

## МОДЕЛИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ В ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

УДК 621.311: 621.331

### Моделирование первичных преобразователей информации устройств синхронизированных векторных измерений\*

В.П. Закарюкин<sup>1, a</sup>, А.В. Крюков<sup>1, b</sup>, Н.Г. Кодолов<sup>2, c</sup>, М.С. Шульгин<sup>3, d</sup>

<sup>1</sup>Иркутский государственный университет путей сообщения, ул. Чернышевского 15, Иркутск, Россия

<sup>2</sup>Красноярская ТЭЦ-3, ф-л ОАО «Енисейская ТГК», ул. Пограничников 5, Красноярск, Россия

<sup>3</sup>Восточно-Сибирская железная дорога, ф-л ОАО «РЖД», ул. Карла Маркса 7, Иркутск, Россия

<sup>a</sup>zakar49@mail.ru, <sup>b</sup>kryukov@mail.ru, <sup>c</sup>k\_kng@mail.ru, <sup>d</sup>shulginms@gmail.com

Статья поступила 16.12.2013, принята 17.02.2014

*Основой для интеллектуализации процессов управления в современной электроэнергетике могут служить технологии интеллектуальных электрических сетей (Smart Grid), позволяющие построить высоконадежные автоматически балансирующиеся самоконтролирующиеся электроэнергетические системы (ЭЭС), способные принимать энергию из разных источников и преобразовывать ее в конечный продукт для потребителей. Энергосистемы, построенные с использованием Smart Grid, включают передовые телекоммуникационные и управляющие технологии для повышения эффективности производства, передачи, распределения и измерения электрической энергии. Это позволит обеспечить высокий уровень надежности, экономичности и безопасности электроэнергетической системы России. При реализации интеллектуального управления нужно, прежде всего, обеспечить управляемость и наблюдаемость режимов энергосистем. Для этого необходимы измерения комплексов тока по ветвям сети и напряжений в ее узловых точках, которые могут быть получены на основе использования технологий синхронизированных векторных измерений PMU-WAMS. Такие технологии начинают активно применяться в современной электроэнергетике. В статье предлагается новый подход к анализу наблюдаемости, основанный на создании комплексной модели ЭЭС, включающей в свой состав модели первичных измерительных преобразователей: трансформаторов тока и напряжения. Основные отличия предлагаемого подхода состоят в следующем: моделирование режимов электроэнергетических систем осуществляется в фазных координатах, что позволит при наличии соответствующих алгоритмов осуществлять оценку сложно несимметричных режимов; выполняется комплексное моделирование, дающее возможность учитывать реальные погрешности измерений.*

**Ключевые слова:** электроэнергетические системы, измерительные трансформаторы, устройства PMU-WAMS, моделирование в фазных координатах.

### Modelling of primary information transformers of synchronized vector measurement devices

V.P. Zakaryukin<sup>1, a</sup>, A.V. Kryukov<sup>1, b</sup>, N.G. Kodolov<sup>2, c</sup>, M.S. Shulgin<sup>3, d</sup>

<sup>1</sup>Irkutsk State Transport University, 15 Chernishevsky St., Irkutsk, Russia

<sup>2</sup>Krasnoyarsk Heat Electropower Station-3, Territorial Branch of Public Corporation «Yeniseiskaya Territorial Generating Company»; 144 Bograd St., Krasnoyarsk, Russia

<sup>3</sup>East-Siberian Railways, Territorial Branch of the Russian Railways Public Corporation; 7 Karl Marks St., Irkutsk, Russia

<sup>a</sup>zakar49@mail.ru, <sup>b</sup>kryukov@mail.ru, <sup>c</sup>k\_kng@mail.ru, <sup>d</sup>shulginms@gmail.com

Received 16.12.2013, accepted 17.02.2014

*In modern power industry technologies of the intelligent electric networks (Smart Grid) can become a basis for intellectualization of management processes. These technologies allow to construct highly reliable self-checked electric power systems which are balancing automatically and are capable of accepting energy from different sources and transforming it to the final product for consumers. The power supply systems constructed with the use of Smart Grid technologies are equipped with advanced telecommunication and operating technologies. Thus, they possess increased efficiency of production, transferring, distribution and electric energy measurements. These key factors will provide high level of reliability, efficiency and safety of Russian electric power system. At the point of intelligent management system realization it is controllability and observability of power system states that is necessary to provide. Thus, measurements of current phasors on branches of an electrical network and of voltage phasors in its nodes are required. Such measurements can be performed with the use of synchronized phasor measurement technologies PMU-WAMS which are actively introduced in modern*

\* Работа выполнена в рамках плана научных исследований по направлению «Интеллектуальные сети (Smart Grid) для эффективной энергетической системы будущего». Договор № 11.G34.31.0044 от 27.10.2011

electric power industry. In article a new approach to the observability analysis based on creation of the electric power system is proposed. This model includes primary measurement transformers of current and voltage. The main difference of the proposed approach consists in modelling of electric power system states in phase domain that will allow solving asymmetrical states if corresponding algorithms are available. Another difference consists in complex modelling which gives possibility to take real measurement errors into account.

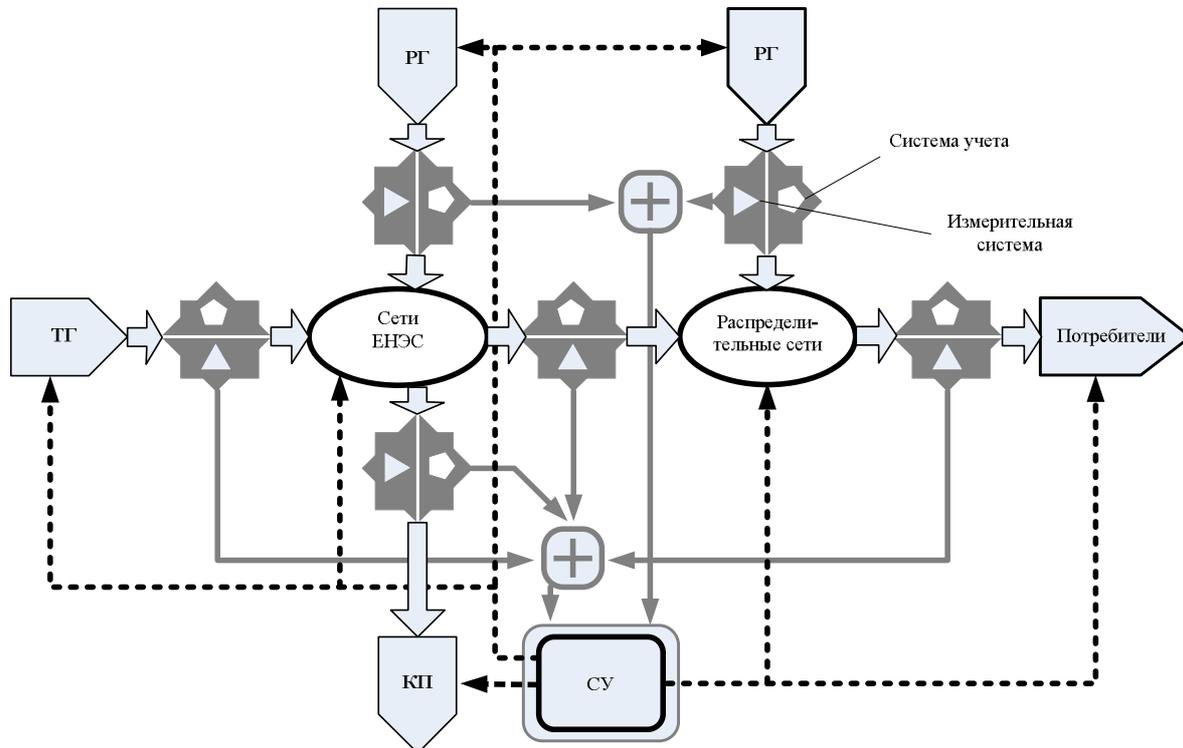
**Keywords:** electric power systems, measurement transformers, PMU-WAMS devices, modelling in phase domain

