

О выявлении и расчете потерь электроэнергии автоматизированными системами учета распределительных сетей при несанкционированных потреблении

ДАНИЛОВ М.И.

СКФУ, Ставрополь, Россия

Рассматривается распределительная электрическая сеть напряжением 0,4 кВ, оснащенная автоматизированной информационно-измерительной системой учета электроэнергии. Предполагается, что система учета получает данные об активной и реактивной мощности, а также о действующих значениях напряжений, которые соответствуют одному и тому же интервалу времени и получены в начале распределительной сети и у всех абонентов. Принимается условие, что для каждого межабонентского участка сети сопротивления фазных проводов одинаковы, но отличаются от сопротивления нейтрального и при первоначальном расчете считаются неизвестными. Формулируется задача средствами системы учета организовать расчет и мониторинг нетехнических потерь электрической энергии в сети в режиме реального времени при одновременном действии в фазах сети нескольких абонентов с недостоверными данными об электропотреблении. Также необходимо выявить указанных абонентов и объемы их несанкционированных отборов электроэнергии. Проведен анализ известного подхода к решению сформулированной задачи, выявлены его недостатки. Предложен новый метод, который базируется на учете векторных соотношений для режимных параметров, определяющих электрическое состояние трехфазной сети, и расчете сопротивлений межабонентских участков распределительной сети в отсутствие несанкционированного отбора электроэнергии и их токов при наличии несанкционированного электропотребления. Метод позволяет определять за отчетный период нетехнические потери электроэнергии в распределительной сети и выявлять абонентов с недостоверными данными об электропотреблении. Показано, что расчет неучтенного электропотребления у каждого абонента в отдельности возможен в случае, если одновременно в одной из фаз сети у нескольких абонентов имеются несанкционированные отборы, а в других фазах – их не более одного. Полученные результаты могут найти применение как в существующих автоматизированных системах учета электроэнергии, так и при разработке новых.

Ключевые слова: распределительная электрическая сеть, несанкционированный отбор электроэнергии, трехфазная цепь, параметры сети, сопротивления участков, идентификация параметров, метод расчета

Подключение в начале контролируемого участка распределительной электрической сети (РЭС) прибора учета и организация его дистанционного взаимодействия с устройствами учета абонентов позволяют выполнять мониторинг объемов потерь электроэнергии в РЭС за отчетный период времени. Отметим, что в РЭС в ряде случаев имеют место несанкционированные отборы электроэнергии (НОЭ), которые не учитываются абонентскими устройствами, но фиксируются головным прибором учета. В таком случае в РЭС возникают нетехнические потери электроэнергии. Проблема выявления несанкционированного электропотребления и нетехнических потерь в распределительных сетях является актуальной, о чем свидетельствуют современные обзорные [1–3] и оригинальные статьи. Так, работы [4–6] посвящены применению статистических методов анализа данных головного и абонентских приборов, при которых на основе достоверных и не-

добросовестных моделей поведения выявляются значительные нелогичные (аномальные) снижения электропотребления абонентов и области РЭС с высокой вероятностью НОЭ. В [7] для выявления абонентов с НОЭ применяют методологию контролируемого обучения модели искусственной нейронной сети. В [8] использован гибридный метод выявления НОЭ, в котором совместно применяют обучение модели и технологии статистической обработки данных. В [9, 10] предлагается для выявления НОЭ использовать дополнительные датчики, устанавливаемые в ответвлениях абонентов. При этом получаемые данные сравниваются с рассчитанными по информации о параметрах электропотребления абонентских приборов. В работе [11] предложен метод выявления НОЭ и нетехнических (коммерческих) потерь в РЭС, для которого необходимы измерения действующих токов, напряжений и коэффициентов мощности нагрузок абонентов. При этом

получены в явной форме линейные алгебраические выражения для идентификации параметров сети, которые первоначально считаются неизвестными, и комплексных значений фазных токов. В [12, 13] выявляют абонентов с НОЭ, считая параметры сети известными, и используют для расчетов данные напряжений, токов, активной и реактивной мощности приборов учета. В [12] показано, что неучтенное электропотребление в РЭС приведет к отрицательным остаткам от регрессии для напряжений недобросовестных абонентов. В [13] предложен метод оценки достоверной мощности нагрузок абонентов при условии заданных (известных) значений реактивной мощности и измеряемого напряжения абонентов. В [14–16] предлагаются методы выявления и мониторинга нетехнических потерь электроэнергии в РЭС для случая, если в фазах сети имеются одиночные НОЭ. При этом используют данные действующих напряжений, токов и угла сдвига фаз между ними. Важно отметить, что НОЭ в РЭС носит случайный характер и может появляться у разных абонентов сети. При этом для корректного анализа нетехнических потерь электроэнергии в РЭС и неучтенного электропотребления у каждого ее абонента необходимо иметь информацию о топологии сети [17–19] и значениях фактических сопротивлений межабонентских участков [20–22]. Трудность заключается в том, что эти сопротивления неизвестны, так как могут в значительной степени изменяться при работе РЭС в зависимости от внешних климатических факторов. В таких условиях актуальны реализация в системах учета алгоритмов анализа измеренных данных [23–26] и разработка методов для оперативного определения (идентификации) сопротивлений сети.

Предлагается метод, позволяющий современными средствами учета в режиме реального времени проводить

идентификацию нетехнических потерь электроэнергии в РЭС и неучтенного электропотребления у каждого ее абонента в отдельности в случае, если одновременно в одной из фаз сети у нескольких абонентов имеются НОЭ, а в других фазах их не более одного. При этом значения сопротивлений фазных и нейтральных проводов считаются неизвестными и предварительно определяются в режиме РЭС без НОЭ, учитывая принятое условие равенства на каждом межабонентском участке РЭС сопротивлений всех фазных проводов, которые вместе с тем отличаются от сопротивления нейтрального. Приведен пример, демонстрирующий корректность (достоверность) расчетных выражений предлагаемого метода, в котором получены значения мощности неучтенного электропотребления абонентов, соответствующие моделируемому в распределительной сети.

Постановка задачи. Рассматривается электрическая схема замещения четырехпроводной трехфазной распределительной сети напряжением 0,4 кВ (рис. 1). Все ее элементы представлены в комплексном виде: режимные параметры сети (токи, напряжения) в своих обозначениях имеют сверху точку, пассивные параметры (сопротивления) – подчеркивание. Для упрощения описания указанных элементов введен символ ξ , обозначающий фазы A, B, C сети ($\xi = \overline{A, B, C}$), и индекс v , использующийся для указания соответствующего межабонентского участка ($v = \overline{0, n-1}$) или номера абонента фазы ξ сети. Предполагается, что к питающим ЭДС $\dot{E}_\xi = \dot{U}_0^\xi$ в каждой фазе сети ξ подключены по n абонентов, представленных сопротивлениями нагрузки \underline{Z}_v^ξ ($v = \overline{1, n}$) с токами \hat{I}_v^ξ и напряжениями \hat{U}_v^ξ . При этом $\underline{z}_v^\xi, \hat{i}_v^\xi$ – сопротивления и токи фазного и нейтрального проводов для v -го межабонентского участка.

