

РАЗРАБОТКА ПРИКЛАДНОГО МЕТОДА ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЙ В ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЯХ

Жматов Д.В., Гинсберг К.С.

Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН,
Россия, г. Москва ул. Профсоюзная д.65

absh-sila@rambler.ru, ginsberg@mail.ru

Аннотация. Рассмотрены и проанализированы основные тенденции развития современных распределительных сетей электроснабжения. Утверждается, что их эффективное функционирование в настоящем и будущем возможно только при широком и адекватном использовании параметрических и непараметрических методов идентификации. Предложен прикладной подход к решению проблем параметрической идентификации в распределительных сетях электроснабжения. На основании этого подхода разработан прикладной метод параметрической идентификации преобразователей напряжений в цифровых подстанциях. Осуществлен выбор адекватной модельной структуры моделируемых электротехнических объектов. Результаты параметрической идентификации используются в качестве исходных данных для цели организации процесса диагностики цифровых устройств преобразования сигналов. Построена общая структурная схема процесса параметрической идентификации электротехнических объектов.

Ключевые слова: метод параметрической идентификации, цифровая подстанция, цифровой преобразователь напряжения, синхровектор, электротехнический объект.

Введение

В настоящее время осуществляется переход электроэнергетики РФ на новую технологическую платформу, в основу которой положена концепция интеллектуальных электрических сетей на основе цифровых подстанций. Проектирование и эксплуатация таких сетей требуют создания новых подходов к решению задач управления технологическими процессами генерации, передачи и распределения электрической энергии. Реализация этих подходов требует разработки и адекватного применения методов параметрической идентификации режимов электроэнергетических систем (ЭЭС), позволяющих построить адекватные математические модели электротехнических объектов в цифровой подстанции. К таким методам, несомненно, относится двухступенчатый обобщенный метод наименьших квадратов, который и предлагается авторами настоящей работы к реализации в цифровых подстанциях.

Цифровой подстанцией называется электротехнический объект, в котором организация всех потоков информации при решении задач мониторинга, анализа и управления осуществляется в цифровой форме. В качестве основной среды передачи данных в рамках цифровой подстанции используется локальная вычислительная сеть, а в качестве коммуникационных протоколов применяются протоколы, описанные стандартом МЭК 61850 [1].

Цифровая подстанция включает два типа электротехнических объектов: структурные и режимные. В состав режимных объектов входят: воздушные и кабельные линии электропередач; цифровые преобразователи напряжений и токов; элементы специализированного автоматического управления и регулирования, анализаторы параметров качества электроэнергии; регистраторы аварийных событий и процессов в системе электроснабжения; счетчики коммерческого и технического учета электроэнергии; автоматы защиты состояния основного технологического оборудования; синхронизированные векторные измерения; щиты управления АСУТП верхнего уровня.

Главная задача реализации цифровой подстанции – повышение информационной обеспеченности ЭЭС для осуществления улучшенного управления режимами, нагрузки которых отличаются повышенной динамикой изменения электропотребления. Концепция цифровой подстанции подразумевает наличие центральной базы данных, измеренных при помощи цифровых измерительных преобразователей, т.е. информационно-вычислительного кластера. В последующем эти данные могут использоваться для решения различных задач управления, в том числе и задач параметрической идентификации линий электропередач. Цифровые измерительные преобразователи представляют собой многофункциональные устройства, подключаемые к вторичным обмоткам трансформаторов тока и напряжения, и позволяющие получить данные не только о величинах тока и напряжения в сети, но и о фазовом сдвиге.

Цифровым преобразователем напряжения называется силовой электротехнический объект, включающий в себя трансформатор напряжения, аналого-цифровой преобразователь и устройство

синхронизации времени. Сигналы на входе аналого-цифрового преобразователя являются синхровекторами, которые характеризуют напряжения и токи на выходе цифрового преобразователя.

Главной особенностью цифровых преобразователей напряжений является получение информации в режиме реального времени, что позволяет решать достаточно широкий круг задач управления ЭЭС. В виду наличия подсистемы синхронизации измерений во времени цифровые преобразователи позволяют учитывать сдвиг фаз на передающем и приёмном концах идентифицируемой линии электропередач. Кроме того, использование цифровых измерителей напряжений позволяет вести мониторинг ЭЭС в реальном времени благодаря высокоскоростным каналам передачи информации.

