

Уточнение параметров схемы замещения ЛЭП по данным PMU при оценивании состояния ЭЭС*

Колосок И.Н., Коркина Е.С.

ИСЭМ СО РАН

г. Иркутск, Российская Федерация

kolosok@isem.irk.ru, korkina@isem.irk.ru

Аннотация. Значение задачи оценивания состояния электроэнергетической системы (ОС ЭЭС) не перестает быть актуальным при управлении объектами электроэнергетики. Качество результатов ОС зависит от качества исходной информации – телеизмерений (ТИ) SCADA, синхронизированных векторных измерений (ВИ) PMU, поступающих от PMU, корректно собранной схемы замещения на основе телесигналов о положении коммутационного оборудования, а также от точности параметров схемы замещения ЛЭП. В статье рассматриваются вопросы уточнения значений параметров схемы замещения (ПСЗ) с помощью измерений PMU и влияния такого уточнения на результаты оценивания состояния ЭЭС. Предварительная проверка достоверности СВИ проводится методом контрольных уравнений.

Ключевые слова: синхронизированные векторные измерения, оценивание состояния, параметры схемы замещения.

ВВЕДЕНИЕ

Для формирования расчетной модели электроэнергетической системы (ЭЭС) используются методы оценивания состояния (ОС). Результатом работы процедуры ОС является расчет установившегося режима (УР) ЭЭС на основе текущей топологии схемы замещения сети, её параметров и измерений режимных параметров.

Развитие технологии WAMS в ЭЭС России предполагает активное внедрение автоматизированной системы синхронизированных измерений (АС СИ) на основе устройств синхронизированных векторных измерений (PMU) [1]. Для гарантии, что информация, приходящая от PMU, достоверна, в рамках АС СИ реализована функция контроля выхода параметров режима за технологические пределы (как это осуществлялось прежде для телеизмерений SCADA) [1], производится верификация телесигналов [2], что очень важно с точки зрения задачи оценивания состояния. В АС СИ анализ потока данных от PMU проводится с помощью приложений визуализации, способствующих обнаружению резких изменений параметров режимов. Несмотря на это, в условиях отладки АС СИ процедура ОС приобретает ещё большую значимость, поскольку её математический аппарат на основе априорного статистического и логического анализа достоверности измерений [3] позволяет обнаружить не только ошибки в измерениях, но и уточнить параметры схемы замещения сети, задаваемые, как правило, на основе паспортных данных оборудования.

Подход к идентификации параметров схемы замещения (ПСЗ) при ОС ЭЭС был впервые предложен еще в [4]. Но в то время, как это было показано в [5], погрешности ТИ SCADA, используемых для ОС, заметно превышали погрешности задания ПСЗ, поэтому уточнение значений этих параметров не оказывало существенного влияния на результаты ОС. В итоге, практическая реализация предложенных подходов в программных комплексах ОС не была осуществлена.

Ситуация изменилась с внедрением в практику ОС измерений PMU высокой точности. В условиях WAMS проблема точного задания ПСЗ при решении задач расчета УР вышла на одну из передовых позиций, и на эту тему появилось достаточно много исследований.

Одно из первых исследований идентификации параметров схемы замещения (активных и реактивных продольных сопротивлений и поперечных проводимостей линий – R, X, G, B) по измерениям PMU проведено в [6] с применением двух основных формул расчета R, X, G, B для четырёхполосника. В работе указывается: из-за того, что погрешности PMU значительно меньше погрешностей измерительного тракта (измерительных трансформаторов (ИТ) и вторичных цепей), погрешность определения ПСЗ неизбежна. По результатам вычислений ПСЗ при 2-х режимах и 4-х диапазонах погрешностей по модулю и углу ИТ напряжения и тока в [6] сделан вывод: с приемлемой для практики точностью данным методом можно определить только реактивные элементы ПСЗ (X и B). Позднее, в [7], идентификация ПСЗ по измерениям PMU проведена в течение 10-минутного интервала для двух последовательно включенных ЛЭП – сначала методом нелинейной оптимизации при ограничениях, соответствующих классу точности 0.5 ИТ определены погрешности измерительного оборудования (измерительного тракта и PMU), затем с учетом этих погрешностей проведена идентификация ПСЗ.

В [8] отмечено, что в [7] принимается симметричность режима по всем фазам, а это совсем не так в реальной жизни. В [8] рассматривается раздельное решение задачи идентификации ПСЗ для активных (R и G) и для реактивных (X и B) элементов и предложена методика одновременной идентификации ПСЗ и коэффициентов, компенсирующих погрешности ИТ.

Исследование влияния систематических ошибок в измерениях PMU на определение текущих значений ПСЗ проведено и в [9]. Показано, что оценки R более чувствительны к систематическим ошибкам в измерениях модуля напряжения, а оценки X – к искажениям в фазовых углах.

