

УДК 621.311.001

Проблема верификации средств моделирования электроэнергетических систем и концепция ее решения¹

А.А. Суворов, А.С. Гусев, А.О. Сулайманов, М.В. Андреев
ФГАОУВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,
г. Томск, Российская Федерация
E-mail: suvorovaa@tpu.ru

Авторское резюме

Состояние вопроса: Решение актуальных для электроэнергетики задач проектирования, исследования и эксплуатации энергосистем основывается на использовании полной и достоверной информации о процессах в оборудовании и энергосистеме в целом. Ввиду известной специфики энергосистем, основным способом получения такой информации является математическое моделирование. Однако доминирующее сугубо численное моделирование и различные программно-вычислительные комплексы его реализации далеко не всегда обеспечивают необходимую полноту и достоверность указанной информации в связи с неизбежно возникающей необходимостью применять весьма существенные упрощения и ограничения. В связи с чем особо важной и обязательной становится верификация этих средств.

Материалы и методы: Для верификации в качестве источника данных использовано созданное гибридное средство моделирования энергосистем, в котором на аналоговом уровне для методически точного решения математических моделей оборудования и энергосистемы в целом используется непрерывный неявный метод интегрирования, для воспроизведения всевозможных продольных и поперечных коммутаций, а также для естественного формирования узлов моделируемых трехфазных схем используется физический уровень, а задание параметров и управление моделированием в целом осуществляются на цифровом уровне.

Результаты: Представлены результаты выявления и анализа причин существования проблемы достоверности и верификации цифровых средств моделирования энергосистем, связанных с численным интегрированием жестких нелинейных систем дифференциальных уравнений большой размерности. Разработана концепция верификации средств моделирования энергосистем, основанная на использовании гибридного средства моделирования, позволяющая осуществить верификацию на основе данных только квазиустановившихся режимов, полученных от оперативно-информационных комплексов.

Выводы: В рамках одностороннего численного подхода к моделированию проблема верификации неразрешима из-за отсутствия в обозримой перспективе необходимых натуральных данных для всего значимого спектра режимов и процессов. Единственным способом решения проблемы является использование средств моделирования, позволяющих получить необходимый объем данных, эквивалентных натурным.

Ключевые слова: электроэнергетические системы, реальное время, теория методов дискретизации, обыкновенные дифференциальные уравнения, верификация, мультипроцессорная гибридная система, оперативно-информационный комплекс.

The problem of verifying electric power system simulation tools and its solution concept

A.A. Suvorov, A.S. Gusev, A.O. Sulaimanov, M.V. Andreyev
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation
E-mail: suvorovaa@tpu.ru

Abstract

Background: The urgent problems of design, research and exploitation of electric power systems are solved by using complete and reliable information about the processes in the equipment and power system as a whole. In view of specific operating conditions of power systems, such information is mainly obtained by mathematical modeling. However, the dominating purely numerical models and different software systems for their realization do not always provide complete and reliable data as the modelling techniques often have to be simplified and used with considerable restrictions. All this makes it especially important and necessary to verify these tools.

Materials and Methods: The developed hybrid tool of power system simulation has been verified as a reliable data source. The tool employs the continuous implicit integration method to accurately solve mathematical models of the equipment and power system as a whole at the analog level; reproduces all kinds of lateral and transverse commutations and natural node formation in modeled three-phase circuits at the physical level; and sets the parameters and controls modeling as a whole at the digital level.

¹ Работа выполнена при поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации, Госзадание «Наука», проект №3901: «Разработка и исследование гибридной модели вставки несинхронной связи электроэнергетических систем».

Results: The paper identifies and analyses the reasons why digital tools of power system simulation produce incomplete and unreliable data, in particular those based on numerical integration of rigid nonlinear systems of differential high-dimension equations. A concept has been developed to verify power system simulation tools by using a hybrid modeling tool that enables verification by data about quasi-steady-state-modes obtained from operational and informational systems.

Conclusions: The one-sided numerical approach to simulation cannot solve the verification problem due to the absence of necessary field data about the relevant modes and processes. The only way to solve the problem is to use a set of modeling tools to obtain the necessary volume of data equivalent to the field data.

Key words: electric power systems, real time, theory of discretization techniques, ordinary differential equations, verification, multiprocessor hybrid system, operating and informational system.

DOI: 10.17588/2072-2672.2017.1.011-023

Введение. Поскольку основу решения большинства задач проектирования, исследования и эксплуатации электроэнергетических систем (ЭЭС) составляет использование информации о процессах в оборудовании и ЭЭС в целом при всевозможных нормальных и аномальных режимах их работы, неизбежен вывод о непосредственной зависимости эффективности решения этих задач от полноты и достоверности используемой при этом информации. Между тем, согласно обобщенной статистике, 50 % тяжелых системных аварий в мировой электроэнергетике происходит из-за неправильных действий релейной защиты, автоматики и ошибочных или запоздалых действий диспетчерского персонала [1–4]. Главной причиной является использование недостаточно полной и достоверной информации, а в последнем случае и недостаточная оперативность ее получения.

Известная специфика и сложность современных ЭЭС практически исключают возможность получения всей необходимой информации натурным путем и посредством физического моделирования. Поэтому основным способом ее получения служит математическое моделирование, полнота, достоверность и оперативность которого определяются двумя факторами:

1) полнотой применяемых математических моделей всего значимого оборудования (синхронные и асинхронные электрические машины, системы возбуждения, первичные двигатели и их системы регулирования, линии электропередач, трансформаторы, автотрансформаторы и т.д.) и ЭЭС в целом;

2) способностью используемых средств осуществлять решение совокупной математической модели ЭЭС с приемлемой точностью и оперативностью, в том числе, в реальном времени, на интервале протекания квазиустановившихся и переходных процессов, в общем случае неограниченном.

Обоснование неразрешимости проблемы достоверности при сугубо численном моделировании электроэнергетических систем. Достигнутый уровень физико-математического представления и описания процессов в элементах и оборудовании в целом позволяет синтезировать высокоадекватные математические модели для всех видов и типов оборудования и, соответственно, ЭЭС, которые бездекомпозици-

онно описывают весь непрерывный спектр значимых квазиустановившихся и переходных процессов в оборудовании и ЭЭС в целом. Однако получаемая при этом совокупная математическая модель любой реальной ЭЭС, даже с учетом допустимого частичного эквивалентирования, всегда содержит жесткую, нелинейную систему дифференциальных уравнений чрезвычайно большой размерности, плохо обусловленную на условиях применимости методов численного интегрирования обыкновенных дифференциальных уравнений, неизбежно используемых в цифровых средствах моделирования ЭЭС. В качестве аппроксимирующего алгебраического уравнения на каждом шаге численного интегрирования чаще всего используется усеченный ряд Тейлора, обычно в пределах 4-го порядка. Использование других рядов и аппроксимаций усложняет математический расчетный аппарат, а существенных преимуществ, в общем случае, не дает. Согласно теории методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений, применение методов их численного интегрирования ограничивается рядом условий [5–11]:

1. Решение дифференциального уравнения должно удовлетворять условию Липшица

$$|f(t, y_n) - f(t, y_j)| \leq L |y_n - y_j|, \quad (1)$$

где y_n, y_j – любая пара значений из области решения дифференциального уравнения

$$\frac{dy}{dt} = f(t, y); \quad L - \text{константа Липшица, определяе-$$

мая нормой матрицы Якоби $\left\| \frac{\partial f}{\partial t} \right\|$.

Данное условие косвенно регламентирует жесткость дифференциальных уравнений, которые считаются таковыми, если их локальный коэффициент жесткости [10, 12]

$$S(t) = \frac{\max_{n=1, \dots, m} |\operatorname{Re} \lambda_n|}{\min_{n=1, \dots, m} |\operatorname{Re} \lambda_n|} \geq 10, \quad (2)$$

где λ_n – собственное значение матрицы Якоби решаемой системы дифференциальных уравнений.

Физической интерпретацией локального коэффициента жесткости служит $S = \frac{T_{\max}}{T_{\min}} \geq 10$,

где T_{\max} , T_{\min} – максимальная и минимальная постоянные времени.