В настоящее время выходные сигналы с цифрового преобразователя напряжений в определенном режиме работы автоматически определяются по справочным данным отраслевых стандартов и заданным аналитическим формулам, которые не уточняются по экспериментальным данным. При этом могут возникать значительные погрешности измерений напряжений. Эти погрешности возникают, прежде всего, из-за отличия отраслевых данных от реальных характеристик преобразователей напряжений.

В статье предлагается перейти от справочных данных к реальным за счет непрерывного определения синхровекторов напряжений и токов на выходе преобразователя, и обработки полученных измерений с помощью параметрических методов идентификации. В качестве метода идентификации рекомендуется двухступенчатый метод взвешенных наименьших квадратов. Эффективное применение этого метода возможно только при адекватном оценивании дисперсий погрешностей измерения напряжений и токов на выходе цифрового преобразователя. В статье предлагается метод оценивания этих характеристик погрешностей.

В настоящее время фактически отсутствуют публикации с изложением результатов практического применения методов параметрической идентификации электротехнических объектов в цифровых подстанциях. В частности, это связано с тем, что первая цифровая подстанция в России была введена в строй только в 2018, а протокол передачи электротехнической информации МЭК 61850 [1] принят в 2020 году. Поэтому в публикациях больше обсуждаются проблемы практического применения методов параметрической идентификации [2-6]. При этом актуальность и необходимость применения методов параметрической идентификации не подвергается сомнению. В частности, в работе [2] утверждается, что «Необходимы методы параметрической идентификации на электроподстанциях».

1 Математическая постановка задачи оценивания

Классическая модель входных сигналов преобразователя напряжения имеет следующий вид:

$$\begin{aligned} u_1(t) &= u_{m1}(t) \sin(\omega_0 t + \varphi_1(t)) + \xi_1(t), \\ u_2(t) &= u_{m2}(t) \sin(\omega_0 t + \varphi_2(t)) + \xi_2(t), \\ u_3(t) &= u_{m3}(t) \sin(\omega_0 t + \varphi_3(t)) + \xi_3(t), \end{aligned} \quad (1)$$

где $u_1(t)$, $u_2(t)$, $u_3(t)$ – не измеряемые входные сигналы напряжения в трехфазной системе электроснабжения; $u_{m1}(t)$, $u_{m2}(t)$, $u_{m3}(t)$ – неизвестные амплитуды напряжений, изменения которых описываются кусочно-постоянной моделью; ω_0 – начальная заданная угловая частота; t – время; $\varphi_1(t)$, $\varphi_2(t)$, $\varphi_3(t)$ – функции времени, которые в любой момент времени представляют собой фазы напряжения; $\xi_j(t)$, $j=1,2,3$ – искажения напряжений.

Кусочно-постоянная модель изменения амплитуд напряжений $u_{mj}(t)$, $j=1,2,3$ во времени имеет вид:

$$u_{mj}(t) = u_{mj}^{(v)}, \text{ если } t_0 + (v-1)T \leq t < t_0 + vT, v=1,2,3,\dots; j=1,2,3, \quad (2)$$

где T – промежуток времени, на котором амплитуды имеют постоянное значение; t_0 – начальный момент отсчета времени; $T=l\Delta$, где l – четное натуральное число, Δ – шаг дискретизации напряжений и токов на выходе цифрового преобразователя.

Математическая модель токов на входе трансформатора напряжения имеет вид:

$$\begin{aligned} i_1(t) &= i_{m1}(t) \sin(\omega_0 t + \psi_1(t)) + \delta_1(t), \\ i_2(t) &= i_{m2}(t) \sin(\omega_0 t + \psi_2(t)) + \delta_2(t), \\ i_3(t) &= i_{m3}(t) \sin(\omega_0 t + \psi_3(t)) + \delta_3(t), \end{aligned} \quad (3)$$

где $i_1(t)$, $i_2(t)$, $i_3(t)$ – не измеряемые входные сигналы токов в трехфазной системе электроснабжения; i_{m1} , i_{m2} , i_{m3} – неизвестные амплитуды токов, изменения которых описываются

кусочно-постоянной моделью; ω_0 – начальная угловая частота; t – время; $\psi_1(t), \psi_2(t), \psi_3(t)$ – функции времени, которые в любой момент времени представляют собой фазы токов; $\delta_j(t), j = 1, 2, 3$ – искажения токов.