* Статья публикуется по рекомендации программного комитета Международной научно-технической конференции "Пром-Инжиниринг" (ICIE-2018), <http://icie-rus.org>

Методика идентификации ПСЗ на основе векторных измерений мощностей и напряжений реализована в [10] – автор составляет матрицу производных измерений мощностей и напряжений по компонентам ПСЗ и использует несколько срезов, чтобы уточнить значения идентифицируемых R, X, G, B. Примечательно, что при рассмотрении конкретной ЛЭП, в которой идентифицируются ПСЗ, для упрощения используются не собственно измерения углов напряжений, а их разность (взаимный угол). В качестве исходных приближений используются справочные данные ПСЗ, взятые при 20 °С.

В предлагаемой статье будет рассмотрен алгоритм идентификации ПСЗ ЛЭП по данным измерений РМУ на основе оценивания состояния. Алгоритм основан на подходе [4], построенном на включении идентифицируемых параметров в вектор состояния при ОС ЭЭС. Для проверки необходимости проводить уточнение ПСЗ в работе используется метод контрольных уравнений [3], применяемый для обнаружения ошибочных измерений. Опыт решения задачи оценивания состояния по реальным измерениям РМУ [11] показал, что достоверизация этих измерений ещё не залог успешной работы процедуры оценивания состояния. Если измерения РМУ прошли достоверизацию, но ОС дает оценки измерений, значительно отличающиеся от значений измерений, возникает вопрос: не является ли причиной этому отклонение параметров схемы замещения от их паспортных значений? Для выполнения расчетов использовались данные 10 минутного архива измерений от четырех РМУ, установленных по концам ЛЭП 750 кВ.

ОЦЕНИВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ЭЭС

Процедура оценивания состояния [12] заключается в расчете текущего режима ЭЭС по измерениям (ТИ или данных от РМУ) для текущей расчетной схемы, сформированной по телесигналам (ТС) о состоянии коммутационного оборудования. При решении задачи оценивания состояния для n -узловой расчетной схемы вводится вектор состояния $x = (\delta, U)$ размерностью $(2n-1)$, включающий модули U и фазовые углы δ напряжений, кроме фиксированной фазы базисного узла. Вектор состояния однозначно определяет, как измеренные y , так и неизмеренные z параметры режима. В такой постановке задача оценивания состояния сводится к минимизации критерия:

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

где R - ковариационная матрица ошибок измерений, на диагонали которой стоят дисперсии измерений $r_{ii} = \sigma_i^2$; \bar{y} - вектор измеренных параметров.

Вследствие нелинейной зависимости $y(x)$, задача решается итеративно с поиском на каждой итерации поправок:

$$\Delta x_i = (H_i^T R^{-1} H_i)^{-1} H_i^T R^{-1} (\bar{y} - y(x_i)) \quad (2)$$

где $H_i = \frac{\partial y}{\partial x_i}$ - матрица Якоби на i -той итерации.

Метод Контрольных Уравнений. При решении задачи ОС необходимо знать, что исходная информация, поступающая от РМУ, достоверна. В нашей работе априорная достоверизация измерений выполняется разработанным в ИСЭМ СО РАН методом контрольных уравнений [3]. Контрольные Уравнения (КУ) – это уравнения установленного режима, в которые входят только измеренные переменные режима

$$w_k(y) = 0 \quad (3)$$

или неизмеренные переменные, вычисленные через измеренные $w_k(y, f(y)) = 0$.

Априорная достоверизация методом КУ основана на подстановке “сырых” измерений в контрольные уравнения и на сравнении полученных (в силу погрешностей измерений) невязок контрольных уравнений w_k со статистическими порогами d_k , определяемыми точностью (дисперсиями) измерений, входящих в КУ. Для проверки достоверности измерений проверяется условие

$$|w_k| < d_k \quad (4)$$

При выполнении условия (4) в задачу ОС поступают достоверные, гарантированно качественные измерения. Опыт работы с телеизмерениями и изучение особенностей измерений РМУ [13] дает основание считать, что перед верификацией параметров схемы замещения необходимо применить процедуру достоверизации этих измерений.