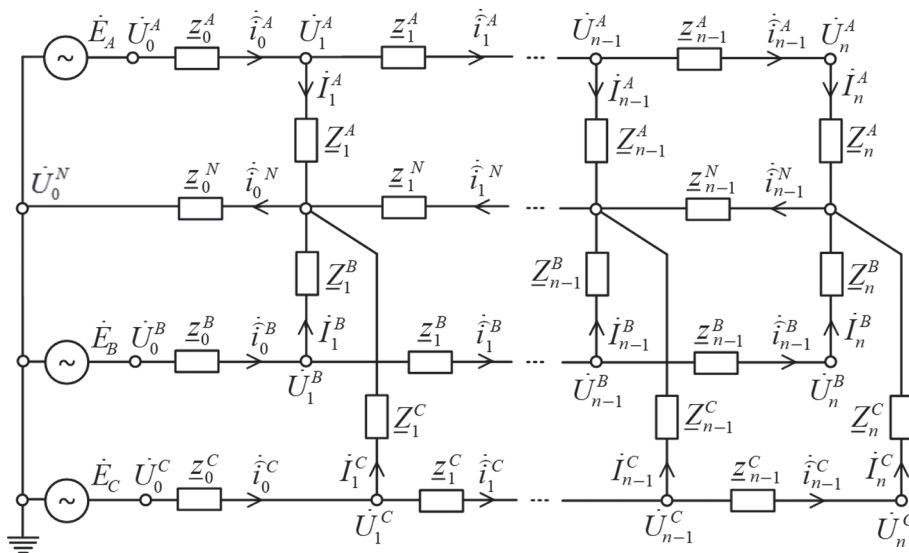


Рис. 1. Электрическая схема замещения расчетной трехфазной сети

Fig. 1. Electrical equivalent circuit of the calculated three-phase network

Принятые допущения:

1) в трехфазной распределительной сети первоначально нет НОЭ, и она функционирует в несимметричном штатном (безаварийном) режиме;

2) сопротивления межабонентских участков $\underline{z}_v^\xi, \underline{z}_v^N$ сети являются неизвестными, однако считается, что в пределах одного и того же v -го межабонентского участка трехфазной РЭС сопротивления фазных проводов одинаковы и не равны нейтральному, т.е. $\underline{z}_v^A = \underline{z}_v^B = \underline{z}_v^C = \underline{z}_v \neq \underline{z}_v^N$ ($v = \overline{0, n-1}$);

3) в распределительной сети используются технические средства подавления гармонических составляющих токов и напряжений;

4) системой учета организован процесс периодических одновременных измерений активной $p_0^{вс}$, реактивной $p_0^{мс}$ мощности и действующих значений напряжений U_0^ξ в начале сети и у всех ее абонентов $p_0^{вс}, p_0^{мс}, U_0^\xi$ ($v = \overline{1, n}, \xi = \overline{A, B, C}$);

5) в результате измерений в головном приборе учета имеются данные (согласно п. 4) для дискретных моментов времени $t \in [\tau_s, \tau_{s+1}]$ с шагом дискретизации $\Delta t_s = \tau_{s+1} - \tau_s$, где s – порядковый номер измерений ($s = \overline{0, 1, 2, \dots, m}$), которые обрабатываются по предлагаемому алгоритму;

6) в фазах сети могут случайным образом появляться и одновременно действовать несколько утечек тока – несанкционированных отборов электроэнергии, при этом считается, что за время измерений (порядка 0,1 с) объем и место действия НОЭ в РЭС не меняются.

Задача состоит в том, чтобы на основе указанных измеренных данных определять нетехнические потери электроэнергии в РЭС, выявлять места несанкционированного электропотребления у нескольких абонентов при их одновременном действии в разных фазах сети, а также рассчитывать неучтенную электроэнергию у абонентов в отдельности при обнаружении (диагностировании) нескольких мест несанкционированных утечек тока в одной из фаз РЭС, когда в других ее фазах действует не более одной утечки. При этом параметры $\underline{z}_v^\xi, \underline{z}_v^N$ сети рассчитываются на основе принимаемых условий $\underline{z}_v^A = \underline{z}_v^B = \underline{z}_v^C = \underline{z}_v \neq \underline{z}_v^N$ ($v = \overline{0, n-1}$) по данным предыдущих режимов работы в отсутствие неучитываемых электропотреблений.

Ранее в [11] для решения сформулированной задачи предлагался метод, основанный на идентификации сопротивлений межабонентских участков в режиме РЭС без НОЭ и оценке их токов $\hat{i}_v^\xi, \hat{i}_v^N$ и напряжений \hat{u}_v^ξ при НОЭ. При этом для обоих указанных режимов предлагается аналитический метод определения начальных фаз ψ_v^ξ напряжений $\hat{U}_v^\xi = U_v^\xi e^{j\psi_v^\xi}$ абонентов сети, который согласно результатам работ [20, 21], является неработоспособным. Таким образом, не удастся найти параметры $\underline{z}_v^\xi, \underline{z}_v^N$ в режиме РЭС без НОЭ и напряжений \hat{U}_v^ξ при НОЭ, а соответственно и токи $\hat{i}_v^\xi,$

которые определяются через \hat{U}_v^ξ и $\underline{z}_v^\xi, \underline{z}_v^N$ по предлагаемому в [11] расчетным выражениям:

$$\hat{i}_v^\xi = \frac{\hat{u}_v^\xi}{\underline{z}_v^\xi} = \frac{\hat{b}_v^\xi - \hat{i}_v^N}{\underline{z}_v^\xi}, \quad v = \overline{1, n}, \quad \xi = \overline{A, B, C},$$

где $\hat{b}_v^\xi = \hat{U}_v^\xi - \hat{U}_{v+1}^\xi, \hat{i}_v^N = (\hat{b}_v^A + \hat{b}_v^B + \hat{b}_v^C) / (3\underline{z}_v^\xi + \underline{z}_v^N)$.

Предлагаемый метод. Решение сформулированной задачи достигается выполнением следующих этапов:

1. Идентификация параметров сети при отсутствии НОЭ в РЭС.

2. Выявление и расчет нетехнических потерь энергии в сети и неучтенного электропотребления у абонентов.

Идентификация параметров сети. Так как $\underline{z}_v^\xi = z_v e^{j\varphi_{z_v^\xi}}, \underline{z}_v^N = z_v^N e^{j\varphi_{z_v^N}}$ при неизвестных начальных фазах ψ_v^ξ напряжений абонентов \hat{U}_v^ξ ($v = \overline{1, n}$) на каждом v -м межабонентском участке ($v = \overline{0, n-1}$), имеется четыре независимых друг от друга неизвестных переменных [22]. Это модули комплексных сопротивлений фазных z_v и нейтрального провода z_v^N , а также их начальные фазы $\varphi_{z_v}, \varphi_{z_v^N}$ (рис. 2). При этом для v -го межабонентского участка по данным текущего режима \hat{s}_1 можно получить только три соответствующих фазам сети ξ независимых уравнения с параметрами $z_v, z_v^N, \varphi_{z_v}, \varphi_{z_v^N}$. Таким образом, необходимо иметь дополнительные уравнения, которые получим из второго режима \hat{s}_2 , отличающегося от текущего и наступающего после него. Контроль за изменениями режимов в РЭС проводит головной прибор учета на основе анализа значений питающих токов и/или напряжений, как описано в [20].

Уравнения для расчета параметров РЭС получаем из баланса напряжений для контуров сети, которые записаны для двух произвольных фаз ξ сети при двух различных режимах работы:

$$\hat{U}_{v+1}^{\xi, \hat{s}} = \hat{U}_v^{\xi, \hat{s}} - \left(\hat{i}_v^{\xi, \hat{s}} \underline{z}_v + \hat{i}_v^{N, \hat{s}} \underline{z}_v^N \right); \quad v = \overline{0, n-1}; \quad \hat{s} = \hat{s}_1, \hat{s}_2; \quad \xi = \overline{A, B}. \quad (1)$$

Вначале рассмотрим нулевой ($v = 0$) межабонентский участок РЭС. В этом случае известными являются комплексные напряжения \hat{U}_0^ξ , модули напряжений U_0^ξ и токи:

$$\hat{i}_0^\xi = \hat{i}_0^\xi e^{j\alpha_0^\xi} = \left(p_0^{вс} + jp_0^{мс} \right) / \hat{U}_0^{*\xi}, \quad \xi = \overline{A, B, C};$$

$$\hat{i}_0^N = \hat{i}_0^A + \hat{i}_0^B + \hat{i}_0^C = \hat{i}_0^N e^{j\alpha_0^N},$$

где \hat{U}_0^ξ – сопряженный комплекс напряжений \hat{U}_0^ξ .