Между тем достаточно адекватная математическая модель любой современной ЭЭС образует систему, жесткость которой превышает 10^3 , и ее удовлетворительное численное решение оказывается маловероятным [9]. Для снижения жесткости таких моделей необходимо исключить малые постоянные времени и, соответственно, упрощать математические модели ЭЭС.

2. Применение усеченного ряда Тейлора априори предполагает разложимость решения в данный ряд в окрестности каждой точки дискретизации:

$$y(t) = \sum_{p=0}^n \frac{y^p(t_n)}{p!} (t-t_n)^p + r_n(t), \quad (3)$$

где $y^p(t_n) = \frac{d^p y}{dt^p} \Big|_{t=t_n}$; p – порядок согласованности;

$t_n = t_0 + nh$ – точки дискретизации; $n = 0, 1, \dots, N-1$; t_0 – точка начала интервала интегрирования; h – шаг дискретизации (интегрирования); $r_n(t)$ – остаточный член.

Однако доказано, что далеко не все даже весьма простые функции удовлетворяют этому условию [8]. Кроме того, доказательство разложимости решения нелинейной системы дифференциальных уравнений большой размерности, описывающей полную математическую модель любой реальной ЭЭС, практически неразрешимая задача [8], и проверка возможности разложения в ряд Тейлора в используемых средствах расчета режимов и процессов в ЭЭС никогда не делается. Поэтому использование старшего члена остаточного ряда для оценки погрешности вычислительного процесса теоретически оказывается далеко не всегда обоснованным [8].

3. Методы дискретизации для дифференциальных уравнений должны быть согласованными:

$$d = \max |\tilde{y}(t_n) - y(t_n)| \rightarrow O(h^p), \quad (4)$$

где d – локальная ошибка аппроксимации; $O(h^p)$ – ошибка за счет отбрасывания членов ряда Тейлора при его усечении; $\tilde{y}(t_n)$ – решение дифференциального уравнения

$\frac{dy}{dt} = f(t, y)$ в точке t_n ,

полученное путем численного интегрирования; $y(t_n)$ – действительное решение дифференциального уравнения

$\frac{dy}{dt} = f(t, y)$ в точке t_n .

Выполнение данного условия, как и предыдущего, также является неопределенным и маловероятным.

4. Решение дифференциального уравнения должно быть ограничено, как минимум, условием нуль-устойчивости, гарантирующим устойчивое развитие погрешности, в соответствии с которым корни ξ_i характеристического полинома аппроксимирующего выражения (5) должны

удовлетворять следующим требованиям: для всех корней $|\xi_i| \leq 1$, корни $|\xi_i| = 1$ должны быть обязательно простыми [5, 6]:

$$\Pi(\xi) = \sum_{v=0}^k a_v \xi^v, \quad (5)$$

где k – порядок метода численного интегрирования; a_v – коэффициенты характеристического полинома; $i = 0, 1, \dots, k-1$.

Кроме того, для достижения более сильной, теоретически абсолютной устойчивости многшаговый метод должен быть неявным и не выше второго порядка, что обычно в средствах расчета режимов и процессов в ЭЭС также не соблюдается.

5. В соответствии с теоремой Далквиста, интервал воспроизведения процессов всегда ограничен [6, 11]:

$$|\tilde{y}(t_n) - y(t_n)| \leq \frac{G}{1 - \left| h \frac{b_k}{a_k} \right| M} \times \quad (6)$$

$$\times \left[\left(1 + \left| h \frac{b_k}{a_k} \right| M \right) d + \frac{t_n}{|a_k|} \left(\frac{\sigma}{h} + Kh^p \right) \right] e^{Ght_n},$$

где a_k , b_k – коэффициенты, определяемые аппроксимирующим многочленом конкретного метода численного интегрирования, причем если $b_k = 0$ и $a_k \neq 0$, то метод явный, а если $b_k \neq 0$ и $a_k \neq 0$, то метод неявный; $\sigma = \max |\sigma_n|$ – ошибка округления, определяемая разрядной сеткой используемого компьютера; G , M , K – постоянные,

определяемые неравенствами: $\frac{|\tilde{y}_n - y_n|}{d} < G$;

$$|\lambda_n M| < 1; |y^{(p+1)}(t)| < K [11].$$

Согласно данной теореме, интервал решения сокращается при увеличении жесткости, локальной ошибки аппроксимации и порядка аппроксимирующего выражения.

Приведенными условиями теоретически строго обосновывается неизбежность применяемых в цифровых средствах моделирования ЭЭС упрощений и ограничений:

- декомпозиции объективно единого и непрерывного спектра квазиустановившихся и переходных процессов в ЭЭС, согласно которой условно выделяются и отдельно рассчитываются с помощью различных моделей и методов установившиеся и переходные процессы, причем последние в свою очередь подразделяются на электромагнитные, электромеханические процессы и их стадии;

- использования вместо трехфазных схем замещения однолинейных и метода симметричных составляющих, обычно с предельным упрощением математических моделей электросетевых элементов, которые представляются статическими моделями в виде соответствующих алгебраических уравнений;

• ограничения интервала воспроизведения процессов.

Кроме этого, независимо от указанных упрощений и ограничений, неизвестными остаются действительные локальные ошибки аппроксимации и закон их трансформации от шага к шагу, а соответственно, и методическая ошибка решения в целом, определение которой в теории методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений отнесено к категории фундаментальных проблем [5]. Поэтому для ориентировочной оценки ошибки численного решения применяются полуэмпирические формулы [7]. Такого рода обоснованная, проверенная на практике и рекомендованная для использования формула приведена в [13, 14]:

$$\varepsilon = \sum_{n=1}^m e^{\lambda_n h_n} (d_n + \sigma_n), \quad (7)$$

где λ_n – собственное значение матрицы Якоби решаемой системы дифференциальных уравнений, являющееся по существу коэффициентом чувствительности к ошибке на n -м шаге решения; m – общее число пошаговых вычислений в решаемой системе уравнений на интервале воспроизведения процессов.

Для примера можно задать практически идеальные условия численного решения математической модели средней по величине ЭЭС, дифференциальный порядок системы уравнений которой $N \approx 5 \cdot 10^3$: ограниченный интервал решения $t_n = 20$ с; предельно малый и пока нереализуемый в современных цифровых средствах моделирования ЭЭС шаг интегрирования $h_n = \text{const} = 10^{-5}$ с; нежесткая система уравнений $\lambda_n = 0$; пренебрежимо малая методическая ошибка на шаге численного интегрирования $d_n = \text{const} = 10^{-10}$; бесконечно большая разрядная сетка компьютера $\sigma_n = 0$, и при этом результат решения оказывается совершенно неприемлемым:

$$\varepsilon = \frac{t_n}{h_n} N d_n \approx \frac{20}{10^{-5}} \cdot 5 \cdot 10^3 \cdot 10^{-10} \cdot 100\% \approx 100\%. \quad (8)$$

Совокупность обозначенных упрощений, ограничений и неизвестность методической ошибки решения порождают проблему полноты и достоверности информации, получаемой с помощью используемых в настоящее время средств расчета режимов и процессов в ЭЭС, и

определяют актуальность и обязательность верификации каждого результата решения.

Проблема верификации цифровых средств моделирования электроэнергетических систем и пути ее решения. Одна из тщательно подготовленных и проведенных верификаций результатов цифрового моделирования связана с анализом крупной системной аварии в Западной энергосистеме США с отключением более 30 ГВт нагрузки (7,5 миллионов потребителей) [15]. Для анализа и исследования аварии использовался современный программно-вычислительный комплекс (ПВК) Extended Transient Midterm Stability Program (ETMSP). Предварительный режим был сформирован с максимально возможной точностью с помощью данных SCADA-систем, предварительно выверенных баз данных по генераторам, турбинам, системам регулирования и управления и другой достоверной информации. Верификация производилась путем сравнения результатов моделирования с данными систем PMU. Результаты этой верификации, представленные на рис. 1 [16], оказались неудовлетворительными, причем погрешность моделирования возрастает по мере увеличения интервала решения системы дифференциальных уравнений и, соответственно, числа пошаговых вычислений.

