Оригинальная статья / Original article
УДК 621.311
DOI: http://dx.doi.org/10.21285/1814-3520-2020-1-135-144

Идентификация фаз подключения интеллектуальных счетчиков в низковольтной распределительной сети

© Я.И. Кузькина*,, И.И. Голуб****
**ООО «Инженерный центр «Иркутскэнерго», г. Иркутск, Россия*
***Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия*

Резюме: Цель – контроль и повышение эффективности и надежности работы низковольтных распределительных сетей как важнейших задач современной энергетики, поскольку на такие сети приходится значительная доля потерь и затрат при передаче электроэнергии. Распределительные сети следует моделировать как трехфазную, а информацию об энергопотреблении, потерях и потокораспределении определять для каждой фазы независимо. В таком случае кроме информации о параметрах схемы замещения фидеров необходимы данные об активных и реактивных нагрузках, представляемых в виде узловых мощностей или токов, а также знание распределения этих нагрузок по фазам. Необходимую информацию о нагрузках низковольтного фидера, на основе которой предлагается решать задачу идентификации фаз, можно получить от устанавливаемых в низковольтной сети интеллектуальных счетчиков, данные замеров которых регистрируются в отчетах автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии. Знание фазы подключения нагрузок необходимо для дальнейшего анализа топологии сети, параметров ветвей, расчета потокораспределения, потерь мощности, а при достаточном числе измерений и при условии их синхронизации – для оценивания состояния распределительных сетей. В работе проблема идентификации фаз решается для одного из фидеров низковольтной распределительной сети Иркутской области с использованием измерений мгновенных и средних значений модулей напряжений, получаемых из интеллектуальных счетчиков и регистрируемых в протоколах автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии. Результаты идентификации фаз подключения трехфазных и однофазных счетчиков получены на основе оценки взаимной корреляции напряжений в узле питания с известными фазами и в нагрузочных узлах сети в течение некоторого промежутка времени. Определение фазы подключения нагрузок производится по максимальным положительным значениям коэффициентов взаимной корреляции для ряда выборок измерений. Совпадение результатов по идентификации фаз для всех выборок измерений служит подтверждением достоверности полученного решения и доказывает эффективность использования корреляционного анализа.

Ключевые слова: низковольтная распределительная сеть, автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии, advanced metering infrastructure, интеллектуальные счетчики, идентификация фаз, корреляционный анализ

Благодарности: Исследование выполнено в рамках проекта III.17.4.2 фундаментальных исследований программы СО РАН № АААА-А17-117030310438-1. Авторы выражают благодарность за предоставленную для исследования информацию ОГУЭП «Облкоммунэнерго».

Информация о статье*:* Дата поступления 04 ноября 2019 г.; дата принятия к печати 27 декабря 2019 г.; дата онлайн-размещения 28 февраля 2020 г.

Для цитирования: Кузькина Я.И., Голуб И.И. Идентификация фаз подключения интеллектуальных счетчиков в низковольтной распределительной сети. *Вестник Иркутского государственного технического университета*. 2020. Т. 24. № 1. С. 135–144. https://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-1-135-144

Identification of smart meter connection phases in low-voltage distribution network

Yana I. Kuzkina, Irina I. Golub
Irkutskenergo Engineering Center LLC, Irkutsk, Russia
Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, Irkutsk, Russia

Abstract**:** The purpose of the paper is to control and improve the efficiency and reliability of low-voltage distribution networks as these are the most important tasks of the modern energy sector, since such networks account for a significant share of losses and costs in electric energy transmission. Distribution networks should be modeled as three-phase net-

works, while information about power consumption, losses, and flow distribution should be determined independently for each phase. In this case, in addition to the information about the parameters of the feeder replacement scheme, the data on active and reactive loads represented as nodal capacities or currents, as well as knowledge of phase distribution of these loads are required. The necessary information on low-voltage feeder loads, which is proposed to be the basis for solving the problem of phase identification can be obtained from the smart meters installed in a low-voltage network. Measurement data of the smart meters are recorded in the reports of the automated information and measurement system for commercial electricity metering. Knowledge of the load connection phase is necessary for further analysis of network topology, branch parameters, calculation of flow distribution, power losses, and, if there are enough measurements and they are synchronized – for evaluating the state of distribution networks. This paper solves the problem of phase identification for one of the feeders of the Irkutsk region low-voltage distribution network using the measurements of instantaneous and average values of voltage modules, which are obtained from the smart meters and registered in the protocols of the automated information and measurement system of commercial electricity metering. The identification results of single- and three-phase meter connection phases are obtained based on the estimation of mutual correlation of voltages in the power supply node with the known phases, and in the network load nodes for a certain period of time. The load connection phase is determined by the maximum positive values of the cross-correlation coefficients for a number of measurement samples. Coincidence of the phase identification results for all measurement samples confirms the validity of the obtained solution and proves the effectiveness of the used correlation analysis.

Keywords: low-voltage distribution network, automated information and measuring system of commercial electricity metering, smart meter, phase identification, correlation analysis

Acknowledgements: The research is performed in the framework of the project III.17.4.2. of the program of fundamental researches SB RAS no. AAAA-A17-117030310438-1. The authors express gratitude to the regional state unitary energy enterprise Oblkommunenergo for the information provided for the study.

Information about the article: Received November 04, 2019; accepted for publication December 27, 2019; available online February 28, 2020.

