

ТРЕХУРОВНЕВОЕ ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ ИНФОРМАЦИИ О РЕЖИМАХ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

П.И. Бартоломей, Е.Н. Бегалова, А.В. Паздерин

Уральский государственный технический университет. г. Екатеринбург

E-mail: pav@daes.ustu.ru

Новые конкурентные отношения, формирующиеся в электроэнергетике России, повышают требования к достоверности информации от систем телеизмерения. Непротиворечивый портрет электроэнергетической системы обеспечивает математическая модель режима. Совместное использование измерительной информации и математического моделирования позволяют существенно повысить достоверность характеристики режима.

Энергетика России вступила в период реформирования и внедрения конкурентных отношений. Эти процессы существенно усиливают значимость измерительной информации о режимах работы энергосистем, так как эта информация используется в финансовых взаиморасчетах. Уровень оснащённости Российских энергосистем автоматизированными системами контроля и учета электроэнергии весьма низок, поэтому в течение нескольких лет при проведении финансовых взаиморасчетов на оптовом рынке электроэнергии допускается частичное использование измерительной информации от систем телеизмерений в рамках автоматизированной системы диспетчерского управления. Метрологические способы контроля точности измерительных трансформаторов тока и напряжения трудно осуществимы на практике. Кроме того, метрологические поверки средств измерений производятся один раз в несколько лет. В связи с этим верификацию измерительной информации целесообразно осуществлять на основе трехэтапной математической обработки.

Первый этап достоверизации измерительной информации основан на использовании динамических (временных) фильтров, которые позволяют выявить выбросы (скачки) в телеизмерениях (ТИ). Исследованы линейные динамические фильтры:

а) экспоненциального сглаживания

$$y_t = a \cdot x_t + (1-a) \cdot y_{t-\Delta t},$$

где y_t – результат фильтрации для последнего измерения x_t в момент t на основании предшествующего результата фильтрации в момент $(t-\Delta t)$, a – весовой коэффициент ($0 \leq a \leq 1$, в наших исследованиях $a=0,5$);

б) трендовый фильтр

$$y_t = a \cdot x_t + (1-a) \cdot x_t^{TP},$$

где x_t^{TP} – оценка параметра по линейному тренду на основании трех-пяти предшествующих измерений. Выявлено, что эффективность одномерных динамических фильтров зависит от величины кванта аналого-цифрового преобразования ТИ, апертуры канала связи и величины Δt . К сожалению, в практике телеметрии России пока господствуют системы с 8-и разрядным двоичным представлением ТИ и Δt – не менее 10 с, при использовании которых приходится строить первичную обработку ТИ на простейшем пороговом (статическом) фильтре

$$y_t = \begin{cases} x_t, & \text{если } x^m \leq x_t \leq x^M, \\ x^m, & \text{если } x_t \leq x^m, \\ x^M, & \text{если } x_t \geq x^M. \end{cases}$$

Здесь x^m и x^M определяют возможный реальный диапазон состояния измеряемого параметра x . При 12-ти разрядном преобразовании информации и $\Delta t \leq 2$ с одномерные линейные фильтры на первом этапе обработки первичной информации становятся эффективными.

Второй этап предполагает использование функциональных зависимостей между различными измерениями, которые входят в соответствующие уравнения электрической сети. В качестве этих зависимостей, во-первых, рассмотрены уравнения баланса тока, мощности или электроэнергии в узле электрической сети

$$X_i + \sum_{j \in \mu_i} X_{ij} = 0, \quad (1)$$

где X_i – узловое значение тока или мощности или электроэнергии; X_{ij} – значение соответствующего параметра в ветви $i-j$; μ_i – множество узлов, инцидентных узлу i , и, во-вторых, уравнения для ветвей схемы, связывающие параметры начала и конца. Здесь также используются уравнения баланса тока, мощности или электроэнергии для линейного элемента схемы, которые в общем виде с учетом потерь ΔX_{ij} записываются как

