

## К ПРОБЛЕМЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕКТОРОВ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ПО ДАННЫМ АИИС КУЭ

**М.И. Данилов, И.Г. Романенко**

*Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия*

Рассматривается вопрос определения векторов тока и напряжения в трехфазной распределительной электрической сети (РЭС) напряжением 0,4 кВ. Считается, что сопротивления межабонентских участков РЭС являются неизвестными вследствие того, что они могут существенным образом зависеть от внешних факторов (температура, влажность и др.). В распределительной сети функционирует автоматизированная информационно-измерительная система контроля и учета электроэнергии (АИИС КУЭ), средствами которой производятся одновременные измерения для одного и того же интервала наблюдения действующих значений тока и напряжения, а также активной и реактивной мощностей в начале РЭС и у каждого ее абонента. Проведен анализ предложенного ранее «метода идентификации недоступных для измерения и контроля токов и напряжений», который базируется на определении векторов тока и напряжения путем синтеза идентификатора динамики нагрузки с использованием относительных величин и констант для их формирования. Показаны его недостатки, и представлен новый метод решения указанной задачи. Полученные результаты могут быть полезны при разработке специального программного обеспечения подсистем мониторинга электрического состояния, реализуемых в составе АИИС КУЭ.

*Ключевые слова:* вектор тока, метод идентификации, распределительная сеть, трехфазная цепь.

### Введение

Вопрос определения векторов тока и напряжения в распределительной электрической сети (РЭС) на основе полученных одновременно за один и тот же интервал наблюдения измерений действующих значений токов и напряжений, а также активных и реактивных мощностей в начале линии и у каждого абонента РЭС, выполняемых автоматизированной информационно-измерительной системой контроля и учета электроэнергии (АИИС КУЭ), рассматривался в ряде работ [1–4]. При этом отмечается возможность получения указанных векторов без использования значений сопротивлений межабонентских участков магистральной линии (МЛ), которые являются неопределенными параметрами, изменяющимися в зависимости от внешних условий (температура, влажность). Таким образом, по мнению авторов, стало возможным нахождение (идентификация) параметров схемы замещения РЭС, что является очень важным обстоятельством, поскольку может позволить осуществлять оперативную диагностику функционального состояния сети с целью контроля ее уровня надежности [5, 6] и проводить мониторинг потерь электроэнергии в режиме реального времени. В работах [7–10] рассматривается задача определения параметров схемы замещения линий сети с использованием векторов токов и напряжений в РЭС, получаемых от устройств РМУ (Phasor Measurement Unit), которые осуществляют синхронные векторные измерения [11, 12]. Отметим, что разработаны и менее затратные способы [13, 14] синхронных векторных измерений. Однако широкое внедрение достижений в области синхронных векторных измерений в АИИС КУЭ на

настоящем этапе развития науки и техники затруднительно, так как экономический результат не покрывает их стоимость. Важным приложением определения векторов тока и напряжения в РЭС является их использование для разработки методов обнаружения несанкционированного отбора электроэнергии (НОЭ) – его координат и объема. Вопросу обнаружения НОЭ в РЭС посвящен ряд работ [15–24], в которых отмечается необходимость применения интеллектуальных счетчиков электроэнергии, входящих в состав Smart-Grid. Поэтому вопрос определения векторов тока и напряжения в распределительной сети по данным АИИС КУЭ является актуальным и требует своего развития. Отметим, что необходимость синхронных векторных измерений обусловлена трудностью однозначного определения режима РЭС другими способами.

В представленной нами работе дано теоретическое обоснование и практический расчет, указывающий на неработоспособность предложенной в работе [3] методики определения векторов тока и напряжения в РЭС по данным АИИС КУЭ. Предложен метод, позволяющий преодолеть выявленные недостатки.

### Постановка задачи

Рассматривается трехфазная распределительная сеть напряжением 0,4 кВ, в которой установлена АИИС КУЭ (рис. 1), состоящая из головного счетчика электроэнергии (ГСЭ)  $W_0$  и счетчиков электроэнергии абонентов (СЭА):  $W_1^A, \dots, W_n^A, W_1^B, \dots, W_n^B, W_1^C, \dots, W_n^C$ , где  $A, B, C$  – фазы электрической сети;  $n$  – числовой индекс, обозначающий количество ответвлений абонентов сети.