For citation: Kuzkina YaI, Golub II. Identification of smart meter connection phases in low-voltage distribution network. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tehnicheskogo universiteta* = Proceedings of Irkutsk State Technical University. 2020;24(1):135–144. (In Russ.) https://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-1-135-144

1. ВВЕДЕНИЕ

Задача перехода традиционных пассивных распределительных сетей (РС) к активным сетям – одна из важнейших для современной электроэнергетики. Главным фактором, способствующим такому переходу, является введение в РС источников возобновляемой генерации, приводящих к изменению поведения сети, в том числе к появлению в ней разнонаправленных перетоков и перенапряжений [1].

Управление активной РС невозможно без надежного оценивания состояния [2], которое для моделирования РС вместо однолинейной схемы замещения (как для магистральных электрических сетей) требует использования трехфазной схемы замещения [3, 4].

При определении топологии трехфазной сети особенно важной является информация о подключении нагрузок к фазам фидеров (от англ. «feeder»), требующая, как правило, проведения специального исследования. Такая информация необходима для моделирования каждой фазы РС, определения в ней состава нагрузочных узлов и задания в узлах измеренных значений мощностей и напряжений для дальнейшего расчета потокораспределения, потерь мощности и оценивания состояния.

В данной работе проблема идентификации фаз подключения нагрузок решается для реальной трехфазной четырехпроводной РС низкого напряжения на основе информации об измерениях средних значений модулей напряжений, полученной от интеллектуальных счетчиков и хранящейся в протоколах автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИСКУЭ).

2. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СЧЕТЧИКИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Интеллектуальные счетчики (ИС) − это счетчики высокого класса точности, устанавливаемые в нагрузочных узлах низ-

ковольтных фидеров, которые осуществляют измерения и запись данных об энергопотреблении с дискретностью в 15, 30 или 60 мин и передают эту информацию для дальнейшего анализа в центры сбора и обработки данных [4–9].

ИС оснащены низковольтные сети Европы [5]. В России (в декабре 2018 г.) принят Федеральный закон № 522-ФЗ, связанный с развитием систем «умного» учета электроэнергии и появлением электронных счетчиков нового поколения[1].

Некоторые ИС кроме учета потребляемой электроэнергии осуществляют измерения модулей напряжений, активных и реактивных мощностей [9]. Примерами таких одно- и трехфазных ИС являются приборы ряда отечественных компаний, такие как: счетчики «Эльстер Метроника», функционирующие в рамках технического решения «Альфа Смарт» [10, 11]; высокотехнологичные счетчики серии BINOM3, разработанные ЗАО «Алгоритм» [12]; а также счетчики научно-производственного объединения «МИР» [13].

В данной работе измерения мгновенных и средних значений напряжений в нагрузочных узлах осуществлялись счетчиками «МИР» для идентификации фаз подключения нагрузок.

За сбор и обработку измерительной информации от ИС отвечает современная измерительная инфраструктура, включающая комплекс контрольно-измерительной аппаратуры, коммуникационных сетей, электронно-вычислительных машин и программного обеспечения. За рубежом такой структурой является Advanced Metering Infrastructure (AMI) [14, 15], а в России – АИИСКУЭ [10, 11].

Для организации комплексных систем измерений со сложной иерархией в РС используются как проводные, так и беспроводные технологии [15].

Наибольшее распространение получили PLC-коммуникации, обеспечивающие передачу информации по силовым связям, являющиеся относительно недорогой и несложной технологией при наладке, но имеющей ограничения по пропускной способности, времени передачи данных измерений в центр их обработки и временному промежутку отклика на полученные из центра управляющие сигналы [16].

Примерами беспроводных коммуникаций являются ZigBee, облачные технологии и сотовая связь [17, 18], позволяющие объединить несколько ИС, обеспечить масштабируемость и самовосстановление системы измерений при ограничениях по дальности передачи и корректности передаваемых сигналов.

Для взаимного резервирования некоторые ИС поддерживают одновременно как проводные, так и беспроводные способы передачи данных [10–15].

3. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ФАЗ ПОДКЛЮЧЕНИЯ НАГРУЗОК РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Несмотря на возможности современных измерительных структур и счетчиков, информация о фазах низковольтных фидеров (рис. 1), в которых произведены измерения, отсутствует. Как правило, в отчетах АИИСКУЭ, содержащих результаты измерений ИС, трехфазные нагрузки маркируются как A, B, C, а все однофазные − как A. Отсутствие информации об истинных фазах подключения счетчиков не позволяет ни корректно определить топологию схемы сети, ни выполнить расчет потокораспределения.

Для определения фаз, к которым подключены нагрузки РС, могут использоваться различные методы [19–24]. Так, PLC-технологии позволяют обмениваться между ИС и специализированным оборудованием вторичной подстанции сигналами, по совпадению которых может быть сделан вывод о фазе присоединения счетчика [19].

В [20] показано, как использование специальных фазовых идентификаторов

[1]О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации: федер. закон № 522-ФЗ от 27.12.2018 г.

