجام مطالعه انتخاب شده و به باس ۱۷ متصل شده‌اند. برای انجام مطالعات از سه رژیم باد ارائه شده در شکل ۳ استفاده شده‌است. این مدل‌های باد، دارای هم‌زمانی هستند که توسط رابطه زیر قابل محاسبه است [۴۰]:

$$R_{xy} = \frac{1}{n\sigma_x\sigma_y} \sum_{i=1}^n (x_i - \mu_x)(y_i - \mu_y) \quad (22)$$

که در آن n تعداد داده‌ها در هر رژیم باد است. x_i داده i ام رژیم باد اول و y_i داده i ام رژیم باد دوم است. σ_x ، σ_y ، μ_x و μ_y به ترتیب انحراف معیار داده‌های رژیم باد اول و دوم و متوسط داده‌های رژیم باد اول و دوم است.

چنانچه R_{xy} بیشترین مقدار خود یعنی ۱ را داشته باشد، نشانگر هم‌زمانی کامل دو رفتار باد است به طوری که نقاط ماکزیمم و می‌نیمم دقیقاً به‌طور هم‌زمان اتفاق می‌افتد و اگر R_{xy} به حداقل خود (-۱) نزدیک باشد، گویای عکس این حالت است. چنانچه R_{xy} عددی نزدیک صفر باشد به معنی عدم وجود همبستگی بین مدل‌های باد است. در این آزمایش R_{xy} برای رژیم باد ۱ و ۲ برابر ۰/۱۱۵۷- و برای رژیم باد ۱ و ۳ برابر ۰/۲۵۷۷ است.

برای بررسی اثرات اتصال دو نیروگاه بادی، سه مطالعه انجام شده‌است که در آن ابتدا فرض می‌شود دو نیروگاه بادی متأثر از رژیم باد اول هستند (آزمایش ۴-۱). در آزمایش بعد توان خروجی یک نیروگاه بادی باتوجه به رژیم اول تعیین می‌شود و دیگری باتوجه به رژیم دوم (آزمایش ۴-۲)، در حالت آخر فرض می‌شود، رژیم باد اول و سوم استفاده شده‌اند (آزمایش ۴-۳). نتایج حاصل از این مطالعات در جدول ۳ ارائه شده‌است.

جدول ۳- بررسی تأثیر اتصال دو نیروگاه بادی متأثر از رژیم‌های باد مختلف

آزمایش	آزمایش ۱-۴	آزمایش ۲-۴	آزمایش ۳-۴
TTC (MW)	۱۱۱۶/۲	۱۱۴۰	۱۱۲۵/۶

Sink ندارد. دلیل این امر اینست که هدف محاسبات تعیین بیشترین حد توان اکتیو قابل انتقال از ناحیه ۱ به ۲ است که با افزایش تولید در ناحیه ۱ و مصرف در ناحیه ۲ حاصل می‌شود. باتوجه به این تعریف چنانچه نیروگاه بادی به ناحیه Source اضافه شود، در صورتی که محدودیت‌های فیزیکی شبکه مانع نشود، می‌تواند موجب افزایش TTC شود. از آنجاکه RTS دارای شبکه انتقال قوی است، این اثر افزایشی مشهود است و معمولاً محدودیت ولتاژ باس‌ها مانع گذر بیشتر توان از خطوط ارتباطی می‌شود. اما در صورت اتصال نیروگاه بادی به ناحیه مصرف، در واقع تولید به ناحیه‌ای که با افزایش مصرف روبرو است متصل شده‌است. در این شرایط تولید افزوده شده به ناحیه Sink، می‌تواند بخشی از نیازهای ناحیه خود را پاسخگو باشد، در این حالت طبعاً توان کمتری می‌بایست از ناحیه تولید وارد شود و TTC اندکی کاهش می‌یابد.

