

УДК 621.311

**Жуков Максим Владимирович, Зеленский Евгений Геннадьевич,
Кононов Юрий Григорьевич**

ЛОКАЛИЗАЦИЯ КОММЕРЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТЯХ 6–10 КВ МЕТОДАМИ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ

Рассмотрены причины высокого уровня потерь электроэнергии и предложены возможные пути решения данной проблемы. Предложен метод локализации коммерческих потерь электроэнергии на основе оценивания токов по измеренным напряжениям.

Ключевые слова: электрические сети, нетехнические потери, Smart Grid, локализация нетехнических потерь, оценивание состояния.

Zhukov Maxim V., Zelenskiy Evgeny G., Kononov Yuri G.

LOCALIZATION OF NON-TECHNICAL LOSSES IN NETWORKS 6–10 KV BY METHODS OF STATE ESTIMATION

This paper discusses the reasons for the high level of losses and the possible solutions to this problem. A method of localization of non-technical losses of electricity on the basis of state estimation of currents based on voltage measurement is proposed.

Key words: electrical networks, non-technical losses, Smart Grid, localization of non-technical losses, state estimation.

Одной из основных проблемой электроэнергетического комплекса Российской Федерации является высокий уровень фактических потерь электроэнергии (ЭЭ) в сетях распределительных сетевых компаний (РСК), в том числе их нетехнической (коммерческой) составляющей, обусловленной безучетным ее использованием и хищением. Так, абсолютная величина потерь в сетях РСК оценивается в 130 млрд кВт·ч, а относительная в 13,6 % от отпуска в сеть [1], при величине нетехнических потерь электроэнергии 20–30 млрд кВт·ч [2].

Особенно велика величина нетехнической составляющей потерь ЭЭ в социально неблагополучных районах страны, к которым относится и Северо-Кавказский федеральный округ (СКФО). Фактические потери в СКФО в целом составляют 21,5 % [3], но при этом значительно различается по субъектам РФ, входящим в его состав [4] (рис. 1).

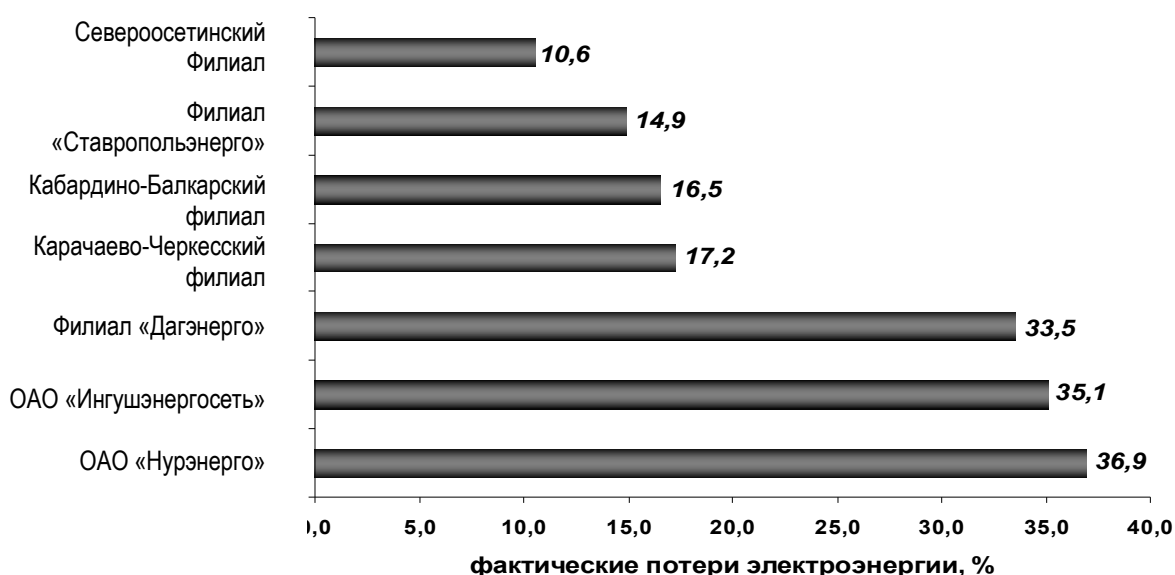


Рис. 1. Структура фактических потерь электроэнергии в филиалах ОАО «МРСК Северного Кавказа»

