

№ 4. ВІДДІЛ АВТОМАТИЗАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

УДК 621.311

СИСТЕМИ СИНХРОНІЗОВАНИХ ВИМІРІВ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ. ПІДВИЩЕННЯ ТОЧНОСТІ ТА МЕТРОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

Б.С. Стогній, акад. НАН України, **М.Ф. Сопель**, канд. техн. наук, **Г.М. Варський**, канд. техн. наук, **І.В. Яковлева**, канд. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна

Узагальнено досвід робіт, які проводились у відділі автоматизації електричних систем Інституту електродинаміки НАН України, по створенню систем синхронізованих вимірів основних режимних параметрів електроенергосистем, розглянуто засоби підвищення точності їх визначення та питання метрологічного забезпечення. Бібл. 13, рис. 4, таблиця.

Ключові слова: синхронізовані векторні вимірювання, корекція похибок вимірювання, моніторинг.

У поточному році у відділі автоматизації електричних систем продовжувалась розробка наукових основ моніторингу в електроенергетиці, принципів побудови систем синхронізованих вимірів основних режимних параметрів енергосистем та засобів підвищення точності їх визначення (тема «СИНХРОН»), виконувались роботи з розробки методів та засобів побудови регіональних систем моніторингу перехідних режимів енергосистем (тема «МОНИТОР – К»), дослідження з розробки теоретичних основ та засобів інформатизації, у тому числі для систем гнучкої передачі змінним струмом, у контексті розвитку наукових основ та розроблення інтелектуальної електричної мережі Об'єднаної енергосистеми України (ІНТЕЛМЕР) та ряд робіт за програмами «ОБ'ЄДНАННЯ» і «РЕСУРС». Вперше в Україні розроблено випробувальну схему визначення похибок синхронізації приладів синхронізованих векторних вимірювань, які використовуються в системах моніторингу перехідних процесів, від GPS з використанням вторинного еталону часу і частоти України, що дало змогу провести державну атестацію і підтвердити високі метрологічні характеристики вітчизняних приладів «Регіна Ч», похибка синхронізації яких на сьогоднішній день не перевищує 4 мкс. Розроблено методичні матеріали для користувачів регіональної системи моніторингу перехідних режимів, частоти та синхронізованих вимірів потужності, розроблено методики верифікації та рекомендації щодо застосування програм регіональної системи моніторингу перехідних режимів, частоти та синхронізованих вимірів потужності, що забезпечує підвищення стійкості та надійності функціонування енергосистем України. Створено алгоритми моніторингу силових вимикачів тягових підстанцій, в яких ізоляцією служать елегаз та мастило, та алгоритми моніторингу ізоляційних характеристик трансформаторного мастила та елегазу [12, 13]. Розроблено методику визначення аварійних пошкоджень силових вимикачів та методику подовження ресурсу електроенергетичного обладнання тягових підстанцій залізниць. Розроблено і впроваджено систему моніторингу електрообладнання тягових підстанцій, використання якої значно полегшує умови праці обслуговуючого персоналу та підвищує надійність обладнання за рахунок постійного контролю режимів його роботи і, як наслідок, забезпечує високий рівень безпеки руху потягів на електрифікованих ділянках залізниць. Розроблено проект «Системи контролю підстанцій Кримської електроенергетичної системи», впровадження якої дасть змогу проводити моніторинг рівнів напруги в заданих точках ЕС та стану контрольованих джерел реактивної потужності; моніторинг стану засобів регулювання напруги в заданих точках ЕС; реєстрацію в автоматичному режимі відхилень режимних параметрів від допустимих значень; проводити в реальному часі автоматичний контроль допустимості завантаження перерізу ОЕС України – Кримська ЕС за запасом статичної стійкості в поточному режимі.

За результатами робіт 2012 року одержано такі основні наукові результати:

1. Розроблено основи сучасного моніторингу, зокрема, запропоновано визначення поняття моніторингу, яке відрізняється від відомих тим, що крім функції спостереження до моніторингу віднесено і функцію оцінки стану. Необхідність введення такого поняття обґрунтовано метою сучасного моніторингу, характером його технічного втілення та принциповою єдністю процедур моніторингу. Приведено класифікацію моніторингу за функціональною ознакою з поділом на типи, базові та системні процедури, операції системи моніторингу та показано їх взаємозв'язок. На основі проведеного аналізу визначено основні об'єкти моніторингу в сферах генерації, перетворення та передачі, розподілу та споживання електроенергії. Визначено також предмети моніторингу і проведено їх класифікацію.

2. Обґрунтовано і експериментально доведено можливість та доцільність підвищення точності вимірювання векторів струму і напруги шляхом введення до результатів вимірювання поправок, які виключають систематичні похибки вимірювального каналу. За умов наявності інформації про метрологічні характеристики або параметри засобів вимірювання, що входять до складу каналу, і використання розроблених алгоритмів похибка вимірювання векторів напруги та струму може бути зменшена в 2-4 рази. Це дає змогу не тільки суттєво підвищити точність вимірювання параметрів режиму електроенергетичних систем, але й заощадити кошти, уникаючи встановлення нових вимірювальних трансформаторів з вищим класом точності.

Згадані роботи об'єднує одна спільна риса: отримання і використання інформації про струми і напруги електроенергетичних об'єктів, яку постачають системи синхронізованих вимірів у векторній формі. Від точності та надійності інформації, яка забезпечує спостережуваність та керованість електроенергетичних об'єктів, залежить ефективність їх роботи та Об'єднаної енергосистеми України в цілому.

Підвищення точності синхронізованих вимірів. Зважаючи на все ширше застосування технології векторних вимірювань і розширення переліку задач, для розв'язання яких вони використовуються, зокрема, це створення адаптивного релейного захисту і автоматики енергосистем, визначення "прихованих пошкоджень" в пристроях релейного захисту, формування в режимі on-line керівних впливів для автоматичного запобігання порушенню стійкості в енергосистемах та ліквідації асинхронного режиму і т.п., підвищуються вимоги до точності вимірювань [5]. Наприклад, за даними останніх досліджень відносна похибка каналів вимірювання режимних параметрів має бути не гіршою 0,2 %. Це обумовлено тим, що похибки ідентифікації матриці власних та взаємних провідностей ЕРС генераторів, яка є компактною моделлю ЕЕС, мають велику залежність від похибок вимірювань режимних параметрів. Задовільні результати оцінки меж потужності, яку видають генератори, можна одержати тільки за такої точності вимірювань [3]. Це дуже жорсткі вимоги, які при застосуванні традиційних електромагнітних вимірювальних трансформаторів (ВТ) у складі вимірювального каналу (ВК) і без спеціальної корекції задовольнити неможливо, навіть за умови трансформаторів класів точності 0,2 і 0,2S.

