

## **Damping Controller Design in Offshore Wind Power Plants to Improve Power System Stability Using Fractional Order PID Controllers Based on Optimized Exchange Market Algorithm**

**Naser Taheri<sup>1</sup>, M.Sc., Hamed Orojlo<sup>2</sup>, M.Sc., Faramarz Ebrahimi<sup>3</sup>, M.Sc.**

<sup>1</sup>Faculty Member, Department of Electrical Engineering, Technical and Vocational University, Tehran, Iran

<sup>2</sup>Faculty Member, Department of Mechanical Engineering, Technical and Vocational University, Tehran, Iran

<sup>3</sup>Sama Technical and Vocational College, Quchan Branch, Islamic Azad University, Quchan, Iran

[ntaheri@tvu.ac.ir](mailto:ntaheri@tvu.ac.ir), [horojlo@tvu.ac.ir](mailto:horojlo@tvu.ac.ir), [dr.ebrahimi@iaun.ac.ir](mailto:dr.ebrahimi@iaun.ac.ir)

### **Abstract**

In this paper, the design of damping supplementary controller in voltage source converter- high voltage direct current (VSC HVDC) transmission systems, which is the interface of Offshore Wind Power Plant (OWPP) with the main power system, is studied. First, it is shown that the speed-power curve in a wind turbine affects the damping of oscillation and electromechanical modes of the power system, and depending on the operating conditions of the turbine, the extent of this effect varies. Then, to improve the dynamic stability of the power system, the use of an optimized supplementary controller in the VSC HVDC system will be proposed. The proposed controller is added as an additional loop to the converter control circuits in VSC HVDC and will amplify the damping torque in the generators by correcting the damping coefficient of the system oscillation modes. In addition, a solution is provided to use the supplementary controller in the most optimal path, so that the most controllability on the oscillation modes and the least interference with other channels between the input-output signals are provided. To design the proposed controller, a fractional order PID controller will be used whose coefficients are adjusted through an optimized exchange market algorithm. The optimization of the algorithm is done by using mutation and crossover operators in the genetic algorithm with the aim of avoiding bats being trapped at local extremum. The simulation results show that the method proposed in this paper not only improves the dynamic stability of the power system but also strengthens the voltage profile.

**Keywords:** exchange market algorithm, fractional order PID, high voltage direct current, offshore wind power plants, voltage source converter

**Received:** 10 July 2021

**Revised:** 22 July 2021

**Accepted:** 17 August 2021

**Corresponding Author:** Naser Taheri

**Citation:** N. Taheri, H. Orojlo, F. Ebrahimi, "Damping controller design in offshore wind power plants to improve power system stability using fractional order PID controllers based on optimized exchange market algorithm", Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology, vol. 13, no. 51, pp. 89-108, December 2022 (in Persian).

## طراحی کنترل کننده میراساز در نیروگاه‌های بادی فراساحلی برای بهبود پایداری سیستم قدرت با استفاده از کنترل کننده‌های PID مرتبه کسری مبتنی بر الگوریتم بازار سهام بهینه‌شده

ناصر طاهری<sup>۱</sup>، مربی، حامد اروجلو<sup>۲</sup>، مربی، فرامرز ابراهیمی<sup>۳</sup>، مربی

۱- گروه مهندسی برق - دانشگاه فنی و حرفه‌ای، تهران، ایران

۲- گروه مهندسی مکانیک - دانشگاه فنی و حرفه‌ای، تهران، ایران

۳- آموزشکده فنی و حرفه‌ای سما - واحد قوچان، دانشگاه آزاد اسلامی، قوچان، ایران

ntaheeri@tvu.ac.ir, horojlo@tvu.ac.ir, dr.ebrahimi@iauu.ac.ir

**چکیده:** در این مقاله طراحی کنترل کننده تکمیلی میراساز در سیستم‌های انتقال فشارقوی جریان مستقیم با منبع ولتاژی (VSCHVDC) که رابط نیروگاه بادی فراساحلی (OWPP) با سیستم قدرت اصلی است، مورد مطالعه قرار می‌گیرد. ابتدا نشان داده می‌شود که منحنی سرعت-توان در توربین بادی بر میراسازی مودهای نوسانی و الکترومکانیکی سیستم قدرت اثرگذار بوده و بسته به شرایط کاری توربین، میزان این اثرگذاری متفاوت است. سپس، جهت بهبود پایداری دینامیکی سیستم قدرت، استفاده از کنترل کننده کمکی میراساز بهینه شده در سیستم VSCHVDC پیشنهاد خواهد شد. کنترل کننده پیشنهادی به‌عنوان یک حلقه تکمیلی به مدارهای کنترلی مبدل‌ها در VSCHVDC اضافه می‌شود و از طریق تصحیح ضریب میرایی مودهای نوسانی سیستم، باعث تقویت گشتاور میراکننده در مولدها خواهد شد. علاوه بر این، راه‌کاری برای به‌کارگیری کنترل کننده کمکی در بهینه‌ترین مسیر ممکن ارائه می‌شود به طوری که بیشترین کنترل‌پذیری بر مودهای نوسانی و کمترین تداخل با سایر کانال‌های موجود بین سیگنال‌های ورودی-خروجی فراهم می‌شود. جهت طراحی کنترل کننده پیشنهادی، از کنترل کننده PID مرتبه کسری استفاده خواهد شد که ضرایب آن از طریق الگوریتم بازار سهام بهینه شده تنظیم می‌شوند. بهینه‌سازی الگوریتم از طریق به‌کارگیری عملگرهای جهش و ترکیب در الگوریتم ژنتیک و با هدف اجتناب از به دام افتادن خفاش‌ها در نقاط اکسترمم محلی انجام می‌شود. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که روش پیشنهادی این مقاله نه تنها باعث بهبود پایداری دینامیکی سیستم قدرت می‌شود بلکه نمایه ولتاژ را نیز تقویت خواهد کرد.

**واژگان کلیدی:** الگوریتم بازار سهام، فشارقوی جریان مستقیم با منبع ولتاژی، کنترل کننده مرتبه کسری، نیروگاه بادی

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۰/۴/۱۹

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۰/۴/۳۱

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۰/۵/۲۶

نام نویسنده مسئول: مهندس ناصر طاهری

نشانی نویسنده‌ی مسئول: خراسان رضوی - قوچان - دانشکده فنی و حرفه‌ای شهید رجایی

۱- مقدمه

در سال‌های اخیر، به علت افزایش تقاضای انرژی، ملاحظات زیست محیطی و محدودیت‌های منابع سوخت‌های فسیلی، به‌کارگیری انرژی‌های تجدیدپذیر و نو مانند انرژی خورشیدی، زمین گرمایی، انرژی باد و ... جهت تولید توان الکتریکی در حال گسترش است. انرژی باد به علت فراوانی، در دسترس بودن و تکنولوژی بهره‌برداری ساده‌تر بیش از سایر انرژی‌های نو مورد توجه قرار گرفته است [۱-۳]. نیروگاه‌های بادی فراساحلی<sup>۱</sup> (یا دریایی) می‌توانند انرژی مکانیکی باد را (که از کیفیت و کمیت بهتری در سطح دریا نسبت به ساحل برخوردار است) تبدیل به انرژی الکتریکی نموده و از طریق خطوط انتقال جریان مستقیم ولتاژ بالا<sup>۲</sup>، به شبکه اصلی در ساحل تحویل دهند.

ساختار و ترکیب‌بندی نیروگاه‌های بادی فراساحلی و در نتیجه آن خروجی و مشخصه الکتریکی این منابع متفاوت با نیروگاه‌های کلاسیک سیستم قدرت است. نوسانات ذاتی و کنترل‌ناپذیر باد باعث می‌شود تا تولید توان در این نیروگاه‌ها ثابت نبوده و تحت تاثیر عدم قطعیت‌های موجود در باد باشد [۴،۵]. علاوه بر این اغلب این نیروگاه‌ها در ساختار خود از مبدل‌ها و رابط‌های الکترونیک قدرت استفاده می‌کنند که این موضوع کاهش اینرسی شبکه و انحراف‌های بیشتر فرکانس کاری در حالت مانا را نتیجه می‌دهد [۶-۸]. در برخی از انواع توربین‌های بادی نیز نیاز به جذب توان راکتیو از شبکه قدرت جهت اصلاح ضریب توان است که تاثیر منفی بر ولتاژ شبکه خواهد داشت. بر همین اساس نفوذ گسترده مزارع بادی در سیستم‌های قدرت، نگرانی‌هایی را برای اپراتورهای سیستم‌های انتقال ایجاد نموده است [۹-۱۱].

در سیستم‌های انتقال جریان مستقیم ولتاژ بالا مبتنی بر مبدل‌های منبع ولتاژ<sup>۳</sup> امکان تنظیم اندازه و زاویه ولتاژ نقطه اتصال به شبکه وجود دارد و بر همین اساس می‌توان مولفه‌های توان اکتیو و راکتیو را بصورت مستقل کنترل نمود. در شرایط بروز خطا در سیستم قدرت، کنترل‌های به‌کار گرفته شده در مبدل‌های فشارقوی جریان مستقیم با منبع ولتاژی (VSCHVDC) می‌توانند با ترکیب مناسبی از مولفه‌های توان اکتیو و راکتیو، پشتیبانی لازم از شبکه را به عمل آورند. در واقع سیستم‌های HVDC مانند سدی در برابر اغتشاشات بوجود آمده در سیستم قدرت عمل می‌کنند و مانع از اغتشاشات در کل سیستم خواهند شد. به‌کارگیری این سیستم‌ها به همراه مزارع بادی می‌تواند امکان کنترل موثر سیلان مولفه‌های توان و همچنین بهبود حاشیه پایداری کل سیستم قدرت را نتیجه دهد [۱۰].

تاکنون تحقیقات گسترده‌ای پیرامون به‌کارگیری سیستم‌های VSCHVDC به همراه مزارع بادی جهت ارتقاء حاشیه پایداری سیستم قدرت انجام شده است. در مرجع [۱۱]، نویسنده‌گان از طریق تعریف استراتژی کنترلی بهینه در HVDC، اینرسی شبکه را در حضور نیروگاه‌های بادی فراساحلی تقویت نموده‌اند. استراتژی پیشنهادی در مقاله مذکور شامل دو بخش است (الف) کنترل اینرسی لینک dc در مبدل سمت مزرعه بادی از سیستم HVDC و (ب) کنترل خازن اینرسی مجازی در سیستم HVDC که متصل به مزرعه بادی است. در این مطالعه اثر توربین بادی بر مودهای نوسانی (الکترومکانیکی<sup>۴</sup>) سیستم قدرت بررسی نشده است. ضمن اینکه هیچ نوع کنترل تکمیلی برای توربین بادی هم لحاظ نگردیده است. در مرجع [۱۲] طراحی یک تنظیم‌کننده ولتاژ در سیستم VSC HVDC، که رابط نیروگاه بادی فراساحلی و شبکه قدرت است، مورد بررسی قرار گرفته است. ضرایب این کنترل‌کننده با استفاده از الگوریتم یادگیری آموزشی تعاملی تنظیم شده است. تابع هدف تعریف شده شامل تغییرات مولفه‌های توان (اکتیو و راکتیو)، تغییرات اندازه ولتاژ در محل اتصال مبدل‌ها و همچنین ولتاژ لینک DC است. نویسندگان نشان داده‌اند که با بهینه‌سازی این تابع از طریق کنترل پیشنهاد شده نه تنها نمایه ولتاژ بهبود می‌یابد بلکه حاشیه پایداری دینامیکی سیستم قدرت نیز تقویت می‌شود. البته در این مرجع میزان مشارکت توربین بادی در امر پایداری و تثبیت ولتاژ شبکه مشخص نشده است. در مرجع [۱۳] استراتژی کنترلی پیشنهاد می‌شود که بر اساس آن مشارکت مزارع بادی فراساحلی در کنترل فرکانس شبکه تقویت می‌شود. این استراتژی بر مبنای ارتباط ولتاژ شبکه DC و تغییرات فرکانس در شبکه ac بوده و از دو کنترل‌کننده دراپ و اینرسی مبتنی بر اندازه ولتاژ ترمینال استفاده نموده است. سیلان توان از طریق مزرعه بادی و شبکه ac توسط کنترل‌کننده‌ها مدیریت می‌شود و از این طریق پایداری فرکانس-ولتاژ در شبکه قدر تحت مطالعه بهبود یافته است. در این مرجع تغییرات توان تولیدی در مزرعه بادی و تاثیر آن بر مودهای نوسانی شبکه بررسی نشده است. در مرجع [۱۴] اشاره می‌شود که بدون طراحی کنترل‌کننده‌های تکمیلی، نیروگاه‌های بادی امکان مشارکت در میراسازی نوسانات ولتاژ شبکه ac را نخواهند داشت. بر همین اساس استفاده از یک کنترل دراپ مبتنی بر نسبت ولتاژ به جریان dc در