جدول ۲- تغییرات TTC با تغییر مکان نیروگاه بادی

مکان اتصال نیروگاه بادی	TTC (MW)
۲	۹۹۸/۱۸
۳	۹۹۶/۳۰
۱۳	۱۱۲۹/۲۹
۱۵	۱۱۲۷/۳۸
۱۷	۱۱۱۵/۸۷
۲۰	۱۱۲۹/۳۹
۲۲	۱۱۲۱/۸۲

آزمایش ۴: بررسی تأثیر اتصال دو نیروگاه بادی با رژیم‌های باد مختلف به شبکه

در آزمایش ۱ مشاهده شد که مقدار TTC به ازای یک مقدار ثابت ظرفیت نیروگاه بادی افزوده به سیستم برای رژیم‌های باد مختلف، متفاوت است. حال چنانچه دو نیروگاه بادی متأثر از دو رژیم باد مختلف به شبکه متصل شود، بررسی تغییرات TTC می‌تواند نتایج جالبی را به دنبال آورد. این آزمایش به‌منظور شبیه‌سازی سیستم‌های قدرت واقعی انجام می‌شود که سرعت باد در نواحی

بیشترین احتمال اضافه بار را دارند و در حالت اتصال نیروگاه بادی به باس ۲۲، خطوط (۱۶-۱۴) و (۱۷-۱۶) بیشترین احتمال مذکور را دارند. لازم به توضیح است که از نتایج شبیه‌سازی پیشنهادی می‌توان به‌عنوان ابزاری در تعیین خطوط انتقالی که برای بهبود TTC نیاز به افزایش ظرفیت دارند نیز استفاده کرد.

جدول ۴- خطوط با توان عبوری بالا در شبکه RTS دارای

نیروگاه بادی		
احتمال اضافه بار (%)	خط انتقال	باس اتصال نیروگاه بادی
۵/۵۳	۷-۸	۱۳
۰/۱۷	۱۰-۱۱	
۰/۱	۵-۱۰	
۰/۱	۱۴-۱۶	
۹/۶	۲۴-۳	۱۵
۵/۹	۷-۸	
۱۹/۸	۱۴-۱۶	
۰/۰۶۷	۱۲-۱۰	
۰/۱۷	۲۴-۳	۱۷
۵/۶	۷-۸	
۲۰/۱۷	۱۴-۱۶	
۲۶/۱۳	۱۶-۱۷	
۵/۳۷	۷-۸	۲۰
۰/۲۷	۸-۱۰	
۰/۱۴	۱۱-۹	
۵/۹۷	۱۴-۱۶	
۷/۷۶	۲۴-۳	۲۲
۵/۹	۷-۸	
۲۱/۸	۱۴-۱۶	
۲۱	۱۶-۱۷	

آزمایش ۶: تعیین ظرفیت معادل نیروگاه بادی از دیدگاه قابلیت تبادل

نیروگاه‌های بادی به دلیل ماهیت تصادفی نمی‌توانند تأثیری مانند نیروگاه‌های معمولی با ظرفیت معادل ایجاد کنند، چراکه توان تولیدی آن‌ها به سرعت باد وابسته است. از اینرو تعیین ظرفیت معادل نیروگاه‌های بادی از دیدگاه TTC می‌تواند به‌عنوان گزینه‌ای جذاب مطرح

نتایج نشانگر آن است که در حالت دوم که رژیم‌های باد اول و دوم استفاده شده‌اند، بیشترین مقدار برای TTC حاصل شده‌است. دلیل این امر را می‌توان در مقدار R_{xy} جستجو کرد. از آنجا که همبستگی بین این دو رژیم باد کم است در شبیه‌سازی مونت کارلو زمانی که یک نیروگاه بادی خروجی کمی داشته باشد، دیگری مقدار زیادی را تولید می‌کند و به‌طور متوسط دو نیروگاه بادی در تمامی زمان‌ها اثر افزایشی قابل توجهی را بر TTC دارند و شرایط را به حالتی نزدیک می‌کنند که یک نیروگاه معمولی ۳۴۰ مگاواتی به باس ۱۷ متصل شده‌است. کمترین مقدار مربوط به بهره‌گیری از یک رژیم باد برای هر دو واحد است، در آزمایش ۴-۱ یا هر دو نیروگاه بادی تولید بالا دارند یا هر دو کم. در آزمایش ۴-۳ نیز، از آنجا که همبستگی بین دو رژیم باد کم است، لذا اثر افزایشی بر TTC بیشتر از آزمایش ۴-۱ است.

