

УДК 621.317.1

ВЫЯВЛЕНИЕ НЕДОСТОВЕРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ С ПОМОЩЬЮ АПОСТЕРИОРНОГО АНАЛИЗА

Е.С. Кочнева, А.В. Паздерин

Уральский федеральный университет им. первого президента России Б.Н. Ельцина
Россия, 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19

Подчеркивается важность точности и достоверности измерительной информации, полученной от систем учета электроэнергии. Рассматриваются различные математические методы выявления «плохих данных». Различие методов основано на их месте по отношению к решению задачи оценивания состояния. Особое внимание уделено апостериорным подходам достоверизации измерений. Выявление измерений, ошибки которых превышают предельно допустимые уровни, производится с использованием задачи энергораспределения. В отличие от традиционной задачи оценивания состояния, проблема энергораспределения в качестве параметров использует потоки электрической энергии. Приведен пример расчета тестовой схемы, на котором демонстрируется эффективность методики.

Ключевые слова: достоверизация измерительной информации, оценивание состояния, «плохие данные», погрешность, энергораспределение.

Реформирование электроэнергетики существенно повысило значимость систем учета электрической энергии (ЭЭ). У современных систем учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ввиду их большой технической сложности неизбежны погрешности измерений и вероятны сбои, которые нелегко обнаружить, чтобы восстановить утраченные измерения. Контроль метрологических характеристик (МХ) таких систем измерений осуществляется путем проведения метрологической поверки один раз в 4–8 лет. Это означает, что при нарушении МХ у любого измерительного комплекса (ИКЭЭ) уже через год-два после проведения поверки показания по расходу ЭЭ будут некорректными и окажутся искаженными до конца межповерочного интервала.

Под недостоверными измерениями ЭЭ («грубыми ошибками», или «плохими данными») следует понимать такие измерения, ошибки в которых существенно превышают допустимые предельные уровни, определяемые согласно методике РД 34.11.225-90 [1] по выражению

$$\delta_W = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{MB}^2 + \delta_L^2}, \quad (1)$$

где δ_I – токовая погрешность трансформатора тока (ТТ), % по ГОСТ 7746-89;

δ_U – погрешность напряжения трансформатора напряжения (ТН), % по ГОСТ 1983-89;

δ_{MB} – основная погрешность счетчика, %;

Елена Сергеевна Кочнева, ассистент кафедры «Автоматизированные электрические системы».

Андрей Владимирович Паздерин (д.т.н.), заведующий кафедрой «Автоматизированные электрические системы».

δ_L – погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %.

Выявление недостоверной измерительной информации является важной задачей. Проблема «плохих данных» находится в центре внимания исследователей с 60-х годов XX века, когда появилась возможность на основе удаленных телеизмерений получать математическую модель для режима работы электрической сети. Задача расчета установившегося режима по данным телеизмерений получила название оценивания состояния (ОС) и в настоящее время имеет очень высокую степень научной проработки [2]. Можно говорить о том, что для электроэнергетики разработана теория оценивания состояния и она нашла практическое воплощение в программно-аппаратных комплексах, используемых в управлении режимами работы электроэнергетических систем. Основная суть задачи ОС заключается в расчете параметров установившегося режима, которые в наибольшей степени соответствуют текущим телеизмерениям и текущему режиму энергосистемы.

Уравнения, связывающие измеряемые режимные параметры со всеми остальными параметрами, характеризующими режим работы электроэнергетической системы (ЭЭС), называются уравнениями состояния. В качестве уравнений состояния для решения задачи ОС используются нелинейные уравнения установившегося режима, основанные на первом и втором законах Кирхгофа и законе Ома. Эти уравнения связывают между собой такие параметры установившегося режима, как токи, напряжения, потоки активной и реактивной мощности, а также все параметры схемы замещения электрической сети, которые принимаются известными и относятся к условно-постоянной информации. В связи с тем, что режим энергосистемы, рассчитанный по данным телеизмерений, относится к мгновенному срезу времени и постоянно изменяется, возникает необходимость постоянного обновления текущей модели установившегося режима, то есть решение задачи ОС должно производиться в цикле с дискретностью в 1–5 минут.

