

УДК 621.31:621.398:658.514-52

АДАПТАЦИЯ ДАННЫХ И ОБУЧЕНИЕ ПРОСТЕЙШЕЙ НЕЙРОННОЙ СЕТИ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ДОСТОВЕРИЗАЦИИ ТЕЛЕМЕТРИИ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

А. С. Занин, К. И. Бушмелева

Сургутский государственный университет, mario85@bk.ru

В работе приведены наиболее общие принципы построения диспетчерского управления единой энергосистемы Российской Федерации. Описаны подходы, используемые при реализации технологических задач. Приведены примеры программных продуктов, используемых для обеспечения диспетчерского управления, планирования и прогнозирования работы, а также оказания системных услуг в энергетической системе Российской Федерации. Приведены примеры применения искусственных нейронных сетей. Описаны специфика информации, поступающей в диспетчерские центры, и трудности, появляющиеся в процессе роста ее количества. Приведены принципы достоверизации параметров телеметрии и порядок их реализации, установленные в Системном операторе единой энергетической системы Российской Федерации. Детализированы предпосылки разработки программного обеспечения по достоверизации параметров телеметрии. Приведены алгоритмы и способы подготовки входных данных для дальнейшей адаптации атрибутов параметров, влияющих на вынос окончательного решения об их истинности или ложности. Описаны принципы дальнейшего использования адаптированных данных в расчетах на основе нейронных сетей с обратным распространением. Приведен код реализации простейшей нейронной сети на языке Python. Представлены результаты экспериментов на двух выборках данных.

Ключевые слова: автоматизированная система управления, достоверизация, телеметрия, нейронные сети.

DATA ADAPTATION AND TRAINING OF SIMPLE NEURAL NETWORK FOR AUTOMATION OF TELEMETRY VERIFICATION PROCESS OF THE ELECTRIC POWER INDUSTRY DISPATCHING CENTER

A. S. Zanin, K. I. Bushmeleva

Surgut State University, mario85@bk.ru

The paper presents the most common construction principles for the dispatch control of the unified energy system of the Russian Federation. The approaches used in the implementation of technological tasks are described. Models of software products used to provide dispatch control, work planning and forecasting, as well as the provision of system services in the energy system of the Russian Federation, are introduced. Examples of the use of artificial neural networks are given. The specificity of information entering the dispatching centers and the difficulties that arise in the process of increasing its quantity is described. The principles of the verification of telemetry parameters and the order of their implementation established in the “System Operator of the United Power System” of the Russian Federation are noted. The concepts of software development for the verification of telemetry parameters are detailed. Algorithms and methods for preparing input data for further adaptation of the attributes of parameters affecting the final decision about truth or falsehood are presented. The principles for the further use of adapted data in calculations based on neural networks with feedback are described. The implementation code for the simple neural network in the Python language is given. The results of experiments on two data samples are provided.

Keywords: automated control system, verification, telemetry, neural networks.

В последнее время мы все чаще слышим о том, что та или иная поисковая система начала использовать технологии искусственных нейронных сетей (далее – ИНС). Сегодня

каждый пользователь интернета, зачастую не осознавая того, участвует в процессе обучения ИНС. Фактически адаптированные под конкретные задачи алгоритмы ИНС позволяют без лишних сложностей представлять пользователю наиболее релевантную информацию. Наиболее широко ИНС используются в задачах распознавания образов и классификации. В научной же среде возникло несколько предвзятое отношение к работам, связанным с использованием ИНС для решения исследовательских задач. Несмотря на это, ИНС находят применение и на передней грани прогресса, позволяя получить новые знания.

