



ОПЕРАТИВНЫЙ РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТИ С НЕИЗВЕСТНЫМИ ПАРАМЕТРАМИ В АИИС КУЭ

М.И. Данилов, И.Г. Романенко

Инженерный институт Северо-Кавказского федерального университета,
г. Ставрополь, Россия
mdanilov@ncfu.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Рассмотреть трехфазную распределительную электрическую сеть (РЭС) напряжением 0,4 кВ, в которой ведется мониторинг (коммерческий учет) потерь электроэнергии автоматизированной информационно-измерительной системой контроля и учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Решается задача оперативного расчета потерь электроэнергии имеющимися средствами АИИС КУЭ с целью выявления в РЭС несанкционированных отборов электроэнергии при условии неизвестных значений параметров схемы замещения сети, которые вследствие внешних климатических факторов могут существенно изменяться. *МЕТОДЫ.* При этом используются 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 зарегистрированного в ней абонента. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* Проведен анализ известных методов решения указанной задачи, показаны их недостатки и представлена новая методика, использующая равенство сопротивлений фазных и нулевого проводов в пределах межабонентского участка трехфазной РЭС. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Предлагаемая методика основана на предварительном оперативном расчете достоверных значений сопротивлений межабонентских участков при указанных условиях и может применяться в существующих АИИС КУЭ без внесения в них дополнительных измерительных средств (функций).

Ключевые слова: *распределительная сеть, параметры сети, потери электроэнергии, метод расчета, идентификация параметров.*

Для цитирования: Данилов М.И., Романенко И.Г. Оперативный расчет потерь электроэнергии в сети с неизвестными параметрами в АИИС КУЭ // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т.22. №5. С.116-127. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-5-116-127.

OPERATIVE CALCULATION OF ELECTRIC POWER LOSSES IN THE NETWORK WITH UNKNOWN PARAMETERS IN AIMS EMA

MI. Danilov, IG. Romanenko

Engineering Institute of North Caucasus Federal University, Stavropol, Russia
mdanilov@ncfu.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* The process of on-line calculation of electricity losses in three-phase distribution electric networks (DEN) with a voltage of a 0,4 kV, where monitoring of electricity losses (commercial accounting) is carried out by an automated information-measuring system of electricity monitoring and accounting (AIMS EMA) is considered. The problem of operative detecting of unauthorized power take-offs in the DEN under condition of unknown values of parameters of the network equivalent circuit, i.e. resistances of its interperson sections, which can change significantly over time because of external climatic factors (temperature, humidity, etc.) is being solved. *METHODS.* The procedure of the proposed calculation can be implemented by the available means of AIMS EMA. It is based on simultaneous measurements for the same observation interval of effective values of current and

voltage, active and reactive powers at the beginning of the DEN and at each subscriber. In the course of periodic measurements of these mode parameters, the initial data used in the proposed calculation are formed. **RESULTS.** The analysis of the known methods of solving this problem is carried out, their disadvantages are shown and the new methodology, which is based on a preliminary operative calculation of reliable values of the resistances of interpersonal sections, provided that unauthorized power take-offs are possible in DEN is presented. While solving, the conditions of equality of resistances of the phase and neutral wires within the interpersonal section of the DEN are used. The proposed method makes available the implementation of the operative calculation of technical losses in DEN and the identification of the commercial losses (unauthorized power take-offs) in it, as well as a detailed analysis of subscriber data in order to detect the location (coordinate) and the amount of unaccounted electricity. **CONCLUSIONS.** The proposed methodology can be used in existing AIMS EMA without the introduction of additional measuring means (functions).

Keywords: distribution network, network parameters, loss of electric power, calculation method, parameter identification.

For citation: Danilov MI, Romanenko IG. Operative calculation of electric power losses in the network with unknown parameters in AIMS EMA. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2020;22(5):116-127. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-5-116-127.

Введение

Вопрос анализа энергетического баланса в распределительных электрических сетях (РЭС) и проблема контроля оплаты поставляемого ресурса (электроэнергии) привели к созданию и широкому внедрению в РЭС автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АИИС КУЭ). В современных АИИС КУЭ реализованы технологии дистанционного взаимодействия зарегистрированных в сети счетчиков электроэнергии абонентов (СЭА) и головного счетчика электроэнергии (ГСЭ), установленного в начале контролируемого участка РЭС. Путем периодического сбора информации (показаний) с СЭА и сравнения ее с измерениями в ГСЭ осуществляется мониторинг потерь электроэнергии в распределительных сетях. Потери электроэнергии в сети являются естественным процессом, который обусловлен режимом функционирования РЭС и сопротивлениями участков ее линий. Однако, помимо указанных факторов, потери в РЭС могут быть обусловлены несанкционированными отборами электроэнергии (НОЭ), которые приводят к увеличению фиксируемых потерь на контролируемом участке сети. Оперативный мониторинг потерь электроэнергии в распределительных сетях и разработка методов выявления НОЭ являются актуальными проблемами, о чем свидетельствуют работы [1-4]. В представленных обзорах показано, что для решения указанной проблемы необходимо использовать интеллектуальные счетчики электроэнергии [5-7], входящие в систему *Smart-Grid*, отмечается важность применения различных методов моделирования. В работах [8, 9] представлены методы выявления НОЭ, в которых необходима информация о сопротивлениях межабонентских участков магистральной линии (МЛ). Важно отметить, что при этом используется условие равенства сопротивлений фазных и нулевого проводов в пределах одного межабонентского участка трехфазной РЭС и находится как координата (абонент), так и объем НОЭ. Сопротивления межабонентских участков считаются неизвестными вследствие того, что они в процессе работы РЭС могут в значительной степени изменяться в зависимости от внешних климатических факторов (температура, влажность и др.). Таким образом, встает вопрос о необходимости реализации в АИИС КУЭ функции их оперативного расчета [10] или измерения [11], что в таком случае требует значительного объема вычислительных операций. Также разработаны методы обнаружения НОЭ [12-15], в которых информация о сопротивлениях межабонентских участков МЛ считается неизвестной. При этом определяются абоненты с НОЭ, но не выполняется расчет его объема [14, 15]. Отметим, что сопротивления межабонентских участков МЛ являются параметрами схемы замещения РЭС [16], которые определяют ее технические потери и могут быть идентифицированы на основе векторов токов и напряжений на концах линии, получаемых от устройств *PMU (Phasor Measurement Unit)*, которые выполняют синхронные векторные измерения. Разработаны и менее затратные способы синхронных векторных измерений [17, 18]. Широкое внедрение достижений в