В работах [3–5] была сформулирована новая для электроэнергетики задача расчета параметров, характеризующих энергетический режим работы ЭЭС. Данная задача получила название расчета энергораспределения (ЭР), и ее суть сводится к расчету параметров энергетического режима на основе измерительной информации от счетчиков ЭЭ, то есть измерений активных и реактивных потоков ЭЭ. Измерения энергии относятся к конкретным интервалам времени (минуты, часы, сутки, месяцы), поэтому и расчетная модель соответствует периоду измерения. При этом так же, как и в классической задаче ОС, в качестве меры близости расчетных параметров к измеренным используется функция взвешенной суммы квадратов остатков оценивания. Под остатками оценивания понимается разность между измеренным значением параметра \bar{y} и его расчетным аналогом \hat{y} . Различия между расчетными и измеренными параметрами как для электрического, так и для энергетического режима обусловлены наличием погрешностей у измерений и у параметров схемы замещения. В отличие от измерений расчетные параметры полностью удовлетворяют системе уравнений состояния, то есть система уравнений состояния для расчетных параметров имеет нулевые невязки.

В [3] показано, что применение традиционных уравнений установившегося режима к задаче ЭР приводит к неадекватному моделированию [3, 5], особенно при наличии топологических изменений в электрической сети за период измерения. В качестве уравнений состояния задачи ЭР предложено использовать уравнения балансов энергии в узлах и ветвях сети. Кроме этого, в состав уравнений

состояния добавляются выражения для расчета потерь энергии на всех элементах схемы замещения сети. Данные уравнения являются тождествами при любых схемных и режимных изменениях режима работы ЭЭС за период наблюдения.

Анализ достоверности измерительной информации может производиться на основании ЭР [6] при выполнении условий наблюдаемости ЭР, а также избыточного состава измерений. Критерии наблюдаемости ЭР описаны в [7]. При наличии ненаблюдаемых фрагментов сети ЭР позволяет выполнить расстановку минимально необходимого количества измерительных комплексов для достижения полной наблюдаемости сети [8]. С помощью решения задачи ЭР могут быть рассчитаны технические [9], а также локализованы коммерческие потери энергии [10, 11]. В [6, 12, 13] предложена методика повышения достоверности показаний счетчиков электроэнергии расчетным способом без проведения дорогостоящих метрологических проверок. Вопрос оценки качества измерительной информации систем учета промышленных предприятий рассмотрен в [14].

Математические методы обнаружения некорректных измерений можно разделить на три группы. Такое деление связано с местом данных алгоритмов по отношению к задаче оценивания состояния [2].

К первой группе относятся методы априорного анализа, использующие топологические свойства уравнений состояния. Данные методы применяются до начала решения задачи ОС и обычно позволяют разделить все измерения на «плохие», «хорошие», «подозрительные» и «непроверяемые». Метод априорного анализа, основанный на анализе контрольных уравнений (КУ), подробно описан в [6]. Согласно теории ОС, контрольными называются уравнения, в состав которых входят только измеряемые переменные. Исходной для формирования КУ является система балансов ЭЭ в узлах и ветвях электрической схемы (система уравнений состояния ЭР).

Вторую группу в соответствии с [2] образуют методы поиска «плохих данных», используемые непосредственно в ходе решения задачи ОС. При этом квадратичная целевая функция задачи ОС – взвешенная сумма квадратов ошибок измерений – модифицируется так, чтобы снижалась чувствительность к большим ошибкам измерений. Данные методы коротко можно охарактеризовать как неквадратичные критерии ОС.

Третья группа методов основана на анализе остатков оценивания, то есть разницы между измеренными и расчетными значениями параметров [2]. Алгоритмы такого апостериорного анализа обладают достаточно высокой чувствительностью к данным, содержащим грубые ошибки, но являются довольно трудоемкими.

Остатки оценивания определяются согласно

$$\hat{r} = W - \hat{W}, \quad (2)$$

где \hat{r} – вектор остатков;

\hat{W} – вектор оценок измерений;

W – вектор самих измерений.