Результаты аналогичным образом проведенной в ОАО «Системный оператор ЕЭС» верификации цифрового моделирования представлены в [17, 18].

Для адаптации результатов расчета к натурным данным применяется различное варьирование параметров моделей, в основном статических характеристик нагрузок и регуляторов. При этом удается получить лишь приближенное воспроизведение реального процесса, отражающее его общий тренд [17–19].

Приведенные результаты анализа свойств и возможностей средств сугубо численного моделирования ЭЭС и связанная с этим проблема полноты и достоверности получаемой информации обуславливают неприемлемость распространения результатов верификации воспроизведения отдельного процесса на моделирование других процессов, а тем более на весь единый непрерывный спектр всевозможных нормальных и аномальных процессов и даже на весьма ограниченную часть этого спектра.

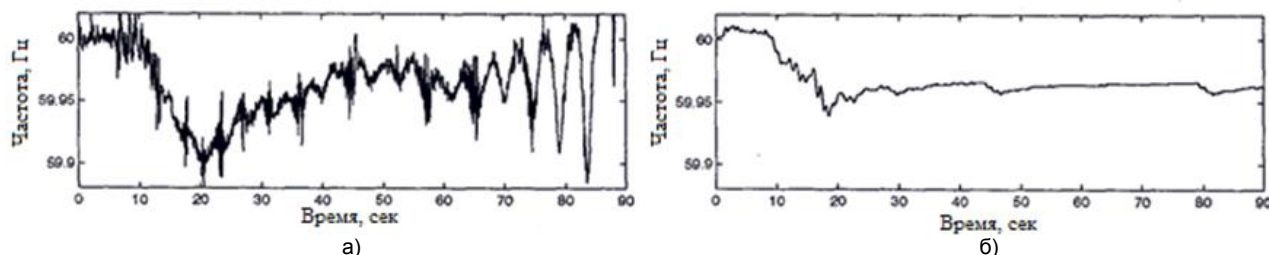


Рис. 1. Изменение частоты на шинах электростанции Grand Coulee при разделении синхронно работающей энергосистемы на четыре отдельных района и отключении более 30 ГВт нагрузки: а – осциллограмма реального процесса; б – результаты цифрового моделирования

Необходима верификация и адаптация каждого результата моделирования, которая неосуществима из-за отсутствия в обозримой перспективе необходимых для этого натуральных данных. Кроме этого, очевидным является также вопрос обоснованности указанной адаптации. Из вышеизложенного следует, что в рамках существующего подхода проблема верификации, подразумевающей определение достоверности воспроизведения процессов, информация о которых необходима для эффективного решения важных и сложных задач: оценки статической и динамической устойчивости, настройки средств релейной защиты, технологической и противоаварийной автоматики и т.д., используемых в настоящее время многочисленных цифровых средств расчета режимов и процессов в ЭЭС, – принципиально неразрешима.

Методы исследования. Учитывая приведенные обоснования неразрешимости в рамках существующего подхода рассмотренной проблемы, единственным способом ее решения является создание средств моделирования, обладающих свойствами бездекомпозиционного непрерывного воспроизведения единого спектра квазиустановившихся и переходных процессов в реальном времени на неограниченном интервале с приемлемой точностью в оборудовании и трехфазных ЭЭС в целом. Эвристически очевидно, что создание такого рода средств возможно только на основе комплексного подхода, представляющего собой в широком смысле гибридное моделирование, позволяющего для каждого значимого аспекта решаемой проблемы разрабатывать и применять наиболее эффективные методы, способы и средства, агрегирование которых обеспечивает радикальное решение проблемы в целом. Концепция осуществления такого подхода и принципы ее реализации образуют нижеприведенную совокупность положений:

1. Синтез и применение полных математических моделей для каждого вида основного и вспомогательного оборудования ЭЭС, бездекомпозиционно полно и достоверно воспроизводящих реальный непрерывный спектр квазиустановившихся и переходных процессов в этом оборудовании при различных режимах его работы. В частности, полная математическая модель синхронного генератора описывается системой уравнений Парка-Горева совместно с уравнениями формирования трехфазной системы a, b, c и взаимного преобразования переменных систем d, q и a, b, c ($d, q \leftrightarrow a, b, c$), также учитываются демпферные контуры и частотная зависимость их параметров. Примеры подробного описания используемых математических моделей представлены в [20–22].

2. Разработка и использование средств, обеспечивающих:

а) непрерывное неявное параллельное методически точное интегрирование на неограниченном интервале в реальном времени образуе-

мых трехфазными математическими моделями основного оборудования ЭЭС жестких, нелинейных систем дифференциальных уравнений. Данный метод заключается в аналоговом решении дифференциальных уравнений с помощью интегрирующих звеньев, например на базе операционного усилителя, при этом методическая ошибка решения отсутствует (более подробно о методе см. [23]);

б) преобразование непрерывных математических переменных фазных токов, моделируемых элементов ЭЭС в соответствующие им модельные физические токи для достоверного воспроизведения спектра всевозможных трехфазных продольных и поперечных коммутаций на модельном физическом уровне и неограниченного естественного формирования узлов моделируемых трехфазных схем ЭЭС;

в) адекватное моделирование различных видов и типов значимого сопутствующего и вспомогательного оборудования: первичных двигателей, систем возбуждения, приводимых механизмов, средств релейной защиты, технологической и противоаварийной автоматики, в том числе, с учетом их конкретных реализаций;

г) автоматизированное и автоматическое, в том числе функциональное, управление параметрами и настройками моделируемого оборудования, коммутационными элементами и моделированием в целом;

д) все необходимые виды современного представления, отображения, обработки, коммуникации и хранения результатов моделирования.

3. Реализация пунктов 1, 2а,б,в с учетом пунктов 2г,д осуществляется путем разработки специализированных процессоров (СП), универсальных для каждого вида основного и сопутствующего оборудования ЭЭС, содержащих гибридные сопроцессоры (ГСП) и микропроцессорные узлы (МПУ). Реализация пунктов 2г и 2д осуществляется с помощью многоуровневой информационно-управляющей системы, состоящей из Сервера, на котором установлено специализированное программное обеспечение (СПО), информационно-взаимосвязанных МПУ СП между собой и Сервером с помощью локальной компьютерной сети (ЛКС) посредством сетевых коммутаторов (СК) и профессионально-ориентированного программного обеспечения (ПО) автоматизированного рабочего места (АРМ) клиента:

а) ГСП СП предназначены для реализации пунктов 1, 2а и 2б, поскольку в ГСП СП коммутации трехфазных модельных физических входов-выходов осуществляются цифро-управляемыми продольно-поперечными коммутаторами (ППК);

б) МПУ СП состоят из центрального процессора (ЦП) и функционально ориентированных периферийных процессоров (ПП), с помощью ЦП осуществляются информационно-управляющие коммуникации с Сервером и с ПП данного СП, автоматическое и интерактивное, в том числе функциональное, управление параметрами и на-

стройками математических моделей данного СП, а также адекватное моделирование различных видов и типов значимого сопутствующего и вспомогательного оборудования, с помощью ПП осуществляются управление ППК, преобразование и представление результатов моделирования и автоматическое технологическое управление моделируемым оборудованием;

в) Сервер предназначен для обработки, коммуникации, хранения результатов моделирования и базы данных моделируемой ЭЭС, моделирования системных средств автоматики, внутреннего взаимодействия по ЛКС с МПУ, взаимодействия по внешним компьютерным сетям (ВКС) с ПО АРМ клиента, с внешними программно-техническими средствами, в том числе с оперативно-информационным комплексом (ОИК), с системой мониторинга переходных режимов (СМПР), с SCADA, а также с верифицируемым ПВК;

г) профессионально-ориентированное ПО АРМ клиента взаимодействует с Сервером и устанавливается на компьютеры пользователей в ВКС без ограничений, основное содержание ПО АРМ клиента составляет многочисленный и разнообразный программный инструментарий для управления моделированием и обработки полученных результатов.