области синхронных векторных измерений [19] в АИИС КУЭ затруднительно вследствие экономической нецелесообразности (экономический результат не покрывает стоимость). Возможность идентификации указанных параметров средствами АИИС КУЭ является важным обстоятельством, поскольку это позволит проводить мониторинг потерь электроэнергии и осуществлять оперативную диагностику функционального состояния распределительной сети [20, 21] с целью контроля ее уровня надежности в режиме реального времени. Таким образом, вопрос определения значений сопротивлений межабонентских участков МЛ, а, следовательно, векторов тока и напряжения в распределительной сети 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 средствами АИИС КУЭ, является актуальным и рассматривается в работах [22, 23].

В результате на основе измерений имеющимися средствами АИИС КУЭ проводится расчет достоверных значений сопротивлений межабонентских участков МЛ, с помощью которых могут быть рассчитаны комплексы токов и напряжений на всех участках РЭС. Это позволяет оптимизировать объем вычислительных операций, предлагаемых для расчета векторов тока и напряжения в распределительной сети при НОЭ. В дальнейшем полученные на основе предложенного нами метода данные используются для выявления в РЭС объема НОЭ, обеспечивая оперативный расчет нетехнических потерь электроэнергии в сети. Предложенный метод идентификации сопротивлений межабонентских участков МЛ сети может применяться в специальном программном обеспечении в составе АИИС КУЭ, ориентированном на оперативное выявление объемов НОЭ в РЭС и диагностику ее функционального состояния.

Материалы и методы

Постановка задачи. В работе рассматривается электрическая схема замещения трехфазной распределительной сети напряжением 0,4 кВ (рис. 1). Для упрощения описания ее элементов символом ξ обозначим фазы A, B, C сети ($\xi = A, B, C$); числовым индексом n – количество ответвлений абонентов сети, подключенных к фазе сети ξ ;

v – номер абонента или межабонентского участка фазы сети ξ .

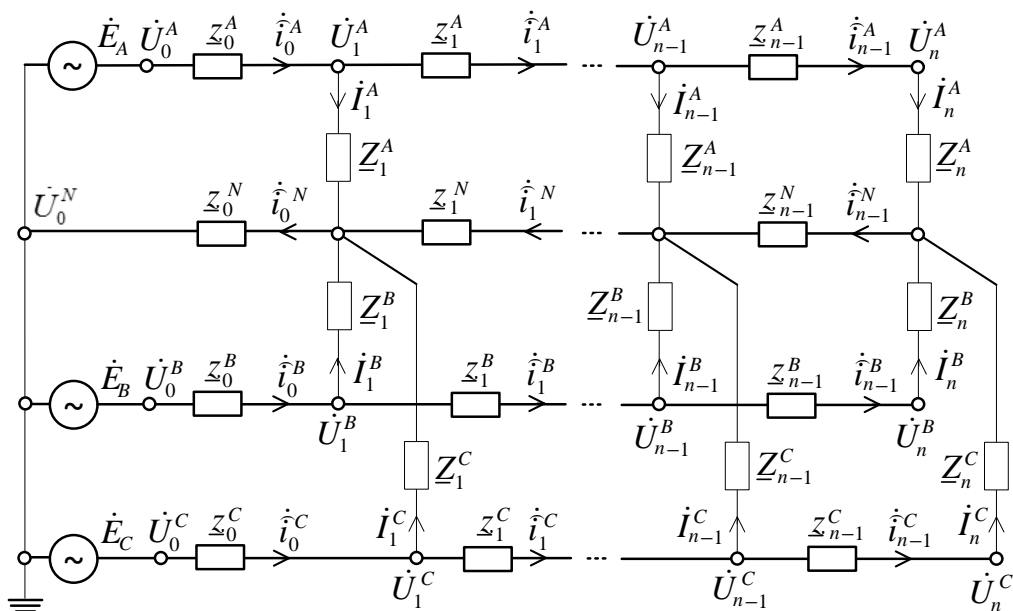


Рис. 1. Электрическая схема замещения распределительной сети

Другие обозначения на рис. 1:

$\dot{E}_\xi = \dot{U}_0^\xi$ – система питающих ЭДС, представленная в комплексном виде;

$\dot{Z}_v^\xi, \dot{Z}_v^N$ – комплексные сопротивления и токи $\dot{i}_v^\xi, \dot{i}_v^N$, соответственно, фазного и

нейтрального проводов v -го межабонентского участка ($v = 0, n-1$) фазы ξ ;

$\dot{U}_v^\xi, \dot{I}_v^\xi$ – напряжения и токи в комплексном виде v -го абонента сети ($v = \overline{1, n}$), подключенного к фазе ξ ;

\underline{Z}_v^ξ – сопротивления, учитывающие энергопотребление v -го абонента фазы ξ .

Далее примем следующие допущения:

– распределительная сеть функционирует в штатном (безаварийном) режиме, все ее элементы являются линейными;

– сопротивления межабонентских участков $\underline{z}_v^\xi, \underline{z}_v^N$ сети являются неизвестными;

– сопротивления фазных и нулевого проводов в пределах одного v -го межабонентского участка трехфазной РЭС одинаковы: $\underline{z}_v^\xi = \underline{z}_v^N = \underline{z}_v$;

– в распределительной сети действует НОЭ, его время действия много больше времени выполняемых для его выявления измерений;

– средствами АИИС КУЭ могут проводиться измерения активной и реактивной мощностей и действующих значений напряжений и токов у всех абонентов сети $p_v^{B\xi}, p_v^{M\xi}, U_v^\xi, I_v^\xi$ ($v = \overline{1, n}$) и в начале контролируемого участка РЭС $p_0^{B\xi}, p_0^{M\xi}, U_0^\xi, I_0^\xi$ ($\xi = A, B, C$), символы «в», «м» у мощностей здесь и далее обозначают, соответственно, вещественные и мнимые части комплексных переменных (отметим, что время, необходимое для измерения действующего значения напряжения или тока, составляет, как минимум, один период, а на практике – несколько, что соответствует интервалу наблюдения порядка 0,1 с);

– периодически по командному сигналу от ГСЭ осуществляются одновременные за один и тот же интервал наблюдения (порядка 0,1 с) измерения указанных выше параметров (отметим, что такие измерения нельзя отнести к определению мгновенных токов [10] в заданный один и тот же момент времени t);

– данные, измеренные СЭА, передаются в ГСЭ, где обрабатываются согласно предлагаемому алгоритму.