Перспективним шляхом підвищення точності вимірювання параметрів режиму є введення поправок до результатів вимірювання, які виключають систематичні складові похибок ВК. Розробка засобів перевірки для встановлення індивідуальних метрологічних характеристик вимірювальних трансформаторів та відповідної нормативної документації створює підґрунтя для достовірної оцінки похибок ВК і розробки способів підвищення точності вимірювання параметрів режиму. Є досвід використання індивідуальних метрологічних характеристик засобів вимірювання, зокрема ВТ, для підвищення точності обліку електроенергії, який знайшов відображення в затвердженій в 2007 р. методиці [1]. Вона дає змогу отримувати результат вимірювання кількості електроенергії і визначати межі похибок результату вимірювань за даними графіків навантаження й індивідуальними метрологічними характеристиками засобів вимірювання. Останні одержують в результаті метрологічної атестації, яка виконується згідно з нормативними документами.

Мета проведеної роботи полягала у розробці способів та засобів підвищення точності моніторингу векторів струмів і напруг електроенергетичних об'єктів за рахунок виключення систематичних похибок ВК.

Розроблена інформаційна технологія підвищення точності вимірювання параметрів режимів базується на застосуванні високоточного реєструючого пристрою "Регіна-Ч", доповненого спеціальним програмним модулем автоматичного коригування систематичних похибок ВК, в якому використовується модель ВК та його окремих компонентів для визначення поправок до результатів вимірювання і який виконується в програмному забезпеченні засобу вимірювання або при обробці одержаних результатів.

Узагальнено процедуру введення поправок до результатів вимірювання параметрів режиму, а саме векторів напруги та струму, яку можна представити як послідовність таких кроків:

- визначення коригувальних поправок, які враховують систематичні похибки ВК за модулем та кутом, для заданої величини вимірюваного сигналу;
- введення поправок до результатів вимірювання векторів струму та напруги, причому коригуванню підлягають як величина, так і фаза сигналу.

Коригувальні поправки обчислюють з використанням розроблених математичних моделей ВК за відомими з результатів перевірки або моделювання основних похибок вимірювальних трансформаторів та параметрів лінії зв'язку з врахуванням рівня та симетрії первинного сигналу та величини й характеру вторинного навантаження [8, 10].

Проведені дослідження, а також аналіз реальних метрологічних характеристик вимірювальних трансформаторів дають змогу зробити такі рекомендації:

- похибки вимірювальних трансформаторів залежать від навантаження вторинної обмотки, тому корекцію похибок треба виконувати за характеристиками, знятими при реальному навантаженні або приведеними до нього;
- при вимірюванні напруги необхідно враховувати складову похибки, зумовлену лінією зв'язку, а при вимірюванні струму враховувати опір лінії зв'язку при визначенні навантаження трансформаторів струму (ТС);
- для коректного визначення коригуючих поправок до результатів вимірювання необхідно розглядати трифазну схему вимірювального комплексу, що дають змогу врахувати вплив несиметрії як вхідних сигналів, так і навантаження;
- враховуючи незначну зміну напруги в нормальному режимі мережі й несуттєву залежність похибок ТН за напругою і кутом від величини вимірюваної первинної напруги, похибки ТН при проведенні корекції в такому режимі можна задавати для номінальної напруги при фіксованому (реальному) навантаженні;
- похибки ТС слід задавати їх залежностями від первинного струму при фіксованому (реальному) вторинному навантаженні.

Визначення значень коригувальних поправок можна виконати двома способами. У першому залежності похибок ВК або визначених на їх основі коригувальних поправок від величини вхідного сигналу обчислюються заздалегідь за відомими моделями ВК з урахуванням робочого діапазону вхідних сигналів, характеристик ВТ, параметрів ліній зв'язку, навантаження тощо. Ці залежності у вигляді цифрових таблиць вводяться в програмний модуль коригування результатів вимірювання.

Кількість величин вхідних сигналів, для яких визначено поправки, має бути такою, щоб забезпечити достатній ступінь відповідності апроксимуючої їх кривої дійсній кривій для прийнятого закону апроксимації. Наприклад, результати аналізу залежностей похибок ТС від величини вхідних сигналів показують, що з огляду на плавність характеристик похибок ТС та з метою спрощення програмного забезпечення, можливо апроксимувати характеристики похибок ТС ламаною кривою, побудованою на визначених точках. У кожній із заданих точок для ТС при реальному навантаженні повинні бути визначені струмові й кутові похибки, на основі яких визначаються поправочні коефіцієнти.

Коригування виконується на етапі обчислення діючих значень сигналів та їх векторів. При зміні вторинного навантаження ВТ поправки повинні обчислюватись заново з урахуванням похибок ВТ, що відповідають новим величинам навантаження. Ці змінені поправки необхідно внести в програмний модуль.

Основою для визначення похибок ВК є метрологічні характеристики ТС і ТН при реальному навантаженні. Сучасні засоби перевірки та відповідна нормативна документація дають змогу визначити їх на місці експлуатації, хоча це досить складно і не завжди взагалі можливо. Враховуючи це, автори вважають доцільним використовувати для визначення похибок ВТ і для розрахунку коригувальних поправок математичні моделі трансформаторів, зокрема, у вигляді структурних схем слідкуючих систем (систем автоматичного регулювання). Такі моделі розроблено включно і для каскадних ТС. Вони враховують паразитні параметри вторинної обмотки, опір втрат в осерді, вплив навантаження вторинної обмотки нижнього ступеня трансформатора на магнітний стан осердя верхнього ступеня. Для використання моделей необхідно мати значення повного опору вторинного кола і параметри трансформатора, зокрема, магнітні характеристики осердя, які дають можливість розрахувати похибки ВТ. Одержані за цими моделями передавальні функції ВТ дають змогу з високою точністю досліджувати метрологічні характеристики трансформаторів як в усталених, так і перехідних режимах з урахуванням нелінійних параметрів [2, 7].