4. Формирование определяемых топологией моделируемой ЭЭС трехфазных функциональных взаимосвязей входов-выходов СП осуществляется с помощью их ППК и коммутатора трехфазных узлов (КТУ).

5. Реализация пунктов 1–4 осуществляется на базе современных достижений интегральной микроэлектроники, микропроцессорной техники и IT-технологий, обеспечивающих высокие эксплуатационно-технические характеристики данных средств моделирования ЭЭС.

Обозначенные свойства и возможности рассмотренной концепции и ее реализации обеспечивают бездекомпозиционное методически точное воспроизведение единого непрерывного спектра квазиустановившихся и переходных процессов в реальном времени на неограниченном интервале, а воспроизведение какого-либо квазиустановившегося процесса, в частности при $f = 50$ Гц, является текущим частным результатом этого воспроизведения и представляет собой одну из составляющих единого непрерывного спек-

тра квазиустановившихся и переходных процессов. Поэтому результаты надежной верификации любого квазиустановившегося процесса можно распространять на весь значимый в электроэнергетике спектр квазиустановившихся и переходных процессов, который составляет, согласно опубликованным данным [24], от 0 до 800 Гц и с учетом некоторого запаса принимается от 0 до 1000 Гц, включая коммутационные перенапряжения. При этом единственным условием ограничением спектра непрерывно и методически точно воспроизводимых процессов является частотная инструментальная погрешность используемой для аналогового решения интегральной микроэлектронной элементной базы, которая определима по паспортным данным. Такая верификация гарантированно осуществляется на основе сравнения результатов воспроизведения квазиустановившегося процесса, соответствующего текущему или ретроспективному режиму моделируемой ЭЭС, с соответствующими достоверными данными теле сигналов (ТС) и телеизмерений (ТИ) ОИК моделируемой ЭЭС.

В соответствии с приведенными положениями в Энергетическом институте Томского политехнического университета создан экспериментальный образец всережимного моделирующего комплекса реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС) [25, 26], представляющий собой изображенную на рис. 2 параллельную многопроцессорную программно-техническую систему реального времени гибридного типа, объединяющую в себе адаптируемую совокупность СП всего значимого оборудования моделируемой схемы (СП электрических машин, СП линий электропередач, СП трансформаторов и автотрансформаторов, СП реакторов, СП обобщенных эквивалентных нагрузок) и информационно-управляющую систему. Причем все виды элементов моделируются полными всережимными (одна и та же математическая модель для всего спектра режимов и процессов) математическими моделями, универсальность которых достигается за счет задания цифровым способом требуемых параметров и настроек модели, тем самым каждый вид СП может моделировать любое конкретное оборудование в рамках своего вида.

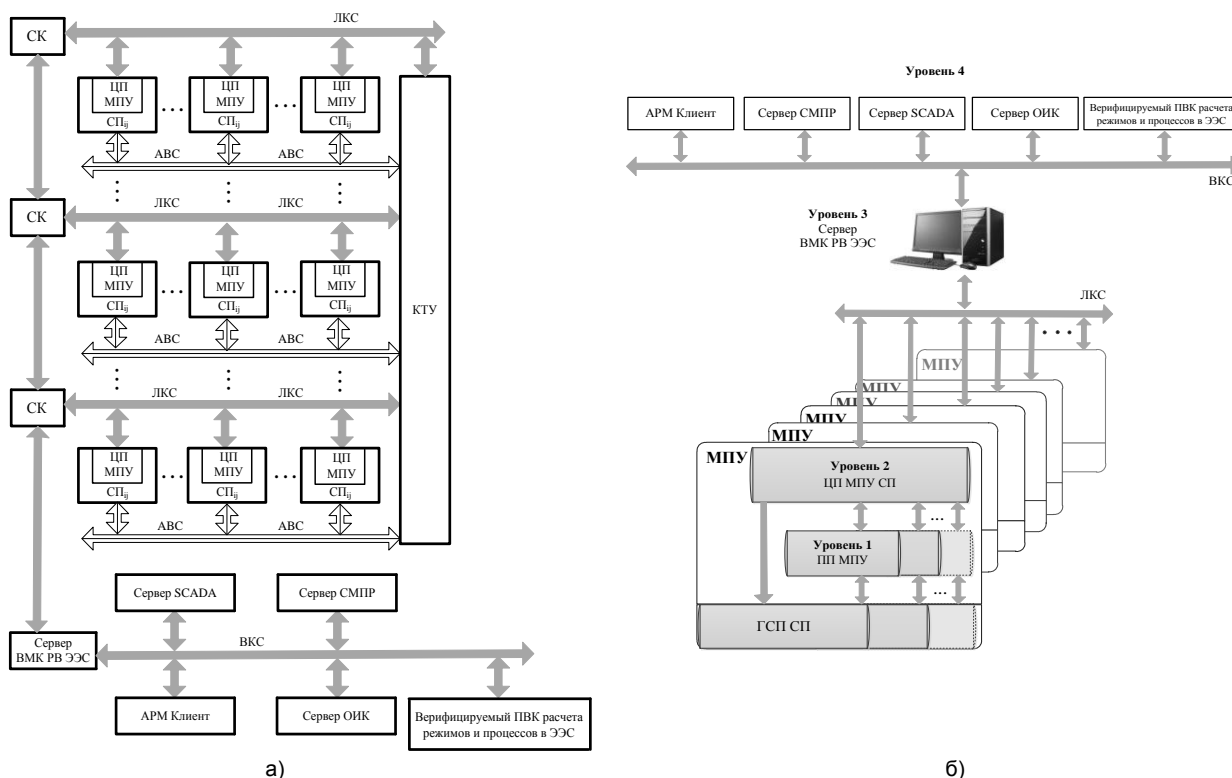


Рис. 2. Структурные схемы: а – ВМК РВ ЭЭС; б – многоуровневая информационно-управляющая система ВМК РВ ЭЭС

Кроме того, каждая фаза элементов содержит два линейных выключателя, позволяющих формировать нужную топологическую схему подстанций, а топология моделируемой ЭЭС в целом определяется кросс-платой КТУ. При этом для моделирования каждой конкретной энергосистемы необходимо создавать соответствующий КТУ, однако в настоящее время ведутся работы над созданием универсальной (автокоммутируемой) кросс-платы на базе IGBT-транзисторов. Согласно паспортным данным и результатам многочисленных экспериментальных исследований каждого СП и ВМК РВ ЭЭС в целом, примененная для изготовления экспериментального образца ВМК РВ ЭЭС интегральная микроселекционная элементная база широкого применения обеспечивает воспроизведение значимого спектра (0-1000 Гц) всевозможных процессов в оборудовании и ЭЭС в целом с гарантированной приемлемой инструментальной погрешностью $\leq 1\%$. Величину данной погрешности подтверждают проведенные сравнения результатов моделирования с натурными данными². Также возможность получения полной и достоверной информации по всему значимому спектру квазиустановившихся и переходных процессов в

оборудовании и любой реальной ЭЭС с помощью обозначенного гибридного средства моделирования подтверждена рядом успешно выполненных прикладных работ: составление карты коммутационных перенапряжений, определения мест установки и характеристик ограничителей перенапряжений в Тюменской ЭЭС [27]; определение возможности самозапуска мощных электродвигателей на нефтеперерабатывающем предприятии Томской области и корректировка уставок соответствующих устройств защиты и автоматики [28]; определение мест установки, исследование характеристик и влияния на режим работы ЭЭС средств компенсации реактивной мощности в рамках пилотного проекта «Эльгауголь» в ОЭС Востока [29].