Согласно векторной диаграмме (рис. 2) искомые параметры $z_0, z_0^N, \varphi_{z_0}, \varphi_{z_0^N}$ определяют углы γ_0^ξ и моду-

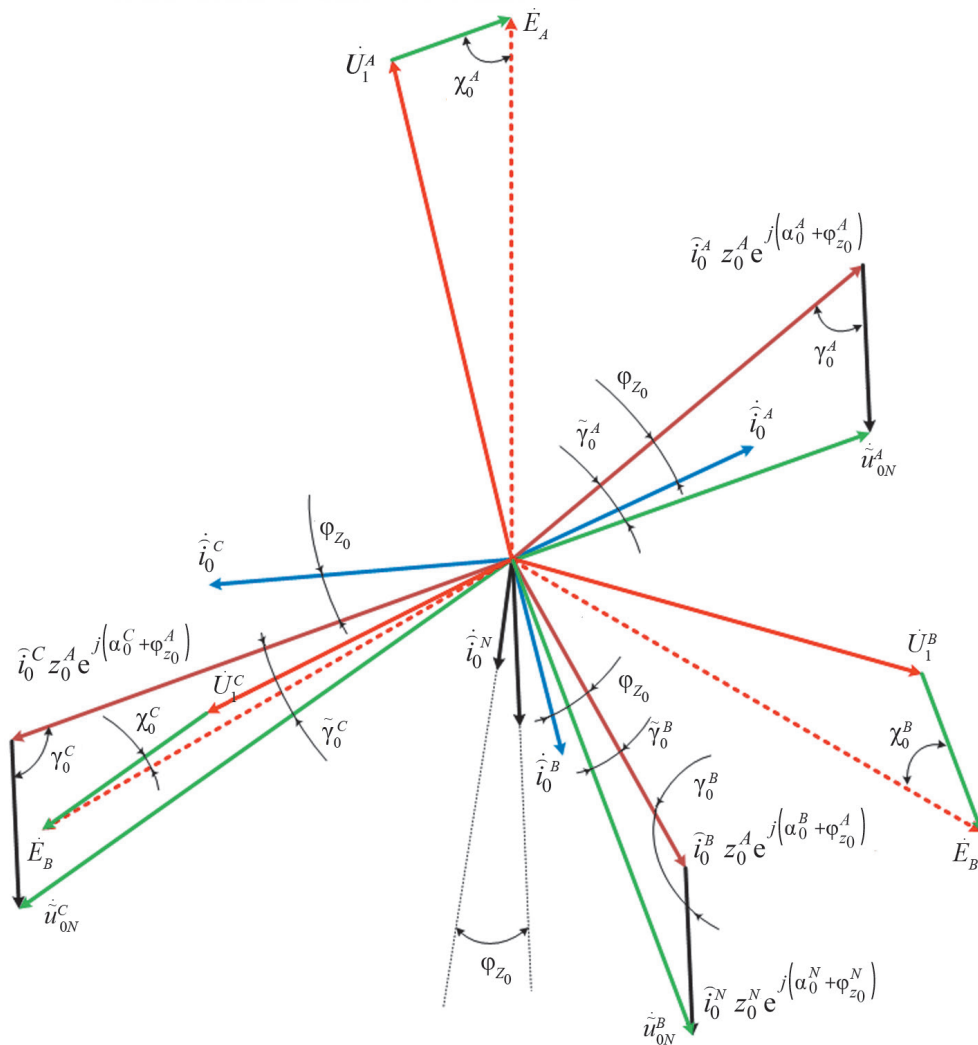


Рис.2. Качественная векторная диаграмма токов и напряжений для нулевого ($v = 0$) межабонентского участка распределительной сети

Fig.2. Qualitative vector diagram of currents and voltages for the zero ($v = 0$) inter-subscriber section of the distribution network

ли напряжений \tilde{u}_{0N}^ξ нулевого ($v = 0$) межабонентского участка следующим образом:

$$\begin{aligned} \gamma_v^\xi &= \alpha_v^N - \alpha_v^\xi + \pi + \varphi_{z_v}^N - \varphi_{z_v}^\xi; \quad \xi = \overline{A, B, C}; \\ (\tilde{u}_{vN}^\xi)^2 &= (\hat{i}_v^\xi z_v^\xi)^2 + (\hat{i}_v^N z_v^N)^2 - 2\hat{i}_v^\xi z_v^\xi \hat{i}_v^N z_v^N \cos(\gamma_v^\xi). \end{aligned} \quad (2)$$

При этом углы χ_0^ξ для фаз ξ сети:

$$\begin{aligned} \chi_v^A &= -\psi_v^A + \hat{\chi}_v^A, \chi_v^B = \psi_v^B + \pi - \hat{\chi}_v^B; \\ \chi_v^C &= -\psi_v^C + \pi + \hat{\chi}_v^C, \end{aligned} \quad (3)$$

где

$$\begin{aligned} \hat{\chi}_v^\xi &= \arctg\left(\frac{Y_v^\xi + \hat{i}_v^N z_v^N \sin(\alpha_v^N + \varphi_{z_v}^N)}{X_v^\xi + \hat{i}_v^N z_v^N \cos(\alpha_v^N + \varphi_{z_v}^N)}\right); \\ Y_v^\xi &= \hat{i}_v^\xi z_v^\xi \sin(\alpha_v^\xi + \varphi_{z_v}^\xi), X_v^\xi = \hat{i}_v^\xi z_v^\xi \cos(\alpha_v^\xi + \varphi_{z_v}^\xi). \end{aligned}$$

Модули напряжений абонентов через параметры \tilde{u}_{0N}^ξ и χ_0^ξ :

$$(U_v^\xi)^2 + (\tilde{u}_{vN}^\xi)^2 - 2U_v^\xi \tilde{u}_{vN}^\xi \cos(\chi_v^\xi) = (U_{v+1}^\xi)^2. \quad (4)$$

Решая совместно выражения (4) для двух фаз (например $\xi = \overline{A, B}$) и двух разных режимов ($\hat{s} = \overline{\hat{s}_1, \hat{s}_2}$) с учетом выражений (2) и (3), найдем параметры $z_0, z_0^N, \varphi_{z_0}, \varphi_{z_0}^N$. Затем согласно (1) найдем напряжения U_1^ξ и межабонентские токи \hat{i}_1^ξ и \hat{i}_1^N на следующем участке:

$$\begin{aligned} \hat{i}_1^\xi &= \hat{i}_1^\xi e^{j\alpha_1^\xi} = \hat{i}_0^\xi - (p_1^{B\xi} + jp_1^{B\xi}) / U_1^{*\xi}; \\ \xi &= \overline{A, B, C}, \hat{i}_1^N = \hat{i}_1^A + \hat{i}_1^B + \hat{i}_1^C. \end{aligned}$$

В дальнейшем расчет параметров сети аналогичен представленному выше. Таким образом, находим параметры $z_v, z_v^N, \varphi_{z_v}, \varphi_{z_v}^N$ ($v = 0, n-1$) всех межабонентских участков и токи: $\hat{i}_{n-1}^\xi, \hat{i}_n^\xi = (p_n^{B\xi} + jp_n^{B\xi}) / U_n^{*\xi}$.

Проводим проверку баланса токов \hat{i}_{n-1}^ξ и \hat{I}_n^ξ :

$$\left| \hat{I}_n^\xi - \hat{i}_{n-1}^\xi \right| \leq \Delta I_{\max}, \quad (5)$$

где ΔI_{\max} – максимально допустимая абсолютная погрешность измерения токов.

В случае, если условие (5) выполняется, то НОЭ в РЭС нет и показания приборов учета являются достоверными. В противном случае выявляем фазы сети с НОЭ.