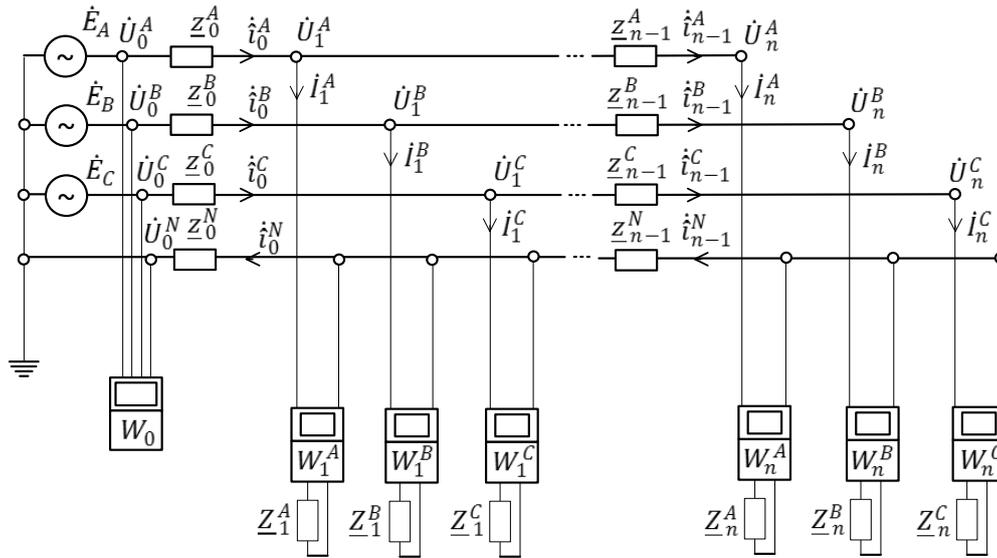


Рис. 1. Схема контролируемого участка трехфазной РЭС с установленной АИИС КУЭ

ГСЭ выполняет измерительные, вычислительные и коммуникационные функции, дистанционно взаимодействуя с СЭА. Остальные обозначения:  $\dot{E}_A, \dot{E}_B, \dot{E}_C$  – трехфазная система питающих ЭДС, представленная в комплексном виде;  $Z_0^A, \dots, Z_{n-1}^A, Z_0^B, \dots, Z_{n-1}^B, Z_0^C, \dots, Z_{n-1}^C, Z_0^N, \dots, Z_{n-1}^N$  – комплексные сопротивления межабонентских участков питающей линии;  $Z_1^A, \dots, Z_n^A, Z_1^B, \dots, Z_n^B, Z_1^C, \dots, Z_n^C$  – комплексные сопротивления нагрузки абонентов (потребителей).

Приняты следующие допущения.

1. В рассматриваемом интервале времени распределительная сеть функционирует в нормальном (безаварийном) несимметричном режиме.

2. Каждый из счетчиков по командному сигналу от ГСЭ за интервал времени порядка 0,1 с может измерить активную  $p_{v\xi}^B$  и реактивную  $p_{v\xi}^M$  мощность, а также действующие значения напряжения  $U_{v\xi}$  и тока  $I_{v\xi}$  у соответствующего  $v$ -го потребителя (абонента) электроэнергии ( $v = \overline{1, n}$ ) и в начале контролируемого участка:  $p_{0\xi}^B, p_{0\xi}^M, U_{0\xi}, I_{0\xi}$ , где  $\xi$  – переменная, обозначающая фазы  $A, B, C$  рассматриваемой сети.

3. Одновременно измеренные данные СЭА:  $p_{v\xi}^B, p_{v\xi}^M, U_{v\xi}, I_{v\xi}, (v = \overline{1, n}, \xi = \overline{A, B, C})$  по каналам связи передаются в ГСЭ, где имеются данные:  $p_{0\xi}^B, p_{0\xi}^M, U_{0\xi}, I_{0\xi} (\xi = \overline{A, B, C})$  для того же момента времени.

Задача заключается в том, чтобы на основе указанных измеренных данных определить комплексные векторы токов  $\dot{I}_\xi = [\dot{I}_{0\xi}, \dots, \dot{I}_{n\xi}]$  и напряжений  $\dot{U}_\xi = [\dot{U}_{0\xi}, \dots, \dot{U}_{n\xi}]$ , соответствующих действующему в РЭС режиму, где  $\dot{U}_{v\xi} = U_{v\xi} e^{j\psi_{v\xi}}, \dot{I}_{v\xi} = I_{v\xi} e^{j\alpha_{v\xi}}$  – комплексные напряжения и токи в РЭС ( $v = \overline{0, n}, \xi = \overline{A, B, C}$ ). Начальные фазы  $\psi_{v\xi}$ ,

$\alpha_{v\xi}$  для несимметричной трехфазной сети можно записать следующим образом:

$$\begin{aligned} \psi_{vA} &= \tilde{\psi}_{vA}, \\ \psi_{vB} &= \tilde{\psi}_{vB} - 2\pi/3, \\ \psi_{vC} &= \tilde{\psi}_{vC} + 2\pi/3, \\ \alpha_{vA} &= \tilde{\alpha}_{vA}, \\ \alpha_{vB} &= \tilde{\alpha}_{vB} - 2\pi/3, \\ \alpha_{vC} &= \tilde{\alpha}_{vC} + 2\pi/3, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $\varphi_{vA} = \tilde{\psi}_{vA} - \tilde{\alpha}_{vA}, v = \overline{1, n}, \xi = \overline{A, B, C}$ .

### Теоретическая часть

Построим векторную диаграмму (рис. 2) тока и напряжения первого абонента ( $v = 1$ ) одноименной фазы  $\xi$  сети. Примем  $U_{1\xi}^* = U_{0\xi} = E_\xi (\xi = \overline{A, B, C})$ , т. е. на входе цепи (сети) действуют номинальные симметричные напряжения с модулями  $E_A = E_B = E_C = U_0$ , которые измеряются ГСЭ ( $W_0$ ).

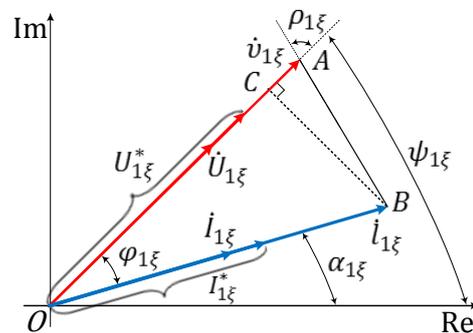


Рис. 2. Представление на комплексной плоскости переменных  $\dot{U}_{v\xi}, \dot{I}_{v\xi}, \dot{v}_{1\xi}, \dot{I}_{1\xi}$ , записанных для первых ( $v = 1$ ) абонентов одноименных фаз  $\xi$  сети и их связь с  $\psi_{1\xi}, \alpha_{1\xi}$

Определим согласно [3]  $I_{1\xi}^*$  следующим образом:  $I_{1\xi}^* = U_{1\xi}^*/Z_{1\xi}$ , где  $Z_{1\xi} = U_{1\xi}/I_{1\xi}$  – модуль комплексного сопротивления первого абонента,

известный на основе измерений его напряжения  $U_{1\xi}$  и тока  $I_{1\xi}$ , выполняемых СЭА ( $W_1^\xi$ ).