Данный комплекс представляет собой весьма сложную уникальную программно-техническую систему гибридного типа, промышленное изготовление и внедрение которой в настоящее время может рассматриваться как некоторая перспектива. Однако созданный экспериментальный образец ВМК РВ ЭЭС позволяет получить полную и достоверную информацию по всему значимому спектру квазиустановившихся и переходных процессов в оборудовании и любой реальной ЭЭС в целом, обеспечивающую полноценную замену натуральных данных, необходимых для верификации любых ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС, и может успешно использоваться согласно предлагаемой концепции:

1. Создается тестовая математическая модель, позволяющая адекватно воспроизводить весь значимый спектр квазиустановившихся и переходных процессов при всевозможных нормаль-

² Боровиков Ю.С. Мультипроцессорная моделирующая система реального времени электроэнергетических систем с активно-адаптивными сетями: дис. ... д-ра техн. наук. – Новосибирск, 2013. – 272 с.; Гусев А.С. Концепция и средства всережимного моделирования в реальном времени электроэнергетических систем: дис. ... д-ра техн. наук. – Томск, 2008. – 317 с.

ных, аварийных и послеаварийных режимах работы оборудования и ЭЭС в целом, в качестве которой может быть принята любая реальная ЭЭС с достоверной базой данных ТС и ТИ ОИК и которая воспроизводится в ВМК РВ ЭЭС и в верифицируемом ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС в рамках возможностей данного ПВК. В качестве тестовой модели принята ЭЭС Томской области, для воспроизведения которой в ВМК РВ ЭЭС используются 81 СП, включающие 200 трехфазных узлов, 42 электрические машины, 42 трансформатора, 97 линий электропередач, 63 обобщенные эквивалентные нагрузки.

2. Надежная верификация ВМК РВ ЭЭС выполняется по достоверным данным ТС и ТИ ОИК любого квазиустановившегося режима воспроизводимой ЭЭС, которая в силу вышеобозначенных свойств и возможностей ВМК РВ ЭЭС может обоснованно распространяться на весь значимый спектр квазиустановившихся и переходных процессов, включая коммутационные перенапряжения. Для верификации воспроизведения тестовой модели осуществлялось сравнение результатов моделирования с контрольно-диспетчерскими замерами, сформированными на основе достоверных данных ТИ ОИК Томской ЭЭС. Для автоматизации этой процедуры разработаны специализированные динамические панели наблюдения и управления. Отличия в целом составляют не более 5 % (такая величина считается приемлемой, поскольку стандартная погрешность дан-

ных, получаемых с помощью современных ОИК, составляет 5 %) (рис. 3, 4).

3. Формируется требуемый для верификации обоснованный спектр нормальных и аномальных режимов и процессов, необходимых для оценки и обеспечения надежного и эффективно функционирования оборудования, средств релейной защиты, технологической, противоаварийной автоматики и ЭЭС в целом.

4. Разрабатываются сценарии воспроизведения обозначенных в пункте 3 процессов в ВМК РВ ЭЭС с помощью АРМ клиента и в верифицируемом ПВК в рамках его возможностей.

5. Создается специализированный программный инструментарий, осуществляющий импорт и конвертацию результатов расчета из верифицируемого ПВК в АРМ клиента ВМК РВ ЭЭС.

6. Создаются программные процедуры АРМ клиента ВМК РВ ЭЭС реализации интерактивного или автоматического сравнения результатов воспроизведения сценариев пункта 4 в соответствии с обоснованными и адаптированными для каждого вида процессов качественными критериями и количественными показателями, также осуществляющие обработку результатов сравнения и их всестороннее отображение в виде таблиц и графиков.

Наименование подстанции	Уном, кВ	U, кВ	Uоик, кВ	$\Delta U_{o-t}, \%$
Володино	220	229.46	230	0.22
Асино	220	229.76	230	0.28
Восточная	220	226.33	224	0.81
ГПП-220	220	228.45	226.5	1.12
Зональная	220	225.87	226	0.03
Мельниково	220	229.92	240	3.84
Орловка	220	229.86	220.3	4.55
Парабель	220	225.37	231	2.26
Чаженто	220	229.30	240	4.70

Рис. 3. Фрагмент табличной формы динамической панели наблюдений напряжений в сети 220 кВ по данным ВМК РВ ЭЭС, ОИК Томской ЭЭС и их разность

Наим. ЛЭП	P1, МВт	P1оик, МВт	$\Delta P1, \%$	P2, МВт	P2оик, МВт	$\Delta P2, \%$	I, кА	Iоик, кА	$\Delta I, \%$
T-201	52.01	50	4.01	-51.88	-50	3.77	0.148	0.144	3.01
T-202	62.73	62	1.18	-62.62	-62	0.99	0.185	0.184	0.46
T-203	38.87	37	4.81	-39.06	-38	2.79	0.156	0.156	0.22
T-204	32.39	31	4.28	-32.50	-32	1.57	0.131	0.13	0.54
T-208	-64.30	-65	1.07	64.37	64	0.57	0.164	0.164	0.02
T-211	25.86	27	4.42	-28.30	-29	2.75	0.092	0.096	4.34
T-212	24.48	24	1.99	-24.47	-25	2.35	0.067	0.064	4.47
T-213	8.16	9	1.30	-8.74	-9	2.99	0.089	0.091	1.78

Рис. 4. Фрагмент табличной формы динамической панели наблюдений режимных параметров линий электропередач по данным ВМК РВ ЭЭС, ОИК Томской ЭЭС и их разность

7. В случае неудовлетворительных результатов верификации, что обычно имеет место, производится попытка адаптации, осуществляемая путем формирования сценариев адаптации в верифицируемом ПВК в рамках его возможностей, заключающихся в варьировании параметров математических моделей элементов, как правило нагрузок.

8. Интерактивно или автоматически в верифицируемом ПВК реализуются сценарии адаптации пункта 7, после этого повторяются воспроизведение сценария, импорт, конвертация и сравнение результатов моделирования в соответствии с пунктами 4–7, до тех пор пока не будет достигнута необходимая приемлемая точность воспроизведения требуемых процессов в верифицируемом ПВК, а в случае недостижимости – заключение о невозможности воспроизведения этих процессов верифицируемым ПВК.

Результаты исследования. Для экспериментального подтверждения предлагаемой концепции выполнена верификация ПВК АРМ СРЗА, используемого в настоящее время для расчета уставок устройств релейной защиты. В каждом из комплексов воспроизводилась тестовая модель ЭЭС с идентичной топологией и параметрами ос-

новного оборудования в рамках возможностей используемых в них математических моделей. При сравнении напряжений и режимных параметров в установившемся режиме расхождения были незначительные (5–7 %). Был произведен расчет токов внешних трехфазных коротких замыканий (КЗ) с разных сторон автотрансформатора АТ-1 (АТДЦТН-200000/220/110) подстанции (ПС) Зональная в максимальном режиме работы АТ-1 (при отключенном АТ-2 ПС Зональная). Пример результатов моделирования в ВМК РВ ЭЭС представлен на рис. 5–7.

Поскольку в АРМ СРЗА рассчитываются периодические составляющие токов КЗ, то для правильности сравнения полученные в АРМ СРЗА значения должны быть умножены на ударный коэффициент (в данном случае примем 1,8), а из полученных в ВМК РВ ЭЭС осциллограмм фазных токов КЗ следует выбирать те, на которых значение токов максимально близко к нулю в момент возникновения КЗ, так как в этом случае аperiodическая составляющая будет наибольшей. Для сравнения результаты моделирования сведены в таблицу. В дальнейшем данная процедура будет автоматизирована.