Кусочно-постоянная модель изменения амплитуд токов $i_{mj}(t), j = 1, 2, 3$ во времени имеет вид:

$$i_{mj}(t) = i_{mj}^{(v)}, \text{ если } t_0 + (v-1)T \leq t < t_0 + vT, v = 1, 2, 3, \dots; j = 1, 2, 3. \quad (4)$$

Адекватная модель синхровекторов на выходе цифрового преобразователя имеет вид:

$$\begin{aligned} v_1(t_n) &= \frac{u_{m1}(t_n)}{\sqrt{2}} k_u \sin(\omega_0 t_n + \varphi_1(t_n)) + \varepsilon_1(t_n), \\ v_2(t_n) &= \frac{u_{m2}(t_n)}{\sqrt{2}} k_u \sin(\omega_0 t_n + \varphi_2(t_n)) + \varepsilon_2(t_n), \\ v_3(t_n) &= \frac{u_{m3}(t_n)}{\sqrt{2}} k_u \sin(\omega_0 t_n + \varphi_3(t_n)) + \varepsilon_3(t_n), \\ v_4(t_n) &= \frac{i_{m1}(t_n)}{\sqrt{2}} k_i \sin(\omega_0 t_n + \psi_1(t_n)) + \varepsilon_4(t_n), \\ v_5(t_n) &= \frac{i_{m2}(t_n)}{\sqrt{2}} k_i \sin(\omega_0 t_n + \psi_2(t_n)) + \varepsilon_5(t_n), \\ v_6(t_n) &= \frac{i_{m3}(t_n)}{\sqrt{2}} k_i \sin(\omega_0 t_n + \psi_3(t_n)) + \varepsilon_6(t_n), \end{aligned} \quad (5)$$

где $[v_1(t_n), v_2(t_n), \dots, v_6(t_n)]$ – расчетный 6-ти мерный синхровектор в момент времени $t_n; t_n = t_0 + n \Delta$, $n = 0, 1, \dots$ – дискретные моменты времени измерения, Δ – шаг дискретизации; k_u и k_i – известные коэффициенты трансформации по току и напряжению; $v_1(t_n), v_2(t_n), v_3(t_n)$ – расчетные выходные сигналы напряжения в трехфазной системе электроснабжения; $v_4(t_n), v_5(t_n), v_6(t_n)$ – расчетные выходные сигналы токов в трехфазной системе электроснабжения; $\varepsilon_j(t_n), j = 1, 2, \dots, 6, n = 0, 1, \dots$ – погрешности данных расчета; $\varphi_1(t_n), \varphi_2(t_n), \varphi_3(t_n)$ – известные фазы напряжения; $\psi_1(t_n), \psi_2(t_n), \psi_3(t_n)$ – известные фазы токов.

Погрешности данных расчета представляют собой последовательности статистически независимых случайных величин с нулевыми математическими ожиданиями $M\varepsilon_j(t_n) = 0$ и неизвестными дисперсиями $M[\varepsilon_j(t_n)]^2 = D_j(t_n), j = 1, 2, \dots, 6$, где

$$\begin{aligned} D_j^{(v)}(t_n) &= D_{j1}^{(v)}, \text{ если } t_0 + (v-1)T \leq t_n < t_0 + (v-1)T + \frac{T}{2}, \\ D_j^{(v)}(t_n) &= D_{j2}^{(v)}, \text{ если } t_0 + (v-1)T + \frac{T}{2} \leq t_n < t_0 + vT. \end{aligned} \quad (6)$$

Требуется на основании имеющегося набора данных расчета оценить в текущий момент времени $t = t_0 + vT (v = 1, 2, \dots)$ неизвестные амплитуды напряжений и токов $u_{mj}^{(v)}, i_{mj}^{(v)}, j = 1, 2, 3$, неизвестные

значения модулей $z_j^{(v)} = \frac{u_{mj}^{(v)}}{i_{mj}^{(v)}} j = 1, 2, 3$ комплексных сопротивлений и неизвестные дисперсии

$D_{j1}^{(v)}, D_{j2}^{(v)}, j = 1, 2, \dots, 6$ погрешностей данных расчета.