Согласно [3] далее вводятся новые комплексные переменные:

$$\dot{v}_{1\xi} = \frac{\dot{U}_{1\xi}}{U_{1\xi}^*}, \quad \dot{i}_{1\xi} = \frac{\dot{I}_{1\xi}}{I_{1\xi}^*}, \quad \xi = \overline{A, B, C}. \quad (2)$$

Так как

$$\frac{U_{1\xi}^*}{I_{1\xi}^*} = Z_{1\xi} = \frac{U_{1\xi}}{I_{1\xi}}, \quad \xi = \overline{A, B, C}, \quad (3)$$

очевидно, что

$$\begin{aligned} \dot{v}_{1\xi} &= \frac{U_{1\xi}}{U_{1\xi}^*} e^{j\psi_{1\xi}} = Z_{1\xi} e^{j\psi_{1\xi}}, \\ \dot{i}_{1\xi} &= \frac{I_{1\xi}}{I_{1\xi}^*} e^{j\alpha_{1\xi}} = Z_{1\xi} e^{j\alpha_{1\xi}}, \end{aligned} \quad (4)$$

$$v_{1\xi} = l_{1\xi}, \quad \xi = \overline{A, B, C}.$$

Таким образом, в треугольнике  $OAB$  (см. рис. 2) сторона  $OA$  равна  $OB$ .

Рассмотрим полученные в [3] коэффициенты  $q_{1\xi}, f_{1\xi}$ , используемые для нахождения  $\psi_{1\xi}$ :

$$\begin{aligned} q_{1\xi} &= (AB) \cos(\rho_{1\xi}) - v_{1\xi} + l_{1\xi} \cos(\varphi_{1\xi}), \\ f_{1\xi} &= l_{1\xi} \sin(\varphi_{1\xi}) - (AB) \sin(\rho_{1\xi}), \\ \psi_{1\xi} &= \arctg\left(-\frac{f_{1\xi}}{q_{1\xi}}\right), \quad \xi = \overline{A, B, C}. \end{aligned} \quad (5)$$

Согласно рис. 2 можно записать:

$$\begin{aligned} (AB) \cos(\rho_{1\xi}) &= CA, \\ l_{1\xi} \cos(\varphi_{1\xi}) &= OC, \\ v_{1\xi} &= OA, \\ l_{1\xi} / \sin(\rho_{1\xi}) &= (AB) / \sin(\varphi_{1\xi}), \quad \xi = \overline{A, B, C}. \end{aligned} \quad (6)$$

Очевидно, что при  $v_{1\xi} = l_{1\xi}$  ( $\xi = \overline{A, B, C}$ ) коэффициенты  $q_{1\xi}, f_{1\xi}$  равны нулю:

$$q_{1\xi} = 0, \quad f_{1\xi} = 0, \quad \xi = \overline{A, B, C}. \quad (7)$$

Таким образом, не удастся найти  $\psi_{1\xi}$ , а, соответственно, и  $\alpha_{1\xi} = \psi_{1\xi} - \varphi_{1\xi}$ , где  $\varphi_{1\xi} = \arctg(p_{1\xi}^m / p_{1\xi}^b)$  является известным (измеряется СЭА  $W_1^\xi$ ). Вследствие этого методика определения комплексных векторов токов и напряжений, представленная в [3], не позволяет решить сформулированную задачу.

**Предлагаемый метод.** Рассмотрим нулевой контур ( $v = 0$ ) РЭС при условии  $\underline{z}_0^\xi = \underline{z}_0^N = \underline{z}_0$

( $\xi = \overline{A, B, C}$ ). Комплексы входного тока  $\dot{i}_0^\xi$  ( $\xi = \overline{A, B, C}$ ) известны (измеряются ГСЭ):

$$\begin{aligned} \dot{i}_0^\xi &= p_{0\xi}^b / U_{0\xi} + j p_{0\xi}^m / U_{0\xi}, \\ \dot{i}_0^\xi &= I_{0\xi} e^{j\alpha_{0\xi}}, \quad \alpha_{0\xi} = \psi_{v\xi} - \varphi_{0\xi}, \\ \varphi_{0\xi} &= \arctg(p_{0\xi}^m / p_{0\xi}^b). \end{aligned} \quad (8)$$

Тогда запишем напряжения в нулевом контуре ( $v = 0$ ) так:

$$\dot{U}_{1\xi} = \dot{U}_{0\xi} - (\dot{i}_0^\xi + \dot{i}_0^N) \underline{z}_0 = \dot{U}_{0\xi} - \dot{i}_0^{\xi N} \underline{z}_0, \quad (9)$$

где

$$\begin{aligned} \dot{i}_0^N &= \dot{i}_0^A + \dot{i}_0^B + \dot{i}_0^C, \quad \underline{z}_0 = z_0 e^{j\varphi_{z_0}}, \\ \dot{i}_0^{\xi N} &= \dot{i}_0^\xi + \dot{i}_0^N = \dot{i}_{0\xi}^b + j \dot{i}_{0\xi}^m, \\ \dot{i}_0^{\xi N} &= \dot{i}_{0\xi}^N e^{j\alpha_{0\xi}^N}, \quad \xi = \overline{A, B, C}. \end{aligned}$$

Тогда согласно (9) неизвестными для нулевого контура ( $v = 0$ ) всех фаз  $\xi$  являются:  $\tilde{\psi}_{1A}, \tilde{\psi}_{1B}, \tilde{\psi}_{1C}, z_0, \varphi_{z_0}$ . При этом параметры  $\tilde{\psi}_{1A}, \tilde{\psi}_{1B}, \tilde{\psi}_{1C}$  однозначно определяются через  $z_0, \varphi_{z_0}$ . Поэтому необходимы только два уравнения для нахождения неизвестных.