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ПРИ ОС ЭЭС

Подход к идентификации параметров схемы замещения при ОС ЭЭС, предложенный в [4], состоит во включении идентифицируемых параметров в общий набор компонент вектора состояния. В этом случае оценивание состояния сводится к минимизации целевой функции на T интервалах времени

$$\varphi = \sum_{t=1}^T [(\bar{y}(t) - y(x, D))]^T R_{y(t)}^{-1} [(\bar{y}(t) - y(x, D))] \quad (5)$$

где D - идентифицируемые параметры. Как было показано в [14], для получения оценок как собственно компонент вектора состояния, так и параметров схемы замещения выполняется минимизация критерия (5) по x и D , что приводит к решению двух систем нелинейных уравнений:

$$\frac{\partial \varphi}{\partial x(t)} = \left(\frac{\partial y(x, D)}{\partial x} \right)^T R_y^{-1} [(\bar{y}(t) - y(x, D))]$$

$$\frac{\partial \varphi}{\partial D} = \sum_{t=1}^T \left(\frac{\partial y(x, D)}{\partial D} \right)^T R_y^{-1} [(\bar{y}(t) - y(x, D))].$$

Блок коррекции D можно запускать при ОС периодически на некоторое время, чтобы отследить изменения в параметрах схемы, поскольку из-за малой скорости изменения ПСЗ работа этого блока в темпе процесса не обязательна.

Чтобы определить методами оценивания состояния текущие значения R, X, G, B, вводим их в вектор состояния. В векторе состояния уже находятся модули и углы узловых напряжений, и введение $D = \{R, X, G, B\}$ в вектор состояния может привести к тому, что число искомым переменных станет больше числа имеющихся измерений. В этом случае для получения решения необходимо повысить избыточность исходных данных. Повышение избыточности измерений осуществляется с помощью использования одновременно нескольких идущих подряд срезов измерений, потому что изменения в ПСЗ происходят не вдруг, и изменённые значения ПСЗ будут находиться в своих новых пределах какой-то определённый интервал времени. На этом основании для определения текущих значений ПСЗ можно применить несколько срезов. Такой

подход применялся для определения текущих значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов [15].

Уточнение ПСЗ проводится методом линейного ОС с использованием матрицы производных измерений токов по всем параметрам схемы замещения (R, X, G, B)

$$\hat{Z}(t) = \left(\frac{\partial I}{\partial z} \right)^{-1} I(t) \quad (6)$$

где Z – идентифицируемые продольные и поперечные проводимости.

Расчет текущих значений ПСЗ R,X,G,B был выполнен по формуле (6) для интервалов в 3000 измерений (1-3000, 3001-6000, 6001-9000 и т.д. до 30000) и с использованием адаптационного метода (рекуррентная формула из [3,14]):

$$\hat{Z}(t) = (1 - \alpha) \hat{Z}(t-1) + \alpha \hat{Z}(t) \quad (7)$$

где $\alpha = 1/t$ на первых 100 срезам ($t=1,2...100$), далее $\alpha = 0.01$.

Если параметры схемы замещения существенно изменились на рассматриваемом отрезке времени по сравнению с паспортными, в параметры расчетной схемы вносятся вычисленные значения R,X,G,B.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

Для проверки подхода использовались 30000 срезов 10 минутного архива измерений от двух РМУ, установленных по концам ЛЭП 750 кВ (Рис.1), включающие модули и углы напряжений и токов пофазно и суммарные мощности – это довольно представительная выборка, по которой можно провести статистический анализ данных наблюдения и сделать определённые выводы относительно качества измерений.

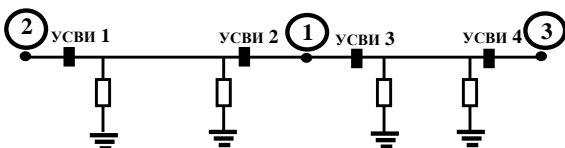


Рис. 1. 3х-узловая схема из 2-х ВЛ-750 [11]

Предлагаемый подход состоит в следующем:

1) *Анализ достоверности измерений РМУ методом КУ.* Для исследования достоверности измерений РМУ перетоков активной и реактивной мощности по линиям тестовой схемы применяется метод КУ. В качестве контрольных уравнений для ветви 1-3 использованы уравнения балансов активной и реактивной мощности в ВЛ:

$$w_P = P_{1-3} + P_{3-1} - \Delta P_{1-3}, \quad (8)$$

$$w_Q = Q_{1-3} + Q_{1-3} - \Delta Q_{1-3} + Q_{ген}, \quad (9)$$

В (8), (9) ΔP_{1-3} , ΔQ_{1-3} и $Q_{ген}$ – это потери активной и реактивной мощности и реактивная мощность генерации ветви 1-3 соответственно. Они вычисляются с использованием измерений перетоков мощности, узловых напряжений и заданных значений ПСЗ.

Так как невязка КУ – это алгебраическая сумма нормально распределенных погрешностей, входящих в него измерений, она тоже имеет нормальное распределение с нулевым математическим ожиданием (МО) и дисперсией, определяемой дисперсиями входящих в него измерений [3].

