

Использование методических подходов теории оценивания состояния для расчета и достоверизации потоков электрической энергии в сетях

ПАЗДЕРИН А.В., ЕГОРОВ А.О., КОЧНЕВА Е.С., САМОЙЛЕНКО В.О.

Рассматривается новый подход к анализу энергетических режимов электрических сетей, названный расчетом энергораспределения. Решение данной задачи позволяет получить сбалансированную модель распределения потоков и потерь электрической энергии на графе сети. Приведены доказательства факта, что моделирование режима с использованием традиционных уравнений установившихся режимов приводит к появлению неустранимых небалансов. Уравнениями, описывающими задачу энергораспределения, должны быть уравнения балансов энергии в узлах и ветвях электрической сети. Показано, что данные уравнения сохраняют свою адекватность при любых схемных изменениях. Задача энергораспределения может решаться отдельно для потоков активной и реактивной энергии. Описаны отличия условий наблюдаемости задачи энергораспределения от классической задачи оценки состояния. Рассмотрены вопросы выявления грубых ошибок измерений, локализации коммерческих потерь электроэнергии для конкретных измерительных комплексов.

Ключевые слова: электрические сети, оценивание состояния, режим, энергораспределение, потери энергии, наблюдаемость, плохие данные

Финансовые расчеты в сфере электроэнергетики проводятся на основе измерений электрической энергии (ЭЭ). Тарифы на электроэнергию изменяются в течение суток для все более широкого класса потребителей. Традиционные системы учета, предназначенные для сбора измерительной информации ЭЭ на месячных интервалах, предполагающих участие человека, вытесняются автоматизированными информационно–измерительными системами коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

При существенном увеличении стоимости и сложности систем учета ЭЭ уровень математического моделирования энергетических режимов остается весьма упрощенным. Анализ энергетических режимов проводится при составлении балансов ЭЭ для различных энергетических объектов. Под энергетическим объектом может пониматься как локальный фрагмент электрической сети, т.е. подстанции, так и целая энергетическая система, включающая множество генераторов, линий электропередачи и подстанций. Процедура составления баланса ЭЭ представляет собой суммирование и вычитание измеренных объемов ЭЭ для измерительных комплексов электроэнергии (ИКЭЭ), находящихся на границах рассматриваемого энергообъекта. Поступающий на объект и отпускаемый с объекта объем ЭЭ, а также разность этих двух величин, называемая отчетными потерями, являются главными характеристиками энергетического баланса [1, 2]. Топология электрической сети, параметры схемы замещения, режимные характеристики при составлении энергетического баланса не учитываются.

В статье обобщаются результаты исследований в области математического моделирования процесса распределения потоков и потерь ЭЭ в электрической сети. На начальном этапе исследований

представлялось, что математическую модель данного процесса легко получить за счет перехода из координат «потоки энергии» W_P , W_Q в привычные координаты «потоки мощности» P , Q при делении энергии на время T :

$$P = W_P / T; Q = W_Q / T. \quad (1)$$

Далее можно использовать хорошо проработанные в электроэнергетике модели и методы расчета и анализа установившихся режимов (УР), основанные на уравнениях электротехники. В более общей постановке расчет УР проводится на основе телеизмерений, в качестве которых используются не только узловые мощности, но и перетоки мощности по связям, узловые напряжения. Данная задача имеет название «оценивание состояния» (ОС) и также имеет высокую степень научной проработки [3].

Распределение потоков и потерь электрической энергии в схеме сети для ненулевого интервала времени, который может изменяться от нескольких минут до нескольких месяцев, было названо «режим энергораспределения». Задача получения расчетных потоков и потерь электроэнергии для известного периода времени была определена как задача энергораспределения (ЭР). По аналогии с задачами расчета УР и ОС задача ЭР заключается в получении расчетных потоков ЭЭ во всех элементах схемы замещения электрической сети и расчете потерь электроэнергии для каждого элемента схемы замещения. Расчетные потоки ЭЭ определяются на основе измерений ЭЭ. Если на каких-то участках сети измерений ЭЭ нет, то расчетные потоки ЭЭ должны быть получены на основе имеющихся. Таким образом, постановка задачи ЭР близка к классической задаче ОС. В отличие от измерений

ЭЭ расчетные потоки должны удовлетворять некоторой системе уравнений, которую можно назвать уравнениями, описывающими задачу ЭР. В частности, абсолютно ясно, что для расчетных потоков энергии сумма втекающих и вытекающих в узел значений должна быть нулевой, а у измеренных потоков энергии может возникать ненулевой небаланс, связанный с погрешностями измерительной системы. Уравнения классической задачи ОС связывают потоки мощности с параметрами схемы замещения, определяемыми матрицей узловых проводимостей Y , и с комплексами узловых напряжений U . Наибольшее распространение уравнения УР получили в виде уравнений узловых напряжений

$$Y(U - U_6) = S / \bar{U}, \tag{2}$$

где Y – комплексная матрица собственных и взаимных узловых проводимостей; U – вектор-столбец искомого узловых комплексов напряжений; U_6 – вектор-столбец, все элементы которого равны напряжению балансирующего узла; S – вектор-столбец узловых мощностей.

Исследования показали [4], что классические уравнения УР (2) для электрической сети переменного тока не обеспечивают адекватное моделирование процесса ЭР при переходе из координат «потоки энергии» в координаты «потоки мощности» на основе (1).

Неадекватность использования закона Джоуля–Ленца и закона Ома для моделирования энергетических режимов можно продемонстрировать на примере радиальной электрической сети постоянного тока. На рис. 1,а изображен электрический режим простейшей сети, который был полностью стабилен в течение первого часа работы. Числен-

ные значения потоков ЭЭ за один час в соответствии с (1) будут равны потокам мощности.

На рис. 1,б показан режим работы этой же сети в течение второго часа. В качестве балансирующего узла использовался узел 1, напряжение которого в течение обоих часов было равно 100 В. Энергетический режим на рис. 1,в получен суммированием потоков и потерь ЭЭ для режимов первого и второго часа. Все потоки ЭЭ представлены уже в Вт·ч. Параметры данного энергетического режима можно рассматривать в качестве эталонных.

Если провести усреднение режима на основе (1), то можно убедиться, что в хорошо известных выражениях и законах электротехники возникнут небалансы. Так, нагрузочные потери ЭЭ для обоих участков сети, определенные на основе закона Джоуля–Ленца по формуле $I^2 RT$, существенно отличаются от эталонных потерь ЭЭ. Так, для первого участка использование стандартной формулы дает значение 49 Вт·ч вместо 74 Вт·ч из эталонного режима. Для ветви 2–3 расчетное значение потерь ЭЭ равно 4,34 Вт·ч вместо эталонного 5 Вт·ч.