Для этого запишем (9) для двух произвольных фаз, например,  $A$  и  $B$  в виде:

$$\underline{z}_0 = \frac{\dot{U}_{0A}}{(\dot{i}_0^A + \dot{i}_0^N)} - \frac{\dot{U}_{1A}}{(\dot{i}_0^A + \dot{i}_0^N)} = \frac{\dot{U}_{0B}}{(\dot{i}_0^B + \dot{i}_0^N)} - \frac{\dot{U}_{1B}}{(\dot{i}_0^B + \dot{i}_0^N)}, \quad (10)$$

тогда согласно рис. 3 можно получить систему из двух уравнений с неизвестными  $z_0, \varphi_{z_0}$ :

$$\begin{aligned} (z_0)^2 + \left(\frac{U_{0A}}{\dot{i}_{0A}^N}\right)^2 - 2z_0 \frac{U_{0A}}{\dot{i}_{0A}^N} \cos(\hat{\varphi}_{z_0}^A) &= \\ = \left(\frac{U_{1A}}{\dot{i}_{0A}^N}\right)^2, \\ (z_0)^2 + \left(\frac{U_{0B}}{\dot{i}_{0B}^N}\right)^2 - 2z_0 \frac{U_{0B}}{\dot{i}_{0B}^N} \cos(\hat{\varphi}_{z_0}^B) &= \\ = \left(\frac{U_{1B}}{\dot{i}_{0B}^N}\right)^2, \end{aligned} \quad (11)$$

где

$$\begin{aligned} \hat{\varphi}_{z_0}^A &= (\tilde{\alpha}_{0A}^N + \varphi_{z_0}), \\ \hat{\varphi}_{z_0}^B &= (\tilde{\alpha}_{0B}^N + \varphi_{z_0}). \end{aligned}$$

Решив систему (11), найдем искомые  $z_0, \varphi_{z_0}$  и, соответственно,  $\tilde{\psi}_{1A}, \tilde{\psi}_{1B}, \tilde{\psi}_{1C}$ . Далее с учетом (1) станут известны комплексы:  $\dot{U}_{1\xi} = U_{1\xi} e^{j\psi_{1\xi}}$  ( $\xi = \overline{A, B, C}$ ).

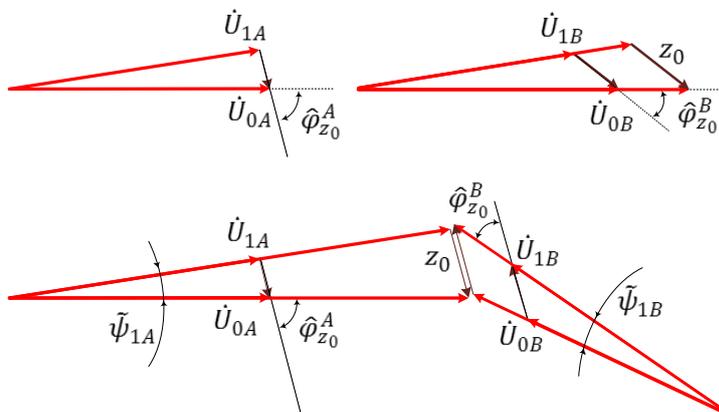


Рис. 3. Графическая интерпретация уравнений (10) и (11)

## Электроэнергетика

Затем определим комплексы токов первых абонентов следующим образом:  $I_{1\xi} = I_{1\xi} e^{j(\psi_{1\xi} - \varphi_{1\xi})}$ , где  $I_{1\xi}$ ,  $\varphi_{1\xi}$  – известные параметры, которые измеряются СЭА. Далее найдем токи:  $i_1^\xi = i_0^\xi - I_{1\xi}$ ;  $i_1^{\xi N} = i_1^\xi + i_1^N$  ( $\xi = \overline{A, B, C}$ ) и продолжим расчет аналогично описанному для нулевого контура.

### Практическая часть

Рассмотрим трехфазную электрическую цепь (рис. 4). Модули действующих значений питающих напряжений фаз зададим так:  $E_A = E_B = E_C = U_0 = 220$  В. Комплексные сопротивления фазных и нулевых проводников межабонентских участков одинаковы  $z_v^\xi = z_v^N$  на всех участках  $v$  каждой из фаз  $\xi$  и заданы в следующем виде:  $z_v^\xi = z_v^N = (0,0012 + j0,000192)$  Ом ( $v = \overline{0, n-1}$ ), что соответствует трем метрам кабеля АПВ сечением 70 мм<sup>2</sup> [25]. Индуктивное сопротивление одножильного кабеля 5АПВ 1×70 определялось на

частоте 50 Гц согласно [26] с учетом расположения его жил в одной плоскости на расстоянии двух диаметров.

Для расчетов использованы исходные данные нагрузок сети (табл. 1). Расчет цепи проводился в Mathcad методом узловых напряжений. Результаты расчета представлены в табл. 2. Следует отметить, что фазовые углы в табл. 2 записаны с учетом выражений (1). Результаты расчета коэффициентов  $q_{v\xi}$ ,  $f_{v\xi}$  ( $v = \overline{1,3}$ ,  $\xi = \overline{A, B, C}$ ) согласно методике [3] представлены в табл. 3.