Задача заключается в оперативном расчете потерь электроэнергии в РЭС на заданном промежутке времени при условии возможного случайного действия НОЭ и неизвестных сопротивлений межабонентских участков $\underline{z}_v^\xi, \underline{z}_v^N$.

Методика решения задачи. Реализация поставленной задачи сводится к выполнению следующих этапов:

1. На основе предлагаемого метода для текущего режима РЭС вычисляются комплексы токов $\dot{I}_v^{K\xi}, \dot{I}_v^{KN}$ и значения сопротивлений $\underline{z}_v^{K\xi}, \underline{z}_v^{KN}$ на всех межабонентских участках ($v = \overline{0, n-1}, \xi = A, B, C$). Символ «к» здесь и далее означает параметр, найденный по данным АИИС КУЭ, начиная с «конца» РЭС.

2. Проверка действия НОЭ в РЭС.

3. Для желаемого режима РЭС, в котором отсутствуют НОЭ, рассчитываются достоверные значения сопротивлений межабонентских участков $\underline{z}_v^\xi, \underline{z}_v^N$, а также комплексные значения токов $\dot{I}_v^{J\xi}, \dot{I}_v^{JN}$ ($v = \overline{0, n-1}$) и напряжений $\dot{U}_v^{J\xi}, \dot{I}_v^{J\xi}$ ($v = \overline{1, n}, \xi = A, B, C$). Символ «ж» здесь и далее означает параметр «желаемого» режима, найденный по данным, начиная с «конца» РЭС.

4. Найденные в п.3 параметры $\underline{z}_v^\xi, \underline{z}_v^N$ ($v = \overline{0, n-1}, \xi = A, B, C$) и данные показаний мощностей всех СЭА используются при расчете возмущенного режима РЭС, который обнаруживается согласно п.2. При этом находятся комплексы токов и напряжений $\dot{U}_v^{B\xi}, \dot{I}_v^{B\xi}$ ($v = \overline{0, n}, \xi = A, B, C$). Символ «в» у напряжений и токов здесь и далее означает параметр, найденный для возмущенного режима РЭС.

5. Расчет фактических потерь мощности и электроэнергии в РЭС.

5. Расчет фактических потерь мощности и электроэнергии в РЭС.

5. Расчет фактических потерь мощности и электроэнергии в РЭС.

5. Расчет фактических потерь мощности и электроэнергии в РЭС.

5. Расчет фактических потерь мощности и электроэнергии в РЭС.

Первый этап. Расчет предлагаемым методом комплексов входных токов РЭС и сопротивлений межабонентских участков МЛ.

Начнем расчет с конца рассматриваемой схемы (рис. 1), т.е. с последнего межабонентского участка ($\nu = n - 1$) РЭС фазы ξ . Примем начальную фазу напряжения

n -го абонента фазы ξ равной нулю: $\tilde{\psi}_n^A = \tilde{\psi}_n^B = \tilde{\psi}_n^C = 0$.

Запишем тогда комплекс указанного напряжения:

$$\dot{U}_n^{\kappa \xi} = U_n^{\xi} e^{j\psi_n^{\xi}},$$

где

$$\psi_n^A = \tilde{\psi}_n^A, \psi_n^B = \tilde{\psi}_n^B - 2\pi/3, \psi_n^C = \tilde{\psi}_n^C + 2\pi/3. \quad (1)$$

Через известные (измеренные СЭА) значения I_n^{ξ} , $p_n^B \xi$, $p_n^B \xi$ определим комплексы токов n -ных абонентов фаз ξ следующим образом:

$$\dot{i}_{n-1}^{\kappa \xi} = \dot{i}_n^{\kappa \xi} = I_n^{\xi} e^{j(\psi_n^{\xi} - \varphi_n^{\xi})},$$

где

$$\varphi_n^{\xi} = \arctg(p_n^M \xi / p_n^B \xi), \xi = \overline{A, B, C}.$$

Представим напряжение для контура с последним межабонентским участком ($\nu = n - 1$) РЭС фазы ξ так:

$$\dot{U}_{n-1}^{\kappa \xi} = \dot{U}_n^{\kappa \xi} + \left(\dot{i}_n^{\kappa \xi} + \dot{i}_{n-1}^{\kappa N} \right) \underline{z}_{n-1}^{\kappa \xi}, \quad (2)$$

где

$$\dot{i}_{n-1}^{\kappa N} = \dot{i}_{n-1}^{\kappa A} + \dot{i}_{n-1}^{\kappa B} + \dot{i}_{n-1}^{\kappa C}, \underline{z}_{n-1}^{\kappa \xi} = z_{n-1}^{\kappa} e^{j\varphi_{z_{n-1}}^{\kappa}}.$$

Заметим, что, согласно (2), неизвестными для всех фаз ξ распределительной сети являются: $\tilde{\psi}_{n-1}^A$, $\tilde{\psi}_{n-1}^B$, $\tilde{\psi}_{n-1}^C$, z_{n-1}^{κ} , $\varphi_{z_{n-1}}^{\kappa}$. При этом параметры z_{n-1}^{κ} , $\varphi_{z_{n-1}}^{\kappa}$

однозначно определяют остальные неизвестные $\tilde{\psi}_{n-1}^A$, $\tilde{\psi}_{n-1}^B$, $\tilde{\psi}_{n-1}^C$. Поэтому для нахождения неизвестных необходимы только два уравнения.