Эти показатели значительно превышают европейские [5] (рис. 2) и не могут быть вызваны физическими процессами при передаче электроэнергии, поэтому, очевидно, основные резервы снижения потерь ЭЭ в сетях РСК находятся в области коммерческих потерь ЭЭ. Это подтверждается результатами снижения потерь ЭЭ в распределительном электросетевом комплексе России в 2006 г. по отношению к 2005 г. на 9,49 млрд кВт·ч, в том числе нетехнические потери снижены на 9,4 млрд кВт·ч, а технические – всего на 92 млн кВт·ч [6].

В настоящее время существуют подходы к локализации коммерческих потерь, основанные на расчете балансов ЭЭ [7], которые так или иначе реализованы в большинстве существующих АИИС КУЭ.

Для определения объема ЭЭ отпущенной в сеть используется информация со счетчиков ЭЭ, установленных на головных участках фидеров, которые фиксируют и хранят получасовые значения активной и реактивной энергии. Для определения объема потребленной ЭЭ, подключенных к фидеру бытовых и промышленных абонентов, используется база данных программы энергосбытовой деятельности, а для определения технологических потерь – специализированный программный комплекс.

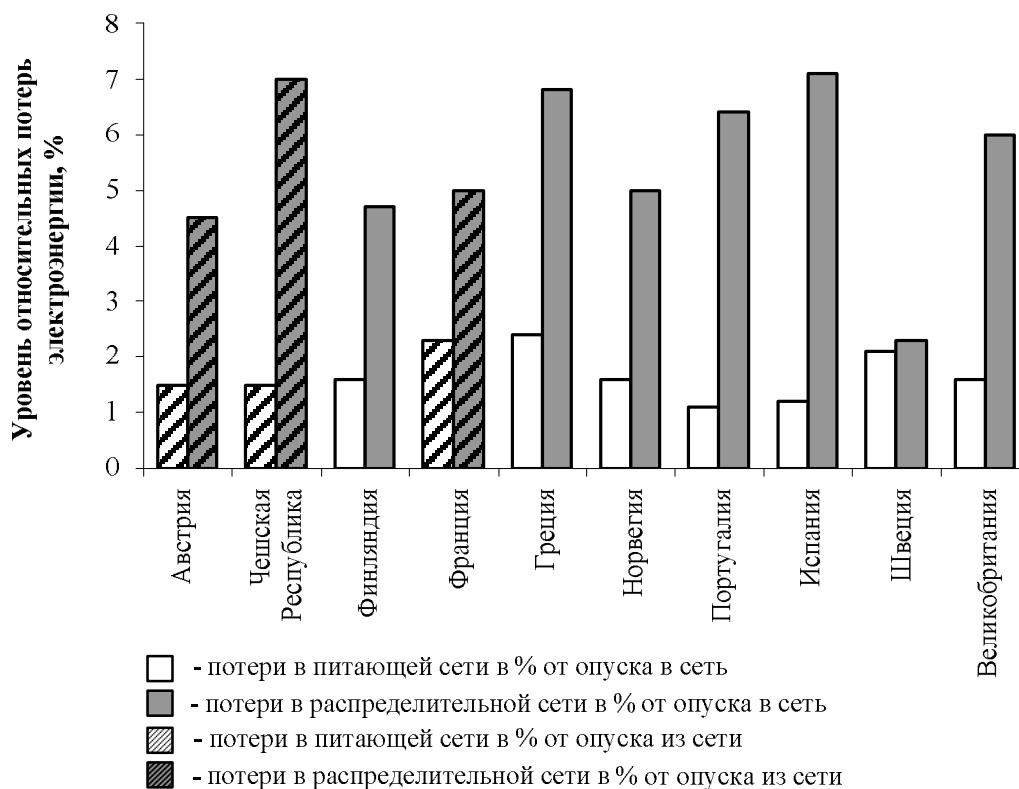


Рис. 2. Потери электроэнергии в сетях европейских сетевых компаний

Опыт использования данного подхода показал свою достаточную эффективность [7, 8], однако он не позволяет оперативно производить мониторинг потерь ЭЭ, а, следовательно, выявлять и локализовывать «очаги» коммерческих потерь ЭЭ. Это вызвано тем, что месячный баланс электроэнергии получается заведомо неточным из-за того, что информация о ежемесячном объеме потребления электроэнергии каждым абонентом искажена. Искажение происходит из-за неравномерности поступления информации в программу энергосбытовой деятельности (задержка оплаты, предварительная оплата за электроэнергию, обнаружение хищения и его возмещение). Однако ретроспективный баланс, рассчитанный нарастающим итогом (за квартал, несколько месяцев, год и т. д.), позволяет локализовать фидера с наибольшими коммерческими потерями и организовать работу по их устранению. Кроме того, основными недостатками используемых в программных комплексах методов расчета потерь в сетях 6–10 кВ являются: большие трудозатраты на первичный ручной ввод поопорных схем и их дальнейшую корректировку, ежемесячное занесение в базу информации о величине потребленной ЭЭ, неучет влияния гармонических составляющих тока и напряжения на величину рассчитываемых технических потерь, сложность учета влияния температуры на активное сопротивление проводов, положений регулировочных ответвлений ПБВ на параметры схем замещения трансформаторов, переключений в сетях и других факторов.