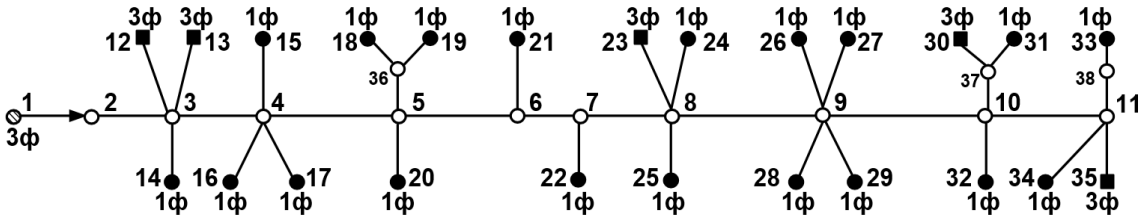

Рис. 1. Схема низковольтного фидера распределительной сети с указанием узлов установки одно- и трехфазных счетчиков
Fig. 1. Scheme of the distribution network low-voltage feeder with the indication of installation nodes of single and three-phase smart meters

GPS-связи позволяет синхронизировано сравнивать напряжение в узле с определяемой фазой, с напряжением в узле с известной опорной фазой.

Недостатком таких подходов является их большая стоимость и необходимость задействования персонала для проведения измерительного эксперимента, а также возможные ограничения доступа к счетчикам, расположенным внутри домов потребителей [21].

Менее затратным подходом для идентификации фаз, не требующим выезда бригады сетевой компании, дополнительного оборудования и сложного программного обеспечения является метод, основанный на оценке взаимной корреляции напряжений в двух узлах сети [22–24].

Методика корреляционного анализа заключается в одновременном измерении в течение длительного промежутка времени модулей напряжений в известных фазах узла питания $U_{1A}(t)$, $U_{1B}(t)$, $U_{1C}(t)$ и модуля напряжения в фазе x нагрузочного узла i, которую необходимо идентифицировать $Ui_X(t)$, где $t=1,..,n$, где n − число наблюдений.

Идентификация фазы x производится по максимальному значению коэффициентов взаимной корреляции между двумя векторами измерений модулей напряжений в узлах 1 и i – $U_{1A}(t)$ и $Ui_X(t)$, $U_{1B}(t)$ и $Ui_X(t)$, $U_{1C}(t)$ и $Ui_X(t)$, где измерения производятся в моменты времени t.

Если максимальный коэффициент корреляции связывает первую пару $U_{1A}(t)$ и $Ui_X(t)$, то x соответствует фазе А. Аналогичные выводы получены и для фаз В и С.

При предположении, что измерения напряжений в узлах 1 и i являются нормально распределенными случайными величинами, коэффициент взаимной корреляции для них может быть определен как

$$R_{U_{1A},Ui_X}=\frac{\sum_{t=1}^{n}\left(U_{1At}-\overline{U_{1A}}\right)\left(Ui_{Xt}-\overline{Ui_X}\right)}{\sqrt{\sum_{t=1}^{n}\left(U_{1At}-\overline{U_{1A}}\right)^2\sum_{t=1}^{n}\left(Ui_{Xt}-\overline{Ui_X}\right)^2}}.$$

Коэффициенты взаимной корреляции могут быть определены с использованием функции КОРРЕЛ в Excel или corrcoef в MATLAB, которая кроме определения взаимных коэффициентов корреляции R выдает информацию о вероятности их нахождения в 95% доверительном интервале. Если вероятность выхода коэффициента корреляции за границы доверительного интервала меньше чем 0,05, то корреляция является значимой.

В данной работе для идентификации фаз подключения нагрузок низковольтного фидера использовалась полученная из протоколов АИИСКУЭ информация о средних и мгновенных значениях напряжений в узле питания фидера с известными фазами о средних и мгновенных значениях напряжений в нагрузочных узлах, фазы которых неизвестны.

4. ИССЛЕДОВАНИЕ НИЗКОВОЛЬТНОГО ФИДЕРА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Возможность использования коэффициентов взаимной корреляции для иден-

тификации фаз подключения ИС, установленных в нагрузочных узлах РС, исследовалась на примере фидера, питающего 24 дома одного из поселков в Иркутской области. Схема фидера приведена на рис. 1. В узлах 12, 13, 23, 30 и 35 с трехфазной нагрузкой установлены трехфазные счетчики МИР С-04, в узлах с однофазной нагрузкой – однофазные МИР С-05. В 1-м узле питания фидера установлен балансный трехфазный счетчик МИР С-07.

При решении задачи идентификации фаз использовались значения ежедневных мгновенных и среднечасовых суточных измерений модулей напряжений. Коэффициенты взаимной корреляции модулей напряжений определялись для трех вариантов выборок измерений, выполненных в 2018 г. Три выборки соответствуют измерениям ежесуточных мгновенных значений модулей напряжений: 1-я – в течение ноября-декабря; 2-я – для ноября; 3-я – для декабря. С 4-й по 6-ю выборки, соответственно, включили среднечасовые значения напряжений: за 11 февраля 2019 г.; 27528 измерений – за март 2019 г.; за трое суток августа.

Для каждого из шести вариантов выборок были сформированы матрицы с числом столбцов равным 37 в соответствии с суммарным числом измерений напряжений в узле питания и нагрузочных узлах различных фаз фидера, а число строк в матрицах определяется числом выборок − моментов времени, в которые проводились измерения. На рис. 2 показан порядок нумерации измерений в протоколах АИИСКУЭ для каждой выборки. Первые три измерения с известными фазами принадлежат счетчику в 1 узле питания фидера, а измерения с 4 по 37 соответствуют измерениям напряжений в нагрузочных узлах, для которых необходимо определить фазу, соответствующую одной из фаз 1-го узла. Например, измерения 4, 5 и 6 трехфазного счетчика для нагрузочного узла 12 отмечены как 12-1, 12-2 и 12-3, а измерение 10 – для однофазного счетчика в узле 14 как 14-1.

На рис. 3 для содержащих большие массивы данных 1-й и 5-й выборок, соответствующих измерениям мгновенных и средних значений модулей напряжений, приведены графики коэффициентов взаимной корреляции между измерениями модулей напряжений в известных фазах A, B, C узла питания и в нагрузочных узлах 12÷35.

Максимальные положительные значения коэффициентов взаимной корреляции обеих выборок (см. рис. 3) позволили определить совпадающие фазы, в которых произведено каждое с 4-го по 37-е измерение: например, что 14-е измерение однофазным счетчиком выполняется в фазе B, а измерения 35, 36 и 37 – трехфазного счетчика в фазах B, A и C 35-го узла.

На основе анализа диаграмм рис. 3 можно сделать вывод о том, что при использовании ежечасных средних значений модулей напряжений полученные максимальные положительные коэффициенты корреляции значительно больше, по сравнению с аналогичными показателями для мгновенных измерений напряжений.

Таким образом, средние значения напряжений позволяют более уверенно определить фазу, в которой производится измерение. Например, для нагрузочного

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1-A	1-B	1-C	12-1	12-2	12-3	13-1	13-2	13-3	14-1	15-1	16-1	17-1	18-1	19-1	20-1	21-1	22-1

19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
23-1	23-2	23-3	24-1	25-1	26-1	27-1	28-1	29-1	30-1	30-2	30-3	31-1	32-1	33-1	34-1	35-1	35-2	35-3

Рис. 2. Нумерация измерений интеллектуальных счетчиков, установленных в узле питания и в нагрузочных узлах исследуемого фидера
Fig. 2. Measurement numbering of smart meters installed in the power node and load nodes of the studied feeder

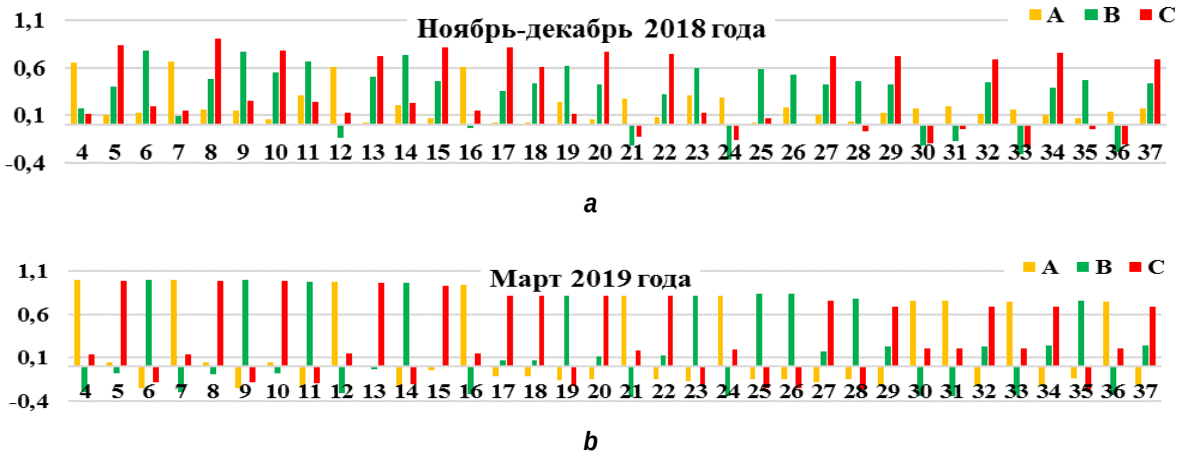

Рис. 3. Коэффициенты взаимной корреляции между измерениями в фазах A, B, C узла питания 1 и в 12÷35 нагрузочных узлах для первой и пятой выборок: a – за ноябрь-декабрь 2018 года; b – за март 2019 года
Fig. 3. Cross-correlation coefficients between measurements in phases A, B, C of the power node 1 and at load nodes 12÷35 for the first and fifth samples: a – for November-December 2018; b – for March 2019

узла 23 с трехфазной нагрузкой максимальные значения коэффициентов корреляции для мгновенных значений напряжений $K_{м}$ ниже чем коэффициенты корреляции для средних значений напряжений $K_{ср}$: для 19 измерения эти коэффициенты, идентифицирующие фазу B, соответственно, равны 0,624 и 0,870; для измерения 20 в фазе C – 0,765 и 0,811; для измерения 21 в фазе A – 0,279 и 0,853.

Диаграммы максимальных значений коэффициентов взаимной корреляции для всех шести выборок измерений модулей напряжений, приведенные на рис. 4, позволившие получить совпадающие результаты по идентификации фаз подключения нагрузок, дали возможность уверенно заключить, что в фазах A и B по 10 нагрузочных узлов, а фазе C − 14.

Сравнение максимальных коэффициентов взаимной корреляции с показанными на рис. 4 нижними границами уровней с сильной (0,7), средней (0,5) и умеренной (0,3) корреляцией также свидетельствует о том, что для выборок средних значений напряжений большая часть коэффициентов находится в зоне сильной корреляции, и все коэффициенты значимые.

Несмотря на большее доверие к замерам средних значений модулей напряжений при идентификации фаз подключения нагрузок (при отсутствии таких измерений), фиксирование мгновенных значений модулей напряжений также может использоваться для решения указанной проблемы.

Для первых трех вариантов выборок измерений мгновенных значений модулей напряжения фазы A практически все коэффициенты, находящиеся в зоне умеренной корреляции, получены для измерений ноября. Уровни значимости максимальных коэффициентов фазы A, полученных для измерений декабря и двух зимних месяцев для удаленных от источника питания узлов, превышают значение 0,1, что делает корреляцию незначимой. Для фазы B практически все максимальные коэффициенты для первых трех выборок лежат в зоне умеренной корреляции. Для фазы C максимальные коэффициенты, соответствующие составу измерений для декабря, заходят в зону слабой корреляции, но идентифицируемые ими фазы совпадают с фазами, определяемыми для измерений ноября и за два зимних месяца.

По мере удаления от узла питания для всех выборок отмечается снижение уровня взаимной корреляции, что подтверждает правильность задания последовательности узлов в фазных проводах разомкнутой сети.

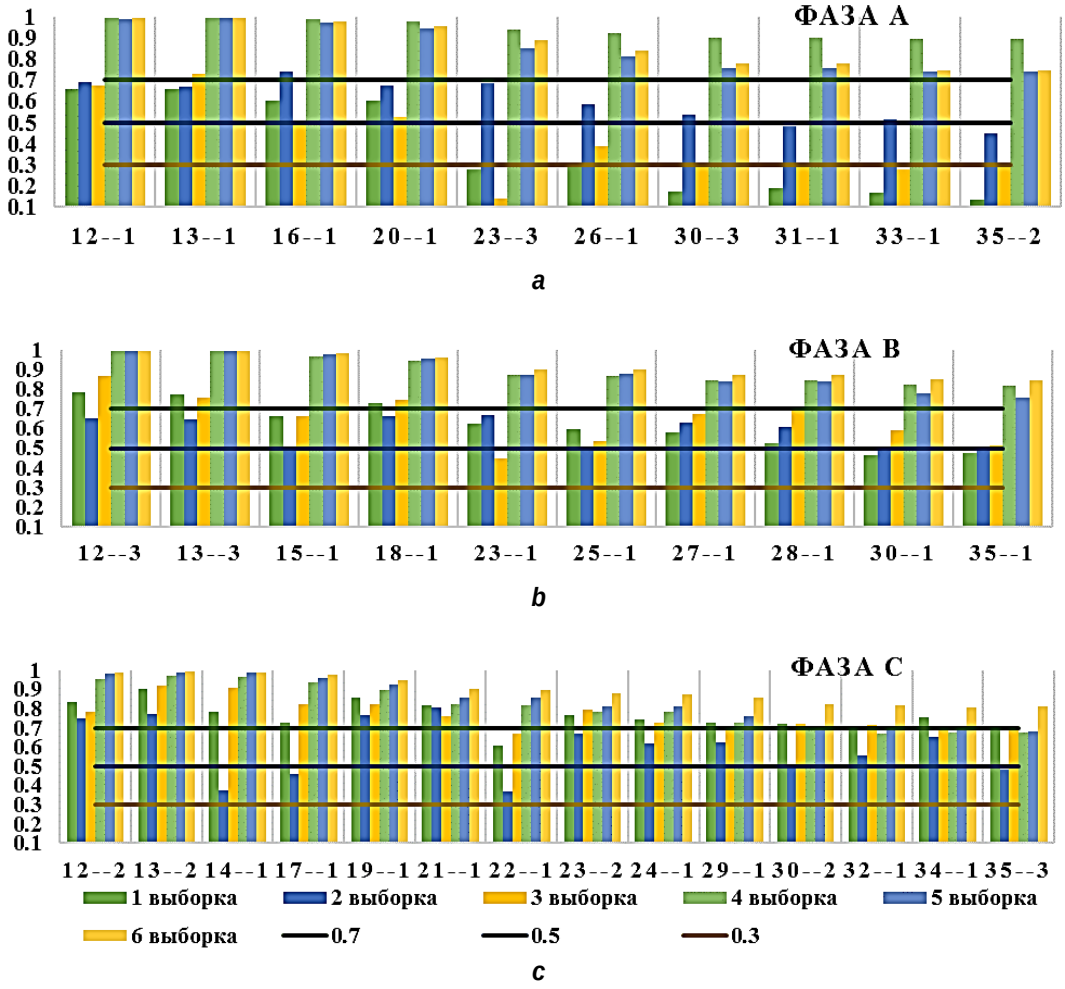

Рис. 4. Диаграммы максимальных положительных значений коэффициентов взаимной корреляции для шести выборок измерений напряжений: a – фаза A; b – фаза B; c – фаза C
Fig. 4. Diagrams of maximum positive values of cross-correlation coefficients for six samples of voltage measurements: a – phase A; b – phase B; c – phase C

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Полученные результаты для низковольтного фидера распределительной сети Иркутской области, оснащенного интеллектуальными счетчиками отечественного производства, иллюстрируют возможность использования данных измерений модулей напряжений такими одно- и трехфазными счетчиками для идентификации фаз их подключения.

Наиболее уверенные результаты по идентификации фаз подключения нагрузок получены при использовании измерений средних значений модулей напряжений.

Тем не менее, максимальные положительные коэффициенты корреляции, полученные при использовании ежесуточных мгновенных измерений модулей напряжений, отнесли эти измерения к тем же фазам, и при этом ни разу не возникло противоречивых результатов, что иллюстрирует эффективность использованного подхода.

Идентификация фаз подключения нагрузок необходима для моделирования каждой фазы низковольтного фидера, определения в фазах числа нагрузочных узлов и соответствующих этим узлам средних значений активной и реактивной мощности и напряжений, которые могут быть использованы для расчета потокораспределения, потерь мощности, а при достаточном числе измерений и для оценивания состояния.

Библиографический список

1. Olival P.C., Madureira A.G., Matos M. Advanced voltage control for smart microgrids using distributed energy resources // Electric power systems research. 2017. Vol. 146. P. 132–140. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.01.027
2. Primadianto A., Lu Ch-N. A Review on distribution system state estimation // IEEE Transactions on Power Systems. 2017. Vol. 32. Issue 5. P. 3875–3883. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2632156
3. Fei Ni, Phuong Hong Nguyen, Cobben J.F.G., Van den Brom H.E., Dongsheng Zhao. Three-phase state estimation in the medium-voltage network with aggregated smart meter data // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2018. Vol. 98. P. 463–473. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.12.033
4. Su Ma, Hong Zhang, Xiaomin Xing. Scalability for Smart Infrastructure System in Smart Grid: A Survey // Wirel Pers Commun. 2018. Vol. 99. Issue 1. P. 161–184. https://doi.org/10.1007/s11277-017-5045-y
5. Mak S.T. Smart Meters serving as synchro-sensors for smart distribution grid applications // Conference Power and Energy Society General Meeting (Detroit, 24–28 July 2011). Detroit: IEEE, 2011. P. 1–3. https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039070
6. Carro S.S., Llano A., Arzuaga A., Arzuaga T., Marron L., Zamalloa M. Smart meters enable synchrophasor applications in distribution grids // 44th International Conference on Large High Voltage Electric Systems. 2012. P. 1–8. [Электронный ресурс]. URL: https://cigreindia.org/CIGRE%20Lib/Cigre%20Pairis%202012/C6/C6_110_2012.pdf (02.02.2019).
7. Wellssow W.H., Waeresch D. Identification of topology faults by smart meter data in meshed low voltage grids // Power Systems Computation Conference (Wroclaw, 18–22 August 2014). Wroclaw: IEEE, 2014. P. 1–7. https://doi.org/10.1109/PSCC.2014.7038327
8. Rohrenbeck S. Construction, commissioning and use of a test bench for smart meter accuracy verification // Power and Energy Student Summit (IEEE PESS). 2015. P. 1–6. [Электронный ресурс]. URL: https://eldorado.tu-dortmund.de/handle/2003/33956 (30.06.2018). https://doi.org/10.17877/DE290R-7458
9. Bahmanyar A., Jamali S., Estebsari A., Pons E., Bompard E.F., Patti E., et al. Emerging smart meters in electrical distribution systems: opportunities and challenges // 24th Iranian Conference on Electrical Engineering (Shiraz, 10–12 May 2016). Shiraz: IEEE, 2016. P. 1–6. https://doi.org/10.1109/IranianCEE.2016.7585682
10. Журнал «Измерение.RU». 2013. № 16 [Электронный ресурс]. URL: https://www.izmerenie.ru/ru/number-15-6-12 (27.05.2019).
11. Журнал «Измерение.RU». 2013. № 17 [Электронный ресурс]. URL: https://www.izmerenie.ru/ru/izmerenie_ru-17 (27.05.2019).
12. Васильева О.А. Новый стандарт функциональности в промышленной автоматизации: интеллектуальные приборы BINOM3 // Технические и программные средства систем автоматизации. Решения для технического и коммерческого учета энергии. 2015. № 12. С. 1–8. [Электронный ресурс]. URL: http://www.binom3.ru/files/article3_ru.pdf (27.05.2019).
13. Журавлев В.В. Электрические сети в новом формате. Деловые встречи и обсуждения // Новости Электротехники. 2018. № 5–6. С. 20–29. [Электронный ресурс]. URL: http://www.news.elteh.ru/pics/113/04_Elseti_113-114.pdf (01.02.2019).
14. Mohassel R.R., Fung A., Mohammadi F., Raahemifar K. A survey on Advanced Metering Infrastructure and its application in Smart Grids // 27th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE) (Toronto, 4–7 May 2014). Toronto: IEEE, 2014. P. 1–8. https://doi.org/10.1109/CCECE.2014.6901102
15. By Trong Nghia Le, Wen-Long Chin, Dang Khoa Truong, Tran Hiep Nguyen. Advanced Metering Infrastructure Based on Smart Meters in Smart Grid // Smart Metering Technology and Services – Inspirations for Energy Utilities. 2016. P. 37–61. [Электронный ресурс]. URL: https://www.intechopen.com/books/smart-metering-technology-and-services-inspirations-for-energy-utilities/advanced-metering-infrastructure-based-on-smart-meters-in-smart-grid (02.02.2019). https://doi.org/10.5772/63631
16. Sendin A., Berganza I., Arzuaga A., Osorio X., Urrutia I., Angueira P. Enhanced Operation of Electricity Distribution Grids through Smart Metering PLC Network Monitoring, analysis and grid conditioning // Energies. 2013. Vol. 6. Issue 1. P. 539–556. https://doi.org/10.3390/en6010539
17. Shang-Wen Luan, Jen-Hao Teng, Shun-Yu Chan, Lain-Chyr Hwang. Development of a Smart Power Meter for AMI Based on ZigBee Communication // International Conference on Power Electronics and Drive Systems (Taipei, 2–5 November 2009). Taipei: IEEE, 2009. P. 661–665. https://doi.org/10.1109/PEDS.2009.5385726
18. Billewicz K. The use of Cloud Computing in AMI System Architecture // Modern Electric Power Systems (MEPS) (Wroclaw, 6–9 July 2015). Wroclaw: IEEE, 2015. P. 1–6. https://doi.org/10.1109/MEPS.2015.7477213
19. Patent no. 2010/0164473 A1 U.S. Meter phase identification / K.J. Caird. No. 12/345,702. Declared 01.07.2010; published 27.03.2012.
20. Chao-Shun Chen, Te-Tien Ku, Chia-Hung Lin. Design of phase identification system to support three-phase loading balance of distribution feeders // Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (Baltimore, 1–5 May 2011). Baltimore: IEEE, 2011. P. 191–198. https://doi.org/10.1109/ICPS.2011.5890874
21. Olivier F., Ernst D., Fonteneau R. Automatic phase identification of smart meter measurement data // CIRED - Open Access Proceedings Journal. 2017. Vol. 2017. Issue 1. P. 1579–1583. [Электронный ресурс].

URL:
https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8315775 (08.01.2019). https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.1143
22. Pezeshki H., Wolfs P. J. Consumer phase identification in a three phase unbalanced LV distribution network // Conference 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe) (Berlin, 14–17 October 2012). Berlin: IEEE, 2012. P. 1–7. https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2012.6465632
23. Wenpeng Luan, Joshua Peng, Mirjana Maras, Joyce Lo, Brian Harapnuk. Smart meter data analytics for distribution network connectivity verification // IEEE Trans Smart Grid. 2015. Vol. 6. Issue 4. P. 1964–1971. https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2421304
24. Watson J., Welch J., Neville W. Use of smart-meter data to determine distribution system topology // The Journal of Engineering. 2016. Vol. 2016. Issue 5. P. 94–101. https://doi.org/10.1049/joe.2016.0033

References

1. Olival PC, Madureira AG, Matos M. Advanced voltage control for smart microgrids using distributed energy resources. Electric power systems research. 2017;146:132–140. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.01.027
2. Primadianto A, Lu Ch-N. A Review on distribution system state estimation. IEEE Trans Power Syst. 2017;32(5):3875–3883.
https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2632156
3. Fei Ni, Phuong Hong Nguyen, Cobben JFG., Van den Brom HE, Dongsheng Zhao. Three-phase state estimation in the medium-voltage network with aggregated smart meter data. International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2018;98:463–473. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.12.033
4. Su Ma, Hong Zhang, Xiaomin Xing. Scalability for Smart Infrastructure System in Smart Grid: A Survey. Wirel Pers Commun. 2018;99(1):161–184. https://doi.org/10.1007/s11277-017-5045-y
5. Mak ST. Smart Meters serving as synchro-sensors for smart distribution grid applications. In: *Conference Power and Energy Society General Meeting.* 24–28 July 2011, Detroit. Detroit: IEEE; 2011, p. 1–3. https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039070
6. Carro SS, Llano A, Arzuaga A, Arzuaga T, Marron L, Zamalloa M. Smart meters enable synchrophasor applications in distribution grids. In: *44th International Conference on Large High Voltage Electric Systems.* 2012, p. 1–8. Available from: https://cigreindia.org/CIGRE%20Lib/Cigre%20Pairis%202012/C6/C6_110_2012.pdf [Accessed 2nd February 2019].
7. Wellssow WH, Waeresch D. Identification of topology faults by smart meter data in meshed low voltage grids. In: *Power Systems Computation Conference.* 18–22 August 2014, Wroclaw. Wroclaw: IEEE; 2014, p. 1–7. https://doi.org/10.1109/PSCC.2014.7038327
8. Rohrenbeck S. Construction, commissioning and use of a test bench for smart meter ac-curacy verification. Power and Energy Student Summit. 2015. P. 1–6. Available from: https://eldorado.tu-dortmund.de/handle/2003/33956 [Accessed 30th June 2018]. https://doi.org/10.17877/DE290R-7458
9. Bahmanyar A, Jamali S, Estebsari A, Pons E, Bompard EF, Patti E, et al. Emerging smart meters in electrical distribution systems: opportunities and challenges. In: *24th Iranian Conference on Electrical Engineering.* 10–12 May 2016, Shiraz. Shiraz: IEEE; 2016, p. 1–6. https://doi.org/10.1109/IranianCEE.2016.7585682
10. Journal “Izmerenie.RU”. 2013:16. Available from: https://www.izmerenie.ru/ru/number-15-6-12 [Accessed 27th May 2019]. (In Russ.)
11. Journal “Izmerenie.RU”. 2013:17. Available from: https://www.izmerenie.ru/ru/izmerenie_ru-17 [Accessed 27th May 2019]. (In Russ.)
12. Vasilieva OA. A new standard of functionality for industrial automation: BINOM3 intelligent devices. *Tekhnicheskie i programmnye sredstva sistem avtomatizacii. Resheniya dlya tekhnicheskogo i kommercheskogo ucheta energii* = Engineering and software tools for automation systems. Solutions for technical and commercial energy metering. 2015;12:1–8. Available from: http://www.binom3.ru/files/article3_ru.pdf [Accessed 27th May 2019]. (In Russ.)
13. Zhuravlev VV. New format for electric grids. Meetings and discussions. *Novosti Elektrotekhniki* = Electrical Engineering News. 2018;5–6:20–29. Available from: http://www.news.elteh.ru/pics/113/04_Elseti_113-114.pdf [Accessed 1st February 2019]. (In Russ.)
14. Mohassel RR, Fung A, Mohammadi F, Raahemifar K. A survey on Advanced Metering Infrastructure and its application in Smart Grids. In: *27th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE).* 4–7 May 2014, Toronto. Toronto: IEEE; 2014, p. 1–8. https://doi.org/10.1109/CCECE.2014.6901102
15. By Trong Nghia Le, Wen-Long Chin, Dang Khoa Truong, Tran Hiep Nguyen. Advanced Metering Infrastructure Based on Smart Meters in Smart Grid. Smart Metering Technology and Services – Inspirations for Energy Utilities. 2016:37–61. Available from: https://www.intechopen.com/books/smart-metering-technology-and-services-inspirations-for-energy-utilities/advanced-metering-infrastructure-based-on-smart-meters-in-smart-grid [Accessed 2nd February 2019]. https://doi.org/10.5772/63631
16. Sendin A, Berganza I, Arzuaga A, Osorio X, Urrutia I, Angueira P. Enhanced Operation of Electricity Distribution Grids through Smart Metering PLC Network Monitoring, analysis and grid conditioning. Energies. 2013;6(1):539–556. https://doi.org/10.3390/en6010539
17. Shang-Wen Luan, Jen-Hao Teng, Shun-Yu Chan, Lain-Chyr Hwang. Development of a Smart Power Meter for AMI Based on ZigBee Communication. In: *Inter-*

national Conference on Power Electronics and Drive Systems. 2–5 November 2009, Taipei. Taipei: IEEE; 2009, p. 661–665. https://doi.org/10.1109/PEDS.2009.5385726
18. Billewicz K. The use of Cloud Computing in AMI System Architecture. In: *Modern Electric Power Systems (MEPS).* 6–9 July 2015, Wroclaw. Wroclaw: IEEE; 2015, p. 1–6. https://doi.org/10.1109/MEPS.2015.7477213
19. Caird KJ. *Meter phase identification*. Patent U.S., no. 2010/0164473 A1; 2012.
20. Chao-Shun Chen, Te-Tien Ku, Chia-Hung Lin. Design of phase identification system to support three-phase loading balance of distribution feeders. In*: Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference.* 1–5 May 2011, Baltimore. Baltimore: IEEE; 2011, p. 191–198. https://doi.org/10.1109/ICPS.2011.5890874
21. Olivier F, Ernst D, Fonteneau R. Automatic phase identification of smart meter measurement data. CIRED – Open Access Proceedings Journal. 2017;2017(1):1579–1583. Available from: https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8315775 [Accessed 8th January 2019]. https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.1143
22. Pezeshki H, Wolfs PJ. Consumer phase identification in a three phase unbalanced LV distribution network. In: *Conference 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe).* 14–17 October 2012, Berlin. Berlin: IEEE; 2012, p. 1–7. https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2012.6465632
23. Wenpeng Luan, Joshua Peng, Mirjana Maras, Joyce Lo, Brian Harapnuk. Smart meter data analytics for distribution network connectivity verification. IEEE Trans Smart Grid. 2015;6(4):1964–1971. https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2421304
24. Watson J, Welch J, Neville W. Use of smart-meter data to determine distribution system topology. The Journal of Engineering. 2016;2016(5):94–101. https://doi.org/10.1049/joe.2016.0033

Критерии авторства

Кузькина Я.И., Голуб И.И. заявляют о равном участии в получении и оформлении научных результатов и в равной мере несут ответственность за плагиат.

Authorship criteria

Kuzkina Ya.I., Golub I.I. declare equal participation in obtaining and formalization of scientific results and bear equal responsibility for plagiarism.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interests

The authors declare that there is no conflict of interests regarding the publication of this article.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Кузькина Яна Игоревна,
инженер 2 категории сектора проектирования,
Служба релейной защиты и автоматики,
ООО «Инженерный центр «Иркутскэнерго»,
664043, г. Иркутск, бул. Рябикова, 67, Россия;
аспирант,
Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, Россия;
e-mail: yaigk@yandex.ru

Голуб Ирина Ивановна,
доктор технических наук, профессор,
ведущий научный сотрудник,
Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, Россия,
✉ e-mail: golub@isem.irk.ru

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Yana I. Kuzkina,
Second Category Engineer of the Design sector,
Department of Relay Protection and Automation,
Irkutskenergo Engineering Center LLC,
67, Ryabikov Blvd., Irkutsk 664043, Russia;
Postgraduate student,
Melentiev Energy Systems Institute SB RAS,
130, Lermontov St., Irkutsk 664033, Russia;
e-mail: yaigk@yandex.ru

Irina I. Golub,
Dr.Sci. (Eng.), Professor,
Leading Researcher,
Melentiev Energy Systems Institute SB RAS,
130, Lermontov St., Irkutsk 664033, Russia;
✉ e-mail: golub@isem.irk.ru