Запишем выражение (2) для двух произвольных фаз, например, A и C в следующем виде:

$$\begin{aligned} \underline{z}_{n-1}^{\kappa A} &= \frac{\dot{U}_{n-1}^{\kappa A} - \dot{U}_n^{\kappa A}}{\dot{i}_n^{\kappa A} + \dot{i}_{n-1}^{\kappa N}} = \frac{\dot{U}_{n-1}^{\kappa A} - \dot{U}_n^{\kappa A}}{\dot{i}_{n-1}^{\kappa AN}}, \\ \underline{z}_{n-1}^{\kappa C} &= \frac{\dot{U}_{n-1}^{\kappa C} - \dot{U}_n^{\kappa C}}{\dot{i}_n^{\kappa C} + \dot{i}_{n-1}^{\kappa N}} = \frac{\dot{U}_{n-1}^{\kappa C} - \dot{U}_n^{\kappa C}}{\dot{i}_{n-1}^{\kappa CN}}, \end{aligned}$$

где

$$\dot{i}_{n-1}^{\kappa \xi N} = \dot{i}_n^{\kappa \xi} + \dot{i}_{n-1}^{\kappa N} = \dot{i}_{n-1}^{\kappa \xi N} e^{j\alpha_{n-1}^{\kappa \xi N}}, \xi = \overline{A, B, C}.$$

Вследствие того, что по условию задачи $\underline{z}_{n-1}^{\kappa A} = \underline{z}_{n-1}^{\kappa B} = \underline{z}_{n-1}^{\kappa C}$, можно получить (см. рис. 2) систему уравнений с двумя неизвестными z_{n-1}^{κ} , $\varphi_{z_{n-1}}^{\kappa}$:

$$\left(\underline{z}_{n-1}^{\kappa} \right)^2 + \left(\frac{U_{n-1}^{\kappa A}}{\dot{i}_{n-1}^{\kappa AN}} \right)^2 - 2z_{n-1}^{\kappa} \frac{U_{n-1}^{\kappa A}}{\dot{i}_{n-1}^{\kappa AN}} \cos(\hat{\varphi}_{z_{n-1}}^{\kappa A}) = \left(\frac{U_n^{\kappa A}}{\dot{i}_{n-1}^{\kappa AN}} \right)^2, \quad (3)$$

$$\left(z_{n-1}^{\kappa}\right)^2 + \left(\frac{U_{n-1}^{\kappa} C}{\dot{i}_{n-1}^{\kappa} CN}\right)^2 - 2z_{n-1}^{\kappa} \frac{U_{n-1}^{\kappa} C}{\dot{i}_{n-1}^{\kappa} CN} \cos(\hat{\phi}_{z_{n-1}}^{\kappa} C) = \left(\frac{U_n^{\kappa} C}{\dot{i}_{n-1}^{\kappa} CN}\right)^2,$$

где

$$\hat{\phi}_{z_{n-1}}^{\kappa A} = \alpha_{n-1}^{\kappa AN} + \phi_{z_{n-1}}^{\kappa}, \quad \hat{\phi}_{z_{n-1}}^{\kappa C} = \alpha_{n-1}^{\kappa CN} + \phi_{z_{n-1}}^{\kappa}.$$

Решив систему (3), найдем искомые z_{n-1}^{κ} , $\phi_{z_{n-1}}^{\kappa}$ и, соответственно, параметры: $\tilde{\psi}_{n-1}^A$, $\tilde{\psi}_{n-1}^B$, $\tilde{\psi}_{n-1}^C$. Далее с учетом (1) станут известны комплексы напряжений $(n-1)$ -ных абонентов фаз ξ : $\dot{U}_{n-1}^{\kappa \xi} = U_{n-1}^{\xi} e^{j\psi_{n-1}^{\xi}}$, $(\xi = \overline{A, B, C})$.

Далее определим комплексы токов указанных абонентов:

$$\dot{I}_{n-1}^{\kappa \xi} = I_{n-1}^{\xi} e^{j(\psi_{n-1}^{\xi} - \phi_{n-1}^{\xi})}, \quad \xi = \overline{A, B, C},$$

где I_{n-1}^{ξ} , ϕ_{n-1}^{ξ} – известные (измеряются СЭА) параметры.

Переходим к следующему межабонентскому участку ($v = n-2$) РЭС фазы ξ .

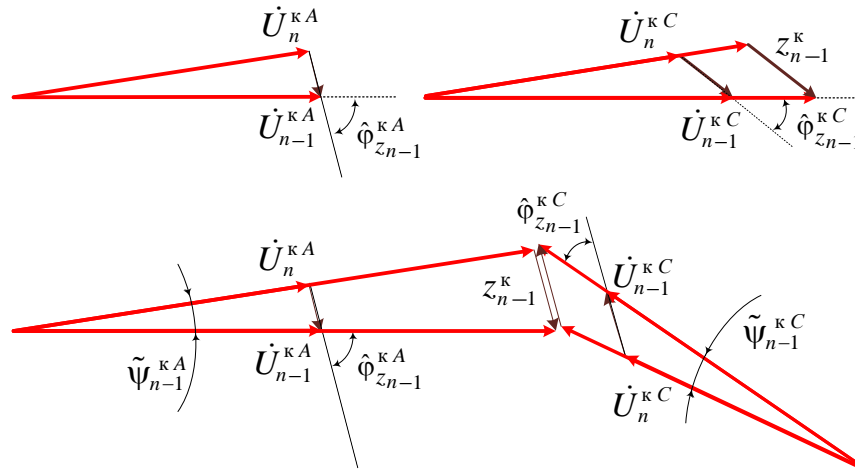


Рис. 2. Графические построения, поясняющие уравнения системы (3)

Найдем комплексы токов $\dot{i}_{n-2}^{\kappa \xi}$, $\dot{i}_{n-2}^{\kappa \xi N}$:

$$\dot{i}_{n-2}^{\kappa \xi} = \dot{i}_{n-1}^{\kappa \xi} + \dot{I}_{n-1}^{\kappa \xi}; \quad \dot{i}_{n-2}^{\kappa \xi N} = \dot{i}_{n-2}^{\kappa \xi} + \dot{i}_{n-2}^{\kappa N} \quad (\xi = \overline{A, B, C}).$$

Дальнейший расчет аналогичен описанному выше для предыдущего межабонентского участка. Таким образом, в результате найдем комплексные значения токов $\dot{i}_0^{\kappa \xi} = \dot{I}_0^{\kappa \xi}$ и входных напряжений $\dot{U}_0^{\kappa \xi}$.