Выявление и расчет нетехнических потерь энергии в сети и неучтенного электропотребления у абонентов. Считаем, что параметры сети при отсутствии НОЭ предварительно найдены согласно выражениям (2) – (4). Затем рассмотрим режим РЭС при несанкционированных потребителях. В таком случае после расчетов (2) – (4) и проверки условия (5) в фазах РЭС находим неучтенное абонентскими приборами электропотребление, вызванное утечками токов.

Используя известные параметры $\hat{U}_0^\xi, \hat{i}_0^\xi, \hat{i}_0^N, \underline{z}_v, \underline{z}_v^N$ ($v = \overline{0, n-1}$) и $p_v^{B\xi} + jp_v^{B\xi}$ ($v = \overline{1, n}$), находим, как описано выше, токи $\hat{i}_n^\xi, \hat{i}_{n-1}^\xi$, которые определяют общий ток неучтенного электропотребления: $\Delta \hat{I}_x^\xi = \Delta \hat{I}_x^\xi e^{j\alpha_x^\xi} = \hat{i}_n^\xi - \hat{i}_{n-1}^\xi$. Тогда нетехнические потери электроэнергии в РЭС за время $\Delta T_s = \tau_m - \tau_s$, где $s = \overline{1, m}$, найдем так:

$$\Delta W_{\text{РЭС}}^{\text{нетехн}}(\Delta T_s) = \sum_{s=1}^m \left[\Delta \hat{p}_{\text{РЭС}}^{\text{нетехн}} \right] \Delta T_s, \quad (6)$$

где

$$\Delta \hat{p}_{\text{РЭС}}^{\text{нетехн}} = \hat{U}_0^{*A} \Delta \hat{I}_x^A + \hat{U}_0^{*B} \Delta \hat{I}_x^B + \hat{U}_0^{*C} \Delta \hat{I}_x^C.$$

В дальнейшем выявляем абонентов фаз ξ сети с неучтенным электропотреблением. Определяем согласно (П-1) напряжения \hat{U}_1^ξ ($\xi = \overline{A, B, C}$). Для системы уравнений (П-6), записанной относительно неизвестных параметров \hat{i}_v^μ и α_v^μ ($v = \overline{1, n-1}$),

$$\left(\hat{i}_v^\xi \right)^2 + \left(\frac{\hat{U}_v^\xi}{\hat{z}_v^\xi} \right)^2 - 2 \hat{i}_v^\mu \frac{\hat{U}_v^\xi}{\hat{z}_v^\xi} \cos(\alpha_v^\mu + \varphi_{z_v^\xi} - \psi_{\hat{U}_v^\xi}) = \left(\frac{U_{v+1}^\xi}{\hat{z}_v^\xi} \right)^2; \quad (7)$$

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

где

$$\hat{U}_v^A e^{j\psi_v^A} = \hat{U}_v^A - \left(\hat{i}_v^B + \hat{i}_v^C \right) \underline{z}_v^N, \hat{z}_v^A e^{j\varphi_{z_v^A}} = \underline{z}_v + \underline{z}_v^N;$$

$$\hat{U}_v^B e^{j\psi_v^B} = \hat{U}_v^B - \hat{i}_v^B \left(\underline{z}_v + \underline{z}_v^N \right) - \hat{i}_v^C \underline{z}_v, \hat{z}_v^B e^{j\varphi_{z_v^B}} = \underline{z}_v^N.$$

Представим составляющие $\left(\hat{i}_v^\xi \right)^2$ и α_v^ξ через модули \tilde{I}_v^ξ токов абонентов $\tilde{I}_v^\xi = \tilde{I}_v^\xi e^{j\alpha_v^\xi}$, предполагая, что их начальная фаза равна α_x^ξ . Получим следующие выражения:

$$\left(\hat{i}_v^\xi \right)^2 = \left(\tilde{I}_{v-1}^\xi \right)^2 + \left(\tilde{I}_v^\xi \right)^2 - 2 \tilde{I}_{v-1}^\xi \tilde{I}_v^\xi \cos(\tilde{\alpha}_{v-1}^\xi - \alpha_x^\xi);$$

$$\alpha_v^\xi = \tilde{\alpha}_{v-1}^\xi + \text{asin} \left(\sqrt{1 - \frac{\left(\tilde{I}_{v-1}^\xi - \tilde{I}_v^\xi \cos(\tilde{\alpha}_{v-1}^\xi - \alpha_x^\xi) \right)^2}{\left(\hat{i}_v^\xi \right)^2}} \right), \quad (8)$$

где

$$\tilde{i}_0^\xi e^{j\tilde{\alpha}_0^\xi} = \hat{i}_0^\xi, \tilde{i}_v^\xi e^{j\tilde{\alpha}_v^\xi} = \hat{i}_{v-1}^\xi - \frac{p_v^{B\xi} + jp_v^{B\xi}}{\hat{U}_v^{*\xi}};$$

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

В результате, решая систему (7) с учетом (8), для трех фаз получим токи \tilde{I}_v^ξ , которые в случае, если в фазах сети не более одиночной несанкционированной утечки тока, будут определять несанкционированные отборы электроэнергии v -х абонентов фаз сети:

$$\Delta W_v^{\xi \text{ НОЭ}}(\Delta T_s) = \sum_{s=1}^m \left[\Delta \hat{p}_v^{\xi \text{ НОЭ}} \right] \Delta T_s; \quad (9)$$

где

$$\Delta \hat{p}_v^{\xi \text{ НОЭ}} = \hat{U}_v^{*\xi} \tilde{I}_v^\xi e^{j\alpha_x^\xi}.$$

При несимметричном режиме РЭС и нескольких несанкционированных утечках тока в одной из ее фаз μ согласно (7) находим токи \hat{i}_v^μ ($v = \overline{1, n-1}$) межабонентских участков сети и достоверные значения мощностей $\hat{p}_v^{B\xi}$ и $\hat{p}_v^{M\xi}$ v -х абонентов фаз сети:

$$\hat{p}_v^\mu = \hat{p}_v^{B\mu} + j\hat{p}_v^{M\mu} = \hat{U}_v^{*\mu} \left(\hat{i}_{v-1}^\mu - \hat{i}_v^\mu \right), \quad v = \overline{1, n}. \quad (10)$$

Тогда несанкционированные отборы электроэнергии v -х абонентов μ -й фазы сети:

$$\Delta W_v^{\mu \text{ НОЭ}}(\Delta T_s) = \sum_{s=1}^m \left[\hat{p}_v^\mu - \left(p_v^{B\mu} + jp_v^{M\mu} \right) \right] \Delta T_s. \quad (11)$$

В случае, если в одной из фаз сети несколько утечек тока, а в других фазах не более одной, то, решив сначала (7) совместно с (8), выявляем абонентов фаз сети с одиночными утечками. Для этого находим мощности $\tilde{p}_v^{B\xi} + j\tilde{p}_v^{M\xi} = \hat{U}_v^{*\xi} \tilde{I}_v^\xi e^{j\alpha_x^\xi}$ и сравниваем их с показаниями абонентских приборов $p_v^{B\xi} + jp_v^{M\xi}$. В фазах сети с одиночной утечкой тока у одного из абонентов разница указанных мощностей максимальна, при этом у остальных абонентов она незначительна. Тогда, зная номера абонентов и их токи утечки, а соответственно и все их фазные межабонентские токи, согласно (7) находим межабонентские токи в фазе сети с несколькими утечками. Далее проводим проверку условий (5) для всех фаз сети и убеждаемся, что они выполняются, тогда согласно (11) и (9) находим несанкционированные отборы электроэнергии у всех выявленных в фазах ξ сети абонентов.

При действии нескольких утечек в разных фазах возможно выявить абонентов с НОЭ, но в общем случае точно определить их значения не удастся. В связи с этим можно вести только мониторинг нетехнических потерь в РЭС и примерный учет несанкционированных отборов электроэнергии у абонентов.

Таким образом, выражения (2) – (11) являются решением сформулированной задачи и позволяют находить нетехнические потери электроэнергии в сети, выявлять абонентов с неучтенным электропотреблением и рассчитывать его в отдельности для каждого абонента в случае несимметричного режима и нескольких мест несанкционированных утечек тока в одной из фаз РЭС, когда в других ее фазах не более одной утечки.

Пример расчета. Исходные данные модели сети.

Для расчетов используем распределительную сеть с тремя ($n = 3$) абонентами в каждой фазе ξ сети, питаемыми напряжениями (В):

$$\dot{U}_0^A = 220e^{j0}; \dot{U}_0^B = 220e^{-j(2\pi/3)}; \dot{U}_0^C = 220e^{-j(4\pi/3)}.$$

Нагрузку у абонентов первоначально задаем комплексными сопротивлениями, расположение и значение которых принимаем, как в [21], моделируя несимметричный режим работы сети. Параметры проводов межабонентских участков (табл. 1) зададим через коэффициенты k_v^l , k_v^N и исходное сопротивление $\underline{z} = (0,0012 + j0,000192)$ Ом, информация о котором представлена в [20]. Длину межабонентского участка сети моделируем с помощью k_v^l , а отличие значений сопротивлений фазных (линейных) и нейтрального (нулевого) проводов коэффициентом k_v^N . Примем для всех межабонентских участков $k_v^N = 2$.

По указанным выше исходным данным проводим методом узловых потенциалов расчет первого режима сети без НОЭ. В результате получим напряжения и мощности абонентов сети (см. табл. 2). Они будут использоваться в качестве исходных данных приборов учета, и с их помощью проведем проверку расчетов по предлагаемому выражениям (2) – (11). Необходимые данные еще одного режима без НОЭ (см. табл. 2, режим 2) получим, моделируя уменьшение (изменение) на порядок сопротивления первого абонента фазы В.

Результаты расчетов предлагаемым методом. По данным двух режимов сети (табл. 2) с помощью выражений (2) – (4) находим сопротивления межабонентских участков сети (табл. 3) и выполняем проверку

условия (5) (см. табл. 4, режим s , который не содержит НОЭ). Далее для второго режима работы сети моделируем несанкционированный отбор мощности в фазе А у первого и третьего абонентов. Показания указанных приборов, В·А:

$$\dot{P}_1^M = 1402,913 + j3214,478; \dot{P}_3^M = 309,696 + j309,696.$$

Затем для режима РЭС при НОЭ, проводя расчеты согласно (2) – (4) и выполняя проверку (5), выявляем наличие нетехнических потерь в фазе А сети. В этом случае определяем общие токи $\Delta \dot{I}_x^\xi$ неучтенного электропотребления в фазах ξ сети (см. табл. 4, строка для режима s'). После этого согласно (6) находим нетехнические потери мощности в сети, В·А:

$$\Delta \dot{P}_{РЭС}^{\text{нетехн}} = 3131,043 + j3089,177.$$

Для выявления объемов неучтенного электропотребления у абонентов вначале определим напряжения \dot{U}_1^M и согласно (7) межабонентские токи \hat{i}_v^M ($v = \overline{1, n}$), А:

$$\hat{i}_1^M = 43,8935 - j43,5849; \hat{i}_2^M = 15,5768 - j15,4641.$$

При этом находим напряжения \dot{U}_2^M и \dot{U}_3^M , токи абонентов и по (10) их достоверные $\hat{p}_v^{B,M}$ и $\hat{p}_v^{M,M}$ ($v = \overline{1, n}$), а также по (11) неучтенные $\Delta \dot{P}_v^M$ значения мощностей (табл. 5).

Таким образом, результаты вычислительных экспериментов свидетельствуют о том, что по данным напряжений, активной и реактивной мощности системы учета согласно расчетным выражениям (2) – (4) предлагаемого в работе метода можно при отсутствии НОЭ определить сопротивления межабонентских участков, используя условие равенства сопротивлений фазных проводов на каждом межабонентском участке РЭС и учитывая их отличие от нейтрального. Результаты также показывают, что при использовании данных системы учета и рассчитанных параметров сети корректно идентифицируются нетехнические потери электроэнергии в РЭС. Достоверно определяется неучтенное потребление электроэнергии у нескольких абонентов одной из фаз сети с НОЭ.

Точность расчета потерь электроэнергии на основе предложенного метода зависит от шага дискретизации Δt_s получаемых системой учета данных и точности их

Таблица 1

Комплексные сопротивления проводов межабонентских участков сети
Complex resistances of wires of inter-subscriber network sections

Провода сети	Номера участков v , коэффициенты k_v^l и сопротивления (Ом)		
	$v = 0$ ($k_v^l = 3$)	$v = 1$ ($k_v^l = 1,5$)	$v = 2$ ($k_v^l = 1,25$)
Фазные	0,003600 + j0,000576	0,001800 + j0,000288	0,001500 + j0,000240
Нейтральный	0,007200 + j0,001152	0,003600 + j0,000576	0,003000 + j0,000480

Таблица 2

Моделируемые данные о режиме сети согласно приборам ее системы учета
Simulated data on the network mode according to the instruments of its accounting system

Абоненты сети		Модули напряжений U , активные p^a и реактивные p^r мощности		
№	Фаза	U , В	p^a , Вт	p^r , В·Ар
1 режим				
0 (источник)	A	220,000000	12509,094744	16019,125630
	B	220,000000	13145,902783	12194,345557
	C	220,000000	1942,828720	3657,823831
1	A	219,741195	2809,378490	6437,094793
	B	219,244490	8564,869729	1739,170976
	C	220,480984	624,977800	624,977800
2	A	219,630160	6201,635932	6201,635932
	B	219,124267	1746,016166	4000,625622
	C	220,555511	442,224848	1013,264420
3	A	219,631674	3410,946801	3410,946801
	B	219,069760	2792,236208	6397,816891
	C	220,547230	884,383282	2026,376665
2 режим				
0 (источник)	A	220,000000	12485,181082	16021,527036
	B	220,000000	5420,951441	10637,867201
	C	220,000000	1945,557690	3653,773920
1	A	219,602228	2805,826254	6428,955598
	B	219,635296	859,543091	832,058372
	C	220,359153	624,287301	624,287301
2	A	219,491807	6193,825155	6193,825155
	B	219,514572	1752,241713	4014,890143
	C	220,433424	441,735405	1012,142966
3	A	219,493604	3406,659605	3406,659605
	B	219,459848	2802,189090	6420,621807
	C	220,425001	883,403290	2024,131223

Таблица 3

Расчетные значения сопротивлений проводов межабонентских участков сети
Calculated values of wire resistances of inter-subscriber network sections

Провода сети	Номера участков ν , модули z и начальные фазы φ_z сопротивлений					
	$\nu = 0$		$\nu = 1$		$\nu = 2$	
	z , Ом	φ_z , эл. град	z , Ом	φ_z , эл. град	z , Ом	φ_z , эл. град
Фазные	0,0036458	9,0902770	0,0018229	9,0902772	0,0015191	9,0902767
Нейтральный	0,0072916	9,0902769	0,0036458	9,0902770	0,0030382	9,0902779

Таблица 4

Расчетные значения фазных токов в конце сети
Calculated values of phase currents at the end of the network

Режим работы сети	Фаза	Токи межабонентских участков и абонентов		
		\dot{I}_2^{ξ} , А	\dot{I}_3^{ξ} , А	$\dot{I}_2^{\xi} - \dot{I}_3^{\xi}$, А
s (без утечек токов в сети)	A	15,6021 - j15,4475	15,6021 - j15,4475	0,0000 - j0,0000
	B	- 31,6636 + j3,5742	- 31,6636 + j3,5742	- 0,0000 - j0,0000
	C	5,9614 + j8,0598	5,9614 + j8,0598	0,0000 - j0,0000
s' (с утечками токов в сети)	A	15,6481 - j15,4475	1,5577 - j1,5464	14,0904 - j13,9011
	B	- 31,6285 + j3,5689	- 31,7198 + j3,5826	0,0913 - j0,0136
	C	5,9672 + j8,0589	5,9497 + j8,0615	0,0175 - j0,0026