$$X_{ij} - X_{ji} = \Delta X_{ij}.$$

Для разных параметров уравнения потерь будут различными. Используя общепринятые обозначения, и пренебрегая потерями в шунтах

$$I_{ij} - I_{ji} = 0.$$

Потери активной мощности в традиционных обозначениях равны

$$P_{ij} - P_{ji} = R_{ij} \cdot (P_{ij}^2 + Q_{ij}^2) / U_i^2.$$

Потери электроэнергии можно определить по известной формуле

$$W_{ij} - W_{ji} = k_\phi^2 \cdot R_{ij} \cdot (W_{pij}^2 + W_{qij}^2) / (T \cdot U_i^2),$$

где k_ϕ^2 – квадрат коэффициента формы графика нагрузки. При необходимости можно использовать и другие уравнения, связывающие режимные пара-

метры для локальных элементов сети, например, связь между напряжениями двух соседних узлов.

При достаточно полном охвате участков сети можно составить обобщенную систему уравнений, которая после линеаризации приобретает вид

$$D_1 \cdot V + D_2 \cdot \bar{V} = 0, \quad (2)$$

где D_1 и D_2 – прямоугольные матрицы, содержащие коэффициенты линеаризации перед неизмеряемыми V и измеряемыми \bar{V} параметрами. Используя метод Гаусса, все неизмеряемые переменные V из системы (2) можно исключить. При этом число уравнений в нефакторизованной части системы (2) уменьшится на число исключенных переменных, которые были неизмеряемыми. Исключение неизмеряемых переменных соответствует приведению системы (2) к трапецидальному виду. В зависимости от имеющегося состава и количества измеренных (множество θ) и неизмеренных (множество ϑ) переменных возможны три принципиальные ситуации, которые наглядно представлены на рис. 1:

1. В процессе исключения методом Гаусса неизмеренных переменных, входящих в множество ϑ , использованы все имеющиеся уравнения, а неизмеренные переменные в системе (1) остались. Данные переменные являются ненаблюдаемыми, и ситуация соответствует неполной наблюдаемости задачи ЭР (рис. 1, а).
2. В процессе исключения неизмеренных переменных использованы все уравнения, и неизмеренных переменных не осталось. Состав использованных измерений в точности соответствует одному из базисных. Избыточные измерения отсутствуют, нет и контрольных уравнений (рис. 1, б).
3. В процессе исключения не осталось неизмеренных переменных. При этом даже остались уравнения, которые не использовались в процессе факторизации. Все эти уравнения являются контрольными уравнениями (КУ), так как содержат только измеряемые переменные [1]. Система измерения ЭЭ обеспечивает наблюдаемость и избыточность для задачи ЭР (рис. 1, в).

На рис. 1 наглядно представлены соотношения между неизмеренными и измеренными переменными

и форма матрицы \tilde{D} после процедуры исключения неизмеренных переменных для каждого из трех описанных выше случаев.

При подстановке в КУ очередной порции измерений в правой части вместо нулей появляются невязки уравнений. Чем больше невязки, тем большие ошибки содержат измерения, которые входят в КУ [1].

Сравнение невязки с пороговым значением позволяет оценить достоверность измерений. Для определения "плохих" измерений можно продолжить процедуру исключения переменных. Если методом Гаусса исключить измерение, содержащее большую ошибку, то невязки всех КУ, содержащих плохое измерение, должны уменьшиться. Таким образом, возможно выявление измерений, содержащих грубые ошибки.

Основное требование, предъявляемое к процедурам обнаружения и идентификации плохих данных (ПД) в системе ТИ о параметрах режима ЭЭС, заключается в минимальных затратах времени на вычисления, поскольку данный процесс должен проходить в режиме реального времени или в темпе запуска программы оценивания состояния. Анализ существующих методов идентификации ПД позволяет сделать вывод, что необходимость в методике обнаружения ошибочных телеизмерений, характеризуемой небольшими объемом вычислений и временем расчета, все еще является актуальной задачей. При разработке предлагаемого алгоритма обработки первичной информации были поставлены следующие задачи:

- обнаружение и отбраковка «плохих» данных, то есть тех телеизмерений, которые имеют большую погрешность, но не были обработаны пороговыми фильтрами;
- уточнение параметров электрического режима с учетом их взаимного влияния друг на друга. Такая обработка данных носит априорный характер (выполняется до глобального ОС ЭЭС) и называется фильтрацией грубых ошибок с последующей локальной оценкой состояния (ЛОС).