Представим пример расчета режима РЭС предлагаемым в п. 1 методом

Рассмотрим трехфазную электрическую цепь с тремя ($n=3$) ответвлениями абонентов на фазу ξ сети. Воспользуемся исходными данными и результатами расчета режима указанной цепи, представленными в работе [24]. Таким образом, задается режим РЭС, в котором отсутствует НОЭ с фактическими напряжениями $\dot{U}_v^{\phi \xi}$ и токами $\dot{I}_v^{\phi \xi}$.

Модули напряжений $U_v^{\phi \xi}$ и токи $I_v^{\phi \xi}$, а также комплексные мощности абонентов формируют исходные данные, которые будем принимать за измеренные АИИС КУЭ. При этом у третьего абонента фазы A сети моделируется НОЭ путем увеличения сопротивления нагрузки в десять раз, которое становится равным:

$$Z_3^A = 220 \left(0,98 - j\sqrt{1 - (0,98)^2} \right).$$

Таким образом, моделируется возмущенный режим в РЭС, при котором ведется учет СЭА только 10% его фактического тока. Результаты расчетов согласно формулам (1) – (3) для желаемого и возмущенного режимов представлены в табл. 1. Отметим, что для рассматриваемого примера фактические сопротивления всех межабонентских участков

РЭС составляют: $\underline{z}_0 = \underline{z}_1 = \underline{z}_2 = 0,0012 + j0,000192 \text{ Ом}$ [24].

Таблица 1

Результаты расчетов параметров режима РЭС по предлагаемому методу

Абоненты сети			Модули и фазы расчетных значений напряжений, токов и сопротивлений в РЭС, получаемых по данным АИИС КУЭ					
№	Фаза сети	Режим работы	U^k , В	ψ^k , эл. град	I^k , А	α^k , эл. град	z^k , Ом	ϕ_z^k , эл. град
0	A	ж	220,0000	0,001037	67,036993	-30,698166	0,001215	9,115353
		в	219,9874	-0,005646	58,622141	-33,587685	0,001455	-5,551228
	B	ж	220,0000	-119,991943	26,333285	-166,571195	0,001215	9,115353
		в	219,9858	-119,994557	26,330526	-166,569156	0,001455	-5,551228
	C	ж	220,0001	119,948780	35,997165	53,569199	0,001215	9,115353
		в	219,9798	119,925690	35,997168	53,560995	0,001455	-5,551228
1	A	ж	219,8580	0,009722	39,974187	-44,990278	0,001215	9,115353
		в	219,8580	0,013632	39,974188	-44,986368	0,001794	-5,551228
	B	ж	220,0048	-120,002257	2,000044	-131,480598	0,001215	9,115353
		в	219,9764	-120,003571	1,999786	-131,481912	0,001794	-5,551228
	C	ж	220,0124	119,972870	10,000566	53,551049	0,001215	9,115353
		в	220,0125	119,950306	10,000570	53,528485	0,001794	-5,551228
2	A	ж	219,7990	0,005853	19,981729	-11,472488	0,001215	9,110009
		в	219,7990	0,011392	19,981729	-11,466949	0,002599	-5,501642
	B	ж	220,0073	-120,000190	20,000666	-165,000190	0,001215	9,110009
		в	219,9794	-119,996772	19,998124	-164,996772	0,002599	-5,501642
	C	ж	219,9925	119,987022	3,999864	53,565200	0,001215	9,110009
		в	219,9925	119,969597	3,999865	53,547776	0,002599	-5,501642
3	A	ж	219,7686	0,000000	9,989481	-11,478341	-	-
	B	В			0,998948	-11,478341		
		Ж						
		В	220,0331	-120,000000	5,000752	173,578178		
	C	Ж						
		В	219,9674	120,000000	21,996736	53,578174		

Второй этап. Проверка несанкционированных отборов электроэнергии в РЭС. Для этого сравниваем модули $\hat{i}_0^{\kappa \xi} = I_0^{\kappa \xi}$ комплексов входных токов $\hat{i}_0^{\kappa \xi} = i_0^{\kappa \xi}$ с действующими значениями, которые измеряются ГСЭ на входе соответствующих фаз ξ сети: $\hat{i}_0^{\xi} = I_0^{\xi}$. В случае, если разница токов превышает максимально допустимую абсолютную погрешность измерения токов ΔI_{\max} , то в РЭС наблюдается «возмущенный» режим работы вследствие наличия НОЭ. Отметим, что в рассматриваемом примере для фазы А сети для возмущенного режима (табл. 1) определяется НОЭ, так как получаемое значение тока $I_0^{B A} = 58,622 \text{ А}$ не равно (табл. 2) «фактическому» току $I_0^{\phi A} = 67,037 \text{ А}$. В случае отсутствия НОЭ для желаемого режима ток указанной фазы равен фактическому (см. табл. 1 и 2).

Третий этап

При отсутствии НОЭ в РЭС согласно предлагаемому методу (уравнения (1) – (3)) рассчитываются достоверные значения (см. табл. 1 $\underline{z}_v^{\text{ж}}$) сопротивлений межабонентских участков \underline{z}_v^{ξ} , \underline{z}_v^N ($v = 0, n-1$), которые в дальнейшем используются для расчета

возмущенного режима в РЭС с НОЭ. При этом находим комплексные значения токов $\dot{I}_v^{j\xi}$ и напряжений $\dot{U}_v^{j\xi}$ ($v = 0, n$, $\xi = A, B, C$)

