

## К ПРОБЛЕМЕ ИДЕНТИФИКАЦИИ НЕИЗМЕРЯЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ПО ДАННЫМ АСКУЭ

*Т.Т. Оморов, Р.Ч. Осмонова, К.Э. Закиряев*

*Национальная академия наук Кыргызской Республики, г. Бишкек, Кыргызская Республика*

Рассматривается распределительная электрическая сеть (РЭС) напряжением 0,4 кВ, функционирующая в несимметричном режиме. Сформулирована задача идентификации неизмеряемых параметров (токов и напряжений) межабонентских участков РЭС по данным автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). Для решения сформулированной задачи предлагается метод, основанный на расчленении исходной структуры сети на три виртуальные подсистемы, представленные ее фазами. На основе принципа наложения получены математические соотношения, анализ которых позволил идентифицировать искомые параметры сети в явной форме. Отличительная особенность метода состоит в том, что при реализации процедуры идентификации не требуется описание ее переменных состояния в комплексной форме, что упрощает его вычислительную схему. Полученные результаты ориентированы для идентификации и мониторинга потерь электроэнергии в распределительной сети в составе АСКУЭ.

*Ключевые слова:* трехфазная сеть, несимметрия токов и напряжений, неизмеряемые параметры, метод идентификации.

### Введение

В последние годы в целях комплексной автоматизации и информатизации распределительных электрических сетей (РЭС) широко используются автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ), основанные на цифровых технологиях. Функциональная структура этих систем главным образом ориентирована для решения задач, связанных с коммерческим учетом электроэнергии [1]. Как известно, технические и программные средства АСКУЭ имеют возможность дистанционно осуществлять периодический опрос счетчиков электроэнергии, установленных у абонентов сети. При этом непосредственно измеряются и контролируются лишь действующие значения токов и напряжений, определяющих состояния нагрузок (электроприемников) РЭС, а переменные состояния межабонентских участков магистральной линии не доступны для измерения и поэтому не контролируются [2, 3]. В то же время эти переменные (токи и напряжения) распределительной сети, функционирующей в несимметричном режиме [4–6], определяют такие ее важные показатели, как потери мощности и электроэнергии в магистральной линии [7–10]. Использование известных методов и технологий для их идентификации и оперативного мониторинга электрического состояния РЭС [2, 11–15] представляет определенные трудности.

В [3, 16–19] изложены методологические основы оценки неизмеряемых параметров несимметричной трехфазной сети. При этом предварительно решается задача построения математической модели РЭС, которая базируется на комплексном представлении ее переменных, что в определенной степени

усложняет проблему нахождения искомых параметров. В данной статье предлагается метод идентификации неизмеряемых параметров межабонентских участков сети, в алгоритме которого непосредственно используются исходные данные АСКУЭ, полученные по каналам связи с абонентских счетчиков электроэнергии, что значительно упрощает процедуру идентификации искомых величин.

### Постановка задачи

Рассматривается четырехпроводная РЭС напряжением 0,4 кВ, расчетная схема которой показана на рис. 1.

Обозначения имеют следующий смысл:  $k, v$  – индексные переменные, обозначающие соответственно номера фаз А, В, С ( $k = \overline{1,3}$ ) и электрических контуров сети ( $v = \overline{1,n}$ );  $\vec{E}_{0k}$  – ЭДС  $k$ -й фазы;  $\vec{U}_{0k}$ ,  $\vec{I}_{0k} = \vec{i}_{1k}$  – мгновенные синусоидальные напряжения и токи соответственно на входах соответствующих фаз;  $\vec{I}_{vk}$ ,  $\vec{U}_{vk}$ ,  $Z_{vk}$  – синусоидальные мгновенные ток, напряжение и сопротивление нагрузки (электроприемника) с координатой  $(v, k)$ ;  $\vec{i}_{vk}$ ,  $Z_{vk}$  – мгновенный ток и комплексное сопротивление  $v$ -го межабонентского участка (МАУ)  $k$ -й фазы;  $\vec{u}_{vk}$ ,  $\vec{y}_v$  – напряжения соответственно на  $v$ -м МАУ  $k$ -й фазы и нейтрального провода;  $\vec{J}_v$ ,  $Z_v$  – мгновенный ток и комплексное сопротивление  $v$ -го участка нейтрального провода.

Далее предполагается, что выполняются следующие условия:

- 1) трехфазная сеть является линейной системой;
- 2) фазные и нейтральные провода сети имеют разные сечения, т. е. комплексные сопротивления

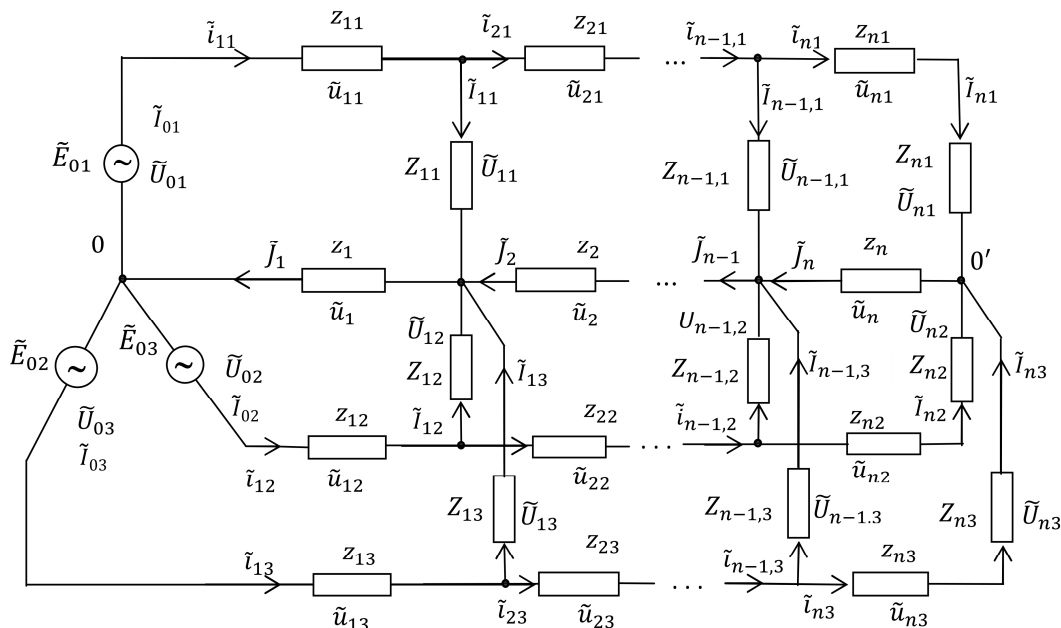


Рис. 1. Расчетная схема трехфазной сети

$z_{vk} \neq z_v$  ( $k = \overline{1,3}, v = \overline{1,n}$ ), которые предварительно определяются и записываются в базу данных АСКУЭ;

3) в системе используются технические средства для подавления высших гармонических составляющих токов и напряжений в сети;

4) с абонентских счетчиков электроэнергии ( $S_{chk}$ ) в базу данных АСКУЭ по каналам связи в дискретные моменты времени  $t \in [t_\xi, t_{\xi+1}]$  с шагом дискретизации  $\Delta t_\xi = t_{\xi+1} - t_\xi$  ( $\xi = 1, 2, \dots$ ) поступают следующие данные:

- действующие значения токов  $I_{vk}$  и напряжений  $U_{vk}$  на нагрузках сети;
- коэффициенты мощности  $c_{vk} = \cos \varphi_{vk}$ , определяемые фазовыми сдвигами  $\varphi_{vk}$  между соответствующими напряжениями  $\tilde{U}_{vk}$  и токами  $\tilde{I}_{vk}$ .