Под ЛОС понимается минимизация функции наименьших ОС для отдельного участка сети, в результате которого получается вектор локально оцененных параметров и подозрительных ТИ. Исходными данными для идентификации ПД являются

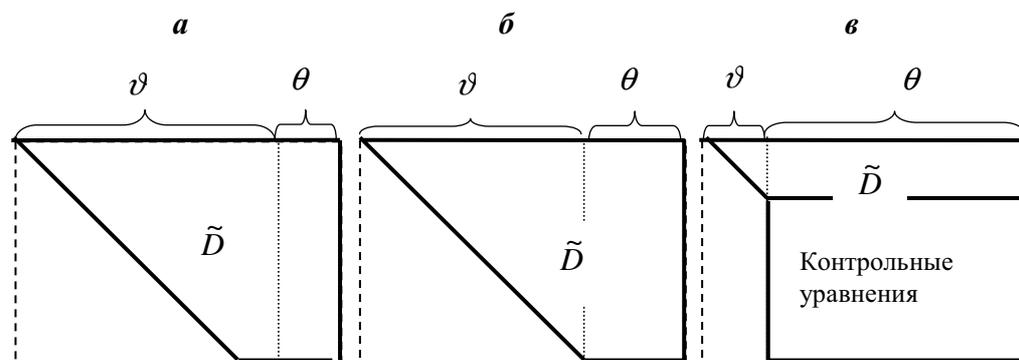


Рис. 1. Варианты получения системы контрольных уравнений

ТИ параметров режима отдельного участка сети (рис. 2) $P_n^{TI}, Q_n^{TI}, U_n^{TI}$ – перетоки активной и реактивной мощности в начале участка, напряжение в узле начала; $P_k^{TI}, Q_k^{TI}, U_k^{TI}$ – перетоки активной и реактивной мощности в конце участка, напряжение в конечном узле. С учетом развития новых технологий телеметрии можно рассматривать как дополнительное телеизмерение значение разности фазовых углов напряжений начала и конца участка сети δ^{TI} .

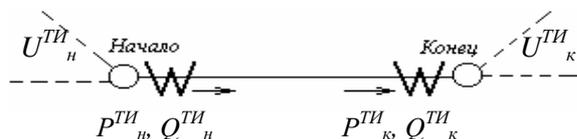


Рис. 2. Телеизмерения параметров режима участка сети

Фильтрация грубых ошибок и ЛОС состоят в обнаружении грубых ошибок ТИ и уточнении расчетных оценок для отдельного участка сети. Предполагается, что появление плохого измерения возможно только в одном параметре из рассматриваемых шести. Идея фильтра состоит в следующем. Для рассматриваемого участка электрической сети, считая известными параметры R, X, G_w и B_w , можно рассчитать значение потерь активной мощности через различные комбинации параметров режима, входящих в W . В случае взаимосвязанных ПД результат работы фильтра становится неопределенным.

