

ЭНЕРГЕТИКА

Научная статья

УДК 629.039.58

<https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-2-297-309>

Обоснование необходимости совершенствования систем противоаварийного управления для предотвращения нарушений устойчивости по напряжению в энергосистемах

Иван Сергеевич Реуцкий^{1✉}, Виктор Григорьевич Курбацкий²^{1,2} Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия¹ivan.reutskii@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0003-0982-720X>²kurbatsky@isem.irk.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2457-241X>

Резюме. Цель – обоснование необходимости совершенствования существующих комплексов обеспечения устойчивости по напряжению в Единой энергетической системе России в условиях ее развития, усложнения структуры и активного внедрения распределенной генерации. В целях выявления необходимости совершенствования комплексов противоаварийной автоматики выполнялся анализ функционирования существующих систем противоаварийного управления Единой энергосистемы России в условиях протекания крупных системных аварий, в том числе в 2005 и 2017 гг., а также рассматривались особенности режимов северной части энергосистемы Иркутской области с точки зрения устойчивости по напряжению. В результате анализа работы систем противоаварийного управления по итогам системных аварий, а также возможных неправильных действий в рассмотренных ситуациях, установлено, что основными их недостатками являются низкий уровень отказоустойчивости, слабая адаптивность к аварийным возмущениям (в том числе ненормативным), а также отсутствие координации локальных устройств и большая дискретность регулирования. Для устранения данных недостатков предложено внедрение в структуру противоаварийного управления Единой энергосистемы России интеллектуальных автоматик на основе искусственных нейронных сетей и машинного обучения, а также высокоэффективных мультиагентных систем. Проведенные в работе исследования свидетельствуют о необходимости модернизации существующих комплексов обеспечения устойчивости по напряжению в Единой энергосистеме России, как программно, так и аппаратно-технически. Предлагаемое внедрение интеллектуальных систем способно устранить недостатки существующих комплексов, однако оно не должно нарушать текущие эффективные иерархические принципы противоаварийного управления, а обязано дополнять их, способствуя комплексному развитию.

Ключевые слова: устойчивость, напряжение, противоаварийная автоматика, системные аварии, энергосистема

Для цитирования: Реуцкий И. С., Курбацкий В. Г. Обоснование необходимости совершенствования систем противоаварийного управления для предотвращения нарушений устойчивости по напряжению в энергосистемах // iPolytech Journal. 2022. Т. 26. № 2. С. 297–309. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-2-297-309>.

ENERGY INDUSTRY

Original article

Justification of the need to improve emergency control systems for preventing disturbances of voltage stability in power systems

Ivan S. Reutsky^{1✉}, Viktor G. Kurbatsky²^{1,2} Melentiev Energy Systems Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia¹ivan.reutskii@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0003-0982-720X>²kurbatsky@isem.irk.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2457-241X>

Abstract. This article is aimed at justifying the need to modernize the existing systems that ensure voltage stability in the Unified Power System of Russia under the conditions of its permanent development, structural complication and active implementation of distributed generation. To this end, an analysis of the existing systems of emergency control used in the Unified Power System of Russia was conducted by considering their efficiency during major system accidents, including those in 2005 and 2017. In addition, specific features of operating power system facilities in the northern part of

the Irkutsk Oblast were investigated from the standpoint of voltage stability. The conducted analysis of the operation of emergency control systems in the context of system accidents, including possible incorrect actions, identified their following disadvantages: insufficient fault tolerance, weak adaptability to emergency disturbances (including abnormal situations), as well as a lack of coordination between local devices and the discreteness of regulation. These shortcomings can be eliminated by introducing intelligent automation systems based on artificial neural networks and machine learning, as well as high-performance multi-agent systems into the structure of the emergency management of the Unified Power System of Russia. The results obtained indicate the need to modernize the existing voltage stability systems operated in the Unified Power System of Russia, both their software and hardware components. The proposed implementation of intelligent systems is expected to improve the existing systems at the same time as maintaining the current effective hierarchical principles of emergency management.

Keywords: stability, voltage, automated emergency control equipment, system failures, power system

For citation: Reutsky I. S., Kurbatsky V. G. Justification of the need to improve emergency control systems for preventing disturbances of voltage stability in power systems. *iPolytech Journal*. 2022;26(2):297-309. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-2-297-309>.

ВВЕДЕНИЕ

Системные аварии в электроэнергетических системах (ЭЭС) нередко возникают из-за нарушений устойчивости по напряжению, причиной которых является образование локальных дефицитов реактивной мощности в узлах нагрузки. Основными факторами, влияющими на устойчивость такого типа, являются непрогнозируемые внезапные изменения нагрузки потребителей и аварийные возмущения. Дефицит пропускной способности связей ЭЭС с удаленными узлами нагрузки и отсутствие источников реактивной мощности (ИРМ) в них могут привести к лавине напряжения. Помимо достаточности резервов реактивной мощности в системе, при возникновении аварии требуется их координация для корректного распределения по узлам нагрузки за наименьшее время. При используемом в Единой энергетической системе (ЕЭС) России подходе встречного регулирования напряжения в ЭЭС сделать это достаточно проблематично, т.к. традиционные методы обеспечения устойчивости по напряжению могут оказаться несвоевременными или неэффективными, что в некоторых случаях может способствовать развитию аварии [1–8].

Ограничения по напряжению преобладают в концентрированных энергосистемах, которые характеризуются сильными связями с большим потреблением мощности. К ним можно отнести крупные системы промышленных центров и крупных городов, а также большинство европейских и североамериканских ЭЭС. Снижение напряжения является ключевым фактором, ограничивающим их устойчивость. Однако по мере развития эко-

номики России будет развиваться инфраструктура, в том числе промышленные центры, которые сформируют отдельные энергорайоны ЕЭС России со структурой, подобной западной. Стоит отметить, что в последнее время в ЕЭС России доля распределенной генерации (РГ) увеличивается. В основном это вызвано ростом стоимости электроэнергии для промышленных потребителей, а также современными тенденциями перехода на возобновляемые источники энергии и декарбонизацией. В ЕЭС России уже разработана концепция внедрения РГ в структуру ЕЭС, которая находится на стадии пилотных проектов и будет обеспечивать ее интеграцию в ближайшем будущем, что в свою очередь, приведет к изменению структуры ЕЭС, в которой возможны ограничения по устойчивости напряжения [9–15] аналогично западным ЭЭС.