В процессе диспетчеризации и оказании системных услуг в электроэнергетике наиболее сложными в решении являются задачи прогнозирования и планирования бесперебойного энергоснабжения жизненно важных объектов [1]. Сложность связана с необходимостью учета состояний огромного количества пассивных и активных устройств, участвующих как в технологическом процессе энергоснабжения потребителей, так и в процессе обеспечения необходимым объемом информации диспетчерских центров. Для решения задач планирования и прогнозирования, начиная с 60-х годов XX века, ведется разработка и усовершенствование различного рода алгоритмов, весьма успешно моделирующих поведение энергосистемы на всех уровнях [2]. На сегодняшний день существует примерно полсотни различных программных продуктов, позволяющих производить как анализ текущего состояния энергосистемы Российской Федерации (оперативно-информационный комплекс СК-2007 (ОИК)) [3], так и осуществлять расчеты для прогнозирования режимных ситуаций различного рода (трехуровневая автоматизированная система для моделирования электромеханических процессов). Из всего вышесказанного следует, что для решения задач обоих видов требуется начальная информация, объем которой еще совсем недавно был не так уж велик. Можно отметить, что среднее количество параметров, принимаемых с одного узла энергосистемы, составляет порядка 300 единиц (суммарное количество телеинформации и телесигналов, получаемых диспетчерским центром с подстанции класса напряжения 110 кВ). Данные параметры в виду специфики отрасли должны обрабатываться в темпе поступления, и зачастую для обеспечения режимной устойчивости необходимо обрабатывать данные, изменяющиеся с частотой выше 50 Гц. Конечно среди указанного количества телеметрических (далее – ТМ) данных лишь 2/3 являются технологически значимыми. Остальная телеметрия носит вспомогательный характер и нужна, например, для контроля целостности самих каналов передачи данных.

Ввиду описанных выше особенностей отдельный интерес для исследования представляет задача достоверизации получаемых диспетчерским центром данных. Вопрос математической достоверизации параметров ТМ начинал изучаться более 40 лет назад [4]. Сегодня существует ряд программных продуктов, реализующих алгоритмы таких корифеев моделирования электромеханических процессов в энергосистемах, как А. З. Гамм, В. Л. Прихно, В. И. Идельчик и т. д. К сожалению, все используемые алгоритмы нацелены на обнаружение недостоверных параметров и никоим образом не автоматизируют процесс восстановления их достоверности. При этом зачастую данные для восстановления достоверности ограничены кодами качества ОИК или дельта-параметрами оценивания состояния [5]. Для решения задач по достоверизации телеметрической информации, поступающей в оперативно-информационные комплексы диспетчерских центров АО «СО ЕЭС», разработан «регламент достоверизации», возлагающий на персонал диспетчерской смены задачи по восстановлению достоверности данных ТМ, получаемых от различных объектов [6]. Такой документ, как «Порядок организации работ по достоверизации телеметрической информации, поступающей в оперативно-информационные комплексы диспетчерских центров АО «СО ЕЭС»», вводит в действие «Перечень передаваемой диспетчеру телеинформации» (ППДТИ), представляющий собой список параметров работы по восстановлению достоверности, которые являются приоритетными. Кроме того, порядок предусматривает использование в процессе установления недостоверных параметров таких методов, как оценивание состояния в комплексе для расчета математической модели электроэнергетической системы [7]. После сравнения получаемых в результате расчета

данных специалист Службы электрических режимов (далее – СЭР) производит анализ причин расхождения расчетных и фактических параметров и в случае подтверждения достоверности передает информацию о ней дежурному специалисту отдела оперативной эксплуатации автоматизированных систем управления (далее – ООЭ АСУ). Еще одним способом контроля достоверности является сопоставление параметров ОИК и Автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (далее – АСКУЭ) [8] специалистами службы энергетических режимов и балансов, как и в случае с СЭР, предварительно проанализированные достоверности, полученные в результате сопоставления, передаются в ООЭ АСУ. На рис. 1 приведена схема, вытекающая из порядка достоверизации телеметрической информации, на которой видно, что процесс установления причин недостоверности и ее восстановления лежит на плечах персонала ООЭ АСУ.