Таким образом, сделанные в теоретической части представленной работы выводы, касающиеся неработоспособности методики [3], подтверждаются результатами практических расчетов.

На основе результатов табл. 2, которые брались в качестве исходных данных, был выполнен символьный расчет [27] уравнений (11) в Mathcad. Получены следующие результаты: модуль –  $z_0 = 0,001215$  Ом; аргумент –  $\varphi_{z_0} = 9,0902769$  эл. град.

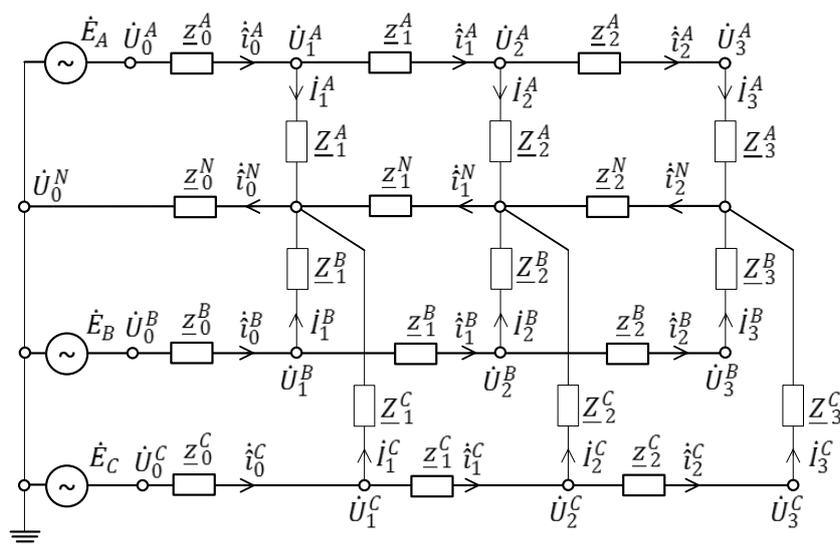


Рис. 4. Трехфазная электрическая цепь с тремя ( $v = 3$ ) ответвлениями абонентов сети на фазу

Таблица 1

Исходные данные

Абоненты фаз сети		Модули $Z$ и начальные фазы $\varphi$ сопротивлений нагрузки абонентов			
№ абонента	Фаза сети	$I^*$ , А	$Z$ , Ом	$\varphi$ , эл. град	$\cos(\varphi)$
1	A	40	5,5	45,0000000	0,707
	B	2	110,0	11,4783400	0,980
	C	10	22,0	66,4218215	0,400
2	A	20	11,0	11,4783400	0,980
	B	20	11,0	45,0000000	0,707
	C	4	55,0	66,4218215	0,400
3	A	10	22,0	11,4783400	0,980
	B	5	44,0	66,4218215	0,400
	C	22	10,0	66,4218215	0,400

Таблица 2

Результаты расчетов режима работы трехфазной электрической цепи

Абоненты фаз сети		Модули и фазы расчетных значений токов и напряжений абонентов			
№ абонента	Фаза сети	$U$ , В	$\tilde{\psi}$ , эл. град	$I$ , А	$\tilde{\alpha}$ , эл. град
1	A	219,858025	0,0086987	39,974186	-44,9913013
	B	220,004804	-0,0103061	2,000044	-11,4886470
	C	220,012421	0,0240840	10,000565	-66,3977375
2	A	219,799021	0,0048309	19,981729	-11,4735100
	B	220,007315	-0,0082293	20,000665	-45,0082293
	C	219,992511	0,0382397	3,999864	-66,3835818
3	A	219,76858	-0,0010251	9,989481	-11,4793660
	B	220,033083	-0,8034686	5,000752	293,5701438
	C	219,967363	0,0512243	21,996736	-66,3705972

Таблица 3

Результаты расчетов коэффициентов  $q$  и  $f$ 

Абоненты фаз сети		Модули расчетных переменных по методике [3] для абонентов сети				
№ абонента	Фаза сети	$l = I/I^*$	$v = U/U^*$	$AB$	$q$	$f$
1	A	0,999355	0,999355	0,764873	0	0
	B	1,000022	1,000022	0,200004	0	0
	C	1,000056	1,000056	1,095507	0	0
2	A	0,999086	0,999086	0,199817	0	0
	B	1,000033	1,000033	0,765392	0	0
	C	0,999966	0,999966	1,095408	0	0
3	A	0,998948	0,998948	0,199790	0	0
	B	1,000150	1,000150	1,095610	0	0
	C	0,999852	0,999852	1,095283	0	0

Таким образом, предлагаемый в настоящей работе метод, представляющий собой систему уравнений (11), имеет аналитическое решение и дает значения сопротивлений межабонентских участков РЭС, соответствующие фактическим.

### Заключение

Рассмотрена проблема определения векторов токов и напряжений в трехфазной распределительной сети напряжением 0,4 кВ при неизвестных сопротивлениях межабонентских участков РЭС на основе выполняемых АИИС КУЭ одновременных измерений за один и тот же интервал наблюдения действующих значений токов и напряжений, а также активной и реактивной мощностей в начале распределительной сети и у каждого ее абонента.

Представлено теоретическое обоснование и практический расчет, указывающий на неработоспособность предложенного ранее [3] метода идентификации недоступных для измерения и контроля токов и напряжений, определяющих электрическое состояние межабонентских участков магистральной линии в режиме реального времени.