СИСТЕМНЫЕ АВАРИИ, СВЯЗАННЫЕ С НЕУСТОЙЧИВОСТЬЮ ПО НАПРЯЖЕНИЮ

Сценарии протекания множества крупных системных аварий, в т.ч. связанных с неустойчивостью по напряжению, как правило, имеют определенные закономерности. Можно подчеркнуть, что возникновение аварий начинается с крупного возмущения, в большинстве случаев ненормативного [1, 2]. Под «нормативным возмущением» в ЭЭС понимается аварийное возмущение, учет которого необходим при проведении расчетов устойчивости энергосистемы³, соответственно, ненормативными являются все остальные. Для каждой схемы электрической сети, нормальной или ремонтной, а также для электроэнер-

гетического режима, нормального, послеаварийного или вынужденного, порядок учета нормативных возмущений четко определен⁴. Термина «ненормативное возмущение» в нормативной документации не существует, поэтому в дальнейшем под ним будем понимать одно нерасчетное или наложение большого количества расчетных (нормативных) аварийных возмущений за малый промежуток времени (менее 20 мин). Стоит отметить, что степень их тяжести намного больше, чем нормативных, что подтверждается практикой. Вероятность таких возмущений мала, поэтому их учет при планировании режима производится достаточно редко, чаще всего при наличии оснований их возникновения (переключения с большим риском отказов элемента, изношенность оборудования), и сопровождается подготовкой резервов заблаговременно, что, в свою очередь, затрагивает финансовый аспект обеспечения надежности в ЭЭС. В большинстве случаев учет таких возмущений на постоянной основе экономически нецелесообразен.

Параметры электроэнергетического ре-

жима (частота электрического тока, перетоки активной мощности по линии электропередачи (ЛЭП) и в контролируемых сечениях, токовая нагрузка ЛЭП и электросетевого оборудования, напряжение на шинах 110 кВ и выше) после возмущения могут по-прежнему оставаться допустимыми для текущего (послеаварийного) режима, но часть из них уже может находиться на границе устойчивости. Следующее нормативное возмущение в данном случае может вызвать одновременное нарушение уже нескольких параметров режима, что приведет к значительному ухудшению работы ЭЭС и, как следствие, к возможному каскадному развитию аварии [1–8].

В результате анализа развития системных аварий в [5] выделяют характерные периоды их протекания (рис. 1): предаварийное состояние, иницирующие события, каскадное развитие аварии, послеаварийное (конечное) состояние и восстановление. Каскадное развитие аварии, в свою очередь, можно разделить на следующие фазы: медленного развития аварии, запускающих (триггерных) событий и быстрого развития.

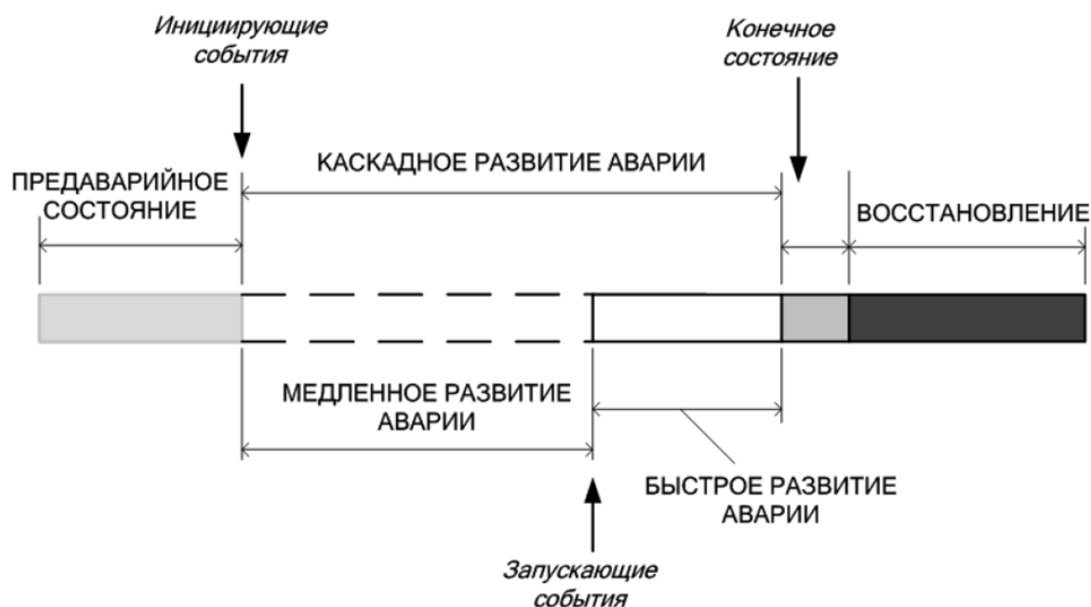


Рис. 1. Характерные периоды развития системной аварии [5]
 Fig. 1. Characteristic development phases of a system failure [5]

³ Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации. Утв. приказом Минэнерго России № 937 от 13.08.2018, изм. от 30.01.2021. М., 2021.

⁴ Методические указания по устойчивости энергосистем. Утв. приказом Минэнерго России № 630 от 03.08.2018, изм. от 28.12.2020. М., 2020.

Как правило, после первого возмущения в ЭЭС и возникновения медленной фазы развития аварии система сохраняет свою целостность. Анализ аварий показывает, что время предаварийного состояния и медленного развития аварии может варьироваться от нескольких минут до нескольких часов, что дает возможность диспетчерскому персоналу принять эффективные меры по ликвидации нарушений.

Даже при медленном развитии аварии необходимое для реализации мероприятий по ликвидации аварии время в ряде случаев бывает ниже возможностей диспетчерского и оперативного персонала. В результате их действия являются недостаточно эффективными, что, в свою очередь, может привести к каскадному развитию аварии, как это было в Московской ЭЭС в 2005 г.

