

protection studies: MSc graduation thesis. Delft.: Delft University of Technology, 2009.

3. Ghanavati, G., Kouhsaru, S.M. Calculation of transformer internal faults is short circuit analysis. 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting. Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008.

4. Kezunovic, M., Gou, Y. Modeling and simulation of the power transformer faults and related protective relay behaviour. IEEE Transactions on Power Delivery, January, 2000, vol. 15, no. 1.

5. Sreejith, P.M., Savier, J.S., Francis, C.J. Development of steady state model for transformer internal faults. 2017 IEEE International Conference on Signal Processing, Informatics, Communication and Energy Systems (SPICES), 2017.

6. Espinoza, J.R., Perez-Rojas, C. Modeling transformers with internal faults based on magnetic circuit. Part I, II. 2011 North American Power Symposium, 2011.

7. Dommell, H.W. EMTP Theory book // Iran University of Science and Technology URL:

<http://een.iust.ac.ir/profs/Shahrtash/2014/Electrical Power System Transients/EMTP Theory Book.pdf> (request date: 30.07.2018).

8. Rummyantsev, Yu.V. Kompleksnaya model' dlya issledovaniya funktsionirovaniya tsifrovoy differentsial'noy zashchity silovogo transformatora [A complex model for investigating power transformer digital differential protection]. *Energetika. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy i energeticheskikh ob"edineniy SNG*, 2016, vol. 59, no. 3, pp. 203–224.

9. Zacypkin, A.S. *Releynaya zashchita transformatorov* [Power transformer relay protection]. Moscow: Energoatomizdat, 1989.

10. Fedoseev, A.M., Fedoseev, M.A. *Releynaya zashchita elektroenergeticheskikh sistem* [Relay protection of electric power systems]. Moscow: Energoatomizdat, 1992.

11. Bessonov, L.A. *Teoreticheskie osnovy elektrotehniki* [Theory of Electrical Engineering]. Moscow: Vysshaya shkola, 1996.

Колобанов Петр Алексеевич,
ООО «ЭТС-Проект», ведущий инженер, e-mail: agemont@mail.ru
Kolobanov Pyotr Alekseyevich,
ETS-Project Ltd., Lead Engineer, e-mail: agemont@mail.ru

Куликов Александр Леонидович,
ФГБОУВПО «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева», доктор технических наук, профессор кафедры электроэнергетики, электроснабжения и силовой электроники,
e-mail: inventor61@mail.ru
Kulikov Aleksandr Leonidovich,
Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alexeev, Doctor of Engineering Sciences (Post-doctoral degree),
Professor of the Department of Electrical Power Engineering, Power Supply and Power Electronics,
e-mail: inventor61@mail.ru

УДК 621.3

АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТРАНСПОНИРОВАННОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА БАЗЕ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

И.Е. ИВАНОВ

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
г. Иваново, Российская Федерация
Email: iivanov@mtu.edu

Авторское резюме

Состояние вопроса. Параметры высоковольтных воздушных линий электропередачи могут существенно варьироваться в зависимости от погодных условий и уровня токов нагрузки. Внедрение устройств синхронизированных векторных измерений обуславливает потенциальную возможность актуализации параметров линий электропередачи. При этом ряд алгоритмов, предложенных ранее для решения этой задачи, достаточно сложны и требуют выполнения оптимизации, что определяет целесообразность получения аналитического решения для конкретных электроэнергетических объектов, например для одноцепной трехфазной транспонированной линии электропередачи.

Материалы и методы. При выводе аналитических выражений используются известные соотношения из электротехники, а также математические методы исследования функций. Разработанный алгоритм реализован на

языке MATLAB, а для его тестирования применяется модель электрической сети в программном комплексе ATP/ATPDraw. При исследовании влияния погрешностей измерений используется метод Монте-Карло: для каждого рассматриваемого класса точности измерительных трансформаторов осуществляется серия из 10000 вычислительных экспериментов в MATLAB, после чего вычисляются необходимые статистические показатели.

Результаты. Получен алгоритм, позволяющий определить параметры одноцепной трехфазной транспонированной линии электропередачи на базе одного комплекта синхронизированных векторных измерений по концам линии. Алгоритм успешно верифицирован с помощью программных средств MATLAB и ATP/ATPDraw. Проанализировано, насколько велико влияние погрешностей измерений при использовании различных классов точности измерительных трансформаторов.

Выводы. Разработанный алгоритм потенциально позволяет реализовать более простой (и менее требовательный к вычислительным ресурсам) подход к актуализации параметров транспонированных воздушных линий электропередачи на базе синхронизированных векторных измерений. В нормальном режиме со слабой несимметрией алгоритм обеспечивает достаточно качественные результаты расчета удельных параметров прямой последовательности линии при применении измерительных трансформаторов класса точности 0,5. В резко несимметричном режиме алгоритм может быть применен также и для расчета удельных продольных параметров нулевой последовательности линии даже при использовании измерительных трансформаторов класса точности 1,0.

Ключевые слова: параметры линии электропередачи, синхронизированные векторные измерения, транспонированная линия электропередачи, фазо-модальные преобразования

ESTIMATION OF SYNCHROPHASOR-BASED TRANPOSED LINE PARAMETERS BY ANALYTICAL METHODS

I.E. IVANOV

Ivanovo State Power Engineering University, Ivanovo, Russian Federation

Email: iivanov@mtu.edu

Abstract

Background. High voltage overhead transmission line parameters can significantly change depending on weather conditions and line loading. Installation of phasor measurement units potentially allows keeping track of true line parameters. However, a few algorithms proposed earlier for this purpose are quite complex and require optimization, which makes it reasonable to obtain a rigorous analytical solution that can be applied at certain electric power facilities such as a three-phase single circuit transposed line.

Materials and methods. The analytical expressions have been derived using well-known relations from electrical engineering as well as the theory of functions. The developed algorithm has been realized in the MATLAB language and tested out on a power network model built into the ATP/ATPDraw software. The Monte Carlo method has been used to assess the effect of measurement errors: for each instrument transformer accuracy class, we conducted a series of 10,000 experiments in MATLAB and then calculated the necessary statistics.

Results. A rigorous algorithm has been derived allowing the estimation of three-phase single circuit transposed line parameters by using one set of synchronized phasor measurements on both line ends. The algorithm has been successfully verified with MATLAB and ATP/ATPDraw software. In addition, the effect of measurement errors when exploiting instrument transformers of different accuracy classes has been analyzed.

Conclusions. The proposed algorithm potentially allows us to implement a simpler (and less computationally-intensive) approach to solving the transposed overhead line parameter estimation problem based on synchrophasor measurements. Under steady-state conditions with a slight unbalance, the algorithm allows obtaining good quality results of calculating specific positive sequence line parameters for 0.5 accuracy class instrument transformers. Under highly unbalanced conditions, the algorithm can also be exploited to compute the zero sequence series resistance and reactance, even if 1.0 accuracy class transformers are used.

Key words: transmission line parameters, synchrophasor measurements, transposed line, phase-mode transformations

DOI: 10.17588/2072-2672.2019.1.030-042

Введение. Проблема актуализации расчетных моделей оборудования электроэнергетических систем (ЭЭС) активно обсуждается на протяжении нескольких последних лет [1–3]. Причины возросшего интереса исследователей к данной проблеме кроются, во-первых, в необходимости создания надежных адаптивных систем управления ЭЭС при переходе к интеллектуальным электрическим сетям нового поколения – smart grids, а во-

вторых, в широком распространении устройств векторной регистрации параметров электрических режимов в ЭЭС по всему миру [4]. Устройства синхронизированных векторных измерений (СВИ), функционирующие в Российской Федерации в рамках системы мониторинга переходных режимов (СМНР), потенциально могут быть использованы для идентификации фактических параметров элементов ЭЭС практически в режиме реаль-

ного времени. По состоянию на 2015 г. в российской энергосистеме было установлено около четырехсот устройств СВИ (УСВИ), а общее количество УСВИ в Северной Америке в том же году составляло около 2000 единиц [5, 6].