Другий спосіб визначення значень коригувальних поправок передбачає обчислення їх з використанням математичної моделі ВК в темпі процесу, тобто на кожному кроці вимірювання параметру режиму. Такий підхід дає змогу автоматично відстежувати вторинне навантаження ВТ, що важливо для точного визначення похибок ВТ і значень коригувальних поправок. Це потребує постійного вимірювання напруги та струму вторинного кола, тобто додатково до вхідного сигналу на вхід приладу необхідно подавати напругу на вторинних затишках ТС і струм у вторинному колі ТН. Вторинне навантаження може змінюватись внаслідок багатьох причин, зокрема, зміни температури, оперативних переключень у вторинних колах, несиметрії первинної системи сигналів, нелінійності навантаження тощо.

Другий спосіб є найбільш точним, оскільки забезпечує внесення поправки, яка відповідає плинному режиму роботи ВТ і ВК в цілому, і враховує більшу кількість впливаючих на її значення факторів. У той же час він є складнішим і вимагає більше обчислювальних ресурсів. Вибір способу введення поправок має ґрунтуватися на аналізі характеристик вторинного навантаження ВТ та вхідних сигналів у точці вимірювання.

Спосіб виконання процедури введення поправок залежить від функціональних можливостей засобів вимірювання (ЗВ) у складі каналу. Найефективнішим є введення поправок у ЗВ на етапі вимірювання векторів вхідних сигналів, що дає змогу досягти якнайкращого результату в підвищенні точності вимірювання параметрів режиму, враховуючи, що вектори струму та напруги є базою для обчислення активної та реактивної потужностей, показників якості тощо. Реалізація процедури введення поправок до результатів вимірювання в програмному забезпеченні ЗВ залежить від обраного способу корекції. При першому способі визначення поправок необхідно запрограмувати здійснення в приладі наступних операцій:

- занесення в пам'ять попередньо одержаних залежностей амплітудної та кутової похибок ВК від величини первинного сигналу для реального вторинного навантаження;
- обчислення поправок з застосуванням прийнятого закону апроксимації;
- внесення поправок до результатів вимірювання.

При другому способі визначення поправок необхідно передбачити проведення в приладі таких операцій:

- занесення в пам'ять параметрів трансформатора, зокрема, магнітних характеристик осердя, параметрів ліній зв'язку;
- вимірювання струму або напруги вторинного кола;
- обчислення плинного значення вторинного навантаження ВТ;
- обчислення поправок з застосуванням математичної моделі ВК, яка враховує структуру каналу та параметри його окремих компонентів;

– внесення поправок до результатів вимірювання.

Також можливо виконати постійне оперативне в процесі вимірювання автоматичне введення поправок до вимірів ЗВ в окремому блоці корекції. Реалізація такого способу корекції вимагає введення у блок корекції попередньо обчислених залежностей похибок ВК від величини вхідного сигналу. Обчислення похибок ВК може здійснюватись і безпосередньо в блоці корекції за математичною моделлю. У такому разі крім інформації про параметри вимірювальних трансформаторів та ліній зв'язку необхідно вводити інформацію і про величину вторинного навантаження, якщо в ЗВ не передбачено обчислення такого параметру.

Введення поправок може виконуватись і в режимі off-line, тобто при використанні вимірювальної інформації, зокрема, при аналізі причин виникнення аварійного режиму, визначення місць короткого замикання, втрат на корону та інше. У цьому випадку можливе використання як визначених залежностей похибок ВК від величини вхідного сигналу, так і математичної моделі ВК.

Класифікація основних характеристик цифрових способів введення поправок до результатів вимірювання параметрів режиму, а саме векторів струму та напруги, представлена на рис. 1.