В качестве основных причин можно выделить многочисленные: в течение короткого промежутка времени (медленное развитие аварии) отключение ЛЭП 220 кВ из-за неудовлетворительных условий эксплуатации ЛЭП (уязвимость), что являлось ненормативным возмущением (инициирующее событие) и привело к перегрузке шунтирующих ЛЭП 110 кВ и их последующему каскадному отключению и, как следствие, к лавинообразному снижению напряжения на шинах энергообъектов ниже критического уровня, определяющего режим работы генерирующего оборудования электростанций и потребителей. В результате этого произошел частичный или полный сброс нагрузки электростанций, в том числе с потерей собственных нужд, и отключение потребителей центральной части Объединенной энергетической системы (ОЭС) Центра в объеме около 3500 МВт (быстрое развитие аварии). Из-за многочисленных устойчивых повреждений ЛЭП меры, принятые оперативным персоналом по восстановлению нормальной схемы электрической сети, были недостаточно эффективными. Скорость развития аварии намного превышала возможности оперативного и диспетчерского персонала по обработке больших объемов информации и принятию правильных мер по ликвидации нарушений нормального режима. Следует также отметить, что на тот момент в Московской ЭЭС отсутствовала автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН), наличие которой, воз-

можно, улучшило бы ситуацию, но при возмущениях подобного рода эффективность данной автоматики достаточно низкая [3, 5].

Также возникают аварии, в которых вовсе отсутствует фаза медленного развития аварии, и инициирующее событие запускает быструю фазу, что в случае аварии в ОЭС Сибири в 2017 г. привело к погашению потребителей части ЭЭС спустя несколько секунд. В результате ложной работы противоаварийной автоматики (ПА) на Братской гидроэлектростанции (ГЭС) была сформирована команда на отключение нагрузки (инициирующее событие – ненормативное возмущение) в Иркутской области в объеме 825 МВт. В условиях ремонтной схемы сети 500 кВ неправильным действием локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ) подстанции (ПС) 500 кВ Озерная вместо отключения генераторов (балансирующее воздействие) была дополнительно отключена нагрузка алюминиевого завода в объеме 647 МВт (следующее возмущение – запускающее событие). Здесь стоит отметить, что помимо первого ненормативного возмущения дополнительно случилось второе, тоже ненормативное, произошло их наложение, что и запустило каскадное развитие аварии. Дополнительное отключение нагрузки потребителей в одной части привело к набросу мощности в контролируемых сечениях другой части ОЭС Сибири и снижению напряжения, вследствие чего действием автоматической ликвидации асинхронного режима отключились системные ВЛ 500 кВ, и в результате восточная часть ОЭС Сибири в составе Иркутской, Бурятской, Забайкальской энергосистем и части энергосистемы Красноярского края выделилась на изолированную работу от ЕЭС России (быстрое развитие аварии). По факту отключения ВЛ 500 кВ действием ЛАПНУ были реализованы управляющие воздействия (УВ) на отключение генерирующего оборудования в объеме 2173 МВт и отключение нагрузки алюминиевых заводов в ОЭС Сибири в объеме 1054 МВт. В выделившейся восточной части ОЭС Сибири действием защит и автоматики ограничения повышения частоты отключилось генерирующее оборудование на ТЭС и ГЭС операционной зоны. При этом на Богучанской ГЭС действием защит от перегрузки отключились все находившиеся в работе гидрогенераторы

со снижением нагрузки станции до нуля (еще одно ненормативное возмущение), что вызвало дополнительный дефицит мощности. Суммарно станции в выделившейся восточной части ОЭС Сибири снизили нагрузку на величину 6677 МВт. В результате возникшего дефицита мощности в выделенной части ОЭС Сибири и последующего снижения частоты до 47,7 Гц сработала автоматическая частотная разгрузка в объеме 1759 МВт. В общей сложности были обесточены потребители мощностью 4385 МВт [8].

Минэнерго Российской Федерации по результатам анализа вышеописанной, а также подобных системных аварий, констатировало наличие в энергосистемах большого разнообразия микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, для измерительных органов значительной части которых характерен недопустимый рост погрешности измерений при отклонении частоты от номинальной. Это приводит к отказам в срабатывании устройств или к их излишней работе, что вызывает каскадное развитие аварий [8].

Результатом данной аварии также стало усиление требований к анализу устойчивости по напряжению в ЭЭС и выявлению дополнительных узлов сети для контроля уровней напряжения и обеспечению резервами реактивной мощности крупных узлов нагрузки. Таким образом, для каждого узла, предел передачи мощности в который ограничивается статической устойчивостью, должен быть назначен контрольный пункт по напряжению с указанием требуемых минимальных границ графика напряжения, а также обеспечена требуемая располагаемая реактивная мощность в узле, при которой возможно обеспечение допустимых уровней напряжения в узлах в послеаварийных режимах⁵.

Аварии, сопровождающиеся наличием только быстрой фазы развития аварии в качестве инициирующего события, как правило, имеют ненормативное возмущение, учет ко-

торых при планировании электроэнергетического режима, как отмечалось ранее, не производится. В таких случаях аварийный режим ликвидируется действием ПА, которая, как показал данный пример, не всегда может корректно реагировать на возмущения в ЭЭС, а восстановлением послеаварийной схемы занимается диспетчер (этап восстановления).

Исходя из типов возмущений в произошедших системных авариях (таблица) можно сделать вывод, что лавина напряжения в ЭЭС – не единичный случай и происходит достаточно часто. В данной выборке присутствует и авария 2005 г. в Московской энергосистеме, связанная с нарушением устойчивости по напряжению. Данная авария нетипична в целом для ЕЭС России, характеризующейся длинными протяженными связями и наличием в основном ограничений по устойчивости параллельной работы генераторов. Протекание данной аварии наиболее уместно для ЭЭС Европы и Северной Америки, концентрированных систем, где снижение напряжения является ключевым фактором, ограничивающим устойчивость системы. Поэтому можно предположить, что в будущем в ЕЭС России при развитии мегаполисов и крупных промышленных центров могут возникать подобные аварии, связанные с лавинной напряжением.

Послеаварийное (конечное) состояние системы обычно характеризуется сниженным запасом устойчивости относительно нормального, в том числе по напряжению, большим количеством отключенных элементов сети, потребителей и/или генерирующего оборудования. Этап восстановления производится под руководством диспетчерского персонала путем включения отключившегося оборудования, ввода оборудования, находившегося в ремонте, включения потребителей и создания наиболее надежной послеаварийной схемы⁶.

⁵ СТО 59012820.27.010.002-2014. Стандарт организации. Правила разработки графика напряжения в контрольных пунктах диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС». М., 2014.

⁶ Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики» № 548. от 12.07.2018. М., 2018.