2 Метод оценивания

На основе известных свойств математических моделей (1)-(6) цифрового преобразователя напряжений неизвестные амплитуды напряжений $u_{mj}^{(v)} (j = 1, 2, 3)$ можно оценить в дискретный момент времени $t_n = t_0 + vT$ с помощью данных $v_j(t_n) (j = 1, 2, 3)$, полученных с момента времени $t_n = t_0 + (v-1)T$ до момента времени $t_n = t_0 + vT - \Delta$ включительно. Согласно современным теоретическим представлениям, при наличии априорной информации об объекте идентификации в форме (1)-(6) оценивание амплитуд $u_{mj}^{(v)}$ можно осуществить на основе двухступенчатого метода

наименьших квадратов. Соответствующие двухступенчатому методу наименьших квадратов базовые уравнения имеют вид:

$$\tilde{u}_{mj}^{(v)} = \arg \min_{u_{mj}^{(v)} \in R^1} \left(\sum_{n=l(v-1)}^{l(v-1/2)-1} \frac{\left(v_j(t_n) - \frac{u_{mj}^{(v)}}{\sqrt{2}} k_u \sin(\omega_0 t_n + \varphi_j(t_n)) \right)^2}{\tilde{D}_{j1}^{(v)}} + \sum_{n=l(v-1/2)}^{lv-1} \frac{\left(v_j(t_n) - \frac{u_{mj}^{(v)}}{\sqrt{2}} k_u \sin(\omega_0 t_n + \varphi_j(t_n)) \right)^2}{\tilde{D}_{j2}^{(v)}} \right), \quad (7)$$

$$\tilde{D}_{j1}^{(v)} = \frac{2}{l-2} \sum_{n=l(v-1)}^{l(v-1/2)-1} \left(v_j(t_n) - \frac{\tilde{u}_{mj1}^{(v)}}{\sqrt{2}} k_u \sin(\omega_0 t_n + \varphi_j(t_n)) \right)^2, \quad (8)$$

$$\tilde{u}_{mj1}^{(v)} = \arg \min_{u_{mj}^{(v)} \in R^1} \sum_{n=l(v-1)}^{l(v-1/2)-1} \left(v_j(t_n) - \frac{u_{mj}^{(v)}}{\sqrt{2}} k_u \sin(\omega_0 t_n + \varphi_j(t_n)) \right)^2, \quad (9)$$

$$\tilde{D}_{j2}^{(v)} = \frac{2}{l-2} \sum_{n=l(v-1/2)}^{lv-1} \left(v_j(t_n) - \frac{\tilde{u}_{mj2}^{(v)}}{\sqrt{2}} k_u \sin(\omega_0 t_n + \varphi_j(t_n)) \right)^2, \quad (10)$$

$$\tilde{u}_{mj2}^{(v)} = \arg \min_{u_{mj}^{(v)} \in R^1} \sum_{n=l(v-1/2)}^{lv-1} \left(v_j(t_n) - \frac{u_{mj}^{(v)}}{\sqrt{2}} k_u \sin(\omega_0 t_n + \varphi_j(t_n)) \right)^2, \quad (11)$$

где $\tilde{u}_{mj}^{(v)}$ – оценка амплитуды $u_{mj}^{(v)}$ напряжения по данным $v_j(t_n)$, $t_n = t_{l(v-1)}, t_{l(v-1)+1}, \dots, t_{lv-1}$; $\tilde{u}_{mj1}^{(v)}$ – оценка $u_{mj}^{(v)}$ по данным $v_j(t_n)$, $t_n = t_{l(v-1)}, t_{l(v-1)+1}, \dots, t_{l(v-1/2)-1}$; $\tilde{u}_{mj2}^{(v)}$ – оценка $u_{mj}^{(v)}$ по данным $v_j(t_n)$, $t_n = t_{l(v-1/2)}, t_{l(v-1/2)+1}, \dots, t_{lv-1}$; $\tilde{D}_{j1}^{(v)}$ – оценка дисперсии $D_{j1}^{(v)}$ погрешностей данных расчета; $\tilde{D}_{j2}^{(v)}$ – оценка дисперсии $D_{j2}^{(v)}$.