Расчетные значения параметров режима абонентов фазы сети с нетехническими потерями
Calculated parameters of the subscriber mode of the network phase with non-technical losses

Параметры	Значения напряжений, токов, достоверных и неучтенных мощностей электропотребления абонентов		
	$\nu = 1$	$\nu = 2$	$\nu = 3$
$\dot{U}_\nu^\mu, \text{В } \angle^\circ$	219,6022exp(0,15760)	219,4918exp(0,19879)	219,4936exp(0,20813)
$\hat{i}_{\nu-1}^\xi - \hat{i}_\nu^\xi, \text{А}$	12,8573 - j29,2402	28,3167 - j28,1209	15,5768 - j15,4641
$\hat{P}_\nu^\mu, \text{В} \cdot \text{А}$	2805,8263 + j6428,9556	6193,8251 + j6193,8253	3406,6596 + j3406,6594
$\Delta \hat{P}_\nu^\mu \text{ неучт}, \text{В} \cdot \text{А}$	1402,9132 + j3214,4778	-0,0001 + j0,0002	3096,9633 + j3096,9631

измерений. Время между отсчетами данных составляет 0,02–0,1 с и обусловлено необходимостью измерений действующих (среднеквадратичных за период) значений напряжений. При современном развитии техники измерить напряжения и токи без значительного удорожания прибора учета можно с относительной погрешностью не менее $\pm 0,1\%$ [10, 13]. Кроме того, при реализации предлагаемого алгоритма (метода) важными параметрами являются точность и время расчетов. Время расчетов зависит от скорости обработки данных и количества абонентов. При этом необходимо выполнять расчеты за время не более 0,1–0,5 с, что вполне достижимо для современных микропроцессорных 32-разрядных контроллеров, которые также могут без затруднений выполнять расчеты с точностью 10^{-15} . Вместе с тем, требуется определить время сбора измеренных данных в головной прибор учета, которое, в зависимости от канала связи и общего количества абонентов, может составлять от нескольких секунд до нескольких минут. Это время необходимо согласовать с временем, за которое формируются массивы данных абонентских приборов. Таким образом, повышение точности предлагаемого метода расчета достигается применением в составе систем учета технических средств с высокими показателями точности и быстродействия.

Приложение. Известные питающие напряжения \dot{U}_0^ξ , параметры сети $\underline{z}_0, \underline{z}_0^N$ и токи $\hat{i}_0^\xi, \hat{i}_0^N$ нулевого ($\nu = 0$) межабонентского участка определяют напряжения \dot{U}_1^ξ у первых абонентов сети:

$$\dot{U}_{\nu+1}^\xi = \dot{U}_\nu^\xi - \left(\hat{i}_\nu^\xi \underline{z}_\nu + \hat{i}_\nu^N \underline{z}_\nu^N \right), \quad (\text{П-1})$$

где $\xi = \overline{A, B, C}$.

Предположим, что согласно условиям (5) выявлен неучтенный ток в фазе A , которую в дальнейшем обозначим μ . Для нахождения фактической мощности абонентов μ -й фазы сети с НОЭ необходимо определить межабонентские токи \hat{i}_ν^μ ($\nu = 1, n-1$). Запишем выражения (П-1) в следующем виде:

$$\dot{U}_{\nu+1}^\xi = \dot{U}_\nu^\xi - \hat{i}_\nu^\mu \underline{z}_\nu - \left(\hat{i}_\nu^\mu + \hat{i}_\nu^B + \hat{i}_\nu^C \right) \underline{z}_\nu^N. \quad (\text{П-2})$$

Представим (П-2) следующим образом:

$$\begin{aligned} \dot{U}_\nu^A - \dot{U}_{\nu+1}^A &= \hat{i}_\nu^\mu \left(\underline{z}_\nu + \underline{z}_\nu^N \right) + \left(\hat{i}_\nu^B + \hat{i}_\nu^C \right) \underline{z}_\nu^N; \\ \dot{U}_\nu^B - \dot{U}_{\nu+1}^B &= \hat{i}_\nu^\mu \underline{z}_\nu^N + \hat{i}_\nu^B \left(\underline{z}_\nu + \underline{z}_\nu^N \right) + \hat{i}_\nu^C \underline{z}_\nu; \\ \dot{U}_\nu^C - \dot{U}_{\nu+1}^C &= \hat{i}_\nu^\mu \underline{z}_\nu^N + \hat{i}_\nu^C \left(\underline{z}_\nu + \underline{z}_\nu^N \right) + \hat{i}_\nu^B \underline{z}_\nu. \end{aligned} \quad (\text{П-3})$$

Найдем из (П-3) ток \hat{i}_ν^μ :

$$\hat{i}_\nu^\mu = \hat{i}_\nu^\mu e^{j\alpha_\nu^\mu} = \frac{\dot{U}_\nu^\xi - \dot{U}_{\nu+1}^\xi e^{j\psi_{\nu+1}^\xi}}{\hat{z}_\nu^\xi}, \quad (\text{П-4})$$

где

$$\begin{aligned} \xi &= \overline{A, B, C}; \quad \dot{U}_\nu^\xi = \dot{U}_\nu^\xi e^{j\psi_\nu^\xi}; \quad \dot{U}_\nu^A = \dot{U}_\nu^A - \left(\hat{i}_\nu^B + \hat{i}_\nu^C \right) \underline{z}_\nu^N; \\ \dot{U}_\nu^B &= \dot{U}_\nu^B - \hat{i}_\nu^B \left(\underline{z}_\nu + \underline{z}_\nu^N \right) - \hat{i}_\nu^C \underline{z}_\nu; \\ \dot{U}_\nu^C &= \dot{U}_\nu^C - \hat{i}_\nu^C \left(\underline{z}_\nu + \underline{z}_\nu^N \right) - \hat{i}_\nu^B \underline{z}_\nu; \\ \hat{z}_\nu^\xi &= \hat{z}_\nu^\xi e^{j\varphi_{\hat{z}_\nu^\xi}}; \quad \hat{z}_\nu^A = \underline{z}_\nu + \underline{z}_\nu^N; \quad \hat{z}_\nu^B = \hat{z}_\nu^C = \underline{z}_\nu^N. \end{aligned}$$

В таком случае выражения (П-4) для всех фаз сети ξ имеют пять неизвестных параметров: $\psi_{\nu+1}^A, \psi_{\nu+1}^B, \psi_{\nu+1}^C, \hat{i}_\nu^\mu, \alpha_\nu^\mu$. Причем только два из них ($\hat{i}_\nu^\mu, \alpha_\nu^\mu$) являются независимыми и однозначно определяют остальные: $\psi_{\nu+1}^A, \psi_{\nu+1}^B, \psi_{\nu+1}^C$. Поэтому для нахождения неизвестных параметров требуется только два уравнения, которые могут быть получены для двух произвольных фаз сети ξ из выражения:

$$\hat{i}_\nu^\mu = \frac{\dot{U}_\nu^A - \dot{U}_{\nu+1}^A e^{j\psi_{\nu+1}^A}}{\hat{z}_\nu^A} = \frac{\dot{U}_\nu^B - \dot{U}_{\nu+1}^B e^{j\psi_{\nu+1}^B}}{\hat{z}_\nu^B}. \quad (\text{П-5})$$

Таким образом, систему с двумя неизвестными \hat{i}_ν^μ и α_ν^μ для двух произвольных фаз сети, например A и B , запишем следующим образом:

$$\begin{aligned} \left(\hat{i}_\nu^\mu \right)^2 + \left(\frac{\dot{U}_\nu^\xi}{\hat{z}_\nu^\xi} \right)^2 - 2 \hat{i}_\nu^\mu \frac{\dot{U}_\nu^\xi}{\hat{z}_\nu^\xi} \cos(\alpha_\nu^\mu + \varphi_{\hat{z}_\nu^\xi} - \psi_\nu^\xi) &= \left(\frac{\dot{U}_{\nu+1}^\xi}{\hat{z}_\nu^\xi} \right)^2; \\ \nu &= \overline{1, n-1}; \quad \xi = \overline{A, B}. \end{aligned} \quad (\text{П-6})$$

В результате решения системы (П-6) получим \hat{i}_v^μ и α_v^μ . Таким образом, согласно (П-2) станет возможным рассчитать комплексы напряжений у $(v + 1)$ абонентов фаз сети ξ . В дальнейшем расчет повторяем аналогично описанному выше для всех оставшихся в сети межабонентских участков. В результате получим комплексные значения межабонентских токов для μ -й фазы сети с несанкционированным электропотреблением.