آزمایش ۵: بررسی تأثیر مکان اتصال نیروگاه بادی بر خطوط انتقال

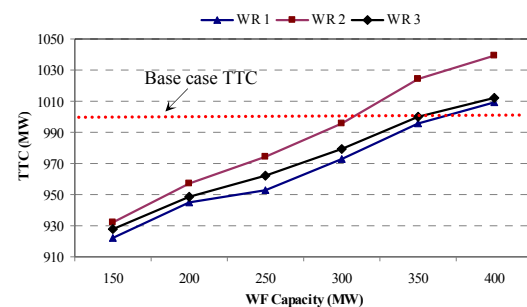
نتایج ارائه شده در آزمایش ۳ بیانگر تأثیرپذیری TTC از مکان نیروگاه بادی بود. در این آزمایش هدف بررسی تأثیر مکان نیروگاه بادی بر بارگذاری خطوط انتقال است. مطالعات این بخش با استفاده از نتایج حاصل شده در آزمایش ۳ انجام می‌شود. در طول ارزیابی TTC با استفاده از روش مونت کارلو، توان عبوری از خطوط شبکه مونیتور شده و خطوطی که توان عبوری آنان بیش از ۹۰٪ حداکثر بارگذاری مجازشان است، ثبت می‌شوند. جدول ۴ خطوطی را که در هر حالت اتصال نیروگاه بادی بیشترین احتمال اضافه بار را داشته‌اند، نشان می‌دهد.

همان‌طور که مشاهده می‌شود هر چند RTS دارای شبکه انتقالی قوی است، اما همچنان افزودن یک منبع تولیدی می‌تواند موجب بروز اضافه بار در خطوط شود. همچنین با تغییر مکان اتصال نیروگاه بادی به شبکه، تأثیرپذیری خطوط متفاوت است، به‌طوری‌که به‌عنوان مثال در صورت اتصال نیروگاه بادی به باس ۱۳، خطوط (۷-۸) و (۱۰-۱۱)

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله ارزیابی TTC شبکه انتقال در حضور نیروگاه‌های بادی مورد بحث قرار گرفت. در روش پیشنهادی با استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلو، امکان در نظر گرفتن احتمال خطا در تجهیزات و تغییرات توان خروجی نیروگاه‌های بادی فراهم شد و از روش OPF برای تعیین TTC استفاده شد. از آنجا که احتمال ناپایداری شبکه در برخی از حالات به خصوص حالات بروز خطا وجود دارد، از روش کاهش بار خطی برای آرام‌سازی شبکه استفاده گردید. سپس به منظور بررسی کارایی روش پیشنهادی، با استفاده از شبکه RTS مطالعات متعددی انجام پذیرفت. نتایج حاصله بیانگر وابستگی TTC بین دو ناحیه به سرعت و رژیم باد حاکم بر نیروگاه بادی متصل به شبکه است به طوری که در صورت اتصال چند نیروگاه بادی متأثر از رژیم‌های باد مختلف می‌توان کارایی آن را افزایش داد. از سوی دیگر افزایش ظرفیت نیروگاه بادی افزوده به شبکه می‌تواند تا آنجا که قیود سیستم اجازه می‌دهند، TTC را افزایش دهد. اتصال نیروگاه بادی به مکان‌های مختلف، مقادیر متفاوتی را برای TTC نتیجه می‌دهد و روند عبور توان از خطوط شبکه را نیز تحت تأثیر قرار می‌دهد به طوری که به ازای مکان‌های مختلف نیروگاه بادی، خطوط مختلفی در شبکه پذیرای بیشترین عبور توان هستند. با اینکه افزودن نیروگاه‌های بادی به شبکه می‌تواند به افزایش TTC کمک کند اما میزان تأثیر آن کمتر از نیروگاه‌های معمولی است.

شود. به این منظور در این آزمایش، سه واحد ۵۰ مگاواتی (معادل ۱۵۰ مگاوات) از باس ۲۲ حذف شده و هدف یافتن ظرفیت نیروگاه بادی است که بتواند TTC مورد انتظار شبکه را ایجاد کند که RTS با وجود ۱۵۰ مگاوات دارا بوده است. (همان‌طور که قبلاً اشاره شد، TTC از ناحیه ۱ به ۲ با در نظر گرفتن خطا و بدون حضور نیروگاه بادی برابر ۹۹۹/۹۶ مگاوات است). چند آزمایش با در نظر گرفتن رژیم‌های باد مختلف انجام می‌شود. آزمایش‌ها با اتصال نیروگاه بادی با ۱۵۰ مگاوات ظرفیت به باس ۲۲ آغاز می‌شود و ظرفیت نیروگاه در گام‌هایی ۵۰ مگاواتی افزایش داده می‌شود. نتایج این مطالعات در شکل ۷ آمده است. همان‌گونه که ملاحظه می‌شود، ۱۵۰ مگاوات نیروگاه معمولی معادل حدوداً ۳۶۵، ۳۰۰ و ۳۵۰ مگاوات نیروگاه بادی به ترتیب برای رژیم‌های باد اول، دوم و سوم است.