В последние 10–15 лет в отечественной и зарубежной литературе появилось немало публикаций, посвященных актуализации параметров воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) с использованием СВИ [1, 7–10]. При этом соответствующие алгоритмы, предлагаемые во многих работах, часто достаточно сложны и требуют решения оптимизационной задачи [9–12]. Это обстоятельство само по себе является некоторым препятствием для применения разработанных методик в электроэнергетике, особенно с учетом допущений, принятых в ходе верификации алгоритмов. Так, в [9] в оптимизационную задачу по поиску неизвестных параметров линии интегрированы все без исключения систематические погрешности СВИ по обоим концам одноцепной трехфазной ВЛЭП и в результате получены 24 неизвестных: ошибки по модулю и по фазе для трех векторов тока и напряжения с каждой стороны ВЛЭП. Подобный подход сам по себе требует серьезного критического анализа относительно того, всегда ли в этом случае возможно получение уникального решения задачи, но еще больше вопросов вызывает процедура тестирования алгоритма. Измерения токов и напряжений осуществлялись на реальной ВЛЭП напряжением 400 кВ в течение целой недели, а вариация по току составила 10–270 А. При этом не только параметры ВЛЭП, но и все систематические ошибки СВИ предполагались неизменными. В этих условиях рассчитанные авторами значения параметров ВЛЭП могут оказаться некорректными. Функционирование алгоритма, предложенного в [11], возможно лишь при наличии на одной из подстанций «идеального» (без погрешностей) УСВИ, снабжаемого сигналами тока и напряжения также от «идеальных» измерительных трансформаторов. В [12] представлен критический анализ некоторых других публикаций, посвященных рассматриваемой проблеме.

Учитывая изложенное, представляется целесообразным осуществить исследование на предмет того, возможно ли получить аналитическое решение задачи по оценке актуальных параметров одноцепной трехфазной ВЛЭП. Наличие упрощенного и вместе с тем детерминированного (не требующего решения оптимизационной задачи) алгоритма потенциально может ускорить практическое внедрение идеи актуализации параметров ВЛЭП на базе СВИ.

Для реализации подобного подхода, очевидно, требуется и некоторое упрощение объекта исследования. В настоящем исследовании

таким объектом является *транспонированная ВЛЭП*, т.е. ВЛЭП с ротацией фазных проводов на отдельных участках вдоль трассы линии. Несмотря на то, что «идеально транспонированных» ВЛЭП в ЭЭС нет, выбор объекта моделирования вполне оправдан с практической точки зрения. Расчетные формулы, используемые в отечественных инженерных методиках, записаны для транспонированных ВЛЭП (несимметрия игнорируется) [13]. Кроме того, как показано в [14], наличие даже значительных отличающихся по длине участков в цикле транспозиции существенно «уравнивает» значения элементов эквивалентной матрицы сопротивлений (на полную длину ВЛЭП).

Материалы и методы исследования.
Теоретическое обоснование предлагаемого алгоритма. Решение задачи относительно искомых сопротивлений и проводимостей трехфазной транспонированной ВЛЭП наиболее просто осуществляется при переходе от фазных координат к *симметричным* либо *модальным составляющим*. Это связано с тем, что дифференциальные уравнения в фазных координатах содержат напряжения и токи всех трех фаз, т.е. каждая из фаз испытывает влияние двух соседних [15]:

$$\begin{bmatrix} -\frac{dU_A}{dx} \\ -\frac{dU_B}{dx} \\ -\frac{dU_C}{dx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_s & z_m & z_m \\ z_m & z_s & z_m \\ z_m & z_m & z_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}; \quad (1)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{dI_A}{dx} \\ \frac{dI_B}{dx} \\ \frac{dI_C}{dx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_s & y_m & y_m \\ y_m & y_s & y_m \\ y_m & y_m & y_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_A \\ U_B \\ U_C \end{bmatrix}, \quad (2)$$

где U_A , U_B и U_C – фазные напряжения; I_A , I_B и I_C – фазные токи; z_s , z_m , y_s и y_m – собственное сопротивление, взаимное сопротивление, собственная проводимость и взаимная проводимость соответственно.

Представив матрицы фазных напряжений и токов в виде

$$[\mathbf{U}] = [\mathbf{T}][\mathbf{U}_{symm}]; \quad (3)$$

$$[\mathbf{I}] = [\mathbf{T}][\mathbf{I}_{symm}], \quad (4)$$

где $[\mathbf{U}_{symm}]$ и $[\mathbf{I}_{symm}]$ – матрицы симметричных либо модальных составляющих векторов напряжений и токов, а $[\mathbf{T}]$ – специальная мат-

рица преобразования, с учетом (1) и (2) получаем следующие матричные уравнения:

$$-\left[\frac{d\mathbf{u}_{symm}}{dx}\right] = [\mathbf{T}]^{-1}[\mathbf{z}][\mathbf{T}][\mathbf{I}_{symm}]; \quad (5)$$

$$-\left[\frac{d\mathbf{I}_{symm}}{dx}\right] = [\mathbf{T}]^{-1}[\mathbf{y}][\mathbf{T}][\mathbf{u}_{symm}]. \quad (6)$$

Если выбрать матрицу $[\mathbf{T}]$ таким образом, что в результате произведений $[\mathbf{T}]^{-1}[\mathbf{z}][\mathbf{T}]$ и $[\mathbf{T}]^{-1}[\mathbf{y}][\mathbf{T}]$ получатся диагональные матрицы, то систему, состоящую из уравнений (5) и (6), общее количество которых равно шести, можно разделить на три независимые системы. Каждая из этих систем будет содержать два уравнения и решаться относительно одной симметричной (либо модальной) составляющей. В итоге решение каждой из трех систем можно получать независимо, как для задачи с однопроводной линией.

Метод симметричных составляющих прямой, обратной и нулевой последовательностей хорошо известен и широко применяется в инженерной практике. Основным недостатком системы симметричных составляющих является то, что значения фазных величин и параметров отдельных последовательностей связаны между собой комплексными, а не действительными коэффициентами. Поэтому при исследовании переходных процессов в ЕМТР-подобных программах симметричные составляющие как таковые не используются [15]. Трехфазные ВЛЭП описываются с применением так называемых *модальных составляющих*, или *волновых каналов*. Для транспонированных линий систему волновых каналов записывают в виде $(\alpha, \beta, 0)$ -составляющих. Элементы матрицы преобразования $[\mathbf{T}]$ в этом случае являются вещественными числами,

однако вид матрицы в разных литературных источниках может отличаться. Так, в [15] матрица представлена в следующей форме:

$$[\mathbf{T}] = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & \sqrt{2} & 0 \\ 1 & -\frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} \end{bmatrix}. \quad (7)$$

Нетрудно убедиться, что матрица $[\mathbf{T}]$ вида (7) диагонализует произведение $[\mathbf{T}]^{-1}[\mathbf{z}][\mathbf{T}]$ следующим образом (структура матрицы $[\mathbf{y}_{symm}]$ выглядит аналогично):

$$[\mathbf{z}_{symm}] = [\mathbf{T}]^{-1}[\mathbf{z}][\mathbf{T}] = \begin{bmatrix} z_s + 2 \cdot z_m & 0 & 0 \\ 0 & z_s - z_m & 0 \\ 0 & 0 & z_s - z_m \end{bmatrix}. \quad (8)$$

Элемент $z_s + 2 \cdot z_m$ полученной матрицы $[\mathbf{z}_{symm}]$ является *сопротивлением нулевой последовательности*, тогда как элементы $z_s - z_m$ представляют равные между собой *сопротивления прямой и обратной последовательностей*.