Как известно, в современных АСКУЭ меж-абонентские комплексные токи  $i_{vk}, j_v$  и напряжения  $\dot{u}_{vk}, \dot{u}_v$  не измеряются и не контролируются, что не дает возможность осуществлять оперативный мониторинг электрического состояния РЭС. В то же время на основе метода, основанного на комплексном представлении токов и напряжений в сети, можно их идентифицировать по данным АСКУЭ. При этом мгновенные синусоидальные токи  $\tilde{I}_{vk}$  и напряжения  $\tilde{U}_{vk}$  на нагрузках  $Z_{vk}$  в установленном режиме представляются в комплексной форме [17, 20]:

$$\tilde{I}_{vk} = I_{vk}^B + jI_{vk}^M = I_{vk} e^{j\tilde{\alpha}_{vk}}, \quad (1)$$

$$\tilde{U}_{vk} = U_{vk}^B + jU_{vk}^M = U_{vk} e^{j\tilde{\psi}_{vk}}, \quad v = \overline{1,n}, k = \overline{1,3}, \quad (2)$$

где символы «в» и «м» обозначают вещественные и мнимые части соответствующих комплексных переменных;  $I_{vk}, U_{vk}, \tilde{\alpha}_{vk}, \tilde{\psi}_{vk}$  – модули и фазовые сдвиги этих переменных;  $j^2 = -1$ . При этом

$$\tilde{\alpha}_{vk} = \beta_k^* + \alpha_{vk}, \quad \tilde{\psi}_{vk} = \beta_k^* + \psi_{vk},$$

$$\varphi_{vk} = \psi_{vk} - \alpha_{vk}, \quad \beta_k^* = 2(k-1)\pi/3,$$

где  $\alpha_{vk}, \psi_{vk}$  – приращения фазовых сдвигов относительно их номинальных значений  $\beta_k^*$ , обусловленные несимметрией токов и напряжений в сети. В случае, когда построена модель нагрузок в форме (1) и (2), межабонентские токи и напряжения можно оценить на основе известных законов электротехники (см. рис. 1):

$$i_{vk} = \sum_{l=v}^n \tilde{I}_{lk} = \sum_{l=v}^n (I_{lk}^B + jI_{lk}^M) = l_{vk} e^{j(\beta_k^* + \tilde{\alpha}_{vk})}, \quad (3)$$

$$\dot{u}_{vk} = i_{vk} z_{vk}, \quad v = \overline{1,n}, k = \overline{1,3}.$$

$$j_v = i_{v1} + i_{v2} + i_{v3}, \quad \dot{u}_v = j_v z_v, \quad v = \overline{1,n}. \quad (4)$$

Анализ соотношений (1)–(4) показывает, что для определения указанных электрических переменных необходимо, чтобы предварительно были определены фазовые сдвиги токов  $\tilde{\alpha}_{vk}$  и напряжений  $\tilde{\psi}_{vk}$  на нагрузках сети, что является отдельной сложной задачей. Дальнейшие исследования показали, что использование подхода, основанного на декомпозиции исходной структуры трехфазной сети, позволяет идентифицировать модули (действующие значения) межабонентских комплексных токов  $i_{vk}, j_v$  и напряжений  $\dot{u}_{vk}, \dot{u}_v$  без предварительного построения модели несимметричной распределительной сети на основе комплексного описания ее переменных.

Задача заключается в том, чтобы на основе данных, полученных с абонентских счетчиков электроэнергии, хранящихся в базе данных АСКУЭ, идентифицировать межабонентские действующие токи  $l_{vk}, j_v$  и напряжения  $u_{vk}, u_v$  несимметричной распределительной сети, недоступные для измерения и контроля.

Решение сформулированной выше задачи включает следующие основные этапы:

1. Декомпозиция задачи.
2. Оценка разностей фазовых сдвигов.
3. Идентификация действующих токов и напряжений на участках фазных проводов.
4. Идентификация действующих токов и напряжений на участках нулевого провода.

*Декомпозиция задачи.* По условиям задачи рассматриваемая трехфазная сеть (см. рис. 1) представляет собой линейную систему. Тогда на основе свойства линейности ее можно расчленить на три подсистемы (составные части), каждая из которых представляет собой соответствующую фазу сети при отключенном состоянии двух других фаз (рис. 2).

Эти подсистемы можно рассматривать как условно автономные структуры, на входах которых действуют ЭДС  $\dot{E}_{01}$ ,  $\dot{E}_{02}$  и  $\dot{E}_{03}$ , формируемые источником питания (трансформаторной подстанции) сети. При этом комплексные токи  $\dot{I}'_{vk}$  и напряжения  $\dot{U}'_{vk}$  на нагрузках новых подсистем отличаются от прежних их значений и описываются следующими выражениями:

$$\dot{I}'_{vk} = I'_{vk} e^{j(\beta_k^* + \alpha_{vk})}, \quad (5)$$

$$\dot{U}'_{vk} = U'_{vk} e^{j(\psi_k^* + \psi_{vk})}, \quad v = \overline{1, n}, k = \overline{1, 3},$$

где  $I'_{vk}$  и  $U'_{vk}$  – модули соответствующих переменных. При этом их фазовые сдвиги  $\alpha_{vk}$  и  $\psi_{vk}$  сохраняются, но их значения неизвестны. Межабонентские токи  $i'_{vk}$  также отличаются от их исходных значений, которые можно представить в экспоненциальной форме:

$$\dot{I}'_{vk} = I'_{vk} e^{j(\beta_k^* + \hat{\alpha}_{vk})}, \quad v = \overline{1, n}, k = \overline{1, 3}, \quad (6)$$

где  $I'_{vk}$ ,  $\hat{\alpha}_{vk}$  – модуль (действующее значение) и аргумент комплексного тока  $\dot{I}'_{vk}$  соответственно.

Следует отметить, что при такой декомпозиции исходной проблемы значения комплексных сопротивлений сети ( $Z_{vk}$ ,  $z_{vk}$ ,  $z_v$ ) не изменяются. В частности, сопротивления нагрузок можно представить в виде

$$Z_{vk} = \bar{Z}_{vk} e^{j\varphi_{vk}}, \quad v = \overline{1, n}, k = \overline{1, 3}, \quad (7)$$

где  $\bar{Z}_{vk}$ ,  $\varphi_{vk}$  – модули и аргументы комплексных сопротивлений  $Z_{vk}$  соответственно, определяемые по исходным данным задачи:

$$\bar{Z}_{vk} = \frac{U_{vk}}{I_{vk}}, \quad \varphi_{vk} = \arccos c_{vk}, \quad c_{vk} = \cos \varphi_{vk}. \quad (8)$$

Основная идея декомпозиции исходной структуры трехфазной сети заключается в том, что на ее основе удастся найти функциональные связи между фазовыми сдвигами  $\alpha_{vk}$  и  $\hat{\alpha}_{vk}$ . В частности, можно численно оценить величины  $\theta_{vk}$ , определяющие их разности:

$$\theta_{vk} = \alpha_{vk} - \hat{\alpha}_{vk}, \quad v = \overline{1, n}, k = \overline{1, 3}. \quad (9)$$

Как видно будет из дальнейшего, знание разностей  $\theta_{vk}$  позволяет определить оценки действующих значений  $I_{vk}$  межабонентских токов  $i_{vk}$ , которые недоступны для измерений и в АСКУЭ не контролируются.