**Введение.** Основной тенденцией развития современной электроэнергетики является интеллектуализация управления, на основе которой предполагается придать электроэнергетическим системам (ЭЭС) свойства рационального поведения, заключающиеся в их способности к адаптации и реконфигурации в зависимости от изменений в окружающей среде [1]. Основой для реализации этой тенденции может служить концепция интеллектуальных электрических сетей (Smart Grid), позволяющих построить высоконадежные автоматически балансирующиеся самоконтролирующиеся ЭЭС, способные принимать энергию из разных источников (в том числе и возобновляемых) и преобразовывать ее в конечный продукт для потребителей. ЭЭС, построенные с использованием Smart Grid, включают передовые телекоммуникационные и управляющие технологии для повышения эффективности производства, передачи, распределения и измерения электрической энергии. Это позволит обеспечить высокий уро-

вень надежности, экономичности и безопасности электроэнергетической системы России.

С этой целью создается принципиально новая технологическая платформа ЭЭС – интеллектуальная электрическая сеть с активно-адаптивными элементами (рис. 1). Она характеризуется следующими факторами [1]:

- наличием активных элементов, изменяющих параметры сети;
- достаточным количеством датчиков текущих параметров и быстродействующей системой сбора, передачи и обработки информации;
- развитой информационной системой с циклическим контролем состояния ЭЭС;
- средствами адаптивного управления в реальном масштабе времени с воздействием на активные элементы сети, генераторы и потребителей;
- комплексом противоаварийного управления с воздействием на элементы ЭЭС для предотвращения развития аварий, их локализации и послеаварийного восстановления.



**Рис. 1.** Структурная схема ЭЭС, построенной на основе концепции smart grid: ТГ – установки традиционной генерации (тепловые, гидравлические и атомные электростанции); СУ – система управления, работающая в реальном времени и построенная на базе единой информационной сети; КП – крупные потребители ЭЭС; ЕНЭС – единая национальная электросеть; РГ – установки распределенной генерации

При решении указанного выше круга задач необходимо, прежде всего, обеспечить управляемость и наблюдаемость режимов ЭЭС [1, 3, 4]. В общем случае

система называется наблюдаемой [2], если на конечном интервале времени по выходу системы в конце этого

интервала  $\mathbf{Y}(t) \in \mathcal{R}^q$  при известном управляющем воздействии  $\mathbf{U}(t) \in \mathcal{R}^p$  можно определить все начальные компоненты вектора состояния  $\mathbf{X}(t) \in \mathcal{R}^n$ . Соответственно, наблюдаемыми являются те компоненты вектора состояния, которые можно восстановить по приведенным выше условиям. Эффективные методы обеспечения наблюдаемости в ЭЭС разработаны в ИСЭМ СО РАН [3...5]. На основе этих методов возможно создание эффективных технологий решения задач наблюдаемости режимов ЭЭС.

Ниже предлагается новый подход к анализу наблюдаемости, основанный на создании комплексной модели ЭЭС, включающей в свой состав модели первичных измерительных преобразователей: трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН). Основные отличия предлагаемого подхода состоят в следующем:

- моделирование режимов ЭЭС осуществляется в фазных координатах, что позволит при наличии соответствующих алгоритмов осуществлять оценивание сложных несимметричных режимов [6...23];

- выполняется комплексное моделирование, дающее возможность учитывать реальные погрешности измерений и различные режимы системы.

Ниже приведены результаты исследований, направленные на создание таких моделей.

**Информационное обеспечение задач анализа наблюдаемости режимов.** Для решения задач обеспечения наблюдаемости необходимы измерения комплексов тока по ветвям сети и напряжений в ее узловых точках. Эта задача может быть решена при использовании технологий PMU-WAMS [6], которые начинают активно применяться в современных ЭЭС (рис. 2).