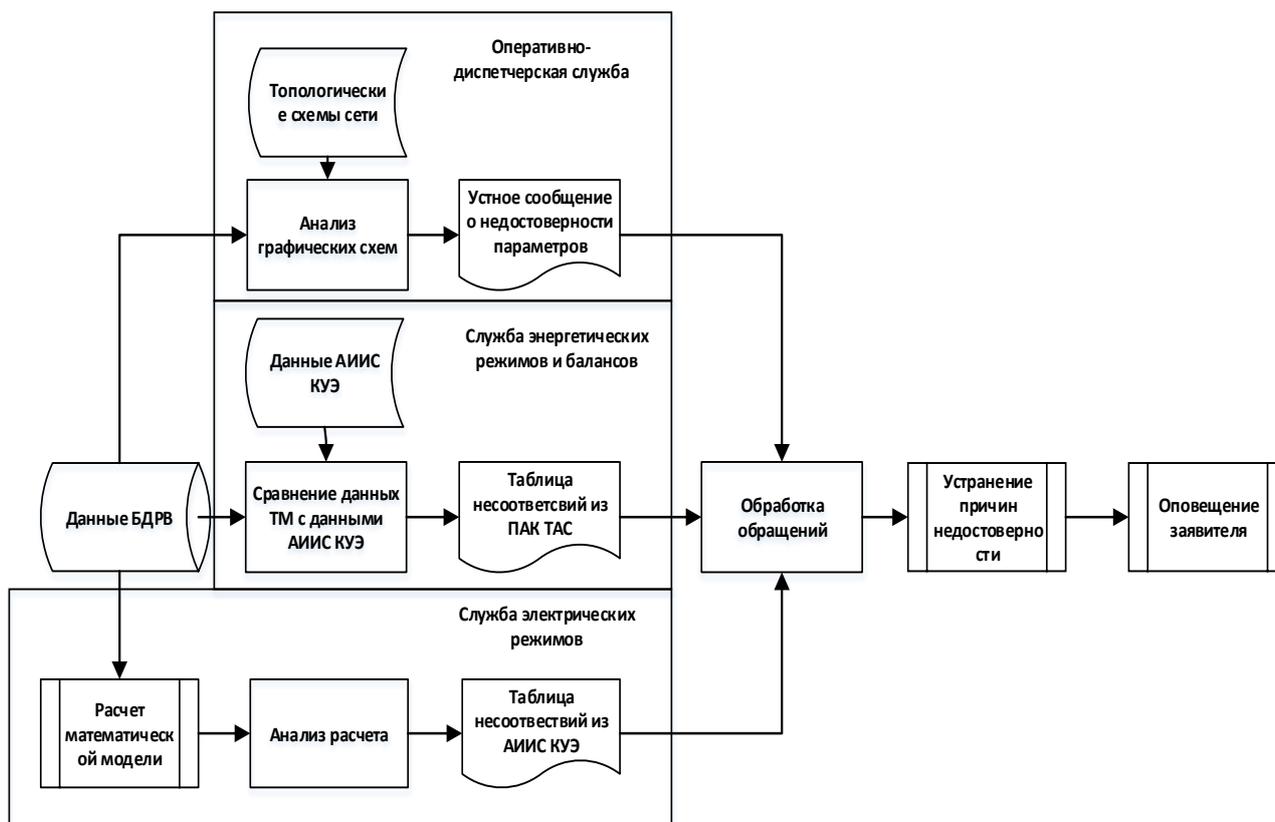


Рис. 1. Порядок выполнения работ по достоверизации телеметрической информации в АО СО «ЕЭС»

Для получения информации от специалистов технологических служб чаще всего используется телефонная связь: такой способ передачи информации имеет ряд минусов, так как, во-первых, формализации процесса обращения по телефону не уделено должного внимания, во-вторых, объем и критичность информации, необходимой для выявления недостоверности и ее исключения, не всегда понятны обращающемуся. Кроме того, регламент предполагает использование электронной почты, не устанавливая при этом объем минимально необходимой информации, предоставляемой дежурному ООЭ АСУ.

Даже частичная автоматизация процесса определения истинно недостоверных параметров позволит уделить больше внимания другим немаловажным задачам в целом и восстановлению достоверности истинно недостоверных параметров в частности. Для разработки программного обеспечения автоматизации указанного процесса необходимо выполнить ряд организационных и подготовительных мероприятий, таких как:

- унификация формы обращения по услуге «Недостоверность»;

- установление минимального объема информации, передаваемой в форме обращения;
- добавление меток времени.

После получения всех обращений возможно формирование результирующей таблицы. В общем случае вид результирующей таблицы достоверизации приведен в табл. 1, где содержится ряд параметров, влияющих на итоговую оценку истинности параметра.

Таблица 1

Приблизительный вид результирующей таблицы достоверизации

№	Идентификатор ОИК	Наименование	Метка времени	Код качества соответствующий метке времени	Текущий код качества	m	flag
1	27351	Тобольская ГЭЦ 110 кВ U	07:14:21.16	100	100	1000	1
2	11328	Вынгапур 1СШ 110 кВ Ubc	01:20:01.36	001	001	1	1
3	103	Тюмень-Рефтинская ГРЭС ВЛ-500 Р отд	07:14:21.40	200	010	1001	0
4	10611	Бачкун 1С 110 кВ F /ТЭС	15:45:51.19	100	100	0	1
5	5702	УГТЭС-72-Уренгой 1ц ВЛ 110 кВ Q	22:25:59.59	001	100	1001	0