*Оценка разностей фазовых сдвигов.* Предположим, что в момент времени  $t \in [t_\xi, t_{\xi+1}]$  путем опроса счетчиков электроэнергии в базу данных АСКУЭ поступили данные измерений. Рассмотрим электрические контуры новых подсистем, полученных путем декомпозиции и представленных на рис. 3, где  $z_{vk}^{\text{ЭКВ}}$  – эквивалентные сопротивления  $k$ -й фазы, определяемые выражениями:

$$z_{vk}^{\text{ЭКВ}} = \frac{\dot{U}'_{vk}}{\dot{I}'_{vk}}, \quad v = \overline{1, n}, k = \overline{1, 3}.$$

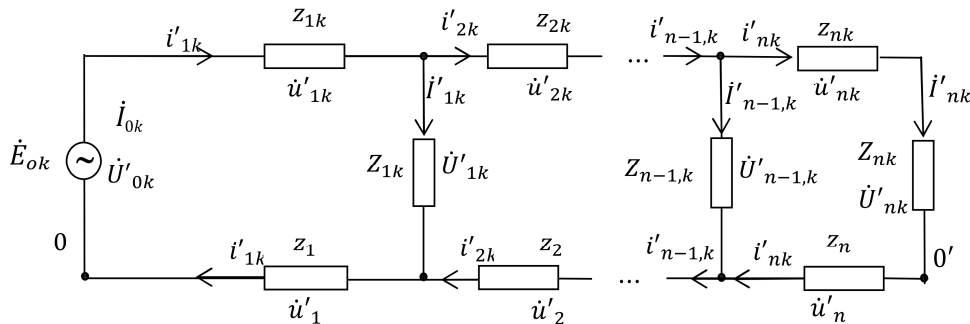


Рис. 2. Структура  $k$ -й подсистемы распределительной сети

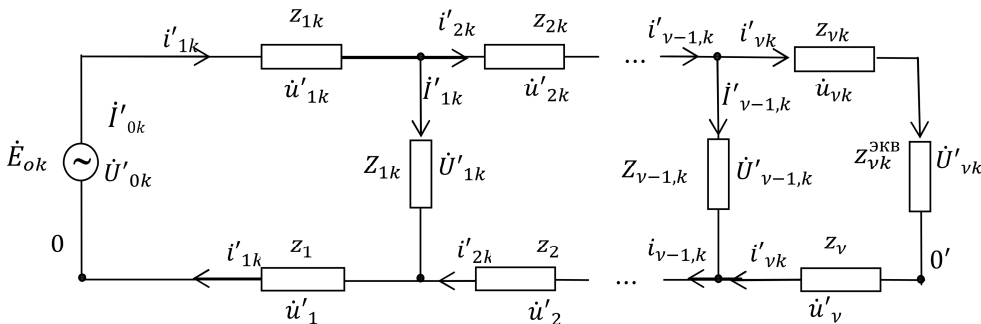


Рис. 3. Схема  $k$ -й подсистемы с эквивалентным сопротивлением  $z_{vk}^{\text{ЭКВ}}$

Для этих контуров справедливы следующие балансовые соотношения для напряжений:

$$\dot{U}'_{v-1,k} = (z_{vk} + z_v + z_{vk}^{\text{эКВ}})i'_{vk}, v = \overline{1, n}, k = \overline{1, 3}. \quad (10)$$

По условиям задачи все сопротивления трехфазной сети являются известными величинами, поэтому эквивалентные сопротивления  $z_{vk}^{\text{эКВ}}$  можно вычислить непосредственно по заданной расчетной схеме, показанной на рис. 2. Один из возможных алгоритмов их оценки, имеющий более простую вычислительную схему, изложен в приложении 1.

Отметим, что действующие значения (модулей) токов  $i'_{vk}$ , протекающих в начальных участках фазных проводов, являются известными величинами, так как они измеряются головным трехфазным счетчиком электроэнергии, установленным в трансформаторной подстанции РЭС, и хранятся в базе данных АСКУЭ. При этом модули (действующие значения)  $u_{1k}$  комплексных напряжений  $\dot{u}_{1k}$  определяются на основе закона Ома:  $u_{1k} = I_{0k} \bar{z}_{1k}$ , где  $\bar{z}_{1k}$  – модуль сопротивления  $z_{1k}$  ( $k = \overline{1, 3}$ ). Для определения остальных межабонентских действующих токов и напряжений сети необходимо найти величины  $\theta_{vk}$ , определяемые выражением (9). Для этой цели рассмотрим электрические контуры ( $v = 2$ ), имеющие координаты  $(2, k)$ . Для этих контуров соотношения (10) имеют вид (см. рис. 3)

$$\dot{U}'_{1k} = (z_{2k} + z_2 + z_{2k}^{\text{эКВ}})i'_{2k}, k = \overline{1, 3}.$$

Полученные соотношения с учетом того, что  $\dot{U}'_{1k} = Z_{1k} \dot{I}'_{1k}$ , запишем в виде

$$Z_{1k} \dot{I}'_{1k} = (z_{2k} + z_2 + z_{2k}^{\text{эКВ}})i'_{2k}, k = \overline{1, 3},$$

что эквивалентно следующим соотношениям:

$$\frac{\dot{I}'_{1k}}{\dot{I}'_{2k}} = Z'_{2k}, k = \overline{1, 3}, \quad (11)$$

где  $Z'_{2k}$  – комплексная величина, определяемая по формуле

$$Z'_{2k} = \frac{z_{2k} + z_2 + z_{2k}^{\text{эКВ}}}{Z_{1k}}.$$

По условиям задачи сопротивления  $z_{2k}$ ,  $z_2$  и  $Z_{1k}$  предварительно определяются и записываются в базу данных АСКУЭ, а также представляются, например, в виде (7). Следовательно, величины  $Z'_{2k}$  можно вычислить и представить в экспоненциальной форме:

$$Z'_{2k} = \bar{Z}'_{2k} e^{j\lambda_{2k}}, k = \overline{1, 3}, \quad (12)$$

где  $\bar{Z}'_{2k}$ ,  $\lambda_{2k}$  – модули и аргументы  $Z'_{2k}$  соответственно.