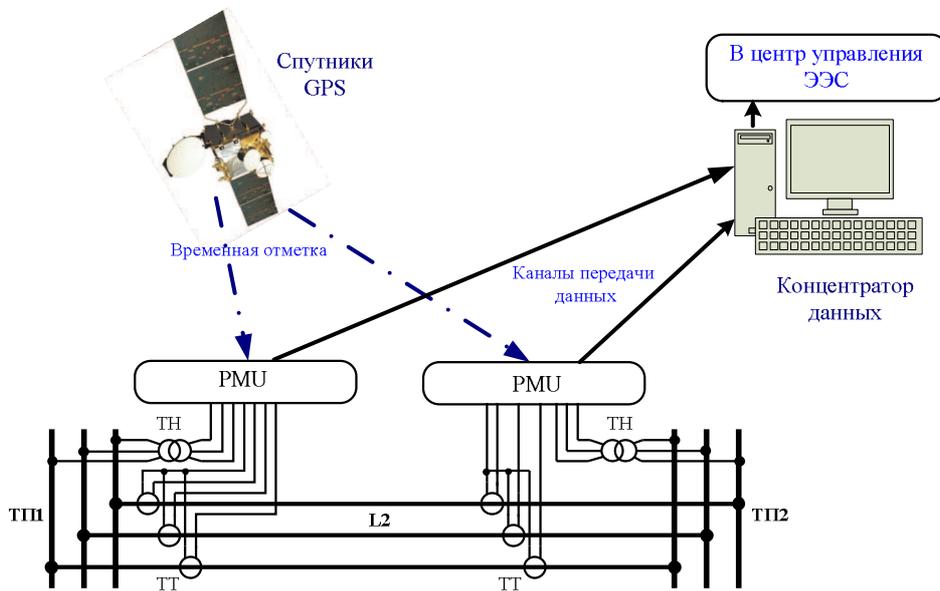


Рис. 2. Система синхронизированных измерений с применением технологий PMU-WAMS

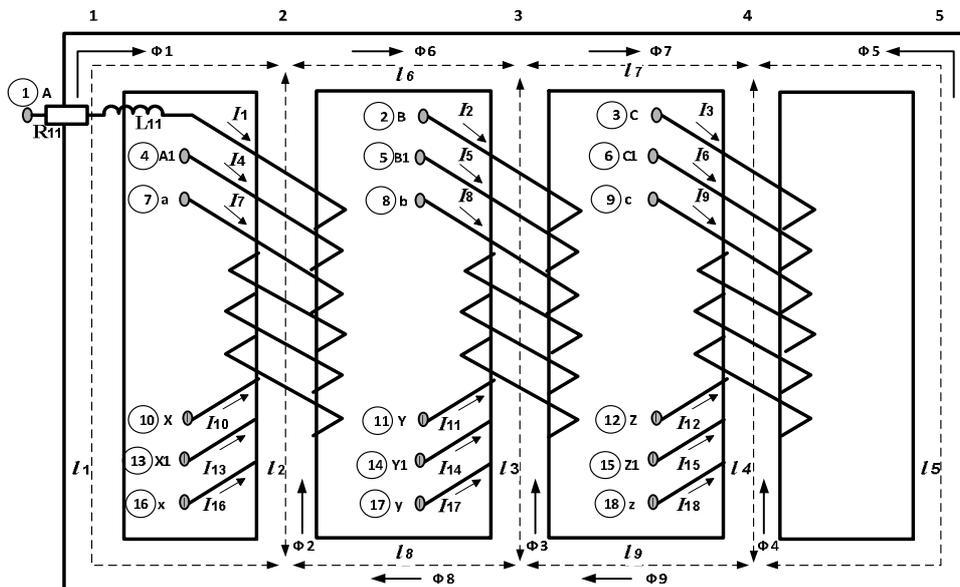


Рис. 3. Схема трансформатора

Главная цель реализации WAMS – повышение информационной обеспеченности ЭЭС для улучшенного управления режимами, что особенно актуально при наличии тяговых подстанций железных дорог, нагрузки которых отличаются повышенной динамикой изменения электропотребления. Концепция WAMS подразумевает наличие центральной базы данных, измеренных при помощи устройств PMU, то есть информационно-вычислительного кластера. В последующем эти данные могут использоваться для решения различных задач управления, в том числе и задач параметрической идентификации ЛЭП и трансформаторов.

Измерительные элементы PMU-WAMS [6] представляют собой многофункциональные устройства, подключаемые к вторичным обмоткам трансформаторов тока и напряжения, и позволяют получать данные не только о величинах тока и напряжения в сети, но и о фазовом сдвиге. Главной особенностью устройств PMU является получение информации в режиме реального времени, что позволяет решать достаточно широкий круг задач управления ЭЭС. Ввиду наличия подсистемы синхронизации измерений во времени устройства PMU позволяют учитывать сдвиг фаз на передающем и приемном концах ЛЭП. Для синхронизации используются сигналы со спутников глобальных систем позиционирования. Кроме того, использование PMU позволяет вести мониторинг ЭЭС в реальном времени благодаря высокоскоростным каналам передачи информации.

**Моделирование измерительных трансформаторов тока и напряжения.** Фазные координаты являются наиболее естественным описанием трехфазных ЭЭС. На их основе могут быть составлены уравнения установившегося режима, обеспечивающие адекватное описание реальных режимов ЭЭС, характеризующихся значительной продольной и поперечной несимметрией. В работах [7, 8] показано, что адекватные модели ЛЭП и трансформаторов могут быть получены на основе решетчатых схем замещения (РСЗ) из RLC-элементов, соединенных по схеме полного графа.

Моделирование трансформаторов напряжения осуществляется на основе схемы, представленной на рис. 3. При моделировании используются следующие положения:

- трансформатор считается линейной системой;
- два крайних стержня характеризуются комплексной относительной магнитной проницаемостью  $\underline{\mu}_{r1}' - j \underline{\mu}_{r1}''$ ; для трансформаторов напряжения типа НТМИ она принимается такой же, как у средних стержней; площади сечения этих стержней одинаковы и равны  $S_1$ , длины, сечения и магнитные проницаемости крайних стержней равны между собой;
- три средних стержня магнитопровода характеризуются постоянной величиной комплексной магнитной проницаемости  $\underline{\mu}_{r2}' - j \underline{\mu}_{r2}''$ , определяемой из паспортных значений тока и активной мощности холостого хода; площади сечения этих стержней одинаковы и равны  $S_2$ ;
- каждая катушка обладает активным и реактивным сопротивлениями  $R_{ik} + j\omega L_{ik}$  ( $i$  – номер обмотки;  $k$  – но-

мер стержня минус единица), которые определяются параметрами короткого замыкания;

числа витков  $w_{ik}$  определяются по значению рабочей индукции в сердечнике и номинальному напряжению катушки  $U_{ik}$ ,  $w_{ik} = \frac{U_{ik} \sqrt{2}}{\omega B_{2m} S_2} = \frac{4.502 U_{ik}}{B_{2m} S_2}$ , если  $U_{ik}$  –

в киловольтах, амплитуда индукции  $B_{2m}$  – в тесла,  $S_2$  – м<sup>2</sup>; числа витков для разных катушек одной обмотки могут быть разными.

Предполагается симметрия конструкции трансформатора, то есть равны длины  $l_1 = l_5$ ,  $l_6 = l_7 = l_8 = l_9$ ,  $l_2 = l_4$ ; кроме того, очевидно, равны магнитные потоки  $\Phi_6 = \Phi_8$ ,  $\Phi_7 = \Phi_9$ .