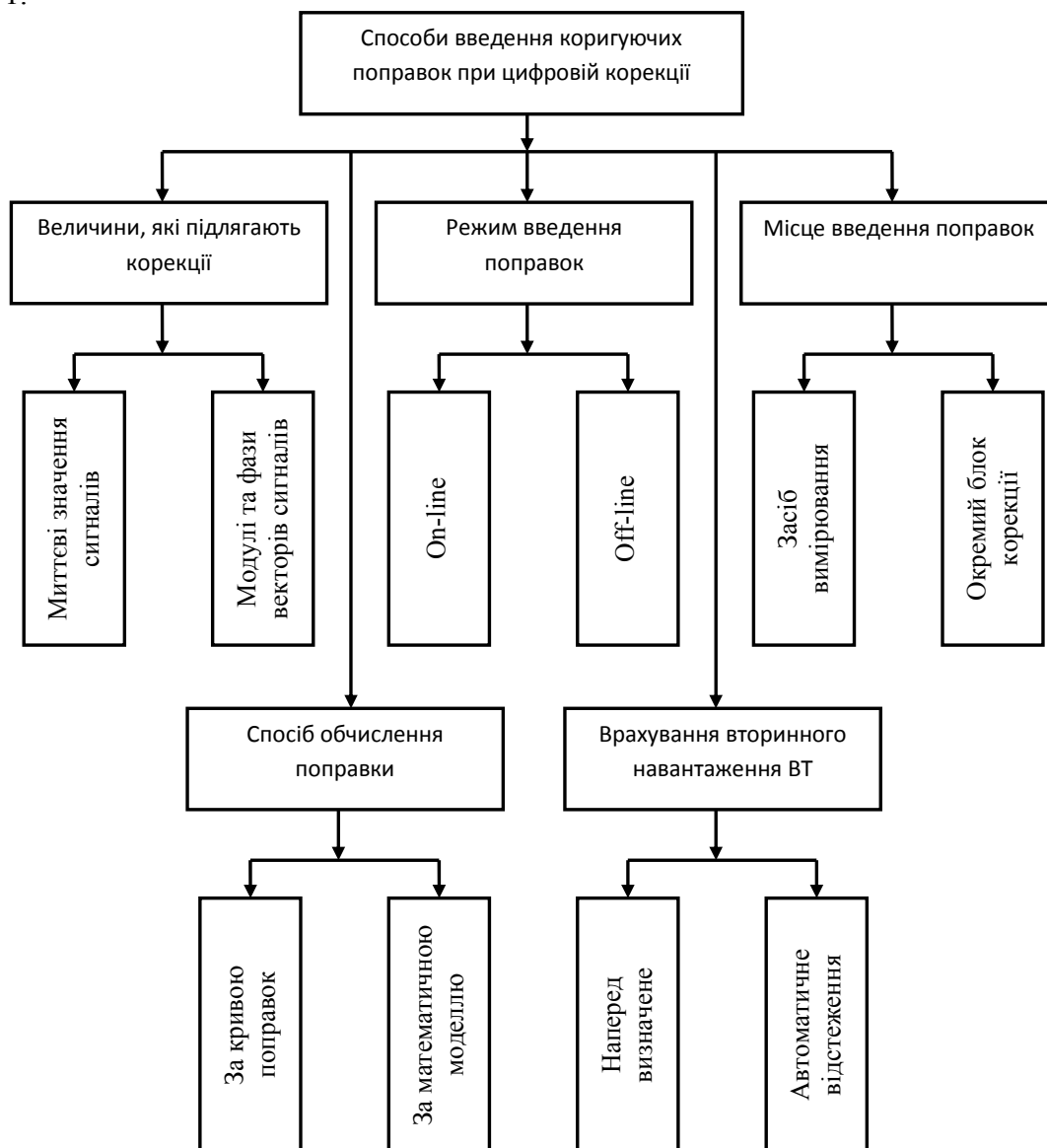


Рис. 1

Відомо, що повністю виключити систематичні похибки не вдається і завжди мають місце невиключені їх залишки. Вони складаються з інструментальних або меж допустимих похибок еталонних засобів перевірки складових ВК, виділених випадкових похибок, невра-

хованих похибок від впливаючих величин тощо. У такому разі виконується оцінка меж можливих значень цих залишків систематичних похибок. Так, при встановленні індивідуальних метрологічних характеристик ТС і ТН згідно з [1] ці межі визначені як такі, що не перевищують 0,25 від встановлених стандартами допустимих меж похибок трансформатора, що атестується.

Критерії точності векторних вимірювань. Вимоги до роботи засобів, що забезпечують векторні вимірювання, регламентує міжнародний стандарт C37.118.1-2011 IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems. Зокрема, точність вимірювань в установлених режимах визначається за допомогою критерію точності TVE (total vector error), який обчислюється як відносне значення сумарного вектора похибки. Це інтегральний критерій, який враховує як похибки вимірювання величини та фази вектора, так і точність синхронізації вимірювань. Його значення 1% відповідає похибці вимірювання амплітуди вектора, що дорівнює 1 %, або похибці вимірювання кута величиною 34 мін, або розсинхронізації – 32 мкс.

У вітчизняних нормативних документах для характеристики точності вимірювальних трансформаторів використовують амплітудні та кутові похибки. Застосовуючи такий підхід до ВК вектора сигналу, можна визначити похибки вимірювання модуля та кута сигналу. Розглянемо застосування цих критеріїв точності на прикладі вимірювання векторів напруги (рис. 2).

Вектор напруги U – це напруга подана на вхід ВК і приведена до вторинної сторони ТН. U_1 – результат вимірювання вектора напруги U . ΔU_1 – вектор похибки, який визначає значення TVE:

$$TVE = \sqrt{\frac{(U_{1r} - U_r)^2 + (U_{1i} - U_i)^2}{U_r^2 + U_i^2}},$$

$$TVE = \frac{|\Delta \dot{U}_1|}{|\dot{U}|}, \quad TVE = \frac{|CE|}{|OC|}.$$

Ортогональні проекції вектора похибки ΔU_1 на напрямок первинної напруги визначають похибки за напругою та кутом. За умови малого кута похибки, як це зазвичай є, і враховуючи, що величина такого кута в радіанах дорівнює його синусу, ортогональні проекції вектора похибки ΔU_1 на напрямок первинної напруги досить точно визначають похибки за напругою та кутом, тобто

$$f_u \approx \frac{|CF|}{|OC|}, \quad \delta_u \approx \frac{|FE|}{|OC|}.$$

Виходячи з векторної діаграми, одержимо співвідношення між критеріями точності:

$$TVE^2 = f_u^2 + \delta_u^2.$$

Якщо точність вимірювання вектора нормується значенням TVE, якому відповідає вектор похибки ΔU_m , то коло з центром в кінці вимірюваного вектора і радіусом, який становить ΔU_m , визначить зону, в якій можуть знаходитись виміри вектора з нормованою точністю. Заданому значенню TVE відповідають похибка вимірювання модуля сигналу, яка на рис.1 визначається однаковими за величиною відрізками CD і CD1, і кутова похибка, що дорівнює куту δ . Тому у випадку, коли нормуються значення саме цих похибок, зона, в якій знаходяться виміри вектора, з заданою точністю окреслена відрізками AA1 і BB1 та дугами ADB і A1D1B1.

На рис. 1 показано два вектори CA і CA2, які є вимірами одного і того ж вектора первинної напруги U . Для цих вимірів значення похибок за напругою та кутом відрізняються за

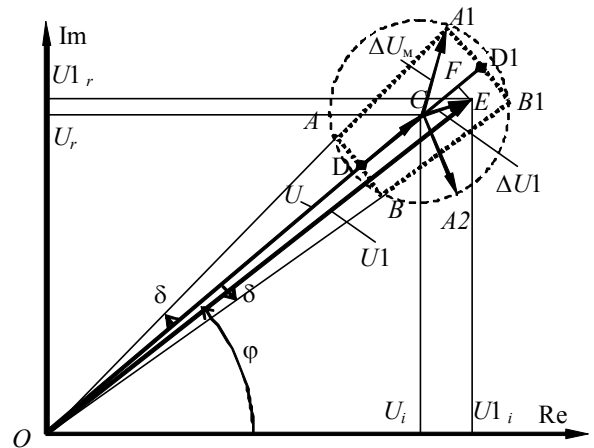


Рис. 2

величиною та знаком, у той же час критерії точності TVE в обох випадках однакові. Таким чином, значення похибок за напругою та кутом точніше задають зону вимірів і є більш інформативними, ніж значення TVE , бо містять інформацію не тільки про модуль, але і про напрямок вектора похибки. Тому саме їх треба використовувати для введення поправок до результатів вимірювання з метою підвищення точності.

Слід зазначити, що на точність визначення кута вектора δ_u (напруги або струму) впливають: 1) кутові (фазові) похибки $\delta_{ПП}$ первинного вимірювального перетворювача (напруги або струму); 2) фазові зсуви $\delta_{ЛЗ}$ у лінії зв'язку між первинним перетворювачем і вимірювальним пристроєм; 3) кутові (фазові) похибки $\delta_{ВП}$ вхідного (вторинного) вимірювального перетворювача (напруги або струму) у вимірювальному пристрої; 4) час аналого-цифрового перетворення та величина затримки у цифровій частині вимірювального приладу $t_{АЦП}$; 5) точність прив'язки окремих вимірів до світового часу $t_{синхр}$:

$$\delta_u = \delta_{ПП} + \delta_{ВП} + \delta_{ЛЗ} + \frac{360}{T} \cdot (t_{синхр} + t_{АЦП})$$

Найбільш суттєво на цю похибку впливають кутові похибки первинних $\delta_{ПП}$ і вторинних перетворювачів $\delta_{ВП}$ та точність прив'язки $t_{синхр}$ до світового часу. Іншими впливовими величинами для частоти 50 Гц можна знехтувати.

Експериментальна перевірка. Розглянемо ефективність введення поправок до результатів вимірювання на прикладі ВК векторів напруги, до складу якого входять ТН, лінія зв'язку і, як ЗВ, прилад «Регіна -Ч». У таблиці наведено граничні значення похибок складових ВК згідно з нормативними документами і технічною документацією за умови номінальної напруги і нормальних умов вимірювання. Там же наведено обчислені граничні значення відносного значення сумарного вектора похибки TVE для декількох ВК, які відрізняються класом точності ТН і втратами напруги в лінії зв'язку, без корекції і після проведення корекції.

З таблиці видно, що навіть за умови застосування ТН класу точності 0,2 і відсутності втрат напруги в лінії зв'язку, похибка ВК більше ніж удвічі перевищує похибку засобу синхронізованих векторних вимірювань. При використанні ТН з класом точності 0,5 TVE ВК перевищує 1 %, і залежно від параметрів лінії зв'язку в 3-5 разів перевищує похибку РМУ. Застосування корекції дає змогу зменшити граничну похибку ВК. В усіх наведених прикладах вона менша 1 % і не досягає подвійної похибки приладу вимірювання.

Експериментальна перевірка запропонованих засобів підвищення точності вимірювання параметрів режиму проводилась у два етапи. На першому перевірялась адекватність використаних математичних моделей ВК, зокрема шляхом порівняння розрахованих і одержаних експериментально похибок вимірювання струму для експериментального зразка ТС, на другому – ефективність роботи алгоритмів корекції, реалізованих у додаткових програмних модулях для пристрою «Регіна Ч» [6, 9].

Таблиця 1

Структура ВК	ЗВ («Регіна-Ч») Похибки			ТН Похибки		Лінія зв'язку втрата напруги, % $U_{ном}$	ВК	
	напруги, %	кута, град	синхронізація, мс	напруги, %	кута, мін		TVE ,% без корекції	TVE ,% після корекції
ЗВ	±0,2	±0,08	±4	–	–	–	0,33	–
ТН (кл 0,2) + ЗВ	±0,2	±0,08	±4	±0,2	±10	–	0,69	0,42
ТН (кл 0,2) + ЛЗ + ЗВ	±0,2	±0,08	±4	±0,2	±10	0,25	0,86	0,46
ТН (кл 0,5) + ЗВ	±0,2	±0,08	±4	±0,5	±20	–	1,10	0,52
ТН (кл 0,5) + ЛЗ + ЗВ	±0,2	±0,08	±4	±0,5	±20	0,25	1,27	0,57

ТН (кл 0,5) + ЛЗ + ЗВ	±0,2	±0,08	±4	±0,5	±20	0,5	1,47	0,61
--------------------------	------	-------	----	------	-----	-----	------	------

Експериментальна перевірка математичної моделі ТС, проведена для розрахованого і виготовленого експериментального зразка ТС з осердям із нанокристалічного сплаву, номінальним первинним струмом 300 А і номінальним вторинним струмом 5 А, показала, що абсолютна похибка розрахунку струмової похибки ТС у діапазоні зміни первинного струму від 1 до 120 % не перевищує 0,02 % при різних значеннях повного опору вторинного кола трансформатора і відомих магнітних характеристиках його осердя. Абсолютна похибка розрахунку кутової похибки ТС при тих самих умовах не перевищує 1 мін. Це підтвердило можливість використання запропонованих моделей для визначення похибок ВК і на їх основі розрахунку коригувальних поправок.

Перевірка ефективності роботи алгоритму корекції проводилась з використанням фізичної моделі ТС, яка розрахована на номінальний первинний і вторинний струм 5 А, тобто має коефіцієнт трансформації 1:1. Це дало змогу на основі пристрою “Регіна Ч” організувати два вимірювальних канали з однаковими коефіцієнтами перетворення струму: перший – на основі одного з каналів струму приладу, який використовувався у якості зразкового; другий – включає до свого складу ТС і другий канал струму приладу, на якому і випробувалась робота алгоритму корекції. Порівняння вихідних величин першого каналу без ТС і другого каналу з ТС дало змогу оцінити ефективність роботи алгоритму корекції похибок.

Перевірка роботи алгоритму корекції похибок проводилась у діапазоні зміни первинного струму від 1 до 120 % номінального значення і дозволила визначити похибки каналу з ТС відносно зразкового каналу без корекції, а потім з включеним програмним модулем корекції. Одержані результати констатували ефективну роботу алгоритму корекції похибок. Так, струмова похибка вимірювального каналу з ТС зменшилась більше ніж у 5 разів і перебуває у межах класу точності 0,1 вимірювальних ТС. Кутова похибка згаданого каналу знаходиться у межах класу точності 0,2S вимірювальних ТС.