Невязки КУ (8) и (9) были вычислены с использованием паспортных данных ПСЗ ветви 1-3. Для первого среза измерений получены следующие значения невязок КУ, превысившие соответствующие пороговые значения $d_P = 10 \text{ MBm}$, $d_Q = 15,5 \text{ Mвар}$:

$$|w_P = 13,55 \text{ MBm}| > d_P = 10 \text{ MBm};$$

$$|w_Q = -78,4 \text{ Mвар}| > d_Q = 15,5 \text{ Mвар}.$$

Затем вычислены и проанализированы невязки КУ по всем срезам измерений. Анализ результатов показал, что МО невязок обоих КУ на всех срезах отличны от нуля. Причиной этого может быть либо присутствие систематических ошибок в измерениях РМУ, либо некорректное задание параметров схемы замещения, которые использовались для вычисления потерь в (8),(9).

Для проверки наличия систематических ошибок в измерениях были использованы методы динамического ОС [16], а также вейвлет-анализ случайных процессов [17] для измерений токов, напряжений и вычисленных по ним измерениям активных и реактивных мощностей. Оба метода показали, что эти измерения на протяжении всей выборки являются достоверными, т.е. не содержат систематических ошибок. Поэтому необходимо уточнить ПСЗ для ЛЭП данного фрагмента схемы.

2) *Вычисление ПСЗ по данным РМУ.* Для идентификации ПСЗ на основе предложенной методики проведены расчеты текущих значений ПСЗ R,X,G,B двумя способами: 1) по формуле (6) для интервалов в 3000 измерений (1-3000, 3001-6000, 6001-9000 и т.д. до 30000) и 2) с использованием адаптационного метода расчета (от 1 до 30000). На рис. 2, а-г показано, как ведут себя параметры схемы замещения на протяжении всей 10-минутной выборки: пунктиром показаны поинтервальные вычисления ПСЗ, сплошной линией – вычисления по (7).

Графики, приведенные на рис. 2, а-г, говорят в пользу применения рекуррентной формулы, которая отражает адаптационный процесс.

3) *Решение задачи ОС по уточненным ПСЗ.* В результате, вместо паспортных значений сопротивлений: $R=2.66 \text{ Ом}$, $X=35.3 \text{ Ом}$ и поперечных проводимостей: $G=0$, $B=245 \text{ мкСм}$ получены новые значения $R=7.3 \text{ Ом}$, $X=26.06 \text{ Ом}$, $G=12 \text{ мкСм}$, $B=205 \text{ мкСм}$. С этими значениями проведено линейное ОС (до следующего запуска блока коррекции ПСЗ). После идентификации ПСЗ выполнены расчеты невязок КУ по расчетным значениям ПСЗ. Для измерений первого среза получены следующие значения невязок КУ:

$$|w_P = -0.6 \text{ MBm}| < d_P,$$

$$|w_Q = -1.46 \text{ Mвар}| < d_Q.$$

Видно, что значения невязок КУ активного и реактивного перетоков стали значительно меньше. Затем были вычислены невязки КУ по всем срезам измерений, которые показали, что МО невязок обоих КУ близко к нулю. Это свидетельствует о том, что входящие в эти КУ измерения не содержат грубых ошибок, а ПСЗ заданы корректно. Далее было проведено оценивание состояния данной трёхузловой схемы с использованием паспортных и скорректированных значений ПСЗ.