Для трансформаторов матрица РСЗ формируется на основе следующего соотношения:

$$\underline{Y}_{PC} = \begin{bmatrix} -\underline{Z}_E^{-1} & \underline{Z}_E^{-1} \\ \underline{Z}_E^{-1} & -\underline{Z}_E^{-1} \end{bmatrix},$$

где  $\underline{Z}_E = \underline{Z} - j\omega \underline{W}_1 \underline{R}_M^{-1} \underline{W}_2$ ;  $\underline{Z}$  – матрица электрических сопротивлений обмоток трансформатора;  $\underline{R}_M$  – матрица магнитных сопротивлений;  $\underline{W}_1$ ,  $\underline{W}_2$  – матрицы, составленные из чисел витков обмоток трансформатора в соответствии с выражениями, приведенными в работе [7]. На рис. 4 показана схема замещения измерительного трансформатора НТМИ-10 и отображение его модели в программном комплексе Fazonord [8]. Граф решетчатой схемы замещения, содержащий 9 узлов и 36 ветвей (три узла разомкнутого треугольника представлены явно), приведен на рис. 5, параметры решетчатой схемы представлены в табл. 1 и 2.

Таблица 1

Проводимости шунтов решетчатой схемы

Узел	Проводимость шунта, См	
	активная	реактивная
1	-0,018156	0,000021
2	-0,006491	0,000015
3	-0,006494	0,000012
4	0,155637	0,002086
5	1,316093	0,001518
6	1,315760	0,001193
7	4,082235	0,000998
8	0,000585	0,000571
9	-1,170559	0,002097

Таблица 2

Сопротивления ветвей решетчатой схемы

Узлы вести	Акт., Ом	Реакт., Ом	Узлы вести	Акт., Ом	Реакт., Ом
1-2	-23035498	-22516680	3-7	307131	299835
1-3	-40311062	-39358832	3-8	-85,740	0,054
1-4	150,744	-0,144	3-9	85,768	-0,082
1-5	-231518	-225848	4-5	-2327	-2270
1-6	-405384	-395223	4-6	-4075	-3973

Узлы вести	Акт., Ом	Реакт., Ом	Узлы вести	Акт., Ом	Реакт., Ом
1-7	85,740	-0,054	4-7	0,8619	-0,0005
1-8	-307131	-299835	4-8	-3087	-3014
1-9	-230649	-224879	4-9	-2319	-2260
2-3	-23035498	-22516680	5-6	-2327	-2270
2-4	-231518	-225848	5-7	-0,8619	0,0006
2-5	150,760	-0,160	5-8	0,8619	-0,0006
2-6	-231518	-225848	5-9	-1324	-1292
2-7	-85,749	0,063	6-7	3087	3014
2-8	85,749	-0,063	6-8	-0,8619	0,0005
2-9	-131729	-128498	6-9	0,8621	-0,0008
3-4	-405384	-395223	7-8	0,2450	0,0001
3-5	-231518	-225848	7-9	1757	1715
3-6	150,744	-0,144	8-9	0,2449	0,0001

Модель измерительного трансформатора тока реализуется на базе модели силового трансформатора. Процедуры приведения параметров ТТ к параметрам модели эквивалентного силового трансформатора, используемого в программном комплексе Fazonord [7, 8], подробно описаны в работах [23, 24]. Решетчатая схема замещения ТТ показана на рис. 6.

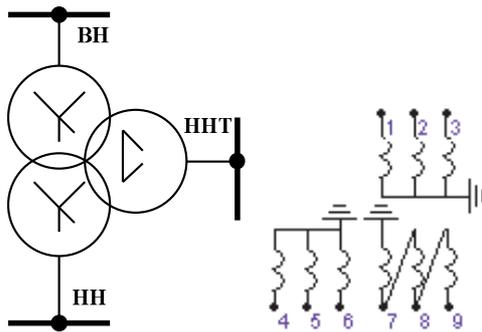


Рис. 4. Схема ТТ: ВН – высокое напряжение; НН – низкое напряжение

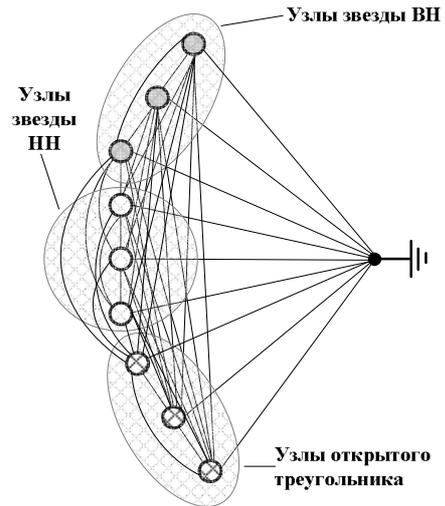


Рис. 5. Решетчатая схема замещения ТТ

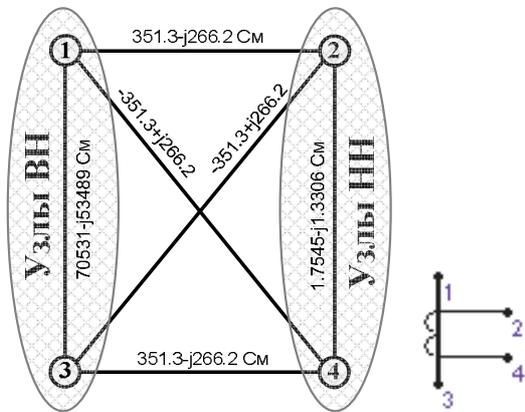


Рис. 6. Решетчатая схема замещения ТТ

Пример комплексной модели ЭЭС. Пример комплексного моделирования ЭЭС выполнен на основе схемы сети 220 кВ, питающей тяговые подстанции железной дороги переменного тока (рис. 7). Расчетная схема, реализованная средствами программного комплекса «Fazonord-Качество», приведена на рис. 8.