Аналогичная ситуация возникает с законом Ома, определяющим падение напряжения на участке цепи. Средние значения напряжений в узлах 2 и 3 равны 93 и 90 В соответственно. Расчетное значение падения напряжения ветви 1–2, полученное на основании напряжения балансирующего узла и среднего потока мощности на участке 1–2, равно $700 \text{ Вт·ч} / 2 \text{ ч} = 350 \text{ Вт}$, составит $2 \text{ Ом} \times 350 \text{ Вт} / 100 \text{ В} = 7 \text{ В}$. Напряжение узла 2 при этом равно 93 В. Однако расчет падения напряжения ветви в обратном направлении 2–1 по среднему потоку $626 \text{ Вт·ч} / 2 \text{ ч} = 313 \text{ Вт}$ приводит уже к другому результату $2 \text{ Ом} \times 313 \text{ Вт} / 93 \text{ В} = 6,731 \text{ В}$. В примере на рис. 1,а и б на-

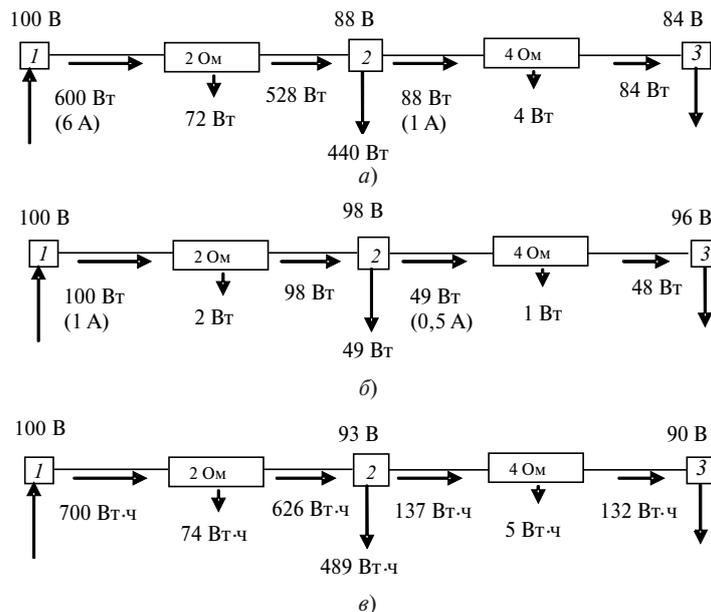


Рис. 1. Режим сети: а – первый час; б – второй; в – ЭР за два часа

пряжение узла 2 в течение первого и второго часа разное. В связи с этим расчетный способ определения среднего напряжения в узле 3 приводит уже к методической погрешности. Так, на основании $U_2 = 93$ В и среднего потока мощности по связи 2–3, равного $137 \text{ Вт} \cdot \text{ч} / 2 \text{ ч} = 68,5 \text{ Вт}$, падение напряжения ветви 2–3 составит $2,9462$ В, а расчетное напряжение узла 3 составит $90,05376$ В, и оно уже не равно эталонному значению 90 В.

Однако главным обстоятельством, затрудняющим использование уравнений УР для моделирования режимов ЭР, является схемное многообразие режимов работы электрических сетей в течение расчетного отрезка времени T . Топологические изменения в сети очень сложно учесть в рамках традиционных уравнений УР, так как они содержат параметры схемы замещения. Моделирование процесса ЭР на основе полной схемы и классических уравнений УР может приводить к погрешности расчета потоков ЭЭ на отдельных элементах в десятки процентов.

Рассмотрим гипотетический пример (рис. 2), связанный с кольцевой сетью постоянного тока, в которой сопротивления всех ветвей равны 1 Ом . В режиме по рис. 2,б связь 1–3 отключена. Потоки мощности на участках сети получены усреднением потоков мощности в схемах рис. 2,а и б. Средние напряжения узлов 2 и 3 равны $95,5$ В. Из рис. 2,в видно, что для параметров, полученных путем усреднения, уравнения основных законов электротехники (закон Ома, закон Джоуля–Ленца, второй закон Кирхгофа) имеют существенные невязки. Так, падение напряжения для связи 1–3, рассчитанное по параметрам узла 1, равно $(200 \text{ Вт} / 100 \text{ В}) \cdot 1 \text{ Ом} = 2 \text{ В}$, падение напряжения в обратном направлении $(192 \text{ Вт} / 95,5 \text{ В}) \cdot 1 \text{ Ом} = 2,0105 \text{ В}$. Данные цифры не соответствуют фактической разности средних напряжений узлов 1 и 3, равной $4,5$ В. Для связей 1–2 и 3–2 также возникает неадекватность применения закона Ома, хотя обе эти связи в течение двух часов находились в работе. Потери на всех элементах схемы не соответствуют формуле $I^2 r$. Падение напряжения в замкнутом контуре не равно нулю. Распределение усредненных потоков мощности в кольце не соответствует соотношению сопротивлений ветвей. Данный пример иллюстрирует основную мысль статьи – использование уравнений УР для моделирования режимов ЭР (режимов распределения потоков и потерь ЭЭ на интервале времени) приводит к возникновению неустраняемых методических погрешностей. Только при полной стабильности режима в течение отрезка времени T и при неизменности топологии традиционные уравнения УР адекватно описывают ЭР.

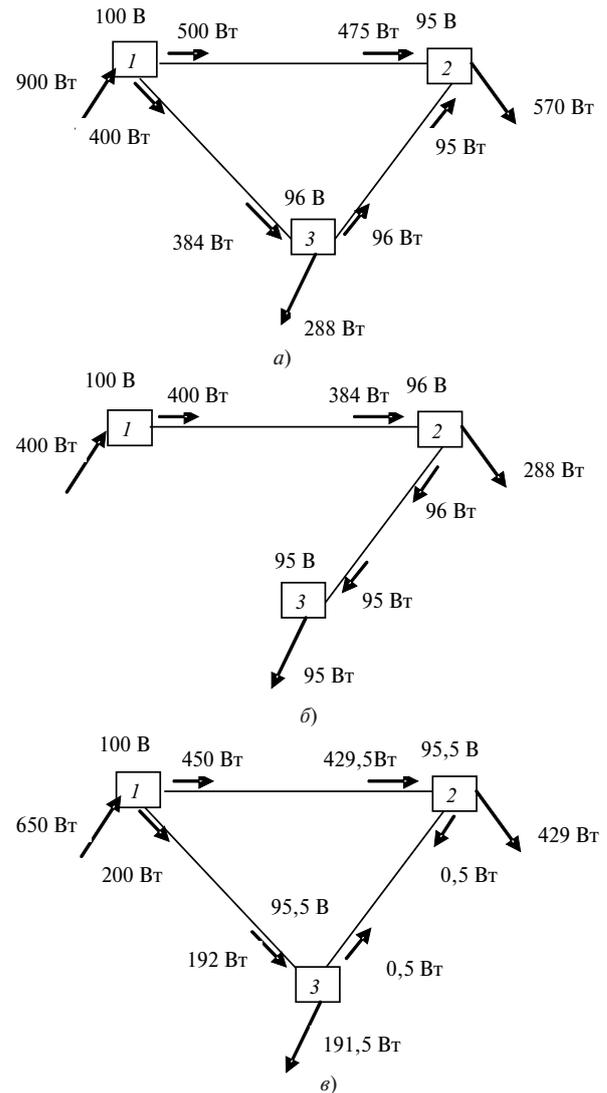


Рис. 2. Режим работы: а – первый час; б – второй; в – усредненный за два часа

Поэтому важнейшей задачей моделирования ЭР является получение уравнений, характеризующих ЭР, имеющих нулевые невязки. Проведенные исследования показали, что при топологических изменениях сети в основе уравнений, описывающих задачу ЭР, должны быть уравнения балансов ЭЭ, записанные для узлов и ветвей электрической сети. Уравнения балансов ЭЭ не имеют невязок, связанных с режимными и схемными изменениями за время T , т.е. они всегда сохраняют адекватность моделирования ЭР. Первый этап решения задачи ЭР не требует использования сопротивлений и проводимостей схемы замещения электрической сети. Расчет потоков ЭЭ проводится без использования закона Ома и второго закона Кирхгофа, что собственно и позволяет учесть схемно-режимное многообразие.