В явном виде оценки $\tilde{u}_{mj}^{(v)}$ (7), $\tilde{u}_{mj1}^{(v)}$ (9), $\tilde{u}_{mj2}^{(v)}$ (11) имеют вид:

$$\tilde{u}_{mj}^{(v)} = \frac{\rho_1}{\rho_1 + \rho_2} \tilde{u}_{mj1}^{(v)} + \frac{\rho_2}{\rho_1 + \rho_2} \tilde{u}_{mj2}^{(v)},$$

$$\rho_1 = \frac{1}{\tilde{D}_{j1}^{(v)}} \sum_{n=l(v-1)}^{l(v-1/2)-1} \sin^2(\omega_0 t_n + \varphi_j(t_n)),$$

$$\rho_2 = \frac{1}{\tilde{D}_{j2}^{(v)}} \sum_{n=l(v-1/2)}^{lv-1} \sin^2(\omega_0 t_n + \varphi_j(t_n)),$$

$$\tilde{u}_{mj1}^{(v)} = \frac{\sqrt{2}}{k_u \rho_1 \tilde{D}_{j1}^{(v)}} \sum_{n=l(v-1)}^{l(v-1/2)-1} v_j(t_n) \sin(\omega_0 t_n + \varphi_j(t_n)),$$

$$\tilde{u}_{mj2}^{(v)} = \frac{\sqrt{2}}{k_u \rho_2 \tilde{D}_{j2}^{(v)}} \sum_{n=l(v-1/2)}^{lv-1} v_j(t_n) \sin(\omega_0 t_n + \varphi_j(t_n)).$$

На основании двухступенчатого метода наименьших квадратов, представленного формулами (7)–(11), можно аналогично оценить неизвестную амплитуду $i_{mj}^{(v)}$ тока. В результате получим оценку $\tilde{i}_{mj}^{(v)}$.

Используя оценки $\tilde{u}_{mj}^{(v)}, \tilde{i}_{mj}^{(v)}$, можно вычислить оценку $\tilde{z}_j^{(v)} = \frac{\tilde{u}_{mj}^{(v)}}{\tilde{i}_{mj}^{(v)}}$ неизвестного значения модуля $z_j^{(v)}$ комплексного сопротивления.

3 Общая схема параметрической идентификации электротехнических объектов

Электроэнергетические параметрические модели могут быть разделены на две большие группы:

- модели, построенные на однолинейном представлении ЭЭС [3];
- модели, использующие фазные координаты [4].

Однолинейное представление электроэнергетической системы (ЭЭС) предложено в начале прошлого века и базируется на целом ряде упрощающих допущений, связанных с отсутствием в то время адекватных средств для решения задач большой размерности. Использование этого представления допустимо при оценочных расчетах напряжений и токов.

В настоящее время в задаче оценивания состояния ЭЭС используются однолинейные измерения и соответствующая им однолинейная модель установившегося режима. Использование однолинейных измерений характерно при отсутствии фазных измерений в связи с низкой пропускной способностью каналов связи. Под однолинейной моделью понимается математическая модель, основанная на потоках электротехнических данных, а однолинейными измерениями называются усредненные измерения, полученные по трем фазам.

Для решения задач ЭЭС с использованием однолинейных моделей в основном применяются методы контурных токов, узловых потенциалов, эквивалентного генератора и Z-преобразования. Метод контурных токов предполагает, что в сети отсутствуют радиальные ответвления, а значит его прямое использование для режимов распределительных сетей затруднено, так как в них всегда присутствуют радиальные ответвления. Следовательно, при необходимости учета нагрузок в форме постоянных мощностей и генерирующих узлов с постоянным напряжением могут возникать проблемы сходимости при пересчёте мощностей в токи на каждом шаге итерационной процедуры.

Поэтому метод контурных токов не получил широкого распространения в цифровых подстанциях, несмотря на то, что число уравнений в нём меньше по сравнению с уравнениями по методу узловых потенциалов и его применение упрощает учет взаимного влияния фаз и соседних линий электропередач. Аналогично не получили широкого распространения в цифровых подстанциях методы контурных токов, Z-преобразования узловых потенциалов и эквивалентного генератора. Поэтому однолинейные модели не используются в цифровых подстанциях и не применяются в трехфазных системах электроснабжения.

Уравнения в фазных координатах являются наиболее естественным описанием трехфазных ЭЭС. На их основе могут быть составлены математические модели, обеспечивающие адекватное описание реальных режимов работы ЭЭС, характеризующихся продольной и поперечной несимметрией.