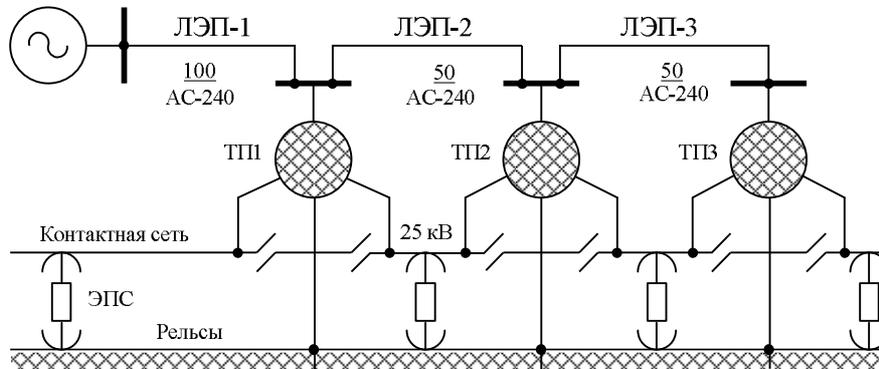


Рис. 7. Исходная схема

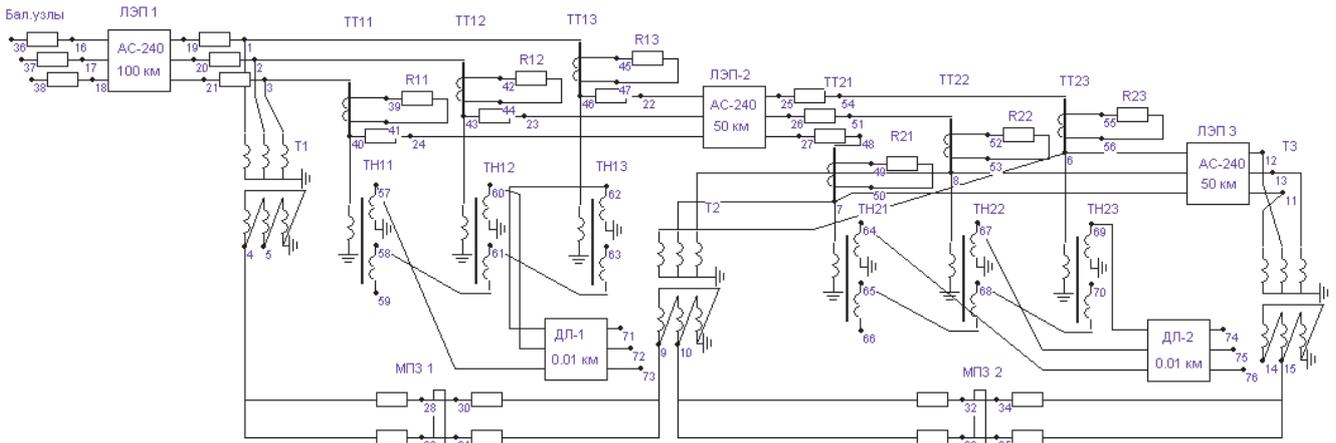


Рис. 8. Расчетная схема

Схема включает модели трех одноцепных ЛЭП 220 кВ с проводами АС-240, трех тяговых трансформаторов ТДТНЖ-40000/230/27,5, а также модель тяговой сети двухпутного участка с проводами 2×(ПБСМ-95+МФ-100+2Р65) по 50 км длиной. Питательные узлы с обозначены на схеме как «Бал. узлы» с фазными напряжениями  $\dot{U}_{36} = 132.8e^{j0^\circ}$  кВ;  $\dot{U}_{37} = 132.8e^{-j120^\circ}$  кВ;  $\dot{U}_{38} = 132.8e^{j120^\circ}$  кВ. Расчетная схема дополнена графиком движения, представленным на рис. 9, учитывающим движение трех нечетных грузовых поездов массой 5000 тонн.

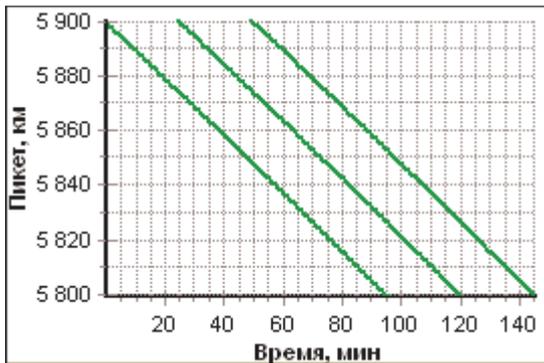


Рис. 9. График движения поездов

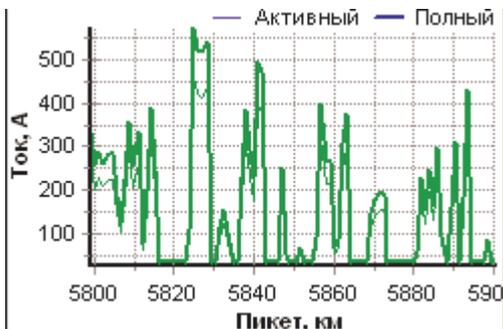


Рис. 10. Токвый профиль

Профиль пути имеет два достаточно протяженных подъема на первой межподстанционной зоне. Токвый профиль поезда показан на рис. 10. Результаты моделирования представлены на рис. 11...15.