В свою очередь оценка измерения находится по формуле

$$\hat{W}_i = W_i - R_W \left(\frac{\partial \omega_k}{\partial W_i} \right)^T \left[\frac{\partial \omega_k}{\partial W_i} R_W \left(\frac{\partial \omega_k}{\partial W_i} \right)^T \right]^{-1} \omega_k(W), \quad (3)$$

где R_W – диагональная ковариационная матрица допустимых ошибок измере-

ний, $\omega_k(W)$ обозначает k -ое КУ,

$\left(\frac{\partial\omega_k}{\partial W_i}\right)^T$ – транспонированная матрица наблюдаемости.

Для апостериорного анализа «плохих данных» чаще всего используются взвешенные \hat{r}_W и нормализованные \hat{r}_N остатки оценивания, соответственно равные

$$\hat{r}_W = R_W^{-1/2} \hat{r}, \quad (4)$$

$$\hat{r}_N = D^{-1/2} \hat{r}, \quad (5)$$

где D – ковариационная матрица остатков (формирование данной матрицы рассмотрено ниже).

Линеаризованную систему контрольных уравнений (КУ) можно записать в виде

$$\omega_k(W) - \frac{\partial\omega_k}{\partial W} (W - W_{true}) = 0, \quad (6)$$

где W_{true} – вектор истинных значений, соответствующих измерениям.

С учетом того, что невязки КУ при подстановке в них истинных или эталонных значений измеряемых переменных равны нулю, представим (2) как

$$\hat{r} = R_W \left(\frac{\partial\omega_k}{\partial W}\right)^T \left[\frac{\partial\omega_k}{\partial W} R_W \left(\frac{\partial\omega_k}{\partial W}\right)^T \right]^{-1} \frac{\partial\omega_k}{\partial W} \xi_W, \quad (7)$$

где ξ_W – вектор погрешностей измерений.

Теперь можно определить матрицу, связывающую остатки оценивания с вектором погрешностей измерений ξ_y , т. е. матрицу чувствительности остатков

$$F = R_W \left(\frac{\partial\omega_k}{\partial W}\right)^T \left[\left(\frac{\partial\omega_k}{\partial W}\right) R_W \left(\frac{\partial\omega_k}{\partial W}\right)^T \right]^{-1} \frac{\partial\omega_k}{\partial W}, \quad (8)$$

и ковариационную матрицу остатков оценивания, которая в силу симметричности и идемпотентности матрицы F имеет вид

$$E(\hat{r}\hat{r}^T) = E(F\xi_W\xi_W^T F^T) = FR_W. \quad (9)$$

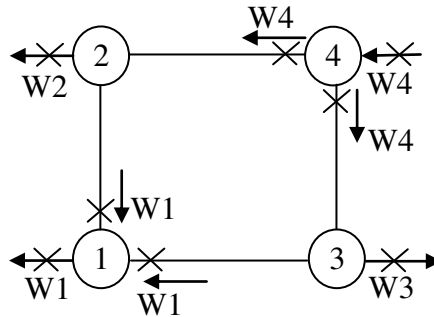
Зная (9), легко определить

$$D = \text{diag}(FR_W) \quad (10)$$

и по (5) – нормализованные остатки оценивания, которые используются для апостериорного анализа измерений. Измерения с наибольшими остатками оценивания отбраковываются и считаются неверными.

Существует ряд примеров, когда алгоритм апостериорного анализа способен выявлять плохие данные, неразличимые алгоритмом априорного анализа, т. е. апостериорный анализ, хотя и более трудоемок из-за процедуры оценивания состояния и вычисления матриц (8),(9), обладает более сильной разрешающей способностью.

Рассмотрим пример. На рисунке изображена расчетная сеть.
 W_i обозначает наличие измерения ЭЭ.



Расчетная сеть

Как можно увидеть, в данной сети отсутствуют измерения в линиях со стороны узлов 2 и 3. Тем не менее данная сеть имеет избыточный набор измерений за счет наличия ИКЭЭ на другом конце линий. Технические потери в этих линиях также известны. Исходная информация по измерениям представлена в табл. 1.