سیستم HVDC استفاده می‌شود تا امکان کنترل نو سانات ولتاژ در سمت اینورتر سیستم HVDC فراهم گردد. این کنترل می‌تواند در حین تغییرات توان در نیروگاه بادی نیز وارد عمل شده و ولتاژ شبکه ac را تثبیت کند. با این حال اثرگذاری کنترل پیشنهادی بر پایداری دینامیکی و میرا سازی نو سانات فرکانس پایین سیستم قدرت مورد بررسی قرار نگرفته است. در مرجع [۱۵] اثر پارامترها و شرایط کاری سیستم بر عملکرد سیستم HVDC (به عنوان رابط مزرعه بادی فراساحلی و سیستم قدرت) بررسی شده است. نویسندگان سطح جریان اتصال کوتاه، طول خط انتقال DC و پهنای باند کنترل لینک DC را سه عامل موثر بر عملکرد پایدار سیستم انتقال HVDC به همراه نیروگاه بادی فراساحلی معرفی می‌کنند. البته در این مرجع تولید متغیر توان در مزرعه بادی و اثر آن بر پایداری سیستم قدرت مورد ارزیابی قرار نگرفته است. در مرجع [۱۶] نویسندگان استفاده از ذخیره‌کننده انرژی در طرفین لینک dc سیستم HVDC جهت ذخیره‌سازی انرژی مازاد توربین بادی را پیشنهاد نموده‌اند. اگرچه ساختار پیشنهادی باعث می‌شود تا توربین بادی در بیشینه نقطه توان خود فعالیت کند با این حال این عنصر ذخیره‌کننده انرژی می‌تواند سنگین شدن نیروگاه بادی فراساحلی و افزایش هزینه‌های پیاده‌سازی را نتیجه دهد. در مرجع [۱۷] مدار تعادلی ولتاژ برای تنظیم ولتاژها dc تولید شده در واحدهای مجزای نیروگاه بادی پیشنهاد شده است. طرح پیشنهادی حتی در زمانی که سرعت باد در توربین‌های مختلف نیروگاه متفاوت است، تنظیم ولتاژ را به انجام می‌رساند. پیاده‌سازی عملی این طرح افزایش پیچیدگی سیستم را به همراه دارد و مطالعات پایداری را با چالش مواجه می‌کند. نویسندگان در مرجع [۱۸] ضمن اشاره به قابلیت‌های سیستم‌های VSCHVDC جهت مدیریت سیلان توان در شبکه قدرت، استفاده از کنترل‌کننده‌های ولتاژ در حلقه‌های کنترلی مربوط به مبدل‌ها را راه‌کاری مناسب برای جبران توان راکتیو مورد نیاز نیروگاه‌های بادی عنوان می‌کنند. در مرجع مذکور نشان داده می‌شود که کنترل‌کننده پیشنهادی مانع از فروپاشی ولتاژ در سیستم به ویژه در شرایط بروز خطا می‌گردد. علاوه بر این حاشیه پایداری نیروگاه بادی تقویت شده است. در این مرجع مدل سازی دینامیکی از سیستم ارائه نشده است و علاوه بر این اثرپذیری مودهای نوسانی (الکترومکانیکی) سیستم تحت روش پیشنهادی مورد ارزیابی قرار نگرفته است. در مرجع [۱۹] استفاده از کنترل پیش‌بین مدل در سیستم انتقال VSCHVDC، که رابط نیروگاه بادی فراساحلی با شبکه اصلی است، جهت بهبود پایداری دینامیکی و گذاری سیستم قدرت پیشنهاد شده است. این کنترل با هدف به حداقل رساندن نو سانات ولتاژ در محل اتصال اینورتر VSCHVDC به شبکه اصلی طراحی شده است. نتایج شبیه‌سازی در مرجع مذکور نشان می‌دهد که تحت کنترل پیشنهادی، نو سانات فرکانس-ولتاژ (بویژه در شرایط بروز خطا) به‌طور قابل توجهی کاهش یافته است. البته مدل سازی مناسبی از سیستم قدرت تحت مطالعه ارائه نشده است و اثربخشی کنترل پیشنهادی در حفظ پایداری سیستم قدرت نیز به اثبات نرسیده است. در مرجع [۲۰] مشارکت سیستم VSCHVDC در بهبود پایداری سیستم قدرت شامل نیروگاه بادی فراساحلی مورد ارزیابی قرار گرفته است. مهمترین پیشنهاد مرجع مذکور استفاده از کنترل‌کننده تطبیقی ولتاژ بر اساس تغییرات فرکانسی مولفه‌های مداری سیستم است. در روش پیشنهادی، حداکثر توانمندی مبدل‌های توان VSCHVDC برای فراهم سازی جریان راکتیو مورد نیاز شبکه (با توجه به تغییرات فرکانس) توسط کنترل پیشنهادی به‌کار گرفته می‌شود. نتایج شبیه‌سازی موثر بودن روش پیشنهادی در میرا سازی نو سانات ولتاژ-فرکانس را نشان می‌دهد. با این حال هزینه‌های اقتصادی و تکنیکی پیاده‌سازی این سیستم کنترلی قابل توجه خواهد بود و ضمناً اثرگذاری این کنترل بر کنترل‌پذیری مودهای نوسانی سیستم نیز مورد بحث قرار نگرفته است. در مرجع [۲۱] تنظیم کنترل‌کننده‌های محلی VSCHVDC در یک سیستم قدرت شامل نیروگاه بادی فراساحلی از طریق الگوریتم ترکیبی گرگ خاکستری-جست‌وجوی فاخته مورد بحث قرار گرفته است. نویسندگان در مرجع مذکور، ضرایب کنترل‌کننده‌های PI در حلقه‌های کنترل ولتاژ-جریان مبدل‌ها را با استفاده از الگوریتم پیشنهادی خود تنظیم می‌کنند و از این طریق زمان نشست و مقدار فراجش مولفه‌های ولتاژ-جریان را طور قابل توجهی کاهش می‌دهند. در این مقاله آنالیز مناسبی از چگونگی اثرگذاری تنظیم پارامترهای کنترل‌کننده‌ها بر پایداری ولتاژ-فرکانس شبکه قدرت ارائه نشده است.

از آنجا که در مطالعات قبلی پیرامون پایداری دینامیکی سیستم‌های قدرت شامل مزارع بادی فراساحلی و سیستم‌های HVDC به مساله اثرگذاری این نوع از نیروگاه‌ها بر مودهای نوسانی سیستم قدرت (شامل نیروگاه‌های کلاسیک) اشاره‌ای نشده است، لذا در این مقاله ابتدا مدل سازی دینامیکی مناسبی از سیستم قدرت انجام می‌شود. مدل ارائه شده، مطالعه رفتار دینامیکی سیستم

VSC HVDC را تسهیل می‌کند. سپس نشان داده می‌شود که تحت شرایط کاری مختلف، اثرگذاری مزرعه بادی فرا ساحلی مجهز به سیستم انتقال توان VSC HVDC بر میرایی مجموعه مودهای نوسانی و الکترومکانیکی سیستم قدرت متغیر خواهد بود. همچنین پیشنهاد می‌شود تا جهت بهبود حاشیه پایداری شبکه از کنترل‌کننده تکمیلی میراساز که در نقطه کاری مناسب طراحی شده است، استفاده شود. نقطه کاری مناسب بر اساس معیاری جدید که مبتنی بر کنترل‌پذیری مودهای نوسانی است، انتخاب خواهد شد. کنترل‌کننده پیشنهادی این مقاله، بر خلاف مطالعات قبلی که عمدتاً در راستای تقویت حلقه‌های کنترلی محلی مبدل‌های HVDC بوده‌اند، در مسیری از سیگنال‌های ورودی-خروجی طراحی و به کار گرفته خواهد شد که بیشترین اثرگذاری را بر مودهای نوسانی شبکه قدرت داشته باشد. وظیفه این کنترل‌کننده، فراهم‌سازی گشتاور میرایی مناسب جهت میراسازی نوسانات مودهای نوسانی سیستم قدرت است. در این مقاله کنترل‌کننده میراساز پیشنهادی از نوع PID مرتبه کسری است و ضرایب آنها با استفاده از الگوریتم بازار سهام تصحیح شده تنظیم می‌گردند. لازم به ذکر است که در الگوریتم تصحیح شده بازار سهام از اپراتورهای جهش و ترکیب (تقاطع) الگوریتم ژنتیک استفاده می‌شود تا از به دام افتادن الگوریتم در نقاط اکسترمم محلی اجتناب شود.

## ۲- مدل‌سازی سیستم قدرت تحت مطالعه

در شکل (۱) سیستم قدرت تحت مطالعه نشان داده شده است. نیروگاه بادی شامل توربین بادی و خط انتقال VSC HVDC است. هر دو نیروگاه بادی و نیروگاه کلاسیک از طریق خطوط انتقال ac به باس بی‌نهایت متصل شده‌اند. با توجه به اینکه در ساختار نیروگاه‌های بادی امروز از مبدل‌های الکترونیک قدرت استفاده می‌شود و این مبدل‌ها امکان کنترل مستقل مولفه‌های توان اکتیو و راکتیو را فراهم می‌کنند، لذا می‌توان نیروگاه بادی را به عنوان یک بار منفی در نظر گرفت که توان مبادله شده آن با سیستم قدرت از طریق کنترل‌کننده‌های محلی کنترل می‌شود. با استفاده از قانون KVL می‌توان رابطه زیر را در مسیر نیروگاه کلاسیک تا باس بی‌نهایت نوشت (کلیه معادلات و روابط در چارچوب پارک نوشته می‌شوند):

$$V_t = jX_t I_t + jX_3 I_3 + V_B \quad (1)$$

در این رابطه منظور از  $V_t$  ولتاژ ترمینال ژنراتور سنکرون است.  $X_t$  و  $X_s$  راکتانس‌های خطوط و ترانسفورماتوری است که ژنراتور را به شبکه متصل نموده است.  $V_B$  نیز نشان‌دهنده ولتاژ باس بی‌نهایت است. در طول مدل‌سازی فرض می‌شود که ولتاژ و فرکانس این باس همواره ثابت خواهد بود. در باس میانی استفاده از رابطه KCL چنین نتیجه می‌دهد:

$$I_3 = I_2 + I_t = \frac{V_2 - V_3}{jX_2} + I_t = \frac{V_2}{jX_2} - \frac{V_3}{jX_2} + I_t \quad (2)$$

از طرفی برای ولتاژهای ترمینال می‌توان روابطی را بر اساس راکتانس داخل ماشین و همچنین ولتاژ پشت راکتانس سنکرون  $(E'_q)$  به صورت زیر نوشت:

$$V_{td} = x_q I_{tq}, V_{tq} = E'_q - X'_d I_{td} \quad (3)$$

توجه شود که ولتاژ باس بی‌نهایت را می‌توان به صورت رابطه (۴) نمایش داد که در آن  $\delta$  زاویه بار نامیده می‌شود. لذا از معادلات (۱) الی (۳) جریان‌های تزریقی توسط ژنراتور سنکرون به شبکه به دست می‌آید:

$$V_B = V_{Bd} + jB_{Bq} = V_B \sin(\delta) + jV_B \cos(\delta) \quad (4)$$

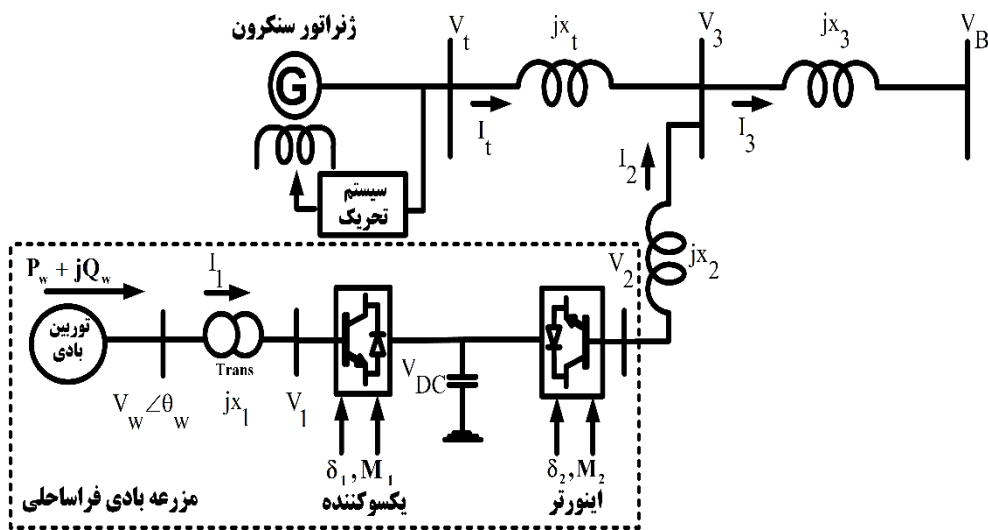
$$I_{tq} = Z_6 \cdot M_2 \cdot V_{dc} \cdot \cos \delta_2 - Z_7 \sin \delta$$

$$I_{td} = Z_{10} E'_q + Z_8 \cdot M_2 \cdot V_{dc} \cdot \cos \delta_2 + Z_9 \cos \delta$$

معادلات جریان خطی شده حول نقطه کار به صورت زیر خواهند بود:

$$\Delta I_{tq} = Z_{11} \Delta M_2 + Z_{12} \Delta V_{dc} + Z_{13} \Delta \delta_2 + Z_{14} \Delta \delta \quad (5)$$

$$\Delta I_{td} = Z_{10} \Delta E'_q + Z_{15} \Delta M_2 + Z_{16} \Delta V_{dc} + Z_{17} \Delta \delta_2 + Z_{18} \Delta \delta$$



شکل (۱): سیستم قدرت تحت مطالعه  
Figure (1): Power system under study

برای خازن در لینک dc خط انتقال VSCHVDC می‌توان نوشت:

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{3M_2}{4C_{Dc}} (\cos \delta_2 I_{2d} + \sin \delta_2 I_{2q}) + \frac{3M_1}{4C_{Dc}} (\cos \delta_1 I_{1d} + \sin \delta_1 I_{1q}) \quad (6)$$