В тоже время в энергосистемах различных развитых стран мира (США, Франция, страны центральной Европы, Дания, Скандинавия, Корея, Китай, Япония), для мониторинга и управления режимами электрических сетей все более широкое применение находят WAMS-технологии, суть которых заключается в использовании измерений действующих значений токов, напряжений и их фазовых углов, синхронизированные с сигналами точного времени относительно глобального всемирного времени. Такие измерения осуществляются при помощи векторных регистраторов (PMU-устройств), некоторые из которых имеют функцию запоминающего осциллографа, позволяющую получать оцифрованные с определенной частотой дискретизации мгновенные значения токов и напряжений фаз. Одновременно с этим получила развитие теория оценивания состояния в направлении использования данных, получаемых от таких устройств [9].

На сегодняшний день применение PMU-устройств в РСК затруднительно из-за высокой их стоимости и требований к пропускной способности телекоммуникационных каналов (PMU-устройства в настоящее время внедряются в основном на подстанциях сверхвысокого напряжения).

Однако интенсивное развитие информационных и телекоммуникационных технологий, а также все более растущий интерес к направлению модернизации электроэнергетики, основанному на развитии концепции активно-адаптивных или «интеллектуальных» сетей (Smart Grid), позволяют предположить в недалеком будущем возможность резкого сокращения стоимости интеллектуальных измерительных устройств и широкого практического внедрения технологии синхронных измерений в электрических сетях, в том числе распределительных [9 – 10].

Современные тенденции развития средств измерений позволяют прогнозировать в ближайшем будущем объединение функций микропроцессорного счетчика электроэнергии и PMU-устройства в едином интеллектуальном измерительном коммутирующем устройстве (ИИКУ) [10].

Учитывая все это, предлагается методика локализации коммерческих потерь ЭЭ, основанная на преимуществах Smart Grid и возможностях теории оценивания состояния.

Для локализации коммерческих потерь ЭЭ в фидере 6–10 необходима установка ИИКУ на его головном участке, а также установка ИИКУ на вводах низшего напряжения (НН) всех трансформаторных подстанциях (ТП) 6–10/0,38 кВ этого фидера (рис. 3), так как установка ИИКУ на высокой стороне ТП невозможна или весьма затратна [10].

Данные со всех ИИКУ должны передаваться в центральную ЭВМ, обеспечивающую функции интеллектуальной системы мониторинга и управления режимами электрических сетей (ИСМУРЭС) РСК, в которой хранятся данные о топологии и пассивных параметрах данного фидера.

Далее в ИСМУРЭС на базе синхронных измерений токов и напряжений определяются оцененные значения всех параметров сети: напряжения в узлах, токи в ветвях и токи инъекций.

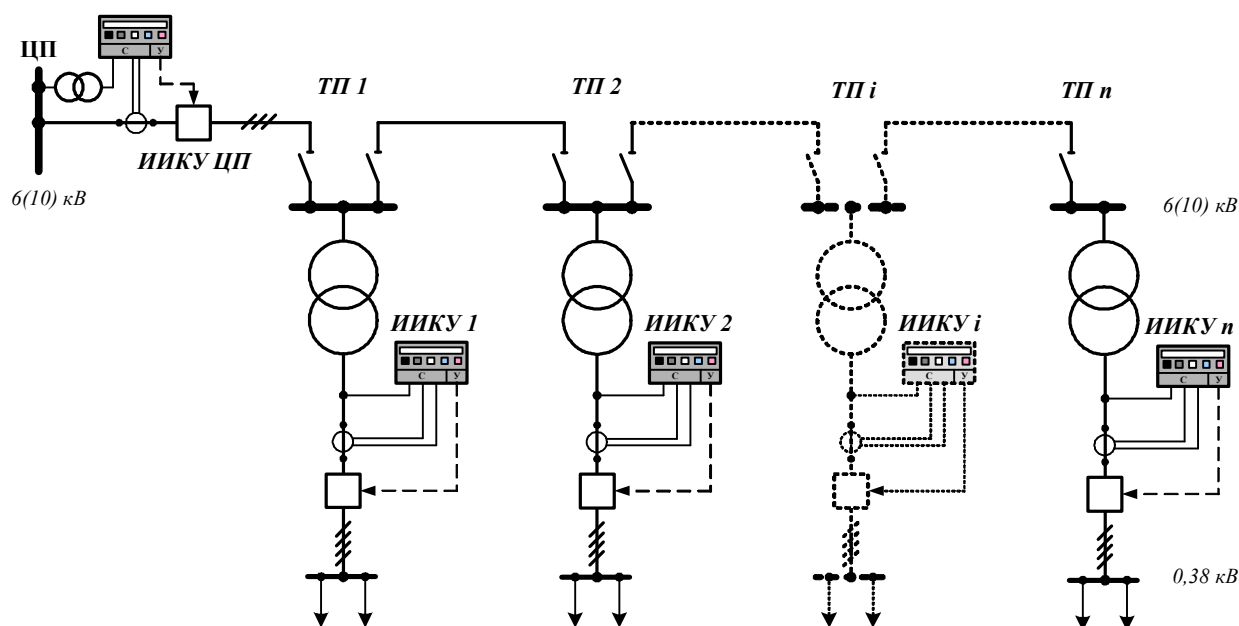


Рис. 3. Схема воздушной линии 6–10 кВ с установленными ИИКУ

Методика оценивания состояния по мгновенным значениям подробно изложена в [9, 11]. Математически ее можно представить следующим образом: минимизировать функцию:

$$\phi = [\bar{V} - V(X)]^T R_v^{-1} [\bar{V} - V(X)] \rightarrow \min, \quad (1)$$

где $\bar{V}$ – вектор измеренных параметров; X – вектор оцениваемых значений; $V(X)$ – истинное значение измеренных параметров, связанных между собой законом Кирхгофа и Ома, записанных в мгновенных значениях [9, 11]; R_v – ковариационная матрица ошибок измерений.

Минимум функции ϕ находится приравниванием нулю производных по компонентам вектора X :

$$\left(\frac{\partial V}{\partial X} \right)^T R_v^{-1} [\bar{V} - V(X)] = 0. \quad (2)$$

Поскольку зависимости $V(X)$ линейны, то система (2) может быть преобразована к системе нормальных уравнений [12]:

$$A^T R_v^{-1} A X = R_v^{-1} B, \quad (3)$$

где A – матрица коэффициентов зависимости $V(X)$ при неизвестных, B – вектор свободных членов, формирующийся из измерений и свободных членов уравнений закона Ома и Кирхгофа.

Подробный анализ структуры матрицы A , вектора B и способы решения системы (3) приведен в [9]. Результатом решения является вектор X , в состав которого входят оцененные мгновенные напряжения в узлах, оцененные токи нагрузок и оцененные мгновенные токи в линиях.

В качестве исходных данных для оценивания состояния используются пассивные параметры электрической сети, замеры мгновенных значений токов ($i_{\text{ТП}}, i_1, i_2, \dots, i_n$) и напряжений ($u_{\text{ТП}}, u_1, u_2, \dots, u_n$).

Предполагается, что мгновенные значения напряжений измеряются без искажений, однако в случае возникновения коммерческих потерь имеется нагрузка, не измеряемая с помощью ИИКУ, возникающая при воздействии на токовые цепи, неконтролируемом присоединении к сети 6–10 кВ или к выводам НН трансформатора ТП. Поэтому при оценивании состояния значения напряжений ($u_{\text{ТП}}, u_1, u_2, \dots, u_n$) принимаются в качестве условно-эталонных.

После оценивания состояния сравниваются измеренные и оцененные значения токов. Узлы, в которых модуль разности между измеренным и оцененным значением токов превышает допустимый небаланс, являются «очагами» коммерческих потерь.

Величина несанкционированного потребления определяется разностью между значениями активной мощности, рассчитанной по оцененным и измеренным значениям тока соответственно.

Для исследования эффективности данного метода был произведен эксперимент по локализации коммерческих потерь ЭЭ на примере простейшего фидера 10 кВ (рис. 4), режим которого моделировался на стенде для исследования активно-адаптивной сети 6–35 кВ.

ИИКУ были установлены в голове фидера (узел 1) и на водах НН трансформаторов 10/0,4 кВ (узлы 20, 30 и 40), в которых производились измерения мгновенных значений токов и напряжений.

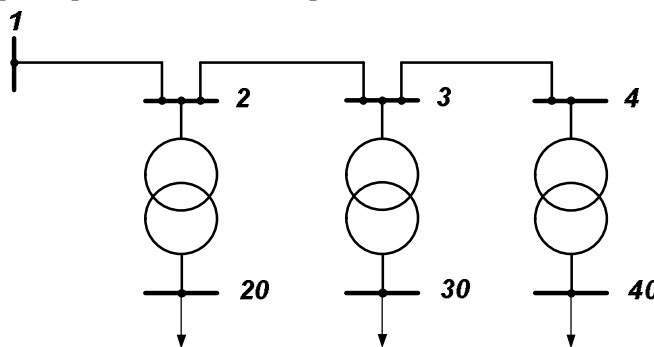


Рис. 4. Схема моделируемой сети при проведении эксперимента

В узле 30 до точки подключения ИИКУ была присоединена нагрузка, моделирующая несанкционированное подключение. Далее производились измерения, оценивание и сопоставление значе-

ний токов и напряжений в узлах схемы в соответствии с вышеуказанным методом. Результаты выполненных на модели исследований представлены в таблице.

Таблица

Результаты локализации коммерческих потерь ЭЭ методами оценивания состояния

Действующее значение параметра	Измеренное значение	Оцененное значение	Разница
U_1 , В	240,821	240,821	0
U_{20} , В	198,189	198,189	0
I_{H20} , А	0,406	0,403	0,003
U_{30} , В	149,235	149,235	0
I_{H30} , А	0,406	0,764	-0,358
U_{40} , В	164,454	164,454	0
I_{H40} , А	0,104	0,101	0,003

Как видно из таблицы, наибольшее расхождение между измеренным и оцененным значениям тока достигается в узле 30 схемы, где и было смоделировано неконтролируемое потребление, величина которого равна 0,358 А или 46 Вт (данные соответствуют параметрам модели). В узлах 20 и 40 измеренные и оцененные значения отличаются не более, чем на 0,003 А, что не превышает 1–3 % от величины соответствующей нагрузки.

Выводы

1. Существующие балансовые методы позволяют локализовывать коммерческие потери ЭЭ с точностью до одного фидера 6–10 кВ. Предложенный метод, основанный на методике оценивания мгновенных значений токов и напряжений по данным синхронных измерений на шинах НН понижающих подстанций и в ЦП контролируемой сети, дает возможность определять «очаги» коммерческих потерь с точностью до одного ТП.
2. Предложенный метод локализации коммерческих потерь ЭЭ может быть реализован в рамках развития концепции Smart Grid. Однако до ее массового внедрения в РФ данный метод можно использовать в качестве основы программного обеспечения специализированных мобильных лабораторий по локализации коммерческих потерь ЭЭ.

Литература и источники

1. Туркина О. В. Разработка методов повышения обоснованности и достоверности расчета и анализа фактических потерь и балансов электрической энергии в электрических сетях: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02. М.: ОАО «НТЦ электроэнергетики», 2011. 27 с.
2. Михайлов С. А., Макуха С. П., Воротницкий В. Э. Пути повышения эффективности нормирования и снижения технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям // Нормирование и снижение потерь электрической энергии в электрических сетях: сборник докладов шестого научно-технического семинара-выставки. М.: Диалог-Электро, 2008. С. 5–11.
3. Стратегия социально-экономического развития Северо-Кавказского федерального округа до 2025 года. Утв. расп. Правительства РФ от 6 сентября 2010 г. № 1485-р. 116 с. // Консультант Плюс.
4. Михайлов С. А. Справка по состоянию нормирования технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям ОАО «Холдинг МРСК» за период 2007–2011 гг. и мероприятиям по снижению потерь на среднесрочную и долгосрочную перспективу. М.: Минэнерго, 2010. 30 с.
5. Treatment of Losses by Network Operators – ERGEG Position Paper for public consultation, Ref: E08-ENM-04-03, 2008. 42 p.
6. Воротницкий В. Э. Нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях: результаты, проблемы, пути решения // Энергоэксперт. 2007. № 3. С. 10–19.
7. Воротницкий В. Э., Заслонов С. В., Лысюк С. С. Опыт и направления совершенствования расчетов балансов и локализации коммерческих потерь электрической энергии в электрических сетях 0,38 кВ // Нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях : доклады IV науч.-техн. семинара. М.: Диалог-Электро, 2006. С. 34–46.
8. Разработка автоматизированной системы управления уровнем потерь в распределительных электрических сетях на базе интеграции ГИС, программ автоматизации энергосбытовой деятельности / С. Б. Дымов, Ю. Э. Шаркова, Ан. Ю. Кононов, Ал. Ю. Кононов, Ю. Г. Кононов // Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – 2004: мат. международной научно-технической конференции. М.: ЭНАС, 2004.

9. Кононов Ю. Г., Зеленский Е. Г., Жуков М. В. Перспективы моделирования несинусоидальных режимов электрических сетей по данным синхронных измерений в интеллектуальных сетях / Ю. Г. Кононов, // Изв. вузов. Электромеханика. Новочеркасск, 2012. № 2. С. 12–17.

10. Кононов Ю. Г., Жуков М. В. Перспективы локализации коммерческих потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях в условиях внедрения концепции Smart Grid // Вестник СевКавГТУ. Ставрополь. 2011. № 5. С. 79–82.

11. Кононов Ю. Г., Зеленский Е. Г. Разработка экспериментального программного модуля для оценивания состояния на базе мгновенных значений токов и напряжений // Вестник СевКавГТУ. Ставрополь. 2011. № 5. С. 9–12.

12. Шевцов Г. С., Крюкова О. Г., Мызникова Б. И. Численные методы линейной алгебры. М.: Финансы и Статистика, 2008. 480 с.