Таблица 1

Исходная информация

Наименование	W1	W2	W3	W4	W12	W13	W42	W43
ЭЭ, МВтч*	-427,5	-200	-300	1000	171	256,5	-400	-600
Доп. ошибка измерения σ , МВтч	± 5	± 2	± 3	± 10	$\pm 1,71$	$\pm 2,57$	± 3	$\pm 5,5$

*Минус означает, что поток ЭЭ вытекает из узла.

Представленная в табл. 1 информация является сбалансированной и не содержит ошибок и погрешностей.

Потери ЭЭ ΔW по ветвям 1–2, 2–4, 1–3 и 3–4 соответственно равны 9; 20; 13,5 и 30.

Внесем грубую ошибку в некоторые измерения так, что $W1=-500$, $W42=-300$ и $W43=-550$. Для данной сети система КУ имеют следующий вид:

$$\begin{cases} W1 + W12 + W13 = 0; \\ W2 - W12 - \Delta W12 - W42 - \Delta W24 = 0; \\ W3 - W13 - \Delta W13 - W43 - \Delta W34 = 0; \\ W4 + W42 + W43 = 0. \end{cases}$$

Алгоритм априорного обнаружения «плохих данных», описанный в [11], в данном случае не позволяет определить измерения с ошибками, т. к. невозможно составить КУ, не содержащие эти измерения ($W1$, $W42$, $W43$). Следовательно, невязка любого КУ превышает допустимое значение и тем сам измерения не могут быть разбиты на «плохие» и «хорошие», все они относятся к «подозрительным».

Помимо априорного анализа, для определения «плохих» измерений могут быть применены методы апостериорного анализа.

Матрица наблюдаемости $\frac{\partial \omega_k}{\partial W}$ для примера 1 имеет вид:

$$\frac{\partial \omega_k}{\partial W} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{pmatrix},$$

диагональные элементы матрицы ошибок измерений R_W равны

$$\text{diag}(R_W) = (5 \quad 2 \quad 3 \quad 10 \quad 1,71 \quad 2,57 \quad 3 \quad 5,5).$$

Здесь элемент r_{W_i} определяется согласно выражению

$$r_{W_i} = W_i \cdot \delta_i.$$

Предельно допустимые погрешности ИКЭЭ, определяемые согласно формуле (1), приняты равными 1 %. Погрешности вычисления потерь ЭЭ приняты равными 5 %.

Согласно выражениям (2) и (3) рассчитываются оценки измерений и остатки оценивания:

$$\hat{W} = \begin{pmatrix} W_1 \\ W_2 \\ W_3 \\ W_4 \\ W_{12} \\ W_{13} \\ W_{42} \\ W_{43} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -443,6 \\ -174,3 \\ -288,2 \\ 951,5 \\ 168,3 \\ 275,3 \\ -353,1 \\ -598,4 \end{pmatrix}, \hat{r} = \begin{pmatrix} -56,4 \\ -25,7 \\ -11,8 \\ 48,5 \\ 2,7 \\ -18,8 \\ 53,1 \\ 48,4 \end{pmatrix}.$$

Затем вычисляется матрица чувствительности остатков (8), диагональные элементы которой равны

$$\text{diag}(F) = (0,13 \quad 0,14 \quad 0,09 \quad 0,07 \quad 0,20 \quad 0,16 \quad 0,15 \quad 0,10).$$

Теперь можно перейти к вычислению весовых и нормализованных остатков оценивания (4), (5), так для измерения W_2

$$\hat{r}_{w2} = \frac{|-25,7|}{\sqrt{2}} = 18,15;$$

$$\hat{r}_{N2} = \frac{|-25,7|}{\sqrt{2 \cdot 0,14}} = 48,65.$$

Аналогичным образом вычислены остатки оценивания для остальных измерений (табл. 2).

Таблица 2

Остатки оценивания для измерений

Измерение	\hat{W}	\hat{r}	\hat{r}_w	\hat{r}_N
W1	-443,6	-56,4	25,2	72,3
W2	-174,3	-25,7	18,1	48,6
W3	-288,2	-11,8	6,8	22,3
W4	951,5	48,5	15,4	59,0
W12	168,3	2,7	2,0	4,6
W13	275,3	-18,8	11,7	29,6
W42	-353,1	53,1	30,6	78,7
W43	-598,4	48,4	20,6	65,2

Три максимальных как взвешенных, так и нормализованных остатка соответствуют измерениям с грубыми ошибками. Рекомендуется на каждом этапе расчета отбраковывать по одному некорректному измерению, соответствующему наибольшему остатку (нормализованному или взвешенному), затем повторять цикл расчетов для достоверизации остальных измерений.

