

SID



ابزارهای
پژوهش



سرویس ترجمه
تخصصی



کارگاه های
آموزشی



بلاگ
مرکز اطلاعات علمی



سامانه ویراستاری
STES



فیلم های
آموزشی

کارگاه های آموزشی مرکز اطلاعات علمی



آموزش مهارت های کاربردی در تدوین و چاپ مقالات ISI

آموزش مهارت های کاربردی
در تدوین و چاپ مقالات ISI



روش تحقیق کمی

روش تحقیق کمی



آموزش نرم افزار Word برای پژوهشگران

آموزش نرم افزار Word
برای پژوهشگران

حل مساله ترکیبی برنامه ریزی توسعه توان راکتی و توسعه خطوط انتقال با حضور مزارع بادی

بابک هاشمی

سازمان نظام مهندسی ساختمان، استان مرکزی
اراک، ایران

یاشار هاشمی

دانشکده فنی-مهندسی، دانشگاه محقق اردبیلی
اردبیل، ایران

رامین هاشمی

دانشکده مهندسی برق، دانشگاه صنعتی امیرکبیر
تهران، ایران

چکیده — این مقاله یک مدل ریاضی برای حل ترکیبی مساله توسعه شبکه انتقال (TNEP) و توسعه توان راکتیو (RPP) با حضور مزرعه بادی مبتنی بر ژنراتور القایی از دو سو تغذیه (DFIG) و کنترل کننده فلوی ترکیبی ارائه می‌کند. طبق این مدل، توانایی قدرت راکتیو DFIG توربین بادی استخراج شده و محدودیت های توان قابل تحویل از هر نقطه عملیاتی نحوه گرفته می‌شود. توانایی کنترل گسترده کنترل کننده فلوی ترکیبی با کنترل ولتاژ باس و فلوی توان خط یک پتانسیل مناسبی را برای حل مسایل شبکه های الکتریکی پیشنهاد می‌کند. برای یک آنالیز حالت ماندگار دقیق از کنترل کننده فلوی ترکیبی، مدل تزریقی در نظر گرفته شده است. اهداف اصلی از استراتژی مدیریت پیشنهادی م ∞ هم سازی هزینه سرمایه گذاری، هزینه تلفات توان اکتیو در خطوط انتقال و انحراف ولتاژ و ماکزیمم سازی شاخص پایداری ولتاژ و سود اجتماعی بصورت همزمان است. یک طرح سه مرحله ای برای حل مساله ترکیبی توسعه انتقال و توسعه توان اکتیو پیشنهاد شده است. در ابتدا، فرض می‌شود که تمام تقاضای توان راکتیو از منابع محلی تامین می‌شوند و طرح انتقال بهینه در مرحله اول مشخص می‌شود. در مرحله دوم منابع توان راکتیو بصورت بهینه در باسها ی ضعیف جایگذاری می‌شوند. برای ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم، معیار انرژی تامین نشده (EENS) استفاده

شده است. بواسطه ماهیت چند هدفه روش پیشنهادی، الگوریتم ژنتیک چند هدفه بهبود یافته (INSGA-II) برای فرآیند بهینه سازی اعمال می‌شود. روش تصمیم گیری فازی (FDM) برای پیدا کردن بهترین حل مابین مجموعه جوابهای پارتو ی بدست آمده از الگوریتم INSGA-II بکارگرفته می‌شود. در یک سیستم قدرت واقعی، سیستم قدرت شبکه آذربایجان ایران، آنالیز مقایسه ای از نتایج بدست آمده از روش مدیریت ارائه شده و طرح های بهتری نشان شده است.

کلمات کلیدی - توسعه خطوط انتقال و توان راکتیو ترکیبی، کنترل کننده فلوی ترکیبی، مزرعه بادی

1. مقدمه

وارد شدن مقیاس بزرگی از مزارع بادی در شبکه انتقال می‌تواند تاثیر مثبت یا منفی بر روی کارکرد یا مدیریت سیستم های قدرت داشته باشد. ژنراتورهای بادی با مبدل های الکترونیک قدرت علاوه بر فراهم کردن توان اکتیو می‌توانند با کمی اصلاحات در ساختار کنترل ی و طراحی مبدل توان راکتیو مورد نظر شبکه را نیز تامین کنند [1, 2]. بنابراین فراهم کردن کنترل توان راکتیو مزارع بادی یک موضوع مهم است چون سطح نفوذ توان بادی در سراسر جهان در حال افزایش است. منحنی های P-Q مختلف از

انواع گوناگون توربین‌ها ی بادی در مطالعات مختلف مورد بحث قرار گرفته است. ترکیبات مختلفی از انواع روتورها و کنترل مبدل‌های توان راکتیو طرف شبکه توسط Kayikci و Milanoric در رفرنس [۳] بررسی شده است. همچنین منحنی‌های P-Q یک DFIG متصل به بلس بینهایت برای ولتاژهای ترمینال مختلف در این مقاله ارائه شده است. مرجع [۴، ۵]. یک منحنی P-Q در حالت ماندگار برای یک توربین بادی سرعت متغی معرفی کرده است. Tapia و دیگران در مرجع [۶] یک مدل ریاضی را برای DFIG پیشنهاد کرده‌اند که در قالب مرجع چرخان استاتور در یک فرم فضای حالت بیان شده بود. در مرجع [۷] گزینه‌های عملیاتی برای نام‌ی توان راکتیو شبکه توسط مزرعه‌های بادی مورد بررسی قرار گرفته است. همچنین توانایی تولید توان راکتیو توربین‌های بادی DFIG در طول پریودهای ولتاژ کم گزارش شده است. با وجود مزارع بادی به‌عنوان یک عمل اجتناب‌ناپذیر، مدیریت توان راکتیو RPP شامل بهبود پروفیل ولتاژ، پایداری ولتاژ و اهداف دیگر موضوعی است که امروزه به‌طور پیوسته در حال گسترش است. تابع هدف RPP ممکن است بر مبنای هزینه باشد که مینیمم‌سازی هزینه‌های RPP مانند هزینه ثابت و متغی نصب ادوات، هزینه تلفات توان حقیقی، یا هزینه سوخت را شامل می‌شود. اهداف دیگر ممکن است مینیمم‌سازی انحراف از یک برنامه زمانبندی شده یا ماکزیمم‌سازی حاشیه پایداری ولتاژ باشد که که مناسب است از یک مدل چندهدفه به‌عنوان اهداف مساله RPP استفاده شود [۸]. روشهای مختلفی برای مساله RPP در مقالات ارائه شده است برنامه ریزی خطی ترکیبی برای مدیریت توان راکتیو در مرجع [۹] گزارش شده است. روشهای دیگر متغیرهای صحیح را برای مدل‌سازی سازه‌های گسسته و هزینه‌های ثابت در نظر گرفته‌اند که به‌طور عمده بر مبنای Benders Decomposition هستند [۱۰]. جایگذاری بهینه ادوات توان راکتیو سریع، مانند کنترل‌کننده‌های قدرت فازی [۳] (SIPC)، جبران‌کننده‌های سری کنترل‌شده ترمینوری و کنترل‌کننده‌های پخش توان یکپارچه (UPFC)، مولفه مهم در حل مساله RPP است. کنترل‌کننده فلو ی ترکیبی HFC از جمله ادوات FACTS جدیدی است که از ترانسفورمر شیفت دهنده فاز متداول (PST)، خازن موازی سویچ شونده مکانیکی، خازن سری سویچ شونده ترمینوری با مازول‌های چندگانه (TSSC) و راکتور سری سویچ شونده ترمینوری با مازول‌های چندگانه [۳] (TSSR) تشکیل شده است. با توجه به مشخصه جبران‌ساز سری و موازی در ساختار کنترل‌کننده فلو ی ترکیبی، عملکرد آن مشابه UPFC است. از آنجایی که کنترل‌کننده فلو ی ترکیبی برتری‌هایی نسبت به UPFC دارد، انتظار می‌رود که استفاده از این وسیله به‌طور گسترده افزایش یابد. بازده کنترل‌کننده فلو ی ترکیبی نسبت به UPFC بهتر است. در مرجع [۱۲]، نشان داده شده بود که کنترل