شکل ۷- TTC بین دو ناحیه در صورت جایگزینی نیروگاه معمولی با نیروگاه بادی با ظرفیت‌های مختلف

مراجع

- [1] NERC, (1996). "Available transfer capability definitions and determination". NERC Report, North American Electric Reliability Council.
- [2] Audomvongseree, K., Yokoyama, A. (2004). "Consideration of an appropriate TTC by probabilistic approach". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 1, pp. 375-383.
- [3] Ejebe, G.C., Waight, J.G., Sanots-Nieto, M. (2000). "Fast calculation of linear available transfer capability". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, pp. 1112-1116.
- [4] Grijalva, S., Sauer, P.W., Weber, J.D. (2003). "Enhancement of linear ATC calculations by the incorporation of reactive power flows". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, pp. 1112-1116.

- [5] Li, W., Wang, P., Guo, Z. (2006). "Determination of optimal total transfer capability using a probabilistic approach". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 2, pp. 862–868.
- [6] Xia, F., Meliopoulos, A.P.S. (1996). "A methodology for probabilistic simultaneous transfer capability analysis". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, pp. 1269-1278.
- [7] Goel, L., Viswanath, P.A., Wang, P. (2004). "Monte Carlo simulation based reliability evaluation in a multi-bilateral contracts market". IEE Proc.-Generation Transmission & Distribution, Vol. 151, No. 6, pp.728-734.
- [8] Baughman, M.L., Lee, W.W. (1992). "A Monte Carlo model for calculating spot market prices of electricity". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 2, pp. 584–590.
- [9] Rodrigues, A.B., Da Silva, M.G. (2000). "Solution of simultaneous transfer capability problem by means of Monte Carlo simulation and primal-dual interior-point method". International conference on Power System Technology, proc. Power. Con., pp. 1047-1052.
- [10] Cui, Y., Bie, Z., Wang, X. (2002). "Study on calculation of probabilistic available transfer capability". International Conference on Power System Technology, Proceedings. PowerCon, Vol. 4, pp. 2052-2056.
- [11] Ou, Y., Singh, C. (2002). "Assessment of available transfer capability and margins". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, pp. 463–468.
- [12] Rodrigues, A.B., Da Silva, M.G. (2007). "Probabilistic assessment of available transfer capability based on monte carlo method with sequential simulation". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 1, pp. 484 – 492.
- [13] Chang, R.F., Tsai, C.Y., Su, C.L., Lu, C.N. (2002). "Method for computing probability distributions of available transfer capability". IEE Proc.-Generation Transmission & Distribution, Vol. 149, No. 4, pp. 427–431.
- [14] Hakim, L., Kubokawa, J., Yuan, Y., Mitani, T., Zoka, Y., Yorino, N., Niwa, Y., Shimomura, K. Takeuchi, A. (2009). "A study on the effect of generation shedding to total transfer capability by means of transient stability constrained optimal power flow". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No.1, pp. 347-355.
- [15] Xiao, Y. , Song, Y.H., Liu, C.C., Sun, Y.Z. (2003). "Available transfer capability enhancement using FACTS devices". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 1, pp 305-312.
- [16] Ghawghawe, N.D., Thakre, K.L. (2009). "Computation of TCSC reactance and suggesting criterion of its location for ATC improvement". Electrical Power and Energy Systems, Vol. 31, No. 2-3, pp 86-93.
- [17] Jayashree, R., Abdullah Khan, M. (2008). "A unified optimization approach for the enhancement of available transfer capability and congestion management using unified power flow controller". Serbian Journal of Electrical Engineering, vol. 5, No. 2, pp. 305-324.
- [18] Hossain, M.J., Pota, H.R., Kumble, C. (2009). "Transfer limit enhancement using decentralized robust STATCOM control for wind farm". Power and Energy Engineering Conference: Asia Pacific, pp. 1-4.
- [19] Jain, T., Singhb, S.N., Srivastava, S.C. (2009). "Dynamic ATC enhancement through optimal placement of FACTS controllers". Electrical Power and Energy Systems, Vol. 79, No. 11, pp 1473-1482.
- [20] Khaburi, M.A., Haghifam, M.R. (2010). "A probabilistic modeling based approach for total transfer capability enhancement using FACTS devices". Electrical Power and Energy Systems, Vol. 32, No. 1, pp 12-16.
- [21] Luo, K.X., Patton, A.D., Singh, C. (2000). "Real power transfer capability calculations using multi-layer feed-forward neural networks". IEEE transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 2, pp. 903-908.
- [22] Pandey, S.N., Pandey, N.K., Tapaswi, S., Srivastava, L. (2010). "Neural network-based approach for ATC estimation using distributed computing". IEEE transactions on power systems, Vol. 25, No. 3, pp. 1291-1330.