На основании вышеизложенного можно предложить алгоритм, позволяющий рассчитать все требуемые параметры (сопротивления и проводимости прямой и нулевой последовательностей) одноцепной трехфазной транспонированной линии. Отдельные этапы алгоритма можно описать «укрупненными блоками», соответствующими строкам табл. 1.

Таблица 1. Процедура определения актуальных параметров трехфазной транспонированной ВЛЭП в общем виде

Этап	Описание вычислений
I	<p>Формирование матриц модальных составляющих напряжений и токов на основании выражений (3) и (4) по данным одного комплекта СВИ с двух сторон ВЛЭП (при этом за «1» условно обозначим начало линии, а за «2» – конец):</p> $\begin{bmatrix} \underline{U}_{0_1} \\ \underline{U}_{\alpha_1} \\ \underline{U}_{\beta_1} \end{bmatrix} = [\mathbf{T}]^{-1} \begin{bmatrix} \underline{U}_{A_1} \\ \underline{U}_{B_1} \\ \underline{U}_{C_1} \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} \underline{U}_{0_2} \\ \underline{U}_{\alpha_2} \\ \underline{U}_{\beta_2} \end{bmatrix} = [\mathbf{T}]^{-1} \begin{bmatrix} \underline{U}_{A_2} \\ \underline{U}_{B_2} \\ \underline{U}_{C_2} \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} \underline{I}_{0_1} \\ \underline{I}_{\alpha_1} \\ \underline{I}_{\beta_1} \end{bmatrix} = [\mathbf{T}]^{-1} \begin{bmatrix} \underline{I}_{A_1} \\ \underline{I}_{B_1} \\ \underline{I}_{C_1} \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} \underline{I}_{0_2} \\ \underline{I}_{\alpha_2} \\ \underline{I}_{\beta_2} \end{bmatrix} = [\mathbf{T}]^{-1} \begin{bmatrix} \underline{I}_{A_2} \\ \underline{I}_{B_2} \\ \underline{I}_{C_2} \end{bmatrix}, \quad (9)$ <p>где $[\mathbf{T}]$ – матрица преобразования в форме (7)</p>

Этап	Описание вычислений
II	<p>Решение системы матричных уравнений, записываемых на основании выражений (5) и (6), а также следующих за ними комментариев:</p> $-\left[\frac{d\mathbf{U}_{0\alpha\beta}}{dx}\right] = [\mathbf{z}_{0\alpha\beta}][\mathbf{I}_{0\alpha\beta}]; \tag{10}$ $-\left[\frac{d\mathbf{I}_{0\alpha\beta}}{dx}\right] = [\mathbf{y}_{0\alpha\beta}][\mathbf{U}_{0\alpha\beta}],$ <p>что эквивалентно шести уравнениям, из которых формируются три независимые системы по два уравнения. Каждая из этих систем записывается точно таким же образом, что и система уравнений для однофазной длинной линии (рис. 1), разрешенных относительно тока и напряжения в конце линии [16]:</p> $\underline{U}_{mode_2} = \underline{U}_{mode_1} \cdot \text{ch}(\underline{\gamma}_{mode} \cdot l) - \underline{I}_{mode_1} \cdot \underline{Z}_{mode} \cdot \text{sh}(\underline{\gamma}_{mode} \cdot l); \tag{11}$ $\underline{I}_{mode_2} = -\frac{\underline{U}_{mode_1}}{\underline{Z}_{mode}} \cdot \text{sh}(\underline{\gamma}_{mode} \cdot l) + \underline{I}_{mode_1} \cdot \text{ch}(\underline{\gamma}_{mode} \cdot l).$ <p>В системе (11) слово «mode» служит для обозначения отдельного волнового канала ($\alpha, \beta, 0$); $\underline{\gamma}_{mode}$ и \underline{Z}_{mode} – постоянная распространения и характеристическое (волновое) сопротивление ВЛЭП соответственно; l – длина ВЛЭП.</p> <p>Решение системы (11) относительно $\underline{\gamma}_{mode}$ и \underline{Z}_{mode} с последующим расчетом \underline{Z}_{mode} и $\underline{\gamma}_{mode}$ осуществляется в соответствии с алгоритмом, представленным далее в настоящей статье</p>
III	<p>Формирование матриц модальных сопротивлений и проводимостей ВЛЭП:</p> $[\mathbf{z}_{0\alpha\beta}] = \begin{bmatrix} \underline{z}_0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{z}_\alpha & 0 \\ 0 & 0 & \underline{z}_\beta \end{bmatrix}; \quad [\mathbf{y}_{0\alpha\beta}] = \begin{bmatrix} \underline{y}_0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{y}_\alpha & 0 \\ 0 & 0 & \underline{y}_\beta \end{bmatrix}. \tag{12}$
IV	<p>Расчет матриц сопротивлений и проводимостей в фазных координатах на основании матричного выражения (8):</p> $[\mathbf{z}] = [\mathbf{T}][\mathbf{z}_{0\alpha\beta}][\mathbf{T}]^{-1}; \quad [\mathbf{y}] = [\mathbf{T}][\mathbf{y}_{0\alpha\beta}][\mathbf{T}]^{-1}, \tag{13}$ <p>а затем определение искомых параметров прямой и нулевой последовательностей ВЛЭП. Так, для сопротивлений получаем следующее (для проводимостей все аналогично):</p> $\underline{z}_1 = \underline{z}_s - \underline{z}_m; \quad \underline{z}_0 = \underline{z}_s + 2 \cdot \underline{z}_m, \tag{14}$ <p>где \underline{z}_s и \underline{z}_m – среднее из всех диагональных и недиагональных элементов матрицы $[\mathbf{z}]$ соответственно</p>

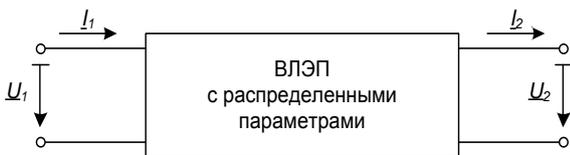


Рис. 1. Поясняющая иллюстрация к системе уравнений (11) с указанием принятых положительных направлений токов

Ключевым этапом методики, приведенной в табл. 1, является решение трех систем уравнений вида (11), поэтому ниже подробно излагается алгоритм решения. Слово «mode», обозначающее отдельную модальную составляющую, при этом будем опускать.

Постоянная распространения $\underline{\gamma}$ и волновое сопротивление \underline{Z} однофазной длинной линии вычисляются следующим образом:

$$\underline{\gamma} = \sqrt{(r + j\omega L)(g + j\omega C)} = \alpha + j\beta; \tag{15}$$

$$\underline{Z} = \sqrt{\frac{r + j\omega L}{g + j\omega C}},$$

где r, L, g и C – активное сопротивление, индуктивность, активная проводимость и емкость линии на единицу ее длины соответственно; ω – угловая частота; α – действительная часть постоянной распространения, называемая коэффициентом затухания; β – мнимая часть постоянной распространения, называемая коэффициентом фазы.

Из системы (15) следуют очевидные соотношения:

$$\underline{z} = r + j\omega L = \underline{\gamma} \underline{Z}; \tag{16}$$

$$\underline{y} = g + j\omega C = \frac{\underline{\gamma}}{\underline{Z}},$$

где \underline{z} и \underline{y} – полное сопротивление и проводимость линии на единицу ее длины, являю-

щиеся искомыми параметрами при решении системы (11).