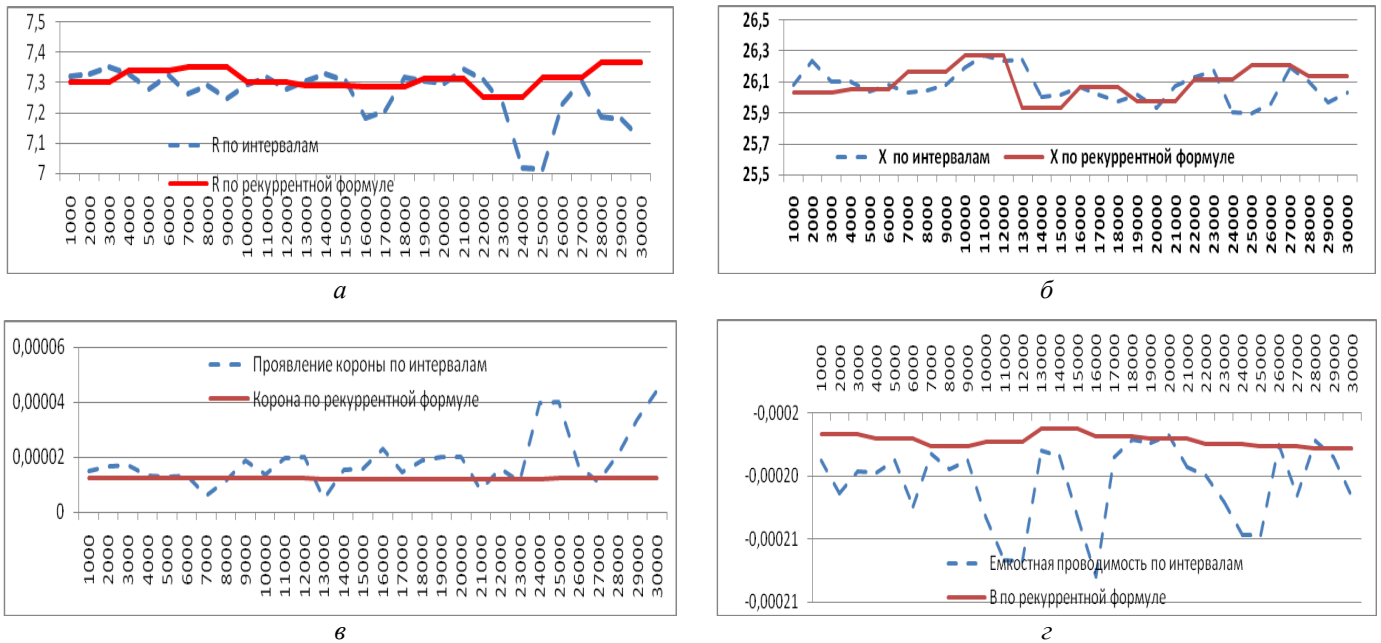


Рис. 2. Значения активного (а) и реактивного (б) сопротивлений, проводимости на корону (в) и емкостной проводимости (г)

На рис. 3 приведены значения отклонений полученных оценок модуля напряжения узлах расчетной схемы от измеренных значений при линейном ОС (синий цвет – паспортные значения ПСЗ, красный – идентифицированные на интервале (срезы 3001-6000) значения ПСЗ)

Из рис. 3, а-б видно, что оценки, полученные при использовании скорректированных ПСЗ, точнее оценок, полученных при расчете с паспортными ПСЗ, поскольку измерения напряжений данной ЛЭП не имеют ошибок.

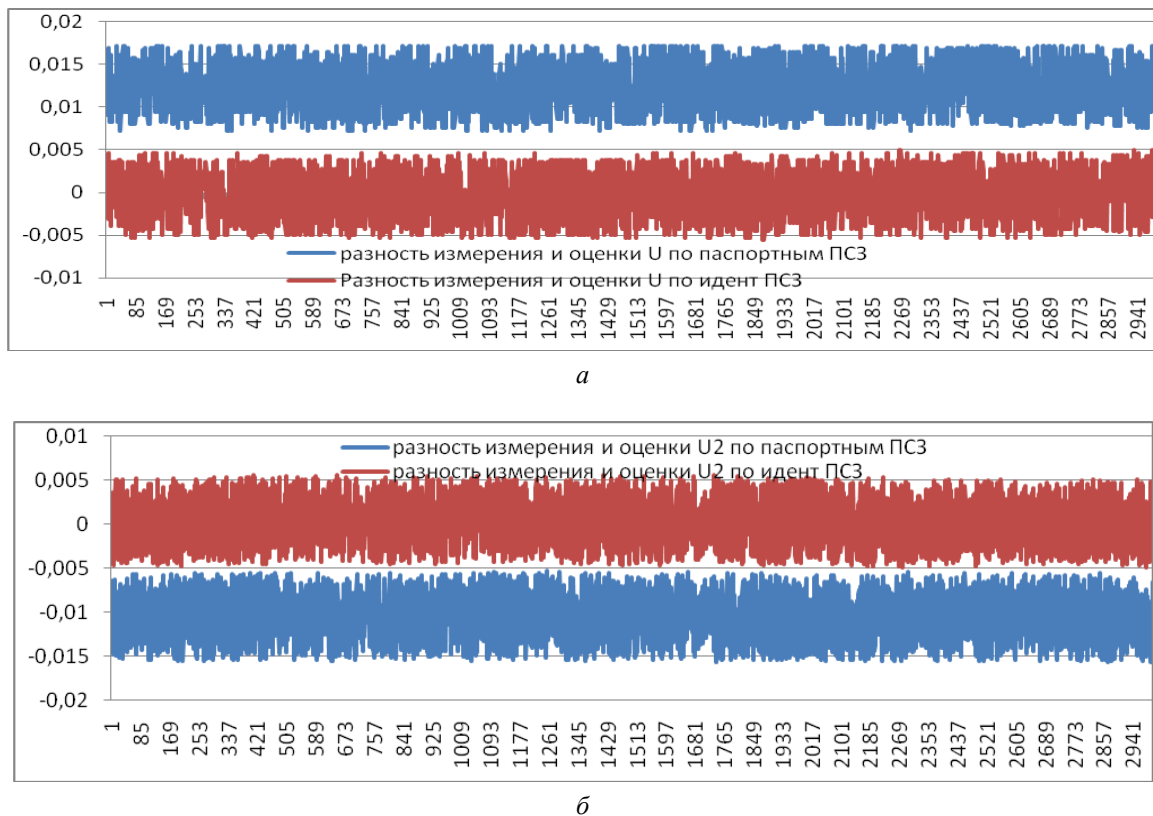


Рис. 3. Разность между измерениями модуля напряжения и оценками для напряжения в узла 1 (а) и 3 (б)

Выводы

В работе проанализированы проблемы, возникающие при расчете текущего режима объектов ЭЭС по данным РМУ. Расчеты режимов для ВЛ, оборудованных РМУ, показывают, что существует рассогласование между значениями ПСЗ, которые берутся из паспортных данных, и значениями ПСЗ, рассчитанными по реальным измерениям РМУ. Для решения этой проблемы предложено использовать методы статистической обработки данных: априорную достоверизацию методом контрольных уравнений, вейвлет-анализ потоков измерений, поступающих от РМУ, процедуру идентификации ПСЗ по достоверным измерениям РМУ в процессе линейного ОС, оценивание параметров текущего режима по полученным значениям ПСЗ и измерениям РМУ, прошедшим процедуру достоверизации. Результаты расчетов, выполненных для двух ЛЭП 750 кВ по 10 минутным архивам данных от четырех РМУ, подтверждают работоспособность и высокую эффективность предложенных подходов, позволяющих повысить точность расчета текущего режима ЭЭС методами оценивания состояния.

ЛИТЕРАТУРА

1. Разработка и внедрение автоматической системы сбора информации с регистраторов системы мониторинга переходных режимов в ЭЭС России / А.В. Жуков, Д.М. Дубинин, Д.Н. Уткин и др. // Релейщик. – 2013 – №3. – С. 18-23.
2. Пилотный проект внедрения программного комплекса PhasorPoint в ОАО "СО ЭЭС" / А.А. Небера, Н.Г. Шубин, П.Н. Казаков, Д.Н. Уткин // Современные направления развития систем РЗА ЭЭС: материалы межд. конф. – Сочи, 2015. – С. 5.1-9.
3. Гамм А.З. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах / А.З. Гамм, И.Н. Колосок. – Новосибирск: Наука, 2000. – 152с.
4. Гамм А.З. Методологические вопросы оценивания и идентификации в электроэнергетических системах. – Иркутск: СЭИ СО РАН СССР, 1974. – С. 29-51.
5. Идельчик В.И. Ошибки задания параметров схем замещения при расчетах режимов электрических систем / В.И. Идельчик, А.С. Новиков, С.И. Паламарчук // Статистическая обработка оперативной информации в энергетических системах. – Иркутск, 1979. – С. 145-152.
6. Бердин А.С. Влияние погрешности измерений РМУ при определении параметров схемы замещения ЛЭП / А.С. Бердин, П.Ю. Коваленко, Е.А. Плесняев // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2012. – №1 (66). – С. 29-38.
7. Бердин А.С. Определение параметров схемы замещения ЛЭП по векторным измерениям / А.С. Бердин, П.Ю. Коваленко // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2014 – №2 (71). – С. 29-34.
8. Рыбасова О.С. Определение параметров схемы замещения ВЛ 750 кВ по данным векторных регистраторов / О.С. Рыбасова, Ю.Г. Кононов, С.С. Костюкова // Электроэнергетика глазами молодежи: материалы межд. научно-практ. конф. – Иваново, 2015. – С. 201-206.
9. Оценивание параметров линий электропередачи на модели энергосистемы / С.К. Каковский, А.А. Небера, М.А. Рабинович, П.Н. Казаков // Электрические станции.

– 2016. – №2. – С. 42-53.

10. Николаев Р.Н. Верификация параметров электросетевого оборудования с помощью системы мониторинга переходных режимов // Современные направления развития систем РЗА энергосистем: межд. научно-техн. конф. – Екатеринбург, 2013. – С. П-1.

11. Колосок И.Н. Обработка данных СМНР для решения задач автоматического управления режимом энергосистем / И.Н. Колосок, Е.С. Коркина, Е.А. Бучинский // Современные направления развития систем РЗА ЭЭС: материалы межд. конф. – Сочи, 2015. – С. 5.2-6.

12. Гамм А.З. Статические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1976. – 219 с.

13. Колосок И.Н., Коркина Е.С., Бучинский Е.А. Оценивание состояния цифровой подстанции по синхронизированным векторным измерениям / И.Н. Колосок, Е.С. Коркина, Е.А. Бучинский // Современные направления развития систем РЗА энергосистем: материалы межд. конф. – Екатеринбург, 2013. – С. 2.2-11.

14. Оценивание состояния в электроэнергетике. / А.З. Гамм, Л.Н. Герасимов, И.И. Голуб и др. – М.: Наука, 1983. – 302 с.

15. Колосок И.Н. Оценка погрешности измерительных трансформаторов на основе алгоритмов обработки синхронизированных векторных измерений / И.Н. Колосок, Е.С. Коркина, Е.А. Бучинский // Релейщик. – 2013. – №3. – С. 24-29.

