دانشگاه صنعتی سهند

نشریه سامانه‌های غیرخطی در مهندسی برق

دوره ۵- شماره ۱

بهار و تابستان ۱۳۹۷

صفحه ۲۲ الی ۳۸

ISSN: 2322-3146

http://jnsee.sut.ac.ir

ارائه روش تخمین دو مرحله‌ای جهت بهبود تخمین حالت شبکه‌های توزیع الکتریکی

کریم امیری[1]، رسول کاظم‌زاده[2]

[1] دانشجوی دکتری مهندسی برق- قدرت، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه صنعتی سهند، تبریز، ایران، k_amiri@sut.ac.ir

[2] **نویسنده مسئول**، دانشیار مهندسی برق- قدرت، مرکز تحقیقات انرژی های نو، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه صنعتی سهند، تبریز، ایران، r.kazemzadeh@sut.ac.ir

(تاریخ دریافت مقاله: ۱۳۹۶/۶/۲۱ تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۶/۱۲/۲)

چکیده

توسعه منابع انرژی تجدیدپذیر، تولید پراکنده، ذخیره‌ساز انرژی و بارهای کنترل پذیر غیرخطی در شبکه-های توزیع امروزی، باعث شده است که مسئله تخمین حالت در شبکه‌های توزیع هوشمند و اکتیو مورد توجه قرار گیرد. عملکرد مرکز مدیریت انرژی شبکه توزیع، براساس نتایج حاصل از تخمین حالت، استوار است. در این مقاله، تخمین دو مرحله‌ای با پروسه کاهش شبکه، پیشنهاد شده است. با توجه به کمبود اندازه‌گیر در شبکه توزیع، بدست آوردن اطلاعات اولیه دقیق از شرایط شبکه باعث بهبود عملکرد تخمین می‌شود. تخمین حالت اولیه با پروسه کاهش شبکه برای بدست آوردن اطلاعات اولیه دقیق، انجام می‌گیرد. اطلاعات اولیه به عنوان اندازه‌گیر برای بهبود عملکرد تخمین ثانویه، به کار می‌رود. این روش باعث حل مشکل کمبود اندازه‌گیرهای دقیق و بهبود دقت تخمین شبکه، می‌شود. روش موردنظر بر روی شبکه توزیع ۶۹ باسه استاندارد IEEE اعمال می شود و نتایج آن نشان داده شده است.

واژه های کلیدی

تخمین حالت شبکه توزیع الکتریکی،

حداقل مربعات خطای وزندار،

اندازه‌گیر سنکرونیزه، اندازه‌گیر کاذب،

تخمین حالت دو مرحله‌ای.

[Downloaded from journals.sut.ac.ir on 2025-07-20]

Sahand University of Technology

Journal of Nonlinear Systems in Electrical Engineering
Vol.5, No.1,
Spring and Winter 1397
ISSN: 2322 – 3146
http://jnsee.sut.ac.ir

Proposing a Two-Stage Estimation Method to Improve the State Estimation of Electrical Distribution Networks

Karim Amiri[1], Rasool Kazemzadeh[2]

[1] PhD candidate, Department of Electrical Engineering, Sahand University of Technology, Tabriz, Iran, k_amiri@sut.ac.ir

[2] **Corresponding Author**, Associate Prof., Department of Electrical Engineering, Sahand University of Technology, Tabriz, Iran, r.kazemzadeh@sut.ac.ir

ABSTRACT

The development of renewable energy sources, distributed generation, energy storage and nonlinear controllable loads in modern distribution networks has led to the consideration of the state estimation in intelligent and active distribution networks. The performance of the Energy Management Center in distribution network depends on the results of the state estimation. In this paper, two-stage estimation with the network reduction process is proposed. Based on a few measuring devices in distribution network, obtaining accurate. initial information from network conditions improves the performance of state estimation. The initial state estimation along with the network reduction process to obtain accurate initial data. The initial data are used as a measure to improve the performance of secondary estimation. This method solves the problem of scarcity of accurate measurements and improves the accuracy of the state estimation in distribution network. The results of the proposed methodology are demonstrated on the 69 bus of IEEE standard distribution network.

Keywords

[Downloaded from journals.sut.ac.ir on 2025-07-20]

۱- مقدمه

حضور منابع انرژی تجدیدپذیر، تولید پراکنده، ذخیره‌ساز انرژی و بارهای انعطاف‌پذیر غیرخطی قابل کنترل در شبکه‌های توزیع فعال[1] (AD)، به مرور زمان درحال افزایش است. انتقال توان الکتریکی در فیدرهای شبکه AD، دو طرفه است [۱]. مرکز مدیریت انرژی[2] (EMC) برای کنترل موثر و بهره برداری مناسب از شبکه AD به اطلاعات کامل و دقیق از وضعیت شبکه نیاز دارد [۱]. با توجه به پیشرفتهای انجام گرفته در زمینه ادوات اندازه‌گیری و مسائل مخابراتی، تخمین حالت[3] (SE) یک ابزار مناسب جهت مهیا کردن اطلاعات دقیق به صورت بلادرنگ است [۲،۱]. SE، یک رابطه ریاضی بین متغیرهای حالت سیستم و پارامترهای اندازه‌گیری است [۱]. SE، متغیرهای حالت سیستم را با تعداد محدودی از اندازه‌گیرها فراهم می‌کند. SE در شبکه‌های انتقال از سال ۱۹۷۰ میلادی استفاده می‌شود و کارهای تحقیقاتی گسترده‌ای در این سیستم‌ها انجام شده است [۲]. تخمین حالت سیستم توزیع‌شده[4] (DSSE) برای بدست آوردن حالت‌های عملکردی شبکه توزیع، طراحی می‌شود. SE، با تعداد محدودی از اندازه-گیرها، کار می‌کند که ازنظر اقتصادی مقرون به‌صرفه است [۳-۵]. EMC در شبکه‌های توزیع اکتیو و هوشمند، برای کنترل و بهره برداری مناسب به تخمین حالت نیاز اساسی دارد [۴]. شبکه‌های توزیع دارای ساختار شعاعی یا حلقوی ضعیف، نسبت $\frac{R}{X}$ بالا، نامتعادلی و تعداد زیادی باس و بار هستند، این ویژگی‌ها در شبکه توزیع باعث می‌شوند که روش الگوریتم خطای حداقل مربعات وزندار[5] (WLSE) مورد استفاده در شبکه توزیع، نسبت به سیستم قدرت تغییراتی داشته باشد [۱،۶،۷،۸].

در دهه ۱۹۹۰، تحقیقات در مورد موضوع DSSE آغاز شده است [۱،۶،۹،۱۰]. در این دهه، محققان، مبانی اولیه تخمین حالت در شبکه‌های توزیع متعادل و نامتعادل با استفاده از روش WLSE را بیان کرده‌اند. به دلیل تعداد بسیار کم اندازه‌گیرهای شبکه‌های توزیع، تنها دامنه ولتاژ و بار مصرفی در پست اصلی اندازه‌گیری می‌شوند، بنابراین، از اطلاعات پیش بینی بارها به عنوان اندازه‌گیر کاذب[6] (PM) استفاده می‌شود که این نوع اندازه‌گیرها برای مشاهده‌پذیر کردن شبکه توزیع کمک می‌کنند و دقت اندازه‌گیرهای کاذب بسیار پایین است. [۱]، جریان شاخه‌ها را به عنوان متغیر حالت در تخمین حالت شبکه توزیع به کار برده و مزایای این روش نسبت به تخمین حالت بر پایه ولتاژ باسها را استخراج کرده است. همچنین، ایده جریان معادل برای خطی‌سازی تابع اندازه‌گیر توان را مطرح می‌کند. [۹]، از باسهای تزریق صفر (باسهایی از شبکه که مجموع توان اکتیو و راکتیو خالص تولیدی و مصرفی برابر صفر باشد)، به‌عنوان اندازه‌گیر با دقت بسیار بالا استفاده کرده است. همچنین، فرمول‌بندی تخمین حالت در شبکه توزیع سه فاز را به‌صورت روابطی غیرخطی و پیچیده برحسب توان و ولتاژ بیان می‌کند. در [۱۰]، درنظرگرفتن نامتعادلی شبکه توزیع در معادلات تخمین حالت، مفهوم احتمالاتی بودن اطلاعات اندازه‌گیری و تأثیر نامعینی‌هایی مانند محل قرارگیری و مقدار خطای اندازه‌گیرها بر روی دقت تخمین را مورد بررسی قرار گرفته است. تحقیقات انجام گرفته بر روی تخمین حالت شبکه توزیع در دهه ۱۹۹۰ میلادی در مراحل آغازین بود، بنابراین مراجع [۹-۱۱]، هر کدام مواردی از تخمین حالت شبکه توزیع را مورد بررسی قرار داده اند. از سال ۲۰۰۰ میلادی به بعد، تحقیقات تکمیلی در مورد تخمین حالت شبکه‌های توزیع آغاز کرد. مرجع [۱۱]،

[1] Active Distribution
[2] Energy Management Center
[3] State Estimation
[4] Distribution System State Estimation
[5] Weighted Least Square Error
[6] Pseudo Measurement

[Downloaded from journals.sut.ac.ir on 2025-07-20]

ایرادهای [۱] را برطرف نموده و با نرمالیزه کردن معادله جریان، تابع اندازه‌گیر و المانهای ماتریس ژاکوبین را به ترتیب خطی و ثابت بدست می‌آورد، در ادامه، از امپدانس متقابل و راکتانس خط فیدرهای سه فاز شبکه توزیع صرف‌نظر می‌کند که باعث می‌شود، المانهای متقابل بین فازها و قسمت‌های حقیقی و موهومی متغیرهای حالت در حوزه دکارتی در ماتریس بهره صفر شوند، بنابراین، ماتریس بهره قطری‌تر می‌شود، اما این فرضیات، خطاهایی را به SE تزریق می‌کنند. مراجع [۱۳،۱۲]، از واحد اندازه‌گیر فازور [1] (PMU) در DSSE استفاده کرده‌اند. با توجه به اینکه اطلاعات PMU نسبت به زمان مرجع جهانی [2] (UTC) سنجش می‌شود، بنابراین یک باس مرجع جهت محاسبه زاویه باسهای دیگر شبکه توزیع فرض نمی‌شود. فازور ولتاژ باس مرجع، به‌عنوان متغیر حالت به بردار حالت اضافه می‌شود. نتایج حاصل از تخمین حالت بیانگر بهبود عملکرد DSSE در حضور PMU است، اما مسائل دینامیکی و وابستگی اطلاعات اندازه گیر PMU درنظر گرفته نشده است. [۱۴]، به مدل کردن واقعی بار در پروسه تخمین حالت شبکه توزیع سه فاز نامتعادل اشاره دارد که این کار باعث نزدیک شدن شرایط تخمین به واقعیت شبکه می‌شود. مراجع [۲, ۱۵]، یک فرمول‌بندی از تخمین حالت شبکه‌های توزیع بر پایه جریان شاخه‌ها با حضور PMU و منابع تولید پراکنده در دو حوزه قطبی و دکارتی را ارائه کرده‌اند که تنها همبستگی بین اطلاعات اندازه‌گیری PM درنظرگرفته شده است. با توجه به نتایج شبیه سازی [۲]، تخمین بر پایه جریان شاخه‌ها در حوزه دکارتی خطی و ماتریس بهره ثابت است، لذا سرعت و دقت تخمین حالت بهبود یافته است. در سالهای ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۳ میلادی، محققان، کارهای ارزشمندی را در زمینه تخمین حالت شبکه‌های توزیع انجام داده‌اند و روش تخمین حالت براساس جریان شاخه‌ها به مرور زمان بهبود یافته است ولی مشکل کمبود اندازه‌گیرها و دقت مناسب تخمین حالت شبکه توزیع هنوز به طور کامل حل نشده است. در ادامه تحقیقات، مقالات زیادی در طی سال‌های ۲۰۱۴ و ۲۰۱۵ ارائه شده است که اغلب نامعینی‌های مختلف شبکه توزیع و اندازه‌گیرها را بررسی کرده‌اند [۱۸،۱۱،۱۷،۱۶]. مرجع [۱۶]، تأثیر همبستگی اطلاعات اندازه‌گیری بر روی نتایج DSSE را بررسی می‌کند. انواع مختلف اندازه‌گیرها با انواع مختلف همبستگی بین آن‌ها در نظر گرفته‌شده است که درنظر گرفتن همبستگی بین اطلاعات اندازه‌گیری باعث بهبود دقت تخمین شده است. [۱۷]، تاثیر انواع اندازه‌گیرها در تخمین شبکه سه فاز نامتعادل ۱۲۳ باسه استاندارد IEEE را بررسی کرده است. در شرایط استاتیکی، دقت تخمین حالت با اندازه‌گیر غیرسنکرونیزه هوشمند [3] (NSM) برابر با دقت تخمین حالت با PMU بدست آمده است [۱۷]، اما با مقایسه‌ای که بین NSM و PMU در شرایط دینامیکی انجام‌شده است، PMU به‌دلیل عملکرد سنکرونیزه و نرخ نمونه‌برداری سریع عملکرد بهتری را نسبت به NSM مخصوصاً در شرایط تغییرات شدید بار دارد. همچنین، مرجع [۱۷]، تأثیرات نوع مدل خطای وسایل اندازه‌گیری همانند درصد خطای قرائت شده و درصد خطا با مقیاس کامل را بررسی کرده است. دقت اندازه‌گیرها و شناخت کافی از رفتار شبکه، باعث افزایش دقت تخمین می‌شود و ازاین‌رو سرمایه‌گذاری بر روی آگاهی بیشتر از رفتار شبکه موردی اجتناب‌ناپذیر است [۱۷]. [۱۱]، عوامل مؤثر بر پروفیل ولتاژ تخمینی را بررسی می‌کند و با روابط ریاضی اثبات می‌کند که تعداد، دقت و محل اندازه‌گیرها بر تخمین فازور ولتاژ باس‌های شبکه، تأثیر می‌گذارد. نهایتاً، مرجع [۱۸] NSM را مورد بررسی قرار داده است که این نوع اندازه‌گیرها اطلاعات غیرسنکرونیزه با نرخ نمونه‌برداری چند دقیقه (۱۵ دقیقه) را ارائه می‌کنند. بین دو

[1] Phasor Measurement Unit
[2] Universal Time Coordinated
[3] Nonsynchron Smart Meter

[Downloaded from journals.sut.ac.ir on 2025-07-20]

زمان نمونه‌برداری، احتمال تغییر شرایط شبکه و بارها وجود دارد که این تغییرات به‌صورت یک خطا با توزیع نرمال به خطای اندازه‌گیر غیرسنکرونیزه، اضافه می‌شود [۱۸].

باتوجه به تحقیقات انجام شده در زمینه DSSE، هنوز مشکلات تخمین حالت همچون کمبود اندازه‌گیرهای دقیق با نرخ نمونه برداری مناسب، بدست آوردن تخمین متغیرهای حالت بصورت بلادرنگ، حل نشده است. با توجه به معیار هزینه، برخلاف سیستم قدرت PMU در شبکه توزیع حضور گسترده ندارد. شبکه‌های توزیع دارای تعداد بسیار کمی از اندازه‌گیرهای واقعی می‌باشند. استفاده گسترده از وسیله‌های اندازه‌گیری مانند PMU، باعث افزایش هزینه می‌شود که توجیه اقتصادی ندارد. PMU به تعداد بسیار محدود در شبکه‌های توزیع استفاده می‌شود [۲،۱۵-۱۸]. جهت مشاهده‌پذیر کردن شبکه‌های توزیع از اطلاعات گذشته بار و تولید به عنوان اندازه‌گیرهای کاذب با دقت پایین استفاده می‌شود که استفاده گسترده از این نوع اندازه‌گیرها باعث کاهش دقت تخمین می‌شود. بنابراین، باید روشی ارائه کرد تا اطلاعات دقیقی از شرایط شبکه در اختیار تخمین‌گر حالت قرار گیرد و جایگزین اندازه‌گیرهای کاذب شود.

بخش اول مقاله، روش تخمین حالت براساس WLSE را بطورخلاصه ارائه می‌کند. بخش دوم، فرمول‌بندی روش کاهش شبکه و تخمین حالت دو مرحله‌ای را بیان می‌کند. در بخش سوم، نتایج شبیه سازی روش تخمین حالت دو مرحله‌ای براساس کاهش شبکه برای دو سیستم معتبر IEEE در محیط Matlab نمایش داده شده است. در ادامه، این نتایج مورد بررسی قرار می‌گیرد تا ویژگی‌ها و برتریهای این روش نسبت به روش متداول (تخمین حالت براساس جریان شاخه ها با فرض اندازه گیر PMU) مورد استفاده در اکثر مقالات استخراج شود. در بخش آخرمقاله، نتیجه‌گیری بیان می‌شود.

۲- تخمین حالت براساس حداقل مربعات خطای وزندار

در تحقیقات انجام گرفته در زمینه تخمین حالت شبکه توزیع از روش حداقل مربعات خطای وزندار استفاده می‌کنند [۱-۸]. WLSE، یک روش احتمالاتی است و از خطای بین مقادیر اندازه‌گیری و تخمینی استفاده می‌کند.

رابطه (۱)، ارتباط بین مقادیر اندازه‌گیری و متغیرهای حالت را نشان می‌دهد. پارامترهای Y_m، Y_e، $f(\hat{x}_i)$ و e به ترتیب به بردارهای مقادیرصحیح اندازه‌گیری، مقادیر اندازه‌گیری شده، تابع اندازه‌گیری برحسب متغیرهای حالت و خطای وسیله اندازه‌گیر اشاره دارند. $\hat{x}_i$، متغیر حالتiام است. تابع اندازه‌گیری $f(\hat{x}_i)$ باتوجه به پارامتر اندازه‌گیری، ساختار و اطلاعات شبکه، می‌تواند خطی یا غیرخطی باشد [۳].

$$Y_m = Y_e + e = f(\hat{x}_i) + e \qquad (۱)$$

هر وسیله اندازه‌گیری، خطا دارد. خطای وسیله اندازه‌گیری iام (e_i)، به صورت تابع توزیع احتمال نرمال ($PDF(e_i)$) با میانگین صفر و انحراف معیار مشخص (σ_i)، فرض می‌شود که در رابطه (۲) آمده است.

$$PDF(e_i) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_i}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{Y_{m(i)}-Y_{e(i)}}{\sigma_i}\right)^2} \qquad (۲)$$

هدف روش تخمین حالت WLSE، بیشینه کردن تابع توزیع احتمال یا به عبارت دیگرکمینه کردن بخش $(Y_m - Y_e)$ در رابطه (۲) است.

[Downloaded from journals.sut.ac.ir on 2025-07-20]

مقادیر اندازه‌گیری مستقل از هم درنظر گرفته می‌شوند، از اینرو روش WLSE، حاصل‌ضرب تابع توزیع احتمال خطای اندازه‌گیرها را بیشینه می‌کند. اگر P، نشان‌دهنده تابع هدف باشد، WLSE مسئله بهینه کردن تابع هدف (P) را به صورت رابطه (۳) تعریف می‌کند. m و $Max(P)$، به ترتیب تعداد کل اندازه‌گیرهای شبکه و بیشینه مقدار تابع هدف را نشان می‌دهند.

$$Max(P) = PDF(e_1) * PDF(e_2) * \ldots * PDF(e_m) \tag{۳}$$

با انجام عملیات ریاضی، تابع هدف به صورت نمایی در رابطه (۴) ارائه می‌شود. بخش ۲ و ۳ از رابطه (۴)، عبارت‌های ثابتی هستند. همچنین علامت منفی در رابطه (۴) باعث می‌شود تا مسئله بهینه‌سازی به کمینه کردن بخش ۱ از تابع هدف ساده شود.

$$Max(\log P) = \sum_{i=1}^{m} \log PDF(e_i) = -\frac{1}{2}[\sum_{i=1}^{m}(\frac{Y_{m(i)} - Y_{e(i)}}{\sigma_i})^2 - m * \log 2\pi - \sum_{i=1}^{m} \log \sigma_i] \tag{۴}$$

رابطه (۵)، تابع هدف جدید را نشان می‌دهد. که به جای $\log P$ از J که به‌عنوان مجموع باقیمانده مربعات خطای وزندار اندازه‌گیرها نامگذاری می‌شود، استفاده می کند.

$$Min(J) = \sum_{i=1}^{m}(\frac{Y_{m(i)} - f_i(\hat{x})}{\sigma_i})^2 \tag{۵}$$

اگر رابطه (۵) به فرم ماتریسی نوشته شود، رابطه (۶) بدست می آید.

$$J(\hat{x}) = [Y - F(\hat{x})]^T R^{-1} [Y - F(\hat{x})] \tag{۶}$$

رابطه (۷)، ساختار ماتریسی هر یک از بخشهای معادله (۶) را نشان می‌دهد.

$$F(\hat{x}) = \begin{bmatrix} f_1(x_1, \ldots, x_n) \\ . \\ . \\ . \\ f_m(x_1, \ldots, x_n) \end{bmatrix} \quad , Y = [Y_{m,1} \quad Y_{m,2} \quad \ldots \quad Y_{m,m}]^T \quad , R = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & & & & \\ & \sigma_2^2 & & & \\ & & . & & \\ & & & . & \\ & & & & \sigma_m^2 \end{bmatrix} \tag{۷}$$

n تعداد متغیرهای حالت سیستم، $F(\hat{x})$ بردار توابع اندازه‌گیری، Y بردار اندازه‌گیری، R ماتریس کوواریانس قطری اندازه‌گیرها، و σ_i انحراف معیار اندازه‌گیر iام را نشان می‌دهند. $\frac{1}{\sigma_i^2}$، وزن اندازه‌گیر iام در رابطه (۵) است. اگر اندازه‌گیر مقادیر دقیق (مانند اندازه‌گیرهای PMU و NSM) داشته باشد، آنگاه مقدار عددی وزن خطای اندازه‌گیر بزرگ خواهد بود و تاثیر زیادی در تامین دقت تخمین خواهد داشت. اما اگر، اندازه‌گیر دارای دقت پایینی (مانند اندازه‌گیر کاذب) باشد، وزن پایین خواهد داشت که تاثیر آن در تامین دقت تخمین، کم خواهد بود. روش WLSE، از تابع هدف نسبت به متغیرهای حالت گرادیان گرفته و برابر با صفر قرار می‌دهد. رابطه (۸)، مقادیر تخمین را در هر تکرار از روش نیوتن بدست می‌آورد.

$$x^{k+1} = x^k - [G(x^k)]^{-1} g(x^k) \tag{۸}$$

K شمارنده تکرار روش گاوس – نیوتن، و x بردار متغیر حالت است. رابطه (۹)، جزئیات $G(x^k)$ و $g(x^k)$ را نشان می‌دهد.

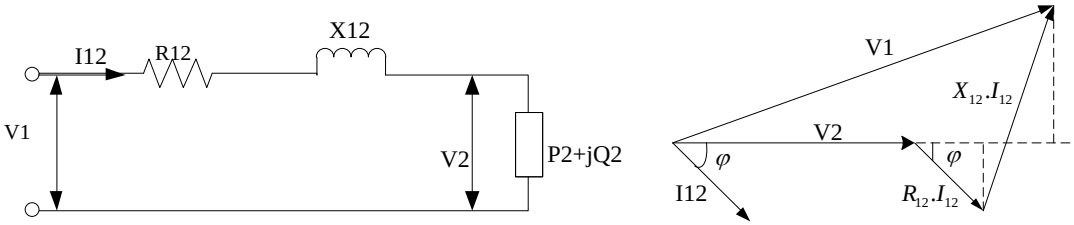
$$H(\hat{x}) = \frac{\partial F(\hat{x})}{\partial \hat{x}} \quad , g(x^k) = H^T(x^k) R^{-1} (Z - F(x^k)) \quad ، G(x^k) = \frac{\partial g(x^k)}{\partial x^k} = H^T(x^k) R^{-1} H(x^k) \tag{۹}$$

[Downloaded from journals.sut.ac.ir on 2025-07-20]

ماتریسهای $G(x^k)$ و $H(\hat{x})$ به ترتیب ماتریس‌های بهره و ژاکوبین روش WLSE هستند که $H(\hat{x})$ از مشتق نسبی هر تابع اندازه-گیری نسبت به متغیرهای حالت به دست می‌آید. بخش بعدی مقاله شامل روش کاهش شبکه و تخمین دو مرحله‌ای براساس WLSE است.

۳-روش کاهش شبکه

شبکه‌های توزیع، تعداد زیادی باس دارند و قرار دادن اندازه‌گیر در هر باس از شبکه، مقرون به صرفه نیست، بنابراین، اطلاعات پیش بین بار به عنوان اندازه‌گیر کاذب در پروسه تخمین استفاده می‌شود. این اندازه‌گیرها انحراف معیار بالایی دارند و با تعداد زیاد در پروسه تخمین حالت شبکه توزیع استفاده می‌شوند، بنابراین دقت تخمین تحت تاثیر این اندازه‌گیرها قرار می‌گیرند. برای حل این مشکل، ایده کاهش شبکه جهت کاهش تعداد باسهای شبکه با حفظ باسهای مهم و بحرانی انجام صورت می‌گیرد. کاهش شبکه از محاسبات افت ولتاژ در شبکه توزیع استفاده می‌کند. شکل (۱)، مدار الکتریکی تکفاز ساده‌ای را نشان می‌دهد. رابطه (۱۰)، افت ولتاژ بوجود آمده بین طرف فرستنده و گیرنده خط شکل (۱) را بدست می‌آورد. بار بصورت پس فاز فرض می-شود. رابطه (۱۱)، از ضرب و تقسیم کردن رابطه (۱۰) بر عبارت $|V_1|$ بدست می‌آید که افت ولتاژ نسبی در طول خط را بر حسب مولفه‌های امپدانس خط، توانهای اکتیو و راکتیو بار طرف گیرنده خط ارائه می‌کند.



الف)مدار الکتریکی تک فاز ساده

ب) دیاگرام فازوری

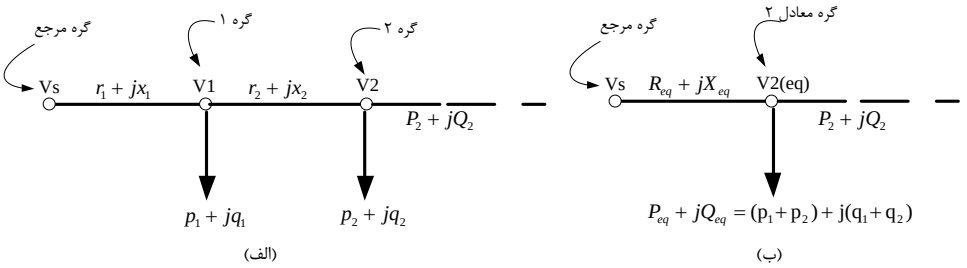
شکل (۱). الف) مدار الکتریکی تکفاز ساده. ب)دیاگرام فازوری مدار الکتریکی ساده.

روابط (۱۰) و (۱۱)، باس‌ها را با هم ترکیب می‌کنند.

$$V_1 - V_2 = (R_{12} + jX_{12}).I_{12} = (R_{12} + jX_{12}).(|I_{12}|.\cos\varphi - j|I_{12}|.\sin\varphi) \cong (R_{12}.|I_{12}|.\cos\varphi + X_{12}.|I_{12}|.\sin\varphi)3 \qquad (۱۰)$$

$$V_1 - V_2 = \frac{(|V_1|.R_{12}.|I_{12}|.\cos\varphi + .|V_1|X_{12}.|I_{12}|.\sin\varphi)}{|V_1|} \Rightarrow V_1 - V_2 = \Delta V_{12} = \frac{(R_{12}.P_2 + X_{12}.Q_2)}{|V_1|} \qquad (۱۱)$$

روابط ترکیب باس‌ها برای دو نمونه از شبکه بیان می‌شوند. نمونه اول، ترکیب دو باس از یک شبکه الکتریکی ساده را نشان می-دهد.شکل ۲، فیدر شعاعی از یک شبکه الکتریکی ساده و شکل کاهش یافته آن را نشان می‌دهد.



شکل (۲). الف) یک نمونه از شبکه الکتریکی شعاعی ساده. ب) شکل کاهش یافته شبکه الکتریکی شعاعی ساده.

[Downloaded from journals.sut.ac.ir on 2025-07-20]

روش کاهش شبکه، روابط (۱۲) و (۱۳) را برای شکل (۲) نشان می‌دهد. امپدانس معادل شبکه کاهش یافته بین باس‌های V_s و $V_2(\mathrm{eq})$ با $Z_{eq} = R_{eq} + j.X_{eq}$ و بار معادل باس $V_2(\mathrm{eq})$، مجموع توان‌های باس‌های ۱و ۲ با $P_{eq} + j.Q_{eq} = (\mathrm{p}_1 + \mathrm{p}_2) + \mathrm{j}.(\mathrm{q}_1 + \mathrm{q}_2)$ مشخص می‌شود.

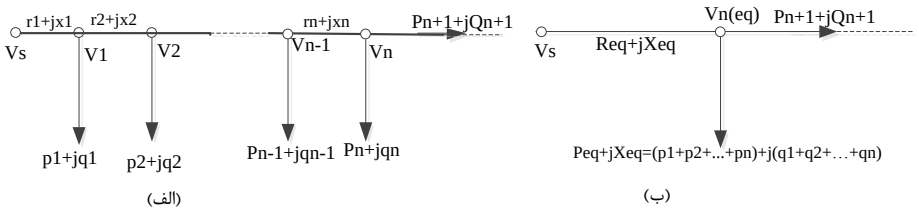
$$V_s - V_2 = \frac{1}{V_s}(\Delta \mathrm{V}_1 + \Delta \mathrm{V}_2) = \frac{1}{V_s}(\mathrm{r}_1(\mathrm{p}_1 + \mathrm{p}_2 + \mathrm{P}_3) + x_1(\mathrm{q}_1 + q_2 + Q_3) + \mathrm{r}_2(\mathrm{p}_2 + \mathrm{P}_3) + x_2(q_2 + Q_3)) \quad (۱۲)$$

$$V_s - V_2 = \frac{1}{V_s}(\Delta \mathrm{V}) = \frac{1}{V_s}(\mathrm{r}_{eq}(\mathrm{p}_1 + \mathrm{p}_2 + \mathrm{P}_3) + x_{eq}(\mathrm{q}_1 + q_2 + Q_3)) \quad (۱۳)$$

زمانیکه رابطه‌های (۱۲) و (۱۳) با هم مساوی قرار گیرند، مقاومت و راکتانس معادل فیدر کاهش یافته مطابق با رابطه (۱۴)، بدست می‌آید.

$$r_{eq} = r_1 + r_2 - (\frac{r_2.p_1}{p_1 + p_2 + P_3}),\ x_{eq} = x_1 + x_2 - (\frac{x_2.\mathrm{q}_1}{q_1 + q_2 + Q_3}) \quad (۱۴)$$

امپدانس معادل فیدر کاهش یافته (Z_{eq}) به امپدانس فیدرهای ۱ و ۲ ($Z_1 = R_1 + j.X_1$ و $Z_2 = R_2 + j.X_2$)، بار باس‌های ۱و ۲ ($S_1 = p_1 + j.\mathrm{q}_1$ و $S_2 = p_2 + j.\mathrm{q}_2$) از شبکه اصلی و کل باری ($S_3 = P_3 + j.\mathrm{Q}_3$) که بعد از باس ۲ از شبکه اصلی جذب می‌شود، بستگی دارد. نمونه دوم، شبکه توزیع شعاعی با n باس است.



شکل (۳). الف) شبکه الکتریکی شعاعی n باسه. ب) شکل کاهش یافته شبکه الکتریکی شعاعی n باسه.

شکل (۳) الف، نمونه دیگر از شبکه الکتریکی شعاعی با n باس و شکل (۳) ب، شکل کاهش یافته شبکه الکتریکی n باسه را نشان می‌دهد. روابط (۱۵) و (۱۶) به ترتیب افت ولتاژ مربوط به شکل‌های ۳الف و ۳ب را نشان می‌دهند.

$$V_s - V_n = \frac{1}{V_s}(\Delta \mathrm{V}_1 + \Delta \mathrm{V}_2 + ... + \Delta \mathrm{V}_n) = \frac{1}{V_s}(\mathrm{r}_1(\sum_{i=1}^{n} p_i + \mathrm{P}_{n+1}) + x_1(\sum_{i=1}^{n} q_i + Q_{n+1}) + \mathrm{r}_2(\sum_{i=2}^{n} p_i + \mathrm{P}_{n+1})$$
$$+ x_2(\sum_{i=2}^{n} q_i + Q_{n+1}) + ... + \mathrm{r}_n(\mathrm{p}_n + \mathrm{P}_{n+1}) + x_n(q_n + Q_{n+1})) \quad (۱۵)$$

$$V_s - V_n = \frac{1}{V_s}(\Delta \mathrm{V}) = \frac{1}{V_s}(\mathrm{r}_{eq}(\sum_{i=1}^{n} p_i + \mathrm{P}_{n+1}) + x_{eq}(\sum_{i=1}^{n} q_i + Q_{n+1})) \quad (۱۶)$$

با برابر قرار دادن روابط (۱۵) و (۱۶) و انجام ساده سازی‌های ریاضی، رابطه (۱۷)، مقاومت و راکتانس معادل فیدر شکل (۳ب) را ارائه می‌کند.

$$r_{eq} = \sum_{i=1}^{n} r_i - (\frac{r_2.p_1}{\sum_{i=1}^{n} p_i + P_{n+1}} + \frac{r_3.(p_1 + p_2)}{\sum_{i=1}^{n} p_i + P_{n+1}} + ... + \frac{r_n.(p_1 + p_2 + ... + p_{n-1})}{\sum_{i=1}^{n} p_i + P_{n+1}})$$
$$x_{eq} = \sum_{i=1}^{n} x_i - (\frac{x_2.\mathrm{q}_1}{\sum_{i=1}^{n} q_i + Q_{n+1}} + \frac{x_3.(\mathrm{q}_1 + q_2)}{\sum_{i=1}^{n} q_i + Q_{n+1}} + ... + \frac{x_n.(\mathrm{q}_1 + q_2 + ... + q_{n-1})}{\sum_{i=1}^{n} q_i + Q_{n+1}}) \quad (۱۷)$$

رابطه (۱۷) رابطه کلی است که می‌تواند هر تعداد از باس‌های شبکه را با هم ترکیب کند. بار معادل گره ($V_{n(eq)}$) ($s_{eq} = p_{eq} + j.\mathrm{q}_{eq}$)، با استفاده از رابطه (۱۸) بدست می‌آید که برابر با مجموع بارهای ترکیب شده است.

[Downloaded from journals.sut.ac.ir on 2025-07-20]

$$p_{eq} = (p_1 + p_2 + ... + p_n), q_{eq} = (q_1 + q_2 + ... + q_n) \quad (۱۸)$$

با استفاده از معادلات بیان شده، می‌توان پروسه کاهش شبکه و تخمین حالت دو مرحله ای را برای شبکه توزیع شعاعی و حلقوی به صورت زیر بیان کرد:

- دریافت اطلاعات و ساختار شبکه موردنظر.
- تعداد و محل باس‌های شبکه که در طول مراحل کاهش شبکه ثابت نگه داشته می‌شوند، مشخص می‌شوند. باس‌هایی از شبکه ثابت هستند که ساختار کلی و نقاط حساس شبکه، حفظ شوند. بنابراین، باس‌های شامل بارهای بزرگ (مثلا بزرگتر از ۱۰۰ کیلو ولت-آمپر)، تولیدات پراکنده (DG)، انشعابدار، باس‌های شامل اندازه‌گیر واقعی در طول مراحل کاهش شبکه ثابت باقی می‌مانند. در صورت وجود حلقه درشبکه موردنظر باید در طول مراحل کاهش شبکه، حلقه ثابت باقی بماند.
- امپدانس معادل فیدرها و بار معادل باس‌های شبکه کاهش یافته، به ترتیب با استفاده از روابط (۱۷) و (۱۸) بدست می‌آیند (اطلاعات شاخه‌ها و باس‌های شبکه کاهش یافته، در این مرحله بدست می‌آیند.).
- تخمین حالت با اندازه‌گیرهای واقعی موجود در شبکه اصلی، بر روی شبکه توزیع کاهش یافته اجرا می‌شود و اطلاعات تخمینی شامل فازور ولتاژ باس‌ها و جریان فیدرهای شبکه کاهش یافته، استخراج می‌شوند. انحراف معیار پارامترهای تخمینی از ماتریس کوواریانس آخرین مرحله روش تکرار گاوس-نیوتن، بدست می‌آیند. ولتاژ نقاط حساس شبکه جهت نظارت و کنترل، به مرکز مدیریت انرژی فرستاده می‌شود. با توجه به کاهش ابعاد شبکه، اجرای تخمین حالت اولیه بر روی شبکه کاهش یافته در زمان بسیار کم صورت انجام گرفت، بنابراین، ولتاژ باس‌های حساس شبکه را در زمان بسیار کم با دقت مناسب می‌توان تخمین زد و در اختیار مرکز مدیریت انرژی قرار داد.
- تخمین اصلی از اطلاعات تخمینی شبکه کاهش یافته و اطلاعات اندازه‌گیرهای واقعی موجود در شبکه اصلی، استفاده می‌کند و بر روی شبکه اصلی اجرا می‌شود. مقادیر تخمین اولیه بدست آمده از شبکه کاهش یافته، جایگزین اندازه‌گیرهای کاذب در تخمین ثانویه (اصلی) می‌شوند. چون مقادیر تخمین اولیه نسبت به اندازه‌گیرهای کاذب انحراف معیار پایین دارند، بنابراین، دقت تخمین ثانویه شبکه اصلی بهبود خواهد یافت. افزایش تعداد این اطلاعات دقیق، بدون افزایش هزینه انجام می‌گیرد. شکل (۴)، نمودار الگوریتم تخمین دو مرحله‌ای با کاهش شبکه را نشان می‌دهد.

۳-۱- فرمول بندی مسئله

روابط روش WLSE در تخمین اولیه با اندیس RE نشان داده می‌شود. روابط (۱۹) و (۲۰)، معادلات تخمین حالت اولیه در شبکه کاهش یافته را نشان می‌دهند. بردار متغیر حالت اولیه X_{Re}، شامل فازور جریان شاخه‌های شبکه کاهش یافته به همراه فازور ولتاژ باس مرجع است. مراجع [۲،۱۶]، دقت تخمین حالت براساس جریان شاخه‌ها نسبت به تخمین حالت براساس ولتاژ گره‌ها را بهتر ارزیابی می‌کند.

$$X_{\mathrm{Re}}^{k+1} = X_{\mathrm{Re}}^{k} - [G_{\mathrm{Re}}(X_{\mathrm{Re}}^{k})]^{-1} g_{\mathrm{Re}}(X_{\mathrm{Re}}^{k}) \quad (۱۹)$$

$$H_{\mathrm{Re}}(\hat{X}_{\mathrm{Re}}) = \frac{\partial F_{\mathrm{Re}}(\hat{X}_{\mathrm{Re}})}{\partial \hat{X}_{\mathrm{Re}}}, \qquad g_{\mathrm{Re}}(x_{\mathrm{Re}}^{k}) = H_{\mathrm{Re}}^{T}(x_{\mathrm{Re}}^{k}) R_{\mathrm{Re}}^{-1}(Z_{\mathrm{Re}} - F_{\mathrm{Re}}(X_{\mathrm{Re}}^{k}))$$
$$G_{\mathrm{Re}}(X_{\mathrm{Re}}^{k}) = \frac{\partial g_{\mathrm{Re}}(X_{\mathrm{Re}}^{k})}{\partial X_{\mathrm{Re}}^{k}} = H_{\mathrm{Re}}^{T}(X_{\mathrm{Re}}^{k}) R_{\mathrm{Re}}^{-1} H_{\mathrm{Re}}(X_{\mathrm{Re}}^{k}) \quad (۲۰)$$

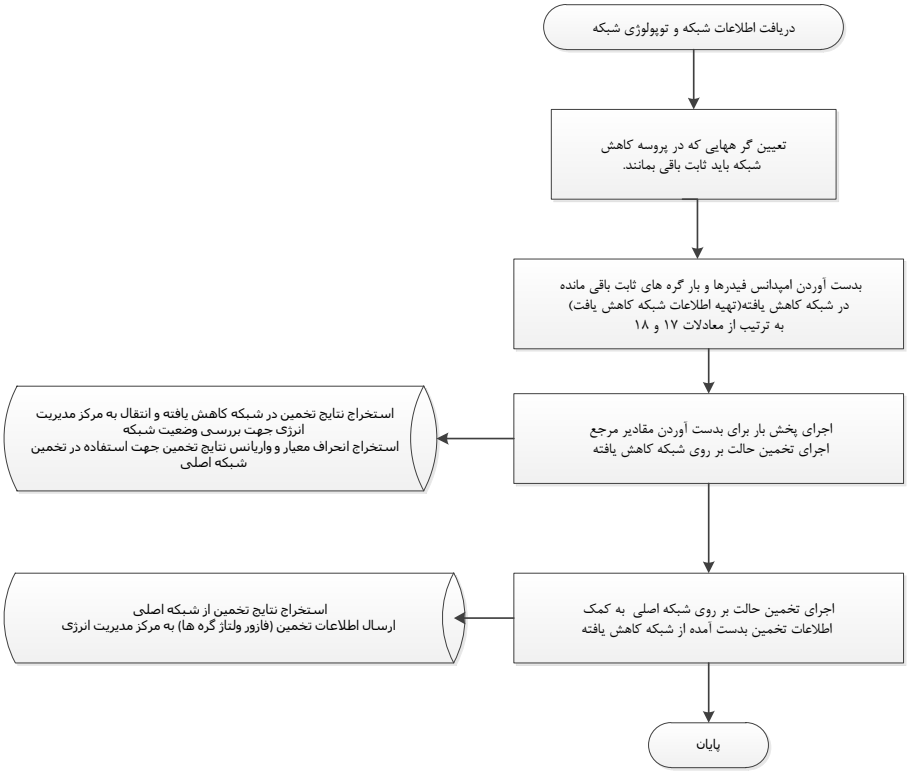
[Downloaded from journals.sut.ac.ir on 2025-07-20]

بردار متغیر حالت تخمینی $\hat{X}_{\mathrm{Re}}$ و ماتریس کوواریانس خطای تخمین $G_{\mathrm{Re}}(\hat{X}_{\mathrm{Re}})$ از آخرین تکرار تخمین حالت اولیه، بدست می‌آیند. متغیرهای حالت تخمین اولیه $\hat{X}_{\mathrm{Re}}$ با مقدار واریانس کم (وزن زیاد) به عنوان اندازه‌گیر در تخمین حالت ثانویه استفاده می‌شوند. بدست آوردن اطلاعات دقیق از پارامترهای شبکه به بهبود دقت تخمین و افزایش همگرایی تکرار گاوس-نیوتن در روش WLSE کمک خواهد کرد.

بعد از اجرای تخمین اولیه بر روی شبکه کاهش یافته، تخمین حالت شبکه اصلی (ثانویه) برای بدست آوردن اطلاعات دقیق از شرایط شبکه اصلی با رابطه (۲۱)، اجرا می‌شود.

$$V_s - V_n = \frac{1}{V_s}(\Delta \mathrm{V}) = \frac{1}{V_s}(\mathrm{r}_{eq}(\sum_{i=1}^{n} p_i + \mathrm{P}_{n+1}) + x_{eq}(\sum_{i=1}^{n} q_i + Q_{n+1})) \qquad (۲۱)$$

X_b، بردار متغیر حالت شامل فازور جریان شاخه‌های شبکه اصلی و ولتاژ باس مرجع را نشان می‌دهد. اندازه‌گیر PMU در سیستم اندازه‌گیر شبکه توزیع استفاده می‌شود، بنابراین فازور ولتاژ باس مرجع به عنوان متغیر حالت به بردار حالت افزوده می‌شود [۱۲، ۱۳]. رابطه (۲۲)، بردار اندازه‌گیری و ماتریس واریانس را برای تخمین حالت ثانویه نشان می‌دهد.



شکل (۴). فلوچارت روش تخمین حالت دو مرحله‌ای براساس کاهش شبکه.

$$Z_b = [Z \;\; Z'] \text{ ، } R_b = \begin{bmatrix} \overline{R} & 0 \\ 0 & \overline{R'} \end{bmatrix} \qquad (۲۲)$$

Z_b, Z', Z به ترتیب بردارهای اندازه‌گیری تخمین شبکه اصلی (ثانویه)، اطلاعات تخمینی از تخمین اولیه ($\hat{X}_{\mathrm{Re}}$) و اندازه‌گیرهای واقعی شبکه اصلی را نشان می‌دهند، همچنین، $\overline{R}, \overline{R'}, R_b$ به ترتیب ماتریس واریانس بردارهای اندازه‌گیری تخمین شبکه اصلی، اطلاعات تخمین اولیه و اندازه‌گیرهای موجود در شبکه اصلی را بیان می‌کنند. m، تعداد اندازه‌گیرهای موجود در شبکه اصلی و k

[Downloaded from journals.sut.ac.ir on 2025-07-20]

تعداد اطلاعات بدست آمده از تخمین حالت اولیه را می‌باشد. اطلاعات بدست آمده از تخمین اولیه به عنوان اندازه‌گیر در تخمین ثانویه شبکه اصلی به کار می‌رود. تعداد کل اندازه‌گیرهای تخمین ثانویه، m+k است. اطلاعات تخمینی اولیه برای مشاهده‌پذیر کردن تخمین ثانویه جایگزین اندازه‌گیرهای کاذب می‌شوند. از اینرو، حضور اندازه‌گیرهای کاذب در SE کم می‌شود. اگر مشاهده‌پذیری کامل شبکه به کمک m+k اندازه‌گیر بدست آید، اندازه‌گیرهای کاذب در پروسه تخمین شبکه اصلی استفاده نمی‌شوند. حضور اندازه‌گیرهای دقیق و حذف اندازه‌گیرهای کاذب باعث افزایش دقت تخمین و کاهش زمان اجرای تخمین خواهد شد.

٤- نتایج شبیه سازی

شبیه‌سازی‌ها در محیط Matlab 2010 توسط سیستم کامپیوتر با مشخصات Intel(R) Core(TM) i5 and 2.3GH، پیاده سازی شده است. در فرایند کدنویسی روش تخمین حالت موارد زیر فرض شده است:

- تعداد آزمایشات مونت کارلو جهت اعتباردهی به نتایج تخمین، $N_{mc} = 50000$ فرض شده است [۲].
- تابع توزیع اندازه‌گیرها، تابع توزیع گوسی با انحراف معیار برابر با یک سوم ماکزیمم خطا نسبت به مقادیر واقعی فرض می‌شود که از رابطه (۲۳) بدست می‌آید. ۹۹/۷٪ از ناحیه مربوط به توزیع گوسی بین $\pm 3\sigma$ قرار دارد [۲].

$$\sigma_{y_i} = \frac{\mu_{y_i} * MaxError\%}{3*100} \qquad (۲۳)$$

$MaxError\ \%$، μ_{y_i} ، σ_{y_i} به ترتیب ماکزیمم خطا برحسب درصد، مقدار میانگین و انحراف معیار پارامتر iام را نشان می‌دهند.

- ماکزیمم خطای انواع اندازه‌گیرها عبارتند از: اندازه‌گیر کاذب: ۵۰٪، اندازه‌گیر دامنه ولتاژ و جریان PMU: ۱٪ و اندازه‌گیر زاویه فاز ولتاژ و جریان PMU: ۰/۰۱ رادیان، اندازه‌گیر غیرسنکرونیزه دامنه ولتاژ: ۱٪، اندازه‌گیر غیر سنکرونیزه دامنه جریان و توان جاری در فیدرها ۳٪ هستند [۲].
- مقادیر واقعی متغیرهای حالت از پخش بار اجرا شده بر روی شبکه مورد نظر بدست می‌آیند. مقدار میانگین پارامترهای اندازه گیری (μ_{y_i}) در توزیع گوسی همان مقدار واقعی فرض می‌شود.
- محل اندازه‌گیرها در شبکه توزیع موردنظر از طریق روش مکان‌یابی بهینه بدست نمی‌آید. با توجه به ساختار شبکه، نقاط حساس شبکه (PCC) و گره‌های شامل انشعابات زیاد به عنوان محل نصب اندازه‌گیرها، انتخاب می‌شوند [۲].

کدنویسی روش تخمین دو مرحله‌ای با کاهش شبکه بر روی سیستم استاندارد ۶۹ باسه استاندارد IEEE سه فاز متعادل اجرا می‌شود. روش مرسوم تخمین حالت براساس جریان شاخه‌ها [۲]، بر روی شبکه ۶۹ باسه، اعمال می‌شود و نتایج این روش با نتایج روش ارائه شده در این مقاله، مقایسه می‌شود. روش ارائه شده در [۲]، در ادامه مقاله، به نام روش متداول بیان می‌شود.

اطلاعات شبکه توزیع شعاعی ۶۹ باسه استاندارد IEEE را می‌توان در [۱۱] پیدا کرد. شبکه ۶۹ باسه، سه اندازه‌گیر PMU در باس‌های ۳، ۹، ۱۲ و یک اندازه گیر دامنه ولتاژ در باس مرجع، دارد. شبکه ۶۹ باسه با استفاده از پروسه کاهش شبکه، به شبکه ۲۱ باسه کاهش داده می‌شود که باس‌های حساس شبکه در طی پروسه کاهش، ثابت مانده است. جدول (۱) ، نتایج تخمین فازور ولتاژ گره‌های شبکه کاهش یافته، مقادیر بدست آمده از پخش بار اجرا شده بر روی شبکه کاهش یافته و مقادیر مرجع بدست آمده

[Downloaded from journals.sut.ac.ir on 2025-07-20]

از پخش بار اعمال شده بر روی شبکه اصلی ۶۹ باسه را نشان می‌دهند. جدول (۱)، دقت فازور ولتاژ باس‌ها و جریان شاخه‌ها نسبت به شبکه اصلی در پروسه کاهش شبکه را نشان می‌دهند. بکارگیری مقادیر تخمین اولیه با انحراف معیار پایین در تخمین ثانویه، باعث بهبود دقت تخمین می‌شود.

مرحله دوم از تخمین دو مرحله‌ای، از اطلاعات تخمین اولیه در پروسه تخمین ثانویه شبکه ۶۹ باسه استفاده می‌کند. تخمین ثانویه، شامل اطلاعات اندازه‌گیرهای واقعی و تخمین اولیه است. شکل (۵) الف و ب، به ترتیب تخمین دامنه ولتاژ و زاویه فاز ولتاژ باس‌های شبکه ۶۹ باسه را نشان می‌دهد. شکل (۵)، نشان می‌دهد که روش تخمین دو مرحله‌ای نسبت به روش متداول، مقادیر مرجع را با خطای کمتر، دنبال می‌کند.

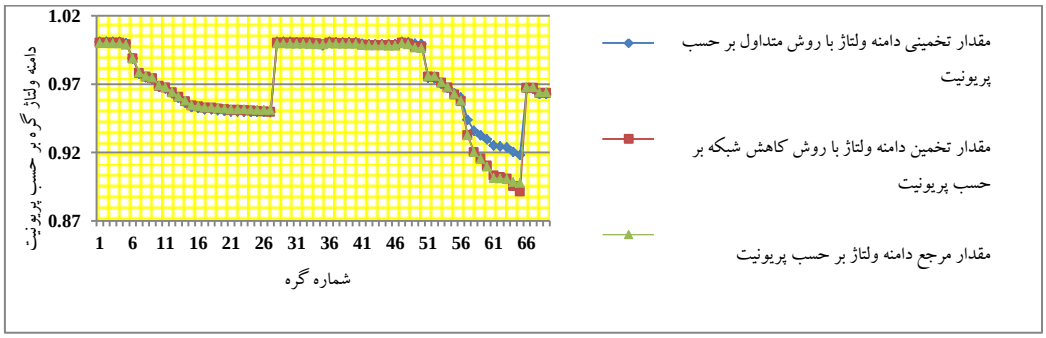
جدول(۱). دامنه و زاویه ولتاژ شبکه ۶۹ باسه کاهش یافته به ترتیب بر حسب پریونیت و درجه.