Начиная с 2013 года получают применение математические модели с синхронизированными векторными измерениями. Синхронизированные векторные измерения напряжения позволяют эффективно решать различные прикладные задачи в связи с возможностью генерации большого входного потока данных. Они могут применяться при выполнении следующих задач: верификация расчетных динамических моделей; мониторинг локальных и межзональных колебаний, идентификация колебаний; оценка состояния и исследование динамических свойств электроустановок; визуализация динамики работы электроустановок в масштабах всей электросистемы; мониторинг перетоков мощности в контролируемых сечениях; расчет параметров схемы замещения ЛЭП (линии электропередач) в режиме реального времени; мониторинг состояния оборудования; управление электрическим режимом в зависимости от состояния вектора; мониторинг запасов устойчивости; мониторинг переходных процессов в режиме реального времени; создание систем управления нового поколения, позволяющих учитывать в реальном времени изменения параметров расчетных моделей единой системы электроснабжения, основанных на законах регулирования [5, 6].

Синхронизированными векторными измерениями авторы настоящей работы называют измерения, синхронизированные по времени и частоте опроса векторов тока и напряжения. Другим свойством синхронизированных векторных измерений является возможность организовать на их основе диагностику и контроль опасных ситуаций, возникающих в результате:

- расхождения фазовых углов,
- опасных колебаний напряжений в переходных процессах,
- отклонения частоты от номинальной,
- нестабильности напряжения (медленные изменения напряжения из-за малой чувствительности).

Изложенные в параграфе 1 математические модели относятся к классу моделей в фазных координатах с синхронизированными векторными измерениями. Для осуществления

параметрической идентификации цифрового преобразователя напряжения необходимы измерения комплексов тока и напряжения на выводах трансформаторов.

На рисунке 1 представлена общая структурная схема параметрической идентификации электротехнических объектов (трансформаторов, линий электропередач, синхронных и асинхронных двигателей, коммутационных аппаратов защиты).