Експериментальна перевірка розроблених програмних засобів визначення і введення поправок до результатів вимірювання в РП “Регіна-Ч” довела їх ефективність. Зокрема, теоретично обґрунтовано і експериментально доведено, що запропоновані технічні рішення дають змогу значно зменшити сумарну похибку вимірювання струму лінії з існуючими ТС класу точності 0,5 і навіть дають кращий результат, ніж заміна ТС класу точності 0,5, які знаходяться в експлуатації, на ТС класу точності 0,2S.

Система синхронізації функціонування засобів вимірювання. Як було зазначено, однією з суттєвих величин, які впливають на точність векторних вимірювань, крім фазових зсувів у первинних і вторинних вимірювальних перетворювачах, є точність прив’язки окремих вимірів до астрономічного часу та її метрологічне підтвердження. Тому у роботі відділу цьому питанню також приділялась значна увага.

У результаті проведених досліджень було розроблено систему синхронізації функціонування засобів вимірювання та автоматизації в енергетиці [11].

Завдяки введенню нових елементів та зв’язків між ними запропонована система синхронізації функціонування засобів вимірювання в енергетиці вигідно відрізняється від існуючих, в яких обмежені функціональні можливості у зв’язку з тим, що в них не можна виконувати з єдиних інформаційних позицій синхронне вимірювання первинних аналогових і дискретних сигналів моніторингу технічного стану в різних точках єдиної електричної енергосистеми з метою формування в реальному часі управлінських сигналів для збільшення рівня динамічної стійкості роботи енергосистеми та покращення якості і коефіцієнта корисної дії передачі електроенергії споживачам. У запропонованій системі синхронізації функціонування засобів вимірювання значно розширені функціональні можливості завдяки спроможності проведення з єдиних інформаційних позицій у реальному часі синхронне вимірювання сигналів, що відображають штатні й нештатні режими функціонування електричної мережі в різних точках топології єдиної енергосистеми. Завдяки такому підходу стало можливим збі-

льшення рівня стійкості роботи енергосистеми і відповідно якості передачі електроенергії, покращення коефіцієнта корисної дії передачі електроенергії споживачам, реалізація синхронного моніторингу технічного стану електричних об'єктів, що дало змогу покращити глибину і рівень їх діагностування в процесі роботи, а також ідентифікувати передаварійні і аварійні події.

Вимоги до метрологічного забезпечення систем синхронізованих вимірів з використанням еталонних засобів вимірювання часу. Впровадження систем моніторингу перехідних режимів (СМІР) на електроенергетичних об'єктах (ЕЕО) енергосистем вимагає її належного метрологічного забезпечення (МЗ). Багатофункціональність цієї системи і її складових частин вимагає застосування комплексного підходу для вирішення цього завдання. Суть цього підходу полягає в попередньому розрахунку нормованих метрологічних характеристик (МХ) складових частин СМІР, розробці методик метрологічних випробувань, їх практичній реалізації та статистичній обробці результатів вимірювань. Основні положення цього підходу наведені на прикладі реєстратора параметрів електричних мереж в [4], але вони потребують коригування у зв'язку з розширенням можливостей застосованих в СМІР приладів, необхідністю комплексного випробування СМІР на моделі електроенергетичної системи (ЕЕС), а також організації метрологічного обслуговування.

Основними параметрами, що підлягають вимірюванню в процесі моніторингу, є:

- діючі значення струмів і напруг перших гармонік кожної фази;
- діючі значення активної і реактивної потужностей;
- значення кутів між фазами векторів напруг;
- значення частоти напруги кожної фази;
- значення точного часу переходу фазних напруг через нуль ;
- кут між синусоїдою напруги мережі і синусоїдою 50 Гц, прив'язаною до сигналів точного часу від GPS.

Високий рівень технічних і метрологічних характеристик приладу «Регіна Ч», який є основною складовою частиною СМІР, потребує відповідної взаємодії і сукупності методів розрахунку МХ, методів та засобів випробувань, застосування відповідних методик вимірювань і проведення державної метрологічної атестації.

Враховуючи наведене, основні вимоги до МЗ систем синхронізованих вимірювань полягають у наступному:

1. Визначенні переліку нормованих МХ, необхідних для оцінки метрологічних якостей системи синхронізованих вимірювань.
2. Визначенні методів попереднього розрахунку МХ приладу «Регіна-Ч» на етапі його розробки і проектування.
3. Розробці методів і методик випробувань, досліджень та калібрування приладу під час його тестування та проведення приймально-здавальних випробувань.
4. Розробці методик і програм метрологічної атестації та періодичної перевірки й проведення державної метрологічної атестації в органах Держспоживстандарту України.
5. Розробці методів визначення для контролю метрологічних характеристик технічних засобів СМІР енергосистем в умовах експлуатації.

Для вирішення задач МЗ необхідне застосування високоякісних сучасних еталонних засобів вимірювань. В якості цих засобів на етапі метрологічних досліджень та калібрування приладів СМІР «Регіна Ч» було запроваджено прецизійні калібратори фірми FLUKE, а саме універсального калібратора FLUKE 9100 та трифазного еталон-калібратора електричної потужності FLUKE 6130A. На етапі державної метрологічної атестації в Укрметртестстандарті були застосовані еталонна установка ED 8421 з еталонним лічильником EPZ 303-5 класу точності 0,02 виробництва фірми ZERA (Швейцарія) і державний еталон часу і частоти ВЕТУ 07-01-03-98 з частотоміром FLUKE PM 6690.

Визначення вимог до точних вимірів інтервалів часу режимних параметрів у форматі єдиного часу. Однією з основних метрологічних характеристик приладу СМІР «Регіна Ч» при моніторингу частоти є похибка вимірювання приладом «Регіна Ч» частоти вхідної

напруги, абсолютне значення якої нормовано в межах $\pm 0,001$ Гц. Для визначення цієї метрологічної характеристики запропоновано електричну схему з використанням як джерела стабільної за частотою напруги калібратора універсального FLUKE 9100, як еталонний прилад для вимірювання частоти застосовується частотомір FLUKE PM 6690.