شماره باس	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷
فازور ولتاژ مرجع در شبکه اصلی	۱ <۰	۰/۹۹۹۹ <−۰/۰۰۵۷	۰/۹۹۹۸ <−۰/۰۰۵۷	۰/۹۷۵۹ <۰/۱۵۲۶	۰/۹۷۴۷ <۰/۱۶۴۶	۰/۹۶۷۸ <۰/۲۷۸۲	۰/۹۶۴۳ <۰/۳۳۸۷
فازور ولتاژ مرجع در شبکه کاهش یافته	۱ <۰	<−۰/ ۰۰۵۷ ۰/۹۹۹۹	۰/۹۹۹۸ <−۰/۰۰۵۷	۰/۹۷۵۹ <۰/۱۵۲۶	۰/۹۷۴۶ <۰/۱۶۴۶	۰/۹۶۷۸ <۰/۲۷۸۲	۰/۹۶۴۳ <۰/۳۳۸۷
فازور تخمینی ولتاژ شبکه کاهش یافته	۱/۰۰۰۲ <۰	۱/۰۰۰۱ <−۰/۰۰۵۷	۱ <−۰/۰۰۵۷	۰/۹۷۵۹ <۰/۱۱۱۶	۰/۹۷۴۶ <۰/۱۲۳۵	۰/۹۶۷۸ <۰/۲۳۶۸۲	۰/۹۶۴۲ <۰/۲۹۷۱
شماره باس	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳	۱۴
فازور ولتاژ مرجع در شبکه اصلی	۰/۹۵۱ <۰/۵۴۷	۰/۹۵۱ <۰/۵۵۴۳	۰/۹۹۹۱ <۰/۰۱۷۲	۰/۹۹۸۲ <−۰/۰۳۴۴	۰/۹۹۹ <−۰/۰۷۴۶	۰/۹۹۶۷ <−۰/۲۷۵۹	۰/۹۹۶۴ <−۰/۳۰۴۸
فازور ولتاژ مرجع در شبکه کاهش یافته	۰/۹۵۱ <۰/۵۴۷	۰/۹۵۱ <۰/۵۴۸۳	۰/۹۹۹۱ <۰/۰۱۷۲	۰/۹۹۸۲ <−۰/۰۳۴۴	۰/۹۹۹ <−۰/۰۷۴۶	۰/۹۹۶۷ <−۰/۲۷۵۹	۰/۹۹۶۴ <−۰/۳۰۴۸
فازور تخمینی ولتاژ شبکه کاهش یافته	۰/۹۵۱ <۰/۴۹۹	۰/۹۴۹۳ <۰/۵۳۷۲	۰/۹۹۹۳ <۰/۰۱۱۵	۰/۹۹۸۴ <−۰/۰۳۴۴	۰/۹۹۹ <−۰/۰۶۳۱	۰/۹۹۷۱ <−۰/۱۸۹۶	۰/۹۹۶۹ <−۰/۲۰۱۲
شماره باس	۱۵	۱۶	۱۷	۱۸	۱۹	۲۰	۲۱
فازور ولتاژ مرجع در شبکه اصلی	۰/۹۷۵ <۰/۱۵۲	۰/۹۱۵۳ <۱/۰۶۴۳	۰/۹۰۳۲ <۱/۲۵۸۸	۰/۸۹۸۴ <۱/۲۸۸۳	۰/۸۹۷۸ <۱/۲۹۵۷	۰/۹۶۷۸ <۰/۲۷۸۲	۰/۹۶۳۹ <۰/۳۴۴۸
فازور ولتاژ مرجع در شبکه کاهش یافته	۰/۹۷۵ <۰/۱۵۲	۰/۹۱۵۳ <۱/۰۶۴۳	۰/۹۰۳۲ <۱/۲۵۸۸	۰/۸۹۸۴ <۱/۲۸۸۵	۰/۸۹۷۷ <۱/۲۹۵۷	۰/۹۶۷۷ <۰/۲۷۸۳	۰/۳۹۶۳۹ <۰/۴۴۸
فازور تخمینی ولتاژ شبکه کاهش یافته	۰/۹۷۵ <۰/۱۱۱	۰/۹۱۵۲ ۱/۰۲۰۵	۰/۹۰۳۳ <۱/۱۴۸۲	۰/۸۹۳۷ <۱/۱۶۰۵	۰/۸۸۷۸ <۱/۱۶۱۶	۰/۹۶۷۵ <۰/۲۴۲۸	۰/۳۹۶۳۹ <۰/۰۳۲

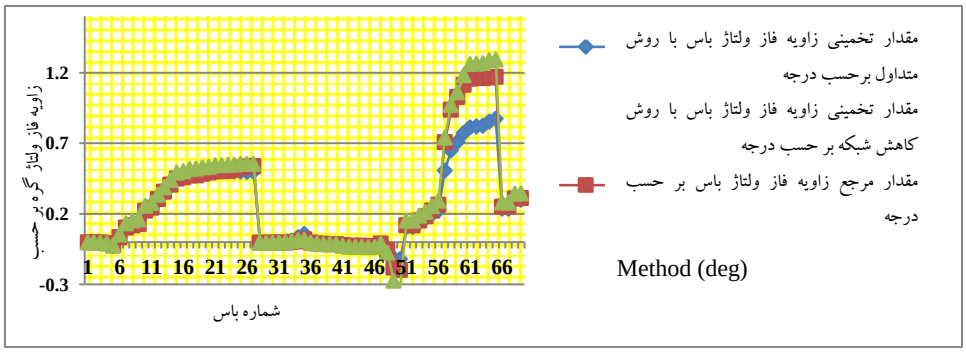
برای نشان دادن عملکرد بهتر روش تخمین دومرحله‌ای، شکل‌های (۶) و (۷)، به ترتیب خطای تخمین دامنه ولتاژ و زایه فاز ولتاژ باس‌های شبکه ۶۹ باسه، برای دو روش متداول و دو مرحله ای را نشان می‌دهند. خطای تخمین در دامنه ولتاژ و زاویه فاز ولتاژ در روش دو مرحله ای برای ۵۰۰۰۰ بار اجرای روش تخمین نسبت به روش متداول در شکل‌های (۶) و (۷)، کاهش یافته است. خطای تخمین دامنه ولتاژ توسط روش متداول در ۹۹٪ تکرارها زیر ۰/۰۸ است که این مورد برای روش دومرحله ای زیر ۰/۰۱ است و همچنین خطای تخمین زاویه فاز ولتاژ گرهها توسط روش متداول در ۹۹٪ تکرارها زیر ۰/۰۶ است که این مورد برای روش دو مرحله ای زیر ۰/۰۱ است. بنابراین، نتایج تخمین روش دو مرحله ای نسبت به روش متداول از اعتبار بالایی برخوردار است و نتایج تخمین در اکثر تکرارهای روش گاوس-نیوتن بهبود یافته است. جدول (۲)، متوسط زمان اجرا و متوسط تکرار روش نیوتن

[Downloaded from journals.sut.ac.ir on 2025-07-20]

در پروسه تخمین WLS، برای هر دو روش تخمین در شبکه ۶۹ باسه را نشان می دهد. زمان متوسط تخمین و متوسط تکرار روش نیوتن توسط روش متداول به ترتیب ۰/۰۴۱۷ میلی ثانیه و ۳/۹۳۸ است. جدول (۲)، همچنین متوسط زمان و تکرار برای هر دو مرحله از تخمین روش دو مرحله ای را بیان می کند تا عملکرد هر دو مرحله از تخمین، واضح باشد. زمان اجرای تخمین اولیه ۰/۰۲۷۵ میلی ثانیه و متوسط تکرار ۱/۸۹۹۲ است که این عملکرد مطلوب بخاطر کاهش ابعاد شبکه از ۶۹ باسه به ۲۱ باسه ، صورت می گیرد، همچنین مقادیر متوسط زمان اجرای تخمین و متوسط تکرار برای تخمین ثانویه روش دو مرحله‌ای به ترتیب ۰/۰۳۹۵ میلی ثانیه و ۲/۲۸۸۸ است. تخمین ثانویه با کمک اطلاعات تخمینی و اندازه‌گیرهای واقعی بر روی شبکه اصلی ۶۹ باسه اجرا شده است که متوسط تکرار و زمان اجرا نسبت به روش متداول، کاهش یافته است و عملکر بهتری را نشان می‌دهد.

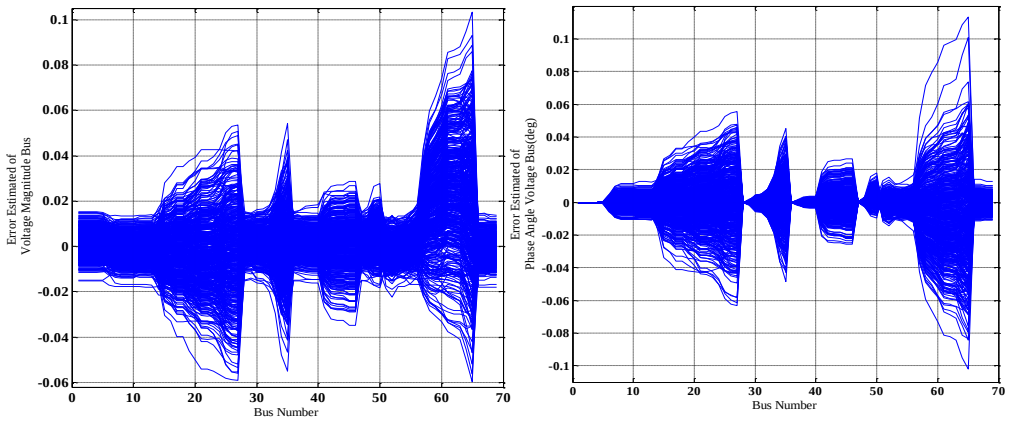


(الف)



(ب)

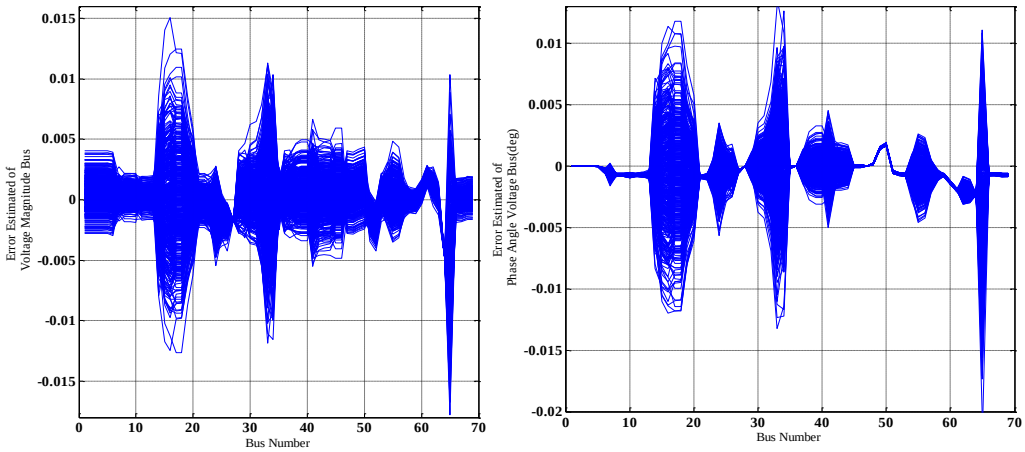
شکل (۵). مقایسه نتایج تخمین توسط دو روش متداول و کاهش شبکه: الف) دامنه ولتاژ باس‌ها. ب)زاویه فاز ولتاژ باس‌ها.