Второй этап решения задачи ЭР связан с уточнением средних модулей узловых напряжений и расчетом технических потерь. Для длительных ин-

тервалов времени уточненный расчет потерь электрической энергии может потребовать измерительную информацию на более коротких интервалах времени, т.е. данные телеизмерений. Если провести интегрирование потоков мощности для всего интервала времени T , то на основе телеизмерений можно получить дублирующие потоки электрической энергии и использовать их в качестве дополнительной измерительной информации.

Рассмотрим более подробно первый этап задачи ЭР, связанный с расчетом потоков ЭЭ на графе сети [2]. Уравнения узловых балансов ЭЭ для активных и реактивных потоков ЭЭ с учетом направлений можно представить как

$$\hat{a}_{ij} W_{ij}^p + W_i^p = 0, \quad i = 1, 2, \dots, N; \quad (3a)$$

$$\hat{a}_{ij} W_{ij}^q + W_i^q = 0, \quad i = 1, 2, \dots, N, \quad (3b)$$

где W_i^p, W_i^q – инъекции активной и реактивной ЭЭ узла i ; W_{ij}^p, W_{ij}^q – потоки активной и реактивной ЭЭ по всем связям узла i ; w_i – множество узлов, инцидентных узлу i .

Все потоки, втекающие в узел, имеют положительное значение, а вытекающие – отрицательное. Кроме того, все потоки ЭЭ представляются в сальдированном виде. Это означает, что при изменении за время T в узле или в ветви положительного направления потока ЭЭ на отрицательное итоговый поток рассчитывается с учетом знаков по правилам арифметики.

Потоки ЭЭ в начале и конце каждой ветви связаны друг с другом значением технических потерь ЭЭ. Число уравнений баланса ЭЭ для активных и реактивных потоков ЭЭ равно числу ветвей M в схеме сети:

$$W_{ij}^p + W_{ji}^p + DW_{ij}^p = 0, \quad ij = 1, 2, \dots, M; \quad (4a)$$

$$W_{ij}^q + W_{ji}^q + DW_{ij}^q = 0, \quad ij = 1, 2, \dots, M. \quad (4b)$$

Технические потери электроэнергии на всех продольных участках сети M складываются из активных потерь DW_{ij}^r , моделируемых активным сопротивлением r_{ij} , и активных потерь DW_i^g в активных шунтах g_i . Аналогично реактивные потери делятся на продольные DW_{ij}^x и шунтовые DW_i^b . Они определяются продольным реактивным сопротивлением x_{ij} и поперечным реактивным шунтом b_i . С учетом того, что в течение расчетного интервала времени T могут происходить флуктуации напря-

жений, потери ЭЭ в шунтах определяются выражением:

$$DW_i^g = (\bar{U}_i^2 + s_{U_i}^2)gT; \quad (5a)$$

$$DW_i^b = (\bar{U}_i^2 + s_{U_i}^2)bT, \quad (5b)$$

где \bar{U}_i – среднее значение напряжения; $s_{U_i}^2$ – дисперсия модуля напряжения узла i за время T (эти значения должны определяться на основе секундных или минутных телеизмерений для всего расчетного интервала времени T).

Нагрузочные потери мощности можно рассчитать по формуле

$$DW_{ij}^r = (\bar{I}_{ij}^2 + s_{I_{ij}}^2)r_{ij}T; \quad (6a)$$

$$DW_{ij}^x = (\bar{I}_{ij}^2 + s_{I_{ij}}^2)x_{ij}T, \quad (6b)$$

где \bar{I}_{ij}^2 – среднее значение модуля тока; $s_{I_{ij}}^2$ – его дисперсия для ветви $i-j$ за время T .

Эти значения также могут определяться по телеизмерениям. Однако для расчета нагрузочных потерь удобно использовать выражения, содержащие расчетные потоки ЭЭ. Достаточно высокую точность расчета обеспечивают следующие формулы:

$$DW_{ij}^r = \frac{(W_{ij}^p/T)^2 + (W_{ij}^q/T)^2 + s_{p_{ij}}^2 + s_{q_{ij}}^2}{\bar{U}_i^2} r_{ij}T; \quad (7a)$$

$$DW_{ij}^x = \frac{(W_{ij}^p/T)^2 + (W_{ij}^q/T)^2 + s_{p_{ij}}^2 + s_{q_{ij}}^2}{\bar{U}_i^2} x_{ij}T, \quad (7b)$$

где $s_{p_{ij}}^2$ и $s_{q_{ij}}^2$ – дисперсия активных и реактивных потоков мощности за время T (потоки мощности являются телеизмеряемыми).

Таким образом, выражения (3)–(7) образуют систему уравнений для задачи ЭР, определяющую распределение потоков и потерь ЭЭ в схеме электрической сети. Система уравнений (3)–(7) нелинейна относительно потоков энергии в ветвях и модулей напряжений. Одним из способов решения задачи является использование метода Ньютона, т.е. замена нелинейной системы уравнений системой линейных уравнений и организация итерационного процесса. Для простоты понимания допустим, что все напряжения известны и не являются переменными. Для дополнительного сокращения числа переменных в описываемой системе уравнений потоки ЭЭ, относящиеся к концам ветвей, можно выразить через векторы активных W_H^p и реактивных W_H^q потоков ЭЭ, относящихся к началам

ветвей, используя формулы для расчета потерь. В блочно-матричном виде систему уравнений (3) можно выразить как

$$\begin{pmatrix} S_p^p & S_q^p \\ S_p^q & S_q^q \end{pmatrix} \begin{pmatrix} W_H^p \\ W_H^q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} B^p \\ B^q \end{pmatrix}, \quad (8)$$

где B^p, B^q – составляющие невязок уравнений для активной и реактивной ЭЭ соответственно.