В результате с учетом (5), (6) и (12) соотношения (11) можно записать в следующей экспоненциальной форме:

$$\frac{\dot{I}'_{1k} e^{j\theta_{2k}}}{\dot{I}'_{2k}} = \bar{Z}'_{2k} e^{j\lambda_{2k}}, k = \overline{1, 3}. \quad (13)$$

Для выполнения соотношений (13) должны соблюдаться равенства модулей и аргументов их левых и правых частей, т. е. должны выполняться следующие условия:

$$\theta_{2k} = \lambda_{2k}, k = \overline{1, 3}, \quad (14)$$

$$\dot{I}'_{1k} = \bar{Z}'_{1k} \dot{I}'_{1k}, k = \overline{1, 3}.$$

Таким образом, формулы (14) определяют значения разности фазовых сдвигов  $\theta_{2k}$  по исходным данным, полученным с абонентских счетчиков электроэнергии. Здесь следует отметить, что для начальных контуров, имеющих координаты  $(1, k)$ , можно получить соотношения, аналогичные условиям (14), т. е.

$$\theta_{1k} = \alpha_{1k} - \hat{\alpha}_{1k} = \lambda_{1k}, k = \overline{1, 3}. \quad (15)$$

Для этой цели используются балансовые соотношения для напряжений (10) при  $v = 1$ . Полученный результат далее будем использовать для идентификации неизмеряемых и неконтролируемых переменных (токов и напряжений) трехфазной сети.

*Идентификация действующих токов и напряжений на участках фазных проводов.* Для этой цели рассмотрим контуры исходной трехфазной сети, имеющие координаты  $(2, k)$ . Как видно из рис. 1, межабонентские токи  $i_{2k}$ , протекающие во 2-м участке фазного провода сети, определяются по формулам:

$$i_{2k} = i_{1k} - \dot{I}_{1k}, k = \overline{1, 3}.$$

Нетрудно показать, что для квадратов модулей  $l_{2k}^2$  этих токов справедливы выражения:

$$\begin{aligned} l_{2k}^2 &= (i_{1k} - \dot{I}_{1k})(i_{1k} - \dot{I}_{1k})^* = \\ &= (i_{1k} - \dot{I}_{1k})(i_{1k}^* - \dot{I}_{1k}^*) = \\ &= i_{1k} i_{1k}^* + \dot{I}_{1k} \dot{I}_{1k}^* - (i_{1k} \dot{I}_{1k}^* + \dot{I}_{1k} i_{1k}^*), k = \overline{1, 3}, \end{aligned}$$

составляющие которых можно определить по формулам:

$$\begin{aligned} i_{1k} i_{1k}^* &= l_{1k}^2, \quad \dot{I}_{1k} \dot{I}_{1k}^* = I_{1k}^2, \\ i_{1k} \dot{I}_{1k}^* + \dot{I}_{1k} i_{1k}^* &= \\ &= i_{1k} I_{1k} (e^{j(\alpha_{1k} - \hat{\alpha}_{1k})} + e^{-j(\alpha_{1k} - \hat{\alpha}_{1k})}) = \\ &= i_{1k} I_{1k} (e^{j\theta_{1k}} + e^{-j\theta_{1k}}) = 2l_{1k} I_{1k} \cos \theta_{1k}, \end{aligned}$$

где  $l_{1k}$ ,  $I_{1k}$  – действующие значения токов, протекающих через соответствующие сопротивления  $z_{1k}$  и  $Z_{1k}$ . В результате для  $l_{2k}^2$  справедлива следующая формула:

$$\begin{aligned} l_{2k}^2 &= l_{1k}^2 + I_{1k}^2 - l_{1k} I_{1k} [e^{j\theta_{2k}} + e^{-j\theta_{2k}}] = \\ &= l_{1k}^2 + I_{1k}^2 - 2l_{1k} I_{1k} \cos \theta_{2k}, k = \overline{1, 3}. \end{aligned}$$

Отсюда с учетом (14) получаем численные значения  $l_{2k}^2$ :

$$l_{2k}^2 = l_{1k}^2 + I_{1k}^2 - 2l_{1k} I_{1k} \cos \lambda_{2k}, k = \overline{1, 3}.$$

Далее последовательно рассматриваются электрические контуры с координатами  $(3, k)$ ,  $(4, k)$ , ...,  $(n-1, k)$ . На основе указанной выше вычислительной процедуры определяем действующие значения токов  $l_{3k}$ ,  $l_{4k}$ , ...,  $l_{n-1,k}$ . При этом  $l_{nk} = I_{nk}$ . Модули соответствующих межабонентских напряжений  $\dot{u}_{vk}$  можно определить на основе закона Ома:  $u_{vk} = l_{vk} \bar{z}_{vk}$ , где  $\bar{z}_{vk}$  – модуль сопротивления  $z_{vk}$  ( $k = \overline{1, 3}, v = \overline{3, n-1}$ ).

Идентификация действующих токов и напряжений на участках нулевого провода. Рассмотрим исходную структуру трехфазной сети, показанную на рис. 1. Как известно, комплексный ток  $J_v$ , протекающий в  $v$ -м участке нулевого провода, определяется как сумма [20]:

$$J_v = i_{v1} + i_{v2} + i_{v3}. \quad (16)$$

где  $i_{v1}, i_{v2}, i_{v3}$  – межабонентские токи, протекающие через  $v$ -й участок фазных проводов. Для первого участка ( $v = 1$ ) выражение (16) запишется в виде

$$J_1 = i_{11} + i_{12} + i_{13}.$$

Для квадрата модуля  $J_1^2$  комплексного тока  $J_1$  справедливо выражение

$$\begin{aligned} J_1^2 &= (i_{11} + i_{12} + i_{13})(i_{11} + i_{12} + i_{13})^* = \\ &= (i_{11} + i_{12} + i_{13})(i_{11}^* + i_{12}^* + i_{13}^*) = \\ &= i_{11}i_{11}^* + i_{12}i_{12}^* + i_{13}i_{13}^* + i_{11}i_{12}^* + \\ &+ i_{12}i_{11}^* + i_{11}i_{13}^* + i_{13}i_{11}^* + i_{12}i_{13}^* + i_{13}i_{12}^* \end{aligned}$$

составляющие которого можно определить по следующим формулам:

$$\begin{aligned} i_{11}i_{11}^* &= l_{11}^2, \quad i_{12}i_{12}^* = l_{12}^2, \quad i_{13}i_{13}^* = l_{13}^2, \\ i_{11}i_{12}^* + i_{12}i_{11}^* &= \\ &= l_{11}l_{12}(e^{j(\hat{\alpha}_{11} - \hat{\alpha}_{12})} + e^{-j(\hat{\alpha}_{11} - \hat{\alpha}_{12})}) = \\ &= 2l_{11}l_{12}\cos(\hat{\alpha}_{11} - \hat{\alpha}_{12}), \\ i_{11}i_{13}^* + i_{13}i_{11}^* &= \\ &= l_{11}l_{13}(e^{j(\hat{\alpha}_{11} - \hat{\alpha}_{13})} + e^{-j(\hat{\alpha}_{11} - \hat{\alpha}_{13})}) = \\ &= 2l_{11}l_{13}\cos(\hat{\alpha}_{11} - \hat{\alpha}_{13}), \\ i_{12}i_{13}^* + i_{13}i_{12}^* &= \\ &= l_{12}l_{13}(e^{j(\hat{\alpha}_{12} - \hat{\alpha}_{13})} + e^{-j(\hat{\alpha}_{12} - \hat{\alpha}_{13})}) = \\ &= 2l_{12}l_{13}\cos(\hat{\alpha}_{12} - \hat{\alpha}_{13}). \end{aligned}$$