شکل (۶). خطای تخمین دامنه و زاویه ولتاژ گره های شبکه ۶۹ باسه توسط روش متداول.

[Downloaded from journals.sut.ac.ir on 2025-07-20]

در نهایت جدول (۳)، عملکرد دو روش تخمین متداول و دو مرحله ای را در مقابل از دست دادن اطلاعات اندازه‌گیری نشان می‌دهد. عملکرد این روش به صورت خطای تخمین حداکثر و خطای میانگین ولتاژ باس‌ها به ازای از دست دادن یک PMU و دو PMU نشان داده شده است. روش تخمین دو مرحله ای نسبت به روش متداول که در اکثر مقالات استفاده می‌شود عملکرد بهتری داشته و نسبت به از دست دادن اطلاعات اندازه‌گیری به علت خرابی یا اطلاعات نادرست مقاوم‌تر است که دلیل آن استفاده از اطلاعات تخمین مرحله اول است که تخمین کلی شبکه را در از دست دادن اطلاعات PMU مقاوم‌تر می‌کند.



شکل (۷). خطای تخمین دامنه و زاویه ولتاژ باس‌های شبکه ۶۹ باسه توسط روش کاهش شبکه

جدول (۲). نتایج تخمین شبکه ۶۹ باسه IEEE.

پارامترها	روش تخمین متداول	روش تخمین دو مرحله ای	
		تخمین حالت ثانویه	تخمین حالت اولیه اعمال شده بر روی شبکه کاهش یافته
زمان متوسط برحسب میلی ثانیه	۰/۰۴۱۷	۰/۰۳۹۵	۰/۰۲۷۵
متوسط تکرار	۳/۹۳۲۸	۲/۲۸۸	۱/۸۹۹

[Downloaded from journals.sut.ac.ir on 2025-07-20]

جدول (۳). عملکرد دو روش متداول و دو مرحله ای در مقابل از دست دادن اندازه گیرهای دقیق.

۱.ماکزیمم خطای نسبی تخمین دامنه ولتاژ				۲.میانگین خطای نسبی تخمین دامنه ولتاژ			
۹،۱۲	۳،۱۲	۳،۹	۱۲	۹	۳	هیچ کدام	اندازه گیرهای از دست رفته / روش تخمینگر
۱) ۰/۸ ۲) ۰/۰۸۸	۱) ۰/۸۴ ۲) ۰/۱	۱) ۰/۸۲ ۲) ۰/۰۹	۱) ۰/۰۸۲ ۲) ۰/۰۳	۱) ۰/۰۶۶ ۲) ۰/۰۱	۱) ۰/۰۶۴ ۲) ۰/۰۰۹۸	۱) ۰/۰۳۴ ۲) ۰/۰۰۸۹	روش متداول
۱) ۰/۰۰۷۶ ۲)۰/۰۰۱۱	۱) ۰/۰۰۸۸ ۲)۰/۰۰۱۹	۱) ۰/۰۰۹ ۲)۰/۰۰۲	۱) ۰/۰۰۶۲ ۲)۰/۰۰۰۸۹	۱) ۰/۰۰۶۲ ۲)۰/۰۰۰۸۹	۱) ۰/۰۰۶۱ ۲)۰/۰۰۰۹	۱) ۰/۰۰۴۷ ۲) ۰/۰۰۰۶	روش دو مرحله ای

۵-نتیجه‌گیری

مسئله تخمین حالت شبکه توزیع با مشکل کمبود اندازه‌گیر مواجه است و با توجه به قید هزینه، نمی‌توان اندازه‌گیرهای PMU را به تعداد زیاد همانند سیستم های قدرت، استفاده کرد، بنابراین در این مقاله روشی براساس کاهش شبکه و تخمین دو مرحله ای برای تخمین حالت شبکه توزیع ارائه شده است که این روش بر روی شبکه توزیع ۶۹ باسه IEEE شبیه سازی شد. نتایج شبیه سازی، نشان‌دهنده بهبود دقت تخمین در مقایسه با روش متداول[۲] است. نوآوری مقاله نسبت به روش متداول استفاده شده در اکثر مقالات تخمین شبکه توزیع به صورت زیر است:

۱) نقاط حساس شبکه در زمان بسیار کم با تخمین اولیه پیاده شده بر روی شبکه کاهش یافته بدست می‌آیند که این اطلاعات را می توان در مرکز مدیریت انرژی برای آگاهی پیدا کردن از وضعیت شبکه استفاده کرد.

۲) با توجه به افزایش اطلاعات دقیق شبکه از نتایج تخمین اولیه و حضور آنها به همراه اندازه‌گیرهای واقعی در تخمین ثانویه شبکه اصلی، با از دست رفتن یکی از اندازه‌گیرهای واقعی تخمین حالت به مشکل نخواهد خورد بنابراین تخمین حالت به نوعی نسبت به از دست دادن اطلاعات اندازه‌گیری مقاومتر می‌باشد.

۳) روش تخمین دو مرحله‌ای، مشکل کمبود اندازه‌گیری در شبکه توزیع را با توجه به قید اقتصادی مسئله حل می‌کند.

۷- مراجع

[1] Baran, Mesut E., and Arthur W. Kelley. "A branch-current-based state estimation method for distribution systems." *IEEE transactions on power systems* 10.1 (1995): 483-491.

[2] Pau, Marco, Paolo Attilio Pegoraro, and Sara Sulis. "Efficient branch-current-based distribution system state estimation including synchronized measurements." *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*62.9 (2013): 2419-2429.

[Downloaded from journals.sut.ac.ir on 2025-07-20]

[3] Ranković, Aleksandar, Branko M. Maksimović, and Andrija T. Sarić. "A three-phase state estimation in active distribution networks." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 54 (2014): 154-162.

[4] Hayes, Barry, and Milan Prodanovic. "State estimation techniques for electric power distribution systems." *Modelling Symposium (EMS), 2014 European*. IEEE, 2014.

[5] Schweppe, Fred C. "Power system static-state estimation, Part III: Exact Model." *IEEE Transactions on Power Apparatus and systems* 1 (1970): 130-135.

[6] Roytelman, I., and S. M. Shahidehpour. "State estimation for electric power distribution systems in quasi real-time conditions." *IEEE Transactions on Power Delivery* 8.4 (1993): 2009-2015.

[7] Muscas, Carlo, et al. "Uncertainty of voltage profile in PMU-based distribution system state estimation." *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement* 65.5 (2016): 988-998.

[8] Singh, Ravindra, Bikash C. Pal, and Richard B. Vinter. "Measurement placement in distribution system state estimation." *IEEE Transactions on Power Systems* 24.2 (2009): 668-675.

[9] Lu, C. N., J. H. Teng, and W-HE Liu. "Distribution system state estimation."*IEEE Transactions on Power Systems* 10.1 (1995): 229-240.

[10] Baran, Mesut E., and Arthur W. Kelley. "State estimation for real-time monitoring of distribution systems." *IEEE Transactions on Power Systems* 9.3 (1994): 1601-1609.

[11] Wang, Haibin, and Noel N. Schulz. "A revised branch current-based distribution system state estimation algorithm and meter placement impact."*IEEE Transactions on Power Systems* 19.1 (2004): 207-213.

[12] Zhu, Jun, and Ali Abur. "Effect of phasor measurements on the choice of reference bus for state estimation." *Power Engineering Society General Meeting*, IEEE, 2007.

[13] Zhou, Ming, et al. "An alternative for including phasor measurements in state estimators." *IEEE transactions on power systems* 21.4 (2006): 1930-1937.

[14] M. Karimi, H. Mokhlis, A. Bakar, A. Shahriari, M. Faradonbeh, and H. Rosli, "Impact of load modeling in distribution state estimation," in *Power Engineering and Optimization Conference (PEDCO) Melaka, Malaysia, 2012 IEEE International*, 2012, pp. 67-71.

[15] Liu, Junqi, et al. "Trade-offs in PMU deployment for state estimation in active distribution grids." *IEEE Transactions on Smart Grid* 3.2 (2012): 915-924.

[16] Muscas, Carlo, et al. "Effects of measurements and pseudomeasurements correlation in distribution system state estimation." *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement* 63.12 (2014): 2813-2823.

[17] Muscas, Carlo, et al. "Impact of different uncertainty sources on a three-phase state estimator for distribution networks." *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement* 63.9 (2014): 2200-2209.

[18] Alimardani, Arash, et al. "Distribution system state estimation based on nonsynchronized smart meters." *IEEE Transactions on Smart Grid* 6.6 (2015): 2919-2928.

[19] Parasher, Ritu. "Load flow analysis of radial distribution network using linear data structure." *arXiv preprint arXiv:1403.4702* (2014).

[Downloaded from journals.sut.ac.ir on 2025-07-20]

[20] Ahmadi, Ali R., and Timothy C. Green. "Optimal power flow for autonomous regional active network management system." *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09*. IEEE, 2009.

[Downloaded from journals.sut.ac.ir on 2025-07-20]