Выводы. Предложен метод расчета (идентификации) нетехнических потерь электроэнергии в РЭС и неучтенного электропотребления у абонентов в режиме реального времени при выявлении (диагностировании) случая, когда в одной из фаз сети несколько приборов учета имеют недостоверные показания (несанкционированные отборы электроэнергии). Предлагаемый метод реализуется автоматизированной системой учета по данным: напряжению, активной и реактивной мощности контролируемого участка распределительной сети 0,4 кВ. Вычислительный алгоритм метода базируется на предварительном расчете параметров (сопротивлений) сети и их токов и учитывает векторные соотношения измеряемых режимных параметров, определяющих электрическое состояние трехфазной сети. При этом параметры сети находятся при условии, что в пределах каждого межабонентского участка сопротивления всех фазных проводов считаются одинаковыми и неравными нейтральному. В этом случае необходимы данные двух режимов при отсутствии неучтенного потребления. При выявленном неучтенном потреблении на основе ранее найденных сопротивлений сети определяются фазные токи межабонентских участков, фактическое и неучтенное электропотребление абонентов.

Показана возможность выявления абонентов распределительной сети с неучтенным электропотреблением для случая, когда во всех фазах сети несколько приборов учета имеют недостоверные показания. При этом рассчитываются нетехнические потери электроэнергии в РЭС и обуславливающие их токи утечки для каждой фазы сети. Найденные аргументы (углы) векторов тока применяются при расчетах предполагаемого электропотребления абонентов, которое сравнивается с показаниями приборов учета.

Полученные расчетные выражения, реализующие алгоритмы предлагаемых методов, проверены вычислительными экспериментами на модели распределительной сети.

Результаты исследований могут быть полезны для существующих и при разработке систем учета с новыми функциями мониторинга нетехнических потерь электроэнергии в распределительной сети и для выявления абонентов с неучтенным электропотреблением.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ahmad T., Chen H., Wang J. 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. Messinis G.M., Hatzigryriou N.D. Review of non-technical loss detection methods. – Electric Power Systems Research, 2018, vol. 158, pp. 250–266.

3. Mustafa M., Hamadneh N., Alshammari N. et al. Detection of Non-Technical Losses in Power Utilities – A Comprehensive Systematic Review. – Energies, 2020, vol. 13, No. 18, 4727, doi: 10.3390/en13184727.

4. Yip S.C., Tan W.N., Tan C.K. et al. An anomaly detection framework for identifying energy theft and defective meters in smart grids. – International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2018, vol. 101, pp. 189–203.

5. Leite J.B., Mantovani J.R.S. Detecting and locating non-technical losses in modern distribution networks. – IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, vol. 9, No. 2, pp. 1023–1032.

6. Biswas P., Cai H., Zhou B. et al. Electricity Theft Pinpointing through Correlation Analysis of Master and Individual Meter Readings. – IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, vol. 11(4), pp. 3031–3042, doi: 10.1109/TSG.2019.2961136.

7. Buzau M., Tejedor-Aguilera J., Cruz-Romero P. et al. Detection of non-technical losses using smart meter data and supervised learning. – IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, vol. 10, pp. 2661–2670.

8. Messinis G.M., Rigas A.E., Hatzigryriou N.D. A Hybrid Method for Non-Technical Loss Detection in Smart Distribution Grids. – IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, vol. 10, No. 6, pp. 6080–6091, doi: 10.1109/TSG.2019.2896381.

9. Tariq M., Poor H.V. Electricity Theft Detection and Localization in Grid-Tied Microgrids. – IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, vol. 9, No.3, pp. 1920–1929, doi: 10.1109/TSG.2016.2602660.

10. 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.

11. Оморов Т.Т. Оценка влияния несимметрии токов и напряжений на потери электроэнергии в распределительной сети с использованием АСКУЭ. – Электричество, 2017, № 9, с. 17–23.

12. Gao Y., Foggo B., Yu N. A Physically Inspired Data-Driven Model for Electricity Theft Detection with Smart Meter Data. – IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2019, vol.14, No. 8, pp. 5076–5088, doi: 10.1109/TII.2019.2898171.

13. Ferreira T.S.D., Trindade F.C.L., Vieira J.C.M. Load Flow-Based Method for Nontechnical Electrical Loss Detection and Location in Distribution Systems Using Smart Meters. – IEEE Transactions on Power Systems, 2020, vol. 35, pp. 3671–3681.

14. Оморов Т.Т., Такырбашев Б.К., Осмонова Р.Ч. и др. Идентификация утечек тока в распределительных сетях по данным АСКУЭ. – Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика», 2018, т. 18, № 2, с. 48–54, doi: 10.14529/power180206.

15. Оморов Т.Т., Такырбашев Б.К., Койбагаров Т.Д. и др. Метод идентификации несанкционированного потребления электроэнергии в распределительной сети по данным АСКУЭ. – Электрические станции, 2019, № 2 (1051), с. 37–41.

16. Данилов М.И., Романенко И.Г. Метод расчета и мониторинга нетехнических потерь электроэнергии в распределительной сети 380 В, контролируемой системой учета. – Электроэнергия. Передача и распределение, 2020, № 6(63), с. 46–53.

17. Pappu S.J., Bhatt N., Pasumarthy R. et al. Identifying Topology of Low Voltage Distribution Networks Based on Smart Meter Data. – IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, vol. 9, pp. 5113–5122.

18. Жданев О.В., Зуев С.С., Костромин И.С. и др. К вопросу создания средств интеллектуального учёта на основе отечественной электронной компонентной базы. – Энергетик, 2020, № 11, с. 9–19.

19. Кузькина Я.И., Голуб И.И. Идентификация фаз подключения интеллектуальных счетчиков в низковольтной распределительной сети. – Вестник Иркутского государственного технического университета, 2020, т. 24, № 1, с. 135–144.

20. Данилов М.И., Романенко И.Г. К проблеме определения векторов тока и напряжения в распределительной сети по данным

АИИС КУЭ. – Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика», 2019, т. 19, № 4, с. 87–94, doi: 10.14529/power190410.

21. Данилов М.И., Романенко И.Г. К проблеме определения параметров распределительной сети по данным АИИС КУЭ. – Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика», 2020, т. 20, № 2, с. 5–14, doi: 10.14529/power200201.

22. Данилов М.И., Романенко И.Г. Метод расчёта и мониторинга параметров распределительной сети, контролируемой автоматизированной информационно-измерительной системой учёта электроэнергии. – Энергетик, 2021, №5, с. 17–21.

23. Ni F., Nguyen P.H., Cobben J.F.G. et al. Three-phase state estimation in the medium-voltage network with aggregated smart meter data. – International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2018, vol. 98, pp. 463–473.

24. Кононов Ю.Г., Рыбасова О.С., Михайленко В.С. Уточнение параметров участков линий сети среднего напряжения по данным синхронных измерений. – Известия вузов. Электромеханика, 2018, т. 61, № 1, с. 77–84.

25. Pegoraro P.A., Brady K., Castello P. et al. Compensation of Systematic Measurement Errors in a PMU-Based Monitoring System for Electric Distribution Grids. – IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 2019, vol. 68, pp. 3871–3882.

26. Курганов С.А., Филаретов В.В. Диагностика линейных электрических цепей по узлам с наименьшим числом неизвестных параметров. – Электричество, 2021, № 1, с. 61–67.

[28.04.2021]

Автор: Данилов Максим Иванович – кандидат физ.-мат. наук, доцент кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы и электроснабжение» Инженерного института Северо-Кавказского федерального университета.



Elektrichestvo, 2021, No. 6, pp. 51–61

DOI:10.24160/0013-5380-2021-6-51-61

On Identifying and Calculating Electricity Losses with Automated Metering Systems in Distribution Networks in Case of Unauthorized Consumption

DANILOV Maksim I (*Engineering Institute of the North Caucasus Federal University, Stavropol, Russia*) – Associate Professor of Automated Electric System And Electric Supply Chair Dept., Cand. Sci. (Phis.-Math.).

A 0.4 kV distribution network equipped with an automated information and measurement electricity metering system is considered. It is assumed that the metering system receives data on active and reactive power, and on the effective voltage values that correspond to the same time interval and are received at the distribution network beginning and from all subscribers. It is also assumed that the impedances of the phase wires are the same for each inter-subscriber section of the network, but differ from the impedance of the neutral one and are considered to be unknown during the initial calculation. The problem is formulated as follows: arrange, by means of the metering system, online calculation and monitoring of non-technical losses of electric energy in the network that contains several simultaneously operating subscribers connected to the network phases, from which incorrect energy consumption data are received. It is also necessary to identify such subscribers and evaluate the amounts of their unauthorized taps of electricity. The known approach to solving the formulated problem is analyzed, and its shortcomings are revealed. A new method is proposed, which is based on taking into account the phasor relationships for the operating parameters that determine the three-phase network electrical state and calculating the impedances of the distribution network inter-subscriber sections when there are no unauthorized taps of electricity and the currents through these sections when there are unauthorized taps of electricity. By using the proposed method, it becomes possible to determine non-technical losses of electricity in the distribution network for the reporting period and to identify subscribers with incorrect electricity consumption data. It is shown that the unaccounted consumption of electricity in each individual subscriber can be calculated if there are several subscribers with unauthorized taps of electricity connected to one phase of the network, whereas there are no more than one of such taps in the other phases. The obtained results can find application both in existing automated electricity metering systems and in the development of new ones.

Key words: *distribution network, unauthorized electricity tap, three-phase circuit, network parameters, section impedances, parameter identification, calculation method*

REFERENCES

1. Ahmad T., Chen H., Wang J. 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. Messinis G.M., Hatziaargyriou N.D. Review of non-technical loss detection methods. – Electric Power Systems Research, 2018, vol. 158, pp. 250–266.

3. Mustafa M., Hamadneh N., Alshammari N. et al. Detection of Non-Technical Losses in Power Utilities – A Comprehensive

Systematic Review. – *Energies*, 2020, vol. 13, No. 18, 4727, doi: 10.3390/en13184727.

4. **Yip S.C., Tan W.N., Tan C.K. et al.** An anomaly detection framework for identifying energy theft and defective meters in smart grids. – *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2018, vol. 101, pp. 189–203.

5. **Leite J.B., Mantovani J.R.S.** Detecting and locating non-technical losses in modern distribution networks. – *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018, vol. 9, No. 2, pp. 1023–1032.

6. **Biswas P., Cai H., Zhou B. et al.** Electricity Theft Pinpointing through Correlation Analysis of Master and Individual Meter Readings. – *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, vol. 11(4), pp. 3031–3042, doi: 10.1109/TSG.2019.2961136.

7. **Buzau M., Tejedor-Aguilera J., Cruz-Romero P. et al.** Detection of non-technical losses using smart meter data and supervised learning. – *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, vol. 10, pp. 2661–2670.

8. **Messinis G.M., Rigas A.E., Hatzigiorgiou N.D.** A Hybrid Method for Non-Technical Loss Detection in Smart Distribution Grids. – *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, vol. 10, No. 6, pp. 6080–6091, doi: 10.1109/TSG.2019.2896381.

9. **Tariq M., Poor H.V.** Electricity Theft Detection and Localization in Grid-Tied Microgrids. – *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018, vol. 9, No.3, pp. 1920–1929, doi: 10.1109/TSG.2016.2602660.

10. **Danilov M.I., Romanenko I.G.** *Izvestija vuzov. Elektromekhanika – in Russ. (Russian Electromechanics)*, 2019, vol. 61, No. 4, pp. 90–96.

11. **Omorov T.T.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2017, No. 9, pp. 17–23.

12. **Gao Y., Foggo B., Yu N.** A Physically Inspired Data-Driven Model for Electricity Theft Detection with Smart Meter Data. – *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2019, vol.14, No. 8, pp. 5076–5088, doi: 10.1109/TII.2019.2898171.

13. **Ferreira T.S.D., Trindade F.C.L., Vieira J.C.M.** Load Flow-Based Method for Nontechnical Electrical Loss Detection and Location in Distribution Systems Using Smart Meters. – *IEEE Transactions on Power Systems*, 2020, vol. 35, pp. 3671–3681.

14. **Omorov T.T., Takyrbashev B.K., Osmonova R.Ch., Koibagarov T.Zh.** *Vestnik YUUrGU. Seriya «Energetika» – in Russ. (Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering)*, 2018, vol. 18, No. 2, pp. 48–54, doi: 10.14529/power180206.

15. **Omorov T.T., Tatyrbashev B.K., Koibagarov T.Zh., Osmonova R.Ch.** *Elektricheskie stantsii – in Russ. (Power Station)*, 2019, No. 2, pp. 37–41.

16. **Danilov M.I., Romanenko I.G.** *Elektroenergiya. Peredacha i raspredelenie – in Russ. (Electricity. Transmission and Distribution)*, 2019, vol. 61, No. 4, pp. 90–96.

17. **Pappu S.J., Bhatt N., Pasumarthy R. et.al.** Identifying Topology of Low Voltage Distribution Networks Based on Smart Meter Data. – *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018, vol. 9, pp. 5113–5122.

18. **Zhdaneev O.V., Zuev S.S., Kostromin I.S., Khafizov R.Z.** *Energetik – in Russ. (Energy specialist)*, 2020, No.11, pp.9–19.

19. **Kuzkina Ya.I., Golub I.I.** *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tehnikeskogo universiteta – in Russ. (Proceedings of Irkutsk State Technical University)*, 2020, vol. 24(1), pp. 135–144.

20. **Danilov M.I., Romanenko I.G.** *Vestnik YUUrGU. Seriya «Energetika» – in Russ. (Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering)*, 2019, vol. 19, No. 4, pp. 87–94, doi: 10.14529/power190410.

21. **Danilov M.I., Romanenko I.G.** *Vestnik YUUrGU. Seriya «Energetika» – in Russ. (Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering)*, 2020, vol. 20, No. 2, pp. 5–14, doi: 10.14529/power200201.

22. **Danilov M.I., Romanenko I.G.** *Energetik – in Russ. (Energy specialist)*, 2021, No.5, pp.17–21.

23. **Ni F., Nguyen P.H., Cobben J.F.G. et al.** Three-phase state estimation in the medium-voltage network with aggregated smart meter data. – *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2018, vol. 98, pp. 463–473.

24. **Kononov Yu.G., Rybasova O.S., Mikhailenko V.S.** *Izvestija vuzov. Elektromekhanika – in Russ. (Russian Electromechanics)*, 2018, vol. 61, No. 1, pp. 77–84, doi: 10.17213/0136-3360-2018-1-77-84.

25. **Pegoraro P.A., Brady K., Castello P. et al.** Compensation of Systematic Measurement Errors in a PMU-Based Monitoring System for Electric Distribution Grids. – *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 2019, vol. 68, pp. 3871–3882.

26. **Kurganov S.A., Filaretov V.V.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2021, No. 1, pp. 61–67.

[28.04.2021]