- [23] Chakkaravarthy, N.V., Daniel, M. (2012). "Computation of total transfer capability using power producer's bidding in the deregulated environment". *European Journal of Scientific Research*, Vol. 68, No.2, pp. 172-181.
- [24] Chung, C.Y., Wang, L., Howell, F., Kundur, P. (2004). "Generation rescheduling methods to improve power transfer capability constrained by small-signal stability". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, pp. 524-530.
- [25] Gan, D., Thomas, R.J., Zimmman, R.D. (2000). "Stability-constrained optimal power flow". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, pp. 535-540.
- [26] Tuglie, E.D., Dicorato, M., Scala, M.L. (2000). "A static optimization approach to access dynamic available transfer capability". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, pp. 1069-1076.
- [27] Cheng, Y., Chung, T.S., Chung, C.Y., Yu, C.W. (2006). "Dynamic voltage stability constrained ATC calculation by a QSS approach". *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 28, No. 2, pp. 408-412.
- [28] Goh, S.H., Xu, Z., Dong, Z.Y., Saha, T.K. (2005). "Economic constrained transfer capability assessment". *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Vol. 1, pp. 251- 258.
- [29] Goh, S.H., Saha, T.K., Dong, Z.Y. (2011). "Solving multi-objective voltage stability constrained power transfer capability problem using evolutionary computation". *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, Vol. 12, No.1.
- [30] Balouktsis, A., Tsanakas, D., Sevanos, G.V. (1986). "Stochastic simulation of hourly and daily average wind speed sequences". *Wind Eng*, Vol. 10, No. 1, pp. 1-11.
- [31] Bilinton, R., Gan, L. (2002). "Wind power modeling and application in generating adequacy assessment". *14th Power System Computation Conference*, pp. 24-28.
- [32] Ackerman, T. (2005). "Wind power in power systems". John Wiley & Sons.
- [33] Iran Meteorological Organization. [Online] Available: [http:// www.weather.ir](http://www.weather.ir).
- [34] Giorsetto, P., Utsurogi, K.F. (1983). "Development of a new procedure for reliability modeling of wind turbine generators". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No. 1, pp.134-143.
- [35] Ejebe, G.C., Tong, J., Waight, J.G., Frame, J.G., Wang, X., Tinney, W.F. (1998). "Available transfer capability calculations". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 4, pp. 1521-1527.
- [36] Rodrigues, A.B., Da Silva, M.G. (2003). "Impact of multilateral congestion management on the reliability of power transactions". *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 25, pp. 113-122.
- [37] Ou, Y., Singh, C. (2002). "Assessment of available transfer capability and margins". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, pp. 463-468.
- [38] Subcommittee, P.M. (1979). "IEEE Reliability Test System". *Power Apparatus and Systems*, IEEE Transactions on, Vol. PAS-98, No. 6, pp. 2047-2054.
- [39] EWEA, (2009). "The Economics of Wind Energy". EWEA report, European Wind Energy Association.
- [40] Billinton, R., Wangdee, W. (2007). "Reliability-based transmission reinforcement planning associated with large-scale wind farms". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 1, pp. 34-41.