رابطه (۶) بیان می‌کند که توان تزریق شده از سمت سیستم‌های AC به سمت خط انتقال DC (که از طریق مبدل‌ها عبور می‌کند) با مقدار انرژی ذخیره شده در خازن برابر است. می‌توان معادله خطی شده تغییرات ولتاژ خازن، توان اکتیو خروجی ( $P_e$ ) و ولتاژ ترمینال ( $V_t$ ) ژنراتور سنکرون را به صورت زیر نوشت:

$$P_e = V_{td}I_{td} + V_{tq}I_{tq}, v_t = \sqrt{v_{td}^2 + v_{tq}^2} \quad (7)$$

$$\Delta V_{dc} = Z_{56}\Delta M_2 + Z_{57}\Delta M_1 + Z_{58}\Delta \delta_1 + Z_{59}\Delta \delta_2 + Z_{60}\Delta V_{dc} + Z_{61}\Delta E'_q + Z_{62}\Delta \delta + Z_{63}\Delta P_\omega + Z_{64}\Delta \theta_\omega$$

$$\Delta P_e = a_4\Delta M_2 + a_5\Delta \delta_2 + a_6\Delta \delta + a_7\Delta V_{dc} + a_8\Delta E'_q$$

$$\Delta V_t = a_{12}\Delta M_2 + a_{13}\Delta V_{dc} + a_{14}\Delta E'_q + a_{15}\Delta \delta_2 + a_{16}\Delta \delta$$

مدل دینامیکی کامل سیستم قدرت تک ماشین متصل به باس بی نهایت و مجهز به HVDC را می‌توان با معادلات زیر توصیف نمود:

$$\dot{\delta} = \omega_0 \Delta \omega$$

$$\dot{\omega} = \frac{P_m - P_e - D\omega}{2H}$$

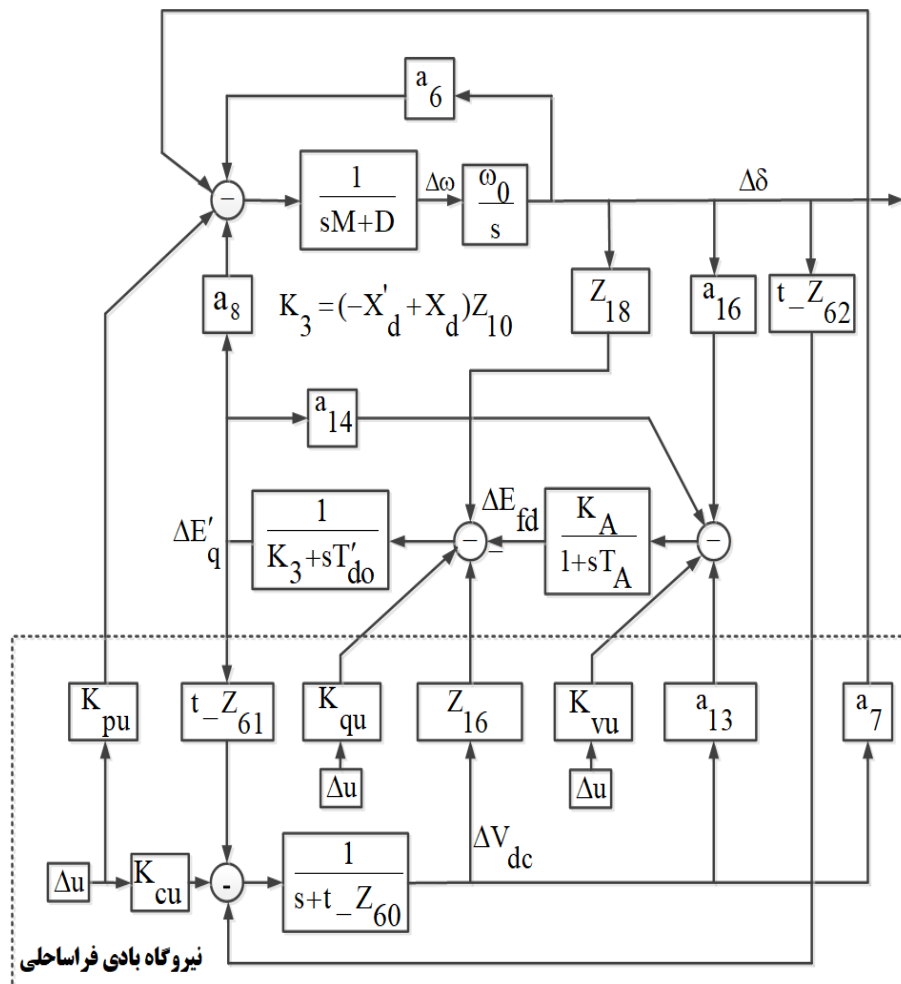
$$E'_q = \frac{-E_q + E_{fd}}{T'_{do}}$$

$$E_{fd} = \frac{K_A(V_{t0} - V_t)}{1 + sT_A} \quad (8)$$

که در آن  $\delta$  زاویه بار،  $P_m$  توان مکانیکی اعمال شده از سمت توربین به روتور ژنراتور سنکرون،  $P_e$  توان الکتریکی تزریق شده از سمت ژنراتور به شبکه قدرت،  $\omega$  تغییرات سرعت روتور،  $E'_q$  ولتاژ پشت راکتانس سنکرون،  $E_{fd}$  ولتاژ تحریک،  $T'_{do}$  ثابت زمانی گذرا،  $V_t$  اندازه ولتاژ ترمینال ژنراتور سنکرون،  $V_{t0}$  مقدار مرجع ولتاژ،  $K_A$  و  $T_A$  هم به ترتیب بهره و ثابت زمانی مدار تحریک هستند.

همان‌طور که ملاحظه می‌شود روابط فوق توصیف‌کننده مدل غیر خطی ژنراتور سنکرون است و برای تحلیل دینامیکی سیستم قدرت لازم است تا عملیات خطی‌سازی این معادلات حول نقطه کاری مشخص انجام شود. با استفاده از مدل خطی شده جریان‌های تزریقی ژنراتور به مدار و همچنین روابط (۱) الی (۷) می‌توان مدل فضای حالت سیستم را به صورت زیر به دست آورد:

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \omega \\ \Delta E'_q \\ \Delta E_{fd} \\ \Delta V_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \omega_0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{a_6}{M} & -\frac{D}{M} & -\frac{a_8}{M} & 0 & -\frac{a_7}{M} \\ \frac{Z_{18}}{T'_{do}} & 0 & \frac{Z_{10}}{T'_{do}} & \frac{1}{T'_{do}} & \frac{Z_{16}}{T'_{do}} \\ -\frac{K_A a_{16}}{T_A} & 0 & -\frac{K_A a_{14}}{T_A} & -\frac{1}{T_A} & -\frac{K_A a_{13}}{T_A} \\ t_{Z_{62}} & 0 & t_{Z_{61}} & 0 & t_{Z_{60}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \omega \\ \Delta E'_q \\ \Delta E_{fd} \\ \Delta V_{dc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{a_4}{M} & -\frac{a_5}{M} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{Z_{15}}{T'_{do}} & \frac{Z_{17}}{T'_{do}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{K_A a_{12}}{T_A} & -\frac{K_A a_{15}}{T_A} & 0 & 0 & \frac{K_A}{T_A} \\ t_{Z_{57}} & t_{Z_{58}} & t_{Z_{56}} & t_{Z_{59}} & t_{Z_{63}} & t_{Z_{64}} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta M_1 \\ \Delta \delta_1 \\ \Delta M_2 \\ \Delta \delta_2 \\ \Delta P_w \\ \Delta Q_w \\ \Delta U_{pss} \end{bmatrix} \quad (9)$$



شکل (۲): بلوک دیاگرام مدل فضای حالت سیستم قدرت  
Figure (2): Block diagram of the power system state space model

می‌توان معادله فوق را به شکل بلوک دیاگرام نمایش داده شده در شکل (۲) نمایش داد. در این شکل بردارهای  $K_{qu}$ ,  $K_{vu}$ ,  $K_{cu}$  و  $K_{pu}$  ردیف‌های مربوط به هر یک از متغیرهای حالت در ماتریس B از فضای حالت سیستم هستند.

متغیرهای حالت سیستم شامل تغییرات زاویه بار ( $\Delta\delta$ )، تغییرات سرعت روتور ( $\Delta\omega$ )، تغییرات ولتاژ پشت راکتانس سنکرون ( $\Delta E'_{fd}$ )، تغییرات ولتاژ مدار تحریک ( $\Delta E_{fd}$ ) و همچنین تغییرات ولتاژ خط DC هستند. ورودی‌های سیستم نیز شامل تغییرات شاخص مدولاسیون یکسوکننده ( $\Delta M_1$ )، تغییرات زاویه فاز یکسوکننده ( $\Delta\delta_1$ )، تغییرات شاخص مدولاسیون متناوب ساز ( $\Delta M_2$ )، تغییرات زاویه فاز متناوب ساز ( $\Delta\delta_2$ )، تغییرات توان اکتیو تزریقی توسط توربین بادی ( $\Delta P_w$ )، تغییرات توان راکتیو توربین بادی ( $\Delta Q_w$ ) و تغییرات ورودی پایدارسازی سیستم قدرت ( $\Delta U_{PSS}$ ) هستند.

### ۳- استراتژی کنترلی پیشنهادی

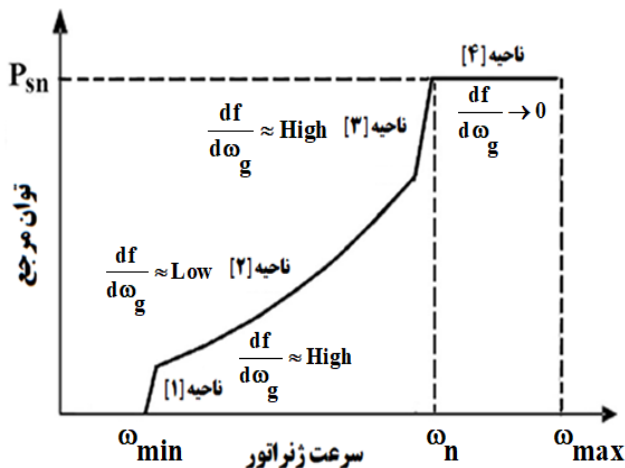
جهت کنترل توان در نیروگاه‌های بادی، استفاده از حلقه کنترل توان اکتیو پیشنهاد شده است. وظیفه این حلقه تنظیم توان خروجی توربین بادی بر اساس منحنی مشخصه سرعت-توان توربین است که در شکل (۳) نشان داده شده است. همان‌طور که ملاحظه می‌شود این منحنی غیرخطی است و در چهار ناحیه مشخص شده بسته به مقدار سرعت رتوردر توربین ( $\omega_{g-wpp}$ )، مرجع توان (گشتاور) الکتریکی ( $P_{e-wpp}$ ) متفاوت است. می‌توان نوشت:

$$T_{e-wpp} \cong P_{e-wpp} = f(\omega_{g-wpp}) \quad (11)$$

و برای یک نقطه کاری مشخص داریم:

$$\Delta T_{e-wpp} \cong \Delta P_{e-wpp} = f'(\omega_{g-wpp}) \Delta \omega_{g-wpp} \quad (12)$$

به عبارتی دیگر تغییرات توان در نیروگاه بادی وابسته به چگونگی تغییرات سرعت و منحنی مشخصه سرعت-توان در توربین بادی است.



شکل (۳): منحنی مشخصه سرعت-توان در توربین بادی  
Figure (3): Speed-Power characteristic curve in the wind turbine

بر اساس رابطه (۱۲) تغییرات نقطه کاری توربین بادی و شیب منحنی سرعت-توان  $[f'(\omega_{g-wpp})]$  عامل موثری بر میزان اثرگذاری گشتاور میراکننده در توربین است. با توجه به شکل (۳) و (۱) و (۳) شیب منحنی زیاد بوده و لذا گشتاور میراکننده مناسبی در شفت روتور-ژنراتور توربین بادی به وجود می‌آید. در همین حال گشتاور میرایی فراهم شده برای نواحی (۲) و (۴) ناچیز است و ضروری است تا با استفاده از کنترل‌کننده‌های کمکی در نیروگاه بادی (مثلاً در حلقه کنترل توان اکتیو)، این گشتاور نیز تقویت شود. نتیجه این عمل، بهبود پایداری توربین بادی در شرایط مختلف کاری است. موضوع مورد نظر این تحقیق ارزیابی اثرگذاری سطح تولید توان نیروگاه‌های بادی فراساحلی بر مودهای نوسانی شبکه قدرت است. ملاحظه شد که توان تولیدی در نیروگاه بادی، بسته به سرعت باد، متغیر است. این توان به شبکه قدرت تزریق می‌شود و لذا در صورت بالا بودن ضریب نفوذ نیروگاه‌های بادی در شبکه، می‌تواند تغییرات سیلان توان و کاهش حاشیه پایداری در سیستم را نتیجه دهد. برای بررسی اثرگذاری نیروگاه بادی بر مودهای نوسانی سیستم قدرت، استفاده از مفاهیم کنترل‌پذیری (و مشاهده‌پذیری) مودهای نوسانی پیشنهاد می‌شود. بر مبنای این روش، کنترل‌پذیری (و مشاهده‌پذیری) مودهای نوسانی



سیستم قدرت در بردارنده مزارع بادی فرا ساحلی از طریق ورودی‌های موثر بر کنترل سیلان توان تولیدی نیروگاه اندازه‌گیری می‌شود. این اندازه‌گیری می‌تواند به دو سوال مهم پاسخ دهد:

۱- میزان اثرگذاری تغییرات توان در توربین‌های بادی بر میراسازی مودهای نوسانی شبکه قدرت چه مقدار است؟

۲- موثرترین استراتژی کنترلی برای بهبود پایداری دینامیکی سیستم قدرت شامل مزارع بادی فراساحلی چیست؟

کنترل‌پذیری و مشاهده‌پذیری از خواص ساختاری یک سیستم دینامیکی محسوب شده و به‌صورت زیر تعریف می‌شوند:

۱- یک سیستم در فضای حالت  $\dot{x}=Ax+Bu$  کنترل‌پذیر است اگر به‌ازای هر حالت اولیه  $x(t_0)$  و  $t_1 > 0$  و حالت نهایی  $x_1$  ورودی محدودی به شکل  $x(t_1)=x_1$  وجود داشته باشد.