Предложен новый метод вычисления векторов тока и напряжения в распределительной сети при условии, что сопротивления межабонентских

участков РЭС неизвестны, а сопротивления фазных и нулевого проводов в пределах одного межабонентского участка являются одинаковыми.

Полученные результаты помогут в дальнейшем развитии подсистем мониторинга электрического состояния в составе АИИС КУЭ.

### Литература

1. Оморов, Т.Т. Идентификация и мониторинг потерь электроэнергии в распределительной сети в составе АСКУЭ / Т.Т. Оморов, Б.К. Такырбаев // *Электричество*. – 2016. – № 11. – С. 4–11.
2. Оморов, Т.Т. Определение параметров распределительных сетей 0,4 кВ по данным АСКУЭ / Т.Т. Оморов, Б.К. Такырбаев, Р.Ч. Осмонова // *Энергетик*. – 2017. – № 6. – С. 37–40.
3. Оморов, Т.Т. К проблеме моделирования несимметричных распределительных электрических сетей в составе АСКУЭ / Т.Т. Оморов, Б.К. Такырбаев, Р.Ч. Осмонова // *Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика»*. – 2017. – Т. 17, № 1. – С. 21–28. DOI: 10.14529/power170103.
4. Оморов, Т.Т. Параметрическая идентификация распределительной сети в составе АСКУЭ / Т.Т. Оморов, Р.Ч. Осмонова, Т.Ж. Койбагаров // *Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика»*. – 2018. – Т. 18, № 1. – С. 46–52. DOI: 10.14529/power180106

5. Power System Reliability Importance Measures / M. Čepin, M. Demin, M. Danilov et al. // 29th European Safety and Reliability Conference, Hannover. – 2019. – P. 1633–1637. DOI: 10.3850/978-981-11-2724-3 0156-cd.
6. Rejc, Ž.B. Estimating the additional operating reserve in power systems with installed renewable energy sources / Ž.B. Rejc, M. Čepin // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2014. – Vol. 62. – P. 654–664. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.05.019
7. Transmission line identification using PMUs / E. Janeček, P. Hering, P. Janeček, A. Popelka // 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering, Rome. – 2011. – P. 1–4. DOI: 10.1109/EEEIC.2011.5874682
8. Wu, Z. Simultaneous transmission line parameter and PMU measurement calibration / Z. Wu, L.T. Zora, A.G. Phadke // IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver. – 2015. – P. 1–5. DOI: 10.1109/PESGM.2015.7286115.
9. Zelenskii, E.G. Identification of the parameters of distribution networks by synchronized current and voltage measurements / E.G. Zelenskii, Y.G. Kononov, I.I. Levchenko // Russian Electrical Engineering. – 2016. – Vol. 87, no. 7. – P. 363–368. DOI: 10.3103/S1068371216070129
10. Кононов, Ю.Г. Уточнение параметров участков линий сети среднего напряжения по данным синхронных измерений / Ю.Г. Кононов, О.С. Рыбасова, В.С. Михайленко // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2018. – Т. 61, № 1. – С. 77–84. DOI: 10.17213/0136-3360-2018-1-77-84
11. IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems, [IEEE Std C37.118.1-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005)], Dec. 28, 2011.
12. Baumgartner, B. [The Impact of GPS Vulnerabilities on the Electric Power Grid / B. Baumgartner, C. Riesch, W. Schenk // XX IMEKO World Symposium, Benevento, Italy. – 2014. – P. 183–188.
13. Load Monitoring Using Distributed Voltage Sensors and Current Estimation Algorithms / A.P. Grilo, P. Gao, W. Xu, M.C. de Almeida // IEEE Trans. Smart Grid. – 2014. – Vol. 5, no. 4. – P. 1920–1928. DOI: 10.1109/tsg.2014.2304011
14. Пат. 2619134 Российская Федерация. Способ синхронизации измерений в электрических сетях по частоте и фазе напряжения силовой сети / Ю.Г. Кононов, П.А. Звада. – 2015.
15. Solutions for detection of non-technical losses in the electricity grid: A review / L.V. Joaquim, R.E. Paulo, R. Melicio et al. // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2017. – Vol. 80. – P. 1256–1268. DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.193
16. Review of various modeling techniques for the detection of electricity theft in smart grid environment / A. Tanveer, C. Huanxin, W. Jiangyu, G. Yabin // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2018. – Vol. 82. – P. 2916–2933. DOI: 10.1016/j.rser.2017.10.040
17. Detection of energy theft and defective smart meters in smart grids using linear regression / S.-C. Yip, K.Sh. Wong, W.-P. Hew et al. // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2017. – Vol. 91. – P. 230–240. DOI: 10.1016/j.ijepes.2017.04.005
18. Tanveer, A. Non-technical loss analysis and prevention using smart meters / A. Tanveer // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2017. – Vol. 72. – P. 573–589. DOI: 10.1016/j.rser.2017.01.100
19. Minimizing non-technical losses with point-to-point measurement of voltage drop between “SMART” meters / I. Bula, V. Hoxha, M. Shala, E. Hajrizi // IFAC-PapersOnLine. – 2016. – Vol. 49, iss. 29. – P. 206–211. DOI: 10.1016/j.ifacol.2016.11.103
20. Сапронов, А.А. Оперативное выявление неконтролируемого потребления электроэнергии в электрических сетях напряжением до 1 кВ / А.А. Сапронов, С.Л. Кужеков, В.Г. Тынянский // Изв. вузов. Электромеханика. – 2004. – № 1. – С. 55–58.
21. Patent no. 106405276 CN. Low voltage network electricity theft detection method based on AMI data / L. Wenpeng, Zh. Lei, Y. Yixin et al. – 2016.
22. Пат. 2651610 Российская Федерация. Способ выявления мест возникновения и величин нетехнических потерь энергии в электрических сетях по данным синхронных измерений / Ю.Г. Кононов, Е.Г. Зеленский, М.В. Жуков, Р.Н. Липский. – 2016.
23. Пат. 2700869 Российская Федерация. Способ определения мест неконтролируемого потребления электроэнергии в электрической сети 0,4 кВ / М.И. Данилов, И.Г. Романенко, С.С. Ястребов. – 2019.
24. Данилов, М.И. Метод выявления мест неконтролируемого потребления электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ / М.И. Данилов, И.Г. Романенко // Изв. вузов. Электромеханика. – 2019. – Т. 62. – № 4. – С. 90–96.
25. Провода установочные. – [http://kabelmag2012.narod.ru/Kab\\_ustanovS.html](http://kabelmag2012.narod.ru/Kab_ustanovS.html) (дата обращения: 19.10.2019).
26. Каменский, М. Силовые кабели 1–10 кВ с пластмассовой изоляцией. Расчет активного и индуктивного сопротивлений / М. Каменский, С. Холодный // Новости Электротехники. – 2005. – № 4 (34). – <http://www.news.elteh.ru/arh/2005/34/15.php> (дата обращения: 19.10.2019).
27. Гурский, Д.А. Вычисления в Mathcad 12 / Д.А. Гурский, Е.С. Турбина. – СПб.: Питер, 2006. – 544 с.