С учетом полученных выражений квадрат модуля тока  $J_1^2$  определяется по формуле

$$J_1^2 = l_{11}^2 + l_{12}^2 + l_{13}^2 + 2l_{11}l_{12}\cos\eta_1 + 2l_{11}l_{13}\cos\eta_2 + 2l_{12}l_{13}\cos\eta_3.$$

где для разностей фазовых сдвигов введены следующие обозначения:

$$\begin{aligned} \eta_1 &= \hat{\alpha}_{11} - \hat{\alpha}_{12}, \quad \eta_2 = \hat{\alpha}_{11} - \hat{\alpha}_{13}, \\ \eta_3 &= \hat{\alpha}_{12} - \hat{\alpha}_{13}. \end{aligned} \quad (17)$$

Отметим, что на основе рассмотрения новых подсистем (см. рис. 2), полученных путем декомпозиции исходной структуры трехфазной сети, можно найти численные значения  $\hat{\eta}_1, \hat{\eta}_2, \hat{\eta}_3$  указанных выше разностей  $\eta_1, \eta_2$  и  $\eta_3$ , т. е.

$$\eta_1 = \hat{\eta}_1, \quad \eta_2 = \hat{\eta}_2, \quad \eta_3 = \hat{\eta}_3. \quad (18)$$

Доказательство этого факта приведено в приложении 2.

В результате искомого действующее значение тока  $J_1$ , протекающего в первом участке ( $v = 1$ ) нулевого провода, определяется следующим выражением:

$$J_1 = (l_{11}^2 + l_{12}^2 + l_{13}^2 + 2l_{11}l_{12}\cos\hat{\eta}_1 + 2l_{11}l_{13}\cos\hat{\eta}_2 + 2l_{12}l_{13}\cos\hat{\eta}_3)^{\frac{1}{2}}.$$

Далее на основе изложенного выше алгоритма можно вычислить действующие значения токов  $J_2, J_3, \dots, J_n$ . Модули соответствующих межабонентских комплексных напряжений  $\dot{u}_v$  определяются на основе закона Ома:  $u_v = J_v \bar{z}_v$ , где  $\bar{z}_v$  – модуль сопротивления  $z_v$  ( $v = \overline{1, n}$ ).

**Приложение 1.** Для определения эквивалентных сопротивлений запишем выражения для комплексных мощностей  $\dot{P}_k$ , потребляемых  $k$ -й фазой трехфазной сети (см. рис. 1):

$$\dot{P}_{0k} = P_{0k} + jQ_{0k}, \quad k = \overline{1, 3}, \quad (П. 1)$$

где  $P_{0k}, Q_{0k}$  – активные и реактивные мощности соответственно, численные значения которых можно вычислить по исходным данным задачи по формулам:

$$P_{0k} = I_{0k}U_{0k}\cos\varphi_{0k}, \quad Q_{0k} = I_{0k}U_{0k}\sin\varphi_{0k}.$$

С другой стороны, выражения для этих мощностей можно записать в виде следующей суммы:

$$\dot{P}_{0k} = \dot{P}_{1k} + \dot{P}_{1k}^0 + \dot{P}_{1k}^\Sigma, \quad k = \overline{1, 3},$$

где

$$\dot{P}_{1k} = z_{1k}l_{1k}^2, \quad \dot{P}_{1k}^0 = z_{1k}l_{1k}^2, \quad \dot{P}_{1k}^\Sigma = z_{1k}^{\text{ЭКВ}}l_{1k}^2.$$

Таким образом, имеем

$$\dot{P}_{0k} = (z_{1k} + z_1)l_{1k}^2 + z_{1k}^{\text{ЭКВ}}l_{1k}^2. \quad (П. 2)$$

Приравнивая правые части выражений (П. 1) и (П. 2), получаем

$$P_{0k} + jQ_{0k} = (z_{1k} + z_1)l_{1k}^2 + z_{1k}^{\text{ЭКВ}}l_{1k}^2, \quad k = \overline{1, 3}.$$

Отсюда находим  $z_{1k}^{\text{ЭКВ}}$ :

$$z_{1k}^{\text{ЭКВ}} = \frac{P_{0k} + jQ_{0k} - (z_{1k} + z_1)l_{1k}^2}{l_{1k}^2}, \quad k = \overline{1, 3}.$$

Далее для определения  $z_{2k}^{\text{ЭКВ}}$  используются следующие выражения, определяющие балансовые соотношения для комплексных мощностей относительно контуров, имеющих координаты  $(2, k)$ :

$$\begin{aligned} \dot{P}_{0k} &= \dot{P}_{1k} + \dot{P}_{1k}^0 + \dot{P}'_{1k} + \dot{P}_{2k} + \\ &+ \dot{P}_{2k}^0 + \dot{P}_{2k}^\Sigma, \quad k = \overline{1, 3}, \end{aligned} \quad (П. 3)$$

где составляющие суммы определяются по формулам:

$$\begin{aligned} \dot{P}_{1k} &= z_{1k}l_{1k}^2, \quad \dot{P}_{1k}^0 = z_{1k}l_{1k}^2, \quad \dot{P}'_{1k} = z_{1k}l_{1k}^2, \\ \dot{P}_{2k} &= z_{2k}l_{2k}^2, \quad \dot{P}_{2k}^0 = z_{2k}l_{2k}^2, \quad \dot{P}_{2k}^\Sigma = z_{2k}^{\text{ЭКВ}}l_{2k}^2, \end{aligned}$$

а мощность  $\dot{P}'_{0k}$  задается формулой (П. 1).

Таким образом, соотношение (П. 3) можно записать в виде

$$P_{0k} + jQ_{0k} = (z_{1k} + z_1)l_{1k}^2 + (z_{2k} + z_2)l_{2k}^2 + z_{1k}l_{1k}^2 + z_{2k}^{\text{ЭКВ}}l_{2k}^2.$$

Отсюда определяем

$$z_{2k}^{\text{ЭКВ}} = \frac{P_{0k} + jQ_{0k} - (z_{1k} + z_1)l_{1k}^2 - (z_{2k} + z_2)l_{2k}^2 - z_{1k}l_{1k}^2}{l_{2k}^2}.$$

Аналогичным образом можно найти и другие эквивалентные сопротивления  $z_{vk}^{\text{ЭКВ}}$ , определяемые выражениями:

$$z_{vk}^{\text{ЭКВ}} = \frac{\dot{U}_{vk}}{i_{vk}}, \quad v = \overline{3, n-1}, \quad k = \overline{1, 3}.$$

**Приложение 2.** Рассмотрим исходную схему трехфазной сети (см. рис. 1) и контуры, имеющие координаты  $(1, k)$ . Для этих контуров балансовые соотношения для напряжений имеют вид

$$\dot{U}_{0k} = \dot{u}_{1k} + \dot{u}_1 + \dot{U}_{1k}, k = \overline{1,3}, \quad (\text{П. 4})$$