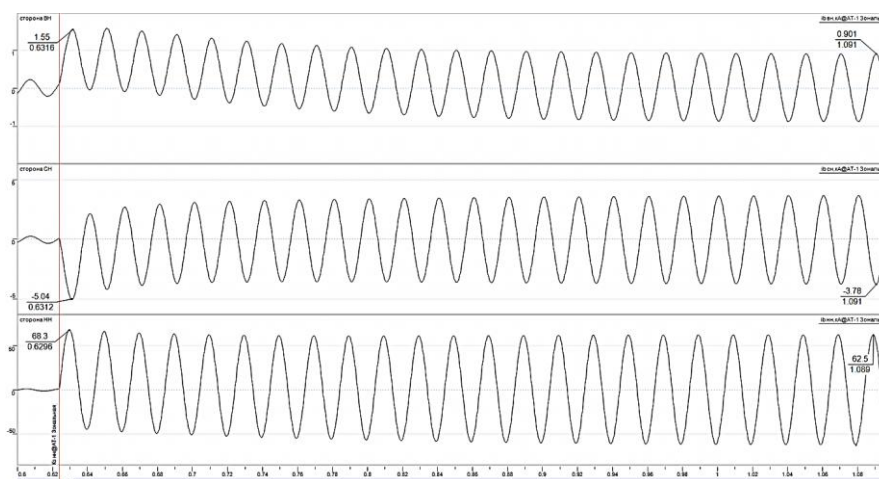


Рис. 5. Осциллограммы токов фазы В сторон ВН, СН и НН АТ-1 ПС Зональная при внешнем трехфазном КЗ на шинах 10 кВ (в максимальном режиме: АТ-2 отключен)

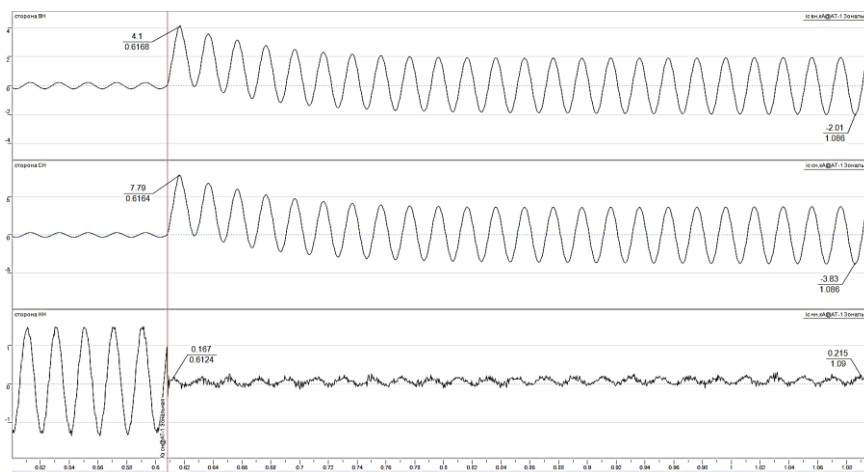


Рис. 6. Осциллограммы токов фазы С сторон ВН, СН и НН АТ-1 ПС Зональная при внешнем трехфазном КЗ на шинах 110 кВ (в максимальном режиме: АТ-2 отключен)

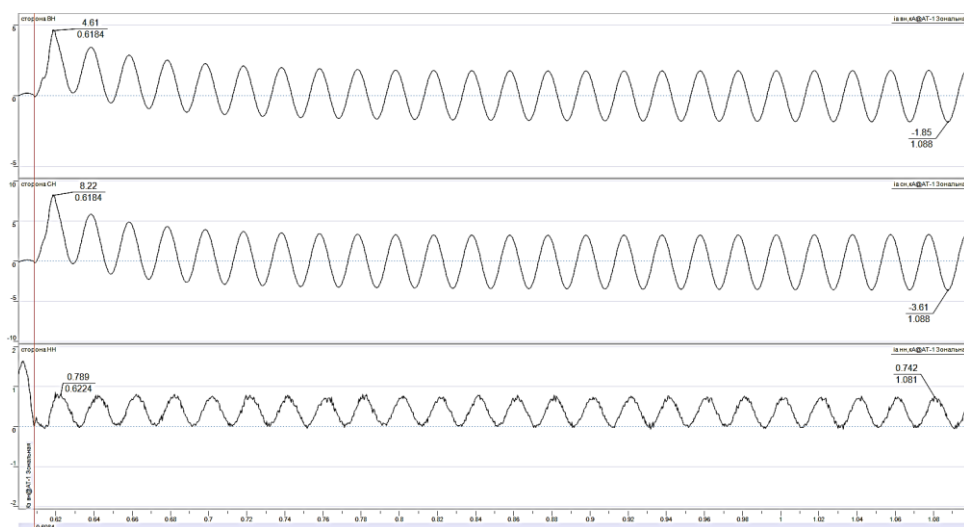


Рис. 7. Осциллограммы токов фазы А сторон ВН, СН и НН АТ-1 ПС Зональная при внешнем трехфазном КЗ на шинах 220 кВ (в максимальном режиме: АТ-2 отключен)

Сравнение рассчитанных токов КЗ в АРМ СРЗА и ВМК РВ ЭЭС

Вид и место повреждения	АРМ СРЗА	ВМК РВ ЭЭС
	ВН	
	<i>I</i> , А	<i>I</i> , А
3-х фазное КЗ (АВС) на шинах 10 кВ ПС Зональная	1711*1,8 = 3079,8	1550 (<i>I_b</i>)
3-х фазное КЗ (АВС) на шинах 110 кВ ПС Зональная	1575*1,8 = 2835	4100 (<i>I_c</i>)
3-х фазное КЗ (АВС) на шинах 220 кВ ПС Зональная	1225*1,8 = 2205	4610 (<i>I_a</i>)
Вид и место повреждения	СН	
3-х фазное КЗ (АВС) на шинах 10 кВ ПС Зональная	9209*1,8 = 16576,2	5040 (<i>I_b</i>)
3-х фазное КЗ (АВС) на шинах 110 кВ ПС Зональная	3095*1,8 = 5571	7790 (<i>I_c</i>)
3-х фазное КЗ (АВС) на шинах 220 кВ ПС Зональная	2410*1,8 = 4338	8220 (<i>I_a</i>)
Вид и место повреждения	НН	
3-х фазное КЗ (АВС) на шинах 10 кВ ПС Зональная	137943*1,8 = 248297,4	68 300 (<i>I_b</i>)
3-х фазное КЗ (АВС) на шинах 110 кВ ПС Зональная	2*1,8 = 3,6	167 (<i>I_c</i>)
3-х фазное КЗ (АВС) на шинах 220 кВ ПС Зональная	27*1,8 = 48,6	789 (<i>I_a</i>)

Очевидно, что различия между токами КЗ оказались существенными, что связано с использованием в АРМ СРЗА системы алгебраических уравнений для моделей оборудования ЭЭС, а также однолинейной расчетной схемы и метода симметричных составляющих. Указанные упрощения дают основания полагать, что токи КЗ в АРМ СРЗА рассчитываются весьма приближенно. Это также подтверждается использованием различного рода обобщенных коэффициентов запаса, значительно загромождающих уставки устройств релейной защиты.

С этой точки зрения гораздо более эффективными представляются ПВК типа Eurostag, PSCAD, PowerFactory и т.д., позволяющие воспроизвести переходные процессы в ЭЭС. Однако эти средства не используются для расчета уставок устройств релейной защиты, поскольку точно определить ошибку численного интегрирования и ее изменение при разных видах и в разных мес-

тах возникновения КЗ невозможно, а при расчете алгебраических уравнений возникающая погрешность за счет применения обозначенных упрощений и ограничений может быть рассчитана и имеет постоянную величину.

Выводы. Представленные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. Выявлены конкретные причины принципиальной неосуществимости верификации информации о режимах и процессах в ЭЭС, получаемой в настоящее время с помощью многочисленных цифровых средств расчета режимов и процессов в ЭЭС.

2. Разработанная в соответствии с комплексным подходом концепция верификации, принципы построения и структура средств ее осуществления позволяют оценивать точность воспроизведения конкретных режимов и процессов. Также предлагаемый подход позволит оценить влияние на погрешность решения применяемых упрощений, ограничений и методической ошибки численного решения. Для этого в АРМ ВМК РВ ЭЭС предусмотрена возможность приведения в соответствие математических моделей ВМК РВ ЭЭС и верифицируемого ПВК. Кроме того, разработанные средства позволяют оценивать действительные свойства и возможности используемых многочисленных цифровых средств, а также обоснованно определять области применения этих средств и соответствующие последствия, влияющие на эффективность решения задач проектирования, исследования, эксплуатации ЭЭС.

