Iranian Electric Industry Journal
Quality & Productivity
P.P 28-36

Vol. 12/ No. 4/ Winter 2024
ISSN 2322-2344
EISSN 2717-1639

Inertia constant and damping coefficient estimation in multi-area interconnected power systems

Yaser Erfaghi[1], Master's Degree, Aref Doroudi[2], Associate Professor

Shahed University, Tehran, Iran
yaser.erfaghi@shahed.ac.ir
doroudi@shahed.ac.ir

Abstract: The inertia constant, a key parameter that makes power systems robust to disturbances and disruptions, has today been changed by factors such as the influence of renewable generation units and the reduction of traditional synchronous generators. Changes in the inertia of a power network play an important role in its performance, and a lack of knowledge of its status will have severe consequences for the network's online protection and control systems. Hence, knowledge of its online changes is essential for transmission system operators. This paper presents an online inertia estimation method that is based on inter-area electromechanical oscillations and simultaneously estimates the network inertia constant and the system damping coefficient. Unlike the previous methods that have used the flow of active power between two areas, the oscillation parameters are extracted from the voltage angle of the buses, improving the accuracy of the estimate. For this purpose and based on the classical swing equation, the relationship between the inertia constant of the system and the electromechanical oscillation parameters is first determined by the Prony technique. Then, the network equivalent inertia and damping coefficient are estimated. The efficiency and accuracy of the proposed method are verified by DigiSilent and MATLAB software and in several scenarios implemented on the IEEE 39-bus standard network. The simulation results show the appropriate accuracy of the proposed method. It is shown that the results of estimating the inertia and damping coefficient based on the active power signal have an average error percentage of 10 and 17.32, respectively. After using the voltage angle signal, the results are improved to 9.03 and 11.94, respectively. Due to the simplicity and small burden of calculations, the presented method can be easily used by network operators.

Keywords: Inertia constant, Power system reduction, Damping coefficient, Electromechanical oscillations

Date of sending the article: 2022/12/17
Acceptance date of the article: 2023/12/11

Name of the Corresponding Author: Aref Doroudi
Corresponding Author's Address: Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Shahde University Tehran, Iran

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-04]

Iranian Electric Industry Journal
Quality & Productivity
ص.ص ۳۶-۲۸

Vol. 12 / No. 4/ Winter 2024
ISSN 2322-2344
EISSN 2717-1639

تخمین ثابت اینرسی و ضریب میرایی در شبکه‌های قدرت به‌هم‌پیوسته

نوع مطالعه: پژوهشی

یاسر ارفاقی[1] ، مقطع کارشناسی ارشد، عارف درودی[2]، دانشیار
۱- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه شاهد- تهران- ایران
yaser0267650@gmail.com –
۲- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه شاهد - تهران- ایران
doroudi@shahed.ac.ir –

چکیده: ثابت اینرسی به عنوان پارامتری کلیدی که سیستمهای قدرت را در برابر اختلال و اغتشاش مقاوم می‌سازد، امروزه تحت تاثیر عواملی چون نفوذ واحدهای تولید پراکنده و کاهش تعداد ژنراتورهای سنکرون سنتی دچار تغییر شده است. تغییرات ثابت اینرسی یک شبکه قدرت، نقش مهمی در عملکرد آن ایفا کرده و عدم اطلاع از وضعیت آن، پیامدهای شدیدی بر روی سیستمهای حفاظت و کنترل آنلاین شبکه خواهد داشت و لذا آگاهی از تغییرات آنلاین آن برای اپراتورهای سیستم انتقال امری ضروری است. این مقاله یک روش تخمین اینرسی آنلاین ارائه می‌دهد که براساس نوسانات الکترومکانیکی بین ناحیه‌ای بوده و به طور همزمان ثابت اینرسی شبکه و ضریب میرایی سیستم را تخمین می‌زند. در مقاله حاضر، برخلاف روشهای قبلی که از توان اکتیو انتقالی بین دو ناحیه استفاده می‌شد، پارامترهای نوسان از زاویه ولتاژ باسها استخراج شده که باعث افزایش دقت تخمین شده است. برای این‌کار و بر اساس معادله نوسان کلاسیک، ابتدا رابطه بین ثابت اینرسی سیستم و پارامترهای نوسان الکترومکانیکی با روش پرونی تعیین شده و سپس اینرسی و ضریب میرایی معادل شبکه تخمین زده می‌شود. کارایی و دقت روش تخمین پیشنهادی توسط نرم افزار دیگسایلنت و متلب و در چندین سناریو که بر روی شبکه استاندارد ۳۹ باس IEEE پیاده‌سازی می‌شوند، صحت‌سنجی می‌گردد. . نتایج شبیه‌سازی نشان‌دهنده دقت مناسب روش پیشنهادی است. نشان داده می‌شود که نتایج تخمین اینرسی و ضریب میرایی بر اساس سیگنال توان اکتیو به ترتیب دارای درصد میانگین خطا ۱۰ و ۱۷/۳۲ بوده که پس از استفاده از سیگنال زاویه ولتاژ، نتایج به ترتیب به مقادیر ۹/۰۳ و ۱۱/۹۴ بهبود پیدا می‌کنند. به دلیل سادگی و حجم کم محاسبات، روش ارائه شده می‌تواند توسط بهره‌برداران شبکه به راحتی مورد استفاده قرار گیرد.

واژه های کلیدی: ثابت اینرسی، کاهش سیستم قدرت، ضریب میرایی، نوسانات الکترومکانیکی، تکنیک پرونی

تاریخ ارسال مقاله : ۱۴۰۱/۰۹/۲۶

تاریخ پذیرش مقاله : ۱۴۰۲/۰۹/۲۰

نام نویسنده‌ی مسئول : عارف درودی

نشانی نویسنده‌ی مسئول : ایران، تهران، دانشگاه شاهد، دانشکده مهندسی برق، گروه قدرت

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-04]

۱- مقدمه

اینرسی سیستم قدرت، رفتار و سرعت تغییرات فرکانس آن را در طول اولین لحظات بروز اغتشاش تعیین می‌کند. به‌عنوان‌مثال، اگر در حالت کمبود شدید توان، سیستم قدرت اینرسی بالایی داشته باشد، قادر است تا در برابر کاهش فرکانس به‌صورت گسترده مقاومت کند(Linaro et al., 2023). علاوه بر این با آگاهی از وضعیت اینرسی شبکه، می‌توان پاسخ فرکانسی سیستم در مقابل اغتشاشات را به خوبی ارزیابی کرده که خود منجر به طراحی مناسب سیستمهای کنترلی شبکه خواهد شد.

روشهای تخمین اینرسی را می‌توان از دیدگاه افق زمانی به سه رده آفلاین، آنلاین و متدهای پیش‌بینی طبقه‌بندی کرد. هدف روش‌های آفلاین، تخمین سطح اینرسی به ازای اختلالات فرکانسی بزرگ، هدف روش‌های آنلاین، تخمین لحظه‌ای اینرسی بر اساس اندازه‌گیری‌های قابل‌دسترس و هدف از متدهای پیش‌بینی، تخمین اینرسی مورد انتظار سیستم در آینده است. در روش‌های آفلاین، اینرسی کل تجهیزات شبکه، شامل ژنراتورها، بارها و ... پس از وقوع یک اختلال فرکانسی بزرگ (که در آن مقدار عدم تعادل توان مربوط به اختلال به طور دقیق مشخص است)، تخمین زده می‌شود. دقت این روشها تحت تأثیر برخی عوامل قرار گرفته و به همین دلیل ممکن است همه رویدادها برای تخمین اینرسی به روش آفلاین مناسب نباشند. این عوامل شامل دانستن اندازه تلفات و زمان شروع رویداد به‌طور دقیق و دقت محاسبه نرخ تغییر فرکانس به دلیل وجود نوسانات و نویز است (Bian et al., 2017). رده دوم، یعنی روشهای آنلاین را می‌توان با شاخص تفکیک زمانی به سه گروه روش‌های کران پایین، روش‌های گسسته و روش‌های پیوسته تقسیم‌بندی نمود. در روش‌های کران پایین، با جمع‌کردن اینرسی ژنراتورهای سنکرون متصل به شبکه، اینرسی سیستم انتقال را تقریب می‌زنند. به هر حال، مقادیر دقیق ثابت‌های اینرسی ژنراتورها معمولا برای اپراتورهای سیستم انتقال در دسترس نیست (Linaro et al., 2023). روش‌های گسسته دارای دو حوزه کاری هستند: روش‌هایی که مستقیماً با داده‌های زمانی سر و کار دارند و روش‌هایی که در حوزه مدال کار نموده و اینرسی را بر اساس نوسانات بین ناحیه‌ای تخمین می‌زنند (Wang et al., 2020) و (Panda et al., 2019b). گروه سوم یعنی روش‌های پیوسته متکی بر اندازه‌گیری‌های فرکانسی و تخمین پیوسته عدم تعادل توان در سیستم هستند. این روش‌ها، اینرسی را در حوزه زمان، حوزه لاپلاس و مدال تخمین می‌زنند. شایان ذکر است که تخمین پیوسته عدم تعادل توان در طول عملکرد نرمال شبکه کاری دشوار است و ضعف در تخمین عدم تعادل توان از مشکلات اساسی روشهای پیوسته است، به‌طوری‌که دقت و اعتبار روش‌های تخمین اینرسی پیوسته به خوبی اثبات نشده است (Tuttelberg et al., 2018) و (Panda et al., 2019a). رده سوم روشهای تخمین اینرسی، متدهای پیش‌بینی بوده که به کمک آن‌ها زمان در معرض خطر قرار داشتن سیستم مشخص می‌گردد. پیش‌بینی در هر دوره باید تخمینی از پایین‌ترین سطح اینرسی شبکه در آن دوره باشد. به همین دلیل، به تفکیک زمانی بالاتری نیاز دارد، به ویژه اگر تغییرات زیادی در یک دوره زمانی در شبکه رخ دهد (Du & Matevosyan, 2017). توسعه مدل‌های پیش‌بینی اینرسی به دلیل کم‌بودن تعداد داده‌های موجود با چالش مواجه است و لذا امروزه، روشهای تخمین آنلاین اینرسی شبکه و از آن میان روشهای آنلاین گسسته به شکل گسترده‌ای مورد استفاده قرار می‌گیرند. دو چالش اساسی این روشها در تخمین اینرسی، مناسب بودن اختلال و تخمین دقیق اندازه اختلال است (Schiffer et al., 2019) و (Prabhakar et al., 2022).

در این مقاله، یک روش جامع برای تخمین اینرسی یک شبکه قدرت به صورت آنلاین ارائه می‌شود. این روش براساس نوسانات بین‌ناحیه‌ای و وقوع اختلال است لذا جزو روشهای آنلاین گسسته تخمین اینرسی قرار می‌گیرد. روش پیشنهادی براساس نوسانات بین‌ناحیه‌ای بوده و ابتدا با یافتن ژنراتورهای همنوا، کل شبکه را به دو ناحیه تقسیم می‌کند. سپس با یافتن پارامترهای معادل دو ناحیه و استفاده از معادلات نوسانی بین دو ناحیه‌ای به تخمین اینرسی و ضریب میرایی می‌پردازد. در این روش بر خلاف مقالات قبلی، از سیگنال زاویه ولتاژ به جای توان عبوری از خط ارتباطی، برای تخمین مدهای سیستم بهره گرفته می‌شود. نشان داده می‌شود که این سیگنال، نتایج بهتری را ارائه می‌دهد. مدهای سیستم نیز توسط روش پرونی از سیگنال زاویه ولتاژ استخراج می‌شود. همچنین تاثیر واحدهای تجدیدپذیر بر کاهش اینرسی شبکه نیز طبق سناریویی مورد بحث و بررسی قرار می‌گیرد.

نوآوریهای مقاله به شرح زیر است:

- ارایه روشی جامع که قادر است به صورت آنلاین ثابت اینرسی و ضریب میرایی شبکه را پس از وقوع هر اختلال تخمین بزند.
- استفاده از روش پرونی برای استخراج مدهای نوسانی
- استفاده از سیگنال زاویه ولتاژ به جای سیگنال توان عبوری. این سیگنال به راحتی در دستگاههای PMU جدید در دسترس است.

ساختار مقاله به ترتیب ذیل است: در بخش ۲ به بیان رابطه بین پارامترهای نوسان و پارامترهای دینامیکی یک سیستم تک‌ناحیه پرداخته شده و در بخش ۳ این روش، برای سیستم‌های قدرت به‌هم‌پیوسته چند ناحیه‌ای تعمیم و روش پیشنهادی برای تخمین اینرسی و ضریب میرایی اینگونه سیستمها ارائه می‌شود. در بخش ۴، با استفاده از شبکه ۳۹ باس IEEE ، شبیه‌سازی روش پیشنهادی صورت گرفته و نتایج روش بیان می‌گردد. بخش ۵ به ارایه روشی برای بهبود نتایج و کم نمودن خطای تخمین پرداخته و درنهایت در بخش ۶ نتیجه‌گیری و پیشنهادها گزارش می‌شود.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-04]

۲- رابطه بین پارامترهای یک سیستم تک‌ناحیه و نوسانات الکترومکانیکی

برای درک پاسخ و رفتار یک شبکه قدرت لازم است که معادله نوسان یا سوئینگ آن بررسی شود. معادله خطی نوسان سرعت یک سیستم تک ماشین متصل به باس بی‌نهایت در حوزه لاپلاس به‌صورت رابطه (۱) است (Kundur & Malik, 2022):

$$(۲H)\, s^{۲}\Delta\omega_r(s) + D\, s\, \Delta\omega_r(s) + \omega_{۰}\, P_{e.}\, \cot(\delta_{۰})\, \Delta\omega_r(s) = \Delta P_m \quad (۱)$$