которые представим в виде

$$\dot{u}_1 = \dot{U}_{0k} - \dot{U}_{1k} - \dot{u}_{1k}, k = \overline{1,3}.$$

Правые части последних соотношений запишем через соответствующие токи и сопротивления:

$$\begin{aligned} \dot{u}_1 &= i_{1k} z_{0k}^{\text{ЭКВ}} - \dot{I}_{1k} Z_{1k} - i_{1k} z_{1k} = \\ &= i_{1k} (z_{0k}^{\text{ЭКВ}} - z_{1k}) - \dot{I}_{1k} Z_{1k}, k = \overline{1,3}, \end{aligned} \quad (\text{П. 5})$$

где  $z_{0k}^{\text{ЭКВ}}$  – эквивалентное сопротивление  $k$ -й фазы, определяемое по формуле

$$z_{0k}^{\text{ЭКВ}} = \frac{\dot{P}_{0k}}{I_{1k}}, k = \overline{1,3},$$

где  $\dot{P}_{0k}$  – комплексная мощность, потребляемая  $k$ -й фазой трехфазной сети, определяемая по формуле (П. 1). С учетом (1) и (3) соотношения (П. 5) имеют вид

$$\begin{aligned} \dot{u}_1 &= l_{1k} e^{j(\beta_k^* + \hat{\alpha}_{1k})} (z_{0k}^{\text{ЭКВ}} - z_{1k}) - \\ &- I_{1k} Z_{1k} e^{j(\beta_k^* + \alpha_{1k})}, k = \overline{1,3}. \end{aligned}$$

С учетом (15) получаем

$$\begin{aligned} \dot{u}_1 &= l_{1k} e^{j(\beta_k^* + \hat{\alpha}_{1k})} (z_{0k}^{\text{ЭКВ}} - z_{1k}) - \\ &- I_{1k} Z_{1k} e^{j(\beta_k^* + \hat{\alpha}_{1k} + \lambda_{1k})}, k = \overline{1,3}, \end{aligned}$$

что эквивалентно следующим соотношениям:

$$\dot{u}_1 = [l_{1k} (z_{0k}^{\text{ЭКВ}} - z_{1k}) e^{j\beta_k^*} - I_{1k} Z_{1k} e^{j(\beta_k^* + \lambda_{1k})}] e^{j\hat{\alpha}_{1k}}, k = \overline{1,3}. \quad (\text{П. 6})$$

Введем обозначения

$$\dot{F}_{1k} = [l_{1k} (z_{0k}^{\text{ЭКВ}} - z_{1k}) - I_{1k} Z_{1k} e^{j\lambda_{1k}}] e^{j\beta_k^*}, k = \overline{1,3}.$$

Отметим, что значения  $\dot{F}_{1k}$  можно вычислить и представить в экспоненциальной форме

$$\dot{F}_{1k} = F_{1k} e^{j\xi_{1k}}, k = \overline{1,3}, \quad (\text{П. 7})$$

где  $F_{1k}$ ,  $\xi_{1k}$  – модуль и аргумент комплексной величины  $\dot{F}_{1k}$  соответственно, которые являются известными величинами.

В результате соотношения (П. 6) с учетом (П. 7) имеют вид

$$\dot{u}_1 = F_{1k} e^{j\xi_{1k}} e^{j\hat{\alpha}_{1k}}, k = \overline{1,3}. \quad (\text{П. 8})$$

Теперь соотношения (П. 8) запишем для каждой фазы ( $k = \overline{1,3}$ ):

$$\dot{u}_1 = F_{11} e^{j\xi_{11}} e^{j\hat{\alpha}_{11}},$$

$$\dot{u}_1 = F_{12} e^{j\xi_{12}} e^{j\hat{\alpha}_{12}},$$

$$\dot{u}_1 = F_{13} e^{j\xi_{13}} e^{j\hat{\alpha}_{13}}.$$

Путем деления соответствующих левых и правых частей первого уравнения на соответствующие части второго и третьего уравнений, а также второго уравнения на третье получаем следующие равенства:

$$\frac{F_{11} e^{j(\xi_{11} - \xi_{12})} e^{j(\hat{\alpha}_{11} - \hat{\alpha}_{12})}}{F_{12}} = 1,$$

$$\frac{F_{11} e^{j(\xi_{11} - \xi_{13})} e^{j(\hat{\alpha}_{11} - \hat{\alpha}_{13})}}{F_{13}} = 1,$$

$$\frac{F_{12} e^{j(\xi_{12} - \xi_{13})} e^{j(\hat{\alpha}_{12} - \hat{\alpha}_{13})}}{F_{13}} = 1,$$

которые эквивалентны соотношениям:

$$\begin{aligned} F_{11} e^{j(\hat{\alpha}_{11} - \hat{\alpha}_{12})} &= F_{12} e^{j(\xi_{12} - \xi_{11})}, \\ F_{11} e^{j(\hat{\alpha}_{11} - \hat{\alpha}_{13})} &= F_{13} e^{j(\xi_{13} - \xi_{11})}, \\ F_{12} e^{j(\hat{\alpha}_{12} - \hat{\alpha}_{13})} &= F_{13} e^{j(\xi_{13} - \xi_{12})}. \end{aligned} \quad (\text{П. 9})$$

Для выполнения системы соотношений (П. 9) должны соблюдаться равенства модулей и аргументов их левых и правых частей, т. е., в частности, должны выполняться следующие условия:

$$\begin{aligned} \hat{\alpha}_{11} - \hat{\alpha}_{12} &= \xi_{12} - \xi_{11}, \\ \hat{\alpha}_{11} - \hat{\alpha}_{13} &= \xi_{13} - \xi_{11}, \\ \hat{\alpha}_{12} - \hat{\alpha}_{13} &= \xi_{13} - \xi_{12}. \end{aligned} \quad (\text{П. 10})$$

С учетом обозначений (17) получаем, что численные значения разностей  $\hat{\eta}_1$ ,  $\hat{\eta}_2$ ,  $\hat{\eta}_3$  фазовых сдвигов определяются по формулам:

$$\hat{\eta}_1 = \xi_{12} - \xi_{11}, \hat{\eta}_2 = \xi_{13} - \xi_{11}, \hat{\eta}_3 = \xi_{13} - \xi_{12},$$

где величины  $\xi_{11}$ ,  $\xi_{12}$  и  $\xi_{13}$  являются известными, что подтверждает справедливость соотношений (18).

## Выводы

Предложен новый метод идентификации неизмеряемых параметров (токов и напряжений), определяющих электрические состояния межабонентских участков трехфазной распределительной сети, функционирующей в условиях несимметрии токов и напряжений. Считается, что трехфазная сеть относится к классу линейных систем, что дало возможность ее исследовать как систему, состоящую из трех условно автономных подсистем. В качестве последних рассматриваются ее электрические фазы, на входы которых поступают воздействия в виде отдельных ЭДС, формируемых источником питания сети. Отличительная особенность предложенного метода состоит в том, что реализация процедуры идентификации осуществляется непосредственно по исходным данным АСКУЭ, полученным с абонентских счетчиков электроэнергии по каналам связи. При этом не требуется построение математической модели трехфазной сети, основанной на представлении токов и напряжений в комплексной форме, что упрощает вычислительную схему метода. Полученные результаты ориентированы для создания специального программного обеспечения подсистемы идентификации и оперативного мониторинга потерь электроэнергии в распределительной сети в составе АСКУЭ.