16. Глазунова А.М. Обнаружение ошибочных данных в измерительной информации методами динамического оценивания состояния при управлении интеллектуальной энергосистемой / А.М. Глазунова, И.Н. Колосок, Е.С. Стёмщиков // Электричество. – 2017. – №2. – С. 18-27.

17. Колосок И.Н. Повышение достоверности информационных потоков данных синхронизированных векторных измерений / И.Н. Колосок, Л.А. Гурина // Релейная защита и автоматика энергосистем: материалы Межд. научно-техн. конференции. – 2017. – С. 915-921.

Refinement of Transmission Line Equivalent Circuit Parameters at Power System State Estimation by PMU Data

Kolosok I.N., Korkina E.S.

Melentiev Energy Systems Institute
Irkutsk, Russian Federation

kolosok@isem.irk.ru, korkina@isem.irk.ru

Abstract. The significance of the electric power system state estimation is getting increasingly relevant for control of the power industry facilities. The quality of state estimation results depends on the quality of input data, i.e. telemetry data, synchrophasor measurements (SPM), a properly constructed equivalent circuit based on the signals about position of switching equipment, and accuracy of equivalent circuit parameters (resistance, reactance, conductance, and susceptance of transmission lines). The paper is concerned with the refinement of the equivalent circuit parameters, by using SPM, and the influence of such refinement on the power system state estimation results. The validity of SPM is preliminarily checked by the method of test equations and wavelet analysis.

Keywords: phasor measurements, state estimation, equivalent circuit parameters

REFERENCES

1. Zhukov A.V., Dubinin D.M., Utkin D.N., Gaidamakin F.N., Danilin A.V., Toporkov D.N. Development and implementation of an automatic system for collecting information from the recorders of the monitoring system of transitional regimes in the UES of Russia [Razrabotka i vnedrenie avtomaticheskoy sistemy sbora informatsii s registratorov sistemy monitoringa perekhodnykh rezhimov v EES Rossii], *Relayshchik* [Relayshchik], 2013, no.3. pp. 18-23. (in Russ.)
2. Nebera A. A., Shubin N.G., Kazakov P.N., Utkin D.N. Pilot project for the implementation of the PhasorPoint software package at SO UES JSC [Pilotnyy projekt vnedreniya programmnogo kompleksa PhasorPoint v OAO "SO EES"], *Materialy mezhd. konf. "Sovremennye napravleniya razvitiya sistem RZiA EES"* [Materials of the international conference "Modern directions for the development of systems for Relaying and Maintenance EES"], Sochi, 2015, pp. 5.1-9. (in Russ.)
3. Gamm A.Z., Kolosok I.N. *Obnaruzhenie grubykh oshibok telezmereniy v elektroenergeticheskikh sistemakh* [Detection of gross errors of telemetry in electric power systems], Novosibirsk, Science, 2000, 152 p. (in Russ.)
4. Gamm A.Z. *Metodologicheskie voprosy otsenivaniya i identifikatsii v elektroenergeticheskikh sistemakh* [Methodological issues of evaluation and identification in electric power systems], Irkutsk, SEI SB RAS USSR, 1974, pp. 29-51. (in Russ.)
5. Idelchik V.I., Novikov A.S., Palamarchuk S.I. Errors of specifying the parameters of equivalent circuits in calculating the modes of electrical systems [Oshibki zadaniya parametrov skhem zameshcheniya pri raschetakh rezhimov elektricheskikh system], *Statisticheskaya obrabotka operativnoy informatsii v energeticheskikh sistemakh* [Statistical processing of operational information in energy systems], Irkutsk, 1979, pp. 145-152. (in Russ.)
6. Berdin AS, Kovalenko P.Yu., Plesnyaev E.A. Impact of PMU measurement errors in determining the parameters of a power line replacement circuit [Vliyanie pogreshnosti izmereniy PMU pri opredelenii parametrov skhemy zameshcheniya LEP], *Izvestiya NTTs Edinoy energeticheskoy sistemy* [News of the Scientific and Technical Center of the Unified Energy System], 2012, no.1 (66), pp. 29-38. (in Russ.)
7. Berdin A.S., Kovalenko P.Yu. Determination of the parameters of the power line replacement circuit by vector measurements [Opredelenie parametrov skhemy zameshcheniya LEP po vektornym izmereniyam], *Izvestiya NTTs Edinoy energeticheskoy sistemy* [News of the Scientific and Technical Center of the Unified Energy System], 2014, no.2 (71), pp. 29-34. (in Russ.)
8. Rybasova O.S., Kononov Yu.G., Kostyukova S.S. Determination of the parameters of the replacement circuit of a 750 kV overhead line according to vector recorders [Opredelenie parametrov skhemy zameshcheniya VL 750 kV po dannym vektornykh registratorov], *Materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii "Elektroenergetika glazami molodezhi"* [Proceedings of the international scientific-practical conference "Power industry through the eyes of young people"], Ivanovo, 2015, pp. 201-206. (in Russ.)
9. Kakovsky S.K., Neber A.A., Rabinovich M.A., Kazakov P.N. Evaluation of the parameters of power lines on the model of the power system [Otsenivanie parametrov liniy elektropredachi na modeli energosistemy], *Elektricheskie stantsii* [Power plants], 2016, no.2, pp. 42-53. (in Russ.)
10. Nikolaev R.N. Verification of the parameters of power grid equipment using a system for monitoring transitional modes [Verifikatsiya parametrov elektrosetevogo oborudovaniya s pomoshch'yu sistemy monitoringa perekhodnykh rezhimov], *Mezhdunarodnaya nauchno-tehnicheskaya konferentsiya "Sovremennye napravleniya razvitiya sistem RZiA energosistem"* [International Scientific and Technical Conference "Modern directions for the development of systems for relay protection and automation of power systems"], Ekaterinburg, 2013, pp. II-1. (in Russ.)
11. Kolosok I.N., Korkina E.S., Buchinsky E.A. Processing of SMPR data for solving problems of automatic control of the power systems mode [Obrabotka dannykh SMPR dlya resheniya zadach avtomaticheskogo upravleniya