Рассчитываются значения пяти функций различных параметров режима, определяющие потери активной мощности через следующие соотношения:

$$F_1 = \Delta P(P_n^{TI}, Q_n^{TI}, U_n^{TI}) = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_n^{TI2}} \cdot R, \quad (3)$$

$$F_2 = \Delta P(P_k^{TI}, Q_k^{TI}, U_k^{TI}) = \frac{P_k^2 + Q_k^2}{U_k^{TI2}} \cdot R, \quad (4)$$

$$F_3 = \Delta P(Q_n^{TI}, Q_k^{TI}) = \frac{Q_n - Q_k}{X} \cdot R, \quad (5)$$

$$F_4 = \Delta P(P_n^{TI}, P_k^{TI}) = P_n - P_k, \quad (6)$$

$$F_5 = \Delta P(U_n^{TI}, U_k^{TI}, \delta^{TI}) = \frac{U_n^{TI2} + U_k^{TI2} - 2 \cdot U_n^{TI} \cdot U_k^{TI} \cdot \cos(\delta^{TI})}{Z^2} \cdot R, \quad (7)$$

где эквивалентные перетоки активной $P'_n = P_n^{TI} - U_n^{TI2} \cdot G_w$, $P'_k = P_k^{TI} - U_k^{TI2} \cdot G_w$ и реактивной мощности, $Q'_n = P_n^{TI} - U_n^{TI2} \cdot B_w$, $Q'_k = P_k^{TI} - U_k^{TI2} \cdot B_w$ представлены с учетом шунтирующих элементов.

Как видно из соотношений (3–7), каждое используемое ТИ встречается при вычислении только двух значений F_i из пяти выше приведенных. Значения F_i , имеющие большие отклонения от средних значений F_{cp1}, F_{cp2} , вычисляемых поэтапно, определяют ТИ, имеющее наибольшую ошибку. Это ТИ признается недостоверным, и далее не учитывается при выполнении ОС или ему назначается

наименьший весовой коэффициент. Как уже упоминалось, применение такого способа обнаружения плохих данных достаточно эффективно в случае наличия только одного ТИ, имеющего грубую ошибку в представленной совокупности данных. Когда же полученные результаты не дают возможности однозначно выделить неверное телеизмерение или набор телеизмерений является не полным, предлагается повысить достоверность телеметрии при помощи локального оценивания состояния. Если на измерение δ^{TI} не приходится рассчитывать, то в формуле (7) следует использовать оценочное значение $\delta^{оц}$ получаемое из $(\Delta P^{оц}, \Delta Q^{оц})$, (P'_n, Q'_n) , (P'_k, Q'_k) и (P'_{cp}, Q'_{cp}) .

ЛОС позволяет с большей степенью достоверности обнаружить ПД и получить список откорректированных параметров и их значения, которые в дальнейшем используется для глобальной ОС ЭЭС.

Алгоритм априорной обработки «сырой» телеметрии:

1. Для каждого участка электрической сети формируется совокупность измеренных параметров W .
2. При помощи фильтра грубых ошибок идентифицируются, если это возможно, грубые ошибки в телеизмерениях.
3. Для параметров, входящих в W , составляется целевая функция взвешенных наименьших квадратов, которая минимизируется – выполняется локальное оценивание состояния. Обнаруженные при помощи фильтра ошибочные телеизмерения не включаются в целевую функцию, или получают наименьший весовой коэффициент.
4. По результатам ЛОС находятся ТИ, соответствующие наибольшим значениям невязок и образуют группу подозрительных измерений.

Здесь отличим от классического ОС является использование уравнений (3–7) в качестве КУ вида

$$F_i - \Delta P^{оц} = 0, \quad i=1...5,$$

где $\Delta P^{оц}$ – усредненная величина F_i^{TI} , полученная по выражениям (3–7), но с отбрасыванием двух наиболее грубых значений потерь мощности.

Третий этап состоит в глобальном ОС режима всей энергосистемы, которое выполняется на основании уточненных данных, а именно, на основании целевой функции, в которую вместо телеизмерений входят оцененные по ЛОС параметры.

Заключение

Трехэтапная процедура уточнения данных телеизмерений содержит блоки фильтрации грубых ошибок, локального оценивания и оценивания состояния системы в целом. Математическая модель позволяет узнать недостоверную, неточную и «сырую» информацию и рассчитать наиболее достоверный режим электроэнергетической системы в темпе процесса.

мерений в электроэнергетических системах. – Новосибирск: Наука, 2000. – 152 с.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеиз-