

О достоверности измерений в электроэнергетической системе с накопителями электроэнергии

ГЛАЗУНОВА А.М., АКСАЕВА Е.С.

В электроэнергетической системе достоверность и полнота данных обеспечиваются оцениванием состояния, целью которого являются фильтрация погрешностей измерений и вычисление неизмеренных параметров режима. Высокое качество оценок возможно при отсутствии грубых ошибок в измерениях, которые выявляются и устраняются на этапе обнаружения ошибочных данных при наличии избыточности измерений. С внедрением возобновляемых источников энергии в систему интегрировано много новых элементов, недостаточно оснащенных измерительными устройствами, что может привести к низкой избыточности измерений. В таких условиях и особенно когда трудно предсказать генерацию, вырабатываемую стохастическими и прерывистыми источниками (ветровой и солнечной энергией), традиционные методы достоверизации не всегда работают корректно. Предлагается новый метод обнаружения ошибочных данных, который основан на анализе стратегии управления батареей в энергосистеме с ветровыми электростанциями. Рассматривается пятиузловая тестовая схема с ветровой электростанцией и аккумуляторной батареей большой емкости с простой стратегией управления (переключение нагрузки). Показано, что с помощью предложенного метода обнаруживаются грубые ошибки в измерении активной мощности в условиях низкой информационной избыточности.

К л ю ч е в ы е с л о в а: электроэнергетическая система, накопители электроэнергии, измерения, грубые ошибки

Для нормальной и безопасной работы электроэнергетической системы (ЭЭС) необходима достоверная и полная информация, характеризующая состояние этой системы. Основываясь на полученной информации, диспетчеры управляют системой таким образом, чтобы потребители в любое время получали качественную электроэнергию наиболее экономичным способом.

Традиционно электроэнергия вырабатывается крупными электростанциями и передается потребителю по передающим и распределительным сетям. Эти сети оснащены измерительными устройствами, например RTU (удаленные терминальные устройства), PMU (векторные измерительные устройства), подключенными к локальной сети, а также системами сбора данных (SCADA) [1]. Достаточная избыточность измерений в сетях передачи, разработанных в течение прошлого столетия, обеспечивает наблюдаемость системы. Обилие измерений предлагает большие возможности для обнаружения грубых ошибок в измерениях, что является важным условием для получения корректных результатов при обработке данных методом оценивания состояния. Информация, полученная от оценивания состояния ЭЭС, используется в центре управления для постоянного мониторинга работы ЭЭС и поддержания эффективного и надежного функционирования ЭЭС.

В настоящее время односторонняя модель генерация–передача–распределение–потребитель заменяется децентрализованной моделью, характеризующейся сложным взаимодействием в системе распределения. Модель представляет собой интеграцию распределенных энергетических ресурсов, управления спросом и альтернативной конфигурации системы (например микроэнергосистемы) [2]. Для генерации мощности используются возобновляемые источники энергии (ветровая и солнечная энергия), которые имеют стохастическую и прерывистую природу, что ведет к более высокой неопределенности и менее предсказуемым графикам генерации. Для повышения маневренности и надежности электроснабжения при эксплуатации ветровых и солнечных электростанций их объединяют в энергокомплекс с аккумулирующими системами для временного перераспределения и аккумулирования энергии от ветровых и солнечных электростанций. В [3] даны характеристики используемым в мире устройствам сохранения энергии. BESS (Battery Energy Storage Systems – системы накопления электроэнергии на базе аккумуляторных батарей), которые наряду с ГАЭС являются наиболее приоритетными технологиями накопления электроэнергии в масштабах ЭЭС [4]. В [5] рассмотрены вопросы оценивания состояния в распределительных сетях.

Распределительные сети имеют ограниченное количество измерений, вследствие этого часть распределительных сетей характеризуется низкой информационной избыточностью. В этом случае методы обнаружения ошибочных измерений, основанные на избыточной информации и предсказуемых графиках нагрузки/генерации, не всегда работают корректно, и проблема обнаружения грубых ошибок в измерениях становится особенно сложной. В статье представлен метод обнаружения ошибочных данных в распределительной энергосистеме с высоким проникновением возобновляемых источников энергии, поддерживаемой аккумуляторными батареями. В качестве примера была выбрана простая стратегия управления BESS – смещение нагрузки для максимального проникновения возобновляемых источников энергии, хотя предлагаемый метод может быть использован для обработки измерений при любой стратегии управления BESS.

Обработка данных: получение значений параметров режима (измерений) от измерительных приборов; формирование расчетной схемы; выполнение анализа наблюдаемости, достоверизации измерений и оценивания состояния (ОС) ЭЭС.

Системы сбора данных. Системы SCADA, интеллектуальные электронные устройства, векторные измерительные устройства и удаленные терминальные устройства обеспечивают измерения напряжения, тока и мощности в реальном времени. Измерения, используемые в задаче оценивания состояния, записываются в виде вектора:

$$\bar{y} = (U_i, P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}, \delta_i), \quad (1)$$

где U_i – значения узловых напряжений; P_i, Q_i – инъеция активной и реактивной мощности в узлах; P_{ij}, Q_{ij} – потоки мощности в трансформаторах и линиях; δ_i – фазы напряжения в узлах.

Формирование расчетной схемы. Оценивание состояния ЭЭС должно выполняться на основе реальной топологии, поэтому топологические изменения отслеживаются постоянно. В [6] представлены примеры идентификации топологии распределительной сети; в [7] – разработанные метод достоверизации телесигналов с помощью контрольных уравнений и метод, основанный на логическом согласовании телесигналов и телеизмерений.

Анализ наблюдаемости. Из-за изменений топологии сети, ошибок систем передачи данных, сбоев оборудования набор измерений не остается постоянным. На основании существующего набора измерений выполняется анализ наблюдаемости ЭЭС, в результате чего выявляются критические [8], избыточные, принадлежащие к группе с низкой избыточностью измерения, и ненаблюдаемые узлы.

Оценивание состояния. Параметры режима изменяются с конечной точностью, определяемой характеристикой измерительного тракта, поэтому все измерения \bar{y} содержат погрешности. В процессе процедуры ОС вычисляются оценки \hat{y} , значения которых оказываются наиболее близкими к измеренным значениям \bar{y} в смысле некоторого критерия и удовлетворяют уравнениям электрической цепи. В качестве критерия в задаче ОС [9] обычно используется сумма взвешенных наименьших квадратов отклонений оценок от измерений:

$$J(y) = (\bar{y} - y(x))^T R_y^{-1} (\bar{y} - y(x)), \quad (2)$$

где R_y – ковариационная матрица ошибок измерений; $x = (\delta, U)$ – вектор состояния, по компонентам которого вычисляются все остальные параметры режима.

Для определения оценок критерий (2) минимизируется и итеративным методом решается система нелинейных уравнений:

$$H^T R^{-1} (\bar{y} - y(x)) = 0. \quad (3)$$

На каждой итерации система линеаризуется в точке решения и решается нормальная система уравнений, в которой вектор поправок вычисляется по формуле:

$$\Delta x^l = (H^{T(l)} R^{-1} H^l)^{-1} H^{T(l)} R^{-1} (\bar{y} - y(x^l)), \quad (4)$$

где H^l – матрица Якоби, вычисленная на l -й итерации.

Компоненты вектора состояния:

$$x^{l+1} = x^l + \Delta x^l. \quad (5)$$

Система уравнений (3) решается до тех пор, пока не будет соблюдаться условие

$$\Delta x^l < \xi_x, \quad (6)$$

где ξ_x – заданная точность вычисления компонент вектора состояния.

По полученному вектору состояния вычисляются все остальные параметры режима.

Достоверизация. Для решения задачи достоверизации существует большое число методов. Относительно задачи ОС все методы могут быть поделены на априорные (ошибки выявляются до задачи ОС) [10] и апостериорные (ошибки выявляются после задачи ОС) [11]. Методы достоверизации классифицируются также по числу срезов измерений, используемых для анализа данных. При использовании одного среза измерений алгоритмы достоверизации являются статическими. В случае примене-

ния нескольких срезов алгоритмы достоверизации называются динамическими [12, 13].

Априорные методы основаны на анализе невязок контрольных уравнений и анализе инноваций – разности между значением измерения и прогнозом. В апостериорных методах анализируются остатки оценивания – разность между оценкой и измерением. Невязка контрольного уравнения, объем инноваций и остатков оценивания сравниваются с некоторым пороговым значением, при превышении которого измерение считается ошибочным. В условиях низкой избыточности измерений контрольное уравнение составить невозможно, поэтому для проверки измерения используются инновации или остатки оценивания. В части ЭЭС с возобновляемыми источниками энергии и с батареей очень сложно предсказать значения параметров режима в связи с их зависимостью от природных условий.

Моделирование. *Ветровая турбина* преобразует кинетическую энергию ветра в механическую, которая преобразуется в электрическую. Мощность, вырабатываемая ветровым генератором, определяется скоростью ветра:

$$P_W = \begin{cases} 1/2 \rho A v^3 c_p & v_{ci} < v < v_r; \\ P_{W,R} & v_r \leq v < v_{c0}; \\ 0 & \text{иначе,} \end{cases} \quad (7)$$

где ρ – плотность воздуха (1,605 кг/м³); v – скорость ветра; v_{ci} , v_r , v_{c0} – при начале турбины, при выработке номинальной мощности, при прекращении работы соответственно; A – площадь ротора (1124 м²); c_p – коэффициент мощности.

На рис. 1 показана характеристика ветровой турбины при $v_{ci}=4$ м/с, $v_r=10$ м/с и $v_{c0}=22$ м/с.

График скорости ветра моделируется по распределению Вайбула [14] с коэффициентом формы $a=8,2$, коэффициентом масштаба (неравномерности) $b=6$. Коэффициент формы определяется условиями района местности, коэффициент масштаба зависит от средней скорости ветра.

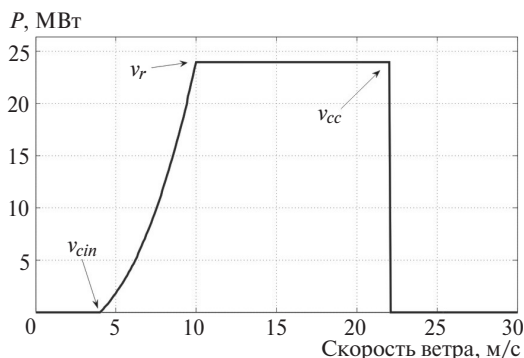


Рис. 1. Характеристика ветровой турбины

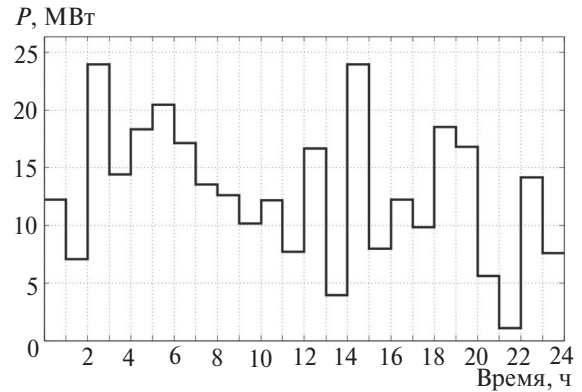


Рис. 2. График генерации активной мощности на ветровой электростанции

На рис. 2 показаны значения генерации активной мощности, вычисленные на базе информации о скорости ветра и типовой характеристики ветровой турбины (рис. 1).

Аккумуляторная батарея. В зависимости от значения нагрузки и мощности, вырабатываемой на ветровой станции, батарея может заряжаться, разряжаться или оставаться в прежнем состоянии. Изменение степени заряженности батареи (state of charge SOC) вычисляется по формуле:

$$\text{SOC}(t + \Delta t) = (1 - d_b) \text{SOC}(t) - \frac{\eta_{bat}}{E_{nom}} P_B(t) \Delta t, \quad (8)$$

где d_b – скорость саморазряда; η_{bat} – эффективность зарядки или разрядки аккумулятора; E_{nom} – емкость батареи; $P_B(t)$ – мощность батареи в момент времени t ; Δt – интервал времени, в течение которого батарея заряжается или разряжается.

Стратегия работы батареи. Мощность, генерируемая в ЭЭС, зависит от времени и распределяется между различными генерирующими блоками, отслеживающими некоторую целевую функцию. В этом исследовании стратегия управления ЭЭС, представляющей собой микроэнергосистему, заключается в максимальном использовании возобновляемой энергии посредством применения аккумуляторных батарей. Мощность батареи (BESS):

$$\Delta P(t) = P_B(t) - P_H(t), \quad (9)$$

где $P_B(t)$ – мощность, вырабатываемая на ветровой станции; $P_H(t)$ – нагрузка.

В зависимости от значения $\Delta P(t)$ вырабатываются следующие управляющие воздействия:

a) $\Delta P > 0$: батарея заряжается; если $\text{SOC} \geq \text{SOC}_{\max}$ или $|\Delta P| > P_{b,\max}$, выполняется разгрузка ветровой станции [15, 16];

b) $\Delta P < 0$: батарея разряжается или мощность вырабатывается на традиционной станции в соответствии со следующей диспетчерской стратегией:

1) если мощности BESS достаточно $|\Delta P| \leq P_{b\max}$, традиционный генератор отключается:

$$P_B(t) = |\Delta P(t)|; \quad (10)$$

2) если мощности BESS недостаточно $|\Delta P| > P_{b\max}$,

$$P_B(t) = P_{B\max}, \quad (11)$$

традиционный генератор включается:

$$P_G(t) = |\Delta P(t)| - P_{B\max}; \quad (12)$$

3) если $SOC \leq SOC_{\min}$, традиционный генератор включается:

$$P_G(t) = |\Delta P(t)|. \quad (13)$$

Модель измерений [9] записывается следующим образом:

$$\bar{y} = y_{уст} + x_{сл} \sigma_y, \quad (14)$$

где $x_{сл} \in N(0,1)$; $y_{уст}$ – значение параметра в установившемся режиме; σ_y – среднеквадратичное отклонение.

Измерение с грубой ошибкой моделируется по формуле:

$$\bar{y} = y_{уст} + x_{сл} \sigma_y + b, \quad (15)$$

где b – значение грубой ошибки.

Архив измерений. Измерения, поступающие в диспетчерский пункт в один и тот же момент времени, называются срезом измерений. Архив срезов измерений моделируется на базе модели измерений и математической модели ЭЭС, работающей в разных условиях.

Для моделирования архива срезов измерений используются суточные графики нагрузок в нагрузочных узлах и суточный график генерации ветровой станции (рис. 2). Для каждой точки графиков вычисляется установившийся режим (УР), затем к полученным значениям измеряемых параметров режима ($y_{уст}$) добавляются погрешности, генерируемые датчиком случайных чисел. Значение измерения вычисляется по (14). Для одной и той же точки УР моделируется несколько срезов измерения.

Метод обнаружения грубой ошибки. Предлагается новый метод обнаружения грубых ошибок в измерениях активной мощности батареи в части ЭЭС с ветровыми электростанциями, которая характеризуется низкой информационной избыточностью. Метод достоверизации измерения активной мощности батареи основан на анализе трех условий.

1. Значение измеренной активной мощности батареи должно равняться значению активной мощности, вычисленному в соответствии со стра-

тегией контроллера батареи. Далее вычисленное значение называется псевдоизмерением.

2. При зарядке батареи значение SOC не может быть меньше предыдущего значения, при разрядке батареи это значение не может быть больше предыдущего значения.

3. Допускается, что в одном срезе измерений не могут присутствовать грубые ошибки одновременно в измерении активной мощности батареи и в измерениях, на основе которых вычисляется активная мощность батареи в соответствии со стратегией.

Метод состоит из двух шагов (рис. 3). Сначала в соответствии с указанными условиями формируется трехзначный код ошибки ABC. Затем выполняется анализ этого кода.

Первый шаг. Формирование трехзначного кода ошибки ABC. 1. Определение значения элемента A. Вычисляется псевдоизмерение в соответствии со стратегией контроллера батареи:

$$P_B = \bar{P}_W - \bar{P}_L, \quad (16)$$

где \bar{P}_W – измеренное значение активной мощности на ветровой станции; \bar{P}_L – то же нагрузки.

Для обнаружения грубой ошибки в измерении \bar{P}_B проверяется условие:

$$|P_B - \bar{P}_B| < d; \quad (17)$$

$$d = 3\sqrt{\sigma_B^2 + \sigma_W^2 + \sigma_L^2}, \quad (18)$$

где σ_B^2 , σ_W^2 , σ_L^2 – дисперсия измерения активной мощности батареи, ветровой станции и нагрузки соответственно.

Если условие (17) выполняется, то первый элемент трехзначного кода равен 1 ($A=1$).

2. Определение значения элемента B. Анализируются следующие неравенства:

$$\text{если } \bar{P}_B(t) < 0, \text{ то } SOC(t-1) < SOC(t); \quad (19)$$

$$\text{если } \bar{P}_B(t) > 0, \text{ то } SOC(t) < SOC(t-1). \quad (20)$$

При выполнении (19) и (20) второй элемент трехзначного кода равен 1 ($B=1$).

3. Определение значения элемента C. Если неравенство (17) не выполняется, то одно из измерений (\bar{P}_B , \bar{P}_W или \bar{P}_L) ошибочное. В работе допускается, что если \bar{P}_W или \bar{P}_L ошибочные, то \bar{P}_B достоверное. Достоверизация измерений \bar{P}_W и \bar{P}_L выполняется известными методами. Для избыточных измерений используется метод контроль-

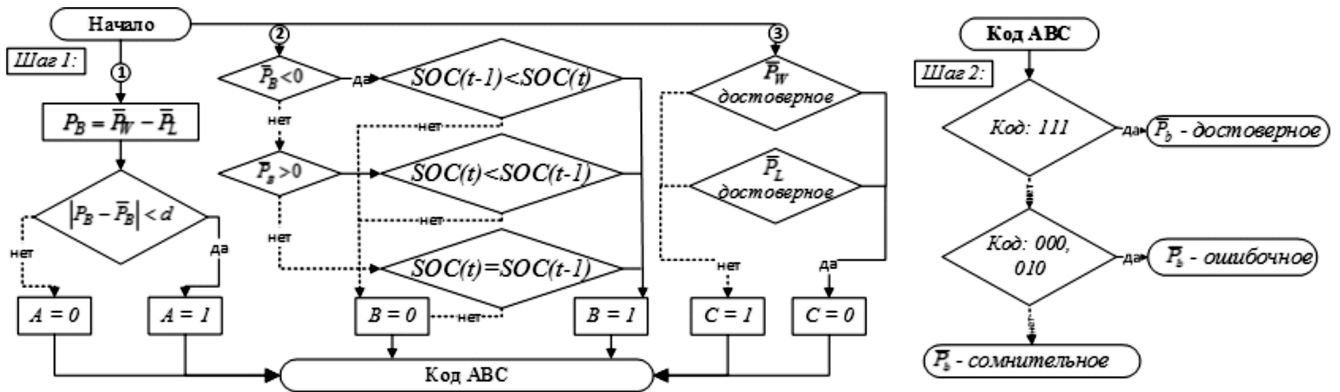


Рис. 3. Алгоритм обнаружения ошибочных измерений

ных уравнений [10]. Если измерение \bar{P}_W принадлежит к группе с низкой избыточностью измерений, то используется метод, описанный в [17]. Если измерение \bar{P}_L принадлежит к группе с низкой избыточностью измерений, то используется метод, основанный на анализе ретроспективной информации. На основе анализа результатов достоверизации измерений \bar{P}_W и \bar{P}_L определяется значение третьего элемента трехзначного кода. Если \bar{P}_W и (или) \bar{P}_L ошибочные, то $C=1$, что означает \bar{P}_B – достоверное.

Второй шаг. Анализ трехзначного кода ошибки ABC. В зависимости от значения кода рассматриваемое измерение объявляется достоверным, ошибочным или сомнительным. Три единицы кода ошибки означают, что измерение активной мощности батареи достоверное, три нуля и код «010» свидетельствуют о наличии ошибки в измерении. При остальных значениях кода измерение объявляется сомнительным.

Пример. Описание тестовой схемы и сценария. Исследования выполнены на пятиузловой тестовой схеме (рис. 4), которая состоит из ветровой электростанции (узел 1), традиционной электростанции (узел 2), двух нагрузочных узлов (3 и 4) и системы накопления электроэнергии на базе аккумуляторных батарей (узел 5). Узел 2 является балансирую-

щим. На рис. 4 показаны точки измерения инъекции и перетоков активной мощности. Архив срезов измерений состоит из 137 срезов, полученных через каждые 2 мин. Исследования выполнены в соответствии со сценарием: обнаружить грубую ошибку в измерениях активной мощности батареи, ветровой электростанции и нагрузки узла 3.

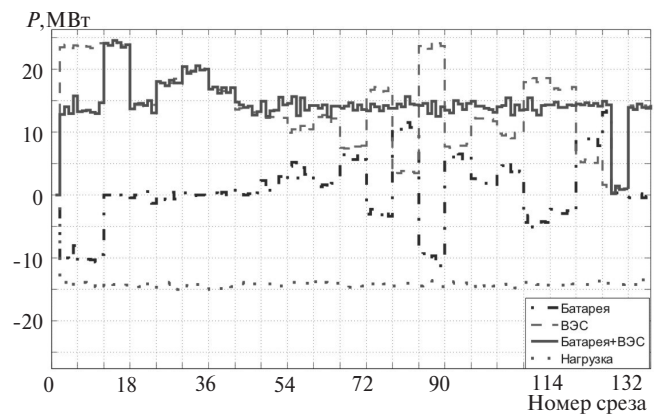


Рис. 5. Результаты измерения активной мощности

На рис. 5 показаны результаты измерения активной мощности (батарея, ветровая электростанция, нагрузка, суммарная мощность батареи и ветровой электростанции). Эти измерения не содержат грубых ошибок. На рис. 6 показан график за-

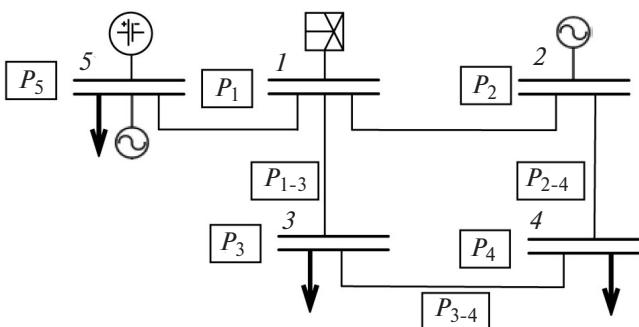


Рис. 4. Пятиузловая тестовая схема

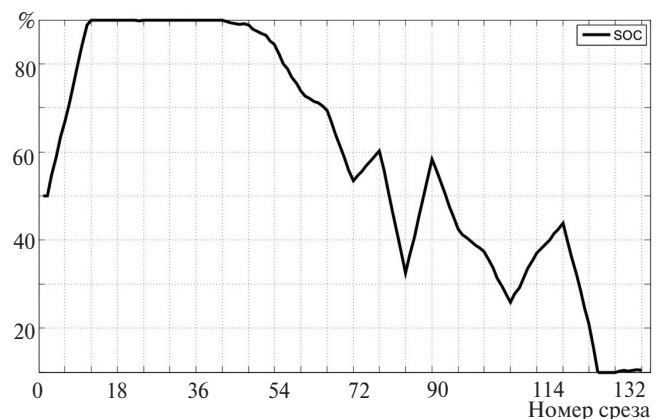


Рис. 6. График заряда батареи

ряда батареи (SOC—state of charge) на каждом из 137 срезов. Значение заряда батареи вычисляется по (8), где $d_b = 0$; $\eta_{bat} = 1$; $E_{nom} = 7$ МВт; $\Delta t = 2$ мин.

Метод обнаружения грубых ошибок. Моделируется грубая ошибка $b = -1,51$ в измерении активной мощности батареи (\bar{P}_B) по формуле (15) в одиннадцати срезах (23, 35, 45, 50, 56, 65, 85, 95, 105, 125, 135).

Значение порога d вычисляется по (18) при $\sigma_1^2 = \sigma_4^2 = 0,1$ МВт², $\sigma_5^2 = 0,05$ МВт², где $\sigma_1^2, \sigma_4^2, \sigma_5^2$ — значения дисперсии измерений активной мощности в узлах 1, 4, 5 соответственно. В этом случае $d = 1,5$ МВт, это означает, что если значение $|\bar{P}_1 - \bar{P}_3 - \bar{P}_5|$ в (17) больше или меньше 1,5 МВт, то одно из трех измерений ошибочное.

Для достоверизации измерения \bar{P}_3 формируется и анализируется трехзначный код ошибки ABC.

Шаг 1. Формирование трехзначного кода ошибки.

Э л е м е н т А. В соответствии с алгоритмом, показанным на рис. 3, проверяется условие (17). На рис. 7 показаны отклонения значений измерения и псевдоизмерения активной мощности батареи и порог (верхний, нижний). Анализ результатов показывает, что были обнаружены ошибочные измерения на девяти срезах из 11. Элемент А для девяти срезов равен нулю.

Э л е м е н т В. На всех срезах, кроме 35, 56, 85, 95, 105, 125, 135 $B = 1$. На этих срезах $B = 0$, потому что условия (19) и (20) не выполняются. Например, на срезе 56 батарея заряжается, но значение SOC уменьшается (условие (20) не выполняется).

Э л е м е н т С. Рассмотрим случай, когда измерение \bar{P}_3 — избыточное, а измерение P_1 принадлежит к группе измерений с низкой избыточностью. Для проверки \bar{P}_3 составляется контрольное уравнение (КУ) и анализируется невязка этого КУ:

$$\bar{P}_3 + \bar{P}_{1-3} + \bar{P}_{3-4} < d_3, \quad (21)$$

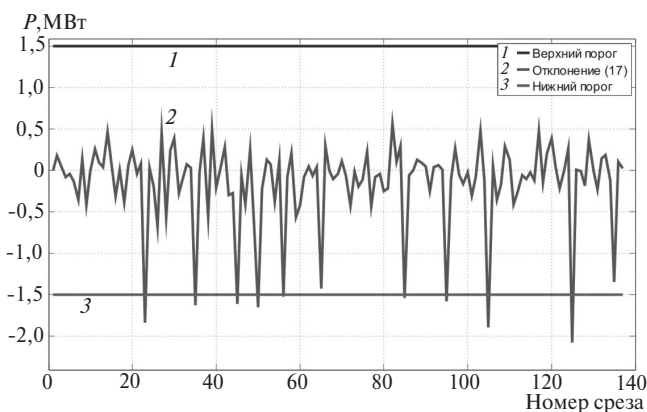


Рис. 7. Отклонение значений измерения и псевдоизмерения активной мощности батареи (измерение содержит грубую ошибку $b = -1,51$ МВт)

где \bar{P}_3 — измеренное значение инъекции активной мощности в узле 3; $\bar{P}_{1-3}, \bar{P}_{3-4}$ — измеренные значения перетоков активной мощности в линиях 1–3, 3–4; d_3 — порог контрольного уравнения для узла 3.

Если условие (21) выполняется, следовательно \bar{P}_3 — достоверное.

В результате решения задачи достоверизации измерения \bar{P}_1 методом [17] было установлено, что \bar{P}_1 — достоверное. Согласно разработанному алгоритму $C = 0$ при отсутствии ошибок в измерениях \bar{P}_1, \bar{P}_3 , что означает, что \bar{P}_3 — ошибочное.

Из рис. 7 видно, что в результате анализа неравенства (17) было обнаружено 81,81% ошибок (9 из 11) при значении ошибки $-1,51$ МВт.

Шаг 2. Анализ трехзначного кода ошибки. По результатам анализа трехзначного кода ошибки ($b = -1,51$) определяется качество исследуемого измерения. Результаты анализа, представленные в таблице, показывают, что одно ошибочное измерение распознано как достоверное и одно — как сомнительное. Это означает, что в задаче ОС одно ошибочное измерение будет рассматриваться достоверным.

Измерение	Фаза			Ответ
	A	B	C	
23	0	0	0	Ошибочное
35	0	0	0	Ошибочное
45	0	0	0	То же
50	0	0	0	—"
56	0	0	0	—"
65	1	0	1	Сомнительное
85	0	1	0	Ошибочное
95	0	1	0	Ошибочное
105	0	1	0	То же
125	0	0	0	—"
135	1	1	1	Достоверное

Анализ результатов обнаружения грубых ошибок разного значения. Грубые ошибки в измерении активной мощности батареи (\bar{P}_B) моделируются по формуле (15) при разных значениях b (от $-1,68$ до $+2,2$ МВт) в одиннадцати срезах (23, 35, 45, 50, 56, 65, 85, 95, 105, 125, 135).

Далее приведены результаты обнаружения ошибочных измерений:

Значение k , МВт/%:	
-1,68/100,0	1,53/36,36
-1,53/81,81	1,70/72,72
-1,50/72,72	1,90/90,90
-1,3/27,27	1,91/100

Результат 100% означает, что все ошибки, превышающие 1,91 МВт, обнаруживаются.

Анализ результатов показывает, что чем больше грубая ошибка, тем выше процент обнаружения ошибки. При решении задач управления ЭЭС это является важным фактом, так как чем больше искажены данные, тем ниже качество полученных оценок и информация о состоянии ЭЭС меньше соответствует действительности.

Заключение. Предложен метод достоверизации измерений активной мощности аккумуляторных батарей в распределительных сетях ЭЭС с ветровыми электростанциями. Система накопления электроэнергии на базе аккумуляторных батарей используется для временного перераспределения и аккумулирования энергии от ветровой электростанции. Такие ЭЭС характеризуются низкой избыточностью измерений, что может привести к низкой работоспособности традиционных методов обнаружения ошибочных данных. Предложенный метод основан на анализе стратегии управления батареями. Метод протестирован с использованием подсистемы пятиузловой тестовой схемы. Результаты исследований подтверждают способность метода обнаруживать грубые ошибки в измерении активной мощности батареи в рассматриваемых условиях. При значении ошибки, составляющей 27% от номинальной мощности батареи, ошибки обнаруживаются в 100% случаев.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Abur A., Exposito A.G.** Power system state estimation: theory and implementation. New York: Marcel Dekker, 2004, 327 p.
2. **Heydt G.T.** The next generation of power distribution systems. — IEEE Transactions on Smart Grid. 2010, vol. 1, No. 3, pp. 225–235.
3. **Елистратов В.В.** Возобновляемая энергетика. Санкт-Петербург: Изд-во Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, 2016, 424 с.
4. **Кучеров Ю.Н., Березовский П.К.** Современный уровень развития технологии накопления электрической энергии и функциональные условия их применения в энергосистеме. Опыт СИГРЭ [Электрон. ресурс] www.so-ups.ru, 2014 (Дата обращения 23.01.2020)
5. **Primadianto A., Lu C.-N.** A review on distribution system state estimation. — IEEE Transactions on Power System. 2016, vol. 32, No. 5, pp. 3875–3883.
6. **Singh D., Pandey J., Chauhan D.** Topology identification, bad data processing, and state estimation using fuzzy pattern matching. — IEEE Transactions on Power Systems. 2005, vol. 20, No. 3, pp. 1570–1579.
7. **Гамм А.З., Кучеров Ю.Н., Паламарчук С.И. и др.** Методы решения задач реального времени в электроэнергетике. Новосибирск: Наука, 1991, 293 p.
8. **Clanents K.A., Krutnpholz G.R., Davis P.W.** Power System State Estimation with Measurement Deficiency: an Observability/Measurement Placement Algorithm. — IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. 1983, vol. PAS-102, No. 7, pp. 2012–2020.
9. **Гамм А.З.** Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука, 1976, 220 с.
10. **Glazunova A.M., Kolosok I.N., Korkina E.C.** Study of Test Equations Method's Application for Bad Data Detection in PMU Measurement. — PMAPS 2012, Istanbul, Turkey, June 10–14.
11. **Murat Gol, Abur Ali.** A modified chi-squares test for improved bad data detection — The International Conference PowerTech. 2015, Eindhoven, Netherlands.
12. **Yun Yang, Wei Hu, Yong Min.** Projected unscented Kalman filter for dynamic state estimation and bad data detection in power system. — 12th IET International conference on Developments in Power System Protection (DPSP), 2014.
13. **Do Coutto Filho M.B., Stacchini de Souza J.C., Freund R.S.** Forecasting-aided state estimation — Part 2: Implementation. — IEEE Transactions on Power System, 2009, vol. 24, No. 4, pp. 1678–1685.
14. **Describing Wind Variations: Weibull Distribution** [Электрон. ресурс] <http://xn—drmsttre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/wres/weibull.htm> (Дата обращения 23.01.2020).
15. **Semshchikov E., Hamilton J., Wu L., Negnevitsky M., Wang X., Lyden S.** Frequency control within high renewable penetration hybrid systems adopting low load diesel methodologies. — Energy Procedia, 2019.
16. **Vidyanandan K.V., Senroy N.** Primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop. — IEEE Transactions on Power Systems. 2013, vol. 28, No. 2, pp. 837–846.
17. **Glazunova A., Aksaeva E.** An Increase in Information Security of Electric Power System with Wind Power Penetration under Low Redundancy of Measurements. — Proc. of the Intern. Conf. PowerTech. Milan 2019, 23–28 July.

[15.11.2019]

А в т о р ы: Глазунова Анна Михайловна — доктор техн. наук, старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, диссертацию защитила в 2019 г.

Аксаева Елена Сергеевна — канд. техн. наук, Младший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, диссертацию защитила в 2018 г.

About the Validity of Measurements in an Electric Power System with Electric Energy Storages

GLAZUNOVA Anna M. (Institute of the Systems of Energy of the Name M.A. Melent'yev of the Siberian Separation of Russian Academy of Sciences (SSRAS), Irkutsk, Russia) — Senior Researcher, Dr. Sci. (Eng.)

AKSAYEVA Yelena S. (SSRAS, Irkutsk, Russia) – Junior Scientist, Cand. Sci. (Eng.)

The validity and completeness of data in an electric power system are achieved by state estimation, which is aimed at filtering measurement errors and calculating unmeasured operating parameters. High-quality estimates can be obtained if there are no gross errors in measurements, which are revealed and eliminated at the stage of detecting erroneous data, provided the measurements are redundant. With the advent of renewable energy sources, many new facilities have been integrated into the power system, which are not fully equipped with measuring devices, due to which the parameters of such facilities are measured with insufficient redundancy. Under such conditions, and especially when it is difficult to predict the power output produced by stochastic and intermittent sources (wind and solar energy), the conventional validation methods do not always work in a proper way. A new method for revealing erroneous data is proposed, which is based on analyzing the strategy for controlling a storage battery in a power system containing wind farms. A five-node test system containing a wind farm and a high-capacity storage battery with a simple control strategy (load switching) is considered. It is shown that by using the proposed method it is possible to detect gross errors in active power measurements under the conditions of low information redundancy.

Key words: electric energy storages, electric power system, measurements, gross errors

REFERENCES

1. **Abur A, Exposito A.G.** Power system state estimation: theory and implementation. New York: Marcel Dekker, 2004, 327 p.
2. **Heydt G.T.** The next generation of power distribution systems. – IEEE Transactions on Smart Grid. 2010, vol. 1, No. 3, pp. 225–235.
3. **Yelistratov V.V.** *Vozobnovlyayemaya energetika – in Russ. (Proceeded in energy)* – SPb.: Publ. St. Petersburg Polytechnic University of Peter Great, 2016, 424 p.
4. **Kucherov Yu.N., Berezovskii P.K.** *Sovremennyy uroven' razvitiya tekhnologii nakopleniya elektricheskoy energii i funktsional'nyye usloviya ikh primeneniya v energosisteme. Opyt SIGRE* (The current level of development of technology for the accumulation of electric energy and the functional conditions of their use in the power system. CIGRE experience) [Electron. Resource] www.so-ups.ru, 2014 (Data of appeal 23.01.2020).
5. **Primadianto A., Lu C.-N.** A review on distribution system state estimation. – IEEE Transactions on Power System. 2016, vol. 32, No. 5, pp. 3875–3883.
6. **Singh D., Pandey J., Chauhan D.** Topology identification, bad data processing, and state estimation using fuzzy pattern matching. – IEEE Transactions on Power Systems. 2005, vol. 20, No. 3, pp. 1570–1579.
7. **Gamm A.Z., Kucherov YU.N. Palamarchuk S.I. et al.** *Metody resheniya zadach real'nogo vremeni v elektroenergetike* (Methods for solving real-time problems in the electric power industry). Novosibirsk. Nauka, 1991, 293 p.
8. **Clanents K.A., Krutnpholz G.R., Davis P.W.** Power System State Estimation with Measurement Deficiency: an Observability/Measurement Placement Algorithm. – IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. 1983, vol. PAS-102, No. 7, pp. 2012–2020.
9. **Gamm A.Z.** *Statisticheskiye metody otsenivaniya sostoyaniya elektroenergeticheskikh system* (Statistical methods for assessing the state of electric power systems). Moscow, Nauka, 1976, 220 p.
10. **Glazunova A.M., Kolosok I.N., Korkina E.C.** Study of Test Equations Method's Application for Bad Data Detection in PMU Measurement. – PMAPS 2012, Istanbul, Turkey, June 10–14.
11. **Murat Gol, Abur Ali.** A modified chi-squares test for improved bad data detection – The International Conference PowerTech. 2015, Eindhoven, Netherlands.
12. **Yun Yang, Wei Hu, Yong Min.** Projected unscented Kalman filter for dynamic state estimation and bad data detection in power system. – 12th IET International conference on Developments in Power System Protection (DPSP), 2014.
13. **Do Coutto Filho M.B., Stacchini de Souza J.C., Freund R.S.** Forecasting-aided state estimation – Part 2: Implementation. – IEEE Transactions on Power System, 2009, vol. 24, No. 4, pp. 1678–1685.
14. **Describing Wind Variations: Weibull Distribution** [Electron. Resource] <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/wres/weibull.htm> (Data of appeal 23.01.2020).
15. **Semshchikov E., Hamilton J., Wu L., Negnevitsky M., Wang X., Lyden S.** Frequency control within high renewable penetration hybrid systems adopting low load diesel methodologies. – Energy Procedia, 2019.
16. **Vidyanandan K.V., Senroy N.** Primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop. – IEEE Transactions on Power Systems. 2013, vol. 28, No. 2, pp. 837–846.
17. **Glazunova A., Aksaeva E.** An Increase in Information Security of Electric Power System with Wind Power Penetration under Low Redundancy of Measurements. – Proc. of the Intern. Conf. PowerTech. Milan 2019, 23–28 July.

[15.11.2019]