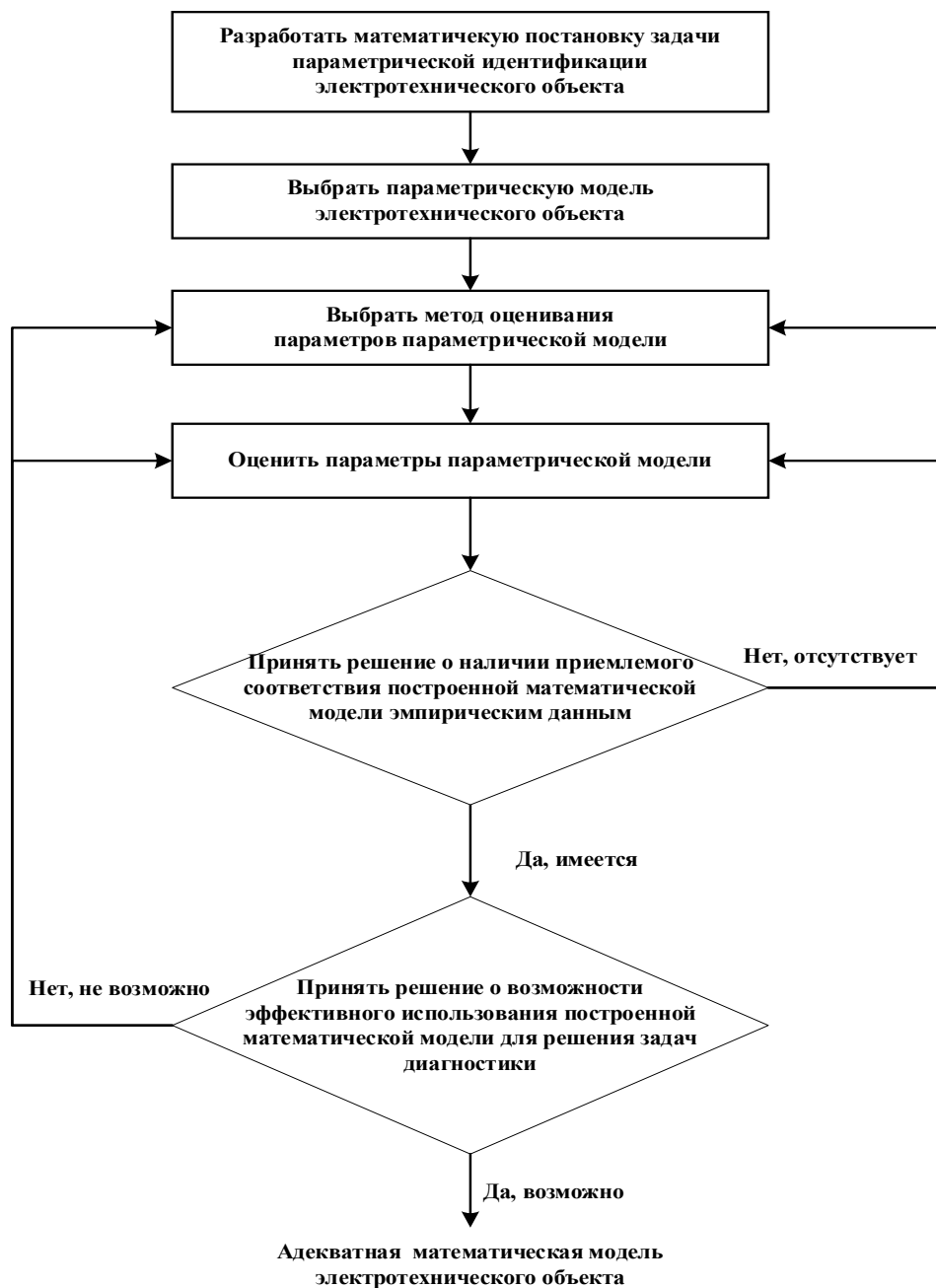


Рис. 1. Общая структурная схема параметрической идентификации электротехнических объектов

Заключение

На основе системного описания ЭЭС сформулирована задача параметрической идентификации ее элементов: линий и трансформаторов.

Разработан метод параметрической идентификации преобразователей напряжения в цифровых подстанциях, основанный на использовании двухступенчатого метода наименьших квадратов. Создана математическая постановка задачи оценивания неизвестных параметров адекватной математической модели цифрового преобразователя напряжений. Приведено решение поставленной математической задачи в форме конкретного алгоритма параметрической идентификации. Предложена оценка модуля комплексного сопротивления цифрового преобразователя.

Обсуждены перспективы применения традиционных математических моделей электротехнических объектов. Разработана общая структурная схема параметрической идентификации электротехнических объектов.

Адекватные расчетные значения токов и напряжений в линиях электропередач и силовых трансформаторов отличаются от данных отраслевых стандартов. Этот факт приводит к существенным погрешностям расчетов установившихся режимов ЭЭС на основе справочной информации. Преодолеть указанную проблему можно путем определения реальных характеристик электротехнических объектов на основе использования методов параметрической идентификации. До внедрения цифровых преобразователей напряжения и токов применение методов параметрической идентификации было ограничено сложностью получения измерительной информации. В настоящее время ситуация меняется в лучшую сторону из-за активного внедрения цифровых преобразователей напряжений и токов, предусматривающих, в частности, создание развитых систем векторных измерений в цифровых подстанциях.

Работа осуществлялась в рамках комплексного проекта Минобрнауки России №13.331-2 «Моделирование и интеллектуальное управление производственными процессами в промышленности и электроэнергетике».

Литература

1. СТО 56947007-29.240.10.299-2020 Цифровая подстанция. Методические указания по проектированию ЦПС.
2. *Phadke A.G., Thorp J.S.* Synchronized phasor measurements and their applications, New York, Springer, 2008. – P.249.
3. *Закарюкин В.П., Крюков А.В., Шульгин М.С.* Параметрическая идентификация линий электропередачи и трансформаторов. – Иркутск: ИрГУПС. – 2012. – 94с.
4. *Шульгин М.С., Крюков А.В., Закарюкин В.П.* Параметрическая идентификация линий электропередачи на основе фазных координат // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2011. № 1(29). – С.140-148.
5. *Закарюкин В.П., Крюков А.В.* Сложно несимметричные режимы электрических систем. –Иркутск: Иркут. ун-т. 2005. – 273с.
6. *Mokeyev A.V.* Filter synthesis for PMU // IEEE International Siberian Conference on Control and Communications, SIBCON-2017. – Astana, 2017. – P.1-6.