Данилов Максим Иванович, канд. физ.-мат. наук, доцент, доцент кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы и электроснабжение», Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь; mdanilov@ncfu.ru.

Романенко Ирина Геннадьевна, канд. техн. наук, доцент кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы и электроснабжение», Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь; irina\_romanenko\_@mail.ru.

Поступила в редакцию 2 ноября 2019 г.

DOI: 10.14529/power190410

## ON DETERMINATION OF CURRENT AND VOLTAGE VECTORS IN THE DISTRIBUTION NETWORK ACCORDING TO AIMS EMA

M.I. Danilov, mdanilov@ncfu.ru,

I.G. Romanenko, irina\_romanenko\_@mail.ru

North-Caucasus Federal University, Stavropol, Russian Federation

The paper deals with the problem of determining current and voltage vectors in a three-phase distribution electric network (DEN) with 0.4 kV voltage. It is believed that the resistances of the inter-subscriber DEN sections are unknown due to the fact that they can substantially depend on external factors (temperature, humidity, etc.). An automated information-measuring system of electricity monitoring and accounting (AIMS EMA) is functioning in the distribution network. Effective values of current and voltage, active and reactive power at the beginning of the monitored section of the DEN and at each of its subscribers are measured with AIMS EMA means simultaneously for the same observation interval. The authors analyzed the previously proposed “method of identifying currents and voltages inaccessible for measuring and monitoring”, which is based on the determination of current and voltage vectors by synthesizing an identifier of load dynamics using relative values and constants for their formation. Its shortcomings are shown and a new method for solving this problem is presented. The results obtained can be useful in the development of special software of subsystems for monitoring the electrical state, implemented as part of AIMS EMA.

*Keywords: current vector, identification method, distribution network, three-phase circuit.*

### References

1. Omorov T.T., Takyrbashev B.K. [Identification and Monitoring of Electric Power Losses in Distributive Network as a Part of ASCAE]. *Elektrichestvo* [Electricity], 2016, no. 11, pp. 4–11. (in Russ.)
2. Omorov T.T., Takyrbashev B.K., Osmonova R.Ch. [Finding the Parameters of 0.4 kV Distribution Grids Based on AEMS Data]. *Energetik* [Power Engineer], 2017, no. 6, pp. 37–40. (in Russ.)
3. Omorov T.T., Takyrbashev B.K., Osmonova R.Ch. [On Modelling Unbalanced Distributive Networks Incorporated in ASCAE]. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2017, vol. 17, no. 1, pp. 21–28. (in Russ.) DOI: 10.14529/power170103
4. Omorov T.T., Osmonova R.Ch., Koibagarov T.Zh. [Parametric Identification of a Distribution Network as Part of ASCME]. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2018, vol. 18, no. 1, pp. 46–52. (in Russ.) DOI: 10.14529/power180106
5. Ćepin M., Demin M., Danilov M., Romanenko I., Afanasyev V. [Power System Reliability Importance Measures]. *29th European Safety and Reliability Conference*, Hannover, 2019, pp. 1633–1637. DOI:10.3850/978-981-11-2724-3 0156-cd.
6. Rejc Ž.B., Ćepin M. [Estimating the Additional Operating Reserve in Power Systems with Installed Renewable Energy Sources]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2014, vol. 62, pp. 654–664. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.05.019
7. Janeček E., Hering P., Janeček P., Popelka A. [Transmission Line Identification Using PMUs]. *10th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, Rome, 2011, pp. 1–4. DOI: 10.1109/EEEIC.2011.5874682.
8. Wu Z., Zora L.T., Phadke A.G. Simultaneous Transmission Line Parameter and PMU Measurement Calibration. *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, 2015, pp. 1–5. DOI: 10.1109/PESGM.2015.7286115
9. Zelenskii E.G., Kononov Y.G., Levchenko I.I. Identification of the Parameters of Distribution Networks by Synchronized Current and Voltage Measurements. *Russian Electrical Engineering*, 2016, vol. 87, no. 7, pp. 363–368. DOI: 10.3103/S1068371216070129