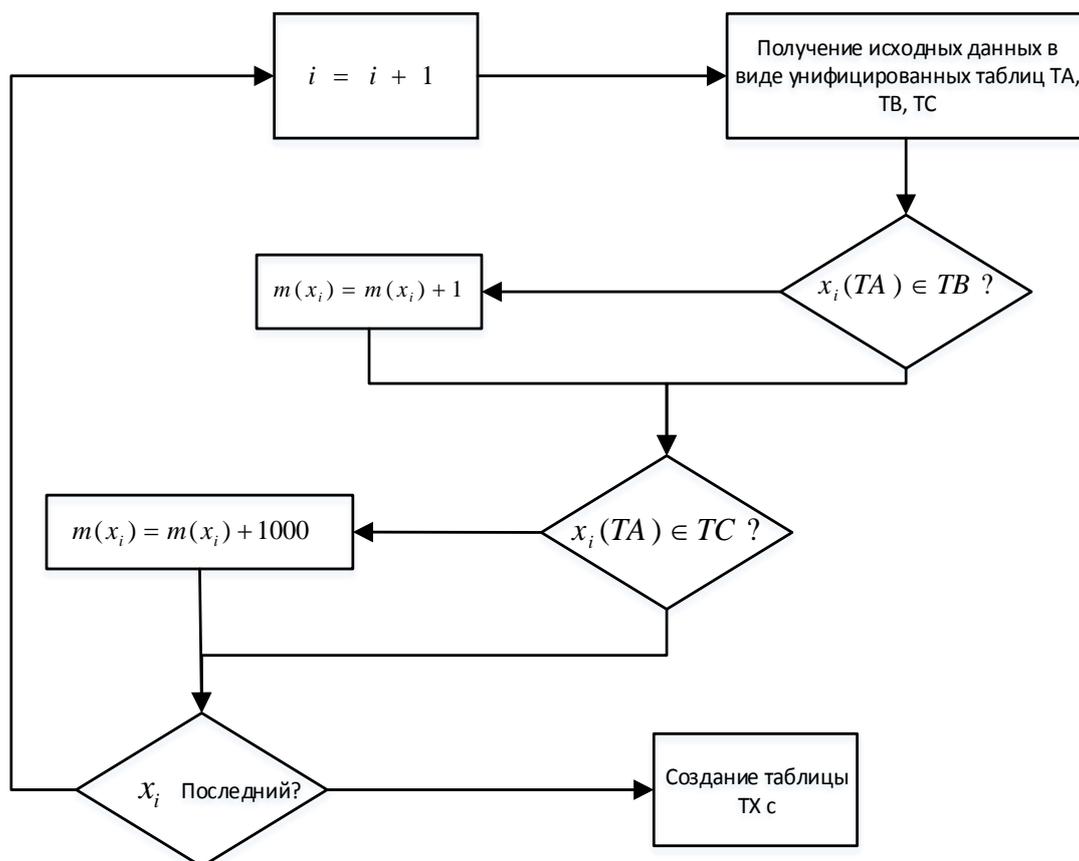


Рис. 2. Пример алгоритма для расчета флага взаимного отсутствия параметров в нескольких входных таблицах

Столбец (m) содержит метрику параметра, полученную в результате предварительного анализа на присутствие в обращениях других пользователей, пример алгоритма для расчета параметра m приведен на рис. 2. Столбец (flag) содержит флаг, указывающий на совпаде-

ние текущего кода качества и кода качества, соответствующего метрике времени. В реальной жизни возможно добавление неограниченного количества столбцов, содержащих любые данные, которые зависят от достоверности параметров. Такими данными могут быть, например, флаги, получаемые сопоставлением меток времени для параметров из обращений нескольких пользователей и частичного совпадения наименований достоверизируемых параметров. Такое поведение в частном случае может говорить о неисправности целого направления приема данных или канала связи. Автоматизация вынесения заключения об истинности или ложности определенного параметра ТМ сводится к задаче классификации, которые успешно решаются с использованием искусственных нейронных сетей.

Для изучения возможности использования искусственных нейронных сетей в задаче достоверизации параметров телеметрии была выбрана простейшая реализация трехслойной нейронной сети на языке программирования Python 3.6.1 с обратным распространением [9], с выполнением 100 000 итераций на этапе обучения. Для адаптации имеющихся данных было произведено преобразование кодов качества, указанных в табл. 1 параметров телеметрии. Преобразование сведено к установлению величины значимой части кода, после которой параметр считается недостоверным по коду качества. За наиболее удобную величину был взят код качества со значимой частью, равной 99, т. е. все значения кодов со значимой частью больше 99 считаются недостоверными по коду качества. Результат преобразования приведен в табл. 2.