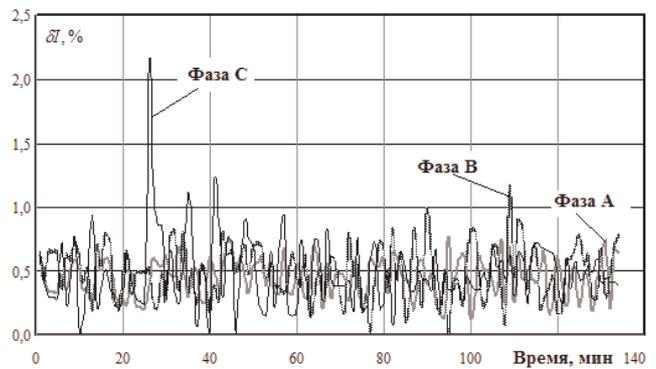


Рис. 11. Расчетные погрешности определения токов трансформатором тока

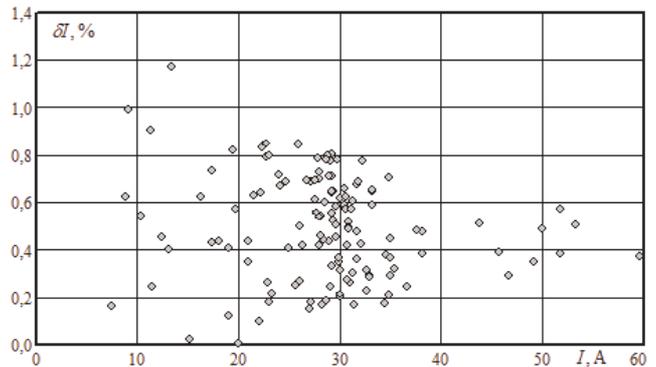


Рис. 12. Зависимость погрешности модуля тока от величины тока ТТ

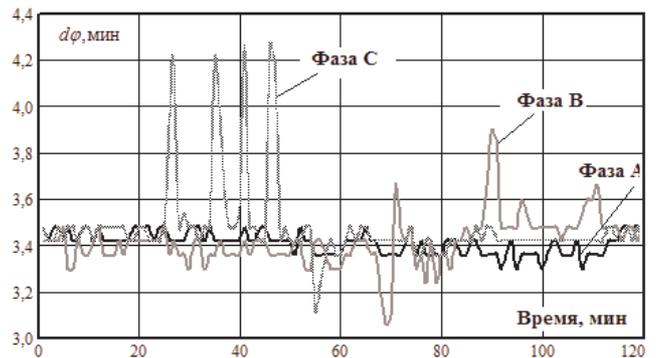


Рис. 13. Зависимость от времени угловой погрешности токов

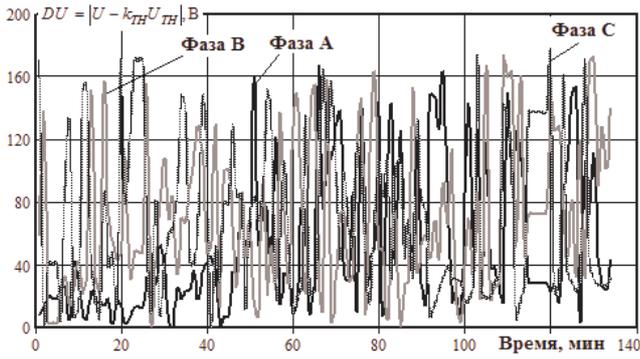


Рис. 14. Зависимость от времени абсолютной погрешности напряжения ТН

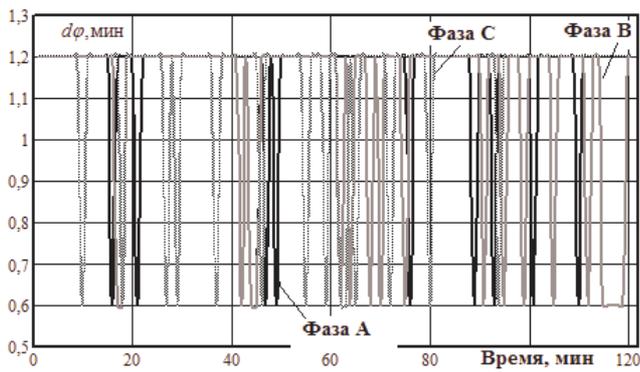


Рис. 15. Зависимость от времени угловой погрешности напряжений

На этих рисунках приведены графики погрешностей трансформаторов тока и напряжения по модулю и фазе. Следует отметить, что зависимость  $\delta I = \delta I(I)$  по рис. 12, полученная в результате моделирования, хорошо коррелируется с экспериментальным графиком, представленным на рис. 16.

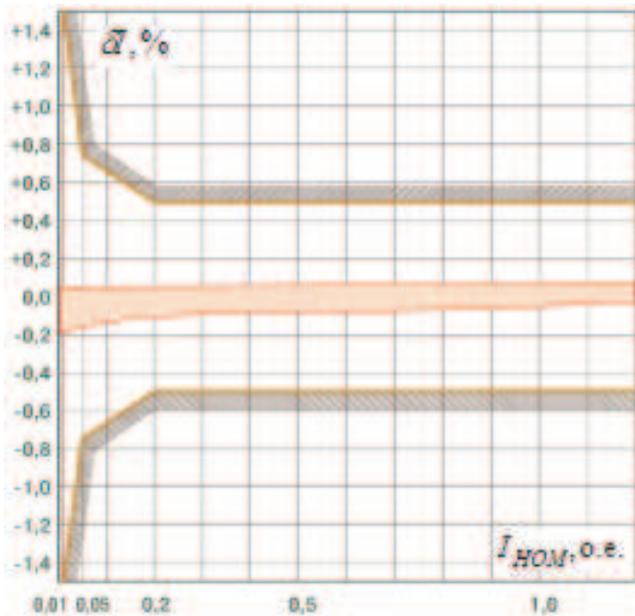


Рис. 16. Зависимость токовой погрешности от тока для ТТ класса 0.5S по данным [23]

По результатам моделирования выполнена параметрическая идентификация ЛЭП-2 (рис. 7) по методике, описанной в работе [26]: на основе пересчета вторичных напряжений и токов ТН и ТТ по коэффициентам трансформации восстановлены первичные режимные параметры, и по ним идентифицирована ЛЭП-2. Надо заметить, что такая задача входит в комплекс вопросов, решаемых при оценивании состояния ЭЭС. В расчетную схему, вместо исходной модели, вставлена идентифицированная решетчатая схема, и далее проведено имитационное моделирование по исходной и модифицированной схемам. Результаты определения различий напряжений и токов на приемном конце ЛЭП-2 представлены на рис. 17...20.