rezhimom energosistem], *Mat-ly mezhd.konf. "Sovremennye napravleniya razvitiya sistem RZiA EES"* [Proceedings of the international conference "Modern directions of development of systems for RZiA EES"], Sochi, 2015. pp. 5.2-6. (in Russ.)

12. Gamm A.Z. *Sticheskie metody otsenivaniya sostoyaniya elektroenergeticheskikh system* [Static methods for assessing the state of electric power systems], Moscow, Science, 1976, 219 p. (in Russ.)

13. Kolosok I.N., Korkina E.S., Buchinsky E.A. Evaluation of the state of a digital substation by synchronized vector measurements [Otsenivanie sostoyaniya tsifrovoy podstantsii po sinkhronizirovannym vektornym izmereniyam], *Materiyaly mezhdunarodnoy konferentsii "Sovremennye napravleniya razvitiya sistem RZiA energosistem"* [Materials of the international conference "Modern directions of development of systems for RZiA and power systems"], Yekaterinburg, 2013, pp. 2.2-11. (in Russ.)

14. Gamm A.Z., Gerasimov L.N., Golub I.I., Grishin Yu.A., Kolosok I.N. *Otsenivanie sostoyaniya v elektroenergetike* [Assessment of the state of electricity], Moscow, Science, 1983, 302 p. (in Russ.)

15. Kolosok I.N., Korkina E.S., Buchinsky E.A. Estimation of the error of measuring transformers on the basis of al-

gorithms for processing synchronized vector measurements [Otsenka pogreshnosti izmeritel'nykh transformatorov na osnove algoritmov obrabotki sinkhronizirovannykh vektornykh izmereniy], *Releyshchik [Relayshchik]*, 2013, no.3, pp. 24-29. (in Russ.)

16. Glazunova, A.M., Kolosok, I.N., Syshmikov, E.S. Detection of erroneous data in the measurement information by methods of dynamic state estimation in the management of the intelligent power system [Obnaruzhenie oshibochnykh dannykh v izmeritel'noy in-formatsii metodami dinamicheskogo otsenivaniya sostoyaniya pri upravlenii intellektual'noy energosistemoy], *Elektrichestvo [Electricity]*, 2017, no.2, pp. 18-27. (in Russ.)

17. Kolosok I.N., Gurina L.A. Improving the reliability of information flows of data synchronized vector measurements [Povyshenie dostovernosti informatsionnykh potokov dannykh sinkhronizirovannykh vektornykh izmereniy], *Materiyaly Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii "Releynaya zashchita i avtomatika energosistem 2017"* [Proceedings of the International Scientific and Technical Conference "Relay Protection and Automation of Power Systems"], 2017, pp. 915-921. (in Russ.)

Библиографическое описание статьи

Колосок И.Н. Уточнение параметров схемы замещения ЛЭП по данным РМУ при оценивании состояния ЭЭС / И.Н. Колосок, Е.С. Коркина // *Электротехника: сетевой электронный научный журнал*. – 2018. – Т.5, №2. – С. 16-22. DOI: 10.24892/RIJEE/20180203

Reference to article

Kolosok I.N., Korkina E.S. Refinement of transmission line equivalent circuit parameters at power system state estimation by PMU data, *Russian Internet Journal of Electrical Engineering*, 2018, vol.5, no.2, pp. 16-22. DOI: 10.24892/RIJEE/20180203