Выразим волновое сопротивление \underline{Z} из первого уравнения системы (11), подставим его во второе уравнение и проведем некоторые преобразования, воспользовавшись известным тождеством

$$\operatorname{sh}^2(\underline{\gamma} \cdot l) = \operatorname{ch}^2(\underline{\gamma} \cdot l) - 1, \quad (17)$$

в результате чего можно записать следующее:

$$\operatorname{ch}(\underline{\gamma} \cdot l) = \frac{I_1 \underline{U}_1 + I_2 \underline{U}_2}{I_2 \underline{U}_1 + I_1 \underline{U}_2}; \quad (18)$$

$$\underline{Z} = \frac{U_1 \operatorname{ch}(\underline{\gamma} \cdot l) - U_2}{I_1 \operatorname{sh}(\underline{\gamma} \cdot l)}.$$

В справочной математической литературе приводится формула для вычисления гиперболического арксинуса вида

$$\operatorname{Arch} x = \pm \ln(x + \sqrt{x^2 - 1}). \quad (19)$$

В нашем случае аргумент x является комплексным числом, а под знаком логарифма в выражении (19) производится операция извлечения квадратного корня, поэтому применить (19) напрямую к вычислению произведения $(\underline{\gamma} \cdot l)$ проблематично. Следовательно, необходимо найти аналитическое решение первого из уравнений системы (18) относительно $\underline{\gamma}$, не используя формулу (19). Перепишем его в следующем виде:

$$\frac{e^{\underline{\gamma} \cdot l} + e^{-\underline{\gamma} \cdot l}}{2} = A + jB, \quad (20)$$

где параметры A и B определяются по данным СВИ напряжений и токов по концам линии:

$$A = \operatorname{Re} \left(\frac{I_1 \underline{U}_1 + I_2 \underline{U}_2}{I_2 \underline{U}_1 + I_1 \underline{U}_2} \right); \quad (21)$$

$$B = \operatorname{Im} \left(\frac{I_1 \underline{U}_1 + I_2 \underline{U}_2}{I_2 \underline{U}_1 + I_1 \underline{U}_2} \right).$$

Учитывая, что $\underline{\gamma} = \alpha + j\beta$, и применяя преобразования к уравнению (20), приходим к системе из двух уравнений с действительными числами:

$$\begin{aligned} \cos(\beta \cdot l) \operatorname{ch}(\alpha \cdot l) &= A; \\ \sin(\beta \cdot l) \operatorname{sh}(\alpha \cdot l) &= B. \end{aligned} \quad (22)$$

Возведя уравнения системы (22) в квадрат и продолжив преобразования, можно записать:

$$\begin{aligned} \sin^2(\beta \cdot l) &= 1 - \frac{A^2}{\operatorname{ch}^2(\alpha \cdot l)}; \\ \left(\frac{e^{2\alpha \cdot l} + e^{-2\alpha \cdot l} + 2}{4} - A^2 \right) \times \\ &\times \frac{e^{2\alpha \cdot l} + e^{-2\alpha \cdot l} - 2}{e^{2\alpha \cdot l} + e^{-2\alpha \cdot l} + 2} = B^2. \end{aligned} \quad (23)$$

Введем обозначение

$$t = \frac{e^{2\alpha \cdot l} + e^{-2\alpha \cdot l}}{2} = \operatorname{ch}(2 \cdot \alpha \cdot l), \quad (24)$$

что позволяет свести второе уравнение системы (23) к квадратному уравнению

$$t^2 - 2(A^2 + B^2)t + 2(A^2 - B^2) - 1 = 0 \quad (25)$$

со следующими корнями:

$$t_{1,2} = A^2 + B^2 \pm \sqrt{D_1}, \quad (26)$$

где

$$D_1 = (A^2 - 1)^2 + B^4 + 2 \cdot A^2 \cdot B^2 + 2 \cdot B^2 \geq 0. \quad (27)$$

Неотрицательность D_1 в (27) свидетельствует о том, что уравнение (25) всегда имеет действительные корни. Для того чтобы определить расположение этих корней на оси действительных чисел, проведем исследование функции $F(t)$, определяемой выражением в левой части уравнения (25). График данной функции является параболой, две симметричные ветви которой направлены вверх, в сторону увеличения ординаты (рис. 2). Поскольку полином в (27) всюду неотрицателен, парабола пересекает ось абсцисс как минимум в одной точке (в этом предельном случае корни уравнения (25) t_1 и t_2 будут равными).

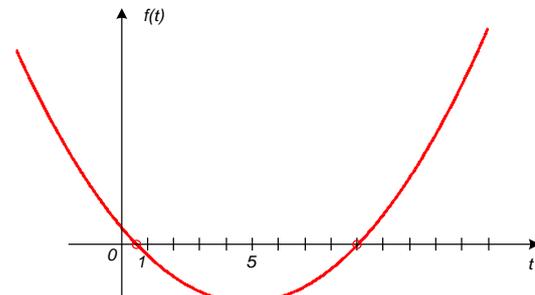


Рис. 2. Поясняющая иллюстрация к определению области расположения корней квадратного уравнения (25)

Применив аппарат теории пределов к функции $F(t)$, получим следующие результаты:

$$\lim_{t \rightarrow -\infty} F(t) = \infty; \quad (28,а)$$

$$\lim_{t \rightarrow -1} F(t) = 4 \cdot A^2; \quad (28,б)$$

$$\lim_{t \rightarrow 1} F(t) = -4 \cdot B^2; \quad (28,в)$$

$$\lim_{t \rightarrow \infty} F(t) = \infty. \quad (28,г)$$

Из (28,б) и (28,в) очевидно, что на отрезке $[-1, 1]$ происходит смена знака функции $F(t)$, поэтому ее график должен пересекать ось абсцисс. Следовательно, на данном отрезке всегда находится один из корней уравнения (25). Из (28,в) и (28,г) также следует, что второй корень

всегда располагается на полуинтервале $[1, \infty)$.

Итак, уравнение (25) имеет следующие решения:

$$t_1 = A^2 + B^2 - \sqrt{D_1}, \quad t_1 \in [-1, 1]; \tag{29}$$

$$t_2 = A^2 + B^2 + \sqrt{D_1}, \quad t_2 \in [1, \infty).$$

Решим теперь уравнение (24) относительно α . Произведя замену

$$s = e^{2\alpha \cdot l}, \tag{30}$$

получается квадратное уравнение со следующими корнями:

$$s_1 = t - \sqrt{t^2 - 1}; \tag{31}$$

$$s_2 = t + \sqrt{t^2 - 1}.$$

Из (30) следует, что s – положительное действительное число, что при анализе (31) дает $|t| \geq 1$, поэтому только корень t_2 из (29) удовлетворяет условиям задачи. Отметим, что в частном случае $t=1$ оба корня t_1 и t_2 должны быть одинаковыми, т.е. $t_1 = t_2 = 1$, что легко доказуемо. Кроме того, в этом случае, во-первых, $\alpha = 0$ согласно (30) и (31), а во-вторых, $B=0$ в соответствии, например, с (28,в). И то и другое является крайне маловероятным с практической точки зрения. Итак, в особом случае (являющемся чисто теоретическим), соответствующем $\alpha = 0$, имеем $t_1 = t_2 = 1$ и $s_1 = s_2 = 1$, т.е. все корни, рассчитанные по выражениям (29) и (31), удовлетворяют условиям задачи. Во всех остальных случаях из двух корней, определяемых (29), только t_2 является «истинным». Теперь необходимо устранить «лишний» корень s_1 или s_2 .

Задавшись $\alpha > 0$, на основании (30) получаем $s > 1$. Из двух корней s_1 и s_2 только второй s_2 удовлетворяет данному критерию. Это следует из того, что функция $f(t) = t - \sqrt{t^2 - 1}$ достигает максимального значения, равного единице, при $t=1$, и монотонно убывает. Если же задаться $\alpha < 0$, из (30) получаем $s < 1$. Этому критерию удовлетворяет только корень s_1 , поскольку выражение для расчета корня s_2 соответствует монотонно возрастающей функции $g(t) = t + \sqrt{t^2 - 1}$, достигающей минимального значения, равного единице, при $t=1$. Таким образом, оба корня s_1 и s_2 формально удовлетворяют условиям задачи.

Выразим теперь искомое значение α из (30) с учетом (29) и (31), а также изложенного выше анализа:

$$\alpha = \frac{1}{2 \cdot l} \cdot \ln \left(t \pm \sqrt{t^2 - 1} \right), \tag{32}$$

$$\text{где } t = A^2 + B^2 + \sqrt{D_1}.$$

Получаем, что одному значению t , вычисляемому на основе СВИ токов и напряжений по концам ВЛЭП, соответствуют два значения α . Принимая во внимание (24), можно отметить, что это является следствием четности функции гиперболического косинуса. Следовательно, оба значения α , рассчитанные по (32), должны быть равны по модулю и противоположны по знаку (рис. 3), где функции $f_1(t)$ и $f_2(t)$ определяются следующим образом:

$$f_1(t) = \frac{1}{2 \cdot l} \ln \left(t + \sqrt{t^2 - 1} \right); \tag{33}$$

$$f_2(t) = \frac{1}{2 \cdot l} \ln \left(t - \sqrt{t^2 - 1} \right).$$

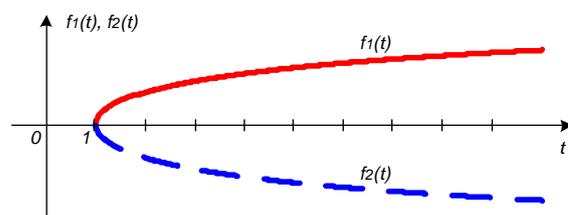


Рис. 3. Иллюстрация симметричности двух решений по (32)

Очевидно, решение относительно α можно также записать в виде

$$\alpha = \pm \frac{1}{2 \cdot l} \cdot \ln \left(t + \sqrt{t^2 - 1} \right). \tag{34}$$

При известной величине α из второго уравнения системы (22) получим

$$\beta = \frac{1}{l} \cdot \arcsin \left(\frac{B}{\text{sh}(\alpha \cdot l)} \right). \tag{35}$$

В силу свойств математических функций, входящих в выражение (35), при изменении знака α знак β также изменяется на противоположный. Следовательно, произойдет смена знака постоянной распространения $\underline{\gamma} = \alpha + j \cdot \beta$. Анализируя второе уравнение системы (18), приходим к выводу, что $\underline{Z}(-\underline{\gamma}) = -\underline{Z}(\underline{\gamma})$. Таким образом, знаки $\underline{\gamma}$ и \underline{Z} изменяются одновременно, поэтому на вычисление искомых удельных параметров ВЛЭП \underline{z} и \underline{y} по (16) не влияет знак перед логарифмом в выражении (34) для α . Следует, тем не менее, отметить, что постоянная распространения однофазной линии всегда имеет положительные вещественную и мнимую части, т.е. $\alpha > 0$ и $\beta > 0$.

Результаты изложенного анализа позволяют построить алгоритм решения трех систем уравнений вида (11) для каждого волнового канала в отдельности, требуемого на этапе II вычислительной процедуры, представленной в

табл. 1. Блок-схема полученного алгоритма отражена на рис. 4.

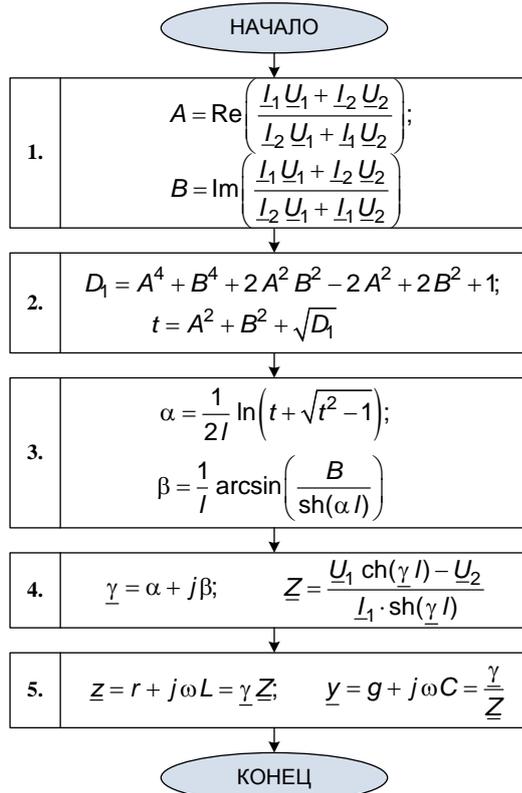


Рис. 4. Блок-схема разработанного алгоритма идентификации параметров, соответствующих одному волновому каналу трехфазной транспонированной ВЛЭП

Отметим, что длина линии l не всегда может быть известна с достаточной степенью точности (в том числе, вследствие наличия стрелы провеса). Однако это обстоятельство не накладывает серьезных ограничений на функционирование алгоритма: если на шаге 3 (рис. 4) определять сразу $(\alpha \cdot l)$ и $(\beta \cdot l)$ вместо α и β , то на шаге 4 получим $(\underline{\gamma} \cdot l)$ вместо $\underline{\gamma}$ при том же самом \underline{Z} , и в итоге на шаге 5 вместо удельных параметров (на единицу длины) можно сразу получить полное сопротивление и проводимость линии.

Инструменты верификации разработанного алгоритма без учета погрешностей СВИ. Алгоритм расчета фактических параметров трехфазной ВЛЭП, отраженный в табл. 1 и на рис. 4, реализован на языке *MATLAB* в виде совокупности *m*-файлов. В целях его тестирования в специализированном программном комплексе *ATP/ATPDraw* смоделирована схема электрической сети, состоящей из эквивалентированной системы напряжением 330 кВ, транспонированной ВЛЭП длиной 200 км и узла активно-индуктивной нагрузки

(рис. 5). Комплексные значения напряжений трех фаз, измеряемые в узлах «X0001» и «X0002» (рис. 5,б), соответствуют СВИ напряжений на подстанциях «А» и «Б» (рис. 5,а), а комплексные значения фазных токов через выключатели «Q1» и «Q2» (рис. 5,б) соответствуют СВИ токов по концам линии (при этом направлении токов, принятые за положительные, согласуются с изображенными на рис. 1).

«Эталонные» параметры ВЛЭП (сопротивления и проводимости прямой и нулевой последовательностей), используемые в модели, изображенной на рис. 5,б, рассчитаны на основе данных о типе и характеристиках системы проводников ВЛЭП: тип опоры – стальная «П330-3»; марка фазного провода – «АС 300/39» (каждая фаза расщеплена на два провода); марка грозозащитного троса – «ГТК ТУ 3500-001-86229982-2010»; удельное сопротивление грунта – 300 Ом·м. Все «эталонные» сопротивления и проводимости ВЛЭП, подлежащие затем идентификации на базе СВИ, сведены в табл. 2.

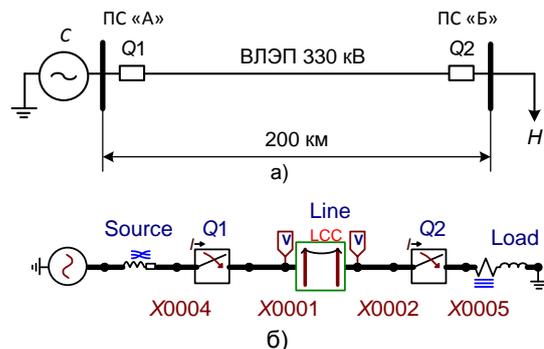


Рис. 5. Схема электрической сети (а) и ее модель в программе ATPDraw (б), используемая для тестирования разработанного алгоритма определения параметров ВЛЭП по данным СВИ в нормальном установленном режиме

Для расчета параметров нулевой последовательности линии обязательно наличие несимметрии в электрической сети. В «абсолютно симметричном» режиме вычисление сопротивлений и проводимостей нулевой последовательности не представляется возможным. С математической точки зрения очевидность данного утверждения следует, например, из выражений для расчета коэффициентов A и B на первом шаге алгоритма, приведенного на рис. 4. При применении этих выражений к токам и напряжениям нулевой последовательности (или, что то же самое, к токам и напряжениям волнового канала «0») теоретически получим неопределенность вида «0/0», а практически – случайную величину, обусловленную ошибками вычислений и погрешностями СВИ. Вместе с тем даже для установившихся режимов ЭЭС (и тем более для пере-

ходных) характерно наличие некоторой несимметрии по фазам (обычно отчетливо проявляющейся в данных СВИ токов), что потенциально позволяет применить описанную методику для актуализации параметров не только прямой, но и нулевой последовательности ВЛЭП. Очевидно, существенным практическим препятствием на этом пути является деструктивное влияние погрешностей СВИ.

Учитывая изложенное, представляется интересным проанализировать возможность оценки фактических параметров ВЛЭП на базе СВИ в двух режимах: нормальном установившемся режиме с некоторой несимметрией по фазам (рис. 5) и режиме внешнего короткого замыкания (КЗ) на смежной ВЛЭП (рис. 6).

Несимметрия в модели рис. 5 создается за счет небольшой несбалансированности по

фазам активно-индуктивной нагрузки «Н» (рис. 5,а), соответствующей блоку Load (рис. 5,б). Как видно из столбцов 3–5 табл. 2, это обеспечивает напряжения и токи нулевой и обратной последовательностей (представленные в виде процентных соотношений с соответствующими величинами прямой последовательности). Несимметрия по большинству параметров при этом меньше 1 % (табл. 2). В модели рис. 6 устраивается однофазное КЗ фазы А через небольшое переходное сопротивление, обозначенное Arc_RES на рис. 6,б. Электрическая удаленность точки КЗ от рассматриваемой ВЛЭП L_1 невелика (длина участка L_2 равна 10 км), что обеспечивает высокие уровни несимметрии в токах и напряжениях (табл. 2, столбцы 6–8).

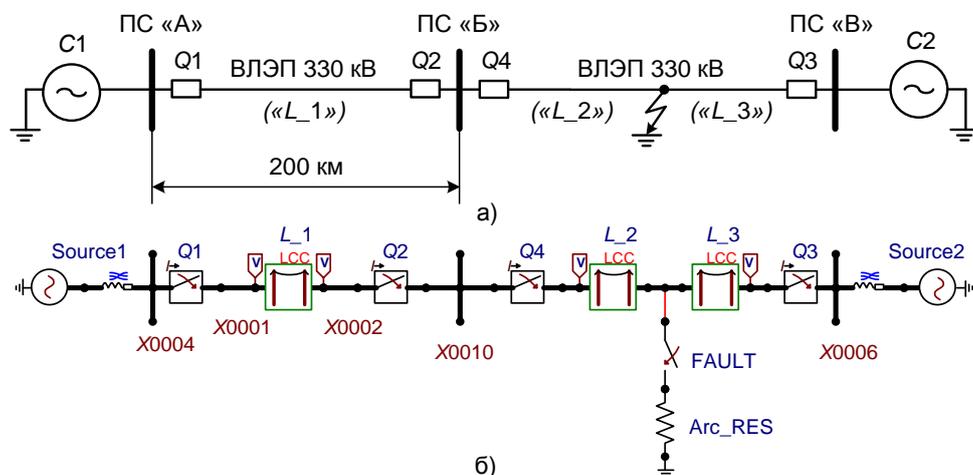


Рис. 6. Схема электрической сети (а) и ее модель в программе ATPDraw (б), используемая для тестирования разработанного алгоритма определения параметров ВЛЭП по данным СВИ в установившемся режиме близкого внешнего КЗ на смежной ВЛЭП

Таблица 2. «Эталонные» параметры моделируемой ВЛЭП и уровни несимметрии в СВИ напряжений и токов по концам ВЛЭП в двух различных режимах (по рис. 5, 6)

«Эталонные» параметры ВЛЭП		Несимметрия в нормальном режиме (рис. 5)			Несимметрия в режиме внешнего КЗ (рис. 6)		
		Параметр	Начало ВЛЭП (ПС «А»)	Конец ВЛЭП (ПС «Б»)	Параметр	Начало ВЛЭП (ПС «А»)	Конец ВЛЭП (ПС «Б»)
R_1 , Ом/км	0,0489	U_0 , %	0,0407	0,3176	U_0 , %	8,2308	71,2386
X_1 , Ом/км	0,3064						
G_1 , См/км	0	I_0 , %	0,6309	0,5433	I_0 , %	81,8901	65,7871
B_1 , См/км	$3,7283 \cdot 10^{-6}$						
R_0 , Ом/км	0,3188	U_2 , %	0,0651	0,3302	U_2 , %	4,2779	24,0526
X_0 , Ом/км	1,0044						
G_0 , См/км	0	I_2 , %	2,0193	1,7747	I_2 , %	85,1229	69,7843
B_0 , См/км	$2,0569 \cdot 10^{-6}$						

Методика тестирования разработанного алгоритма с учетом погрешностей СВИ. Векторные измерения режимных параметров в реальных ЭЭС всегда сопровождаются погрешностями, связанными, прежде всего, с неидеальностью первичных источников данных – измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН). В связи с этим целесообразно проанализировать влияние погрешностей на точность решения поставленной задачи.

Тестирование разработанного алгоритма при наличии погрешностей СВИ осуществляется аналогично для обоих рассматриваемых режимов – установившегося нормального (рис. 5, табл. 2, столбцы 3–5) и установившегося аварийного (рис. 6, табл. 2, столбцы 6–8). Рассматриваются следующие классы измерительных трансформаторов согласно международным стандартам IEC 60044-1⁴ и IEC 60044-2⁵: 0,1; 0,2; 0,5; 1,0. Для каждого класса точности в стандартах определены пределы отдельно по амплитудной и угловой погрешностям, что позволяет выразить значение вектора тока (для напряжения – по аналогии) следующим образом:

$$\tilde{I} = \underline{I} \cdot \underline{K}, \quad (36)$$

где \tilde{I} – сформированный вектор тока на выходе УСВИ; \underline{I} – «эталонный» вектор тока; \underline{K} – комплексный коэффициент, отражающий погрешность измерения тока по амплитуде и фазе. Конкретное значение $\underline{K} = \text{Amp} \cdot e^{j\Psi}$ можно получить с помощью генераторов псевдослучайных действительных чисел Amp и Ψ , реализующих равномерное распределение на отрезках, определяемых классом точности измерительного трансформатора. Следует отметить, что комплексный коэффициент \underline{K} учитывает совокупную погрешность измерительной цепи, связанную как с измерительными трансформаторами, так и непосредственно с самими УСВИ. Погрешностью УСВИ в данном исследовании пренебрегаем, однако ее влияние может быть смоделировано таким же образом, как описывается выражением (36).

Для объективной оценки совокупного влияния погрешностей СВИ применяется метод Монте-Карло, широко используемый при изучении случайных процессов, в том числе, в электроэнергетике. Для каждого из четырех рассматриваемых классов точности ТТ и ТН осуществляется серия из 10000 вычислительных экспериментов в *MATLAB*. Эксперименты отличаются величинами погрешностей, сгене-

рированных случайным образом для каждого из 12 векторов (три тока и три напряжения по обоим концам ВЛЭП). В результате рассчитываются необходимые статистические данные относительно ошибок идентификации отдельных параметров ВЛЭП.

Результаты. Анализ функционирования алгоритма без учета погрешностей СВИ. В идеализированном случае отсутствия погрешностей СВИ предложенный алгоритм, систематизированный в табл. 1 и на рис. 4, обеспечивает высокоточную оценку всех искомых сопротивлений и проводимостей прямой и нулевой последовательностей, что подтверждает корректность его теоретического обоснования и программной реализации. В табл. 3 представлены «эталонные» параметры моделируемой ВЛЭП (соответствующие таковым в табл. 2) наряду с рассчитанными значениями этих же параметров по данным СВИ, а также ошибками, выраженными в процентах. При этом использовался комплект СВИ для нормального установившегося режима с небольшой несимметрией по фазам (рис. 5, табл. 2, столбцы 3–5). Таким образом, наличие даже относительно слабого небаланса, при котором токи и напряжения нулевой последовательности не превосходят 1 % (табл. 2, столбцы 3–5), позволяет корректно определить искомые параметры не только прямой, но и нулевой последовательности. Столь же качественный результат получается и при использовании комплекта СВИ, полученного в режиме КЗ на смежной ВЛЭП (рис. 6, табл. 2, столбцы 6–8).

Таблица 3. Сравнение результатов вычисления параметров прямой и нулевой последовательностей трехфазной транспонированной ВЛЭП по предлагаемому алгоритму с соответствующими «эталонными» данными (при игнорировании погрешностей СВИ)

Параметр	«Эталонное» значение	Расчетное значение	Процентное различие двух значений
R_1 , Ом/км	0,0489	0,0489	0,0078
X_1 , Ом/км	0,3064	0,3064	–0,002
G_1 , См/км	0	$2,1726 \cdot 10^{-12}$	–
B_1 , См/км	$3,7283 \cdot 10^{-6}$	$3,7284 \cdot 10^{-6}$	0,0013
R_0 , Ом/км	0,3188	0,3188	0,0018
X_0 , Ом/км	1,0044	1,0044	–0,002
G_0 , См/км	0	$-1,1992 \cdot 10^{-9}$	–
B_0 , См/км	$2,0569 \cdot 10^{-6}$	$2,0587 \cdot 10^{-6}$	0,0861

Анализ функционирования алгоритма по данным СВИ нормального режима с

⁴ IEC 60044-1. Instrument transformers – Part 1: Current transformers. Edition 1.2. IEC 2003.

⁵ IEC 60044-2. Instrument transformers – Part 2: Inductive voltage transformers. Edition 1.2. IEC 2003.

учетом погрешностей измерений. В нормальном режиме со слабой несимметрией (рис. 5, табл. 2, столбцы 3–5) даже незначительные погрешности СВИ оказывают крайне негативное влияние на качество оценки параметров нулевой последовательности ВЛЭП. Очевидно, для актуализации этих параметров на практике по данным СВИ нормального режима необходимо удовлетворение хотя бы одного из следующих требований:

– максимальная компенсация систематических погрешностей измерений (представляется маловероятным);

– использование более сложных моделей, сопряженных с решением оптимизационной задачи [9–12].

В табл. 4 представлены результаты оценки параметров прямой последовательности линии для различных классов точности ТТ и ТН. В качестве статистических показателей применяются медианное и среднее значения модулей погрешностей (в процентах), рассчитанных по данным 10000 вычислительных экспериментов. Анализ полученных результатов (табл. 4) показывает, что индуктивное сопротивление X_1 и емкостная проводимость B_1 определяются с приемлемыми в среднем погрешностями даже при использовании ТТ и ТН класса точности 1,0. Погрешности в определе-

нии активного сопротивления R_1 ожидаемо больше, однако их средние значения можно считать удовлетворительными вплоть до варианта с ТТ и ТН класса точности 0,5: потенциальный диапазон изменения R_1 шире по сравнению с X_1 и B_1 .

Анализ функционирования алгоритма по данным СВИ аварийного режима с учетом погрешностей измерений. При возникновении режима электрической сети, приводящего к появлению относительно больших по величине токов и напряжений нулевой последовательности (рис. 6, табл. 2, столбцы 6–8), влияние погрешностей СВИ на качество оценки параметров нулевой последовательности ВЛЭП существенно уменьшается. Анализ полученных результатов (табл. 5) показывает, что сопротивления R_0 и X_0 можно рассчитать с относительно небольшими в среднем ошибками даже в случае использования ТТ и ТН класса 1,0. Самым «проблемным» параметром в экспериментах оказалась емкостная проводимость нулевой последовательности B_0 , однако точное ее значение, вероятно, не является столь же необходимым с практической точки зрения, по сравнению с продольными параметрами ВЛЭП.

Таблица 4. Относительные погрешности определения параметров прямой последовательности трехфазной транспонированной ВЛЭП по предлагаемому алгоритму по данным СВИ нормального режима

Параметр	Статистика по модулям погрешностей (в процентах)				
	Показатель	Класс точности ТТ и ТН			
		0,1	0,2	0,5	1,0
R_1	Медиана	1,61	3,21	7,89	15,85
	Среднее	1,89	3,76	9,22	18,33
X_1	Медиана	0,36	0,71	1,42	2,83
	Среднее	0,41	0,83	1,66	3,31
B_1	Медиана	0,13	0,26	0,8	1,57
	Среднее	0,15	0,31	0,93	1,85

Таблица 5. Относительные погрешности определения параметров трехфазной транспонированной ВЛЭП по предлагаемому алгоритму по данным СВИ аварийного режима (однофазное КЗ на смежной ВЛЭП)

Параметр	Средние значения модулей погрешностей (в процентах) для различных классов точности ТТ и ТН			
	0,1	0,2	0,5	1,0
Для параметров прямой последовательности ВЛЭП				
R_1	1,45	2,89	6,39	12,93
X_1	0,25	0,5	1,05	2,12
B_1	0,33	0,66	1,75	3,46
Для параметров нулевой последовательности ВЛЭП				
R_0	0,34	0,69	1,61	3,22
X_0	0,11	0,22	0,5	0,99
B_0	1,36	2,74	7,07	14,16

Выводы. Успешно решенная задача получения аналитических выражений позволяет идентифицировать фактические параметры транспонированной ВЛЭП по данным СВИ напряжений и токов. Предложенный компактный алгоритм, корректность которого верифицирована с помощью программных комплексов *ATP/ATPDraw* и *MATLAB*, хотя и применим только к транспонированным ВЛЭП, не требует решения сложной оптимизационной задачи и поэтому легко реализуем на практике. Выяснено, что алгоритм достаточно устойчив к погрешностям СВИ при оценке параметров прямой последовательности ВЛЭП. Удовлетворительные результаты расчета параметров нулевой последовательности возможны лишь в режиме с выраженной несимметрией по нулевой последовательности (например, близкое КЗ на смежном элементе). Очевидно, на практике не гарантируется систематическое возникновение подобных режимов. Исходя из этого дальнейшее направление исследований может быть связано с поиском вариантов максимально возможной компенсации влияния погрешностей СВИ.

Список литературы

1. Liao Y., Kezunovic M. Online optimal transmission line parameter estimation for relaying applications // IEEE Trans. Power Delivery. – January, 2009. – Vol. 24, № 1. – P. 96–102.
2. Герасимов А.С., Есипович А.Х., Смирнов А.Н. Об опыте верификации цифровых и физических моделей энергосистем // Электрические станции. – 2010. – № 11. – С. 14–19.
3. Бердин А.С., Близняк Д.И., Герасимов А.С. Определение параметров узловых эквивалентов на основе синхронизированных векторных измерений // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2017. – № 2. – С. 15–22.
4. Chakrabarti S., Kyriakides E., Bi T., Cai D., Terzija V. Measurements get together // IEEE Power and Energy Magazine, Jan.-Feb. 2009. Reprinted in Special Issue: Smart Grid-Putting it All Together, a 2010 reprint journal from PES. – P. 15–23.
5. Опыт разработки, внедрения и эксплуатации системы мониторинга переходных режимов в ЕЭС России / А.В. Жуков, Е.И. Сацук, Д.М. Дубинин и др. // Сборник докладов V Междунар. науч.-техн. конф. «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». – Сочи, 2015.
6. NASPI 2014 Survey of Synchrophasor System Networks – Results and Findings // NASPI Technical Report. NASPI Data and Network Management Task Team, Network Systems Group, July 2015.
7. Небера А.А. Прикладные вопросы применения векторных измерений параметров электрического режима // Сборник докладов III Междунар. науч.-техн. конф. «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». – СПб., 2011.

8. New information technologies for state estimation of power systems with FACTS / P.I. Bartolomey, S.A. Eroshenko, E.M. Lebedev, A.A. Suvorov // Proc. 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe). – Berlin, Oct. 14–17 2012.

9. Dán A.M., Raisz D. Estimation of transmission line parameters using wide-area measurement method // Proc. 2011 IEEE Trondheim PowerTech, Trondheim, Norway, June 19–23, 2011.

10. A method for accurate transmission line impedance parameter estimation / D. Ritzmann, P.S. Wright, W. Holderbaum, B. Potter // IEEE Trans. Instrumentation and Measurement. – October 2016. – Vol. 65, no. 10. – P. 2204–2213.

11. Wu Z., Zora L.T., Phadke A.G. Simultaneous transmission line parameter and PMU measurement calibration // Proc. 2015 IEEE PES General Meeting, Denver, CO, USA, July 26–30, 2015.

12. Ivanov I., Murzin A. Synchrophasor-based transmission line parameter estimation algorithm taking into account measurement errors // Proc. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Ljubljana, Slovenia, Oct. 9–12, 2016.

13. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110–750 кВ. – М.: Энергия, 1979.

14. Anderson P.M. Analysis of Faulted Power Systems. – Wiley-IEEE Press; 1 edition, 1995.

15. Dommel H.W. Electromagnetic Transients Program (EMTP) Theory Book. – Portland, OR, USA: Bonneville Power Administration, 1986.

16. Grainger J.J., Stevenson W.D., Jr. Power System Analysis. – New York McGraw-Hill – McGraw-Hill series in electrical and computer engineering, 1994.

References

1. Liao, Y., Kezunovic, M. Online optimal transmission line parameter estimation for relaying applications. IEEE Trans. Power Delivery, January 2009, vol. 24, no. 1, pp. 96–102.
2. Gerasimov, A.S., Esipovich, A.H., Smimov, A.N. Ob opyte verifikacii cifrovyyh i fizicheskikh modelej ehnergosistem [On the experience in verification of power system digital and physical models]. *Elektricheskie stantsii*, 2010, no. 11, pp. 14–19.
3. Berdin, A.S., Bliznyuk, D.I., Gerasimov, A.S. Opredelenie parametrov uzlovykh ekvivalentov na osnove sinkhronizirovannykh vektornykh izmereniy [Identification of the parameters of nodal equivalents based on synchrophasor measurements]. *Izvestiya NTTs Edinoy energeticheskoy sistemy*, 2017, no. 2, pp. 15–22.
4. Chakrabarti, S., Kyriakides, E., Bi, T., Cai, D., Terzija, V. Measurements get together. IEEE Power and Energy Magazine, Jan.-Feb. 2009. Reprinted in Special Issue: Smart Grid-Putting it All Together, a 2010 reprint journal from PES, pp. 15–23.
5. Zhukov, A.V., Satsuk, E.I., Dubinin, D.M., Opalev, O.L., Utkin, D.N. Opyt razrabotki, vnedreniya i ekspluatatsii sistemy monitoringa perekhodnykh rezhimov v EES Rossii [Experience in the development, implementation and maintenance of the system of transients monitoring in the Russian United Power System]. *Sbornik dokladov V Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii «Sovremennye napravleniya*

razvitiya sistem releynoy zashchity i avtomatiki energosistem» [Proceedings of the V International scientific and technical conference «Modern trends in the development of the Power System Relay Protection and Automation»]. Sochi, 2015.

6. NASPI 2014 Survey of Synchrophasor System Networks – Results and Findings. NASPI Technical Report. NASPI Data and Network Management Task Team, Network Systems Group, July 2015.

7. Nebera, A.A. Prikladnye voprosy primeneniya vektornykh izmereniy parametrov elektricheskogo rezhima [Practical issues regarding the application of electrical quantity phasor measurements]. *Sbornik dokladov III Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii «Sovremennye napravleniya razvitiya sistem releynoy zashchity i avtomatiki energosistem»* [Proceedings of the III International scientific and technical conference «Modern trends in the development of the Power System Relay Protection and Automation»]. Saint-Petersburg, 2011.

8. Bartolomey, P.I., Eroshenko, S.A., Lebedev, E.M., Suvorov, A.A. New information technologies for state estimation of power systems with FACTS. Proc. 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe). Berlin, Germany, Oct. 14–17, 2012.

9. Dán, A.M., Raisz, D. Estimation of transmission line parameters using wide-area measurement method. Proc. 2011 IEEE Trondheim PowerTech, Trondheim, Norway, June 19–23, 2011.

10. Ritzmann, D., Wright, P.S., Holderbaum, W., Potter, B. A method for accurate transmission line impedance parameter estimation. IEEE Trans. Instrumentation and Measurement, October 2016, vol. 65, no. 10, pp. 2204–2213.

11. Wu, Z., Zora, L.T., Phadke, A.G. Simultaneous transmission line parameter and PMU measurement calibration. Proc. 2015 IEEE PES General Meeting, Denver, CO, USA, July 26–30, 2015.

12. Ivanov, I., Murzin, A. Synchrophasor-based transmission line parameter estimation algorithm taking into account measurement errors. Proc. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Ljubljana, Slovenia, Oct. 9–12, 2016.

13. *Rukovodyashchie ukazaniya po releynoy zashchite. Vyp. 11. Raschety tokov korotkogo zamykaniya dlya releynoy zashchity i sistemnoy avtomatiki v setyakh 110–750 kV* [Guidelines on relay protection. Issue 11. Fault current computation for relay protection and power system control equipment in 110–750 kV power grids]. Moscow: Energiya, 1979.

14. Anderson, P.M. Analysis of Faulted Power Systems. Wiley–IEEE Press; 1 edition, 1995.

15. Dommel, H.W. Electromagnetic Transients Program (EMTP) Theory Book. Portland, OR, USA: Bonneville Power Administration, 1986.

16. Grainger, J.J., Stevenson, W.D., Jr. Power System Analysis. New York McGraw-Hill – McGraw-Hill series in electrical and computer engineering, 1994.

Иванов Игорь Евгеньевич,

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», старший преподаватель кафедры электрических систем, e-mail: iivanov@mtu.edu

Ivanov Igor Evgenievich,

Ivanovo State Power Engineering University, Assistant Professor of the Electric Systems Department, e-mail: iivanov@mtu.edu

УДК 620.9

ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ, КЛЮЧЕВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И СЦЕНАРИИ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ

Л.В. КАЛИМУЛЛИН, Д.К. ЛЕВЧЕНКО, Ю.Б. СМИРНОВА, Е.С. ТУЗИКОВА

ПАО «РусГидро», г. Москва, Российская Федерация,

E-mail: KalimullinLV@rushydro.ru, LevchenkoDK@rushydro.ru, SmirnovaUB@rushydro.ru, TuzikovaES@rushydro.ru

Авторское резюме

Состояние вопроса. Развитие генерации на базе возобновляемых источников энергии, увеличивающаяся неравномерность графика нагрузки, а также несбалансированность размещения объектов генерации определяют критическую важность развития технологий накопления и хранения энергии в целях исключения необходимости содержания и строительства новых избыточных резервов мощности. Системы накопления электроэнергии и хранения открывают новые возможности для развития электроэнергетики и изменения современной архитектуры рынка электроэнергии и мощности. В настоящее время многие страны ведут активную политику по формированию национальных рынков систем накопления энергии и развитию производства систем хранения энергии. Основным драйвером роста систем аккумуляирования и хранения энергии является технологический прогресс, приводящий к снижению стоимости систем накопления и улучшению их эксплуатационных характеристик. В связи с этим необходимо определение приоритетных направлений, технологий и сценариев развития систем накопления энергии с учетом имеющихся перспектив России по данному направлению.