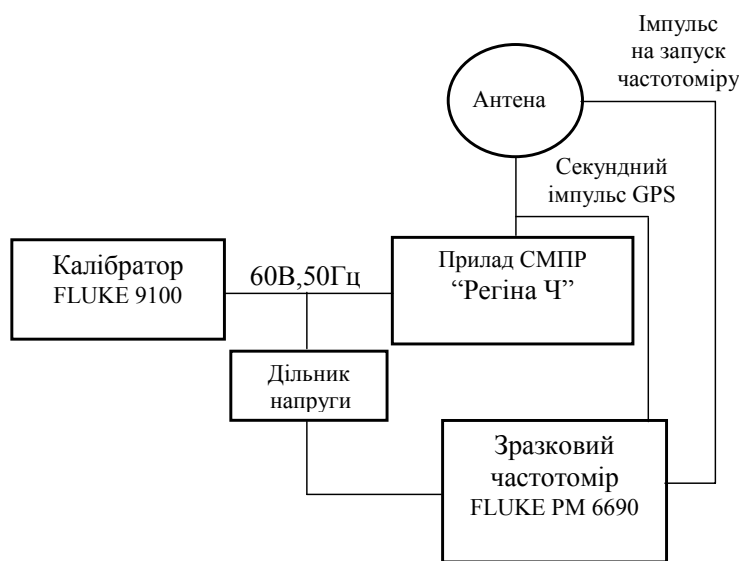


Рис. 3

Вимірювання частоти з такою точністю можливе лише за умови правильного і раціонального вибору частоти дискретизації сигналу з подальшою апроксимацією переходів синусоїди через нуль, що забезпечує задану точність вимірювань.

Для точного визначення переходів синусоїди сигналу, що вимірюється, через нуль необхідно застосувати один з методів апроксимації. Як показав аналіз, для вимірювання частоти синусоїдального сигналу з абсолютною похибкою, що не перевищує $\pm 0,001$ Гц, найприйнятнішою є апроксимація степеневими поліномами. Діапазон

частот, який нормовано для приладу «Регіна Ч», знаходиться в межах від 45 до 55 Гц. Передбачається, що перед апроксимацією сигнал пройшов фільтрацію, і була виділена його перша гармоніка, яку і будемо використовувати. Експериментальним підбором частот дискретизації і степені апроксимуючого полінома було встановлено, що найприйнятнішою для вимірювання частоти синусоїдального сигналу є частота дискретизації 5 кГц з подальшою апроксимацією степеневим поліномом третього ступеня.

Окрім частоти важливим часовим параметром режиму є фази напруг різних вузлів електроенергетичних систем (ЕЕС), виміряні в єдиному форматі астрономічного часу. Йдеться про вимірювання кута вектора напруги мережі контрольованих приєднань з прив'язкою до часових сигналів, які одержуються від GPS приймача. Вимірювання цього параметра із заданою точністю необхідне для синхронної роботи різних частин ЕЕС; контролю перетікань потужностей в ЕЕС; експертної оцінки стану мереж; контролю станів ЕЕС при підключенні до неї електроенергетичних об'єктів; контролю роботи диференціально-фазних захистів на лініях електропередач; періодичного контролю стану ЕЕС електрозабезпечуючими і електроспоживаючими організаціями.

При цьому похибка синхронізації вимірювальних модулів системи реєстрації параметрів режимів мережі від GPS не повинна перевищувати ± 5 мкс, а похибка кута вектора напруги синусоїди, що вимірюється, відносно синусоїди, прив'язаної до астрономічного часу, $\pm 0,1^\circ$.

Синхронізація вимірювальних модулів систем реєстрації, встановлених на різних об'єктах, полягає в прив'язці переходів через нуль виміряної синусоїди напруги до шкали часу GPS.

Визначення точнісних характеристик прив'язки синхронізованих вимірювань до шкали єдиного часу за допомогою GPS. Основними складовими частинами загальної похибки прив'язки синхронізованих вимірювань до шкали єдиного часу є: 1) методична похибка апроксимації основної гармоніки степеневими поліномами; 2) похибка випробувальної схеми, що застосовується при первинному калібруванні вимірювальних модулів з визначенням їх часу затримки; 3) похибка вимірювально-випробувальної схеми, що застосовується при державній метрологічній атестації, з використанням вторинного еталону часу України, калібратора FLUKE 9100 і частотоміра FLUKE PM 6690; 4) похибка випробувальної схеми, що застосовується для контролю МХ приладу СМПП «Регіна Ч» в умовах експлуатації.

Аналіз випробувальної схеми (рис. 4), яка застосовується при первинному калібруванні приладів СМІР «Регіна Ч», та їх державної метрологічної атестації показав, що загальна невиключена систематична похибка цієї схеми не перевищує ± 1 мкс, що є достатньо для визначення похибки прив'язки синхронізованих вимірювань до шкали єдиного часу в діапазоні ± 3 мкс.

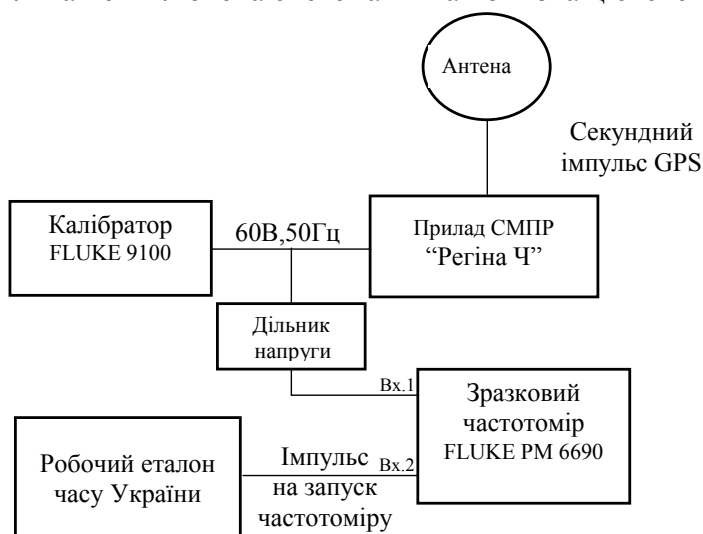


Рис. 4

У разі застосування для контролю метрологічних характеристик приладів СМІР «Регіна Ч» в умовах їх експлуатації з використанням установки Doble F6150, яка має функцію супутникової синхронізації старту випробувальних сигналів, невиключена систематична похибка прив'язки синхронізованих вимірювань до шкали єдиного часу на частоті 50 Гц і при номінальному значенні напруги не перевищує ± 3 мкс, що є достатньо для періодичної перевірки приладу в умовах експлуатації.