Верхние блоки S_p^p, S_q^p соответствуют уравнениям узловых балансов активной ЭЭ, а нижние блоки S_p^q и S_q^q – реактивной ЭЭ. Каждый из упомянутых блоков имеет структуру заполненности ненулевыми элементами, такую же как у хорошо известной в электротехнике матрицы инцидентий. Размерность каждого блока равна $N \times M$, где N – число узлов, а M – число ветвей в схеме сети. Элементы внедиагональных блоков равны относительным потерям активной или реактивной энергии. Их значения по модулю существенно меньше, чем в диагональных блоках. С учетом последнего связь между линейризованными уравнениями баланса активной и реактивной ЭЭ достаточно слабая. Так же, как при расчете УР, расчет ЭР может осуществляться на основе разделенного метода Ньютона. Матрица Якоби на каждой итерации является постоянной и по структуре соответствует хорошо известной в электротехнике матрице инцидентий. Связь между потоками ЭЭ в узлах и ветвях схемы сети определяется матрицей инцидентий S :

$$SW_B = W_y, \quad (9)$$

где W_B, W_y – векторы расчетных потоков электроэнергии в ветвях и узлах электрической сети, имеющие размерности M и N соответственно.

Система (9) справедлива как для потоков активной, так и реактивной ЭЭ. Она содержит в своем составе M линейных потоков ЭЭ и N узловых инъекций, а число уравнений в ней равно N .

Для однозначного решения задачи ЭР при наличии избыточного состава измерений необходимо использовать дополнительные условия, которые обеспечивают согласование измерений. Аналогичная проблема, связанная с согласованием телеизмерений, возникает в классической задаче ОС, когда расчет УР проводится на основе телеизмерений [3]. Проблема решается путем минимизации взвешенной суммы квадратов ошибок измерений. Весовые коэффициенты измерений принимаются обратно пропорциональными дисперсиям ошибок соответствующих измерений. Анализ показал, что решение задачи ЭР целесообразно осуществлять на основе минимизации взвешенной суммы квадратов относительных ошибок измерений:

$$F = \sum_{i=1}^K r_i \frac{W_i^{\text{изм}} - W_i^{\text{рас}}}{W_i^{\text{изм}}} \ddot{\sigma}_i^2 \quad \text{® min}, \quad (10)$$

где $W_i^{\text{изм}}, W_i^{\text{рас}}$ – измеренный и расчетный объем ЭЭ для i -го измерительного комплекса.

В случае, когда измеренное значение ЭЭ, присутствующее в знаменателе (10), приближается к нулю, необходимо проводить коррекцию значения знаменателя. При этом значение знаменателя (10) заменяется на малое фиксированное значение, соответствующее минимальному току, обеспечивающему требуемый класс точности. Дисперсии ошибок измерений ЭЭ неизвестны, поэтому весовые коэффициенты измерений r_i следует принимать обратно пропорциональными квадратам предельно допустимых относительных погрешностей ИКЭЭ. В соответствии с метрологическими документами предельно допустимая погрешность измерения ЭЭ для i -го ИКЭЭ

$$d_i = 1,1 \sqrt{d_{Ii}^2 + d_{Ui}^2 + d_{\text{ос}i}^2 + d_{\text{л}i}^2}, \quad (11)$$

где $d_I, d_U, d_{\text{ос}}$ – классы точности измерительных трансформаторов тока, напряжения и счетчика ЭЭ соответственно; $d_{\text{л}}$ – падение напряжения в линии связи счетчика и трансформатора напряжения.

В математическом виде задачу ЭР можно представить как типичную задачу нелинейного программирования. Целевой функцией является взвешенная сумма квадратов относительных ошибок измерений (10). Роль ограничений-равенств выполняют уравнения, характеризующие рассматриваемую задачу, представляемые уравнениями (3)–(7). Неизвестными переменными в задаче ЭР являются расчетные потоки энергии в ветвях и узлах схемы сети, а также технические потери ЭЭ на всех элементах сети. Расчетные оценки потоков и потерь ЭЭ в отличие от измерений должны удовлетворять всем балансовым условиям. Если в качестве расчетного вектора рассматриваемой задачи принять потоки ЭЭ в ветвях схемы, то, используя систему (3), узловые потоки ЭЭ легко выразить через линейные. В связи с нелинейностью решение задачи осуществляется итерационным способом. Для расчета потоков ЭЭ в ветвях схемы $W_B^{\text{рас}}$ на каждой итерации необходимо решать переопределенную систему линейных уравнений:

$$HW_B^{\text{рас}} = W^{\text{изм}}, \quad (12)$$

где H – матрица Якоби из (8), определяющая расстановку измерений ЭЭ на направленном графе электрической сети.

Размерность вектора измерений равна K , а размерность расчетного вектора потоков ЭЭ в ветвях равна M . Точно так же, как и для задачи ОС [3], возможны три принципиальные ситуации, связанные с наличием измерений ЭЭ и свойствами системы (12).

1. $K < M$ – матрица наблюдаемости является прямоугольной, а система (12) недоопределенной и имеет бесконечное число решений для определения потоков ЭЭ в сети необходима дополнительная информация.

2. $K = M$ – в этой ситуации матрица наблюдаемости квадратная; в случае невырожденности матрицы решение такой системы однозначно определяет вектор линейных потоков ЭЭ; избыточность измерений при этом отсутствует; выявление и сглаживание ошибок в измерениях ЭЭ невозможно.

3. $K > M$ – матрица наблюдаемости является прямоугольной, а система уравнений (12) переопределенной; с учетом того что измерения ЭЭ имеют погрешности, не существует решения, которое может обеспечить тождества для всех уравнений системы (12); решение этой системы возможно исходя из минимума целевой функции (10); это будет соответствовать масштабированию уравнений (12) с помощью весовых коэффициентов r_i .

Решение переопределенной системы уравнений (12) проводится при приведении ее к системе уравнений нормального вида:

$$(H^T R^{-1} H) W_B^{\text{рас}} = H^T R^{-1} W^{\text{изм}}, \quad (13)$$

где R^{-1} – диагональная матрица весовых коэффициентов, размерность которой равна числу измерений K .

Такая форма записи позволяет найти решение задачи ЭР путем минимизации целевой функции (10). В соответствии с (10) диагональные элементы данной матрицы определяются как

$$r_i = 1 / (d_i W_i^{\text{изм}})^2, \quad (14)$$

где d_i – относительная погрешность i -го ИКЭЭ, определяемая (11).

Решение системы (13) позволяет определить сбалансированные потоки ЭЭ на всех элементах электрической сети. Каждая итерация решения нелинейной задачи ЭР включает два этапа. На первом этапе определяется распределение потоков ЭЭ в схеме сети на основе решения системы (13). На втором этапе проводится уточнение технических потерь ЭЭ на основе расчетного ЭР с использованием выражений (4)–(7).

Существенные отличия рассматриваемой задачи ЭР от задачи ОС связаны с условиями наблюдаемости [4, 6]. Возможность расчета ак-

тивного (или реактивного) ЭР определяется размещением измерительных комплексов ЭЭ на графе электрической сети, т.е. условиями топологической наблюдаемости. Для обеспечения наблюдаемости активного ЭР число измерительных комплексов ЭЭ в сети должно быть не меньше числа ветвей в схеме сети M . Последнее является *необходимым условием наблюдаемости задачи ЭР*. Для задачи активного потокораспределения минимальное число измерений, обеспечивающее наблюдаемость, равно $N - 1$. В сложносвязанных сетях $M > N$, следовательно, обеспеченность измерениями для задачи ЭР должна быть выше, чем у задачи расчета УР и ОС.