۲- یک سیستم در فضای حالت  $\dot{x}=Ax+Bu$  مشاهده‌پذیر است اگر مقدار حالت اولیه با مقادیر  $u(t_1)$  و  $y(t_1)$  برای هر  $t_1 > 0$  معین شود.

آزمون PBH برای اندازه‌گیری مشاهده‌پذیری  $[O(\lambda_k)]$  و کنترل‌پذیری  $[C(\lambda_k)]$  مودهای سیستم به‌کار گرفته می‌شود [۲۲]. بر اساس آزمون PBH رتبه ماتریس‌های زیر محاسبه می‌شود:

$$\begin{aligned} C(\lambda_k) &= [\lambda_k I - A; b_i] \\ O(\lambda_k) &= [\lambda_k I - A; c_j] \end{aligned} \quad (14)$$

که در این رابطه  $\lambda_k$  در واقع  $k$ امین مقدار ویژه ماتریس  $A$  است. بردارهای  $b_i$  و  $c_j$  به ترتیب ستون  $i$ ام از ماتریس  $B$  و ردیف  $j$ ام از ماتریس  $C$  هستند. در یک سیستم خطی  $\lambda_k$  کنترل‌پذیر (مشاهده‌پذیر) است اگر رتبه ماتریس  $C(\lambda_k)$   $[O(\lambda_k)]$  کامل باشد. می‌توان با استفاده از مفهوم کمترین مقدار تکین<sup>۵</sup> ماتریس‌های رابطه (۱۴)، در مورد از دست دادن رتبه و در نتیجه کنترل‌پذیری مود ویژه‌ای از سیستم بحث نمود.

نکته دیگری که باید مورد توجه قرار گیرد تداخل مسیره‌های موجود بین سیگنال‌های ورودی-خروجی در یک سیستم چند ورودی-چند خروجی است. در یک سیستم با سیگنال‌های متعدد ورودی-خروجی، کنترل‌کننده‌ای می‌تواند به‌طور موثر فعالیت کند که فعالیت آن کمترین تداخل را در سایر مسیره‌های موجود بین سیگنال‌های ورودی-خروجی به‌وجود آورد. در مورد سیستم قدرت تحت مطالعه و جهت طراحی کنترل‌کننده میراساز تکمیلی برای مزرعه بادی فراساحلی، باید به این مهم توجه شود. مهمترین ابزار برای اندازه‌گیری میزان تداخل بین کانال‌های موجود بین ورودی و خروجی‌های یک سیستم استفاده از مفهوم آرایه گین نسبی<sup>۶</sup> است. در یک سیستم دینامیکی که  $G$  تو صیف‌کننده تابع تبدیل بین سیگنال‌های ورودی-خروجی است، RGA با استفاده از رابطه زیر تعریف می‌شود:

$$\Lambda(s) = [\eta_{ij}(s)] = G(s) \otimes G(s)^{-T} \quad (15)$$

در این رابطه  $\eta_{ij}$  اشاره به عنصر  $ij$ ام ماتریس  $\Lambda$  دارد و منظور از  $\otimes$  ضرب مولفه به مولفه است. نزدیکی هر مولفه در ماتریس  $\Lambda$  به عدد یک (به‌ازای هر مود از سیستم) به معنای کمترین تداخل بین مسیر ورودی-خروجی متناظر با آن مقدار با سایر کانال‌های موجود (بین سیگنال‌های ورودی-خروجی) است.

در روش پیشنهادی این مقاله، ابتدا کنترل‌پذیری مودهای نوسانی سیستم قدرت به‌ازای مقادیر مختلف سرعت-توان منحنی مشخصه توربین بادی و از طریق ورودی‌های کنترلی OWPP و سیستم قدرت (مانند ورودی پایدارساز سیستم قدرت<sup>۷</sup>) اندازه‌گیری می‌شود. اندازه‌گیری از طریق محاسبه مقادیر تکین ماتریس‌های رابطه (۱۴) و رسم کمترین مقادیر تکین به‌ازای نقاط کاری مختلف انجام می‌شود. آن ورودی از سیستم بیشترین کنترل‌پذیری بر مودهای نوسانی را خواهد داشت که کمترین مقدار تکین آن نسبت به سایر ورودی‌ها دارای بیشترین مقدار باشد. دقت شود که کمترین مقدار تکین ماتریس‌های رابطه (۱۴)، نشان دهنده حداقل فاصله این ماتریس‌ها تا از دست دادن رتبه است. در همین حال ماتریس  $\Lambda$  به‌ازای مودهای نوسانی سیستم در هر نقطه کاری محاسبه شده و مقدار RGA متناظر با هر ورودی-خروجی اندازه‌گیری می‌شود.

با توجه به اندازه‌گیری‌های فوق بهترین مسیر که از دو ویژگی (الف) بیشترین کنترل‌پذیری بر مودهای نوسانی و (ب) کمترین تداخل بین کانال‌های موجود بین ورودی-خروجی‌ها برخوردار است، جهت طراحی کنترل‌کننده تکمیلی پایدارساز انتخاب می‌شود.

#### ۴- طراحی کنترل کننده PID با مرتبه گام کسری با استفاده از الگوریتم بازار سهام بهینه‌شده

بعد از انتخاب بهترین مسیر جهت طراحی کنترل کننده تکمیلی، نیاز است تا نوع کنترل کننده مشخص شود. کنترل کننده‌های تناسبی-مشتقی-انتگرالی یا PID به علت سادگی در طراحی و عملکرد مناسب (شامل در صد فراجش و زمان نشست پایین) به‌طور قابل توجهی در صنعت مورد استفاده قرار گرفته‌اند [۲۳]. کنترل کننده‌های PID گام کسری نوع توسعه یافته کنترل کننده‌های کلاسیک PID محسوب می‌شوند. این کنترل کننده‌ها در مقایسه با PID کلاسیک حساسیت کمتری به تغییر پارامترهای سیستم دارند. به‌طور کلی از مزایای کنترل کننده‌های FOPID نسبت به کنترل کننده‌های PID مرتبه صحیح می‌توان به کاهش خطای حالت ماندگار، کاهش نوسانات و فراجش، کاهش تلاش‌های کنترلی، زمان پاسخ بهتر، مقاومت به تغییر در بهره سیستم (خاصیت ایزو میرایی)، رد اغتشاش خروجی و مشخصات حافظه ذاتی اشاره کرد [۲۴،۲۵].

سیستم‌های قدرت شامل مزارع بادی و سیستم انتقال VSC HVDC دارای عملکردی غیرخطی بوده و همواره در معرض اغتشاش قرار دارند. ضمن اینکه نقاط کاری این سیستم‌ها به‌طور پیوسته در حال تغییر است. بر همین اساس کنترل کننده‌های کلاسیک از انعطاف‌پذیری و مقاومت مناسب جهت کنترل سیگنال‌ها برخوردار نیستند [۲۶]. بنابراین در این مقاله پیشنهاد می‌شود جهت طراحی کنترل کننده کمکی میراساز از کنترل کننده FOPID استفاده شود.

در طراحی کنترل کننده‌های کسری در این مقاله، شاخص‌هایی نظیر فراجش، زمان نشست، زمان صعود و خطای حالت ماندگار تغییرات سرعت روتور در نیروگاه کلاسیک و تغییرات اندازه ولتاژ در خروجی نیروگاه بادی فرا ساحلی در نظر گرفته می‌شوند. همچنین انتگرال قدر مطلق خطا<sup>۱</sup> به عنوان تابع هدف بهینه‌سازی انتخاب شده است:

$$F(x_i, i = 1, 2, \dots, n) = \int_0^{\infty} |y(t)^* - y(t)| dt \quad (16)$$

در این رابطه  $y(t)$  خروجی واقعی و  $y(t)^*$  مقدار مرجع خروجی هستند. تابع تبدیل برای کنترل کننده PID مرتبه کسری به شکل زیر است  $(K_p, K_I, K_D, \lambda, \mu)$  ضرایب ثابت از کنترل کننده هستند که باید تنظیم شوند [۲۴]:

$$G_c(s) = K_p + K_I s^{-\lambda} + K_D s^{\mu} \quad (17)$$

برای طراحی کنترل کننده‌های میراساز در این مقاله، تابع هدف بر مبنای IAE و به شکل زیر تعریف خواهد شد:

$$J = \int_0^{\infty} |V_w - V_{ref}| + |\Delta\omega| \quad (18)$$

ولتاژ ترمینال  $|V_w - V_{ref}|$  از این جهت در تابع هدف بکار گرفته شده است که از تنظیم آن در ترمینال‌های هر یک از نیروگاه‌ها اطمینان حاصل شود. ضرایب کنترل کننده‌ها با استفاده از الگوریتم بازار سهام تصحیح شده تنظیم می‌شوند.

الگوریتم‌های تکاملی الهام گرفته از الگوهای رفتاری و زیستی در طبیعت هستند. به‌کارگیری این الگوریتم‌ها در عمل با محدودیت‌هایی مواجه است. از جمله مهمترین این محدودیت‌ها می‌توان به موارد زیر اشاره نمود [۲۷،۲۸]:

۱- همگرا شدن به اکسترمم‌های محلی (به‌جای همگرایی به اکسترمم‌های مطلق)

۲- همگرا شدن به جواب‌های غیریکسان

۳- توانایی ناکافی در یافتن نقاط مجاور بهینه

الگوریتم بازار بورس الهام گرفته شده از نحوه داد و ستد سهام توسط نخبگان بازار بورس است که در آن سهامداران در شرایط بازاری مختلف اقدام به داد و ستد انواع سهام می‌نمایند. در این الگوریتم فرض بر این است که سهامداران در رقابت با یکدیگر در تلاش هستند تا خود را به عنوان موفق‌ترین سهامداران بازار در لیست رتبه‌بندی شده معرفی نمایند. الگوریتم بازار بورس دارای دو اپراتور جذب کننده نفرات به سمت فرد نخبه و دو اپراتور جستجوگر قوی و کارآمد است که موجب می‌شود تولید و ساماندهی اعداد تصادفی در این الگوریتم به بهترین شکل ممکن صورت گیرد. هر شخص با توجه به تعداد سهام‌های خود از هر نوع سهام و در نتیجه با توجه به برآزندگی رتبه‌بندی می‌گردند و در سه گروه قرار می‌گیرند. منظور از گروه، افراد با تابع برآزندگی بالا، متوسط و پایین است که تشکیل دهنده جمعیت سهامداران بوده و تنها با این نام مشخص می‌گردد تا تغییرات به خصوصی در نفرات ابتدایی، میانی و انتهایی جمعیت اصلی اعمال گردد. سهامداران در دو حالت تعادلی و نوسانی بازار دادوستد می‌کنند. در حالت تعادل، بازار بدون نوسان خاصی در حالت نرمال قرار دارد و سهامداران در تلاش هستند تا بدون انجام ریسک‌های غیر

منطقی با استفاده از تجارب سهامداران موفق و برررسی شرایط موجود به بیشترین سود ممکن دست یابند. در چنین شرایطی تغییرات سبب سهام به شرح ذیل انجام می‌شود [۲۷،۲۸]:

۱- نفرات با برابری بالا: این افراد ۱۰ تا ۳۰ درصد نفرات جمعیت را تشکیل می‌دهند. افراد این گروه همان افراد نخبه بازار بورس یا همان بهترین جواب‌های مسئله است که لازم و ضروری است بدون تغییر باقی بمانند.

۲- نفرات با برابری متوسط: نفرات گروه دو در جهت رسیدن به سود بیشتر و ریسک کمتر مقادیر سهام‌های خود از هر نوع را با توجه به رابطه زیر تغییر می‌دهند:

$$\text{pop}_j^{\text{group}(2)} = r \times \text{pop}_{1,i}^{\text{group}(1)} + (1-r) \times \text{pop}_{2,i}^{\text{group}(1)} \quad (19)$$

$$i=1,2,3,\dots,n_i, \quad j=1,2,3,\dots,n_j$$

که در آن  $n_i$  نفر  $n_m$  از گروه یک،  $n_j$  نفر  $n_m$  از گروه دو،  $r$  عدد تصادفی بین ۰ و ۱،  $\text{pop}_{1,i}^{\text{group}(1)}$  و  $\text{pop}_{2,i}^{\text{group}(1)}$ ،  $i$  امین نفر از گروه یک و  $\text{pop}_j^{\text{group}(2)}$ ،  $j$  امین نفر از گروه دو است. نفرات این گروه ۲۰ تا ۵۰ درصد نفرات بازار بورس را شامل می‌شوند.

۳- افراد با برابری ضعیف: نفرات این گروه از اختلاف مقادیر سهام‌های نفرات گروه یک و از اختلاف مقادیر سهام‌های خود در مقایسه با نفرات گروه یک استفاده کرده و سهام‌های خود را تغییر می‌دهند.

$$s_k = 2 \times r_1 \times (\text{pop}_{1,i}^{\text{group}(1)} - \text{pop}_k^{\text{group}(3)}) + 2 \times r_2 \times (\text{pop}_{i,2}^{\text{group}(1)} - \text{pop}_k^{\text{group}(3)}) \quad (20)$$

$$\text{pop}_k^{\text{group}(3),\text{new}} = \text{pop}_k^{\text{group}(3)} + .8 \times s_k$$

که در آن  $r_1$  و  $r_2$  اعدادی تصادفی بین ۰ و ۱،  $n_k$  نفر  $n_m$  از گروه سه،  $\text{pop}_k^{\text{group}(3)}$  نفر  $k$ ام از گروه سه و  $s_k$  تغییرات سهام سهامدار  $k$ ام از گروه سه است. نفرات این گروه در واقع نقاط بهینه‌تر مجاور نقطه بهینه را گسترده‌تر از نفرات گروه دو جستجو می‌کند. این گروه ۲۰ تا ۵۰ درصد نفرات بازار را تشکیل می‌دهند. در حالت نوسانی بودن بازار، سهامداران با قبول ریسک اقدام به داد و ستد سهام می‌نمایند. در این بخش قبل از انجام داد و ستد سهامداران بر اساس مقدار برابری مرتب شده و با نام‌های گروه یک، دو و سه مشخص می‌گردند. در این بخش سهامداران ریسک‌های متفاوتی را برای پیشه گرفتن از فرد نخبه بازار اتخاذ می‌نمایند و با کاهش رتبه افراد از لحاظ برابری مقدار ریسک افراد افزایش می‌یابد. تغییر سبب سهام سهامداران به شرح ذیل خواهد بود [۲۷،۲۸]:

۱- نفرات با برابری بالا: افراد نخبه بازار بورس یا همان بهترین جواب‌های مسئله بهینه‌سازی هستند که تمایلی به انجام داد و ستد سهام‌های خود نداشته و سعی در حفظ رتبه خود دارند. نفرات گروه یک ۱۰ تا ۳۰ درصد افراد بازار را تشکیل می‌دهند.