کننده فلو ی ترکیبی می‌تواند برای ارضای نیازهای پخش بار بر مبنای مشخصه‌های فنی و اقتصادی بکارگرفته شود. سادگی ساختار، کنترل و استراتژی عملیاتی، تلفات کم و بازده بالا از مزایای کنترل‌کننده فلو ی ترکیبی هستند. علاوه بر کنترل‌کننده فلو ی ترکیبی هارمونیک کم تولید می‌کند و هیچ تأثیر ناسازگاری بر روی کیفیت توان ندارد. هدف از توسعه همزمان شبکه انتقال و توسعه توان راکتیو که TNEP-RPP نامیده می‌شود اینست که کجا، چگونه و چه موقع ادوات جدید مانند خطوط انتقال و منابع توان راکتیو باید به شبکه موجود اضافه شود برای این‌که عملکرد بهینه را در یک افق زمانی از پیش تعیین شده با کمترین هزینه داشته باشیم. سیستم قدرت مدرن شبکه‌های انتقال به هم اتصال یافته پیچیده را شامل می‌شود. مدیریت شبکه یک بخش مهم از مدیریت سیستم قدرت است. وظیفه آن تعیین یک شبکه بهینه مطابق با رشد بار و تولید برای یک پریود مدیریتی جهت تحویل امن و اقتصادی انرژی الکتریسیته است. به عبارت دیگر، اصول مدیریت شبکه مینیمم‌سازی هزینه عملیاتی و ساختار شبکه است. سیستم‌های انتقال بطور عمده هزینه بر هستند که دلایل خوبی برای فراهم کردن مدیریت فنی و اقتصادی کارآمد است. مطالعات چندین وجود دارد که برای رسیدن به مدیریت شبکه بهینه پیشنهاد شده‌اند. بعضی از آنها برنامه ریزی خطی و برنامه ریزی خطی عدد صحیح [۱۳، ۱۴] هستند. بعضی دیگر روش‌های ابتکاری را بکارگرفته‌اند بویژه الگوریتم ژنتیک [۱۵] و الگوریتم بهینه‌سازی PSO گسسته [۱۶]. روشهای تئوری بازی همچنین در مرجع [۱۷] اعمال شده است. تجدید ساختار سیستم قدرت چالش‌های جدیدی را برای مدی‌ت شبکه‌های انتقال بوجود آورده است. به‌طور معمول تابع هدف استفاده شده برای حل مساله TNEP، ماکزیمم کردن رفاه اجتماعی کل است. مینیمم کردن سطح تراکم در شبکه انتقال در یک بازار رقابتی بیشتر نتیجه خواهد داد. این مینیمم کردن هزینه تراکم در [۱۸، ۱۹] به منظور توسعه یک مدل جدید برای مدیریت انتقال در صنعت برق جدید استفاده شده است. از طرف دیگر، منابع توان راکتیو برای افزایش ظرفیت خطوط انتقال، اصلاح ضریب قدرت، کاهش تلفات و بهبود پروفیل ولتاژ مطلوب هستند. بنابراین مدیریت توسعه انتقال و مدیریت توان راکتیو موضوعات مهم در سیستم‌های قدرت مدرن هستند [۲۰]. بدون پیش‌سازمان توان راکتیو در تعدادی از شبکه‌های انتقال، ولتاژ باس بارها ممکن است از مقدار تعیین شده مختلف باشد، که نه تنها باعث کیفیت توان غیر قابل قبول می‌شود بلکه تلفات قدرت حقیقی را نیز افزایش می‌دهد. در چنین مواردی، خطوط انتقال بیشتری مورد نیاز می‌باشد که ممکن است از لحاظ اقتصادی برای عملکرد سیستم مقرون به صرفه نباشد. از طرف دیگر، حل همزمان مساله RPP و TNEP ترکیبی، به‌عنوان یک مساله ترکیبی خیلی پیچیده به نظر می‌رسد و

- انتخاب بهترین حل مابین مجموعه جوابهای پارتو بر مبنای مکانیزم
FDM

2. فرمول بندی مساله

مساله ترکیبی TNEP-RPP ۵ هدف را شامل می‌شود: مینیم کردن هزینه سرمایه گذاری مساله TNEP و RPP، هزینه رفاه اجتماعی، انحراف ولتاژ و شاخص پایداری ولتاژ.

۱-۲- اهداف TNEP: فرمول بندی TNEP در این مقاله به صورت هزینه سرمایه گذاری مساله TNEP (INV0) و هزینه رفاه اجتماعی (INV1) تعریف می‌شود که در زیر بخش‌های زیر توصیف شده است:

۱-۱-۲- هزینه سرمایه گذاری مساله TNEP (INV0): این هزینه برای تمامی خطوط انتقال جدید محاسبه می‌شود [۲۱]:

$$INV_0 = \text{Min} \left\{ e^n n \times \left(\frac{r_T (r_T + 1)^{nT}}{(1 + r_T)^{nT} - 1} \right) \right\} \quad (1)$$

e و n به ترتیب بردار هزینه و بردار خطوط جدید اضافه شده را ارائه می‌کند. همچنین nT دوره زمانی برنامه ریزی برحسب سال است و rT نرخ تورم است.

۱-۲-۲- هزینه رفاه اجتماعی (INV1): این هزینه به صورت زیر توصیف می‌شود:

$$INV_1 = \text{Min} \left\{ f_1 (P_S, P_L, B_L, B_S) \times 24 \times 365 \right\} = \text{Min} \left\{ \left(\sum B_{Li} P_{Li} - \sum B_{Si} P_{Si} \right) \times 24 \times 365 \right\} \quad (2)$$

که در آن B_{Si} و B_{Li} به ترتیب بردارهای عرضه و تقاضا در باس i برحسب $\$/MWh$ است. P_{Si} و P_{Li} بردارهای توان عرضه و تقاضا در باس i برحسب (MWh) هستند. در برنامه ریزی توسعه انتقال با استراتژی مینیم کردن مازاد تراکم (معادله (۲)) یا ماکزیم کردن رفاه اجتماعی، خطوط جدید به شبکه برای مینیم کردن اختلاف میان هزینه های گره ای اضافه می‌شوند. در این استراتژی، طراحان سعی می‌کنند که اختلاف قیمت انرژی در مناطق مختلف را با اضافه کردن خطوط جدید و انتقال توان توسط آنها مینیم کنند. اضافه شدن خطوط خطوط جدید با هدف مینیم کردن هزینه سرمایه گذاری خطوط انتقال جدید در تعارض می‌باشند (معادله (۱)) مساله TNEP در نظر گرفته شده در این مطالعه قصد دارد توافقی بین هزینه سرمایه گذاری و مازاد تراکم ایجاد کند.

توابع هدف فوق به موارد زیر محدود شده اند:

محدودیت های مساوی: معادلات پخش بار در ارتباط با هر دو توان حقیقی و راکتیو معادلات تعادلی هستند که برای همه باس ها به صورت زیر نوشته می‌شود:

یک برنامه ریزی غیر خطی صحیح ترکیبی مورد نیاز است که حل شود. نقش توربین بادی و کنترل کننده فلو ی ترکیبی در هماهنگی توسعه توان راکتیو و توسعه انتقال، از جمله موضوعات مهم ی است که تاکنون روی آن تحقیق نشده است. برای این منظور، مدلی برای توربین بادی در این مقاله در نظر گرفته می‌شود که ظرفیت توان راکتیو قابل دسترس واقعی را برای هر نقطه کار مشخص می‌کند. این فرمول بندی می‌تواند برای مدیریت توان راکتیو بهینه اعمال شود. با این روش، تزریق توان راکتیو می‌تواند یا به صورت محلی در مزرعه بادی یا به صورت سراسری در کل شبکه تنظیم شود. برای آنالیز حالت پایداری از مدل تزریقی برای کنترل کننده فلو ی ترکیبی در حل مساله RPP استفاده می‌شود. مینیم سازی هزینه توسعه خطوط انتقال و منابع توان راکت ی جدید، انحراف ولتاژ و مازاد تراکم و ماکزیم سازی شاخص پایداری ولتاژ از جمله اهداف روش ارائه شده برای هماهنگی توسعه خطوط انتقال و توسعه توان راکت ی است. به منظور دستیابی به این هدف، یک پروسه سه مرحله ای در نظر گرفته می‌شود. در ابتدا، فرض می‌شود که تمام تقاضای توان راکتیو توسط منابع محلی تامین می‌شود. سپس به منظور مشخص کردن طرح انتقال بهینه، فرآیند سازی با دو تابع هدف سود اجتماعی و هزینه سرمایه گذاری خطوط انتقال جدید فرمول بندی شده است. در مرحله دوم توسعه توان راکت ی با در نظر گرفتن خطوط انتقال جدید و بدون در نظر گرفتن منابع توان راکتیو از مرحله اول حل می‌شود. مساله RPP جایگذاری و اندازه بهینه منابع توان راکتیو شامل مزارع بادی، کنترل کننده فلو ی ترکیبی و منابع توان راکتیو کند (بانک خازنی) با سه تابع هدف هزینه سرمایه گذاری، هزینه تلفات توان، انحراف ولتاژ و شاخص پایداری ولتاژ را شامل می‌شود. در مرحله سوم، انرژی مورد انتظار تامین نشده (EENS) به عنوان معیار قابلیت اطمینان به منظور ارزیابی طرح پیشنهادی اعمال شده است. الگوریتم INSGA-II برای حل مساله بهینه سازی چند هدفه TNEP-RPP ترکیبی اعمال شده است. فرآیند تصمیم گیری مبتنی بر روش FDM برای رتبه بندی اعضای پارتوی بدست آمده از الگوریتم INSGA-II و انتخاب بهترین عضو استفاده می‌شود. بطور خلاصه نوآوری مقاله را می‌توان بصورت زیر خلاصه کرد:

- استفاده از توانایی توان راکت ی مزارع بادی به منظور حل مساله ترکیبی TNEP-RPP

- دخالت دادن کنترل کننده فلو ی ترکیبی برای بهبود بهره برداری، برنامه ریزی و مدیریت سیستم قدرت در یک مساله TNEP-RPP ترکیبی

- حل مساله چندهدفه TNEP-RPP با استفاده از الگوریتم INSGA-II

$$OC_{var} = \frac{r_T(r_T + 1)^{n_T}}{(1 + r_T)^{n_T} - 1} \times \sum_{i \in \Omega} (C_{i,HFC} S_{i,HFC} + C_{i,ISC} S_{i,ISC}) \quad (9)$$

که $C_{i,HFC}$ و $C_{i,ISC}$ توابع هزینه کنترل کننده فلوی ترکیبی و بانک خازنی نام هستند.

$SiHFC$ و $SiSC$ به ظرفیت کنترل کننده فلوی ترکیبی و بانک خازنی اشاره دارد. Ω مجموعه همه مکان های کاندید است. برای آنالیز بلند مدت

ضروری است که به ترتیب نرخ تنزل و دوره زمانی را بصورت n_T و r_T در نظر بگیریم. تابع هزینه کنترل کننده فلوی ترکیبی و بانک خازنی می تواند به شکل زیر ارائه شود [۲۲، ۲۳]:

$$C_{i,HFC} = 0.00012 S_{i,HFC}^2 - 0.10764 S_{i,HFC} + 75.288 \quad (10)$$

$$C_{i,ISC} = 0.000000014 S_{i,ISC}^3 - 0.0000014 S_{i,ISC}^2 + 0.0052 S_{i,ISC} + 0.91 \quad (11)$$

بنابراین هزینه کل می تواند به عنوان مجموع دو هزینه OC_{var} و ELC بیان شود. هزینه سالیانه به صورت زیر محاسبه شده است:

$$INV_2 = \text{Min} (OC_{var} + ELC) \quad (12)$$

۲-۲-۲- انحراف ولتاژ (VD): هدف مینیمم سازی انحرافات دامنه ولتاژ در باس بارها است که با رابطه زیر بیان می شود:

$$V_D = \text{Min} \left\{ \sum_{k=1}^{N_L} |V_K - 1| \right\} \quad (13)$$

که N_L تعداد باس های بار است.

۲-۲-۳- معیار STC (STC): هدف این مینیمم سازی شاخص برای تضمین پایداری ولتاژ سیستم است و با رابطه زیر داده شده است [۲۴]:

$$STC = \text{Min} \left\{ \text{Max}_{j \in N_L} (STC_j) \right\} \quad (14)$$

برای یافتن مینیمم STC بهینه نیاز است تا مقدار STC برای همه باس بارها محاسبه شود. با بازنویسی معادله (۱۴) خواهیم داشت:

$$STC = \text{Min} \left\{ \text{Max}_{j \in N_L} \left| \frac{V_j - \sum_{i \in N_G} H_{ji} V_i}{V_j} \right| \right\} \quad (15)$$

مقادیر H_{ji} از ماتریس H_{LG} به صورت زیر بدست می آید:

$$H_{LG} = -[Y_{LL}]^{-1} [Y_{LG}] \quad (16)$$

که Y_{LL} و Y_{LG} جزئی از ماتریس Y_{bus} شبکه هستند.

ستون های ماتریس H_{LG} با تعداد باس های ژنراتور و ردیف ها با تعداد باس بارها در ارتباط است. این ماتریس اطلاعاتی در مورد هر باس بار در ارتباط با مقدار توانی که باید از هر ژنراتور تحت شرایط اضطراری و عادی

$$\begin{cases} 0 = P_i - V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) , & i \in N_{B-1} \\ 0 = Q_i - V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) , & i \in N_{PQ} \end{cases} \quad (3)$$

که N_{B-1} و N_{PQ} به ترتیب تعداد کل باس هایی به غیر از باس اسلک و مجموعه باس های PQ هستند.

محدودیت های نامساوی: محدودیت های بهره برداری نامساوی در مساله پخش بار شامل محدودیت های تولید و امنیت است.

۲-۱-۳- محدودیت های تولید: خروجی های توان اکتیو و راکتیو به حدهای بالا و پائین به صورت زیر محدود می شوند:

$$\begin{cases} P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \\ Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max} \end{cases} \quad (4)$$

که $i = 1, 2, \dots, N_G$ و N_G به تعداد ژنراتورها اشاره دارد.

۲-۱-۴- محدودیت امنیت: شامل محدودیت هایی از دامنه ولتاژ باس ها و زاویه فاز در هر باس و بارگیری خطوط انتقال به صورت زیر:

$$\begin{cases} V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} , & i = 1, 2, 3, \dots, N_B \\ \delta_i^{min} \leq \delta_i \leq \delta_i^{max} , & i = 1, 2, 3, \dots, N_B \\ S_{Li} \leq S_{Li}^{max} , & i = 1, \dots, N_l \end{cases} \quad (5)$$

که N_l و N_b تعداد خطوط و باس ها در سیستم هستند و S_{Li} به عنوان توان جاری ظاهری خطوط انتقال تعریف می شود.

با عملیات ریاضی، معادلات (۱) تا (۵)، می تواند به بصورت یک مساله بهینه سازی دو هدفه بصورت زیر نوشته شود:

$$\text{Min } F(x, u, p) = \text{Min} \{ INV_0, INV_1 \} \quad (6)$$

۲-۲- مساله RPP: هدف از مساله توسعه توان راکتیو نصب منابع راکتیو جدید است طوری که هزینه RPP (INV2)، انحراف ولتاژ (VD) و معیار STC (STC) بهینه شوند.

۲-۲-۱- هزینه RPP (INV2): اولین تابع هدف دو اصطلاح را در بردارد. اولین اصطلاح هزینه کل تلفات انرژی به صورت زیر است:

$$ELC = 24 \times 365 \times h P_{loss} \quad (7)$$

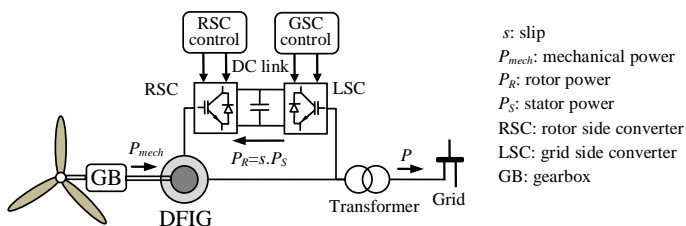
که h هزینه انرژی واحد است. تلفات توان حقیقی در خطوط انتقال می تواند به صورت زیر بیان شود:

$$P_{loss} = \sum_{k=1}^{n_l} g_k [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (8)$$

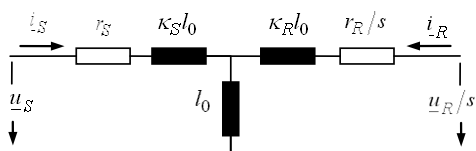
هزینه سرمایه گذاری نصب قطعه وار جدید به صورت مجموعه هزینه

سرمایه گذاری ادوات به عنوان OC_{var} بصورت زیر فرمول بندی می شود:

فرض شده است که \dot{i}_{mS} جریان مغناطیس کنندگی استاتور است و با اندازه \dot{i}_{mS} مساوی است. توان اکتیو تحویل داده شده توسط استاتور و روتور DFIG بصورت زیر توصیف می شود:



شکل ۱: توربین بادی DFIG متصل به شبکه قدرت



شکل ۲: مدار معادل یک DFIG

$$\begin{cases} P_S = -\omega_1 l_0 i_{mS} i_{Sq} = -u_S i_{Sq} \\ P_R = s \omega_1 l_0 i_{mS} i_{Sq} = s u_S i_{Sq} \end{cases} \quad (22)$$

از اینرو توان اکتیو و راکتیوی که DFIG به شبکه تزریق می کند به صورت زیر تعریف می شود:

$$\begin{cases} P = P_S + P_R = u_S i_{Sq} (s-1) \\ Q = Q_S + Q_{GSC} = -u_S i_{Sd} + Q_{GSC} \end{cases} \quad (23)$$

که QGSC تزریق توان راکتیو از طرف مبدل طرف شبکه را نشان می دهد. ۳-۱- محدودیت های بهره برداری: معادلات فوق به موارد زیر محدود می شوند:

محدودیت در ارتباط با استاتور و روتور و مبدل طرف شبکه: ولتاژ و جریان برای استاتور و روتور محدود می شوند. همچنین توان ظاهری مبدل توان شبکه نباید از مقادیر نامی تجاوز کند:

$$\begin{cases} i_S < i_{S,max} \\ u_S < u_{S,max} \end{cases} \quad (24)$$

$$\begin{cases} i_R < i_{R,max} \\ u_R < u_{R,max} \end{cases} \quad (25)$$

$$S_{GSC} < S_{GSC,nominal} \quad (26)$$

که SGSC توان ظاهری GSC است. همچنین محدوده لغزش باید بین محدوده بالا (smax) و پائین (smin) باشد.