Таблица 2

Фактические и расчетные параметры режима РЭС

Абоненты сети			Модули и фазы фактических и расчетных значений напряжений и токов в РЭС, а также активная и реактивная мощности					
№	Фаза сети	Режим работы	U , В	Ψ , эл. град	I , А	α , эл. град	P^B , Вт	P^M , ВАр
0	A	ф	220,0000	0,000000	67,036993	-30,699189	12681,3269	7529,3782
		ж	220,0000	0,001037	67,036993	-30,698166	12681,3252	7529,3813
		в	220,0000	0,000000	58,598037	-33,593836	10738,4283	7132,9297
	B	ф	220,0000	-120,000000	26,333284	-166,579235	3982,0448	4207,8385
		ж	220,0000	-119,991943	26,333285	-166,571195	3982,0438	4207,8400
		в	220,0000	-120,000000	26,340475	-166,561656	3984,4234	4207,7653
	C	ф	220,0000	120,000000	35,997164	53,620420	3173,1007	7255,8907
		ж	220,0001	119,948780	35,997165	53,569199	3173,1020	7255,8937
		в	220,0000	120,000000	36,001656	53,596340	3170,4465	7258,1292
1	A	ф	219,8580	0,008699	39,974186	-44,991301	6214,5110	6214,5110
		ж	219,8580	0,009722	39,974187	-44,990278	6214,5111	6214,5111
		в	219,9352	0,007684	39,958595	-44,988964	6214,6317	6213,044
	B	ф	220,0048	-120,010306	2,000044	-131,488647	431,2188	87,5627
		ж	220,0048	-120,002257	2,000044	-131,480598	431,2189	87,5627
		в	219,9746	-119,994932	2,001658	-131,423774	431,5831	87,2485
	C	ф	220,0124	120,024084	10,000565	53,602263	880,0994	2016,5610
		ж	220,0124	119,972870	10,000566	53,551049	880,0996	2016,5615
		в	219,9764	120,009585	10,002203	53,612670	880,9759	2016,1781
	A	ф	219,7990	0,004831	19,981729	-11,473510	4304,1252	873,9899
		ж	219,7990	0,005853	19,981729	-11,472488	4304,1253	873,9899
		в	219,9098	0,007958	19,971666	-11,478054	4304,0080	874,5661
	B	ф	220,0073	-120,008229	20,000665	-165,008229	3111,4767	3111,4767
		ж	220,0073	-120,000190	20,000666	-165,000190	3111,4770	3111,4770
		в	219,9516	-119,989889	20,005890	-164,993785	3111,2901	3111,7132
	C	ф	219,9925	120,038240	3,999864	53,616418	351,9760	806,4784
		ж	219,9925	119,987022	3,999864	53,565200	351,9761	806,4785
		в	219,9593	120,016508	4,000469	53,623165	352,3769	806,3036
3	A	ф	219,7686	-0,001025	9,989481	-11,479366	2151,4666	436,8739
		ж	219,7686	0,000000	9,989481	-11,478341	2151,4666	436,8739
		в	219,9086	0,007972	0,998312	-11,477303	215,1414	43,7134
	B	ф	220,0331	-120,008035	5,000752	173,570144	440,1323	1008,4699
		ж	220,0331	-120,000000	5,000752	173,578178	440,1323	1008,4699
		в	219,9483	-119,988557	5,002679	173,579511	439,9544	1008,5476
	C	ф	219,9674	120,051224	21,996736	53,629403	1935,4256	4434,6172
		ж	219,9674	120,000000	21,996736	53,578179	1935,4256	4434,6172
		в	219,9449	120,022368	21,998985	53,584036	1934,1477	4435,1748

Четвертый этап. Расчет согласно [25] комплексных значений токов и напряжений в возмущенном режиме РЭС $\dot{U}_v^{B\xi}$, $\dot{I}_v^{B\xi}$ ($v = 0, n$, $\xi = A, B, C$) с использованием найденных ранее параметров \underline{z}_v^ξ , \underline{z}_v^N ($v = 0, n-1$, $\xi = A, B, C$), а также данных показаний мощностей всех СЭА $p_v^{B\xi}$, $p_v^{M\xi}$ ($v = 1, n$, $\xi = A, B, C$) и напряжений источника питания. Результаты расчета для рассматриваемого примера при двух итерациях представлены в табл. 2 (строки, соответствующие возмущенному режиму работы РЭС).

Пятый этап. Расчет фактических потерь мощности и электроэнергии в РЭС. На основе полученных на предыдущем этапе данных определяются потери мощности в РЭС:

$$\Delta P_{РЭС}^{пот} = \left(p_0^{B\Sigma} + jp_0^{M\Sigma} \right) - \sum_{v=1}^n \left(p_v^{B\Sigma} + jp_v^{M\Sigma} \right),$$

где

$$p_0^{B\Sigma} = p_0^{BA} + p_0^{BB} + p_0^{BC}, \quad p_0^{M\Sigma} = p_0^{MA} + p_0^{MB} + p_0^{MC},$$

$$p_v^{B\Sigma} = p_v^{BA} + p_v^{BB} + p_v^{BC}, \quad p_v^{M\Sigma} = p_v^{MA} + p_v^{MB} + p_v^{MC}.$$

При этом $p_0^{B\xi}$, $p_0^{M\xi}$ и $p_v^{B\xi}$, $p_v^{M\xi}$ – мощности ГСЭ и v -го СЭА фаз сети ξ , соответственно, которые находим как:

$$p_0^{B\xi} + jp_0^{M\xi} = \dot{U}_0^{*\phi\xi} \dot{I}_0^{\phi\xi},$$

$$p_v^{B\xi} + jp_v^{M\xi} = \dot{U}_v^{\xi} \dot{I}_v^{\xi} (\cos \phi_v^{\xi} + j \sin \phi_v^{\xi}),$$

$$v = 1, n, \quad \xi = \overline{A, B, C},$$

где $\dot{U}_0^{*\phi\xi}$ – сопряженные комплексы напряжений $\dot{U}_0^{\phi\xi}$.

Нетехнические (коммерческие) потери мощности в РЭС, вызванные НОЭ, определим следующим образом:

$$\Delta P_{РЭС}^{нетехн} = \left(p_0^{B\Sigma} + jp_0^{M\Sigma} \right) - \dot{U}_0^{*B\Sigma} \dot{I}_0^{B\Sigma}, \quad (4)$$

где $\dot{U}_0^{*B\Sigma} \dot{I}_0^{B\Sigma} = \dot{U}_0^{*BA} \dot{I}_0^{BA} + \dot{U}_0^{*BB} \dot{I}_0^{BB} + \dot{U}_0^{*BC} \dot{I}_0^{BC}$, $\dot{U}_0^{*B\xi}$ – сопряженные комплексы напряжений $\dot{U}_0^{B\xi}$.