که در آن H ثابت اینرسی ماشین، $\Delta\omega_r$ تغییرات سرعت، D ضریب میرایی، $\omega_{۰}$ ، $P_{e.}$ و $\delta_{۰}$ به ترتیب سرعت، توان الکتریکی و زاویه توان ماشین در حالت ماندگار است. ΔP_m نیز تغییرات مکانیکی ماشین در حالت بروز نوسان است که با توجه به ثابت بودن تقریبی توان مکانیکی در طول نوسان (با چشم پوشی از اثر گاورنر) می‌تواند برابر صفر قرار گیرد. مقادیر ویژه معادله دیفرانسیل همگن فوق به‌صورت رابطه (۲) خواهد بود:

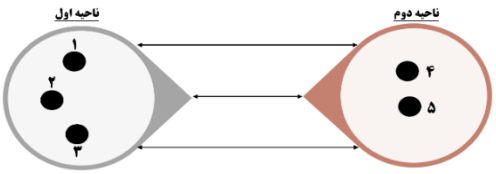
$$s_{۱۲} = \frac{-D}{۴H} \pm \frac{\sqrt{D^{۲} - ۸\omega_{۰}\, H\, P_{e.}\, \cot(\delta_{۰})}}{۴H} \quad (۲)$$

بر اساس نظریه مدال برای سیستم تک ماشین متصل به باس بی‌نهایت رابطه بین پارامترهای سیستم قدرت شامل ثابت اینرسی H و ضریب میرایی D با پارامترهای مدهای نوسانی شامل فرکانس نوسانات f_d و میرایی α به‌صورت رابطه (۳) خواهد بود (Kundur & Malik, 2022):

$$۲\Pi\, f_d = \frac{\sqrt{D^{۲} - ۸\omega_{۰} H\, P_{e.}\, \cot(\delta_{۰})}}{۴H}, \quad \alpha = \frac{-D}{۴H} \quad (۳)$$

۳- روش پیشنهادی برای تخمین اینرسی سیستم‌های قدرت به هم پیوسته

شبکه قدرت به هم پیوسته‌ای را در نظر بگیرید. به محض بروز اختلال در شبکه، می‌توان آن را به دو ناحیه مجزا تقسیم کرد که با خطوط ارتباطی به یکدیگر متصل شده‌اند و نوسان ژنراتورهای هر ناحیه نسبت به ناحیه دیگر عکس یکدیگر است (شکل ۱).



شکل ۱: معادل دو ناحیه‌ای از یک شبکه قدرت به هم پیوسته

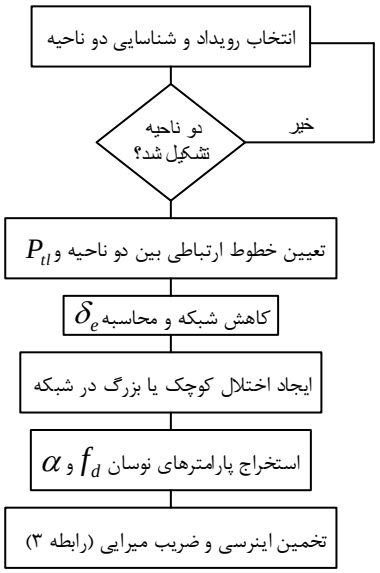
در اینصورت معادلات نوسان و روابط خطی شده آن به شکل زیر خواهد بود (Kundur & Malik, 2022):

$$\left.\begin{aligned}\dot{\delta}_e &= \omega_{۰}(\omega_e - ۱)\\ ۲H_e\dot{\omega}_e &= P_m - P_{tl} - D_e(\omega_e - \omega_{۰})\end{aligned}\right\} \underline{Linearization}$$

$$\left.\begin{aligned}s\,\Delta\delta_e(s) &= \omega_{۰}\,\Delta\omega_e(s)\\ ۲H_e\, s\,\Delta\omega_e(s) &= \Delta P_m - P_{tl.}\cot(\delta_{۰})\,\Delta\delta_e(s) - D_e\,\Delta\omega_e(s)\end{aligned}\right\} \Rightarrow \quad (۴)$$

$$s^{۲}\,۲H_e\Delta\omega_e(s) + s\,D_e\Delta\omega_e(s) + \omega_{۰}P_{tl.}\cot(\delta_{e۰})\Delta\omega_e(s) = ۰$$

در رابطه فوق، $\delta_{e.} = \delta_{۱} - \delta_{۲}$ اختلاف زاویه توان معادل دو ناحیه، $\omega_e = \omega_{۱} - \omega_{۲}$ اختلاف سرعت زاویه‌ای معادل دو ناحیه، $P_{tl.}$ توان اکتیو انتقالی بین دو ناحیه ، D_e ضریب میرایی معادل دو ناحیه و H_e اینرسی معادل سیستم است. همانطور که مشاهده می‌شود معادله نوسان سیستم دو ناحیه‌ای شبیه به سیستم تک ماشینه متصل به باس بینهایت است و تنها کافی است اختلاف زاویه روتور و اختلاف سرعت زاویه‌ای به عنوان متغیرهای حالت جدید در نظر گرفته شوند. لذا می‌توان از نتایج سیستم قدرت تک ماشینه متصل به باس بینهایت برای سیستم‌های بهم پیوسته دو ناحیه‌ای که خود معادل یک شبکه قدرت به هم پیوسته است نیز استفاده کرد. در این حالت، اینرسی و ضریب میرایی معادل سیستم، پس از یافتن پارامترهای نوسانات الکترومکانیکی (f_d و α)، اختلاف زاویه توان معادل (δ_{e0}) و توان اکتیو انتقالی بین دو ناحیه ($P_{tl.}$) و از طریق معادله (۳) قابل تخمین است. بر مبنای مطالب فوق، فلوچارت روش پیشنهادی این مقاله در شکل ۲ آمده است.



شکل (۲): فلوچارت روش تخمین پیشنهادی

همانطور که مشاهده می‌شود در روش پیشنهادی و در شروع کار باید شبکه را به دو گروه ژنراتورهای همنوا تقسیم کرد. در این مقاله با استفاده از یکی از تکنیکهای کارا و موثر تشخیص همنوایی، شبکه به دو گروه ژنراتورهای همنوا تقسیم می‌شود. پس از شناسایی دو گروه همنوا، ابتدا خطوط ارتباطی بین دو ناحیه تعیین شده تا به ازای وقوع یک اختلال واقعی در سیستم قدرت، مقدار توان انتقالی بین دو ناحیه قابل تشخیص باشد. در ادامه برای محاسبه امپدانس خط ارتباطی، ابتدا باسهای متصل به بار شبکه در هر گروه حذف و شبکه‌ای معادل شبکه

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-04]