Висновок. Отже, проведені дослідження, запропоновані і розроблені способи корекції похибок вимірювальних трансформаторів, впроваджена система синхронізації функціонування засобів вимірювання дають змогу підвищити загальну, включно з первинними вимірювальними перетворювачами, точність визначення режимних параметрів ЕЕС, а результати випробувань і державної метрологічної атестації у відповідності з розробленим метрологічним забезпеченням (методиками, схемами) підтверджують досягнуті високі результати та можливості приладу «Регіна Ч» як високоточного, високостабільного і досконалого засобу вимірювань режимних параметрів енергосистем у форматі єдиного часу.

1. Кількість електричної енергії та електрична потужність. Типова методика виконання вимірювань МВУ 031/08-2007. – К.: ГРІФРЕ, 2007. – 97 с.
2. Варський Г.М. Структурні схеми електромагнітних трансформаторів струму і напруги вимірювальних каналів систем керування електроенергетичними об'єктами // Вісн. Вінницького політехн. ін-ту. – 2012. – № 3. – С. 119–123.
3. Дехтерев А.И. Идентификация модели и контроль устойчивости ЭЭС по данным синхронизированных измерений: Автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02. Новосибирск, 2011. – 19 с.
4. Сопель М.Ф., Слынько В.М., Тарасевич П.Й., Феценко Л.П., Трофименко С.А. Выбор и реализация метода определения метрологических характеристик регистраторов параметров электрических сетей // Техн. электродинамика. – 2005. – № 6. – С. 62–64.
5. Стогний Б.С., Ущиповский К.В., Мольков А.Н., Сопель М.Ф., Павловский В.В., Пилипенко Ю.В. Система глобального мониторинга, синхронизации и регистрации системных параметров ОЭС Украины – основа нового качества автоматизированного и оперативного управления // Энергетика та електрифікація. – 2006. – № 4. – С. 8–11.
6. Стогний Б.С., Сопель М.Ф., Варський Г.М., Яковлева І.В. Підвищення точності вимірювання струмів електроенергетичних об'єктів у реєструючому пристрої «Регіна-Ч» // Техн. электродинамика. Темат. вип. "Силовая электроника та енергоефективність". – 2012. – Ч. 1. – С. 114–119.
7. Танкевич Є.М., Варський Г.М., Яковлева І.В. Експериментальна перевірка математичної моделі трансформатора струму // Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах: IV Міжнар. наук.-техн. конф., 14–16 червня 2012 р., Луцьк, 2012. – С. 61–63.
8. Танкевич Є.М., Варський Г.М., Яковлева І.В. Математичне моделювання вимірювання векторів струму високовольних електроенергетичних об'єктів // Техн. электродинамика. Темат. вип. "Силовая электроника та енергоефективність". – 2012. – Ч. 3. – С. 126–131.
9. Танкевич Є.М., Яковлева І.В., Варський Г.М. Підвищення точності вимірювальних каналів струму та напруги // Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах: IV Міжнар. наук.-техн. конф., 14–16 червня 2012 р., Луцьк, 2012. – С. 78–81.

10. Яковлева І. В., Танкевич Є. М., Варський Г. М. Математичне моделювання каналів вимірювання векторів напруги в системах керування електроенергетичних об'єктів // Вісн. Вінницького політехн. ін-ту. – 2012. – № 1. – С. 58–61.
11. Пат.України 73434. Система синхронізації функціонування засобів вимірювання та автоматизації в енергетиці, G 06 F 17/18 // Промислова власність. Офіційний бюлетень № 18, 2012 р.
12. Пат.України 73398. Мікропроцесорна система моніторингу і прогнозу залишкового ресурсу елегазових високовольтних вимикачів, G07C 3/10 // Промислова власність, Офіційний бюлетень № 18, 2012 р.
13. Пат.України 73365. Підсистема моніторингу і вводу дискретної інформації інформаційно-діагностичного комплексу РЕГІНА, G06F 11/00 // Промислова власність. Офіційний бюлетень № 18, 2012 р.

УДК 621.311

Б.С. Стогний, акад. НАН України, **М.Ф. Сопель**, канд. техн. наук, **Г.М. Варський**, канд. техн. наук, **І.В. Яковлева**, канд. техн. наук.

Інститут електродинамики НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна

Системы синхронизированных измерений в электроэнергетике. Повышение точности и метрологическое обеспечение

Обобщен опыт работ, которые проводились в отделе автоматизации электрических систем Института электродинамики НАН Украины, по созданию систем синхронизированных измерений основных режимных параметров электроэнергосистем, рассмотрены средства повышения точности их определения и вопросы метрологического обеспечения. Библи. 13, рис. 4, таблица.

Ключевые слова: синхронизированные векторные измерения, коррекция погрешностей измерения, мониторинг.

B.S. Stognii, M.F. Sopol, G.M. Varskyi, I.V. Yakovlieva

Institute of Electrodynamics National Academy of Science of Ukraine,
Peremogy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine

The systems of the synchronised measurements in electric power industry. Increase of accuracy and metrological maintenance

Experience of works on creation of systems of the synchronised measurements of the basic regime parameters of electric power systems is generalised. Means of increase of accuracy of their definition and questions of metrological maintenance are considered. These works were spent in department of automation of electric systems of Institute of electrodynamics of NAS of Ukraine. References 13, figures 4, table.

Key words: the synchronised vector measurements, correction of a measuring error, monitoring.

Надійшла 29.04.2013

Received 29.04.2013