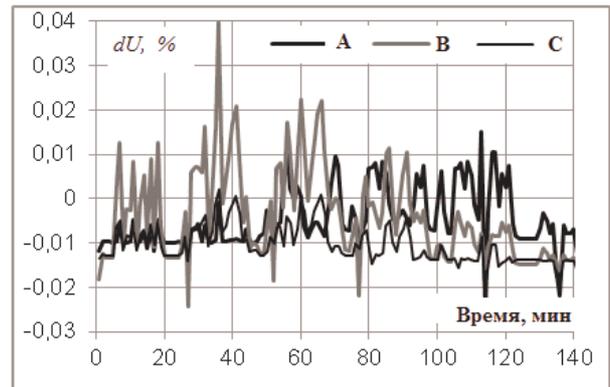


Рис. 17. Погрешности идентификации модулей напряжений на приемном конце ЛЭП-2

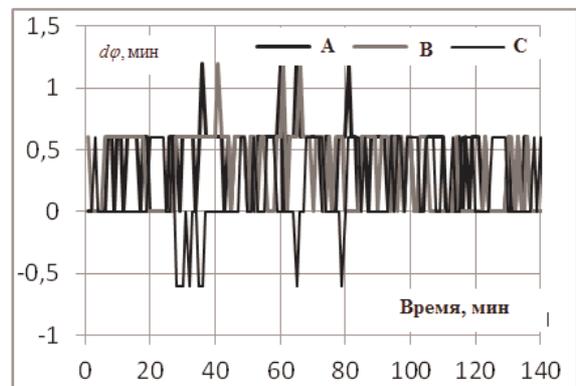


Рис. 18. Погрешности идентификации фаз напряжений на приемном конце ЛЭП-2

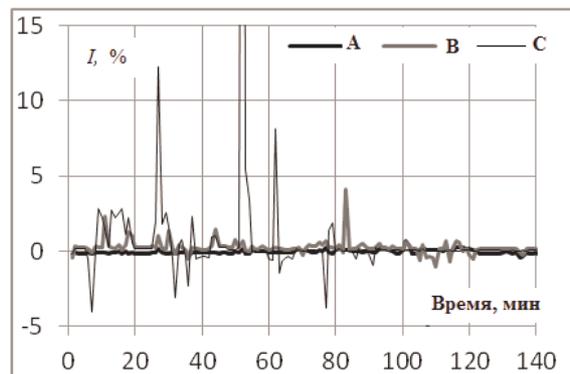


Рис. 19. Погрешности идентификации модулей токов на приемном конце ЛЭП 2

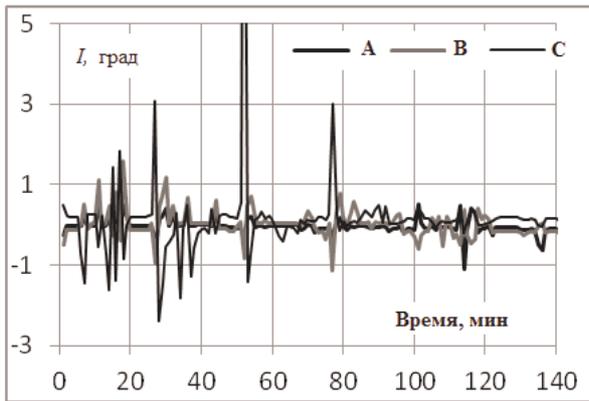


Рис. 20. Погрешности идентификации фаз токов на приемном конце ЛЭП 2

Полученные зависимости демонстрируют очень малые погрешности расчетов модулей и фаз напряжений по идентифицированной модели линии. Аномальные выбросы погрешностей токов, как это видно на рис. 21, соответствуют очень малым первичным токам ТТ (ток 10 А соответствует 1 % номинального тока). Среднее значение абсолютной величины погрешности модуля тока при учете аномальных выбросов составило 0,56 %, а средняя абсолютная угловая погрешность оказалась равной 0.26°. Таким образом, можно сделать вывод о том, что при использовании первичных измерительных преобразователей с классом точности 0.5S обеспечивается высокая точность идентификации.

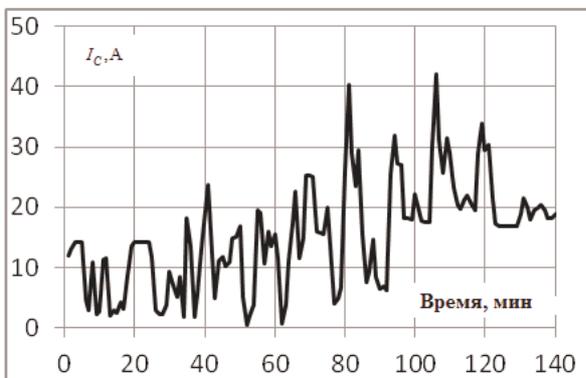


Рис. 21. Динамика изменения тока фазы С ЛЭП-2

### Заключение

Представленный материал позволяет сформулировать следующее заключение.

1. Предложен новый подход к анализу наблюдаемости, основанный на создании комплексной модели ЭЭС, включающей в свой состав модели первичных измерительных преобразователей: трансформаторов тока и напряжения. Основные отличия предлагаемого подхода состоят в следующем:

- моделирование режимов ЭЭС осуществляется в фазных координатах, что позволит при наличии соответствующих алгоритмов осуществлять оценивание сложносимметричных режимов;
- выполняется комплексное моделирование, дающее возможность учитывать реальные погрешности измерений.

2. Для решения задач обеспечения наблюдаемости необходимы измерения комплексов тока по ветвям сети и напряжений в ее узловых точках. Эта задача может быть решена при использовании технологий PMU-WAMS, которые начинают активно применяться в современных ЭЭС.

3. На основе компьютерного моделирования показано, что при использовании первичных измерительных преобразователей с классом точности 0.5S обеспечивается высокая точность параметрической идентификации высоковольтных ЛЭП.

### Литература

1. Бударгин О.М., Мисриханов М.Ш., Рябенко В.Н. Новый метод расчета управляемости и наблюдаемости электроэнергетических систем с элементами Smart Grid проблемы [Электронный ресурс]. URL: [http://gritsunov.ru/Common/Education/Publications/Conferences/Yalta2011\\_Files/3\\_3.pdf](http://gritsunov.ru/Common/Education/Publications/Conferences/Yalta2011_Files/3_3.pdf). (дата обращения 05.01.2014).
2. Справочник по теории автоматического управления / под ред. А.А. Красовского. М.: Наука, 1987. 712 с.
3. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука, 1976. 220 с.
4. Гамм А.З., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. М.: Наука, 1990. 200 с.
5. Колосок И.Н. Повышение достоверности телеизмерительной информации в ЭЭС на основе контрольных уравнений: дис. ... д-ра техн. наук. Иркутск, 2004. 323 с.
6. Можеев А.В. Разработка и внедрение систем сбора телемеханической информации // Электрические станции. 2007. № 6. С. 60-61.
7. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Сложносимметричные режимы электрических систем. Иркутск, 2005. 273 с.
8. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Методы совместного моделирования систем тягового и внешнего электроснабжения железных дорог переменного тока. Иркутск: Изд-во Иркут. гос. ун-та путей сообщения, 2011. 160 с.
9. Крюков А.В., Закарюкин В.П., Арсентьев М.О. Использование технологий распределенной генерации на железнодорожном транспорте // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2008. № 3. С. 81-87.
10. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Крюков Е.А. Моделирование предельных режимов электроэнергетических систем с учетом продольной и поперечной несимметрии. Иркутск, 2007. 138 с. Деп. в ВИНТИ 03.08.2006. № 1036-B2006.
11. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Моделирование многообмоточных трансформаторов в фазных координатах // Электротехника. 2008. № 5. С. 56-60.
12. Крюков А.В., Закарюкин В.П., Буякова Н.В. Расчет электромагнитных полей, создаваемых тяговыми сетями электрифицированных железных дорог // Вестн. Иркут. гос. техн. ун-та. 2011. Т. 48, № 1. С. 148-152.
13. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Абрамов Н.А. Построение упрощенных моделей электроэнергетических систем для целей оперативного управления // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2007. № 16. С. 66-71.
14. Шульгин М.С., Крюков А.В., Закарюкин В.П. Параметрическая идентификация линий электропередачи на основе фазных координат // Там же. 2011. № 1. С. 140-147.
15. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Расчеты режимов электрических систем при сложных видах несимметрии. Иркутск, 2004. 197 с. Деп. в ВИНТИ 30.09.2004. № 1546-B2004.
16. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Раевский Н.В., Яковлев Д.А. Моделирование и прогнозирование процессов электропотребления на железнодорожном транспорте. Иркутск, 2007. 114 с. Деп. в ВИНТИ 11.01.2007. № 19-B2007.
17. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Шульгин М.С. Параметрическая идентификация линий электропередачи и трансформаторов. Иркутск, 2012. 96 с.
18. Крюков А.В., Закарюкин В.П., Иванов А.Н. Моделирование электромагнитных полей, создаваемых многопроводными линиями электропередачи // Проблемы энергетики. 2007. № 7-8. С. 37.
19. Крюков А.В., Закарюкин В.П., Кобычев Д.С. Определение наведенных напряжений с учетом несинусоидальности токов кон-

тактной сети железных дорог переменного тока // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. 2009. № 2. С. 315-319.

20. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Соколов В.Ю. Системный подход к моделированию многоамперных шинопроводов // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2008. № 4. С. 68-72.

21. Крюков А.В., Закарюкин В.П., Кобычев Д.С. Моделирование электромагнитных влияний контактной сети железных дорог на смежные линии электропередачи // Электротехнические комплексы и системы управления. 2009. № 1. С. 2-7.

22. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Моделирование несинусоидальных режимов в системах электроснабжения железных дорог // Вестн. Рост. гос. ун-та путей сообщения. 2008. № 3. С. 93-99.

23. Кодолов Н.Г., Закарюкин В.П., Крюков А.В. Моделирование трансформаторов тока на основе фазных координат // Энергоэксперт. 2011. № 5 (28). С. 49-52.

24. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Кодолов Н.Г. Использование моделей измерительных трансформаторов для анализа работы устройств релейной защиты // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2013. № 4 (40). С. 133-140.

25. Федотов С.П. Погрешности трансформаторов тока // Электро. 2006. № 1. С. 24-26.

26. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Шульгин М.С. Параметрическая идентификация линий электропередачи и трансформаторов. Иркутск: ИрГУПС, 2012. 96 с.

### References

1. Budargin O.M., Misrihanov M.Sh., Ryabchenko V.N. New method for calculating controllability and observability of electric power systems with Smart Grid elements [Electronic source] [http://gritsunov.ru/Common/Education/Publications/Conferences/Yalta2011\\_Files/3\\_3.pdf](http://gritsunov.ru/Common/Education/Publications/Conferences/Yalta2011_Files/3_3.pdf)

2. Reference book on automatic control theory / Pod red. A.A. Kravsovskogo. M.: Nauka, 1987. 712 p.

3. Gamm A.Z. Statistic methods of assesment of state of electric power systems. M.: Nauka, 1976. 220 p.

4. Gamm A.Z., Golub I.I. Observability of electric power systems. M.: Nauka, 1990. 200 p.

5. Kolosok I.N. Increasing the autenticity of telemetry information in electric power on the basis of controlling: Dissertation for the degree of Candidate of Technical Science (author's abstract). Irkutsk, 2004. 323 p.

6. Mokeev A.V. Development and implementation of telemechanic data acquisition systems // Elektricheskie stancii. № 6. 2007. P. 60-61.

7. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V. Complex asymmetrical modes of electrical systems. Irkutsk, 2005. 273 p.

8. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V. Co-modelling methods for traction and external power supply of alternating-current railways. Irkutsk: izd-vo Irkut. gos. un-ta putej soobscheniya. 2011. 160 p.

9. Kryukov A.V., Zakaryukin V.P., Arsenyev M.O. Distributed generation technology in railway vehicles // Sovremennye tehnologii. Sistemnyj analiz. Modelirovanie. 2008. № 3. P. 81-87.

10. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V., Kryukov E.A. Modelling of the limiting behavior of electric power systems taking into account serial and transverse asymmetry. Irkutsk, 2007. 138 p. Deponirovano v VINITI 03.08.2006. № 1036-V2006.

11. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V. Modelling multiple-winding transformers in the phase coordinates // Elektrotehnika. 2008. № 5. S. 56-60.

12. Kryukov A.V., Zakaryukin V.P., Buyakova N.V. Calculation of electromagnetic fields, made by electric traction railway networks // Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tehniceskogo universiteta. 2011. Vol. 48. № 1. P. 148-152.

13. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V., Abramov N.A. Simplified modelling of electric power systems for operational control // Sovremennye tehnologii. Sistemnyj analiz. Modelirovanie. 2007. № 16. P. 66-71.

14. Shulgin M.S., Kryukov A.V., Zakaryukin V.P. Parametric identification of transmission lines based on the phase coordinates // Sovremennye tehnologii. Sistemnyj analiz. Modelirovanie. 2011. № 1. P. 140-147.

15. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V. Calculations of electrical system modes in complex types of asymmetry // Irkutsk, 2004. 197 p. Deponirovano v VINITI 30.09.2004. № 1546-V2004.

16. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V., Raevskij N.V., Yakovlev D.A. Modeling and forecasting of electricity for railway transport // Irkutsk, 2007. 114 p. Deponirovano v VINITI 11.01.2007. № 19-V2007.

17. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V., Shulgin M.S. Parametric identification of power lines and transformers // Irkutsk, 2012. 96 p.

18. Kryukov A.V., Zakaryukin V.P., Ivanov A.N. Simulation of electromagnetic fields generated by a multi-conductor transmission power lines // Problemy energetiki. 2007. № 7-8. P. 37.

19. Kryukov A.V., Zakaryukin V.P., Kobychev D.S. Determination of induced voltages with nonsinusoidality of contact network currents of railways with alternating current // Nauchnye problemy transporta Sibiri i Dal'nego Vostoka. 2009. № 2. P. 315-319.

20. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V., Sokolov V.Yu. Systemic approach to modelling heavy current bus wires // Sovremennye tehnologii. Sistemnyj analiz. Modelirovanie. 2008. № 4. P. 68-72.

21. Kryukov A.V., Zakaryukin V.P., Kobychev D.S. Modelling electromagnetic influences of railway contact network on adjacent power lines // Elektrotehnicheskie komplekсы i sistemy upravleniya. 2009. № 1. P. 2-7.

22. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V. Modelling of non-sinusoidal regimes in railway power systems // Vestnik Rostovskogo gosudarstvennogo universiteta putej soobscheniya. 2008. № 3. P. 93-99.

23. Kodolov N.G., Zakaryukin V.P., Kryukov A.V. Current transformers modelling on the basis of phase coordinates // Energoekspert. № 5(28). 2011. P. 49-52.

24. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V., Kodolov N.G. Using models of measurement transformers for relay protection analysis // Sovremennye tehnologii. Sistemnyj analiz. Modelirovanie. 2013. № 4 (40). P. 133-140.

25. Fedotov S.P. Errors of current transformers // Elektro. № 1. 2006. P. 24-26.

26. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V., Shulgin M.S. Parametric identification of power lines and transformers // Irkutsk: IrGUPS, 2012. 96 p.