اصلیِ هر گروه و شامل تنها باسهای ژنراتوری آن گروه تشکیل می‌گردد. سپس کلیه ژنراتورهای همپا در یک گروه با یک ژنراتور معادل جایگزین می‌شوند. در واقع، در نهایت در هر گروه تنها یک ژنراتور و یک راکتانس معادل باقی می‌ماند و اختلاف زاویه توان بین دو گروه با رابطه‌ای ساده محاسبه می‌گردد. با محاسبات فوق، و در صورت وقوع اختلالی در شبکه می‌توان به شکل آنلاین پارامترهای نوسانی شبکه شامل ثابت اینرسی و ضریب میرایی معادل آن را تخمین زد. به این صورت که به ازای وقوع هر رخدادی در شبکه، ابتدا مشخصه‌های مدهای نوسانی سیستم توسط روش پرونی از یک سیگنال شبکه مانند توان اکتیو انتقالی بین دو ناحیه، استخراج شده و سپس با استفاده رابطه (۳)، اینرسی و ضریب میرایی سیستم تخمین زده می‌شود. نکته دیگری که وجود دارد این است که سیستم‌های قدرت به‌هم‌پیوسته برخلاف سیستم‌های تک ناحیه‌ای، دارای دو نوع مد نوسانی هستند، مد نوسانی محلی و مد نوسانی بین ناحیه‌ای. مدهای محلی که فرکانسی در محدوده ۱ تا ۲ هرتز دارند با گروه کوچکی از ژنراتورها در ارتباطند که در برابر یک سیستم بسیار بزرگ نوسان می‌کنند. در مقابل مدهای بین‌ناحیه‌ای با فرکانس در محدوده ۰/۱ تا ۱ هرتز، یک گروه از ژنراتورها را در برابر گروه دیگری از ژنراتورها (با فواصل طولانی از یکدیگر) در بر می‌گیرند (Jan-E-Alam, 2009). در این مقاله از مدهای بین ناحیه‌ای برای تخمین پارامترهای نوسانی سیستم استفاده خواهد شد. در ادامه جزییات روش پیشنهادی به تفضیل بیان می‌شود.

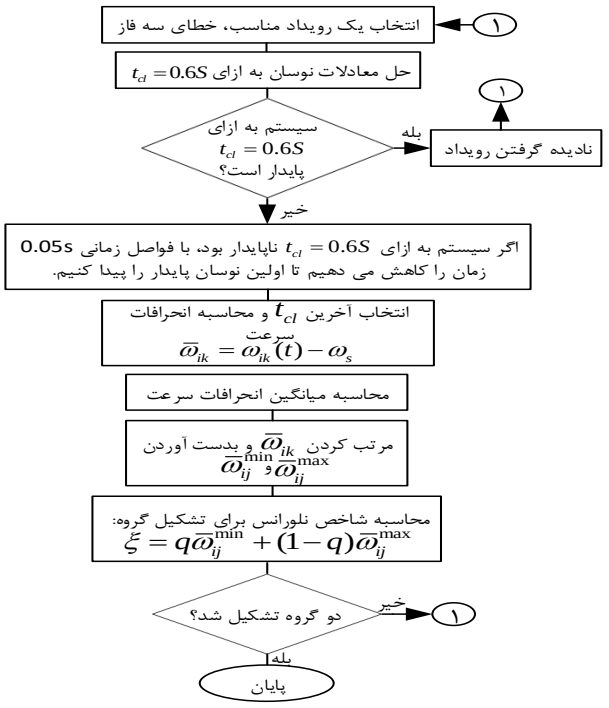
۳-۱ تعیین توان اکتیو انتقالی بین دو ناحیه

همان‌طور که گفته شد، برای محاسبه توان اکتیو انتقالی بین دو ناحیه در ابتدا لازم است که سیستم قدرت به دو ناحیه همنوا تقسیم شود. جهت تقسیم سیستم قدرت به دو ناحیه همنوا، الگوریتمهای مختلفی ارائه شده است. در این مقاله معیار انحراف سرعت زاویه‌ای برای شناسایی ماشین‌های همنوا مورد استفاده قرار می‌گیرد (Mariotto et al., 2010). فلوچارت الگوریتم مورداستفاده در شکل (۳) خلاصه شده است.

در روش فوق، q شاخص کیفیت همنوایی نام داشته که در این مقاله برابر دو (نیاز به دو ناحیه همنوا) انتخاب شده است. پس از اعمال الگوریتم فوق روی شبکه قدرت مورد نظر، دو ناحیه همنوا به‌صورت شکل (۱) از یکدیگر تفکیک شده و توان اکتیو انتقالی بین دو ناحیه به‌راحتی محاسبه می‌شود.

۳-۲ تعیین اختلاف زاویه معادل بین دو ناحیه

برای یافتن اختلاف زاویه معادل بین دو ناحیه و از آنجا که خطوط ارتباطی بین دو ناحیه دارای گره‌های اتصال متفاوتی هستند لذا به دست آوردن آن به سادگی توان اکتیو انتقالی امکان‌پذیر نیست. از طرفی در شبکه انتقال اندازه ولتاژ باس‌ها در حالت پایدار حدودا یک پریونیت است و با توجه به این‌که از مقاومت خطوط نیز می‌توان



شکل ۳: فلوچارت روش شناسایی گروه های همنوا

صرف‌نظر کرد، درنتیجه اختلاف زاویه بین دو ناحیه همنوا می‌تواند توسط رابطه (۵) محاسبه می‌شود:

$$\delta_{e.} \approx \sin^{-1}(P_{tl}.X_e) \qquad (۵)$$

که X_e راکتانس معادل بین دو ناحیه است و به دست آوردن آن نیازمند استفاده از تکنیک‌های کاهش شبکه است. فرایند کاهش شبکه در دو مرحله انجام می‌شود. در مرحله اول تمام باس‌های متصل به بار شبکه حذف می‌شوند تا فقط باس‌های ژنراتوری باقی بمانند و در مرحله دوم باس‌های ژنراتوری مربوط به ماشین‌های همنوا معادل‌سازی می‌شوند تا درنهایت شبکه‌ای با دو باس ژنراتوری معادل بوجود آید. حال می‌توان، راکتانس معادل بین دو ناحیه یعنی X_e را از طریق ماتریس ادمیتانس متناظر با دو ناحیه معادل ژنراتورهای همنوا محاسبه نمود. این دو مرحله در ادامه توضیح داده خواهد شد.

۳-۲-۱ حذف باسهای متصل به بار

در این مقاله از روش ward جهت حذف باسهای متصل به بار استفاده شده است (Baldwin et al., 1994). در این روش، ابتدا معادلات شبکه به فرم $Y_{bus}V=I$ مرتب می‌شوند. سپس با حذف k امین باس، ماتریس ادمیتانس و بردارهای جریان به‌صورت رابطه زیر اصلاح می‌شوند:

$$Y'_{ij}=Y_{ij}-\frac{Y_{ik}\,Y_{kj}}{Y_{kk}};\ i,j=1,\ldots,n;\ i,j\neq k$$

$$I'_i=I_i-\frac{Y_{ik}}{Y_{kk}}I_k;\ i=1,\ldots,n;\ \ i\neq k \qquad (۶)$$

حذف باسهای متصل به بار به همین شکل ادامه می‌یابد تا اینکه فقط باسهای ژنراتوری باقی بمانند.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-04]

۳-۲-۲ معادل‌سازی ژنراتورهای همنوا

دو ژنراتور همنوا، ژنراتورهایی هستند که با سرعت زاویه‌ای مشابه و نزدیک به هم (اختلاف سرعتها از یک عدد کوچک و از پیش تعیین شده مانند ξ کمتر است) و با نسبت ولتاژ پایانه ثابت ($\frac{V_i}{V_j}=b=Cte$) نوسان می‌کنند. با اعمال تعریف فوق بر روی باسهای ژنراتوری همنوای i و j خواهیم داشت:

$$I_e=I_j+b^* I_i \qquad (۷)$$

که در آن b عددی ثابت بوده و I_e جریان معادل دو ژنراتور همنوا است. به‌این‌ترتیب باسهای ژنراتورهای همنوای موجود در یک ناحیه، یکی‌یکی کاهش یافته تا در نهایت در هر ناحیه یک باس ژنراتوری معادل باقی بماند.

۳-۳ تعیین پارامترهای نوسانات الکترومکانیکی

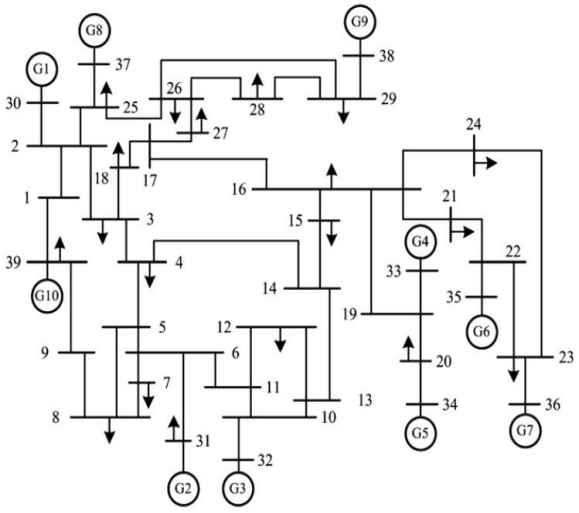
شناسایی پارامترهای نوسان به‌طور قابل‌توجهی نتایج تخمین را تحت تأثیر قرار می‌دهد. این پارامترها تحت تاثیر عواملی چون تغییر امپدانس خطوط ارتباطی و تغییر توان عبوری از خطوط قرار دارند. به منظور بررسی دقیق نوسانات بین ناحیه‌ای و شناسایی مدهای آن، تکنیکهای بسیاری ارائه شده است. در این مقاله از آنالیز پرونی برای اینکار استفاده می‌شود (Grund et al., 1993). این روش که در واقع اصلاحی از روش فوریه است فرکانسهای پایین موجود در یک سیگنال را به شکل موثری حتی در حضور نویز شناسایی و استخراج می‌کند (Mohamed et al., 2022). در این روش، سیگنال به صورت مجموعه‌ای از سیگنال‌های سینوسی میرا شده در نظر گرفته شده و گروهی از مؤلفه‌های نمایی بر روی سیگنال به صورت خطی برازش می‌شوند (Ray, 2017):

$$Y_k=\sum_{N=.}^{N-1} A_n\, e^{\sigma n t}\cos(2\pi f_n\, t+\theta_n),\quad n=1,2,3,... \qquad (۸)$$

که در آن A_n دامنه، σ ضریب میرایی، f_n فرکانس و θ_n زاویه فاز مد n ام هستند. هر مؤلفه نمایی با یک فرکانس مشخص به عنوان یک مد متمایز از سیگنال اصلی در نظر گرفته می‌شود.

۴- شبیه‌سازی و نتایج

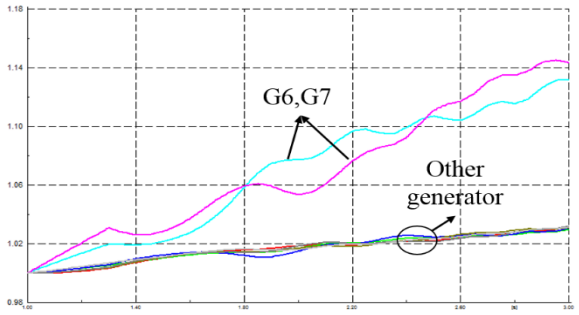
در این بخش، روش تخمین اینرسی پیشنهادی بر روی سیستم استاندارد IEEE 39 bus تحت شرایط مختلف اعمال می‌شود (شکل ۴). با توجه به این‌که ژنراتور و بار موجود بر روی باس ۳۹ این شبکه معادل یک ناحیه بزرگ است لذا دارای اینرسی بسیار بزرگی خواهد بود. بنابراین جهت این‌که شرایط بهره‌برداری سیستم تقریباً مشابه باحالت واقعی سیستم باشد در این مقاله از وجود آن‌ها صرف‌نظر شده است. همچنین فرض شده است که هیچ‌یک از ژنراتورها به تجهیزات کنترلی از قبیل پایدارساز ، گاورنر و ... مجهز نمی‌باشند. این فرض در اصل ماجرا تفاوتی ایجاد نمی‌کند و روش پیشنهادی در حضور این تجهیزات نیز عمل نموده و صرفا برای سادگی این فرض در نظر گرفته شده است. تنها تفاوتی که وجود دارد این است که در حضور تجهیزات کنترلی، تعداد مدهای نوسانی سیستم بسیار بیشتر شده و لازم است از بین آنها مد نوسانی بین ناحیه‌ای با ملاحظات بیشتری استخراج شود. تمام پارامترهای سیستم، مشابه با سیستم اصلی است. اینرسی ژنراتورها تحت ظرفیت نامی یکسان ۱۰۰۰ مگاولت آمپر محاسبه شده است. سناریوها به‌گونه‌ای انتخاب‌شده‌اند که کارایی روش پیشنهادی تحت شرایط مختلف شبکه مورد آزمون قرار گیرد.



شکل ۴: شبکه تحت آزمون

۴-۱ سناریو اول

برای تعیین گروه‌های همنوا، فرض می‌شود که یک خطای سه فاز بر روی باس ۲۳ رخ دهد. بر اساس شبیه‌سازی و روش شناسایی ژنراتورهای همنوا (فلوچارت شکل ۳)، مشخص می‌شود که سیستم به ازای تمام اتصال‌کوتاه‌های باس ۲۳ با زمان‌های پاک‌سازی کمتر از ۳۰۰ میلی‌ثانیه پایدار است؛ بنابراین زمان پاک‌سازی ۳۰۰ میلی‌ثانیه به‌عنوان حد زمان پاک‌سازی که به ازای آن و زمانهای بیشتر از آن شبکه ناپایدار است، انتخاب می‌شود. بر این اساس و تحت الگوریتم شکل ۳، با انتخاب q برابر ۲، شبکه به دو گروه همنوا تقسیم می‌شود: گروه اول شامل ژنراتورهای ۶ و ۷ و گروه دوم شامل سایر ژنراتورها. شکل (۵) نحوه نوسان این دو گروه همنوا را نشان می‌دهد.



شکل ۵: نوسان ژنراتورهای همنوا در سناریو اول

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-04]

با مشخص شدن دو ناحیه همنوا، اکنون توان اکتیو انتقالی بین دو ناحیه در حالت پایدار از رابطه $P_{tl.} = P_{۴-۱۴} + P_{۱۳-۱۴} + P_{۱۶-۱۷} + P_{۱۶-۱۹}$ برابر ۲/۷۸ بدست می‌آید.

برای تعیین اختلاف زاویه معادل بین دو ناحیه، ابتدا بر اساس روش ward باید باسهای غیر ژنراتوری شبکه یعنی باسهای ۱ تا ۲۹ حذف شوند. برای اینکار و بر اساس رابطه ۶، معادلات شبکه به فرم معادله (۹) تغییر پیدا می‌کنند:

$$\begin{bmatrix} I_{۳۰} \\ I_{۳۱} \\ \vdots \\ I_{۳۸} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y'_{۳۰.۳۰} & Y'_{۳۰.۳۱} & \cdots & Y'_{۳۰.۳۸} \\ Y'_{۳۱۳۰.} & Y'_{۳۱۳۱} & \cdots & Y'_{۳۱۳۸} \\ \ddots & \ddots & \ddots & \vdots \\ Y'_{۳۸۳۰.} & Y'_{۳۸۳۱} & \cdots & Y'_{۳۸۳۸} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{۳۰} \\ V_{۳۱} \\ \vdots \\ V_{۳۸} \end{bmatrix} \quad (۹)$$

درنهایت پس از معادل‌سازی باسهای ژنراتورهای همنوا در هر ناحیه (ژنراتورهای همنوا در هر گروه با یک ژنراتور معادل که در باسهای شماره ۳۱ و ۳۵ قرار می‌گیرند انجام شده است)، معادلات شبکه به‌صورت معادله (۱۰) ساده می‌شوند:

$$\begin{bmatrix} I_{۳۱}^{eq} \\ I_{۳۵}^{eq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{۳۱۳۱}^{eq} & Y_{۳۱۳۵}^{eq} \\ Y_{۳۵۳۱}^{eq} & Y_{۳۵۳۵}^{eq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{۳۱} \\ V_{۳۵} \end{bmatrix} \quad (۱۰)$$

با مشخص شدن راکتانس معادل بین دو ناحیه از رابطه ۱۰ (اندوکتانس غیر قطری ماتریس) برابر ۰/۰۶ ، اختلاف زاویه معادل بین دو ناحیه نیز از رابطه ۵ برابر ۹/۶ محاسبه می‌گردد.

پس از تعیین مقادیر توان اکتیو انتقالی و اختلاف زاویه معادل بین دو ناحیه، می‌توان به ازای وقوع هر حادثه‌ای، اینرسی و ضریب میرایی سیستم را به طور همزمان و آنلاین تخمین زد. فرض کنید که یک اتصال کوتاه سه فاز بر روی باس ۲ رخ دهد و پس از ۵۰ میلی‌ثانیه برطرف شود. به‌منظور استخراج پارامترهای نوسان، یکی از کمیات شیکه باید انتخاب گردد. در این قسمت، از سیگنال توان اکتیو انتقالی بین دو ناحیه استفاده می‌شود. از آنجا که روش تخمین اینرسی پیشنهادی بر اساس پارامترهای نوسان بین ناحیه‌ای است، لذا باید مدی انتخاب شود که فرکانس آن در محدوده ۰/۱ تا ۱ هرتز باشد. بر اساس روش پرونی مشخص می‌شود که سیگنال توان انتقالی به ازای وقوع اتصال کوتاه ذکرشده، دارای یک مد بین ناحیه‌ای با فرکانس ۰/۸۹ و میرایی ۰/۴۳- است؛ بنابراین بر اساس روابط (۳)، نتایج تخمین اینرسی و ضریب میرایی شبکه محاسبه می‌شود که نتایج در جدول ۱ آمده است. در این جدول و برای مقایسه، نتایج روش مرجع (Cai et al., 2019)، نیز آورده شده است.

جدول(۱): نتایج تخمین بر اساس سناریو اول

پارامتر	مقدار تخمینی	خطای روش پیشنهادی	خطا (Cai et al., (2019)
ثابت اینرسی	۱/۶۴	**۴/٪۲۷**	۴/٪۵۱
ضریب میرایی	۲/۸۲	۷/٪۴۵	**۷/٪۱۳**

۴-۲ سناریو دوم

در این سناریو، هدف نشان دادن کارایی روش پیشنهادی در زمان تغییر اینرسی شبکه است (به عنوان مثال ورود منابع تجدید پذیر به شبکه که دارای اینرسی پایینی هستند و جایگزینی آنها با ژنراتورهای سنکرون). به این منظور، ژنراتور متصل به باس ۳۰ که نسبت به سایر ژنراتورها اینرسی بالاتری دارد از مدار خارج می‌کنیم. پس از مشخص شدن گروه‌های همنوا و حذف باسهای متصل به بار و معادل‌یابی ژنراتورها، توان اکتیو انتقالی برابر ۱/۰۱و ۳/۴۷ درجه محاسبه می‌شوند.

حال فرض می‌شود که اتصال کوتاهی سه فاز بر روی باس ۱۱ رخ داده و پس از ۵۰ میلی‌ثانیه برطرف می‌شود. تحت این شرایط پارامترهای نوسان توان بین ناحیه‌ای برابر $f = ۰.۹۶$ و $\sigma = -۰.۴۶$ بوده و نتایج تخمین براساس روش پیشنهادی در جدول (۲) آورده شده‌اند.

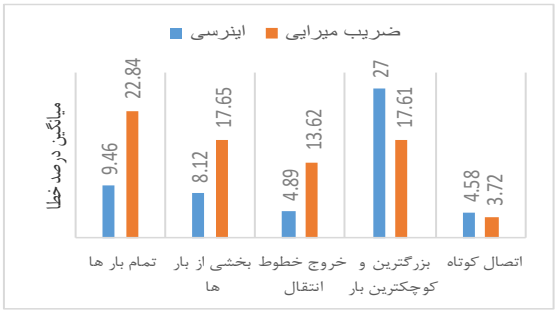
جدول(۲): نتایج تخمین بر اساس سناریو دوم

پارامتر	مقدار تخمینی	خطا	خطا (مرجع(Cai et al., 2019))
ثابت اینرسی	۱/۴۳	**۴/٪۸۹**	۵/٪۹۸
ضریب میرایی	۲/۶۴	**۰/٪۳۷**	۹/٪۶

۴-۳ سناریو سوم

یکی از قابلیت‌های دیگر روش پیشنهادی این است که برای تخمین ثابت اینرسی و ضریب میرایی شبکه، لزوماً به بروز اختلال بزرگ مانند اتصال کوتاه نیازی نیست. به همین منظور و در این قسمت، در دو سناریو اول و دوم به ازای تغییرات مختلف بار و خروج خطوط انتقال، ثابت اینرسی و ضریب میرایی شبکه مجددا تخمین زده می‌شوند. تغییرات به این صورت در نظر گرفته شده‌اند : الف- در سناریو اول: تغییر تمامی بارهای سیستم به مدت ۱ ثانیه (افزایش تمامی بارها)، تغییر بزرگترین و کوچکترین بار سیستم (افزایش ۵ و ۹۰ درصدی بارهای ذکرشده) و ب- در سناریوی دوم: تغییر بخشی از بارهای سیستم به مدت ۱ ثانیه (افزایش گام به گام ۲، ۵، ۱۰، ۱۵، ۲۰، ۲۵ و۳۰ درصدی بخشی از بارها)، خروج بزرگترین و کوچکترین خط انتقال از نظر انتقال توان (خط ۲۵-۲۶ و خط ۲۱-۲۲). نتایج تخمین ثابت اینرسی و ضریب میرایی در اثر بروز این اختلالات در شکل (۶) نشان داده شده‌اند. یادآور می‌شود در خصوص تغییرات چندگانه بار، میانگین خطای تخمین در این شکل آمده است.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-04]

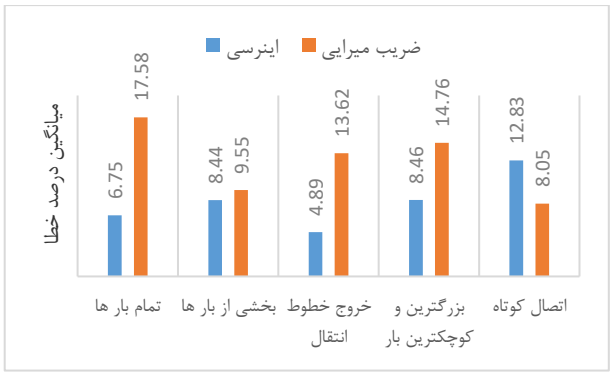


شکل(۶): نتایج تخمین در سناریوی سوم

نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهند که به جز چند مورد، نتایج تخمین به ازای بروز اتصال کوتاه، نسبت به نتایج اختلالات دیگر عموما بهتر بوده و دارای خطای کمتری است ولی به عنوان مثال در سناریوی اول و به ازای تغییر ۲ درصدی تمامی بارها، نتایج تخمین دقیقا مشابه اختلال اتصال کوتاه شده است. علت این امر در پدیدارشدن مدهای نوسان بین‌ناحیه‌ای در سیگنال اندازه‌گیری است و از آنجا که دقت روش پیشنهادی به استخراج پارامترهای نوسان وابسته است لذا منجر به ایجاد چنین خطاهایی می‌شود. حال اگر این تغییرات اولا در سیگنال اندازه‌گیری وجود داشته (رویت پذیر باشد) و همچنین به صورتی تغییر کنند که با استفاده از روش پرونی قابل استخراج باشند درصد خطای نتایج تخمین نیز کاهش می‌یابد. بنابراین علاوه بر روش استخراج بکارگرفته شده جهت استخراج مدهای نوسانی که باید کارایی بسیار بالایی داشته باشد، سیگنالی که پارامترهای نوسانی از آن استخراج می‌شوند نیز باید در کارایی روش پیشنهادی موثر است.

۵- بهبود نتایج تخمین اینرسی و ضریب میرایی

همانطور که در قسمت قبل ذکر شد، با توجه به اینکه روش پیشنهادی از نوسانات الکترومکانیکی برای استخراج مدهای نوسانی بهره می‌برد، درنتیجه جهت بهبود نتایج تخمین به نظر می‌رسد که یکی از راه‌ها استفاده از سیگنال نوسانی دیگری است که توسط آن، پارامترهای نوسان با دقت بهتری استخراج شوند. این بدان معنی است که سیگنال انتخابی باید دارای رویت‌پذیری بالاتری باشد. در بخش‌های قبلی، پارامترهای نوسان بین ناحیه‌ای بر اساس سیگنال توان اکتیو انتقالی استخراج شد. در این قسمت این عمل بر اساس سیگنال زاویه ولتاژ باسها انجام می‌گیرد. این کمیت توسط دستگاههای اندازه‌گیری فیزوری (PMU) که امروزه در بسیاری از شبکه‌های قدرت استفاده می‌شوند اندازه‌گیری شده و به راحتی در دسترس است. به همین منظور سناریوهای قبل بر اساس سیگنال زاویه ولتاژ باس ها تکرار شده و نتایج تخمین ثابت اینرسی و ضریب میرایی در شکل (۷) نشان داده‌شده‌اند.



شکل(۷): نتایج تخمین با استفاده از سیگنال زاویه ولتاژ باس

با مقایسه شکلهای (۶) و (۷) مشخص می‌شود که استفاده از سیگنال زاویه ولتاژ باس‌ها به‌طورکلی نتایج بهتری را ارائه می‌دهد. با در نظر گرفتن نتایج فوق می‌توان نتیجه گرفت که سیگنال زاویه ولتاژ نسبت به سیگنال توان اکتیو می‌تواند پارامترهای نوسان را به شکل بهتری تخمین زده و به عبارت دیگر مدهای نوسانی در سیگنال زاویه ولتاژ بهتر تحریک و راحت‌تر شناسایی می‌شوند. درحالی‌که آن‌طور از نتایج پیداست مدهای نوسانی در سیگنال توان اکتیو در برخی حالات پنهان می‌مانند.

۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله یک روش تخمین اینرسی و ضریب میرایی برای سیستم‌های قدرت چند ناحیه‌ای به‌هم‌پیوسته موردبررسی قرار گرفت. این روش بلافاصله پس از وقوع اختلال و به‌صورت آنلاین قابل‌استفاده است. مشخص شد که روش پیشنهادی برای ارائه تخمین لزوماً وابسته به بروز اختلال بزرگ نبوده بلکه به ازای وقوع تغییرات بار کوچک نیز امکان تخمین اینرسی و ضریب میرایی فراهم است. با توجه به اینکه دقت نتایج تخمین تا حدود زیادی به استخراج پارامترهای نوسان الکترومکانیکی وابسته است، جهت بهبود نتایج تخمین از سیگنال زاویه ولتاژ باسها برای استخراج پارامترهای نوسان استفاده شد. تخمین پارامترهای اینرسی و ضریب میرایی با شبیه‌سازی‌های متعددی، اعتبارسنجی شد. مشخص شد که نتایج تخمین اینرسی و ضریب میرایی بر اساس سیگنال توان اکتیو به ترتیب دارای درصد میانگین خطا ۱۰ و ۱۷/۳۲ است که پس از استفاده از سیگنال زاویه ولتاژ، نتایج به ترتیب به مقادیر ۹/۰۳ و ۱۱/۹۴ بهبود پیدا کردند. روش ارائه‌شده برای تخمین اینرسی و ضریب میرایی، دارای دقت خوبی است و به سهولت قابل پیاده‌سازی می‌باشد

کارهای آینده: همانطور که ذکر شد با تغییر شاخص کیفیت همنوایی تعداد گروهها نیز تغییر کرده و سیستم قدرت به چند گروه تقسیم می‌شود. به هر حال، برای یافتن تخمینی از اینرسی کل سیستم با استفاده از روش ارائه شده در این مقاله، سیستم حتما باید به دو ناحیه تقسیم شود. در واقع اگر رویداد انتخابی منجر به تشکیل دو گروه همنوا نشود، مجددا بایستی سراغ رویداد دیگری رفت تا در نهایت منجر به

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-04]

تشخیص دو گروه همنوا شود. به نظر می‌رسد باید روشی ارایه شود که بتوان در صورت تقسیم ژنراتورها به چند گروه مجزا نیز بتوان ثابت اینرسی و ضریب میرایی کل سیستم را تخمین زد.