Для произвольного числа измерений ЭЭ можно получить математический критерий наблюдаемости ЭР [6]. Общее число переменных в СЛУ (9) равно $N + M$. Если из состава измерений исключить все дублирующие измерения, то общее число измерений составит K . Под дублирующими измерениями понимаются два и больше измерений, относящихся к одному узлу или к одной ветви в схеме сети. При этом общее число неизвестных потоков ЭЭ в ветвях и узлах сети будет равно $(N + M) - K$. Для расчета всех неизвестных потоков СЛУ (9) необходимо привести к виду

$$S^w W = W, \quad (15)$$

где W – вектор, компонентами которого являются неизвестные потоки ЭЭ в ветвях или узлах схемы сети, а вектор W состоит из измеренных (известных) потоков ЭЭ.

Размерность вектора W равна числу неизмеренных потоков ЭЭ, т.е. $(N + M) - K$. Уравнения, которые не содержат неизвестных в левой части, можно отбросить. Условие разрешимости (15) является выражение

$$\text{rang}(S^w) = (N + M) - K, \quad (16)$$

определяющее достаточное условие наблюдаемости ЭР.

Большой интерес представляет анализ наблюдаемости в электрической сети при произвольной расстановке в ней измерительных комплексов учета ЭЭ. Анализ показывает, что радиальные сети являются полностью наблюдаемыми, с точки зрения активного (реактивного) ЭР, при наличии только узловых измерений ЭЭ. В кольцевых сетях только узловые измерения не обеспечивают условий наблюдаемости. В каждом независимом контуре необходимо иметь хотя бы одно измерение в ветви, которое заменяет собой контурное уравнение, соответствующее второму закону Кирхгофа.

Одной из общих проблем, объединяющих задачу ОС с задачей ЭР, является проблема плохих данных [7]. Измерительные комплексы ЭЭ и АСКУЭ, так же как и системы телеметрии, подвержены сбоям и повреждениям, что сопровождается потерей и искажением измерительной информации. В рамках теории ОС разработано большое число алгоритмов детекции, идентификации и подавления плохих данных. Вопрос повышения достоверности измерительной информации применительно к системам учета ЭЭ на крупных промышленных предприятиях рассмотрен в [8]. Обнаружить некорректные измерения можно с помощью методов априорного и апостериорного анализа, а также применением неквадратичных критериев оценивания [7]. Данные методы могут легко адаптироваться для измерений ЭЭ.

В [9] отмечается, что топологический метод формирования и анализа контрольных уравнений (КУ) очень близок к хорошо известной методике оценки достоверности измерений ЭЭ на базе сравнения значений фактических и допустимых небалансов ЭЭ. В любом КУ все переменные должны быть измеряемыми. Анализ невязок (небалансов) системы КУ позволяет разделить все измерения на четыре группы: достоверные, ошибочные, сомнительные и непроверяемые (критические). При полном охвате всех элементов электрической сети измерениями ЭЭ система линейно независимых КУ будет совпадать с уравнениями баланса ЭЭ в узлах (3) и ветвях (4). При подстановке в левые части данных КУ фактических измерений ЭЭ и расчетных потерь вместо нулей в правой части возникнут невязки, анализ которых позволяет выявить плохие измерения. Алгебраический метод получения КУ [9] одновременно позволяет провести анализ наблюдаемости и анализ избыточности измерений на конкретных участках сети. Число КУ определяется избыточностью системы учета ЭЭ. Использование идеи КУ позволяет выявить критические измерения, т.е. измерения, исчезновение которых приводит к потере наблюдаемости. Ошибки в таких измерениях идентифицировать невозможно.

Один из важных выводов касается необходимости создания информационно-избыточных систем учета ЭЭ. Это особенно актуально для измерительных комплексов коммерческого учета ЭЭ, с помощью которых осуществляются финансовые взаиморасчеты между участниками энергообмена. Дополнительные уровни технического учета позволяют повысить достоверность и точность расчетных потоков ЭЭ.

Расчет технических потерь ЭЭ в рамках рассматриваемой задачи ЭР проводится для каждого отдельного элемента электрической сети с использованием параметров схемы замещения [10–12]. С

учетом того что в течение анализируемого отрезка времени могут происходить отключения различных элементов сети, выражения (6) и (7) для расчета переменных и выражение (5) для условно-постоянных потерь ЭЭ должны быть модифицированы. Переменная T , определяющая длину расчетного отрезка времени для элементов сети, находившихся часть времени в отключенном состоянии, должна определяться как $T_i = T - T_i^{\text{отк}}$, где $T_i^{\text{отк}}$ – время нахождения i -го элемента схемы сети в отключенном состоянии. Очевидно, что при частичном нахождении элемента сети (линий трансформаторов) в отключенном состоянии происходит снижение постоянных и увеличение переменных потерь ЭЭ. Учет топологических изменений в сети повышает точность расчета технических потерь ЭЭ для отдельных элементов сети [10–12].

Для локализации коммерческих потерь ЭЭ в рамках задачи ЭР необходимо провести расчет ЭР с учетом технических потерь [13, 14]. После этого суммарные коммерческие потери должны быть локализованы на границах контролируемого фрагмента сети. Границами контролируемого фрагмента сети, с точки зрения энергетического баланса, являются ИКЭЭ коммерческого учета, фиксирующие полезный отпуск ЭЭ потребителям, а также ИКЭЭ, фиксирующие поступление и/или транзит ЭЭ. Сумма всех измеренных потоков электроэнергии на границах энергообъекта будет равна значению отчетных потерь ЭЭ при условии, что принимаемая в сеть энергия суммируется со знаком плюс, а отпускаемая – со знаком минус:

$$DW_0 = \sum_{i \in m} W_i^{\text{изм}}, \quad (19)$$

где m – множество всех измерительных комплексов, расположенных на границах энергообъекта и участвующих в составлении его энергоданного.

Сумма расчетных потоков ЭЭ на границах энергообъекта равна суммарным техническим потерям:

$$DW_{\text{тех}} = \sum_{i \in m} W_i^{\text{рас}}. \quad (20)$$

При этом суммарные коммерческие потери в сети $DW_{\text{ком}}$ равны сумме остатков оценивания задачи ЭР по всем ИКЭЭ, входящим в множество m

$$DW_{\text{ком}} = \sum_{i \in m} (W_i^{\text{изм}} - W_i^{\text{рас}}). \quad (21)$$

На рис. 3 представлена схема простейшей тестовой электрической сети и результаты расчета ЭР по обсуждаемой методике. Следует отметить, что по данным измерений в узлах рассматриваемой схемы может не соблюдаться первый закон Кирхгофа, балансы энергии, потери в ветвях будут отрицательными (2)–(4). Расчет энергораспределения позво-

ляет привести значения в соответствие с законами электротехники.