۲- نفرات با برابری متوسط: سهامداران این گروه تمایلی به کاهش مقدار مجموع سهام‌های خود ندارند و تنها مقدار برخی از سهام‌های خود را افزایش و مقداری برخی دیگر از سهام‌های خود را کاهش می‌دهند. به نحوی که در انتها مجموع مقدار سهام‌های هر فرد در کل تغییر نمی‌کند. در ابتدا تعداد برخی از سهام‌های هر فرد طبق رابطه زیر افزایش می‌یابد:

$$\Delta n_{t1} = n_{t1} - \delta + (2 \times r \times \mu \times \eta_1)$$

$$\mu = \left( \frac{t_{\text{pop}}}{n_{\text{pop}}} \right), \quad \eta_1 = n_{t1} \times g_1, \quad g_1^k = g_{1,\text{max}} - \frac{g_{1,\text{max}} - g_{1,\text{min}}}{\text{iter}_{\text{max}}} \times k \quad (21)$$

$$n_{t1} = \sum_{y=1}^n |s_{ty}| \quad y=1,2,3,\dots,n$$

$\Delta n_{t1}$  مقدار سهامی است که باید به صورت تصادفی به برخی از سهام‌ها اضافه گردد.  $n_{t1}$  قدر مطلق مجموع سهام‌های فرد  $t$ ام قبل از شروع بازار با نوسان است.  $s_{ty}$  مقدار سهام، متغیر  $y$ ام مربوط به فرد  $t$ ام است،  $\delta$  اطلاعات بازار بورس بوده  $r$  عدد تصادفی در بازه ۰ و ۱ است. در رابطه (۲۱) نشانگر مقدار ریسک مربوط به هر فرد گروه دو است.  $t_{\text{pop}}$  بیانگر رتبه  $t$ امین سهامدار بازار بورس بوده و  $n_{\text{pop}}$  رتبه آخرین نفر در بازار بورس را نشان می‌دهد.  $\mu$  ضریب ثابت برای هر شخص بوده و  $g_1$  ریسک مربوط به نفرات گروه دو بوده و مقدار آن با افزایش تکرار کاهش می‌یابد.  $\text{iter}_{\text{max}}$  شماره آخرین تکرار برنامه بوده و  $k$  شماره تکرار برنامه است.  $g_{1,\text{max}}$  و  $g_{2,\text{max}}$  نشانگر بیشترین و کمترین مقدار ریسک بازار است به بیان دیگر  $g_1 = [g_{1,\text{max}}, g_{1,\text{min}}]$ .  $\Delta n_{t1}$  مقدار سهامی است که باید به صورت تصادفی به برخی از سهام‌ها اضافه گردد.

۳- نفرات با برازندگی ضعیف: نفرات این گروه کمترین برازندگی را در مقایسه با نفرات سایر گروه‌ها دارند لذا در جهت بدست آوردن سود بیشتر اقدام به خرید و یا فروش سهام با ریسک بالا نسبت به سایر گروه‌ها می‌نمایند:

$$\begin{aligned} \Delta n_{t3} &= 4 \times r_s \times \mu \times \eta_2 \\ \eta_2 &= n_{t1} \times g_2 \\ g_2^k &= g_{2,\max} - \frac{g_{2,\max} - g_{2,\min}}{\text{iter}_{\max}} \times k \end{aligned} \quad (22)$$

که در آن که در آن  $\Delta n_{t3}$  مقدار سهامی که باید در مجموع به صورت تصادفی در سهام‌های هر شخص اعمال گردد.  $\eta_2$  ضریب ریسک مربوط به هر فرد گروه سه بوده و  $g_2$  ریسک مربوط به نفرات گروه سه است.  $\mu$  ضریب افزایش ریسک بوده و باعث می‌شود سهامداران با رتبه‌های پایین ریسک بیشتری نسبت به سایر سهامداران موفق‌تر داشته باشند. همان‌طور که مشاهده شد در الگوریتم بازار سهام، هر نوع تغییر در سبد سهام بر مبنای سهام سهامداران موفق انجام می‌شود که لزوماً سبد سهام این سهامداران پاسخ‌های بهینه ممکن نیست. برای اجتناب از به دام افتادن الگوریتم در اکسترم‌های محلی مساله پیشنهاد می‌شود تا بعد از تغییرات صورت گرفته روی سهام سهامداران از اپراتورهای الگوریتم ژنتیک یعنی جهش و ترکیب استفاده شود تا امکان فراهم‌سازی سبدهای سهام جدید و بهینه فراهم شود. برای این منظور به صورت زیر عمل می‌شود:

۱- عملیات تقاطع<sup>۹</sup> در الگوریتم ژنتیک بصورت زیر بر روی دو سهامدار (اولین سهامدار دارای بهترین برازندگی و دومین سهامدار به صورت تصادفی از بین جمعیت اولیه انتخاب می‌شود) پیاده‌سازی می‌شود:

$$\alpha x_k^1 + (1 - \alpha) x_k^2 = y_k^2 \quad (23)$$

$$\alpha x_k^2 + (1 - \alpha) x_k^1 = y_k^1$$

$$(x_k^1, x_k^2)$$

جفت مربوط به والدین:

$$(y_k^1, y_k^2)$$

جفت مربوط به نسل فرزندان:

رابطه (۲۳) تقاطع ژن‌های مختلف در الگوریتم ژنتیک را نشان می‌دهد که منجر به ایجاد خفاش‌های جدید خواهد شد.

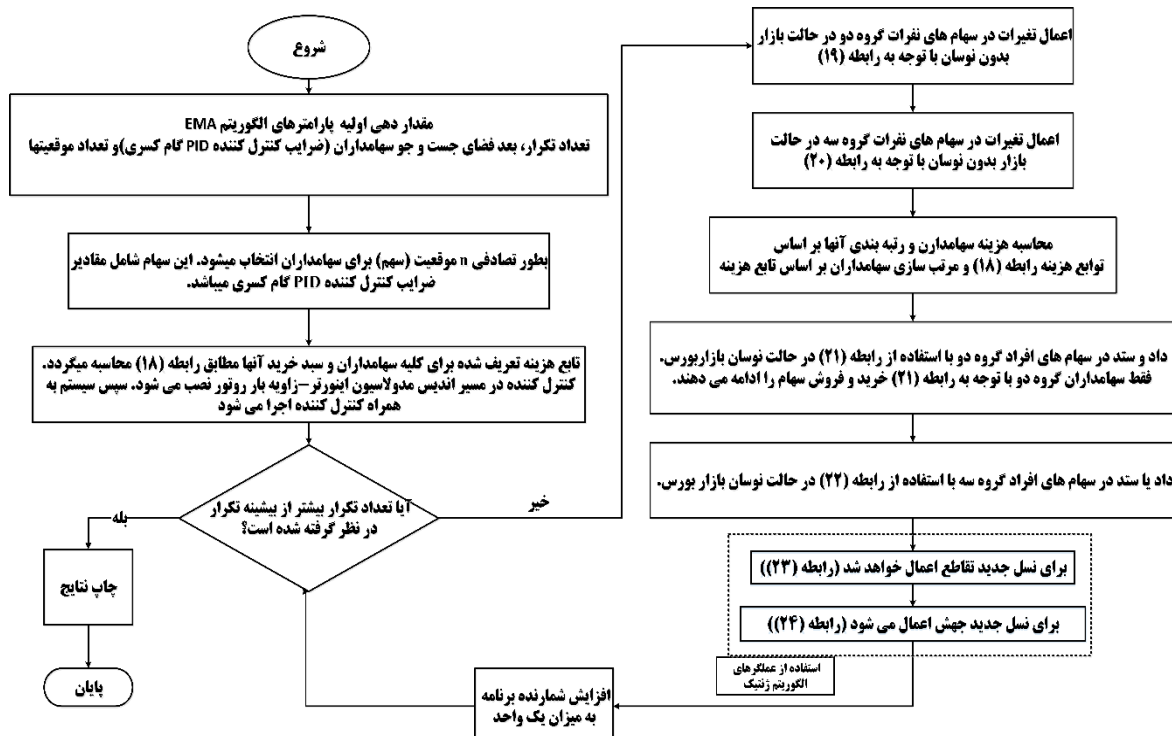
۲- برای اجتناب از گیرکردن در اکسترم‌های محلی نسل منتج استفاده از جهش دینامیکی<sup>۱۰</sup> پیشنهاد می‌شود. جهش دینامیکی در الگوریتم پیشنهادی به شرح ذیل انجام می‌شود (منظور از  $\sigma$ ,  $\text{rand}$  و  $y^{\max}$  و  $y^{\min}$  به ترتیب یک عدد تصادفی، پارامتری ثابت تعریف شده توسط اپراتور، بیشینه و کمینه مقدار متغیر است):

$$x_j = \begin{cases} y_j + (y^{\max} - y_j)(\text{rand}())^{1-\sigma} & \text{rand}() < 0.5 \\ y_j - (y_j - y^{\min})(\text{rand}())^{1-\sigma} & \text{rand}() > 0.5 \end{cases} \quad (24)$$

بر اساس رابطه (۲۴) نسل جدید از سهامداران بر اساس نوسانات جزئی حول نسل قدیم ایجاد خواهد شد. به عبارتی دیگر دامنه فضای جست و جو پیرامون مقادیر بهینه توسعه داده می‌شود. این امر می‌تواند مانع از به دام افتادن الگوریتم در اکسترم‌های محلی شود. در شکل (۴) الگوریتم بازار بورس بهینه‌شده نشان داده شده است.

## ۵- نتایج شبیه‌سازی

ابتدا اشاره می‌شود که کلیه پارامترهای سیستم قدرت برای شبیه‌سازی در پیوست مقاله آورده شده‌اند. چگونگی اندازه‌گیری میزان اثرگذاری سیگنال‌های ورودی مزرعه بادی فرا ساحلی بر مودهای نوسانی سیستم قدرت در بخش چهارم به‌طور کامل تشریح شد. در این راستا ابتدا نقاط کاری سیستم قدرت (به‌ویژه مقدار توان اکتیو و راکتیو تولیدی در نیروگاه‌ها) تغییر داده می‌شود. در هر نقطه کاری معادلات تو صیف‌کننده رفتار سیستم در فضای حالت استخراج شده و مودهای نوسانی (EM) سیستم قدرت محاسبه می‌شوند. ماتریس‌های کنترل‌پذیری و مشاهده‌پذیری به همراه مقادیر RGA متناظر به ازای هر نقطه کاری محاسبه شده و ترسیم می‌شوند. جهت بردارهای ترسیمی در هر شکل، نشان دهنده جهت تغییر کنترل‌پذیری به سمت اکسترم‌های محلی و مطلق است. در طراحی کنترل‌کننده میراساز، می‌توان نقطه کاری که در آن کمترین کنترل‌پذیری برای مودهای نوسانی فراهم می‌شود را به عنوان نقطه کاری مبنا در نظر گرفت و کنترل‌کننده را برای شرایط کاری متناظر این نقطه تنظیم نمود. در این صورت کنترل‌کننده قادر خواهد بود حتی در بدترین شرایط کاری سیستم، میرایی لازم را برای مودهای نوسانی فراهم کند.



شکل (۴): الگوریتم بازار سهام بهینه شده با اپراتورهای الگوریتم ژنتیک  
Figure (4): Optimized exchange market algorithm using of the genetic algorithm

## ۵-۱- تحلیل و ارزیابی کنترل پذیری مودهای نوسانی سیستم

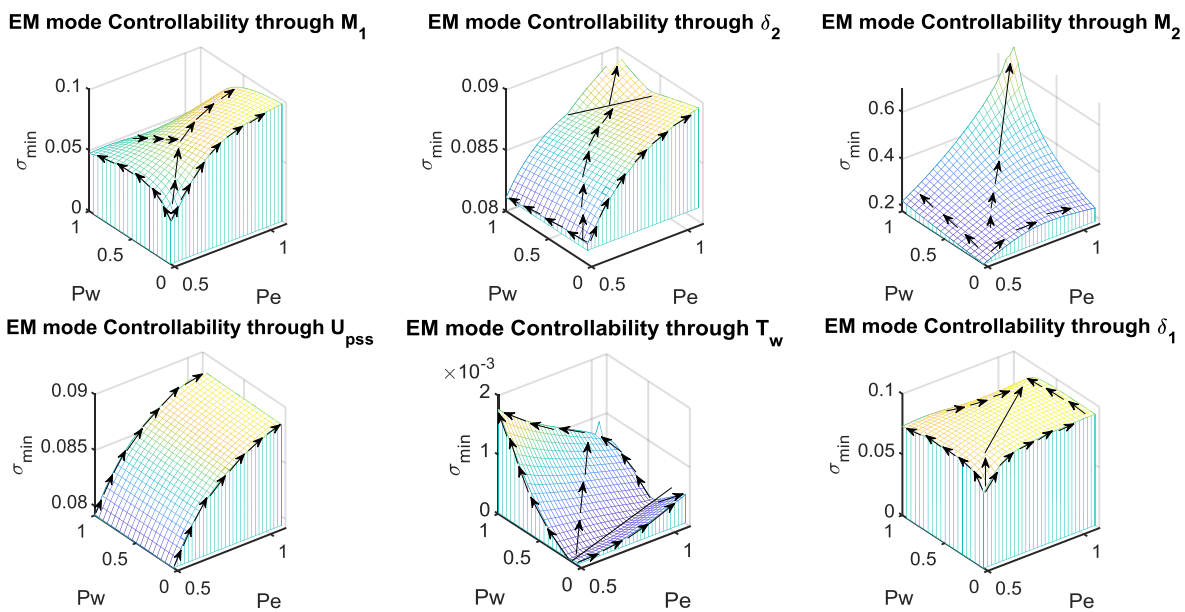
در شکل (۵) ملاحظه می شود که به ازای تغییرات توان اکتیو (تولید شده توسط هر دو نیروگاه کلاسیک و مزرعه بادی فراساحلی) کنترل پذیری مودهای نوسانی سیستم قدرت متغیر خواهد بود. مهمترین نتایج حاصل از بررسی کنترل پذیری مودهای نوسانی سیستم از طریق ورودی‌ها به شرح ذیل خلاصه می شوند:

- ۱- کنترل پذیری مودهای نوسانی از طریق ورودی‌های  $M_2$  و  $\delta_2$  در مقایسه با سایر ورودی‌های سیستم بیشترین مقدار را دارا است. این ورودی‌ها مربوط به اینورتر از خط انتقال VSCHVDC هستند.
- ۲- گشتاور الکتریکی در توربین‌های بادی، کمترین کنترل پذیری بر روی مودهای نوسانی سیستم را دارد. البته باید توجه شود که این گشتاور بر عملکرد پایدار شفت توربین-ژنراتور در نیروگاه بادی موثر است.
- ۳- کنترل پذیری مودهای نوسانی از طریق ورودی‌های  $M_1$  و  $\delta_1$  (ورودی‌های یکسوکننده از خط انتقال VSCHVDC) تقریباً یکسان بوده با این حال از مقدار کنترل پذیری اعمال شده از سمت ورودی‌های اینورتر کمتر هستند.
- ۴- کنترل پذیری مودهای نوسانی سیستم از طریق سیگنال PSS قابل مقایسه با کنترل پذیری اعمال شده از سمت ورودی‌های اینورتر است.

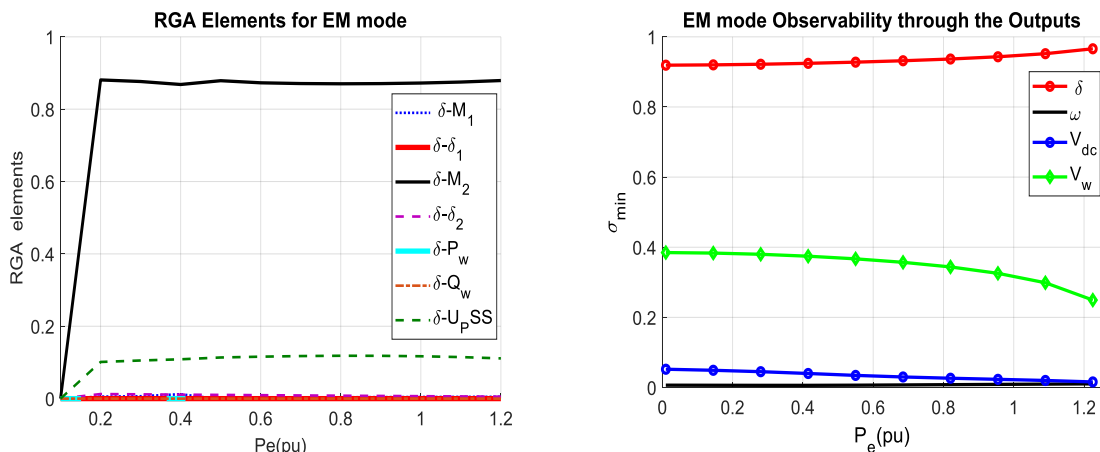
به این ترتیب ملاحظه می شود که در نقاط کاری مختلف ورودی اندیس مدولا سیون اینورتر بی شترین کنترل پذیری را بر روی مودهای نوسانی سیستم دارد. لذا این ورودی می تواند گزینه مناسبی برای اعمال سیگنال میرا ساز از کنترل کننده پایدار ساز محسوب شود. با توجه به کنترل پذیری مود نوسانی از طریق  $M_2$  که در شکل (۵) نشان داده شده است، بهترین نقطه کاری برای طراحی کنترل کننده میرا ساز موقعیتی است که تولید توان مزرعه بادی فراساحلی ناچیز بوده و تولید نیروگاه کلاسیک نیز در حدود  $[0/6 - 0/5]$  پر یونیت است.

در شکل (۶) نتایج اندازه گیری مشاهده پذیری مودهای نوسانی سیستم قدرت در خروجی‌های سیستم قدرت به ازای شرایط کار نامی نشان داده شده است. خروجی‌ها شامل تغییرات زاویه بار، تغییرات سرعت روتور در ژنراتور سنکرون، اندازه ولتاژ در ترمینال خروجی مزرعه بادی و همچنین تغییرات ولتاژ dc خط انتقال VSCHVDC در هستند. ملاحظه می شود که بی شترین

مشاهده‌پذیری مود نوسانی در خروجی تغییرات زاویه بار در روتور ژنراتور سنکرون است. در حالی که مشاهده‌پذیری مود نوسانی در اندازه ولتاژ ترمینال خروجی مزرعه بادی نیز قابل توجه است. بر اساس شکل (۶) مشاهده‌پذیری مود نوسانی در تغییرات سرعت روتور و همچنین ولتاژ dc ناچیز است. نتایج حاصل از شکل‌های (۵) و (۶) تاکید می‌کنند که بهترین مسیر برای طراحی کنترل‌کننده میراساز، مسیر بین اندیس مدولاسیون اینورتر و زاویه بار ( $\delta-M_2$ ) در ژنراتور سنکرون است. می‌توان تداخل مسیر مذکور با مسیر سایر کانال‌های موجود بین ورودی و خروجی را مقایسه نمود. در شکل (۷) این مقایسه از طریق ترسیم مقدار مولفه‌های ماتریس RGA به ازای مود نوسانی انجام شده است. مشاهده می‌شود که مقدار مولفه‌های ماتریس RGA به ازای مود نوسانی و در نقاط کاری مختلف برای مسیر ( $\delta-M_2$ ) دارای نزدیکترین مقدار به یک است. بنابراین مسیر ( $\delta-M_2$ ) از کمترین مقدار تداخل با سایر کانال‌های موجود بین سیگنال‌های ورودی-خروجی برخوردار است. لذا جهت طراحی کنترل‌کننده میراساز مسیر ( $\delta-M_2$ ) پیشنهاد می‌شود.



شکل (۵): کنترل پذیری مدهای الکترومکانیکی از طریق ورودی‌های سیستم  
Figure (5): Controllability of the electromechanical modes through the system inputs



شکل (۶): مشاهده‌پذیری مدهای نوسانی از طریق خروجی‌ها  
Figure (6): Observability of the oscillation modes through the outputs

شکل (۷): نمایش مولفه‌های ماتریس RGA به‌ازای مدهای نوسانی  
Figure (7): Demonstration of RGA matrix components for the oscillation modes

## ۵-۲- طراحی کنترل کننده میراساز

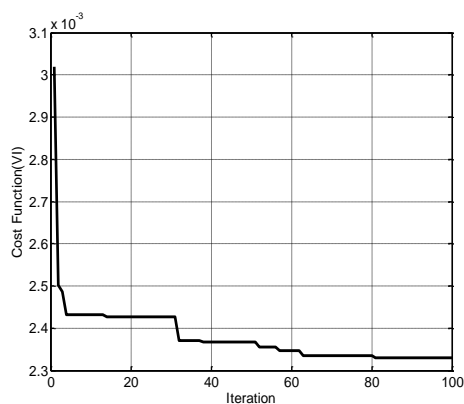
جهت طراحی کنترل کننده پایدار ساز از کنترل کننده PID گام کسری استفاده می شود. ضرایب این کنترل کننده با استفاده از الگوریتم بازار بورس تصحیح شده پیشنهادی تنظیم خواهند شد. مشخصات عمومی الگوریتم در پیوست مقاله آورده شده است. جهت تنظیم ضرایب معیار رسیدن به ۱۰۰ تکرار در نظر گرفته شده است. در شکل (۸) کمینه شدن تابع برازندگی نشان داده شده است. بعد از ۱۰۰ تکرار ضرایب به دست آمده برای کنترل کننده به صورت  $\mu, \lambda, K_D, K_I, K_P$  به ترتیب برابر  $۱/۵۳, ۳/۰۶, ۴۱/۲۱$  و  $۹/۴۵$  هستند. جهت ارزیابی عملکرد کنترل کننده طراحی شده، ابتدا شرایط کاری مطابق با جدول (۱) و همچنین اغتشاشاتی مطابق با جدول (۲) برای سیستم قدرت تحت مطالعه در نظر گرفته می شوند. همچنین در جدول (۳) قطب‌های تقریبی سیستم قبل و بعد از اضافه نمودن کنترل کننده تکمیلی نشان داده شده‌اند. ملاحظه می شود که سیستم قدرت در شرایط کار نامی ناپایدار است (وجود یک جفت قطب سمت راست محور موهومی) در حالی که با اضافه نمودن کنترل کننده FOPID کلیه قطب‌ها پایدار شده‌اند.

پاسخ سیستم قدرت بر اساس جدول‌های (۱) و (۲) در شکل‌های (۱۰) و (۱۱) نشان داده شده است. همچنان که مشاهده می شود، سیستم در صورت عدم به کارگیری کنترل کننده کمکی ناپایدار است و دامنه نوسانات در زاویه بار، سرعت روتور و همچنین توان اکتیو تولیدی با گذشت زمان افزایش می‌یابد. هنگامی که کنترل کننده کمکی به سیستم اضافه می شود، دامنه نوسانات کاهش پیدا کرده و سیستم قدرت به سمت پایداری سوق داده می شود. به ویژه اگر از کنترل کننده PID گام کسری پیشنهادی استفاده شود، فراجش اولیه، زمان نشست دامنه نوسان مولفه‌های سیستم به طور قابل توجهی کاهش می‌یابد. این امر به معنای بهبود حاشیه پایداری دینامیکی سیستم قدرت است. در بخش ۵ شکل‌های (۱۰) و (۱۱) سیگنال میراساز که خروجی کنترل کننده پیشنهادی است، نمایش داده شده است. این سیگنال وظیفه تقویت گشتاور میراکننده در نیروگاه را بر عهده خواهد داشت.

برای ارزیابی عملکرد کنترل کننده در هنگام بروز اغتشاشات شدید در سیستم قدرت، خطای اتصال کوتاه در باس بی نهایت مطابق جدول (۴) به سیستم اعمال می شود. پاسخ سیستم برای این شرایط در شکل (۱۲) نشان داده شده است. همچنان که مشاهده می شود در سیستم غیرخطی نیز با ورود اغتشاشات سیستم به سمت ناپایداری سوق پیدا می کند. با این حال وجود کنترل کننده پیشنهادی میراساز دامنه نوسانات را بطور قابل توجهی کاهش داده است. مهم تر اینکه کنترل کننده PID گام کسری تنظیم شده با EMA تصحیح شده عملکرد بهتری را از خود به نمایش گذاشته است. این کنترل کننده توانسته است سیستم را پایدار نموده و دامنه نوسانات را به سمت صفر سوق دهد در حالیکه در کنترل کننده PID که ضرایب آن با از مون و خطا تنظیم شده بود، شاهد ناپایداری سیستم هستیم. همچنین کنترل کننده پیشنهادی نه تنها دامنه نوسانات فرکانس و توان را کاهش داده است [شکل‌های (۱۲-الف) و (۱۲-ب)] بلکه به طور قابل توجهی نمایه ولتاژ در ترمینال خروجی ژنراتور سنکرون [شکل (۱۲-ج)] را نیز بهبود داده است. بنابراین کنترل کننده پیشنهادی در مزرعه بادی فراساحلی با فراهم سازی سیگنال میراساز که از طریق اندیس مدولاسیون اینورتر VSCHVDC به سیستم اعمال می شود علاوه بر بهبود پایداری دینامیکی سیستم قدرت، پروفیل ولتاژ را نیز بهبود داده است. همچنان که در شکل‌های (۱۰) الی (۱۲) مشاهده می شود، استفاده از کنترل کننده FOPID تنظیم شده با الگوریتم EMA باعث شده است تا فراجش و زمان نشست پاسخ‌های سیستم به طور قابل توجهی کاهش یابد. همچنین سیستم قدرت غیرخطی به همراه کنترل کننده FOPID در حضور اغتشاشات شدید مانند اتصال کوتاه سه فاز بر خلاف حالتی که از کنترل کننده PID استفاده شده است، کاملاً پایدار است.

باید توجه شود که فراجش مشاهده شده در شبیه سازی‌ها نشان دهنده وجود صفر سمت راست در سیستم قدرت تحت مطالعه است (سیستم غیرمینیمم فاز است). برای نمایش عملکرد کنترل کننده طراحی شده در چنین شرایطی، دیگرام بود سیستم (ناپایدار) در بردارنده صفر سمت راست به همراه کنترل کننده‌های پیشنهادی در شکل (۱۳) نشان داده شده است. همان طور که ملاحظه می شود در محدوده فرکانس‌هایی پایین (که مورد بحث این مقاله است) جبران سازی فاز به خوبی توسط کنترل کننده‌های پیشنهادی انجام شده است. حاشیه بهره فراهم شده توسط کنترل کننده PID (GM<sub>PID</sub>) برای سیستم تحت

کنترل حدود ۴/۸ دسیبل در فرکانس ۸/۴۷ رادیان بر ثانیه است در حالی که برای کنترل کننده FOPID پیشنهادی  $GM_{FOPID}$  برابر ۱۸/۶ دسیبل در فرکانس ۶/۸ رادیان بر ثانیه است.



شکل (۸): تغییرات تابع برازندگی (تغییرات سرعت روتور) حین تنظیم ضرایب کنترل کننده میراساز  
Figure (8): Changing of optimization function (rotor speed deviation) during the adjusting of damping controller coefficients

Table (1): Working condition of the power system

جدول (۱): شرایط کاری سیستم قدرت

نوع بار	$V_t$	$P_e$	$Q_e$	$P_{Wt}$	$Q_{Wt}$
$\gamma_1$ (سیک)	۱	۱	۰/۱	۰/۴	۰
$\gamma_2$ (سنگین)	۱	۱/۲	۰/۴	۰/۴	۰/۴

Table (2): Disturbances intended for the power system

جدول (۲): اغتشاشات در نظر گرفته شده برای سیستم قدرت

نوع اغتشاش	زمان اثر	دامنه اغتشاش	ردیف
تغییرات توان مکانیکی در توربین (نیروگاه کلاسیک)	$t=۲/۵s$	$\Delta P_m = ۰/۰۵pu$	۱
تغییر توان اکتیو در توربین بادی فراساحلی	$t=۷/۵s$	$\Delta P_w = ۰/۱pu$	۲

Table (3): Approximate values of power system poles

جدول (۳): مقادیر تقریبی قطب‌های سیستم قدرت

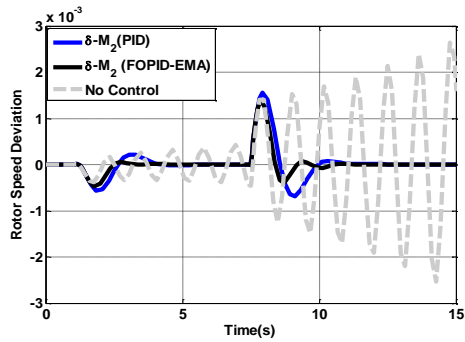
شرایط کنترلی	بدون کنترل کننده میراساز	پیشنهادی FOPID
قطب‌های سیستم	$-۰/۶۵$ و $-۱۰/۸$ و $-۱۴/۶۹$ و $۷۸$ و $۶/۷۸ \pm ۰/۵۸$	$-۱/۵ \pm j۲/۱$ و $-۱/۲۸ \pm j۷/۵$ و $-۱۰/۷۷$ و $-۱۷/۰۷$

Table (4): Simulation conditions for the nonlinear system

جدول (۴): شرایط شبیه‌سازی سیستم غیرخطی

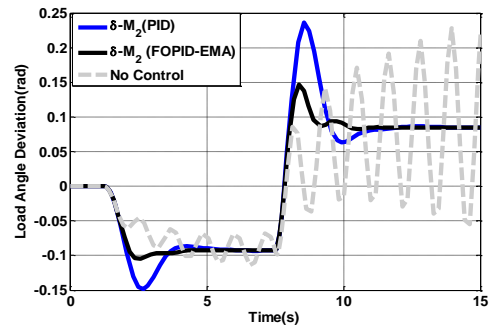
نوع اختلال	زمان (ثانیه)	دامنه اغتشاش	ردیف
تغییرات توان مکانیکی در توربین	۲/۵	$\Delta P_m = ۰/۰۲pu$	۱
خطای اتصال کوتاه سه فاز در باس بی نهایت	۷/۵	-	۲





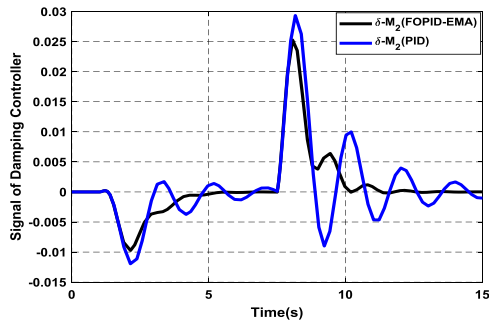
(ب) تغییرات سرعت روتور در ژنراتور سنکرون

(b) Rotor speed deviation in the synchronous generator



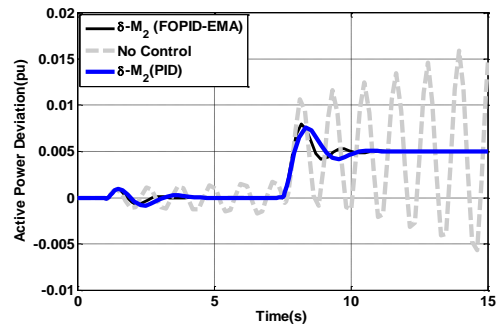
(الف) تغییرات زاویه بار در ژنراتور سنکرون

(c) Load angle deviation in the synchronous generator



(د) سیگنال میراساز تولید شده توسط کنترل کننده پیشنهادی

(d) Produced damping signal by the proposed controller

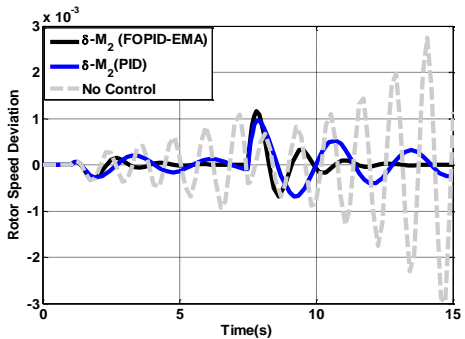


(ج) تغییرات توان اکتیو تولیدی در ژنراتور سنکرون

(e) Active power deviation in the synchronous generator

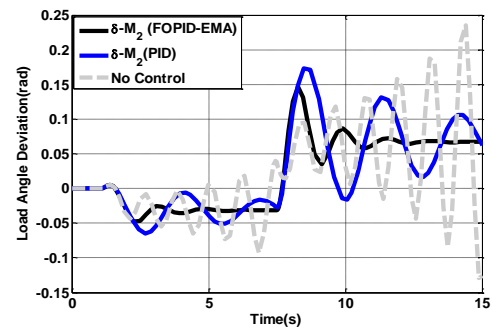
شکل (۱۰): پاسخ سیستم به ازای شرایط کاری سبک سیستم قدرت

Figure (10): System response for the power system light working condition



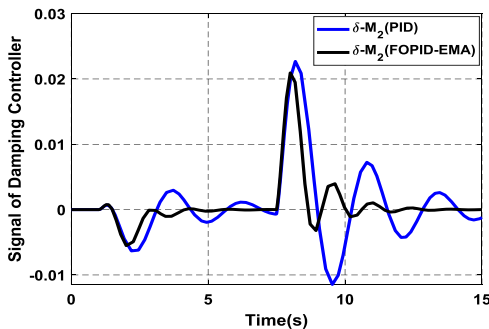
(ب) تغییرات سرعت روتور در ژنراتور سنکرون

(b) Rotor speed deviation in the synchronous generator



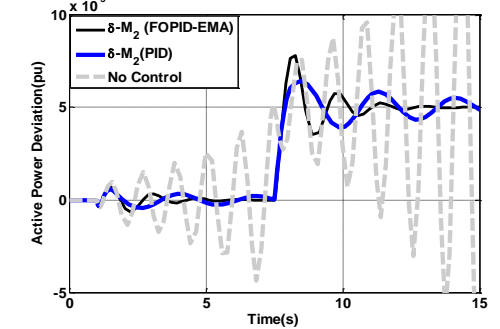
(الف) تغییرات زاویه بار در ژنراتور سنکرون

(c) Load angle deviation in the synchronous generator



(د) سیگنال میراساز تولید شده توسط کنترل کننده پیشنهادی

(d) Produced damping signal by the proposed controller

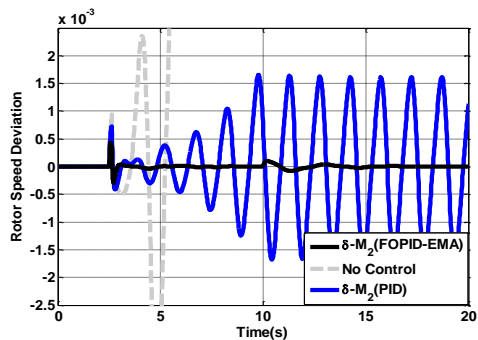


(ج) تغییرات توان اکتیو تولیدی در ژنراتور سنکرون

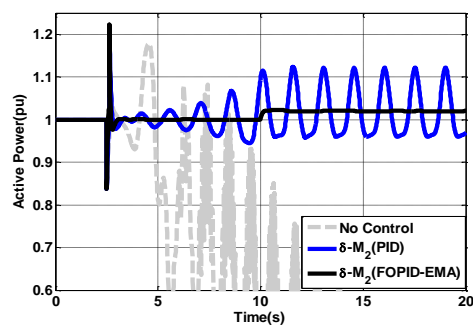
(e) Active power deviation in the synchronous generator

شکل (۱۱): پاسخ سیستم به ازای شرایط کاری سنگین سیستم قدرت

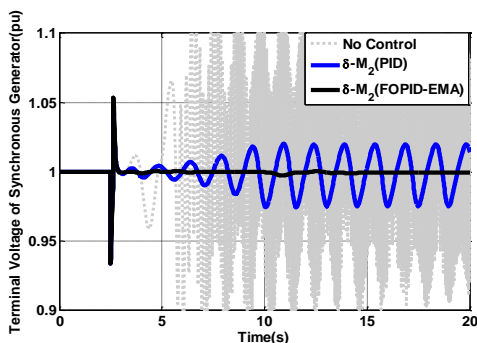
Figure (11): System response for the power system heavy working condition



(ب) تغییرات سرعت روتور در ژنراتور سنکرون  
(b) Rotor speed deviation in the synchronous generator

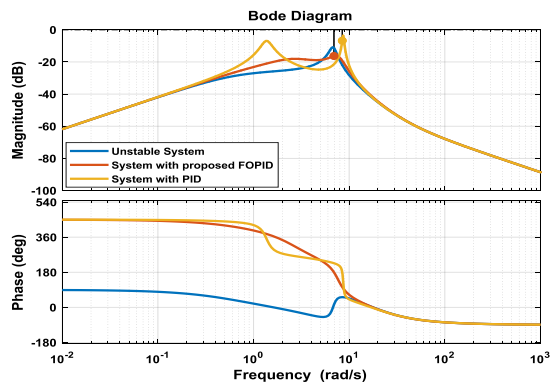


(الف) تغییرات توان اکتیو در نیروگاه کلاسیک  
(a) Active power deviation in the classic power plant



(ج) تغییرات اندازه ولتاژ ترمینال در نیروگاه کلاسیک  
(c) Terminal voltage changes in the classic power plant

شکل (۱۲): پاسخ سیستم غیرخطی در حضور کنترل‌کننده پیشنهادی و شرایط جدول (۳)  
Figure (12): Response of the nonlinear system with the proposed controller and condition of Table (3)



شکل (۱۳): دیاگرام بود برای سیستم قدرت به همراه کنترل‌کننده‌های پیشنهادی  
Figure (13): Bode diagram for the power system with the proposed controllers

## ۶- نتیجه گیری

در این مقاله مدل سازی دینامیکی یک سیستم قدرت شامل مزرعه بادی فراساحلی مجهز به VSCHVDC انجام شده است. با استخراج معادلات دینامیکی اثرگذاری هر یک از ورودی‌های سیستم شامل اندیس و زاویه مدولاسیون مبدل‌های VSCHVDC، PSS و توان تولیدی نیروگاه بادی بر مودهای نوسانی سیستم قدرت از طریق اندازه‌گیری میزان کنترل‌پذیری مودها، مورد بررسی قرار گرفت. نشان داده شد که ورودی اندیس مدولاسیون اینورتر در VSCHVDC بیشترین کنترل‌پذیری را بر روی مودهای نوسانی دارد. علاوه بر این خروجی زاویه بار روتور در ژنراتور سنکرون نیز بیشترین مشاهده‌پذیری برای مودهای نوسانی

را نتیجه داد. سپس با استفاده از مفهوم RGA نشان داده شد که مسیر اندیس مدولا سیون اینورتر- زاویه بار روتور کمترین تداخل را با سایر کانال‌های موجود بین ورودی-خروجی‌ها سیستم خواهد داشت و لذا پیشنهاد گردید تا از مسیر مذکور برای طراحی کنترل‌کننده میرا ساز استفاده شود. برای طراحی کنترل‌کننده میرا ساز استفاده از کنترل‌کننده‌های PID گام کسری پیشنهاد شد که ضرایب آن از طریق الگوریتم بازار سهام تصحیح شده با اپراتورهای الگوریتم ژنتیک تنظیم می‌شود. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که استفاده از کنترل‌کننده پایدار ساز در سیستم VSCHVDC از مزرعه بادی فرا ساحلی نه تنها بهبود حاشیه پایداری دینامیکی سیستم قدرت را نتیجه می‌دهد بلکه نمایه ولتاژ را نیز تقویت می‌کند.

## پیوست

$Pe=1; Qe=0.1; Vt=1; Xq=1.7; Xpd=0.6; Xd=1.67; Tpd=2;$   
 $frequency=50; Wb=2*pi*frequency; M=0.8; D=0;$   
 $Pw=0.4; Qw=0; Cdc=2; Vdc=2; KA=10; TA=0.05; Xt=1; X1=0.1; X2=0.1; X3=0.5;$   
 $Z1=Xt+(X3*Xt/X2) + X3; Z2=1+(X3/X2); Z3=X3/X2; Z4=Z2*Xq+Z1;$   
 $Z5=Z1+Z2*Xpd; Z6=0.5*Z3/Z4; Z7=-abs(VB)/Z4; Z8=-Z3/Z5; Z9=-abs(VB)/Z5;$   
 $Z10=Z2/Z5; Z11=Z6*Vdc*cos(Delta2); Z12=Z6*M2*cos(Delta2); Z13=-Z6*Vdc*M2*sin(Delta2); Z14=-$   
 $Z7*cos(Delta); Z15=Z8*Vdc*cos(Delta2); Z16=Z8*M2*cos(Delta2); Z17=-Z8*M2*Vdc*sin(Delta2); Z18=-$   
 $Z9*sin(Delta); Z19=3/(4*Cdc); Z20=(Xpd/X2) + (Xt/X2); Z21=1/(2*X2); Z22=Z21*Vdc*sin(Delta2);$   
 $Z23=Z21*M2*sin(Delta2); Z24=Z21*M2*Vdc*cos(Delta2); Z25=Z20*Z10+(-1/X2); Z26=Z22+Z20*Z15;$   
 $Z27=Z23+Z20*Z16; Z28=Z24+Z20*Z17; Z29=Z20*Z18;$   
 $Z30=-1/(2*X2); Z31=(Xq/X2) + (Xt/X2); Z32=Z30*Vdc*cos(Delta2); Z33=Z30*M2*cos(Delta2); Z34=-$   
 $Z30*M2*Vdc*sin(Delta2); Z35=Z32+Z31*Z11; Z36=Z33+Z31*Z12; Z37=Z34+Z31*Z13; Z38=Z31*Z14;$   
 $Z39=-V1d/(V1d^2+V1q^2); Z40=V1q/(V1d^2+V1q^2);$   
 $Z41=(-Pw*(V1d^2+V1q^2) - (2*V1d) * (-Pw*V1d+Qw*V1q))/((V1d^2+V1q^2)^2);$   
 $Z42=(Qw*(V1d^2+V1q^2) - (2*V1q) * (-Pw*V1d+Qw*V1q))/((V1d^2+V1q^2)^2);$   
 $Z43=(Z41*0.5*Vdc*cos(Delta1)) + (Z42*0.5*Vdc*sin(Delta1));$   
 $Z44=(-Z41*0.5*Vdc*M1*sin(Delta1)) + (Z42*0.5*M1*Vdc*cos(Delta1));$   
 $Z45=(Z41*0.5*M1*cos(Delta1)) + (Z42*0.5*M1*sin(Delta1)); Z46=-V1d/(V1d^2+V1q^2);$   
 $Z47=-V1q/(V1d^2+V1q^2);$   
 $Temp\_48 = -(Qw*(V1d^2+V1q^2) - (2*V1d) * (Qw*V1d+Pw*V1q))/((V1d^2+V1q^2)^2);$   
 $Temp\_49 = -(Pw*(V1d^2+V1q^2) - (2*V1q) * (-Qw*V1d+Pw*V1q))/((V1d^2+V1q^2)^2);$   
 $Z48=(-0.5*Temp\_48*M1*Vdc*sin(Delta1)) + (0.25*Temp\_49*M1*Vdc*cos(Delta1));$   
 $Z49=(0.5*Temp\_48*Vdc*cos(Delta1)) + (0.5*Temp\_49*Vdc*sin(Delta1));$   
 $Z50=(0.25*Temp\_48*M1*cos(Delta1)) + (0.25*Temp\_49*M1*sin(Delta1));$   
 $Z51=Z19*cos(Delta2) * I2d+Z19*sin(Delta2) * I2q;$   
 $Z52=Z19*cos(Delta1) * I1d+Z19*sin(Delta1) * I1q;$   
 $Z53=-Z19*M1*sin(Delta1) * I1d+Z19*M1*cos(Delta1) * I1q;$   
 $Z54=-Z19*M2*sin(Delta2) * I2d +Z19*M2*cos(Delta2) * I2q;$   
 $Z56=M2*Z19*cos(Delta2);$   
 $Z57=M1*Z19*cos(Delta1);$   
 $Z58=M2*Z19*sin(Delta2); Z59=M1*Z19*sin(Delta1); t\_z56=Z51+Z56*Z26+Z58*Z35;$   
 $t\_z57=Z52+Z57*Z43+Z59*Z49;$   
 $t\_z58=Z53+Z57*Z44+Z59*Z48;$   
 $t\_z59=Z54+Z56*Z28+Z58*Z37;$   
 $t\_z60=Z52*Z27+Z58*Z36+Z57*Z45+Z59*Z50;$   
 $t\_z61=Z25*Z56;$   
 $t\_z62=Z29*Z56+Z38*Z58;$   
 $t\_z63=Z39*Z57+Z47*Z59;$   
 $t\_z64=Z40*Z57+Z46*Z59;$   
 $a1=Epq+(Xd-Xpd) * Itd; a2=(Xd-Xpd) * Itq; a3=Itq; a4=a1*Z11+a2*Z15; a5=a1*Z13+a2*Z17;$   
 $a6=a1*Z14+a2*Z18; a7=a1*Z12+a2*Z16; a8=a3+a2*Z10; a9=Vtd*Xq/abs(Vt); a10=Vtq/abs(Vt);$   
 $a11=-Xpd*Vtq/abs(Vt); a12=a9*Z11+a11*Z15; a13=a9*Z12 +a11*Z16; a14=a10+a11*Z10;$   
 $a15=a9*Z13+a11*Z17; a16=a9*Z14+a11*Z18;$   
 $s=-(Xd - Xpd);$

## References

### مراجع

- [1] N. Shafaghathian, A. Kiani, N. Taheri, Z. Rahimkhani, S.S. Masoumi, "Damping controller design based on FO-PID-EMA in VSC HVDC system to improve stability of hybrid power system", *Journal of Central South University*, vol. 27, no. 2, pp. 403-417, April 2020 (doi: 10.1007/s11771-020-4305-2).
- [2] G.P. Prajapat, N. Senroy, I.N. Kar, "Wind turbine structural modeling consideration for dynamic studies of DFIG based system", *IEEE Trans. on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 4, pp. 1463-1472, Oct. 2017 (doi: 10.1109/TSTE.2017.2690682).
- [3] M.S. Alam, M.A.Y. Abido, "Fault ride through capability enhancement of a large-scale PMSG wind system with bridge type fault current limiters", *Advances in Electrical and Computer Engineering*, vol. 18, no. 1, pp. 43-50, Feb. 2018 (doi:10.4316/AECE.2018.01006).
- [4] C.P. Ion, I. Serban, "Self-excited induction generator based microgrid with supercapacitor energy storage to support the start-up of dynamic loads", *Advances in Electrical and Computer Engineering*, vol. 18, no. 2, pp. 51-60, May. 2018 (doi:10.4316/AECE.2018.02007).
- [5] C.A. Evangelista, A. Pisano, P. Puleston, E. Usai, "Receding horizon adaptive second-order sliding mode control for doubly-fed induction generator based wind turbine", *IEEE Trans. on Control Systems Technology*, vol. 25, no. 1, pp. 73-84, May. 2016 (doi: 10.1109/TCST.2016.2540539).
- [6] M. Toulabi, S. Bahrami, A.M. Ranjbar, "An input-to-state stability approach to inertial frequency response analysis of doubly-fed induction generator-based wind turbines", *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 32, no. 4, pp. 1418-1431, April 2017 (doi: 10.1109/TEC.2017.2696510).
- [7] Y. Zhang, J. Hu, J. Zhu, "Three-vectors-based predictive direct power control of the doubly fed induction generator for wind energy applications", *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol. 29, no. 7, pp. 3485-3500, Sept. 2013 (doi: 10.1109/TPEL.2013.2282405).
- [8] J.J. Justo, F. Mwasilu, J.W. Jung, "Doubly-fed induction generator based wind turbines: A comprehensive review of fault ride-through strategies", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, pp. 447-467, May. 2015 (doi:10.1016/j.rser.2015.01.064).
- [9] A. Moharana, R.K. Varma, R. Seethapathy, "SSR alleviation by STATCOM in induction-generator-based wind farm connected to series compensated line", *IEEE Trans. on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 3, pp. 947-957, April 2014 (doi: 10.1109/TSTE.2014.2311072).
- [10] A. Hamidi, J. Beiza, E. Babaei, S. Khanmohammadi, "Adaptive controller design based on input-output signal selection for voltage source converter high voltage direct current systems to improve power system stability", *Journal of Central South University*, vol. 23, no. 9, pp. 2254-2267, Sept 2016 (doi: 10.1007/s11771-016-3283-x).
- [11] X. Zeng, T. Liu, S. Wang, Y. Dong, B. Li, Z. Chen, "Coordinated control of MMC-HVDC system with offshore wind farm for providing emulated inertia support", *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, no. 5, pp. 673-683, May. 2019 (doi: 10.1049/iet-rpg.2019.0505).
- [12] B. Yang, T. Yu, X. Zhang, L. Huang, H. Shu, L. Jiang, "Interactive teaching-learning optimiser for parameter tuning of VSC-HVDC systems with offshore wind farm integration", *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 12, no. 3, pp. 678-687, Oct. 2017 (doi: 10.1049/iet-gtd.2016.1768).
- [13] P. Kou, D. Liang, Z. Wu, Q. Ze, L. Gao, "Frequency support from a DC-grid offshore wind farm connected through an HVDC link: A communication-free approach", *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 33, no. 3, pp. 1297-1310, Sept. 2018 (doi: 10.1109/TEC.2018.2814604).
- [14] G.S. Lee, S.H. Kwon, S.I. Moon, "DC current and voltage droop control method of hybrid HVDC systems for an offshore wind farm connection to enhance ac voltage stability", *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 36, no. 1, pp. 468-479, Mar. 2020 (doi: 10.1109/TEC.2020.3005777).
- [15] K. Xu, Z. Zhang, Q. Lai, J. Han, X. Yin, W. Liu, "Study on fault characteristics and distance protection applicability of VSC-HVDC connected offshore wind power plants", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol.133, Article Number: 107252, Dec. 2021 (doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107252).
- [16] H.J. Bahirat, B.A. Mork, "Operation of dc series-parallel connected offshore wind farm", *IEEE Trans. on Sustainable Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 596-603, April 2019 (doi: 10.1109/TSTE.2018.2839712).
- [17] F. Rong, G. Wu, X. Li, S. Huang, B. Zhou, "All-DC offshore wind farm with series-connected wind turbines to overcome unequal wind speeds", *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol. 34, no. 2, pp. 1370-1381, Feb. 2019 (doi: 10.1109/TPEL.2018.2834965).
- [18] J. Zhang, K.J. Li, W. Liu, K. Sun, Z. Liu, "Grid side reactive power support strategy for MMC-HVDC connected to the wind farms based on unloading resistor", *Electric Power Systems Research*, vol. 193, Article Number: 107010, April 2021 (doi: 10.1016/j.epsr.2020.107010).

- [19] Y.A. Sultan, S.S. Kaddah, A.A Eladl, "VSC-HVDC system-based on model predictive control integrated with offshore wind farms", *IET Renewable Power Generation*, vol. 15, no. 6, pp. 1315-1330, April 2021 (doi: 10.1049/rpg2.12109).
- [20] D.N. Huu, "A novel adaptive control approach based on available headroom of the VSC-HVDC for enhancement of the ac voltage stability", *Energies*, vol. 14, no. 11, 3222, May. 2021 (doi: 10.3390/en1411-3222).
- [21] H.Y. Mahmoud, H.M. Hasanien, A.H. Besheer, A.Y. Abdelaziz, "Hybrid cuckoo search algorithm and grey wolf optimiser-based optimal control strategy for performance enhancement of HVDC-based offshore wind farms", *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 14, no. 10, pp. 1902-1911, Mar. 2020 (doi: 10.1049/iet-gtd.2019.0801).
- [22] H. Erol, "Stability analysis of pitch angle control of large wind turbines with fractional order PID controller", *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 26, Article Number: 100430, June 2021 (doi: 10.1016/j.s-egan.2021.100430).
- [23] M. Safaei, S. Hosseini, M. Hosseini Toodeshki, "A general method for designing fractional order PID controller", *Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology*, vol. 3, no. 12, pp. 25-34, Jul. 2013 (in Persian).
- [24] P. Shah, S. Agashe, "Review of fractional PID controller", *Mechatronics*, vol. 38, pp. 29-41, July 2016 (doi: 10.1016/j.mechatronics.2016.06.005).
- [25] M. Gheisarnezhad, H. Mojallali, "Fractional order PID controller design for level control of three tank system based on improved cuckoo optimization algorithm", *Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology*, vol. 5, no. 20, pp. 55-66, Feb. 2015 (in Persian).
- [26] M. Saadatmand, B. Mozafari, G.B. Gharehpetian, S. Soleymani, "Optimal coordinated tuning of power system stabilizers and wide-area measurement-based fractional-order PID controller of large-scale PV farms for LFO damping in smart grids", *International Trans. on Electrical Energy Systems*, vol. 31, no. 2, e12612, Jan. 2021 (doi: 10.1002/2050-7038.12612).
- [27] N. Ghorbani, G. Babaei, "Exchange market algorithm", *Applied Soft Computing*, vol. 19, pp. 177-187, June. 2014 (doi: 10.1016/j.asoc.2014.02.006).
- [28] N. Ghorbani, E. Babaei, "The exchange market algorithm with smart searching for solving economic dispatch problems", *International Journal of Management Science and Engineering Management*, vol. 13, no. 3, pp. 175-187, Nov. 2017 (doi: 10.1080/17509653.2017.1365262).

زیرنویس‌ها

1. Offshore wind power plant (OWPP)
2. High voltage direct current (HVDC)
3. Voltage source converter (VSC) based on high voltage direct current (HVDC)
4. Electromechanical (EM) mode
5. Minimum singular value
6. Relative gain array (RGA)
7. Power system stabilizer (PSS)
8. Integral absolute error (IAE)
9. Crossover
10. Dynamic mutation