Возникновение различных типов нарушений при каскадных авариях [5]
Occurrence of various types of emergencies under cascading failures [5]

Системная авария: дата, страна	Тип аварийного возмущения			
	лавина напряжения	лавина частоты	перегрузка элементов	потеря синхронизма
09.11.65, США	–	–	+	–
31.05.75, СССР, Казахстан	–	+	–	+
13.07.77, Нью-Йорк, США	–	+	–	–
19.12.78, Франция	+	–	+	–
02.07.96, США	+	–	+	–
07.08.96, США	+	–	+	–
14.08.03, США, Канада	+	–	+	–
23.09.03, Дания, Швеция	+	–	+	–
28.09.03, Италия	–	+	+	+
12.07.04, Афины, Греция	+	–	–	–
14.03.05, Австралия	–	–	–	+
25.05.05, Москва, Россия	+	–	+	–
31.07.12, Индия	+	–	+	–
27.06.17, ОЭС Сибири, Россия	–	–	+	+

Примечание: ОЭС – Объединенная энергетическая система.

СУЩЕСТВУЮЩИЕ СИСТЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ И ИХ НЕДОСТАТКИ

Основной задачей систем противоаварийного управления в ЭЭС является сохранение устойчивости энергосистем для предотвращения развития аварий [9]. Комплексы противоаварийной автоматики (ПА) предназначены для того, чтобы остановить нарушение устойчивости на ранней стадии развития и способствовать быстрому восстановлению нормального режима энергосистемы после аварийной ситуации, на которой было остановлено развитие аварии [10]. Можно отметить, что из-за большой протяженности территорий Российской Федерации, а также удаленности потребителей электроэнергии от источников генерации, характерным ограничением большинства связей ЕЭС России является устойчивость параллельной работы энергосистем или отдельных ее частей. Основным средством сохранения устойчивости параллельной работы является автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), при этом средством сохранения устойчивости по напряжению служит локальная автоматика АОСН.

С точки зрения сохранения устойчивости по напряжению рассмотрим функционирование автоматики АОСН. В послеаварийных

режимах напряжение в контрольных пунктах энергосистем может снижаться до недопустимых значений по условиям устойчивости параллельной работы энергосистем и отдельных ее частей и нагрузки потребителей. АОСН не допускает этого, используя пусковым фактором неприемлемое по величине и длительности снижение напряжения (при снижении напряжения, как правило, 0,85 Uном) на шинах определенных узлов, выдавая УВ на изменение режима работы или эксплуатационного состояния средства компенсации реактивной мощности (СКРМ), изменение топологии электрической сети или отключение нагрузки, изменяя этим баланс реактивной мощности в узле [9]. В качестве ПО АОСН использует два реле напряжения с близким к единице коэффициентом возврата, присоединенным по цепям напряжения на разные трансформаторы напряжения и реле времени. Выдержки времени АОСН обычно составляют от 5 до 15 с, при этом выдержка времени первой ступени должна обеспечить отстройку от действия сетевых автоматов – автоматическое повторное включение и автоматический ввод резерва.

Реализация такой автоматики достаточно проста, что можно отнести к ее достоинствам. Однако при возникновении аварийных ситуаций, помимо наличия резервов реактивной мощности, в ЭЭС необходима их координация для корректного распределения

реактивной мощности по узлам нагрузки за наименьшее время. При существующем методе встречного регулирования напряжения в ЭЭС и действия АОСН в аварийных ситуациях обеспечить это практически невозможно, что является существенным недостатком. Также к недостаткам такой автоматики можно отнести большие выдержки времени, дискретность регулирования, последствия которых могут привести к избыточным УВ и, как следствие, к повышению напряжения выше наибольших рабочих значений в послеаварийных режимах.

Стоит отметить, что в существующих ЭЭС на текущий момент отсутствуют полноценные системы противоаварийного управления (ПАУ) предотвращения нарушения устойчивости по напряжению, так как скорость протекания лавины напряжения намного быстрее, чем реализация УВ от ПА. Основные недостатки АОСН, как отмечалось ранее, – это низкая скорость реализации УВ и высокая дискретность управления СКРМ. Принципы существующей АПНУ (как средства предотвращения нарушения устойчивости по напряжению) не позволяют выполнять соответствующе ПАУ в нерасчетных режимах и при ненормативных возмущениях, которые возникают при системных авариях [10].

В отношении координации устройств ПА анализ, проведенный в [12], показал, что в ЕЭС и западных ЭЭС совершенствование систем ПАУ имеет тенденцию к большей централизации функций этих систем без достаточной иерархической декомпозиции задач. Такое усиление, в первую очередь, необходимо для обеспечения устойчивости параллельной работы энергосистем, однако главным недостатком централизации является снижение отказоустойчивости комплексов ПА ввиду повышения сложности структуры составляющих систем, а также их большая стоимость из-за высокой требуемой вычислительной мощности для перебора в головном устройстве большого сочетания числа схем и аварийных возмущений. Поэтому излишняя централизация не должна препятствовать возможности применения децентрализованных систем управления и повы-

шения интеллектуального уровня устройств ПАУ, способствуя их адаптивности в условиях нерасчетных режимов.

Задача обеспечения устойчивости по напряжению требует эффективного управления напряжением в ЭЭС путем изменения состояния СКРМ еще до возникновения аварии или быстрого управления при ее возникновении [16–20]. При этом существующие принципы ПАУ, применяемые в ЕЭС России, обладают большой дискретностью и не обеспечивают требуемого быстродействия (ввиду необходимости отстройки от коротких замыканий) либо приводят к избыточности действий с повышением напряжения в послеаварийном режиме выше наибольших рабочих значений.

Подобные аварийные ситуации со снижением напряжения возникали в схеме Бодайбинского энергорайона (рис. 2) северной части энергосистемы Иркутской области до усиления схемы путем масштабного электросетевого строительства в конце 2019 г. Энергорайон получал электроснабжение в тупиковом режиме по двухцепному транзиту 220 кВ Байкало-Амурской магистрали (БАМ) от Усть-Илимской ГЭС и являлся дефицитным: единственными источниками активной и реактивной мощности были генераторы Мамаканской ГЭС, дефицит мощности покрывался из внешней сети, при этом СКРМ, как и АОСН, в энергорайоне на тот момент отсутствовали. Возникновение аварийных возмущений, таких как отключение генератора или транзитных линий электропередачи (ЛЭП), приводило к значительному снижению напряжения в узлах нагрузки, что могло вызвать срыв технологического процесса и отключения оборудования потребителей [13, 14, 17].

В конце 2019 г. после строительства Бодайбинского энергетического кольца (БЭК, рис. 3) северной части энергосистемы Иркутской области проблема управления напряжением сохранилась. От БЭК, которое образуют узловые подстанции Усть-Кут, Пеледуй и Мамакан, связанные протяженным двухцепным транзитом ВЛ 220 кВ, осуществляется электроснабжение потребителей электрической энергии в районах Иркутской области,

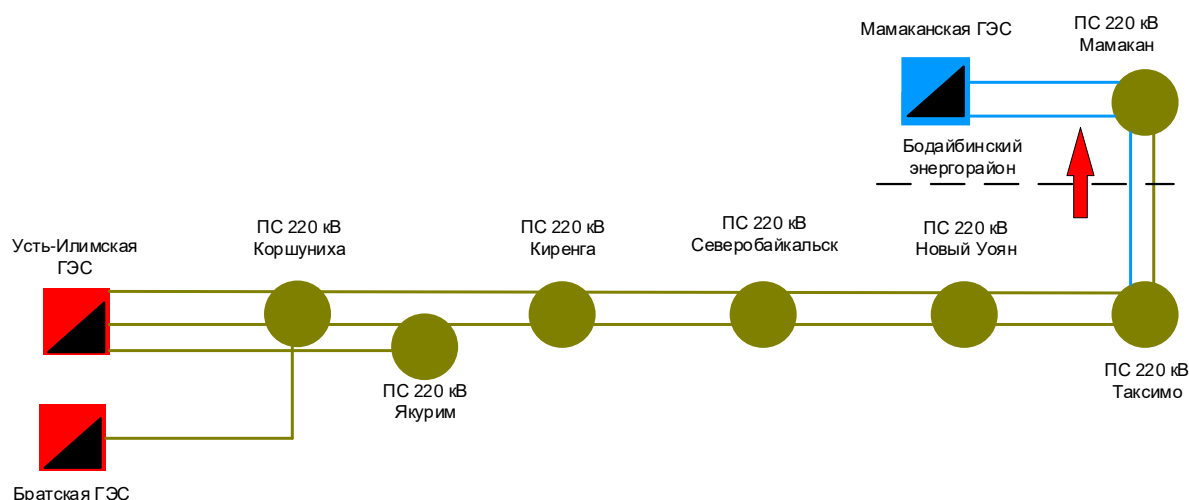


Рис. 2. Схема питания Бодайбинского энергорайона до 2019 г.
Fig. 2. Power supply circuit of the Bodaibo energy district until 2019

Республик Бурятия и Саха (Якутия). Центрами питания БЭК являются подстанции Усть-Кут и Мамаканская ГЭС. Теперь для целей управления напряжением на транзите установлено достаточное количество СКРМ, однако отсутствует их автоматическая координация, что усложняет процесс регулирования. Управление напряжением в БЭК путем выдачи диспетчерских команд оперативному персоналу энергообъектов в нормальном режиме является эффективным при медленных изменениях режима. В аварийных режимах в работу вступает АОСН, но она не всегда является эффективной, т.к. не обладает достаточной гибкостью и адаптивностью выдачи управляющих воздействий, что в ряде случаев может приводить к их избыточности или недостаточности, и, как следствие, к выходу за границы допустимых значений. На текущий момент, в случае аварийных возмущений, связанных с разрывом энергокольца с глубоким снижением напряжения (в утяжеленных режимах), проблема неустойчивости по напряжению актуальна для энергорайона, принимая во внимание ограничение доставки реактивной мощности к дефицитным узлам нагрузки по протяженным электрическим ЛЭП⁷.

В рис. 3 обозначения: ВСТО – Восточная Сибирь – Тихий океан; НПС – нефтеперекачивающая станция.

Изучение структуры функционирования ПАУ ЕЭС России, анализ аварий, а также вышеупомянутые примеры позволяют выделить ее недостатки с точки зрения сохранения устойчивости по напряжению. В качестве основных следует отметить низкий уровень отказоустойчивости систем ПАУ, слабую адаптивность при ненормативных возмущениях и нерасчетных режимах, а также отсутствие координации локальных устройств ПА и большую дискретность регулирования, что также является низким показателем режимной надежности и отсутствием гибкости ЭЭС. Локальные РЗ и ПА в ряде случаев (отказ, ложная работа) могут сами являться причиной каскадного развития аварий из-за низкой степени их адаптивности. При этом передача функций координации локальных устройств ПА централизованным комплексам не всегда может быть эффективным решением. Поэтому в целях сохранения устойчивости по напряжению необходима разработка интеллектуальных средств ПАУ, которые должны координировать локальные устройства с учетом устранения вышеупомянутых недостат-

⁷ Северобайкальское кольцо – всех проблем одно решение // Корпоративный журнал АО «СО ЕЭС». 2020. № 2. С. 34–40. [Электронный ресурс]. URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/newspaper/2020_02_50h_v.pdf (14.09.2021).

ков. Необходимо отметить, что возможная децентрализация не должна нарушать существующие эффективные иерархические принципы противоаварийного управления в ЕЭС России, а дополнять их, способствуя комплексному развитию и повышая этим надежность системы ПАУ в целом.

Модели и системы на основе искусственного интеллекта (ИИ) предполагают дополнение существующих средств ПАУ, повышая, таким образом, их интеллектуальный уровень. Последние разработки связаны с применением методологии распределенного ИИ, а также мультиагентных систем (МАС), показавших свою эффективность [18]. МАС, как правило, используют технологию децентрализованного или частично-децентрализованного (гибридного) управления ЭЭС [21, 22]. Другим перспективным подходом является использование моделей машинного обучения (МО), обученных осуществлять автоматическое регулирование СКРМ на основе своевременного распознавания характерных индикаторов устойчивости ЭЭС, таких как L-индекс [23]. На практике, для предотвращения нарушений устойчивости по напряжению, при аварийных возмущениях в

Бодайбинском энергорайоне (см. рис. 2 в [13]) авторами статьи была применена гибридная система регулирования напряжения на основе МО и МАС, которая показала свою эффективность. На текущий момент данная система тестируется на более сложной схеме БЭК (см. рис. 3). Стоит отметить, что указанная система регулирования напряжения, эффективность которой ранее оценивалась только на тестовых схемах IEEE, впервые была использована на схеме реальных энергообъединений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время по мере развития и концентрирования энергосистем и роста электропотребления, а также активного внедрения в структуру ЕЭС России объектов малой генерации, все большее значение приобретают задачи сохранения устойчивости по напряжению при возникновении в ЭЭС случайных возмущений. Следовательно, для выполнения данной задачи требуется эффективная система ПАУ, которая будет выполнять такие функции. Ключевыми характеристиками таких ПА, как отмечалось ранее,

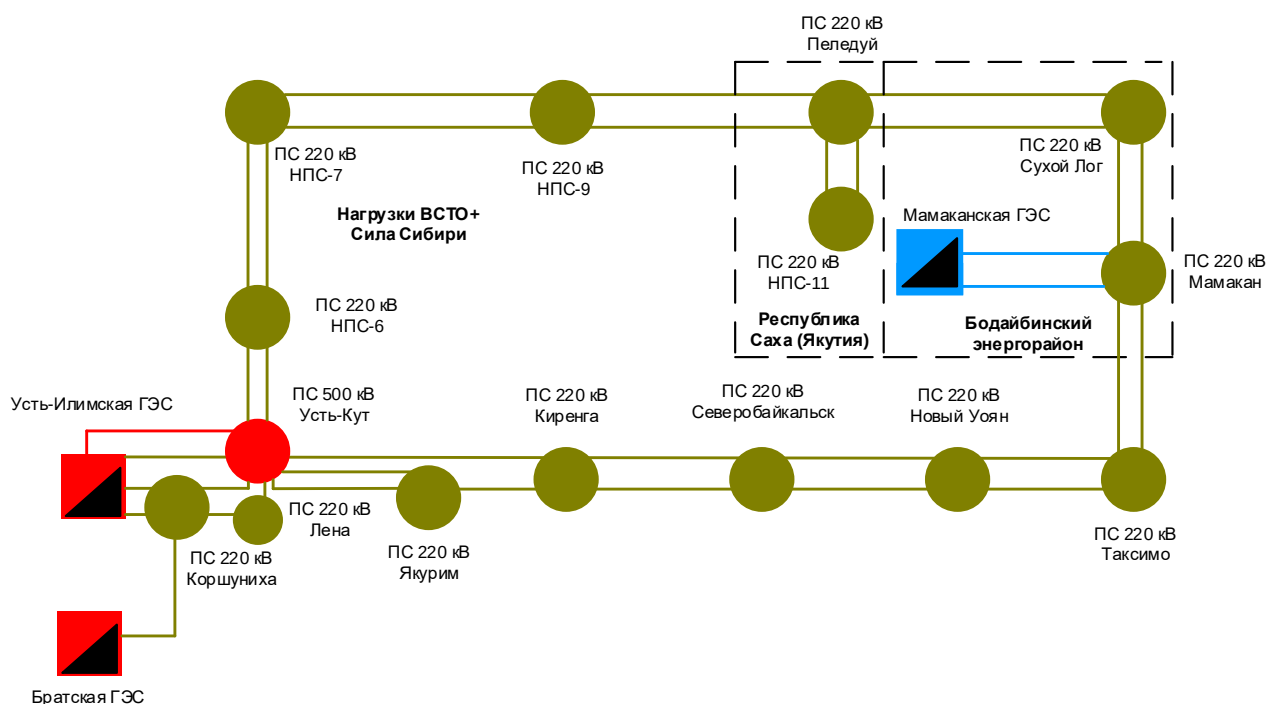


Рис. 3. Схема Бодайбинского энергокольца
Fig. 3. Diagram of the Bodaibo energy circle

должны быть децентрализация, гибкость и адаптивность к внешним условиям ЭЭС. Существующие системы ПА, применяемые в ЭЭС России, в ряде случаев могут быть недостаточно эффективны в реализации УВ и иметь определенные недостатки, такие как низкий уровень отказоустойчивости, слабая адаптивность, отсутствие координации и дискретность регулирования. Поэтому необходимо совершенствование существующих систем ПАУ для обеспечения устойчивости по напряжению, для координации локальных устройств автоматики и повышения уровня их отказоустойчивости, адаптивности и гиб-

кости. Так как на данный момент в структуре ПАУ ЭЭС России активно применяются принципы централизованного и локального управления, то при разработке автоматики предотвращения неустойчивости по напряжению необходимо предложить как новые алгоритмы, так и возможность внедрения данной автоматики в существующую структуру ПАУ ЭЭС России. Эффективным способом может стать дополнение существующей системы ПАУ интеллектуальными средствами, в том числе на основе МО и МАС, которые уже показали свою эффективность.

Список источников

1. Müller S. C., Kubis A., Brato S., Häger U., Rehtanz C., Götze J. New applications for wide-area monitoring, protection and control // 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe. 2012. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2012.6465657>.
2. Lachs W. R. Controlling grid integrity after power system emergencies // IEEE Transactions on Power Systems. 2002. Vol. 17. No. 2. P. 445–450. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2002.1007916>.
3. Герасимов А. С., Есипович А. Х., Кошечев Л. А., Шульгинов Н. Г. Исследование режимов Московской энергосистемы в процессе развития аварии в мае 2005 г. // Электричество. 2008. № 1. С. 2–12.
4. Makarov Y. V., Reshetov V. I., Stroev A., Voropai N. I. Blackout prevention in the United States, Europe, and Russia // Proceedings of the IEEE. 2005. Vol. 93. Iss. 11. P. 1942–1955. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2005.857486>.
5. Воропай Н. И., Курбацкий В. Г., Томин Н. В., Панасецкий Д. А., Сидоров Д. Н., Жуков А. В. [и др.]. Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в энергосистемах: монография. Новосибирск: Изд-во «Наука», 2016. 332 с.
6. Allen E., Andersson G., Berizzi A., Boroczky S. Black-out experiences and lessons, best practices for system dynamic performance, and the role of new technologies. Final Report. IEEE, 2007. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.researchgate.net/publication/272482692> (14.09.2021).
7. Voropai N., Tomin N., Kurbatsky V., Panasetsky D., Sidorov D., Zhukov A. Development of computational intelligence-based algorithms of preventing voltage collapse in power systems with a complex multi-loop structure // IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference. 2016. <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2016.7827553>.
8. Воропай Н. И., Ефимов Д. Н., Маяков Д. В., Клепиков С. А., Смирнов С. С. Авария в объединенной энергосистеме Сибири 27 июня 2017 г. // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: сб. науч. тр. XX Междунар. науч. семинара (г. Иркутск, 6 августа 2018 г.). Иркутск: Изд-во ИСЭМ СО РАН, 2018. Р. 208–218.
9. Совалов С. А., Семенов В. А. Противоаварийное управление в энергосистемах. М.: Изд-во «Энергоатомиздат», 1988. 416 с.
10. Жданов П. С. Вопросы устойчивости электрических систем. М.: Изд-во «Энергия», 1979. 456 с.
11. Панасецкий Д. А., Томин Н. В., Курбацкий В. Г., Воропай Н. И., Ефимов Д. Н. Интеллектуальное противоаварийное управление режимами энергосистем // XII Всерос. совещание по проблемам управления: сб. тр. (г. Москва, 16–19 июня 2014 г.). М.: Изд-во ИПУ РАН, 2014. С. 4770–4782.
12. Воропай Н. И., Негневицкий М., Томин Н. В., Панасецкий Д. А., Курбацкий В. Г., Ретанц К. [и др.]. Интеллектуальная система для предотвращения крупных аварий в энергосистемах // Электричество. 2014. № 8. С. 19–31.
13. Реуцкий И. С., Курбацкий В. Г., Томин Н. В. Предотвращение неустойчивости по напряжению с использованием моделей искусственного интеллекта // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: сб. науч. тр. XX Междунар. науч. семинара (г. Иркутск, 6 августа 2018 г.). Иркутск: Изд-во ИСЭМ СО РАН, 2018. Р. 364–173.
14. Курбацкий В. Г., Реуцкий И. С., Томин Н. В. Исследование режимной надежности «узких» мест энергосистемы Иркутской области на примере Бодайбинского энергорайона // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: сб. науч. тр. XX Междунар. науч. семинара (г. Чолпон-Ата, 11–15 сентября 2017 г.). Иркутск: Изд-во ИСЭМ СО РАН, 2017. Вып. 68. Р. 413–420.
15. Реуцкий И. С. Исследование проблемы организации оперативно-диспетчерского управления при взаимодействии филиалов АО «СО ЭЭС» – РДУ и ЭССО // Электроэнергетика глазами молодежи: сб. науч. тр. X Междунар. науч. конф. (г. Иркутск, 20 сентября 2019 г.). Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2019. Р. 231–234.

16. Baldick B., Chowdhury B., Dobson I., Dong Zhaoyang, Gou Bei, Hawkins D., et al. Initial review of methods for cascading failure analysis in electric power transmission systems IEEE PES CAMS task force on understanding, prediction, mitigation and restoration of cascading failures // IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. 2008. <https://doi.org/10.1109/PES.2008.4596430>.
17. Tomin N. V., Kurbatsky V. G., Reutsky I. S. Hybrid intelligent technique for voltage/VAR control in power systems // The Institution of Engineering and Technology. 2019. Vol. 13. Iss. 20. P. 4724–4732. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.0214>.
18. Zhukov A., Tomin N., Sidorov D., Kurbatsky V., Panasetsky D. On-line power systems security assessment using data stream random forest algorithm modification // Innovative Computing, Optimization and Its Applications / eds. I. Zelinka, P. Vasant, V. Duy, T. Dao. Cham: Springer, 2018. Vol. 741. P. 183–200. https://doi.org/10.1007/978-3-319-66984-7_11.
19. Su Heng-Yi, Liu Tzu-Yi. Enhanced-online-random-forest model for static voltage stability assessment using wide area measurements // IEEE Transactions on Power

- Systems. 2018. Vol. 33. Iss. 6. P. 6696–6704. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2849717>.
20. Li Xuan, Li Zhaowei, Guan Linlin, Zhu Ling, Liu Fusuo. Review on transient voltage stability of power system // IEEE Sustainable Power and Energy Conference. 2020. P. 940–947. <https://doi.org/10.1109/ISPEC50848.2020.9351059>.
21. Aquino-Lugo A. A., Klump R., Overbye T. J. A control framework for the smart grid for voltage support using agent-based technologies // IEEE Transactions on Smart Grid. 2011. Vol. 2. Iss. 1. P. 173–180. <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2096238>.
22. Belkacemi R., Babalola A., Zarrabian S. Experimental implementation of multi-agent system algorithm to prevent cascading failure after N-1-1 contingency in smart grid systems // IEEE Power & Energy Society General Meeting. 2015. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2015.7286630>.
23. Xu Yinliang, Zhang Wei, Liu Wenxin, Ferrese F. Multi-agent-based reinforcement learning for optimal reactive power dispatch // IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part C (Applications and Reviews). 2012. Vol. 42. Iss. 6. P. 1742–1751. <https://doi.org/10.1109/TSMCC.2012.2218596>.

References

1. Müller S. C., Kubis A., Brato S., Häger U., Rehtanz C., Götze J. New applications for wide-area monitoring, protection and control. In: *3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe*. 2012. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2012.6465657>.
2. Lachs W. R. Controlling grid integrity after power system emergencies. In: *IEEE Transactions on Power Systems*. 2002;17(2):445-450. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2002.1007916>.
3. Gerasimov A. S., Esipovich A. H., Koshcheev L. A., Shul'ginov N. G. Research of the states of the Moscow power system in the process of the accident in May 2005. *Elektrichestvo*. 2008;1:2-12. (In Russ.).
4. Makarov Y. V., Reshetov V. I., Stroeve A., Voropai N. I. Blackout prevention in the United States, Europe, and Russia. *Proceedings of the IEEE*. 2005;93(11):1942-1955. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2005.857486>.
5. Voropaj N. I., Kurbackij V. G., Tomin N. V., Panaseckij D. A., Sidorov D. N., Zhukov A. V., et al. A set of intelligent tools to prevent major accidents in power systems. Novosibirsk: Nauka; 2016, 332 p. (In Russ.).
6. Allen E., Andersson G., Berizzi A., Boroczky S. Black-out experiences and lessons, best practices for system dynamic performance, and the role of new technologies. Final report. IEEE; 2007. Available from: <https://www.researchgate.net/publication/272482692> [Accessed 14th September 2021].
7. Voropai N., Tomin N., Kurbatsky V., Panasetsky D., Sidorov D., Zhukov A. Development of computational intelligence-based algorithms of preventing voltage collapse in power systems with a complex multi-loop structure. In: *IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*. 2016. <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2016.7827553>.

8. Voropai N. I., Efimov D. N., Mayakov D. V., Klepikov S. A., Smirnov S. S. Accident in the energy power system of Siberia on June 27, 2017. In: *Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shih sistem energetiki: sbornik nauchnyh trudov XX Mezhdunarodnogo nauchnogo seminara = Methodological issues of studying the reliability of large energy systems: Collected scientific works of the 20th International scientific seminar*. 6 August 2018, Irkutsk. Irkutsk: Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; 2018, p. 208-218. (In Russ.).
9. Sovalov S. A., Semenov V. A. *Emergency control in power systems*. Moscow: Energoatomizdat; 1988, 416 p. (In Russ.).
10. Zhdanov P. S. *Issues of stability of electrical systems*. Moscow: Energiya; 1979, 456 p. (In Russ.).
11. Panaseckij D. A., Tomin N. V., Kurbackij V. G., Voropaj N. I., Efimov D. N. *Intelligent emergency control of power system modes*. In: *XII Vserossiyskoe soveshchanie po problemam upravleniya: sbornik trudov = All-Russian meeting on control problems: collected works*. 16–19 June 2014, Moscow. Moscow: V. A. Trapeznikov Institute of Control Sciences of Russian Academy of Sciences; 2014, p. 4770-4782. (In Russ.).
12. Voropai N. I., Negnevickij M., Tomin N. V., Panaseckij D. A., Kurbackij V. G., Retantz K., et al. An intelligent system to prevent major accidents in power systems. *Elektrichestvo*. 2014;8:19-31. (In Russ.).
13. Reuckij I. S., Kurbackij V. G., Tomin N. V. Prevention of voltage instability using artificial intelligence models. In: *Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shih sistem energetiki: sbornik nauchnyh trudov XX Mezhdunarodnogo nauchnogo seminara = Methodological issues*

of large energy system reliability research: Collected scientific works of the 20th International scientific seminar (6 August 2018, Irkutsk. Irkutsk: Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; 2018, p. 364-173. (In Russ.).

14. Kurbackij V. G., Reuckij I. S. Tomin N. V. Investigation of mode reliability of Irkutsk region energy system bottlenecks on example of the Bodaibo energy district. *Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shih sistem energetiki: sbornik nauchnyh trudov XX Mezhdunarodnogo nauchnogo seminar = Methodological issues of researching large energy system reliability: Collected scientific works of the 20th International scientific seminar*. 11–15 September 2017, Cholpon-Ata. Irkutsk: Melentiev Energy Systems Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; 2017, iss. 68, p. 413-420. (In Russ.).

15. Reutskij I. S. Study of the organization problem of the operational dispatch control under the interaction of branches of the System Operator of the Unified Energy System JSC (JSC SO UES) – Regional Dispatch Office of the Energy System of the Irkutsk Region and Energy Saving Heating Systems. *Elektroenergetika glazami molodezhi: sbornik nauchnyh trudov X Mezhdunarodnoj nauchnoj konferencii = Electric power industry through the eyes of youth: Collected scientific works of the 10th International scientific conference* 20 September 2019, Irkutsk. Irkutsk: Irkutsk National Research Technical University; 2019, p. 231-234. (In Russ.).

16. Baldick B., Chowdhury B., Dobson I., Dong Zhaoyang, Gou Bei, Hawkins D., et al. Initial review of methods for cascading failure analysis in electric power transmission systems IEEE PES CAMS task force on understanding, prediction, mitigation and restoration of cascading failures. In: *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*. 2008. <https://doi.org/10.1109/PES.2008.4596430>.

17. Tomin N. V., Kurbatsky V. G., Reutsky I. S. Hybrid

intelligent technique for voltage/VAR control in power systems. *The Institution of Engineering and Technology*.

2019;13(20):4724-4732. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.0214>.

18. Zhukov A., Tomin N., Sidorov D., Kurbatsky V., Panasetsky D. On-line power systems security assessment using data stream random forest algorithm modification. In: Zelinka I., Vasant P., Duy V., Dao T. (eds.). *Innovative Computing, Optimization and its Applications. Studies in Computational Intelligence*. Cham: Springer; 2018, vol. 741, p. 183-200. https://doi.org/10.1007/978-3-319-66984-7_11.

19. Su Heng-Yi, Liu Tzu-Yi. Enhanced-online-random-forest model for static voltage stability assessment using wide area measurements. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2018;33(6):6696-6704. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2849717>.

20. Li Xuan, Li Zhaowei, Guan Linlin, Zhu Ling, Liu Fusuo. Review on transient voltage stability of power system. In: *IEEE Sustainable Power and Energy Conference*. 2020;940-947.

<https://doi.org/10.1109/iSPEC50848.2020.9351059>.

21. Aquino-Lugo A. A., Klump R., Overbye T. J. A control framework for the smart grid for voltage support using agent-based technologies. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2011;2(1):173-180. <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2096238>.

22. Belkacemi R., Babalola A., Zarrabian S. Experimental implementation of multi-agent system algorithm to prevent cascading failure after N-1-1 contingency in smart grid systems. In: *IEEE Power & Energy Society General Meeting*. 2015. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2015.7286630>.

23. Xu Yinliang, Zhang Wei, Liu Wenxin, Ferrese F. Multi-agent-based reinforcement learning for optimal reactive power dispatch. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part C (Applications and Reviews)*. 2012;42(6):1742-1751.

<https://doi.org/10.1109/TSMCC.2012.2218596>.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Реуцкий Иван Сергеевич,

аспирант,

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
СО РАН,

664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, Россия

Курбацкий Виктор Григорьевич,

доктор технических наук, профессор,

главный научный сотрудник Отдела

электроэнергетических систем № 40,

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
СО РАН,

664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, Россия

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ivan S. Reutsky,

Postgraduate,

Melentiev Energy Systems Institute of the Siberian
Branch

of the Russian Academy of Sciences,

130, Lermontov St., Irkutsk 664074, Russia

Viktor G. Kurbatsky,

Dr. Sci. (Eng.), Professor,

Chief Researcher the Department of Electric Power
Systems No. 40,

Melentiev Energy Systems Institute of the Siberian
Branch

of the Russian Academy of Sciences,

130, Lermontov St., Irkutsk, 664074, Russia

Вклад авторов

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Contribution of the authors

The authors contributed equally to this article.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interests

The authors declare no conflicts of interests.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Информация о статье

Статья поступила в редакцию 25.11.2021; одобрена после рецензирования 04.02.2022; принята к публикации 24.05.2022.

Information about the article

The article was submitted 25.11.2021; approved after reviewing 04.02.2022; accepted for publication 24.05.2022.