Рядом с условными изображениями трансформаторов тока приведены показания счетчиков электроэнергии и их расчетные аналоги, полученные по модели ЭР. В числителе указаны измеренные объемы электроэнергии $W_i^{изм}$, а в знаменателе – расчетные объемы $W_i^{рас}$ (данные представлены в МВт⋅ж). Система учета ЭЭ рассматриваемого фрагмента сети обладает высокой степенью избыточности, так как практически один и тот же объем распределяемой энергии измеряется на шести уровнях. Суммарное поступление энергии в сеть W_I , определенное по показаниям счетчиков ЭЭ, составило 4859 МВт⋅ж, а потребителям отпущен объем электроэнергии $W_V = 4672$ МВт⋅ж. Расчетные аналоги этих показаний соответственно равны 4848 и 4787 МВт⋅ж. При этом отчетные потери ЭЭ по счетчикам электроэнергии: $W_1^{изм} - W_{НН}^{изм} = 187$ МВт⋅ж. Технические потери, полученные на основании расчетной модели: $W_I^{рас} - W_V^{рас} = 61$ МВт⋅ж, что составляет 1,25% поступающей в сеть энергии. Разность между отчетными и техническими потерями образует коммерческие потери 126 МВт⋅ж, что соответствует 2,6% поступающей в сеть энергии и приблизительно в 2 раза больше. На основании (21) суммарные коммерческие потери распределяются между граничными ИКЭЭ как разность между расчетными и измеренными потоками ЭЭ. В узле 2 на низшем напряжении (НН) коммерческие потери составляют 25 МВт⋅ж, в узле 3 на НН коммерческие потери равны 59 МВт⋅ж, а в узле 4 на НН – 32

МВт⋅ж. При этом в сумме для нагрузочных узлов они образуют 116 МВт⋅ж. Оставшаяся часть коммерческих потерь относится к питающему узлу. В узле 1 разность между измеренным и расчетным значениями ЭЭ составляет 11 МВт⋅ж. Таким образом, общие коммерческие потери распределяются между всеми питающими и потребительскими точками учета ЭЭ. С правой стороны от показаний в прямоугольниках выделены значения относительных остатков оценивания каждой из точек учета. Наибольшую относительную разность между измерением и расчетом (3,2%) имеет учет потребления в узле 3.

Таким образом, использование математической модели ЭР позволяет не только разделить отчетные потери на технические и коммерческие, но и распределить суммарные коммерческие потери между ИКЭЭ коммерческого учета. В рамках задачи ЭР возможно совместное использование измерительной информации от систем учета ЭЭ и систем телеизмерений для их взаимной достоверизации и выявления погрешностей. Интегрированные значения ТИ мощностей можно использовать в качестве дублирующих измерений ЭЭ.

ПК «Баланс», использующий метод ЭР, являлся основой проведения энергоаудитов девяти предприятий электрических сетей (ПЭС) АО «Тюмень-энерго» [15]. Было проведено более 200 расчетов ЭР различных ПЭС для месячных и годовых интервалов времени. Расчетные схемы разных ПЭС включали от 300 до 1300 узлов. При выполнении расчетов учитывалось время нахождения в отключенном состоянии линий электропередачи и трансформаторов 220 и 500 кВ. Ситуация, когда коммер-

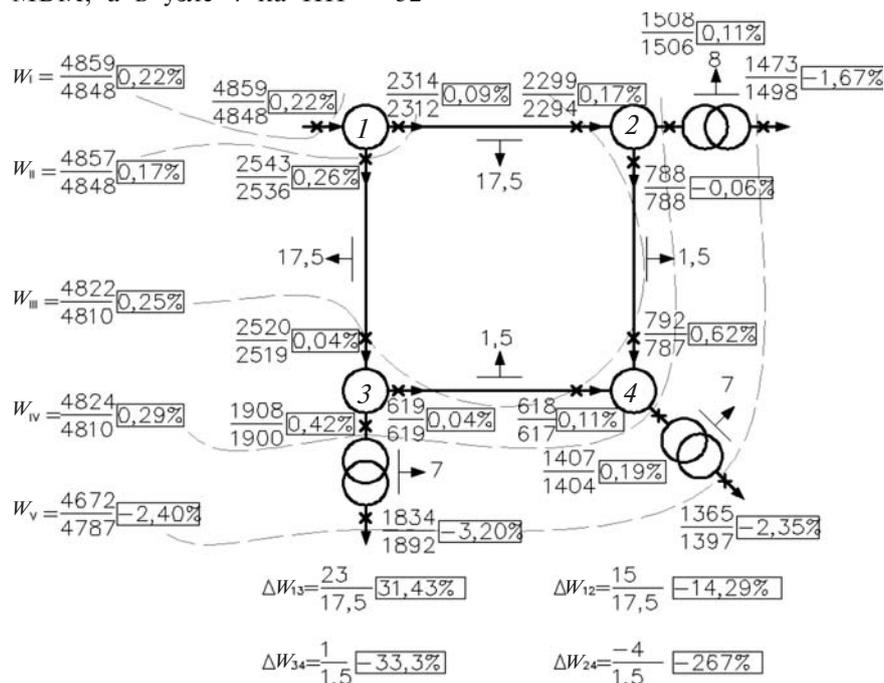


Рис. 3. Результаты расчета энергораспределения

ческие потери электроэнергии практически отсутствуют, была характерна для ПЭС, имеющих на своем балансе основную массу средств учета электроэнергии и отпускающих ЭЭ потребителям на уровне высоких напряжений (6–110 кВ). Для сетевых предприятий, имеющих потребителей и сети на напряжение 0,4 кВ, коммерческие потери в отдельные периоды времени превосходили технические потери. Наиболее высокий уровень коммерческих потерь характерен для сельской местности и особенно в зимний период. Имеются примеры, когда для отдельных фрагментов сети коммерческие потери достигали 50% суммарной ЭЭ поступающей в сеть и в несколько раз превышали технические потери.

Выводы. 1. Предложенный подход к анализу энергетических режимов электрических сетей в отличие от балансового подхода предполагает расчет потоков и потерь электроэнергии на элементах электрической сети на основе данных от систем учета ЭЭ. Данной задаче дано название «расчет энергораспределения», решение которой позволяет оценить достоверность измерений от систем учета электроэнергии, совместить расчет потерь с расчетом баланса ЭЭ, получить сбалансированную модель распределения потоков и потерь ЭЭ на графе сети для урегулирования разногласий между участниками энергообмена.

2. При моделировании энергетических режимов на основе традиционных уравнений установившегося режима возникают неустранимые небалансы. В основе уравнений задачи энергораспределения должны лежать уравнения балансов ЭЭ в узлах и ветвях электрической сети, которые сохраняют адекватность при любых схемно-режимных изменениях.