Таблица 2

Преобразование кодов качества

Код качества	Тип недостоверности	Преобразованный код
00 000 001	Недостоверность: дребезг ТС	1
00 000 010	Недостоверность: обновление	1
00 000 100	Источник: технологическая задача	1
00 000 200	Недостоверность: подозрение на скачок	0
40 000 000	Источник: повтор предыдущего значения	0

Адаптированные для указанной нейронной сети данные приведены в табл. 3. Для обучения нейронной сети необходим набор заключений о достоверности параметров, вынесенных экспертом после ручной достоверизации параметров.

Таблица 3

Адаптированные данные для расчета

№	Идентификатор ОИК	Наименование	Код качества, соответствующий метке времени	Текущий код качества	m	flag
1	27351	Тобольская ТЭЦ 110 кВ U	1	1	0	1
2	11328	Вынгапур 1СШ 110 кВ Ubc	1	0	1	1
3	103	Тюмень-Рефтинская ГРЭС ВЛ-500 Р отд	0	0	1	0
4	10611	Бачкун 1С 110 кВ F /тэс	1	1	0	1
5	5702	УГТЭС-72-Уренгой 1ц ВЛ 110 кВ Q	1	1	1	1

Указанный набор заключений приведен в табл. 4 вместе с результатами расчетов, полученными с использованием искусственной нейронной сети. Листинг кода и результаты расчета на адаптированных данных приведены на рис. 3. С целью оценки адекватности используемой нейронной сети на первом этапе были условно приняты экспертные заключения о недостоверности параметра – 27351 Тобольская ТЭЦ 110 кВ U и достоверности параметра – 10611 Бачкун 1С 110 кВ F /тэс, имеющих одинаковые входные данные для расчета.

Таблица 4

Экспертные заключения и результаты первого расчета

№	Идентификатор ОИК	Наименование	Экспертное заключение	Результат расчета
1	27351	Тобольская ТЭЦ 110 кВ U	0	0,50000514
2	11328	Вынгапур 1СШ 110 кВ Ubc	1	0,99932195
3	103	Тюмень-Рефтинская ГРЭС ВЛ-500 Р отд	1	0,99849373
4	10611	Бачкун 1С 110 кВ F /тэс	1	0,50000514
5	5702	УГТЭС-72-Уренгой 1ц ВЛ 110 кВ Q	1	0,99849376

Из полученных на первом этапе обучения результатов видно, что рассчитанные параметры совпадают с заключением, выносимым экспертом, за исключением случаев с различными оценками для одинаковых входных данных. Такое поведение очевидно, так как алгоритм расчета выходных данных для каждого параметра идентичен. Данная ситуация возможна и в реальной жизни, выходом из нее может послужить тот самый критерий, руководствуясь которым эксперт вынес заключение для спорных параметров. Адаптацию и трактовку подобного рода критерия можно осуществить с использованием описанных выше принципов.