Мощность технических потерь в РЭС из-за НОЭ для возмущенного режима:

$$\Delta P_{РЭС}^{техн} = \dot{U}_0^{*B\Sigma} \dot{I}_0^{B\Sigma} - \sum_{v=1}^n \left(p_v^{B\Sigma} + jp_v^{M\Sigma} \right). \quad (5)$$

Таким образом, возможным является оперативно определять значения коммерческих (4) и технических потерь (5) мощности в РЭС, вызванных НОЭ. Результаты расчета для рассматриваемого примера:

$$\Delta P_{РЭС}^{пот} = 1952,361 + j483,128 \text{ В} \cdot \text{А},$$

$$\Delta P_{РЭС}^{нетехн} = 1943,174 + j394,283 \text{ В} \cdot \text{А},$$

$$\Delta P_{РЭС}^{техн} = 9,186 + j88,845 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Рассматривая указанные мощности за интервал наблюдения Δt , можно определять интегральную характеристику – потери электроэнергии в сети [10]. В современных АИИС КУЭ точность расчетов технических и коммерческих потерь электроэнергии в основном определяется частотой дискретизации мгновенных значений измеряемых токов и напряжений и погрешностью вычислений их комплексов. На современном этапе развития науки и техники осуществлять измерения напряжения и тока счетчиком электрической энергии без его существенного удорожания возможно с относительной погрешностью не менее $\pm 0,1\%$ [15]. Проведение расчета (современными микропроцессорными контролерами используемыми АИИС КУЭ) на основе измеренных данных занимает значительно меньше времени по сравнению с временем сбора измеренных данных со счетчиков абонентов, которое в зависимости от используемого канала связи (*PLC*, *GSM* и др.) и числа абонентов может составлять от нескольких секунд до 5-7 минут. Таким образом, имеющиеся в АИИС КУЭ средства с помощью предлагаемого метода делают доступным реализацию оперативного расчета потерь в РЭС и выявления в ней количества неучтенной электроэнергии.

Обсуждение результатов

Предлагаемая процедура (алгоритм) оперативного расчета потерь электроэнергии в распределительной сети с неизвестными сопротивлениями межабонентских участков МЛ, на основе данных полученных имеющимися средствами АИИС КУЭ, может выявлять НОЭ в РЭС. Отличительной особенностью от [9] является расчет достоверных сопротивления межабонентских участков МЛ в РЭС, на основе предложенного

оригинального метода, не встречающегося в [9, 10, 16-19, 21-23]. В работе [10] предложен аналогичный подход, где также рассчитываются сопротивления межабонентских участков МЛ в РЭС без НОЭ. Проблема [10] заключается в том, что выявлять НОЭ предлагается, используя измерения мгновенных токов в заданный один и тот же момент времени, а такие измерения не доступны имеющимся средствам АИИС КУЭ.

Заключение

Рассмотрена проблема оперативного расчета потерь электроэнергии в сети с неизвестными сопротивлениями ее межабонентских участков на основе выполняемых АИИС КУЭ одновременных измерений за один и тот же интервал наблюдения, в начале сети и у каждого ее абонента, действующих значений токов и напряжений, а также активной и реактивной мощностей. Предложена методика расчета достоверных сопротивлений межабонентских участков РЭС на основе использованного условия равенства сопротивлений фазных и нулевого проводов в пределах одного межабонентского участка. Указанная методика может использоваться для выявления несанкционированных отборов электроэнергии в распределительной сети. Предварительный расчет сопротивлений межабонентских участков при указанных условиях в режиме реального времени позволяет снизить объем вычислительных операций, необходимых для расчета электрического состояния трехфазной сети и оценки потерь электроэнергии в ней.

Предложенная методика оперативного мониторинга потерь электроэнергии в распределительной сети может найти применение в АИИС КУЭ с уже имеющимися в них средствами, без внесения в них дополнительных измерительных функций.

Литература

1. Tanveer A., Huanxin C., Jiangyu W., et al. 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.
2. Joaquim L.V., Paulo R.E., Melício R., et al. Solutions for detection of non-technical losses in the electricity grid: A review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. V. 80. pp. 1256-1268.
3. Yip S.C., Wong K.Sh., Hew W.-P., et al. Detection of energy theft and defective smart meters in smart grids using linear regression // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2017. V. 91. pp. 230-240.
4. Tanveer A. Non-technical loss analysis and prevention using smart meters // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. V. 72. pp. 573-589.
5. Bula I., Hoxha V., Shala M., et al. Minimizing non-technical losses with point-to-point measurement of voltage drop between "SMART" meters // *IFAC-PapersOnLine*. 2016. V. 49, Issue 29. pp. 206-211.
6. Josif V.S., Slobodan S.S., Miroslav B.D., et al. Using the rough set theory to detect fraud committed by electricity customers // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2014. V. 62. P. 727-734.
7. Depuru S.S.S.R., Wang L., Devabhaktuni V., et al. High performance computing for detection of electricity theft // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2013. V. 47. P. 21-30.
8. Сапронов А.А., Кужеков С.Л., Тынянский В.Г., Оперативное выявление неконтролируемого потребления электроэнергии в электрических сетях напряжением до 1 кВ // *Изв. вузов. Электромеханика*. 2004. № 1. С. 55-58.
9. Оморов Т.Т., Такырбашев Б.К. Идентификация и мониторинг потерь электроэнергии в распределительной сети в составе АСКУЭ // *Электричество*. 2016. № 11. С. 4-11.
10. Оморов Т.Т., Курманалиева Р.Н., Осмонова Р.Ч. Оценка потерь электроэнергии в условиях неопределенности в составе АСКУЭ. Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2017. Т. 19. № (3-4). С. 126-135.
11. Кононов Ю.Г., Зеленский Е.Г., Жуков М.В., и др. Способ выявления мест возникновения и величин нетехнических потерь энергии в электрических сетях по данным синхронных измерений. Патент РФ на изобретение. № 2651610. 27.12.2016. Бюл. №12.
12. Wenpeng L., Lei Zh., Yixin Y., et al. Low voltage network electricity theft detection method based on AMI data. Patent CN. N. 106405276. 2016.
13. Xin W., Chuan L., Min C., et al. Electricity theft prevention method based on user behavior analysis. Patent CN. N. 106680557. 2017.