## Литература

1. Якушев, К.В. Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии для розничного рынка / К.В. Якушев // Информатизация и системы управления в промышленности. – 2009. – № 3.
2. Сапронов, А.А. Оперативное выявление неконтролируемого потребления электроэнергии в электрических сетях напряжением до 1 кВ / А.А. Сапронов, С.Л. Кужеков, В.Г. Тьянский // Изв. вузов. Электромеханика. – 2004. – № 1. – С. 55–58.

3. Оморов, Т.Т. Метод идентификации неизмеряемых параметров распределительной электрической сети в системах автоматизации контроля и учета электроэнергии / Т.Т. Оморов // *Электротехника*. – 2018. – № 3. – С. 18–21. DOI: 10.3103/s1068371218030124
4. Киселев, М.Г. Симметрирование токов в сетях электроснабжения силовым электрическим регулятором неактивной мощности / М.Г. Киселев, М.Г. Лепанов // *Электротехника*. – 2018. – № 11. – С. 63–70.
5. Пономаренко, О.И. Влияние несимметричных режимов на потери мощности в электрических сетях распределенных систем электроснабжения / О.И. Пономаренко, И.Х. Холиддинов // *Энергетик*. – 2015. – № 12. – С. 6–8.
6. Косоухов, Ф.Д. Снижение потерь от несимметрии токов и повышение качества электрической энергии в сетях 0,38 кВ с коммунально-бытовыми нагрузками / Ф.Д. Косоухов, Н.В. Васильев, А.О. Филиппов // *Электротехника*. – 2014. – № 6. – С. 8–12.
7. Авербух, М.А. О потерях электроэнергии в системах электроснабжения индивидуального жилищного строительства / М.А. Авербух, Е.В. Жилин // *Энергетик*. – 2016. – № 6. – С. 54–56.
8. Черемисин, Н.М. Расчёт потерь электроэнергии в реальном времени в электрических сетях 0,38 кВ с использованием АСКУЭ и PLC-технологий / Н.М. Черемисин, А.А. Мирошник // *Электрические станции*. – 2010. – № 12. – С. 30–34.
9. Косоухов, Ф.Д. Методика расчета потерь электроэнергии в сельских сетях 0,38 кВ при распределённой несимметричной нагрузке / Ф.Д. Косоухов, А.Г. Гуцинский, М.В. Коломыцев // *Известия Санкт-Петербургского государственного аграрного университета*. – 2012. – № 27. – С. 312–320.
10. Дед, А.В. Определение потерь мощности в распределительных сетях с учетом влияния несимметричной нагрузки / А.В. Дед // *Омский научный вестник*. – 2009. – № 2 (80). – С. 167–170.
11. Моделирование сельских распределительных электрических сетей 10/0,4 кВ / С.В. Кочергин, А.В. Кобелев, Н.А. Хребтов и др. // *Fractal simulation*. – 2013. – № 1. – С. 5–13.
12. Зеленский, Е.Г. Идентификация параметров распределительных сетей по синхронизированным измерениям токов и напряжений / Е.Г. Зеленский, Ю.Г. Кононов, И.И. Левченко // *Электротехника*. – 2016. – № 7. – С. 3–8. DOI: 10.3103/s1068371216070129
13. Quality monitoring of electrical power to evaluate the operational reliability of power equipment and active-adaptive voltage control in distribution power grids / A.S. Vanin, A.V. Valyanski, R.R. Nasyrov, V.N. Tul'skii // *Russian Electrical Engineering*. – 2016. – Vol. 87, no. 8. – P. 452–456. DOI: 10.3103/s1068371216080101
14. A method for development of software packages for mathematical simulation of electric power systems / B.V. Kavalero, A.B. Petrochenkov, K.A. Odin, V.A. Tarasov // *Russian Electrical Engineering*. – 2015. – Vol. 8, no. 6. – P. 331–338. DOI: 10.3103/s1068371215060085
15. Степанов, А.С. Идентификация параметров моделей элементов электрических сетей на основе теоремы Теллегена / А.С. Степанов, С.А. Степанов, С.С. Костюкова // *Электротехника*. – 2016. – № 7. – С. 8–11. DOI: 10.3103/s1068371216070105
16. Оморов, Т.Т. К проблеме моделирования несимметричных распределительных электрических сетей в составе АСКУЭ / Т.Т. Оморов, Б.К. Такырбашев, Р.Ч. Осмонова // *Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия «Энергетика»*. – 2017. – Т. 17, № 1. – С. 21–28. DOI: 10.14529/power170103
17. Оморов, Т.Т. К проблеме оптимизации несимметричных режимов работы распределительных сетей / Т.Т. Оморов, Б.К. Такырбашев // *Приборы и системы: Управление, контроль, диагностика*. – 2016. – № 6. – С. 11–15.
18. Оморов, Т.Т. Диагностика состояний электрических линий распределительных сетей в составе АСКУЭ / Т.Т. Оморов, Б.К. Такырбашев // *Контроль. Диагностика*. – 2017. – № 5. – С. 44–48. DOI: 10.14489/td.2017.05.pp.044-048
19. Идентификация утечек тока в распределительных сетях по данным АСКУЭ / Т.Т. Оморов, Б.К. Такырбашев, Р.Ч. Осмонова, Т.Ж. Койбагаров // *Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия «Энергетика»*. – 2018. – Т. 18, № 2. – С. 48–54. DOI: 10.14529/power180206
20. Демирчян, К.С. Теоретические основы электротехники / К.С. Демирчян, Л.Р. Нейман, А.В. Коровкин. – СПб.: Питер, 2009. – Т. 1. – 512 с.

**Оморов Туратбек Турсунбекович**, д-р техн. наук, член-корреспондент, заведующий лабораторией «Адаптивные и интеллектуальные системы», Национальная академия наук Кыргызской Республики, г. Бишкек, Кыргызская Республика; omorovtt@mail.ru.

**Осмонова Рима Чынарбековна**, м.н.с., лаборатория «Адаптивные и интеллектуальные системы», Национальная академия наук Кыргызской Республики, г. Бишкек, Кыргызская Республика; r.osmonova@mail.ru.

**Закиряев Кубангычбек Эсейович**, соискатель, лаборатория «Адаптивные и интеллектуальные системы», Национальная академия наук Кыргызской Республики, г. Бишкек, Кыргызская Республика; kubz1@mail.ru.

Поступила в редакцию 10 января 2019 г.