مراجع

Baldwin, T. L., Mili, L., & Phadke, A. G. (1994). Dynamic ward equivalents for transient stability analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, *9*(1), 59–67.

Bian, Y., Wyman-Pain, H., Li, F., Bhakar, R., Mishra, S., & Padhy, N. (2017). Demand Side Contributions for System Inertia in the GB Power System. *IEEE Transactions on Power Systems*, *PP*, 1. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2773531

Cai, G., Wang, B., Yang, D., Sun, Z., & Wang, L. (2019). Inertia estimation based on observed electromechanical oscillation response for power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, *34*(6), 4291–4299.

Du, P., & Matevosyan, J. (2017). Forecast system inertia condition and its impact to integrate more renewables. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *9*(2), 1531–1533.

Grund, C. E., Paserba, J. J., Hauer, J. F., & Nilsson, S. L. (1993). Comparison of Prony and eigenanalysis for power system control design. *IEEE Transactions on Power Systems*, *8*(3), 964–971.

Jan-E-Alam, M. (2009). A Study on the Presence of Inter-Area Oscillation Mode in Bangladesh Power System Network. *Journal of Electrical Engineering*, *36*(2), 16–21.

Kundur, P. S., & Malik, O. P. (2022). *Power system stability and control*. McGraw-Hill Education.

Linaro, D., Bizzarri, F., del Giudice, D., Pisani, C., Giannuzzi, G., Grillo, S., & Brambilla, A. (2023). Continuous estimation of power system inertia using convolutional neural networks. *Nature Communications*, *14*. https://doi.org/10.1038/s41467-023-40192-2

Mariotto, L., Pinheiro, H., Cardoso, G., Morais, A. P., & Muraro, M. R. (2010). Power systems transient stability indices: an algorithm based on equivalent clusters of coherent generators. *IET Generation, Transmission & Distribution*, *4*(11), 1223–1235.

Mohamed, T., Kezunovic, M., Obradovic, Z., Hu, Y., & Cheng, Z. (2022). Application of Machine Learning to Oscillation Detection using PMU Data based on Prony Analysis. *2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, 1–5.

Panda, R. K., Mohapatra, A., & Srivastava, S. C. (2019a). Application of indirect adaptive control philosophy for inertia estimation. *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*, 478–483.

Panda, R. K., Mohapatra, A., & Srivastava, S. C. (2019b). Online estimation of system inertia in a power network utilizing synchrophasor measurements. *IEEE Transactions on Power Systems*, *35*(4), 3122–3132.

Prabhakar, K., Jain, S. K., & Padhy, P. K. (2022). Inertia estimation in modern power system: A comprehensive review. *Electric Power Systems Research*, *211*, 108222.

Ray, P. (2017). Power system low frequency oscillation mode estimation using wide area measurement systems. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, *20*(2), 598–615.

Schiffer, J., Aristidou, P., & Ortega, R. (2019). Online estimation of power system inertia using dynamic regressor extension and mixing. *IEEE Transactions on Power Systems*, *34*(6), 4993–5001.

Tuttelberg, K., Kilter, J., Wilson, D., & Uhlen, K. (2018). Estimation of power system inertia from ambient wide area measurements. *IEEE Transactions on Power Systems*, *33*(6), 7249–7257.

Wang, B., Yang, D., Cai, G., Ma, J., Chen, Z., & Wang, L. (2020). Online inertia estimation using electromechanical oscillation modal extracted from synchronized ambient data. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, *10*(1), 241–244.

Baldwin, T. L., Mili, L., & Phadke, A. G. (1994). Dynamic ward equivalents for transient stability analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, *9*(1), 59–67.

Bian, Y., Wyman-Pain, H., Li, F., Bhakar, R., Mishra, S., & Padhy, N. (2017). Demand Side Contributions for System Inertia in the GB Power System. *IEEE Transactions on Power Systems*, *PP*, 1. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2773531

Cai, G., Wang, B., Yang, D., Sun, Z., & Wang, L. (2019). Inertia estimation based on observed electromechanical oscillation response for power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, *34*(6), 4291–4299.

Du, P., & Matevosyan, J. (2017). Forecast system inertia condition and its impact to integrate more renewables. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *9*(2), 1531–1533.

Grund, C. E., Paserba, J. J., Hauer, J. F., & Nilsson, S. L. (1993). Comparison of Prony and eigenanalysis for power system control design. *IEEE Transactions on Power Systems*, *8*(3), 964–971.

Jan-E-Alam, M. (2009). A Study on the Presence of Inter-Area Oscillation Mode in Bangladesh Power System Network. *Journal of Electrical Engineering*, *36*(2), 16–21.

Kundur, P. S., & Malik, O. P. (2022). *Power system stability and control*. McGraw-Hill Education.

Linaro, D., Bizzarri, F., del Giudice, D., Pisani, C., Giannuzzi, G., Grillo, S., & Brambilla, A. (2023). Continuous estimation of power system inertia using convolutional neural networks. *Nature Communications*, *14*. https://doi.org/10.1038/s41467-023-40192-2

Mariotto, L., Pinheiro, H., Cardoso, G., Morais, A. P., & Muraro, M. R. (2010). Power systems transient stability indices: an algorithm based on equivalent clusters of coherent generators. *IET Generation, Transmission & Distribution*, *4*(11), 1223–1235.

Mohamed, T., Kezunovic, M., Obradovic, Z., Hu, Y., & Cheng, Z. (2022). Application of Machine Learning to Oscillation Detection using PMU Data based on Prony Analysis. *2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, 1–5.

Panda, R. K., Mohapatra, A., & Srivastava, S. C. (2019a). Application of indirect adaptive control philosophy for inertia estimation. *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*, 478–483.

Panda, R. K., Mohapatra, A., & Srivastava, S. C. (2019b). Online estimation of system inertia in a power network utilizing synchrophasor measurements. *IEEE Transactions on Power Systems*, *35*(4), 3122–3132.

Prabhakar, K., Jain, S. K., & Padhy, P. K. (2022). Inertia estimation in modern power system: A comprehensive review. *Electric Power Systems Research*, *211*, 108222.

Ray, P. (2017). Power system low frequency oscillation mode estimation using wide area measurement systems. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, *20*(2), 598–615.

Schiffer, J., Aristidou, P., & Ortega, R. (2019). Online estimation of power system inertia using dynamic regressor extension and mixing. *IEEE Transactions on Power Systems*, *34*(6), 4993–5001.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-04]

4993–5001.

Tuttelberg, K., Kilter, J., Wilson, D., & Uhlen, K. (2018). Estimation of power system inertia from ambient wide area measurements. *IEEE Transactions on Power Systems*, *33*(6), 7249–7257.

Wang, B., Yang, D., Cai, G., Ma, J., Chen, Z., & Wang, L. (2020). Online inertia estimation using electromechanical oscillation modal extracted from synchronized ambient data. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, *10*(1), 241–244.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-04]