Выводы:

1. Разработанные в рамках теории оценивания состояния методы выявления грубых ошибок, успешно применяемые для телеизмерений, могут быть применены для достоверизации измерений электрической энергии в рамках модели энергораспределения.

2. В соответствии с местом методов выявления некорректных данных по отношению к решению задачи оценивания состояния различают три их типа: априорные, то есть те, которые применяются до ОС; выполняемые непосредственно в процессе решения задачи ОС; апостериорные, то есть используемые после выполнения ОС. Представленные результаты показывают возможность выявления «плохих» измерений на основе апостериорного анализа в случаях, когда априорные методы бессильны.

3. Наиболее чувствителен к «плохим данным» анализ нормализованных остатков оценивания на основе \hat{r}_N -теста.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. – М.: ОРГРЭС, 1995.
2. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. – Новосибирск: Наука, 2000. – 152 с.
3. Паздерин А.В. Проблема моделирования распределения потоков электрической энергии в сети // Электричество. – 2004. – № 10. – С. 2-8.
4. Паздерин А.В. Решение задачи энергораспределения в электрической сети на основе методов оценивания состояния // Электричество. – 2004. – № 12. – С. 2-7.
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., Скворцов П.Г. Использование метода контрольных уравнений для анализа достоверности и наблюдаемости измерений электроэнергии // Электрические станции. – 2011. – № 11. – С. 42-46.
7. Бартоломей П.И., Паздерин А.В. Наблюдаемость распределения потоков электрической энергии в сетях // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2004. – № 9-10. – С. 24-33.

8. *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 энергетики. – 2008. – № 7-8. – С. 53-59.
9. *Паздерин А.В.* Расчет технических потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения // Электрические станции. – 2004. – № 12. – С. 44-49.
10. *Паздерин А.В.* Локализация коммерческих потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения // Промышленная энергетика. – 2004. – № 9. – С. 6-20.
11. *Паздерин А.В.* Повышение достоверности показаний счетчиков электроэнергии расчетным способом // Электричество. – 1997. – № 12. – С. 30.
12. *Егоров А.О., Кочнева Е.С., Паздерин А.В.* Достоверизация измерений электроэнергии расчетными методами // Разработки молодых специалистов в области электроэнергетики 2008: Сб. докладов науч.-практ. конф. – М.: Диалог Электро, 2008. – С. 146-148.
13. *Скворцов П.Г., Егоров А.О., Паздерин А.В.* Метод диагностики системы учета электроэнергии на основе задачи энергораспределения // Энерго- и ресурсосбережение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: Сб. мат. науч.-практ. конф. и выставки студентов, аспирантов и молодых ученых 14-18 декабря 2009. – С. 282-285.
14. *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.

Статья поступила в редакцию 26 декабря 2013 г.

REVEALING OF BAD DATA MEASUREMENTS BASED ON A POSTERIORI ANALYSIS

E.S. Kochneva, A.V. Pazderin

Ural Federal University named after first President of Russia B.N. Eltsyn
19, Mira st, Ekaterinburg, 620002, Russian Federation

The importance of accuracy and reliability of the systems of power accounting metering information is emphasized in the article. Various mathematical methods of bad data identification are examined. Position of the method relative to the state estimation is the basis for methods separation into different types. Special attention is paid to the a posteriori bad data analysis. Applying of energy flow problem to reveal measurements with errors which exceeds admissible limits is described. In contradiction to traditional state estimation, energy flow problem variables are flows of energy. Test case is calculated to demonstrate the efficiency of the method.

Keywords: *validation of metering information, state estimation, bad data, error, energy flow problem.*

*Elena S. Kochneva, Assistant.
Andrey V. Pazderin (Dr. Sci. (Techn.)), Professor.*