3. В связи с квадратичной зависимостью потерь от потоков энергии и напряжений задача энергораспределения является нелинейной. В связи со слабым взаимным влиянием активных и реактивных потоков ЭЭ задачи активного и реактивного ЭР могут решаться раздельно. Для ее решения целесообразно использовать методические подходы теории оценивания состояния. В качестве целевой функции целесообразно использовать взвешенную сумму квадратов относительных ошибок измерений.

4. В связи с различием в уравнениях, описывающих задачу энергораспределения, от классической задачи оценки состояния критерии наблюдаемости у этих задач различаются. Для задачи энергораспределения требуется более расширенный состав измерений, обеспечивающих расчет активного и реактивного энергораспределения.

5. Разработанные в теории оценивания состояния методы выявления грубых ошибок могут применяться по отношению к системам учета ЭЭ. Для анализа грубых ошибок в измерениях ЭЭ рекомендуется метод контрольных уравнений. Использо-

вание задачи ЭР позволяет снизить методическую и информационную погрешности расчета технических потерь ЭЭ при наличии информационной избыточности. Алгоритм задачи ЭР позволяет учесть схемные изменения в сети в течение расчетного периода при расчете потерь электроэнергии. На его основе возможна локализация коммерческих потерь ЭЭ для конкретных измерительных комплексов, участвующих в составлении баланса электроэнергии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Паздерин А.В. Повышение достоверности показаний счетчиков электроэнергии расчетным способом. — Электричество, 1997, № 12, с. 30–34.
2. Паздерин А.В. Решение задачи энергораспределения в электрической сети на основе методов оценивания состояния. — Электричество, 2004, № 10, с. 2–4.
3. Гамм А.З., Герасимов Л.Н., Голуб И.И., Гришин Ю.А., Колосок И.Н. Оценивание состояния в электроэнергетике. — М.: Наука, 1983, 302 с.
4. Паздерин А.В. Проблема моделирования распределения потоков электрической энергии в сети. — Электричество, 2004, № 10, с. 2–8.
5. Бартоломей П.И., Егоров А.О., Машалов Е.В., Паздерин А.В. Решение комплексной задачи распределения электроэнергии в энергосистеме. — Электричество, 2007, № 2, с. 8–13.
6. Егоров А.О., Кочнева Е.С., Паздерин А.В., Шерстобитов Е.В. Расстановка измерительных комплексов электроэнергии в сетях на основе теории наблюдаемости. — Известия вузов. Проблемы энергетике, 2008, № 7–8, с. 53–59.
7. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. — Новосибирск: Наука, 2000, 152 с.
8. Колосок И.Н., Евдокимов Е.Ю. Повышение достоверности измерительной информации в системе учета электроэнергии крупного промышленного предприятия на основе статистических методов обработки данных. — Промышленная энергетика, 2009, № 12, с. 27–34.
9. Егоров А.О., Кочнева Е.С., Паздерин А.В., Скворцов П.Г. Использование метода контрольных уравнений для анализа достоверности и наблюдаемости измерений электроэнергии. — Электрические станции, 2011, № 11, с. 42–46.
10. Паздерин А.В. Расчет технических потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения. — Электрические станции, 2004, № 12, с. 44–47.
11. Кокин С.Е., Паздерин А.В., Мошинский О.Б., Шерстобитов Е.В. К расчету балансов и потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях. — Промышленная энергетика, 2009, № 9, с. 32–36.
12. Кононов Ю.Г., Пейзель В.М. Учет емкости линий электропередач в расчетах энергораспределения и потерь энергии в электрических сетях. — Известия вузов. Технические науки (Северо-Кавказский регион), 2008, № 3, с. 63–69.
13. Паздерин А.В. Локализация коммерческих потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения. — Промышленная энергетика, 2004, № 9, с. 17–21.
14. Жуков М.В., Зеленский Е.Г., Кононов Ю.Г. Локализация коммерческих потерь электроэнергии в сетях 6–10 кВ методами оценивания состояния. — Вестник Северо-Кавказского федерального университета, 2013, № 1(34), с. 132–137.
15. Паздерин А.В., Зайцев В.А., Рунков В.А., Кузьякин П.А., Егоров А.О., Кюсснер А.В., Панько В.В., Смирнов С.В. Расчеты балансов и потерь электроэнергии при проведении энергетических обследований сетевых предприятий ОАО «Тюменьэнерго». — Энергетик, 2006, № 2, с. 18–21.

Авторы: Паздерин Андрей Владимирович окончил электротехнический факультет Уральского политехнического института (УПИ – ныне Уральский Федеральный университет – УрФУ) в 1982 г. В 2005 г. защитил докторскую диссертацию в Уральском государственном техническом университете (УГТУ–УПИ). Заведующий кафедрой «Автоматизированные электрические системы» (АЭС) УрФУ.

Егоров Александр Олегович окончил электротехнический факультет УПИ в 2003 г. В 2008 г. защитил кандидатскую диссертацию в УГТУ–УПИ. Доцент кафедры АЭС УрФУ.

Кочнева Елена Сергеевна окончила магистратуру кафедры АЭС УрФУ в 2010 г. Ассистент кафедры АЭС УрФУ.

Elektrichestvo (Electricity), 2004, No. 10, pp. 10–21.

Using the Methodical Approaches of State Estimation Theory for Calculating and Validating Electric Energy Flows in Networks

A.V. PAZDERIN, A.O. EGOROV, E.S. KOCHNEVA, and V.O. SAMOILENKO

A new approach to analyzing the power operating modes of electric networks called the energy flow calculation is considered. By solving this problem one can obtain a balanced model for distribution of electric energy flows and losses on the network graph. Evidence is given to the fact that nonrecoverable imbalances arise when operating modes are modeled with the use of conventional equations describing steady state operating conditions. Correlations describing the energy flow problem must be in the form of energy balance equations in electric network nodes and branches. It is shown that these equations retain their adequacy when any changes take place in the network circuit configuration. The energy flow problem can be solved separately for the flows of active and reactive energy. Aspects in which the energy flow observability conditions differ from those used in the classic state estimation problem are also described. Matters concerned with revealing gross measurement errors and localizing commercial energy losses for particular measurement systems are considered.

Key words: state estimation, modeling of operating conditions, energy flow distribution, technical energy loss, commercial energy loss, observability, poor data

REFERENCES

1. Pаздерин А.В. *Elektrichestvo (Electricity)*, 1997, No. 12, pp. 30–34.
2. Pаздерин А.В. *Elektrichestvo (Electricity)*, 2004, No. 10, pp. 2–4.
3. Gamm A.Z., Gerasimov L.N., Golub I.I., Grishin Yu.A., Kolosok I.N. *Otsenivaniye sostoyaniya v elektroenergetike* (Estimation of the state in the energy sector). Moscow. Publ. «Nauka», 1983, 302 p.
4. Pаздерин А.В. *Elektrichestvo (Electricity)*, 2004, № 10, pp. 2–8.
5. Bartolomei P.I., Yegorov A.O., Mashalov Ye.V., Pаздерин А.В. *Elektrichestvo (Electricity)*, 2007, No. 2, pp. 8–13.
6. Yegorov A.O., Kochneva Ye.S., Pаздерин А.В., Sherstobitov Ye.V. *Izvestiya vuzov. Problemy energetiki (News of Higher Education Institutions. Power Engineering Problems)*, 2008, No. 7–8, pp. 53–59.
7. Gamm A.Z., Kolosok I.N. *Obnaruzheniye grubyykh oshibok telezmerenii v elektroenergeticheskikh sistemakh* (Revealing Gross Remote Measurement Errors in Electric Power Systems). Novosibirsk. Publ. «Nauka», 2000, 152 p.
8. Kolosok I.N., Yevdokimov Ye.Yu. *Promyshlennaya energetika* (Industrial Power Engineering), 2009, No. 12, pp. 27–34.
9. Yegorov A.O., Kochneva Ye.S., Pаздерин А.В., Skvortsov P.G. *Elektricheskoye stantsii (Electrical Stations)*, 2011, No. 11, pp. 42–46.
10. Pаздерин А.В. *Elektricheskoye stantsii (Electrical Stations)*, 2004, No. 12, pp. 44–47.
11. Kokin S.Ye., Pаздерин А.В., Moshinskii O.B., Sherstobitov Ye.V. *Promyshlennaya energetika (Industrial Power Engineering)*, 2009, No. 9, pp. 32–36.
12. Kononov Yu.G., Peisel' V.M. *Izvestiya vuzov. Technicheskoye nauki (Severo-Kavkazskii region) (News of Higher Education Institutions. Engineering Sciences (Nord Caucasus))*, 2008, No. 3, pp.63–69.
13. Pаздерин А.В. *Promyshlennaya energetika (Industrial Power Engineering)*, 2004, No. 9, pp. 17–21.
14. Zhukov M.V., Zelenskii Ye.G., Kononov Yu.G. *Vestnik Severo-Kavkazskogo federal'nogo universiteta (Bull. of the North-Caucasian Federal University)*, 2013, No. 1(34), pp. 132–134.
15. Pаздерин А.В., Zaitsev V.A., Runkov V.A., Kuzyakin P.A., Yegorov A.O., Kyussner A.V., Pan'ko V.V., Smirnov S.V. *Energetik (Power Engineering Specialist)*, 2006, No. 2, pp. 18–21.

Authors: Pаздерин Andrei Vladimirovich graduated from Electrical engineering department of the Ural Politechnical Institute (UPI – now Ural Federal University – UrFU) in 1982. In 2005 he received the degree of Doctor Techn. Sci. He is a Head of the Department «Automated Electrical systems (AES) at the UrFU.

Yegorov Aleksandr Olegovich graduated from Electrical engineering department of the UPI in 2003. In 2008 he received the degree of Cand. Techn. Sci. He is a associate professor of the department AES at the UrFU.

Kochneva Elena Sergeyevna graduated from the Magistracy of the department AES at the UrFU in 2010. She is a Assistant of department AEC at the UrFU.

Samoilenko Vladislav Olegovich graduated from the Magistracy of the department AES at the UrFU in 2012. He is a Engineer of the department AES at the UrFU.

Самойленко Владислав Олегович окончил магистратуру кафедры АЭС УрФУ в 2012 г. Инженер кафедры АЭС УрФУ.

Samoilenko Vladislav Olegovich graduated from the Magistracy of the department AES at the UrFU in 2012. He is a Engineer of the department AES at the UrFU.

REFERENCES

1. **Pazderin A.V.** *Elektrichestvo (Electricity)*, 1997, No. 12, pp. 30–34.
2. **Pazderin A.V.** *Elektrichestvo (Electricity)*, 2004, No. 10, pp. 2–4.
3. **Gamm A.Z., Gerasimov L.N., Golub I.I., Grishin Yu.A., Kolosok I.N.** *Otsenivaniye sostoyaniya v elektroenergetike* (Estimation of the state in the energy sector). Moscow. Publ. «Nauka», 1983, 302 p.
4. **Pazderin A.V.** *Elektrichestvo (Electricity)*, 2004, № 10, pp. 2–8.
5. **Bartolomei P.I., Yegorov A.O., Mashalov Ye.V., Pazderin A.V.** *Elektrichestvo (Electricity)*, 2007, No. 2, pp. 8–13.
6. **Yegorov A.O., Kochneva Ye.S., Pazderin A.V., Sherstobitov Ye.V.** *Izvestiya vuzov. Problemy energetiki*. News of Higher Education Institutions. Power Engineering Problems, 2008, No. 7–8, pp. 53–59.
7. **Gamm A.Z., Kolosok I.N.** *Obnaruzheniye grubyykh oshibok telezmerenii b elektroenergeticheskikh sistemakh.* (). Novosibirsk. Publ. «Nauka», 2000, 152 p.
8. **Kolosok I.N., Yevdokimov Ye.Yu.** *Promyshlennaya energetika* (Industrial Power Engineering), 2009, No. 12, pp. 27–34.
9. **Yegorov A.O., Kochneva Ye.S., Pazderin A.V., Skvortsov P.G.** *Elektricheskiye stantsii* (Electrical Stations), 2011, No. 11, pp. 42–46.
10. **Pazderin A.V.** *Elektricheskiye stantsii* (Electrical Stations), 2004, No. 12, pp. 44–47.
11. **Kokin S.Ye., Pazderin A.V., Moshinskii O.B., Sherstobitov Ye.V.** *Promyshlennaya energetika* (Industrial Power Engineering), 2009, No. 9, pp. 32–36.
12. **Kononov Yu.G., Peisel' V.M.** *Izvestiya vuzov. Technicheskiye nauki (Severo-Kavkazskii region)* (News of Higher Education Institutions. Engineering Sciences (Nord Caucasus), 2008, No. 3, pp.63–69.
13. **Pazderin A.V.** *Promyshlennaya energetika* (Industrial Power Engineering), 2004, No. 9, pp. 17–21.
14. **Zhukov M.V., Zelenskii Ye.G., Kononov Yu.G.** *Vestnik Severo-Kavkazskogo federal'nogo universiteta* (Bull. Of the North-Caucasian Federal University), 2013, No. 1(34), pp. 132–134.
15. **Pazderin A.V., Zaitsev V.A., Runkov V.A., Kuzyakin P.A., Yegorov A.O., Kyussner A.V., Pan'ko V.V., Smirnov S.V.** *Energetik* (Power Engineering Specialist), 2006, No. 2, pp. 18–21.

Authors: **Pazderin Andrei Vladimirovich** graduated from Electrical engineering department of the Ural Politechnical Institute (UPI – now Ural Federal University – UrFU) in 1982. In 2005 he received the degree of Doctor Techn. Sci. He is a Head of the Department «Automated Electrical systems (AES) at the UrFU.

Yegorov Aleksandr Olegovich graduated from Electrical engineering department of the UPI in 2003. In 2008 he received the degree of Cand. Techn. Sci. He is a associate professor of the department AES at the UrFU.

Kochneva Elena Sergeevna graduated from the Magistracy of the department AES at the UrFU in 2010. She is a Assistant of department AEC at the UrFU.