14. Данилов М.И., Романенко И.Г., Ястребов С.С. Способ определения мест неконтролируемого потребления электроэнергии в электрической сети 0,4 кВ. Патент РФ на изобретение. № 2700869. 23.01.2019. Бюл. №26.
15. Данилов М.И., Романенко И.Г. Метод выявления мест неконтролируемого потребления электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ // Известия вузов. Электромеханика. 2019. Т.62. № 4. С. 90-96.
16. 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.
17. 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. 2014. V. 5. №. 4. pp. 1920-1928.
18. Кононов Ю.Г., Звада П.А. Способ синхронизации измерений в электрических сетях по частоте и фазе напряжения силовой сети. Патент РФ на изобретение № 2619134. 03.12.2015. Бюл. №14.
19. 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
20. Šepin M., Demin M., Danilov M., et al. Power System Reliability Importance Measures. 29th European Safety and Reliability Conference, Hannover, 2019. pp. 1633-1637.
21. 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. V. 87. N. 7. P. 363-368.
22. Оморов Т.Т., Такырбашев Б.К., Осмонова Р.Ч., Определение параметров распределительных сетей 0,4 кВ по данным АСКУЭ // Энергетик. 2017. № 6. С. 37-40.
23. Оморов Т.Т., Такырбашев Б.К., Осмонова Р.Ч. К проблеме моделирования несимметричных распределительных электрических сетей в составе АСКУЭ // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2017. Т. 17, № 1. С. 21-28.
24. 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.

Авторы публикации

Данилов Максим Иванович – канд. физ.-мат. наук, доцент кафедры «Автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения» Инженерного института Северо-Кавказского федерального университета, г. Ставрополь. E-mail: mdanilov@ncfu.ru.

Романенко Ирина Геннадьевна – канд. техн. наук, доцент кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы и электроснабжение», Инженерного института Северо-Кавказского федерального университета, г. Ставрополь. E-mail: irina_romanenko@mail.ru.

References

1. Tanveer A, Huanxin C, Jiangyu W, et al. Review of various modeling techniques for the detection of electricity theft in smart grid environment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018;82:2916-17.
2. Joaquim L.V., Paulo R.E., Melicio R., et al. Solutions for detection of non-technical losses in the electricity grid: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017;80. pp. 1256-12.
3. Yip S.C., Wong K.Sh., Hew W.-P., et al. Detection of energy theft and defective smart meters in smart grids using linear regression. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2017;91:230-10.
4. Tanveer A. Non-technical loss analysis and prevention using smart meters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017;72:573-16.
5. Bula I, Hoxha V, Shala M, et al. Minimizing non-technical losses with point-to-point measurement of voltage drop between “SMART” meters. *IFAC-PapersOnLine*. 2016;49(29):206-5.
6. Josif V.S, Slobodan SS, Miroslav BD., et al. Using the rough set theory to detect fraud committed by electricity customers. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2014;62:727-7.
7. Depuru SS, Wang L, Devabhaktuni V, et al. High performance computing for detection of electricity theft. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2013;47:21-9.
8. Sapronov AA, Kuzhekov SL, Tynyanskiy VG. Expeditious Identification of Uncontrollable Electricity Consumption in Electric Networks up to 1 kV. *Izvestiya vuzov. Jelektromehnika*. 2004;1:55-58.
9. Omorov TT, Takyrbashev BK. Identification and Monitoring of Electric Power Losses in Distributive Network as a Part of ASCAE. *Electricity*. 2016;11:4-11.

10. Omorov TT, Kurmanalieva RN, Osmonova RC. Assessment of Losses of the Electric Power in the Conditions of Uncertainty as a Part of ACSKAE. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2017;19(3-4):126-135. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2017-19-3-4-126-135>.
11. Kononov YuG, Zelenskij EG, Zhukov MV, et al. *Sposob vyavleniya mest vozniknoveniya i velichin netekhnicheskikh poter' energii v elektricheskikh setyakh po dannym sinkhronnykh izmereniy*. Patent RUS № 2651610. 27.12.2016. Byul. №12.
12. Wenpeng L, Lei Zh, Yixin Y, et al. Low voltage network electricity theft detection method based on AMI data. Patent CN. N. 106405276. 2016.
13. Xin W, Chuan L, Min C, et al. Electricity theft prevention method based on user behavior analysis. Patent CN. N. 106680557. 2017.
14. Danilov MI, Romanenko IG, Yastrebov SS. *Sposob opredeleniya mest nekontroliruemogo potrebleniya elektroenergii v elektricheskoy seti 0,4 kV*. Patent RUS № 2700869. 23.01.2019. Byul. №26.
15. Danilov MI, Romanenko IG. A Method to Identify Locations of Uncontrolled Electricity Consumption in Electric Networks 0,4 kV. *Russian Electromechanics*. 2019;61(4):90-96.
16. 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.
17. Grilo AP, Gao P, Xu W, de Almeida, M.C. Load Monitoring Using Distributed Voltage Sensors and Current Estimation Algorithms. *IEEE Trans. Smart Grid*. 2014;5(4):1920-8.
18. Kononov YuG, Zvada PA. *Sposob sinkhronizatsii izmereniy v elektricheskikh setyakh po chastote i faze napryazheniya silovoy seti*. Patent RUS № 2619134. 03.12.2015. Byul. №14.
19. Wu Z, Zora LT, Phadke AG. 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.
20. Čepin M, Demin M, Danilov M, et al. 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.
21. Zelenskii EG, et al. Identification of the parameters of distribution networks by synchronized current and voltage measurement. *Russian Electrical Engineering*. 2016;87(7):363–5. doi: 10.3103/S1068371216070129.
22. Omorov TT, Takyrbashev BK, Osmonova RCh. Finding the Parameters of 0,4 kV Distribution Grids Based on AEMS Data. *Energetik*. 2017;6:37-40.
23. Omorov TT, Takyrbashev BK, Osmonova RCh. On Modelling Unbalanced Distributive Networks Incorporated in ASCAE. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*. 2017;17(1): 21-28. doi: 10.14529/power170103.
24. Danilov MI, Romanenko IG. 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;19;4:87-94. doi: 10.14529/power190410.
25. Idel'chik VI. *Elektricheskie sistemy i seti*: Uchebnik dlja vuzov. M.: Jenergoatomizdat, 1989. 592 s.

Authors of the publication

Maksim I. Danilov – Engineering Institute of North Caucasus Federal University, Stavropol. Russia.
E-mail: mdanilov@ncfu.ru.

Irina G. Romanenko – Engineering Institute of North Caucasus Federal University, Stavropol, Russia.
E-mail: irina_romanenko_@mail.ru.

Поступила в редакцию

17 октября 2020г.