Список литературы

1. Ретроспективный анализ работы устройств РЗА в ЕНЭС / В.А. Кузьмичев, Е.В. Коновалова, С.Н. Сахаров, А.Ю. Захаренков // Релейная защита и автоматизация. – 2012. – № 01(06). – С. 60–65.
2. Воропай Н.И., Саратова Н.Е. Анализ статистики отказов РЗА на микропроцессорной базе с точки зрения их учета при моделировании каскадных аварий: доклады III Междунар. науч.-техн. конф. «Энергосистема: управление, конкуренция, образование». – Екатеринбург, 2008. – С. 203–207.

3. **Atputharajah A., Saha T.** Power system blackouts – Literature review: proceedings of 4-th Int. Conf. Ind. Inf. Syst. – Sri Lanka, 2009. – P. 460–465.

4. **Horowitz S., Phadke A.** Blackouts and relaying considerations – Relaying philosophies and the future of relay systems // IEEE Power Energy Mag. – 2006. – Vol. 4, iss. 5. – P. 60–67.

5. **Холл Д., Уатт Д.** Современные численные методы решения обыкновенных дифференциальных уравнений: пер. с англ. / под ред. А.Д. Горбунова. – М.: Мир, 1979. – 312 с.

6. **Бабушка И., Витасек Э., Прагер М.** Численные процессы решения дифференциальных уравнений: пер. с англ. / под ред. Г.И. Марчука. – М.: Мир, 1969. – 368 с.

7. **Вержбицкий В.М.** Численные методы (математический анализ и обыкновенные дифференциальные уравнения). – М.: Высш. шк., 2001. – 382 с.

8. **Хеминг Р.В.** Численные методы: пер. с англ. / под ред. Р.С. Гутера. – М.: Наука, 1968. – 400 с.

9. **Хайрер Э., Ваннер Г.** Решение обыкновенных дифференциальных уравнений. Жесткие и алгебро-дифференциальные задачи: пер. с англ. – М.: Мир, 1999. – 612 с.

10. **Ракитский Ю.В., Устинов С.М., Черноуцкий И.Г.** Численные методы решения жестких систем – М.: Наука, 1979. – 208 с.

11. **Dahlquist G.** Convergence and stability in the numerical integration of ordinary differential equations // Math. Scand. – 1956. – Vol. 4. – P. 33–53.

12. **Lambert J.** Computational methods in ordinary differential equations. – New York: John Wiley and Sons, 1973. – 288 p.

13. **Погосян Т.А.** Погрешность расчетов электромеханических переходных процессов в электрических системах // Электричество. – 1984. – № 3. – С. 54–56.

14. **Веников В.А.** Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высш. шк., 1985. – 536 с.

15. **Western systems Coordinating Council (WSCC).** Disturbance Report for the Power System Outage that Occurred on the Western Interconnection on August 10th, 1996 at 1548 PAST. – Salt Lake City: The Council, 1996. – 120 p.

16. **Kosterev D., Taylor C., Mittelstadt W.** Model Validation for the August 10, 1996 WSCC System Outage // IEEE Transactions on Power Systems. – 1999. – Vol. 14., no. 3. – P. 967–979.

17. **Герасимов А.С., Есипович А.Х., Смирнов А.Н.** Об опыте верификации цифровых и физических моделей энергосистем // Электрические станции. – 2010. – № 11. – С. 11–19.

18. Верификация цифровых моделей ЕЭС/ОЭС / Б.И. Аюев, А.С. Герасимов, А.Х. Есипович, Ю.А. Куликов // Электричество. – 2008. – № 5. – С. 2–7.

19. **Kopse D., Rudez U., Mihalic R.** Applying a wide-area measurement system to validate the dynamic model of a part of European power system // Electric Power Systems Research. – 2015. – Vol. 119. – P. 1–10.

20. **Гусев А.С., Хрущев Ю.В., Гурин С.В.** Модели синхронных и асинхронных электрических машин для всережимного моделирования электроэнергетических систем // Известия вузов. Электромеханика. – 2009. – № 6. – С. 14–22.

21. **Сулайманов А.О., Боровиков Ю.С., Гусев А.С.** Гибридное моделирование линии электропередачи с распределенными параметрами с учетом электромагнитного взаимодействия // Электричество. – 2013. – № 3. – С. 63–69.

22. **Гусев А.С., Суворов А.А., Сулайманов А.О.** Программно-технические средства всережимного моделирования в реальном времени управляемых шунтирующих реакторов в электроэнергетических системах // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1. – URL: <http://www.science-education.ru/125-19879> (дата обращения: 23.06.2015).

23. **Груздев И.А., Кадомская К.П., Кучумов Л.А.** Применение аналоговых вычислительных машин в энергетических системах. Методы исследования переходных процессов / под ред. Н.И. Соколова. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Энергия, 1970. – 400 с.

24. **Караев Р.И.** Переходные процессы в линиях большой протяженности. – М.: Энергия, 1978. – 191 с.

25. **Гусев А.С.** Концепция и средства всережимного моделирования в реальном времени электроэнергетических систем // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2008. – № 9.10/1. – С. 164–170.

26. **Боровиков Ю.С., Гусев А.С., Сулайманов А.О.** Принципы построения средств всережимного моделирования в реальном времени энергосистем // Электричество. – 2012. – № 6. – С. 10–13.

27. **Всережимное** моделирование в реальном времени перенапряжений в электроэнергетических системах / Ю.С. Боровиков, А.С. Гусев, А.О. Сулайманов, М.В. Андреев // Автоматизация в промышленности. – 2014. – № 7. – С. 17–21.

28. **Боровиков Ю.С., Сулайманов А.О., Гусев А.С.** Повышение точности моделирования процессов самозапуска электродвигателей для релейной защиты и автоматизации // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2011. – № 6. – С. 77–80.

29. Исследование влияния управляемых шунтирующих реакторов на режимы работы системы электроснабжения Эльгинского горнодобывающего комбината / М.В. Андреев, Ю.С. Боровиков, А.С. Гусев и др. // Известия Томского политехнического университета. – 2016. – Т. 327, №7. – С. 46–57.

References

1. Kuzmichev, V.A., Konovalova, E.V., Sakharov, S.N., Zakharenkov, A.Yu. Retrospektivnyy analiz raboty ustroystv RZA v ENES [Retrospective analysis of relay protection and automation devices in the Unified National Power Grid]. *Releynaya zashchita i avtomatizatsiya*, 2012, no. 01(06), pp. 60–65.

2. Voropai, N.I., Saratova, N.E. Analiz statistiki otkazov RZA na mikroprotseornoy baze s tochki zreniya ikh ucheta pri modelirovanii kaskadnykh aviarii [Statistical analysis of microprocessor-based relay protection and automation device failures in terms of their account in the modeling of cascade failures]. *Doklady III Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii «Energosistema: upravlenie, konkurentsya, obrazovanie»* [Proceedings of the Third International Conference «Power system: management, competition, education»]. Ekaterinburg, 2008, pp. 203–207.

3. Atputharajah, A., Saha, T. Power system blackouts – Literature review: proceedings of 4-th Int. Conf. Ind. Inf. Syst. Sri Lanka, 2009, pp. 460–465.

4. Horowitz, S., Phadke, A. Blackouts and relaying considerations. Relaying philosophies and the future of relay systems. IEEE Power Energy Mag., 2006, vol. 4, issue 5, pp. 60–67.

5. Kholi, D., Uatt, D. *Sovremennye chislennye metody resheniya obyknovennykh differentsial'nykh uravneniy* [Modern Numerical Methods for Ordinary Differential Equations]. Moscow, Mir, 1979. 312 p.

6. Babushka, I., Vitasek, E., Prager, M. *Chislennye protsessy resheniya differentsial'nykh uravneniy* [Numerical processes of solving differential equations]. Moscow, Mir, 1969. 368 p.

7. Verzhbitsky, V.M. *Chislennye metody (matematicheskiy analiz i obyknovennye differentsial'nye uravneniya)* [Numerical methods (mathematical analysis and ordinary differential equations)]. Moscow, Vysshaya shkola, 2001. 382 p.

8. Kheming, R.V. *Chislennye metody* [Numerical methods]. Moscow, Nauka, 1968. 400 p.

9. Khayrer, E., Vanner, G. *Reshenie obyknovennykh differentsial'nykh uravneniy. Zhestkie i algebro-differentsial'nye zadachi* [Solving ordinary differential equations: Stiff and differential-algebraic problems]. Moscow, Mir, 1999. 612 p.

10. Rakitsky, Yu.V., Ustinov, S.M., Chernorutsky, I.G. *Chislennye metody resheniya zhestkikh sistem* [Numerical methods of solving stiff systems]. Moscow, Nauka, 1979. 208 p.

11. Dahlquist, G. Convergence and stability in the numerical integration of ordinary differential equations. Math. Scand, 1956, vol. 4, pp. 33–53.

12. Lambert, J. Computational methods in ordinary differential equations. New York, John Wiley and Sons, 1973. 288 p.

13. Pogosyan, T.A. Pogreshnost' raschetov elektromekhanicheskikh perekhodnykh protsessov v elektricheskikh sistemakh [Error of calculations of electromechanical transients in electrical systems]. *Elektrichestvo*, 1984, no. 3, pp. 54–56.

14. Venikov, V.A. *Perekhodnye elektromekhanicheskie protsessy v elektricheskikh sistemakh* [Electromechanical transients in electrical systems]. Moscow, Vysshaya shkola, 1985. 536 p.
15. Western systems Coordinating Council (WSCC). *Disturbance Report for the Power System Outage that Occurred on the Western Interconnection on August 10th, 1996 at 1548 PAST*. Salt Lake City: The Council, 1996. 120 p.
16. Kosterev, D., Taylor, C., Mittelstadt, W. Model Validation for the August 10, 1996 WSCC System Outage. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1999, vol. 14, no. 3, pp. 967–979.
17. Gerasimov, A.S., Esipovich, A.Kh., Smirnov, A.N. Opyte verifikatsii tsifrovyykh i fizicheskikh modeley energosistem [On the experience of verifying digital and physical models of power systems]. *Elektricheskije stantsii*, 2010, no. 11, pp. 11–19.
18. Ayuyev, B.I., Gerasimov, A.S., Esipovich, A.Kh., Kulikov, Yu.A. Verifikatsiya tsifrovyykh modeley EES/OES [Verification of digital models of the Unified Power Grid / Interconnected Power Grid]. *Elektrichestvo*, 2008, no. 5, pp. 2–7.
19. Kopse, D., Rudez, U., Mihalic, R. Applying a wide-area measurement system to validate the dynamic model of a part of European power system. *Electric Power Systems Research*, 2015, vol. 119, pp. 1–10.
20. Gusev, A.S., Khrushchev, Yu.V., Gurin, S.V. Modeli sinkhronnykh i asinkhronnykh elektricheskikh mashin dlya vserezhnogo modelirovaniya elektroenergeticheskikh sistem [Models of synchronous and asynchronous electrical machines for all-regime electric power system simulation]. *Izvestiya vuzov. Elektromekhanika*, 2009, no. 6, pp. 14–22.
21. Sulaimanov, A.O., Borovikov, Yu.S., Gusev, A.S. Gibrinnoe modelirovanie linii elektroperedachi s raspredelennymi parametrami s uchetom elektromagnitnogo vzaimovliyaniya [Hybrid simulation of distributed parameter transmission lines accounting for mutual electromagnetic influence]. *Elektrichestvo*, 2013, no. 3, pp. 63–69.
22. Gusev, A.S., Suvorov, A.A., Sulaimanov, A.O. Programmno-tekhnicheskie sredstva vserezhnogo modelirovaniya v real'nom vremeni upravlyaemykh shuntiruyushchikh reaktorov v elektroenergeticheskikh sistemakh [Software and hardware tools of real-time comprehensive simulation of controlled shunt reactors in electric power systems]. *Sovremennye problemy nauki i obrazovaniya*, 2015, no. 1. Available at: <http://www.science-education.ru/125-19879>.
23. Gruzdev, I.A., Kadomskaya, K.P., Kuchumov, L.A. *Primenenie analogovykh vychislitel'nykh mashin v energeticheskikh sistemakh. Metody issledovaniya perekhodnykh protsessov* [Using analog computing devices in electric power systems. Methods of transient process research]. Moscow, Energiya, 1970. 400 p.
24. Karayev, R.I. *Perekhodnye protsessy v liniyakh bol'shoi protyazhennosti* [Transient processes in long power transmission lines]. Moscow, Energiya, 1978. 191 p.
25. Gusev, A.S. Kontseptsiya i sredstva vserezhnogo modelirovaniya v real'nom vremeni elektroenergeticheskikh sistem [Concept and tools of real-time comprehensive simulation of electric power systems]. *Izvestiya vuzov. Problemy energetiki*, 2008, no. 9.10/1, pp. 164–170.
26. Borovikov, Yu.S., Gusev, A.S., Sulaimanov, A.O. Printsipy postroeniya sredstv vserezhnogo modelirovaniya v real'nom vremeni energosistem [Principles of developing real-time comprehensive power system simulation tools]. *Elektrichestvo*, 2012, no. 6, pp. 10–13.
27. Borovikov, Yu.S., Gusev, A.S., Sulaimanov, A.O., Andreyev, M.V. Vserezhnnoe modelirovanie v real'nom vremeni perenapryazheniy v elektroenergeticheskikh sistemakh [Comprehensive real-time overvoltage simulation in electric power systems]. *Avtomatizatsiya v promyshlennosti*, 2014, no. 7, pp. 17–21.
28. Borovikov, Yu.S., Sulaimanov, A.O., Gusev, A.S. Povyshenie tochnosti modelirovaniya protsessov samozapuska elektrodvigateley dlya releynoy zashchity i avtomatiki [Increasing the accuracy of self-starting processes simulation in electric machines for relay protection and automation]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Elektromekhanika*, 2011, no. 6, pp. 77–80.
29. Andreyev, M.V., Borovikov, Yu.S., Gusev, A.S., Ruban, N.Y., Sulaimanov, A.O., Suvorov, A.A., Ufa, R.A. Issledovanie vliyaniya upravlyaemykh shuntiruyushchikh reaktorov na rezhimy raboty sistemy elektrosnabzheniya El'ginskogo gornodobyvayushchego kombinata [Study of the influence of controlled shunt reactors on the regimes of power supply system of Elga coal mining complex]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2016, vol. 327, no. 7, pp. 46–57.

Суворов Алексей Александрович,
ФГАОУВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,
аспирант кафедры электроэнергетических систем,
телефон (3822) 701-777-1987,
e-mail: suvorovaa@tpu.ru

Suvorov, Aleksei Aleksandrovich,
National Research Tomsk Polytechnic University,
Post-graduate student of the Department of Electric Power Systems,
tel.: (3822) 701-777-1987,
e-mail: suvorovaa@tpu.ru

Гусев Александр Сергеевич,
ФГАОУВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,
доктор технических наук, профессор кафедры электроэнергетических систем,
телефон (3822) 701-777-3406,
e-mail: gusev_as@tpu.ru

Gusev, Aleksandr Sergeyevich,
National Research Tomsk Polytechnic University,
Doctor of Engineering, Professor of the Department of Electric Power Systems,
tel.: (3822) 701-777-3406,
e-mail: gusev_as@tpu.ru

Сулайманов Алмаз Омурзакович,
ФГАОУВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,
кандидат технических наук, заведующий кафедрой электроэнергетических систем,
телефон (3822) 701-777-1924,
e-mail: sao@tpu.ru

Sulaimanov, Almaz Omurzakovich,
National Research Tomsk Polytechnic University,
Candidate of Engineering, Head of the Department of Electric Power Systems,
tel.: (3822) 701-777-1924,
e-mail: sao@tpu.ru

Андреев Михаил Владимирович,
ФГАОУВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,
кандидат технических наук, доцент кафедры электроэнергетических систем,
телефон (3822) 701-777-3453,
e-mail: andreevmv@tpu.ru

Andreyev, Mikhail Vladimirovich,
National Research Tomsk Polytechnic University,
Candidate of Engineering, Associate Professor of the Department of Electric Power Systems,
tel.: (3822) 701-777-3453,
e-mail: andreevmv@tpu.ru