۳-۱-۱- محدوده جریان روتور: اگر \dot{i}_R به صورت زیر توصیف شود:

$$\dot{i}_R = i_{R,max} (\cos \varphi + j \sin \varphi) \quad (27)$$

شبکه گرفته شود، می دهد. برای تضمین پایداری شرط $STC \leq 1$ برای لآمین باس باید تضمین شود.

۲-۲-۴- محدودیت ها: دو دسته محدودیت شامل محدودیت های مساوی و نامساوی وجود دارد. این محدودیت ها به صورت زیر توصیف می شوند: محدودیت های مساوی: محدودیت های مساوی از مساله OPF معادلات پخش بار در ارتباط با معادلات تعادل توان حقیقی و راکتیو داده شده با معادله (۳) هستند.

محدودیت های نامساوی: محدودیت های بهره برداری نامساوی در مساله OPF شامل موارد زیر است:

محدودیت های تولید: محدودیت های خروجی توان اکتیو و توان راکتیو بر مبنای معادله (۴) توصیف شده اند. محدودیت های امنیت: محدودیت هایی از دامنه ولتاژ باس ها، زاویه فاز در هر باس و بارگیری خطوط انتقال بر مبنای معادله (۵) فرمول بندی شده است.

محدودیت های کنترل کننده فلوی ترکیبی: تنظیمات کنترل کننده سری موازی کنترل کننده فلوی ترکیبی به صورت زیر محدود شده است:

$$\begin{cases} -0.26 \leq k \leq 0.26 & , & 0 \leq k_C \leq 7 \\ 0 \leq k_L \leq 3 & , & 0 \leq k_m \leq 2 \end{cases} \quad (17)$$

پارامترهای k و kC و km در بخش ۴ توصیف شده اند.

محدودیت مزارع بادی: این محدودیت ها در بخش ۳ داده شده اند.

۲-۲-۵- توضیح مساله: به صورت کلی و بعد از جمع اهداف و محدودیت ها، مساله می تواند با فرمول ریاضی زیر بیان شود:

$$\text{Min } \{INV_3, V_D, STC\} \quad (18)$$

۳- مدل مزارع بادی برای بررسی RPP

به منظور محاسبه ظرفیت توان راکتیو، با در نظر گرفتن محدودیت های جریان و ولتاژ از مبدل و DFIG (نشان داده شده در شکل ۱) معادلات مرتبط سیستم باید بررسی شود. مطابق با شکل ۲ مدل حالت ماندگار برای روتور و استاتور بصورت زیر است [۵]:

$$\underline{u}_S = (r_S + j\omega_1 \kappa_S l_0) \dot{i}_S + j\omega_1 l_0 (\dot{i}_S + \dot{i}_R) \quad (19)$$

$$\frac{\underline{u}_R}{s} = \left(\frac{r_R}{s} + j\omega_1 \kappa_R l_0 \right) \dot{i}_R + j\omega_1 l_0 (\dot{i}_S + \dot{i}_R) \quad (20)$$

$$\dot{i}_{mS} = (1 + \kappa_S) \dot{i}_S + \dot{i}_R \quad (21)$$

که κ_S و κ_R به ترتیب فاکتور نشتی استاتور و روتور هستند.

دیاگرام P-QS در این حالت یک بیضی با مرکزیت $[0,0]$ و نیم محور $[(s-1)u_S i_{S,max}, u_S i_{S,max}]$ است.

۳-۱-۴- محدوده مبدل طرف شبکه: معادله توان در ارتباط با مبدل طرف شبکه داده شده است:

$$S_{GSC}^2 = P_R^2 + Q_{GSC}^2 \quad (36)$$

4. کنترل کننده فلوی ترکیبی

در این مقاله برای آنالیز پخش توان، مدل تزریق توان داده شده در مراجع [۱۲، ۲۵] استفاده می شود. این مدل از کنترل کننده فلوی ترکیبی برای آنالیز پخش توان متداول مناسب است. دقت و سازگاری این مدل با هر سیستم قدرت منجر به آنالیز حالت ماندگار دقیق می شود. شماتیک کنترل کننده فلوی ترکیبی در شکل ۳ نشان داده شده است. V_i و V_j فازورهای ولتاژ باس های i و j است. ولتاژهای V_P و V_i' ولتاژ داخلی باس کنترل کننده فلوی ترکیبی است. مقادیر V_{XC} و V_{XL} به مقدار جریان خط I_{ij} و تعداد ماژول های TSSC و TSSR وابسته است. توان اکتیو P_{SS} و توان راکتیو Q_{SS} تزریق شده به باس i در شکل ۴ نشان داده شده می تواند به صورت زیر نوشته شود:

$$P_{SS} = -\frac{|V_i||V_j|(k \cos(\theta_i - \theta_j) + \sin(\theta_i - \theta_j))}{(k_L X_L + k^2 X_E + X_B - k_C X_C + X_S)} + \frac{|V_i||V_j| \sin(\theta_i - \theta_j)}{X_B} \quad (37)$$

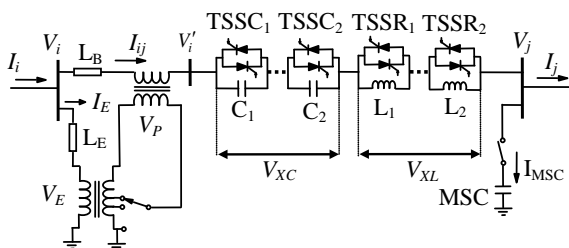
$$Q_{SS} = -\frac{|V_i||V_j|(1+k^2) + k|V_j| \sin(\theta_i - \theta_j) - |V_j| \cos(\theta_i - \theta_j)}{(k_L X_L + k^2 X_E + X_B - k_C X_C + X_S)} + \frac{|V_i|(|V_i| - |V_j| \cos(\theta_i - \theta_j))}{X_B} \quad (38)$$

که K_C و K_L مقادیرهای X_C و X_L و X_B راکتانس نشستی ترانسفورماتور سری است. از اینرو، k نسبت ولتاژ PST و X_E راکتانس نشستی ترانسفورماتور تحریک است. توان اکتیو و راکتیو تزریقی در باس j بصورت زیر محاسبه می شود:

$$P_{SR} = -P_{SS} \quad (39)$$

$$Q_{SR} = -\frac{|V_i|(|V_i| \cos(\theta_i - \theta_j) - k|V_j| \sin(\theta_i - \theta_j) - |V_j|)}{(k_L X_L + k^2 X_E + X_B - k_C X_C + X_S)} + \frac{|V_j|(|V_j| - |V_i| \cos(\theta_i - \theta_j))}{X_B} + \frac{k_m |V_j|^2}{X_{MSC}} \quad (40)$$

که k_m مقدار $Y_{MSC} = 1/X_{MSC}$ مورد بهره برداری را تعیین می کند.



شکل ۳: شماتیک کلی یک کنترل کننده فلوی ترکیبی

عبارات که می تواند برای P و QS نوشته شوند به صورت زیر توصیف می شوند [۷]:

$$\begin{cases} P = -\frac{u_S i_{R,max}(s-1) \sin \varphi}{1 + \kappa_S} \\ Q_S = \frac{\omega_1 l_0 u_S i_{R,max} \cos \varphi - u_S^2}{\omega_1 l_0 (1 + \kappa_S)} \end{cases} \quad (28)$$

معادله (۳۰) می تواند به صورت زیر نوشته شود:

$$\left[\frac{P}{u_S l_0 i_{R,max}(s-1)/l_S} \right]^2 + \left[\frac{Q_S - (u_S^2/\omega_1 l_S)}{u_S l_0 i_{R,max}/l_S} \right]^2 = 1 \quad (29)$$

معادله (۳۰) یک بیضی را در صفحه P-Q با مرکزیت $[0, u_S^2/\omega_1 l_S]$ با نیم محور $[u_S l_0 i_{R,max}(s-1)/l_S, u_S l_0 i_{R,max}/l_S]$ را بیان می کند.

۳-۱-۲- محدوده ولتاژ روتور: اگر \underline{u}_R بصورت زیر بیان شود:

$$\underline{u}_R = u_{R,max}(\cos \varphi + j \sin \varphi) \quad (30)$$

P و Q_S بر مبنای $u_{R,max}$ بصورت زیر تعریف می شوند:

$$\begin{cases} P = -\frac{u_S(s-1)u_{R,max} \cos \varphi}{s \omega_1 l_0 [1 - (1 + \kappa_S)(1 + \kappa_R)]} \\ Q_S = \frac{s(1 + \kappa_R)u_S^2 - u_S u_{R,max} \sin \varphi}{s \omega_1 l_0 [1 - (1 + \kappa_S)(1 + \kappa_R)]} \end{cases} \quad (31)$$

که می تواند به صورت زیر نوشته شوند:

$$\left[\frac{P/S_0^{u_r}}{S_0^{u_r}(s-1)} \right]^2 + \left[\frac{Q_S - Q_0^{u_r}}{S_0^{u_r}} \right]^2 = 1 \quad (32)$$

که $S_0^{u_r}$ و $Q_0^{u_r}$ به صورت زیر توصیف شده اند:

$$\begin{cases} S_0^{u_r} = \frac{u_S u_{R,max}}{s \chi}, \quad Q_0^{u_r} = \frac{(1 + \kappa_R)u_S^2}{\chi} \\ \chi = \omega_1 l_0 [1 - (1 + \kappa_S)(1 + \kappa_R)] \end{cases} \quad (33)$$

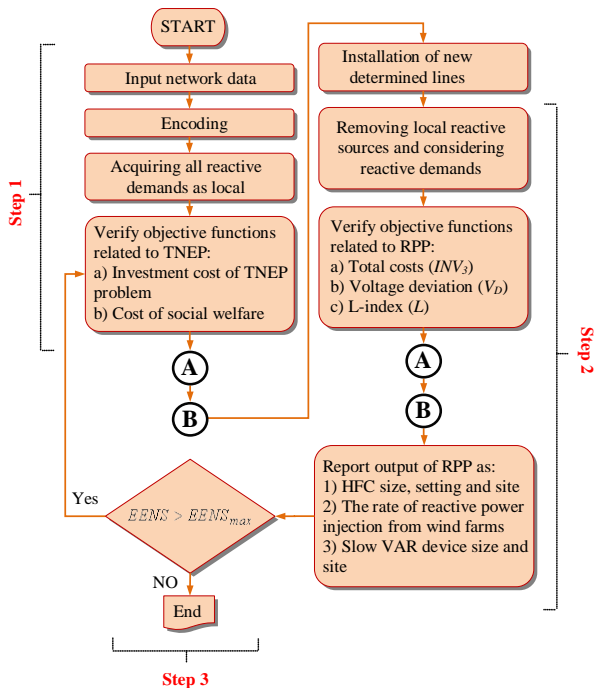
معادله (۳۲) یک بیضی در صفحه P-QS با مرکزیت $[0, Q_0^{u_r}]$ با نیم محور $[S_0^{u_r}(s-1), S_0^{u_r}]$ را توصیف می کند.

۳-۱-۳- محدوده جریان استاتور: P و QS بر مبنای $i_{S,max}$ بصورت زیر داده می شوند:

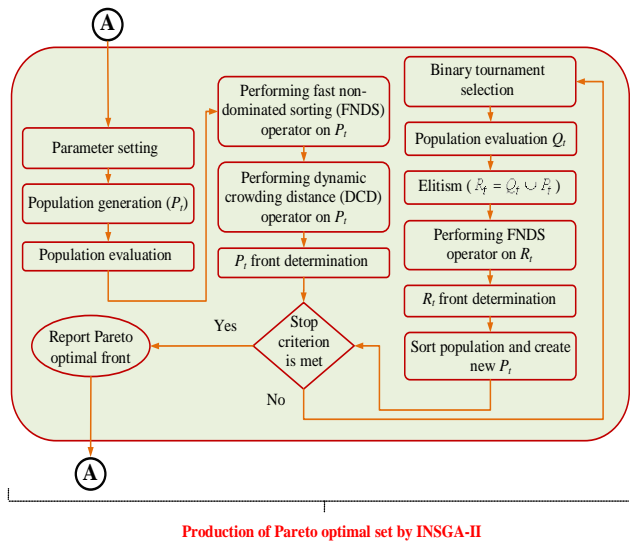
$$\begin{cases} P = u_S(1-s)i_{S,max} \sin \varphi \\ Q_S = -u_S i_{S,max} \cos \varphi \end{cases} \quad (34)$$

و بعد از بازنویسی:

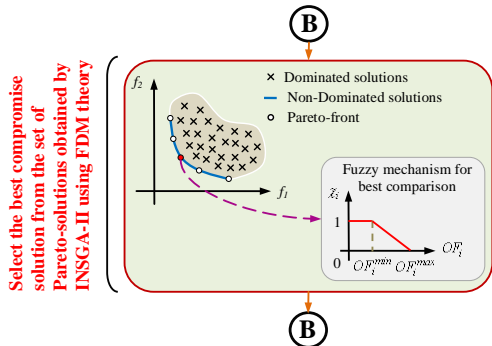
$$\left[\frac{P}{(s-1)u_S i_{S,max}} \right]^2 + \left[\frac{Q_S}{u_S i_{S,max}} \right]^2 = 1 \quad (35)$$



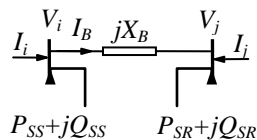
شکل ۵: فلوچارت TNEP-RPP ارائه شده



Production of Pareto optimal set by INSGA-II



شکل ۶: زیر فلوچارت A و B برای TNEP-RPP نمایش داده شده در شکل



شکل ۴: مدل تزریقی کنترل کننده فلوئی ترکیبی

5. آنالیز مساله

فرآیند حل مساله ترکیبی TNEP-RPP از دو مرحله اساسی تشکیل شده است. در ابتدا فرض می شود که تمام تقاضای توان راکتیو از منابع محلی تامین می شود. سپس الگوریتم INSGA-II جهت تعیین طرح انتقال بهینه اعمال می شود. فرآیند تصمیم گیری بر اساس روش FDM برای پیدا کردن بهترین جواب مابین مجموعه جوابهای پارتو حاصل شده از تکنیک INSGA-II انجام می شود.

در مرحله دوم مساله RPP برای مشخص کردن طرح جدید ادوات توان راکتیو با در نظر گرفتن طرح انتقال جدید و بدون در نظر گرفتن منابع توان راکتیو محلی در مرحله اول حل می شود. سرانجام در گام نهایی، قابلیت اطمینان طرح پیشنهادی توسط معیار EENS ارزیابی می شود. جزئیات حل مساله در شکل ۵ و ۶ داده شده است. الگوریتم به این صورت است که در ابتدا فرض می شود منابع توان راکتیو مناسب وجود دارند. طوریکه به صورت محلی تقاضای توان راکتیو از هر باس را می توانند تغذیه می کنند. با این فرض مساله TNEP با الگوریتم INSGA-II حل می شود. برای این هدف یک جمعیت اولیه ای از INSGA-II به صورت تصادفی تولید شده است. برای هر عضو جمعیت، پخش بار بهینه AC و تراکم مازاد محاسبه می شود. سپس هزینه سرمایه گذاری بدست می آید. محاسبات تکرار شده است تا زمانیکه معیار توقف یا ماکزیمم تعداد تکرارها ارضا شود. در مرحله دوم، خطوط جدید مشخص شده در مرحله ۱ به شبکه اضافه می شوند، منابع توان راکتیو محلی که نصب شده اند حذف می شوند و مساله RPP جایابی بهینه از ادوات توان راکتیو حل می شود. مطابق شکل ۷ در کدسازی مساله TNEP، هر کروموزوم شامل دو قسمت است: مکان و تعداد خطوط جدید. برای مثال، شاخه ۱-۲ یک خط جدید دارد. همچنین در کدسازی مساله RPP، هر کروموزوم از چهار بخش تعداد، مکان، اندازه و تنظیمات از ادوات توان راکتیو نصب شده، تشکیل شده است. در مرحله سوم از فرآیند حل مساله، قابلیت اطمینان طرح پیش بینی شده ارزیابی می شود. اگر طرح بدست آمده دارای EENS بزرگتر از EENSmax باشد طرح حاصل حذف شده و فرآیند حل تکرار می شود.

جدول ۱: اطلاعات خطوط کاندیدا

Candidate lines	From	To	Capacity (MW)	Reactance (p.u.)	Investment cost (\$ 10 ⁶ US)
Line 1	1	4	175	0.015	7.72
Line 2	1	6	175	0.021	10.82
Line 3	5	6	175	0.020	10.29
Line 4	7	12	175	0.016	8.24
Line 5	5	16	500	0.022	11.13
Line 6	19	13	500	0.011	5.66
Line 7	19	20	500	0.017	8.76
Line 8	21	24	500	0.014	7.21
Line 9	21	23	500	0.022	11.13
Line 10	22	27	500	0.021	10.82
Line 11	15	18	500	0.014	7.21
Line 12	16	18	500	0.014	7.21

۲-۶- چارچوب ۲: وارد کردن کنترل کننده فلوی ترکیبی و ظرفیت توان

راکتیو مزارع بادی در حل مساله ترکیبی TNEP-RPP

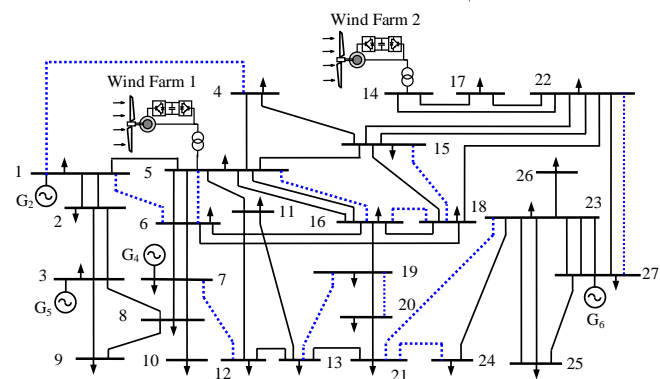
در این چارچوب، الگوریتم پیشنهادی در شکل ۶ برای حل مساله TNEP-RPP

در نظر گرفته شده است. حل مساله RPP به جایابی و سایزبندی بانک

خازنی، کنترل کننده فلوی ترکیبی و مقدار توان راکتیو تزریق شده توسط

مزارع بادی مربوط می شود که بعد از بکارگیری TNEP با حذف منابع

توان راکتیو محلی انجام می شود.



شکل ۸: سیستم اصلاح شده تست آذربایجان

جدول ۲: سناریوهای در نظر گرفته شده برای تغییرات بار و تولیدات توان بادی

	Load Power	Wind Power Production
Scenario 1	Light	Maximum
Scenario 2	Light	Minimum
Scenario 3	Heavy	Maximum
Scenario 4	Heavy	Minimum

عملکرد دوچارچوب بر روی سیستم تست ارزیابی می شود. برای این

هدف سه مرحله از مساله TNEP-RPP (داده شده در شکل ۶) اجرا شده

است. مجموعه بهینه پارتو بدست آمده توسط الگوریتم INSGA-II برای دو

تابع هدف مساله TNEP در شکل ۹ نشان داده شده است. همچنین برای

RPP، مجموعه بهینه پارتو در فضای دوبعدی و سه بعدی توابع هدف در

شکل های ۱۰-۱۲ نشان داده شده است. می توان مشاهده کرد که جواب

های حاصل شده به جز تعدادی ناپیوستگی به خوبی روی سطح توزیع

6. مطالعه سیستم و نتایج

روش طراحی ارائه شده بر روی یک سیستم نمونه واقعی اجرا می شود.

مطالعه همزمان مساله TNEP و RPP با هدف کاهش هزینه ها از جمله

ویژگی اصلی طرح پیشنهادی است. سیستم قدرت اصلاح شده منطقه

آذربایجان ایران برای مطالعه انتخاب شده است. در سیستم مذکور

ژنراتورهای سنکرون در باس های ۵ و ۱۴ با دو مزرعه بادی با توان های

نامی ۱۳۱/۵۸ و ۶۰ مگاوات جایگزین شده اند. این سیستم مشتمل بر ۴۸

شاخه، ۴ ژنراتور سنکرون، ۲ مزرعه بادی و ۲۷ باس است. اطلاعات سیستم

در مرجع [۲۶] قابل دسترس است. ساختار اصلی سیستم تست در شکل ۸

نشان داده شده است. خطوط جدید که می تواند اضافه شوند با خط تیره

مشخص شده است. ۱۲ خط کاندیدای جدید (بصورت نشان داده شده در

جدول ۱) برای مطالعه در نظر گرفته شده اند. دوره مطالعه ۵ ساله و نرخ

تنزیل ۱۰ درصد فرض می شود.

بصورت نشان داده شده در جدول ۲ توان بار در دو حالت تغییر می کند:

(a) سبک (با ۸۰ درصد دیماندا نامی) و (b) سنگین (با ۱۲۰ درصد دیماندا

نامی و تغییرات تولید توان بادی از ماکزیمم (۱۰۰ درصد تولید نامی) تا

مینیمم (با ۶۰ درصد تولید نامی) که به صورت کلی چهار سناریو برای

متغیرهای بارگیری سیستم و تولید توان بادی در نظر گرفته شده است.

برای آنالیز مساله دو چارچوب در نظر گرفته شده اند:

۱-۶- چارچوب ۱: حل مساله TNEP-RPP

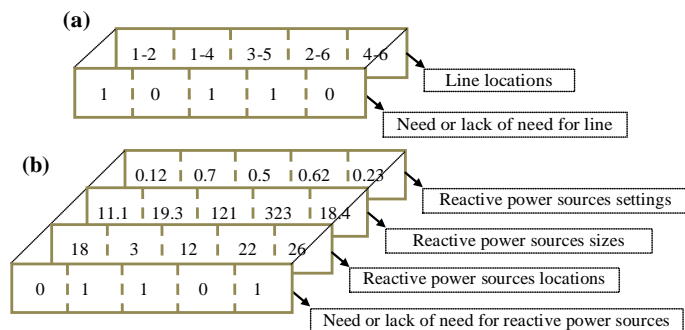
در این چارچوب، حل مساله ترکیبی TNEP-RPP با ادوات توان راکتیو

کند (بانک خازنی) و بدون کنترل کننده فلوی ترکیبی و ظرفیت توان راکتیو

مزارع بادی حل شده است. حل مساله RPP بعد از بکارگیری مساله TNEP

با حذف منابع توان راکتیو محلی سایزبندی و جایابی ادوات توان راکتیو را

دربرمی گیرد.



شکل ۷: کدگذاری نمونه برای مساله (a) TNEP، (b) RPP

جدول ۴: مکان، اندازه و تنظیم منابع توان راکتیو اضافه شده به شبکه در ۲

چارچوب تحت سناریوهای مختلف در مرحله دوم طراحی

Scenario	Framework 1		Framework 2			
	Slow VAR devices MVar (bus)	Slow VAR devices MVar (bus)	WF ₁ (MVar)	WF ₂ (MVar)	HFC MVar (location)	HFC setting
Scenario 1	$Q_8=329$ $Q_{10}=340$ $Q_{19}=277$ $Q_4=357$ $Q_{20}=401$	$Q_{12}=139$ $Q_{15}=150$	1.19	1.79	17.45 (line 11-13)	$K_L=0$ $K_C=5$ $K_m=1$ $k=0.04$
Scenario 2	$Q_{12}=353$ $Q_{16}=358$ $Q_{24}=299$ $Q_{19}=357$ $Q_{11}=394$	$Q_{26}=164$ $Q_9=160$	1.52	1.76	17.22 (line 23-24)	$K_L=0$ $K_C=0$ $K_m=1$ $k=0.12$
Scenario 3	$Q_{11}=302$ $Q_{15}=302$ $Q_{12}=303$ $Q_{18}=327$ $Q_{17}=411$	$Q_{19}=177$ $Q_{18}=151$	1.43	1.80	17.96 (line 15-5)	$K_L=0$ $K_C=0$ $K_m=1$ $k=0.09$
Scenario 4	$Q_{26}=359$ $Q_{25}=339$ $Q_2=437$ $Q_{20}=357$ $Q_8=321$	$Q_{13}=163$ $Q_{11}=189$	2.14	2.16	18.83 (line 22-18)	$K_L=0$ $K_C=7$ $K_m=1$ $k=0.11$

به منظور بررسی طرح پیشنهادی، نتایج چهارچوب ۱ و ۲ در چهار سناریو در جدول ۵ ارائه و مقایسه شده اند.

جدول ۵: مقایسه نتایج دو چارچوب

Frameworks	Scenarios	Line investment cost (INV ₀)		Congestion surplus (INV ₁)	RPP cost (INV ₂)	Total cost (INV ₀ +INV ₁ +INV ₂)	Voltage deviation (V _D)	STC-criterion (STC)
		(\$*10 ⁶)	(\$*10 ⁷ /year)					
Framework 1	Scenario 1	53.55	14.0736	22.1	1.9264	38.1	1.8116	0.4792
	Scenario 2	55.40	14.8914	21.83	1.9354	38.6568	1.6294	0.4694
	Scenario 3	53.87	14.2134	21.78	1.9353	37.9287	1.6006	0.4688
	Scenario 4	59.53	15.7065	21.62	2.1773	39.5038	1.3115	0.4119
Framework 2	Scenario 1	39.44	10.4068	10.92	0.7783	22.1051	0.6463	0.1263
	Scenario 2	39.44	10.4068	10.85	0.7984	22.0552	0.6160	0.1213
	Scenario 3	39.44	10.4068	10.76	0.8154	21.9822	0.5853	0.1222
	Scenario 4	39.97	10.5466	10.79	0.9102	22.2468	0.4387	0.1112

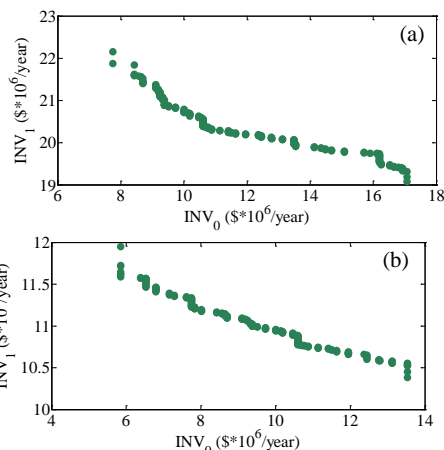
همان طوری که در این جدول نشان داده شده است، هزینه سرمایه گذاری

خط (INV₀) برای چهارچوب ۱ طی چهار سناریو داریم: ۱۴/۰۷۳۶، ۱۴/۸۹۱۴، ۱۴/۲۱۳۴ و ۱۵/۷۰۶۵ و برای چهارچوب ۲ داریم: ۱۰/۴۰۶۸، ۱۰/۴۰۶۸، ۱۰/۴۰۶۸ و ۱۰/۴۰۶۸. می توان مشاهده کرد که در چارچوب ۲، به ترتیب ۰۵/۲۶، ۱۱/۳۰، ۷۸/۲۶ و ۸۵/۳۲٪ بترتیب کاهش هزینه را در مقایسه با چهارچوب ۱ داریم.

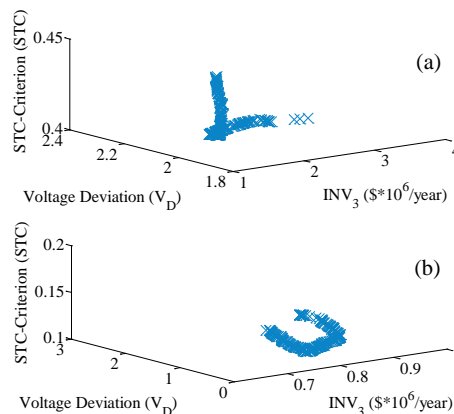
برای تراکم مزاد (INV₁) در چارچوب ۱ داریم: ۲۲/۱، ۲۱/۸۳، ۲۱/۷۸ و ۲۱/۶۲ و برای چارچوب ۲: ۹۲/۱۰، ۸۵/۱۰، ۷۶/۱۰ و ۷۹/۱۰ بترتیب برای سناریوهای ۱-۴.

تراکم مزاد در چارچوب ۲ بمیزان ۵۸/۵۰، ۲۹/۵۰، ۵۹/۵۰ و ۰۹/۵۰٪ در مقایسه با چارچوب ۱ کاهش یافته است. همچنین در مرحله RPP، هزینه RPP (INV₂) برای چهارچوب ۱: ۹۲۶۴/۱، ۹۳۵۴/۱، ۹۳۵۳/۱ و ۱۷۷۳/۲ و برای چارچوب ۲: ۷۷۸۳/۰، ۷۹۸۴/۰، ۸۱۵۴/۰ و ۹۱۰۲/۰ هزینه RPP

است. مجموعه های ارائه شده در شکل های ۹-۱۰ می تواند به تصمیم گیرنده کمک کند تا مقادیر مناسبی انتخاب کند.



شکل ۹: مجموعه جوابهای بهینه پارتو در فضای دو بعدی برای مرحله ۱ طراحی: (a) چارچوب ۱ و (b) چارچوب ۲



شکل ۱۰: مجموعه جوابهای بهینه پارتو در فضای سه بعدی برای مرحله ۲ طراحی: (a) چارچوب ۱ و (b) چارچوب ۲

روش تصمیم گیری بر مبنای تئوری FDM برای پیدا کردن بهترین جواب بهینه از خطوط جدید از بین مجموعه جوابهای پارتو حاصل شده از روش INSGA-II بکارگرفته می شود. همچنین برای مرحله RPP، تکنیک FDM برای جابجایی و تعیین اندازه منابع توان راکتیو استفاده می شود. نتایج کامل مربوط به دو چارچوب و چهار سناریو در جدول های ۳ و ۴ ارائه شده اند.

جدول ۳: مکان و تعداد خطوط اضافه شده به شبکه طی ۲ چارچوب تحت

سناریوهای مختلف در مرحله اول طراحی

Scenarios	Framework 1	Framework 2
Scenario 1	$n_{1-4}=1, n_{5-6}=1, n_{7-12}=1, n_{5-16}=1, n_{19-20}=1, n_{15-18}=1$	$n_{1-6}=1, n_{5-6}=1, n_{5-16}=1, n_{15-18}=1$
Scenario 2	$n_{1-6}=1, n_{5-6}=1, n_{7-12}=1, n_{5-16}=1, n_{19-20}=1, n_{15-18}=1$	$n_{1-6}=1, n_{5-6}=1, n_{5-16}=1, n_{21-24}=1$
Scenario 3	$n_{1-4}=1, n_{7-12}=1, n_{19-20}=1, n_{15-18}=1, n_{21-23}=1, n_{22-27}=1$	$n_{5-6}=1, n_{15-16}=1, n_{21-24}=1, n_{22-27}=1$
Scenario 4	$n_{1-4}=1, n_{7-12}=1, n_{19-13}=1, n_{19-20}=1, n_{21-23}=1, n_{22-27}=1, n_{15-18}=1$	$n_{1-6}=1, n_{21-24}=1, n_{21-23}=1, n_{22-27}=1$

است. بهینه سازی براساس الگوریتم چند هدفه INSGA-II است و از جنبه تصمیم گیرنده روش FDM برای تعیین حل بهینه باتوجه به ویژگی های مرتبط اعمال شده است. فرآیند حل پیشنهادی بر روی سیستم قدرت منطقه آذربایجان ایران تست شده است. یک آنالیز مقایسه ای تایید می کند که الگوریتم مدیریت پیشنهادی به طور قابل توجه هزینه ها را در ارتباط با TNEP و RPP بهبود می دهد. نتایج نشان می دهد که وارد کردن ظرفیت توان راکتیو مزارع بادی و کنترل کننده فلوی ترکیبی می تواند رفاه اجتماعی در محیط تجدیدساختار یافته، پایداری ولتاژ و پروفیل ولتاژ را بهبود دهد. همچنین مدیریت پیشنهادی تعداد کم خطوط جدید را با لحاظ کردن محدودیت مربوط به معیار EENS نتیجه می دهد. نتایج بدست آمده برای سناریوهای مختلف نشان می دهد که این روش طراحی یک ابزار مدیریتی مفید برای حل مساله TNEP-RPP در سیستم مقیاس بزرگ است. روش پیشنهاد شده اجازه می دهد که طراحان سیستم قدرت بتوانند توپولوژی سیستم را به من ظور رسیدن به بهترین طرح بهینه، برای سیستم در حال گسترش در آینده تغییر دهند. طراحی همزمان انتقال و توسعه توان راکتیو با حضور مزارع بادی و کنترل کننده فلوی ترکیبی به جای طرح مجزا می تواند منجر به اقتصادی شدن، طراحی بهینه و عملی در یک سیستم قدرت شود.

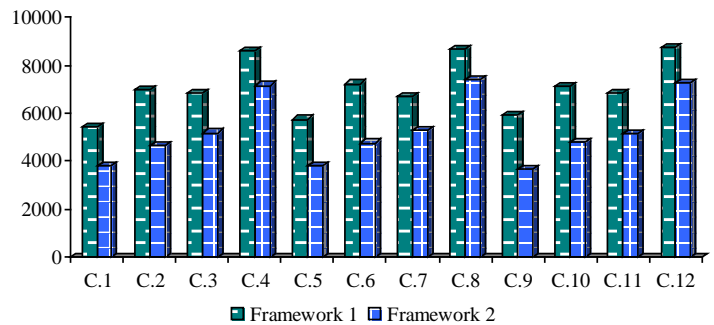
مراجع

- [1] N. R. Ullah and T. Thiringer, "Variable speed wind turbines for power system stability enhancement", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, PP. 52-60, 2007.
- [2] N. R. Ullah, T. Thiringer, and D. Karlsson, "Voltage and transient stability support by wind farms complying with the E. ON Netz grid code", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, PP. 1647-1656, 2007.
- [3] M. Kayikci and J. V. Milanovic, "Reactive power control strategies for DFIG-based plants", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, No. 2, PP. 389-396, 2007.
- [4] T. Lund, P. Sorensen, and J. Eek, "Reactive power capability of a wind turbine with doubly fed induction generator", *Wind energy*, vol. 10, PP. 379-394, 2007.
- [5] M. Alonso, H. Amaris, and C. Alvarez-Ortega, "A multiobjective approach for reactive power planning in networks with wind power generation", *Renewable Energy*, vol. 37, PP. 180-191, 2012.
- [6] G. Tapia, A. Tapia, and J. X. Ostolaza, "Two alternative modeling approaches for the evaluation of wind farm active and reactive power performances", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, PP. 909-920, 2006.
- [7] H. Amaris and M. Alonso, "Coordinated reactive power management in power networks with wind turbines and FACTS devices", *Energy Conversion and Management*, Vol. 52, PP. 2575-2586, 2011.
- [8] A. Rabiee, M. Vanouni, and M. Parniani, "Optimal reactive power dispatch for improving voltage stability margin using a local voltage stability index", *Energy Conversion and Management*, vol. 59, PP. 66-73, 2012.
- [9] I. P. Abril and J. A. G. Quintero, "VAR compensation by sequential quadratic programming", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, PP. 36-41, 2003.
- [10] T. Akbari, A. Rahimikian, and A. Kazemi, "A multi-stage stochastic transmission expansion planning method", *Energy Conversion and Management*, vol. 52, PP. 2844-2853, 2011.
- [11] J. Pourhossein, G. Gharehpetian, and S. Fathi, "Static Inter-Phase Power Controller (SIPC) modeling for load flow and short circuit studies", *Energy Conversion and Management*, vol. 64, PP. 145-151, 2012.

در چارچوب ۲، ۵۹/۵۹٪، ۵۸/۷۴٪، ۵۷/۸۶٪ و ۵۸/۱۹٪ کاهش را در مقایسه با چارچوب ۱ نتیجه گرفته شده است. بنابراین بطور کلی هزینه کل در چارچوب ۲ به نسبت ۴۱/۹۸٪، ۴۲/۹۴٪، ۴۲/۰۴۳٪ و ۴۳/۶۸٪ در مقایسه با چارچوب ۱ کاهش یافته است. جنبه اقتصادی و فنی روش پیشنهادی به طور واضح برتری ساختار بهینه بدست آمده در چارچوب ۲ را نشان می دهد. از دیدگاه انحراف ولتاژ (VD) و معیار STC این دو شاخص در چارچوب ۲ به طور قابل توجه نسبت به چارچوب ۱ در چهار سناریو بهبود یافته اند. برای ارزیابی روش ارائه شده نتایج شبیه سازی برای نرخ های تورم متفاوت اعمال شده است. مطابقت جدول ۶، ۱۲ مورد برای مطالعه در نظر گرفته شده است. به منظور ارزیابی قابلیت اطمینان روش ارائه شده معیار EENS برای دو چارچوب برای موردهای مختلف C1 تا C12 در شکل ۱۱ مقایسه شده است بدیهی است که چارچوب ۲ کاهش چشمگیری در مقایسه با چارچوب ۱ دارد. بنابراین، میتوان نتیجه گرفت که روش طراحی پیشنهاد شده کارائی بهتری دارد.

جدول ۶: موارد در نظر گرفته شده

Case	Discount rate	Scenario
C.1	$r_T=5\%$	Scenario 1
C.2	$r_T=5\%$	Scenario 2
C.3	$r_T=5\%$	Scenario 3
C.4	$r_T=5\%$	Scenario 4
C.5	$r_T=10\%$	Scenario 1
C.6	$r_T=10\%$	Scenario 2
C.7	$r_T=10\%$	Scenario 3
C.8	$r_T=10\%$	Scenario 4
C.9	$r_T=20\%$	Scenario 1
C.10	$r_T=20\%$	Scenario 2
C.11	$r_T=20\%$	Scenario 3
C.12	$r_T=20\%$	Scenario 4



شکل ۱۱: مقایسه معیار قابلیت اطمینان

7. نتیجه گیری

حل همزمان مسائل TNEP و RPP در محیط تجدیدساختاریافته با وارد کردن ظرفیت توان راکتیو مزارع بادی و کنترل کننده فلوی ترکیبی در سیستم قدرت بررسی شده است. یک مدل مناسب برای محاسبه توان راکتیو تزریقی توسط کنترل کننده فلوی ترکیبی و مزارع بادی در فرآیند حل وارد شده

- restructured power system", *Energy Conversion and Management*, vol. 55, PP. 26-35, 2012.
- [21] P. Maghouli, S. H. Hosseini, M. O. Buygi, and M. Shahidehpour, "A multi-objective framework for transmission expansion planning in deregulated environments", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, PP. 1051-1061, 2009.
- [22] K. Habur and D. O'Leary, "FACTS-flexible AC transmission systems, for cost effective and reliable transmission of electrical energy", *On line available: <http://www.siemens.com>*.
- [23] M. Eghbal, N. Yorino, E. El-Araby, and Y. Zoka, "Multi-load level reactive power planning considering slow and fast VAR devices by means of particle swarm optimisation", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 2, PP. 743-751, 2008.
- [24] G. Yesuratnam and D. Thukaram, "Congestion management in open access based on relative electrical distances using voltage stability criteria", *Electric Power Systems Research*, vol. 77, PP. 1608-1618, 2007.
- [25] S. Christa and P. Venkatesh, "Multi-objective optimization problem for the thyristor controlled series compensators placement with multiple decision-making approaches", *European Transactions on Electrical Power*, vol. 23, PP. 249-269, 2011.
- [26] S. Najafi and R. Ajabi-Farshbaf, "Azarbaijan transmission and sub-transmission network studies and expansion including load forecasting, power flow and contingency analysis," Azarbaijan Power Engineering Consultants (MONA-Consultants) project report 1040-6190.
- [12] A. Lashkar Ara, A. Kazemi, and S. Nabavi Niaki, "Multiobjective optimal location of FACTS shunt-series controllers for power system operation planning", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, , PP. 481-490, 2012.
- [13] D. Pozo, E. Sauma, and J. Contreras, "A three-level static MILP model for generation and transmission expansion planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, PP. 202-210, 2013.
- [14] N. Alguacil, A. L. Motto, and A. J. Conejo "Transmission expansion planning: a mixed-integer LP approach", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, PP. 1070-1077, 2003.
- [15] P. Maghouli, S. H. Hosseini, M. O. Buygi, and M. Shahidehpour, "A scenario-based multi-objective model for multi-stage transmission expansion planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, , PP. 470-478, 2011.
- [16] H. Shayeghi, M. Mahdavi, and A. Bagheri, "Discrete PSO algorithm based optimization of transmission lines loading in TNEP problem", *Energy Conversion and Management*, vol. 51, PP. 112-121, 2010.
- [17] A. Motamedi, H. Zareipour, M. O. Buygi, and W. D. Rosehart, "A transmission planning framework considering future generation expansions in electricity markets", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, PP. 1987-1995, 2010.
- [18] G. Shrestha and P. Fonseka, "Congestion-driven transmission expansion in competitive power markets", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, PP. 1658-1665.
- [19] M. O. Buygi, G. Balzer, H. M. Shanechi, and M. Shahidehpour, "Market-based transmission expansion planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, PP. 2060-2067, 2004.
- [20] R. A. Hooshmand, R. Hemmati, and M. Parastegari, "Combination of AC transmission expansion planning and reactive power planning in the

SID



ابزارهای
پژوهش



سرویس ترجمه
تخصصی



کارگاه های
آموزشی



بلاگ
مرکز اطلاعات علمی



سامانه ویراستاری
STES



فیلم های
آموزشی

کارگاه های آموزشی مرکز اطلاعات علمی



تازه های آموزش
آموزش مهارت های کاربردی در تدوین و چاپ مقالات ISI

آموزش مهارت های کاربردی
در تدوین و چاپ مقالات ISI



تازه های آموزش
روش تحقیق کمی

روش تحقیق کمی



تازه های آموزش
آموزش نرم افزار Word برای پژوهشگران

آموزش نرم افزار Word
برای پژوهشگران