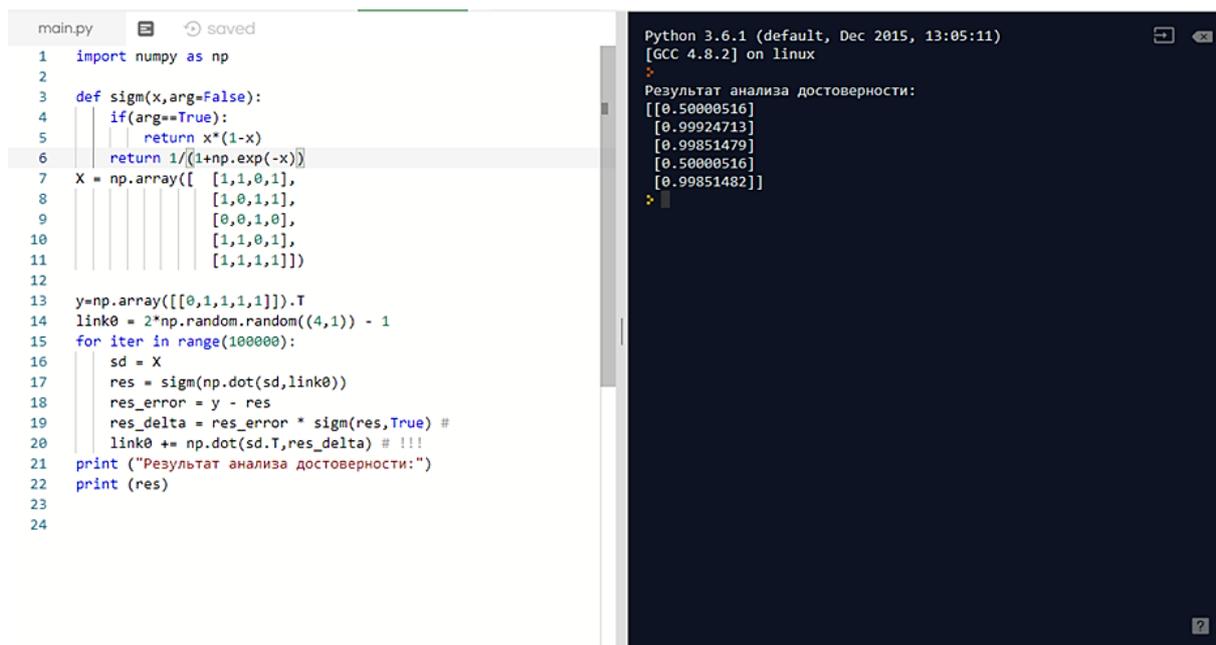


Рис. 3. Листинг и кода и результат вычислений

В табл. 5 приведены результаты расчетов для исключаящих факт различных экспертных заключений по параметрам с одинаковыми входными данными.

Таблица 5

Экспертные заключения и результаты второго расчета

№	Идентификатор ОИК	Наименование	Экспертное заключение	Результат расчета
1	27 351	Тобольская ТЭЦ 110 кВ U	0	0,00242333
2	11 328	Вынгапур 1СШ 110 кВ Ubc	1	0,99975041

Окончание табл. 5

№	Идентификатор ОИК	Наименование	Экспертное заключение	Результат расчета
3	103	Тюмень-Рефтинская ГРЭС ВЛ-500 Р отд	1	0,99999228
4	10 611	Бачкун 1С 110 кВ F /тэс	0	0,00242333
5	5 702	УГТЭС-72-Уренгой 1ц ВЛ 110 кВ Q	1	0,99683302

Из табл. 5 видно, что, в случае вынесения экспертом одинаковых заключений для параметров с одинаковыми входными данными, результат расчета полностью соответствует ожиданию.

Таким образом, можно говорить об успешности адаптации данных и возможности дальнейшего исследования в области применения нейронных сетей для задачи достоверизации параметром ТМ в диспетчерских центрах энергосистемы Российской Федерации, а также о дальнейшем развитии технологии нейронных сетей для данного объекта исследований.

Литература

1. Об электроэнергетике : федер. закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ (ред. от 29.12.2014) // СПС КонсультантПлюс.
2. Системный оператор единой энергетической системы Российской Федерации : офиц. сайт. URL: <http://so-ups.ru> (дата обращения: 12.11.2018).
3. Акционерное общество «Монитор Электрик» : офиц. сайт. URL: <http://www.monitel.ru> (дата обращения: 24.11.2018).
4. Аюев Б. И., Ерохин П. М. Стратегия развития Системного оператора ЕЭС России // Функционирование и развитие рынков электроэнергии и газа : сб. науч. тр. Ин-та проблем моделирования в энергетике им. Г. Е. Пухова. Спец. выпуск. Киев, 2006. С. 12–20.
5. Гамм А. З., Герасимов Л. Н., Колосок И. Н. и др. Оценивание состояния в электроэнергетике. М. : Наука, 1983. 320 с.
6. Занин А. С., Бушмелева К. И. Автоматизация процесса достоверизации телеметрии диспетчерского центра электроэнергетики // Вестник кибернетики. 2017. № 4 (28). С. 139–145.
7. Гурина Л. А., Зоркальцев В. И., Колосок И. Н., Коркина Е. С., Мокрый И. В. Оценивание состояния электроэнергетической системы: алгоритмы и примеры решения линеаризованных задач. Иркутск : ИСЭМ СО РАН, 2016. 37 с.
8. Гришагина Н. М., Гарайшина Э. Г. Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) // Вестн. Казан. технологич. ун-та. 2013. № 12. С. 297–299.
9. Neural A. Network in 11 lines of Python. URL: <http://iamtrask.github.io> (дата обращения: 30.11.2018).