10. Kononov Yu.G., Rybasova O.S., Mikhailenko V.S. [Refinement of the Parameters of the Medium-Voltage Network Lines Sections on the Basis of the Synchronous Measurements Data]. *Izvestija vuzov. Elektromekhanika* [Russian Electromechanics], 2018, vol. 61, no. 1, pp. 77–84. (in Russ.) DOI: 10.17213/0136-3360-2018-1-77-84
11. *IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems*, [IEEE Std C37.118.1-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005)], Dec. 28, 2011.
12. Baumgartner B., Riesch C., Schenk W. The Impact of GPS Vulnerabilities on the Electric Power Grid. *XX IMEKO World Symposium*, Benevento, Italy, Sept, 2014, pp. 183–188.
13. Grilo A.P., Gao P., Xu W., de Almeida M.C. Load Monitoring Using Distributed Voltage Sensors and Current Estimation Algorithms. *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, Jul. 2014, no. 4, pp. 1920–1928. DOI: 10.1109/tsg.2014.2304011
14. Kononov Yu.G., Zvada P.A. *Sposob sinkhronizatsii izmereniy v elektricheskikh setyakh po chastote i faze napryazheniya silovoy seti* [Method of Measurement Synchronization in Electric Networks by Frequency and Voltage Phase of Power Network]. Patent RF, no. 2619134, 2015.
15. Joaquim L.V., Paulo R.E., R. Melicio, V.M.F. Mendes, Susana M.V. Solutions for Detection of Non-technical Losses in the Electricity Grid: A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 80, pp. 1256–1268. DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.193
16. Tanveer A., Huanxin C., Jiangyu W., Yabin G. Review of Various Modeling Techniques for the Detection of Electricity Theft in Smart Grid Environment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, vol. 82, pp. 2916–2933. DOI: 10.1016/j.rser.2017.10.040
17. Yip S.-C., Wong K.Sh., Hew W.-P., Gan M.-T., Phan R.C.-W., Tan S.-W. Detection of Energy Theft and Defective Smart Meters in Smart Grids Using Linear Regression. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2017, vol. 91, pp. 230–240. DOI: 10.1016/j.ijepes.2017.04.005
18. Tanveer A. Non-Technical Loss Analysis and Prevention Using Smart Meters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 72, pp. 573–589. DOI: 10.1016/j.rser.2017.01.100
19. Bula I., Hoxha V., Shala M., Hajrizi E. Minimizing Non-Technical Losses with Point-to-Point Measurement of Voltage Drop Between “SMART” Meters. *IFAC-PapersOnLine*, 2016, vol. 49, iss. 29, pp. 206–211. DOI: 10.1016/j.ifacol.2016.11.103
20. Sapronov A.A., Kuzhekov S.L., Tynyanskiy V.G. [Expeditious Identification of Uncontrollable Electricity Consumption in Electric Networks up to 1 kV]. *Izvestija vuzov. Elektromekhanika* [Russian Electromechanics], 2004, no. 1, pp. 55–58. (in Russ.)
21. Wenpeng L., Lei Zh., Yixin Y. et al. *Low voltage network electricity theft detection method based on AMI data*. Patent CN, no. 106405276, 2016.
22. Kononov Yu.G., Zelenskij E.G., Zhukov M.V. Lipskij R.N. *Sposob vyyavleniya mest vozniknoveniya i velichin netekhnicheskikh poter' energii v elektricheskikh setyakh po dannym sinkhronnykh izmereniy* [Method for Revealing the Places of Origin and Magnitude of Non-Technical Losses of Energy in Electrical Networks by Data of Synchronous Measurements]. Patent RF, no. 2651610, 2016.
23. Danilov M.I., Romanenko I.G., Yastrebov S.S. *Sposob opredeleniya mest nekontroliruemogo potrebleniya elektroenergii v elektricheskoy seti 0,4 kV* [Method of Determining Places of Uncontrolled Electric Power Consumption in Electric Network 0,4 kV]. Patent RF, no. 2700869, 2019.
24. Danilov M.I., Romanenko I.G. [A Method to Identify Locations of Uncontrolled Electricity Consumption in Electric Networks 0,4 kV]. *Izvestija vuzov. Elektromekhanika* [Russian Electromechanics], 2019, vol. 61, no. 4, pp. 90–96. (in Russ.)
25. *Provoda ustanovochnye* [Installation Wires] Available at: [http://kabelmag2012.narod.ru/Kab\\_ustanovS.html](http://kabelmag2012.narod.ru/Kab_ustanovS.html) (accessed 19.10.2019)/
26. Kamenskiy M., Kholodnyy S. [1–10 kV Power Cables with Plastic Insulation. Calculation of Active and Inductive Resistances]. *Novosti Elektrotekhniki* [], 2005, no. 4 (34). Available at: <http://www.news.elteh.ru/arh/2005/34/15.php> (accessed 19.10.2019).
27. Gurskiy D.A., Turbina E.S. *Vychisleniya v Mathcad 12* [Calculations in Mathcad 12]. St. Petersburg, Piter Publ., 2006. 544 p.

Received 2 November 2019

### ОБРАЗЕЦ ЦИТИРОВАНИЯ

Данилов, М.И. К проблеме определения векторов тока и напряжения в распределительной сети по данным АИИС КУЭ / М.И. Данилов, И.Г. Романенко // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2019. – Т. 19, № 4. – С. 87–94. DOI: 10.14529/power190410

### FOR CITATION

Danilov M.I., Romanenko I.G. On Determination of Current and Voltage Vectors in the Distribution Network According to AIMS EMA. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2019, vol. 19, no. 4, pp. 87–94. (in Russ.) DOI: 10.14529/power190410