## ON THREE PHASE DISTRIBUTION ELECTRIC NETWORK UNMEASURED PARAMETERS IDENTIFICATION BASED ON AMRCS DATA

T.T. Omorov, [omorovtt@mail.ru](mailto:omorovtt@mail.ru),  
R.Ch. Osmonova, [r.osmonova@mail.ru](mailto:r.osmonova@mail.ru),  
K.E. Zakiryaev, [kubz1@mail.ru](mailto:kubz1@mail.ru)

National Academy of Science of the Kyrgyz Republic, Bishkek, Kyrgyz Republic

The paper considers electrical network (DEN) of 0,4 kV functioning in the asymmetrical mode. The task to identify unmeasured parameters (currents and voltages) of DEN interpersonally using the data of automated meter reading and control system (AMRCS) is set. The paper suggests a method based on the division of the initial network structure into three virtual subsystems represented by the network phases to solve the set problem. The principle of superposition allowed obtaining mathematical relations, the analysis of which explicitly identified the desired parameters network. The peculiarity of the method is that the implementation of the network power losses identifying procedure does not require a complex description of its state variables, which simplifies its computational scheme. The obtained results shall be applicable to create an algorithmic and special software for the subsystem of the distribution network electric power losses operational monitoring as part of AMRCS.

*Keywords: three phase network, asymmetrical currents and voltages, unmeasured parameters, identification method.*

### References

1. Yakushev K.V. [Automated Commercial Electricity Metering System for Retail Market]. *Informatizaciya i sistemy upravleniya v promyshlennosti* [Informatization and Control Systems in Industry], 2009, no. 3. (in Russ.)
2. Sapronov A.A., Kuzhekov S.L., Tynyanskiy V.G. [Expeditious Identification of Uncontrollable Electricity Consumption in Electric Networks up to 1 kV]. *Izvestija vuzov. Jelektromehanika* [News of Higher Education Institutions. Electromechanics], 2004, no. 1, pp. 55–58. (in Russ.)
3. Omorov T.T., Takyrbashev B.K. [A Method for Identification of Nonmeasurable Parameters of a Distribution Electric Grid in Systems of Automation of Control and Accounting of Electric Power]. *Russian Electrical Engineering*, 2018, vol. 89, no. 3, pp. 152–155. (in Russ.) DOI: 10.3103/s1068371218030124
4. Kiselev M.G., Lapanov M.G. [Balancing Currents in Power Supply Networks with a Power Electric Regulator of Inactive Power]. *Russian Electrical Engineering*, 2018, no. 11, pp. 63–70. (in Russ.)
5. Ponomarenko O.I., Holiddinov I.I. [Influence of the Asymmetrical Modes on Losses of Power in Electrical Networks of the Distributed Systems of Power Supply]. *Energetik*, 2015, no. 12, pp. 6–8. (in Russ.)
6. Kosouhov F.D., Vasil'ev N.V., Filippov A.O. [Decrease in Losses from Asymmetry of Currents and Improvement of Quality of Electric energy in Networks of 0,38 kV with Household Loadings]. *Russian Electrical Engineering*, 2014, no. 6, pp. 8–12. (in Russ.)
7. Averbuh M.A., ZHilin E.V. [About Losses of the Electric Power in Systems of Power Supply of Individual Housing Construction]. *Energetik*, 2016, no. 6, pp. 54–57. (in Russ.)
8. Cheremisin N.M., Miroshnik A.A. [Calculation of Electricity Losses in Real Time in Electrical Networks of 0.38 kV Using AMR and PLC-Technologies]. *Elektricheskie stantsii* [Power Stations], 2010, no. 12, pp. 30–34. (in Russ.)
9. Kosoukhov F.D., Vasil'ev N.V., Filippov A.O. [Decrease in Losses from Asymmetry of Currents and Improvement of Quality of Electric Energy in Networks of 0,38 kV with Household Loadings]. *Russian Electrical Engineering*, 2014, no. 6, pp. 8–12. (in Russ.)
10. Ded A.V. [Determination of Power Losses in Distribution Networks Taking into Account the Influence of Asymmetric Load]. *Omskiy nauchnyy vestnik* [Omsk Scientific Herald], 2009, no. 2 (80), pp. 167–170. (in Russ.)
11. Kochergin S.V., Kobelev A.V., KHrebtov N.A., Kitashin P.A., Terekhov K.I. [Modeling of Rural Distributive Electric Networks 10/0,4 of kV]. *Fractal Simulation Publ.*, 2013, no. 1. (in Russ.)
12. Zelenskiy E.G., Kononov Yu.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. (in Russ.) DOI: 10.3103/s1068371216070129



13. Vanin A.S., Valyanski A.V., Nasyrov R.R., Tul'skii V.N. Quality Monitoring of Electrical Power to Evaluate the Operational Reliability of Power Equipment and Active-Adaptive Voltage Control in Distribution Power Grids. *Russian Electrical Engineering*, 2016, vol. 87, no. 8, pp. 452–456. DOI: 10.3103/s1068371216080101
14. Kavalerov B.V., Petrochenkov A.B., Odin K.A., Tarasov V.A. A Method for Development of Software Packages for Mathematical Simulation of Electric Power Systems. *Russian Electrical Engineering*, 2015, vol. 86, no. 6, pp. 331–338. DOI: 10.3103/s1068371215060085
15. Stepanov A.S., Stepanov S.A., Kostyukova S.S. Identification of Parameters of Models of Electric Network Elements on the Basis of Tellegen's Theorem. *Russian Electrical Engineering*, 2016, vol. 87, no. 7, pp. 369–372. (in Russ.) DOI: 10.3103/s1068371216070105
16. Omorov T.T., Takyrbashev B.K., Osmonova R.Ch. [On Modelling Unbalanced Distributive Networks Incorporated in ASCAE]. *Bulletin of South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2017, no. 1, pp. 21–28. (in Russ.) DOI: 10.14529/power170103
17. Omorov T.T., Takyrbashev B.K. [To a Problem of Optimization of Asymmetrical Working Hours of Distributive Networks]. *Devices and systems: Management, Control, Diagnostics*, 2016, no. 6, pp. 11–15. (in Russ.)
18. Omorov T.T., Takyrbashev B.K. [Diagnostics of Conditions of Distributive Networks Electric Lines as a Part of ACSKAE]. *Kontrol'. Diagnostika* [Control. Diagnostics], 2017, no. 5, pp. 44–48. (in Russ.) DOI: 10.14489/td.2017.05.pp.044-048
19. Omorov T.T., Takyrbashev B.K., Osmonova R.Ch., Koibagarov T.Zh. [Identification of Current Leakage in Distribution Networks Based on Automated Meter Reading and Control System (AMR)]. *Bulletin of South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2018, vol.18, no. 2, pp. 48–54. (in Russ.) DOI: 10.14529/power180206
20. Demirchyan K.S., Neyman L.R., Korovkin A.V. *Teoreticheskie osnovy elektrotekhniki* [Theoretical Foundations of Electrical Engineering]. Vol. 1. Saint Petersburg, Piter Publ., 2009. 512 p.

*Received 10 January 2019*

---

### ОБРАЗЕЦ ЦИТИРОВАНИЯ

Оморов, Т.Т. К проблеме идентификации неизмеряемых параметров распределительной сети по данным АСКУЭ / Т.Т. Оморов, Р.Ч. Осмонова, К.Э. Закиряев // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2019. – Т. 19, № 1. – С. 26–34. DOI: 10.14529/power190103

### FOR CITATION

Omorov T.T., Osmonova R.Ch., Zakiryaev K.E. On Three Phase Distribution Electric Network Unmeasured Parameters Identification Based on AMRCS Data. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2019, vol. 19, no. 1, pp. 26–34. (in Russ.) DOI: 10.14529/power190103