

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И КОМПЛЕКСЫ



УДК 621.31

DOI:10.30724/1998-9903-2026-28-4-108-125

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТИ ЗАПАДНОГО ЭНЕРГОРАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ЗА СЧЁТ ВНЕДРЕНИЯ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ СИСТЕМЫ

Маюнов^{1,2} А.С., Бебихов³ Ю.В., Семёнов^{4,5} А.С., Федоров⁶ О.В.

¹ООО «Якутская электросетевая компания», г. Мирный, Россия

²Институт математики и информатики СВФУ им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия

³Политехнический институт (филиал) СВФУ им. М.К. Аммосова, г. Мирный, Россия

⁴Западно-Якутский научный центр Академии наук РС (Я), г. Мирный, Россия

⁵Институт физики молекул и кристаллов УФИЦ РАН, г. Уфа, Россия

⁶НГТУ им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Россия

sash-alex@yandex.ru

Резюме: АКТУАЛЬНОСТЬ исследования обуславливается в необходимости оценки и проведения анализа эффективности внедрения автоматической противоаварийной системы для обеспечения энергобезопасности Западного энергорайона Якутии, который до января 2019 года был изолирован от единой энергетической системы Сибири и Востока. Изолированные районы Якутии имели профицитную мощность, получаемую от гидроэлектростанций, тепловых станций и дизельных генераторов, которая оставалась заперта в них. После объединения энергорайонов и соединением Якутии с едиными энергетическими системами Сибири и Востока появились проблемы в области обеспечения энергобезопасности и дальнейшего развития энергосистем. ЦЕЛЬ. Проанализировать и оценить эффективность использования систем противоаварийной автоматики для обеспечения энергобезопасности Западного энергорайона Якутии. МЕТОДЫ. Для достижения цели и поставленных задач применялись методы расчета статической и динамической устойчивости энергосистемы, математического моделирования генерирующего оборудования, расчёта и оценки максимально допустимых потоков энергии в контролируемых сечениях и др. РЕЗУЛЬТАТЫ. Были описаны внешние связи электроэнергетической системы Якутии с другими энергосистемами России. Были проанализированы результаты расчётов статической и динамической устойчивости, результаты математического моделирования, представлен анализ результатов расчетов электрических режимов Западного энергорайона Якутии, сделаны выводы по выдаче мощности из Западного энергорайона в объединенные энергосистемы Сибири и Востока, выбраны технические решения по локальным устройствам противоаварийной автоматики, а также сформулированы рекомендации по применению устройств автоматики разгрузки при перегрузке по мощности. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. В результате проделанной работы была определена проблематика функционирования Западного энергорайона Якутии. Выявлена возможность получения мультипликативного эффекта от внедрения устройств противоаварийной автоматики, что позволит стабилизировать увеличение потоков мощности в энергодефицитные регионы с учетом ресурсов Западного энергорайона порядка 100 МВт.

Ключевые слова: энергобезопасность; энергорайон; электроэнергетическая система; противоаварийная автоматика; активная мощность; максимально допустимые потоки; контролируемые сечения.

Для цитирования: Маюнов А.С., Бебихов Ю.В., Семёнов А.С., Федоров О.В. Обеспечение энергобезопасности Западного энергорайона Республики Саха (Якутия) за счёт внедрения автоматической противоаварийной системы // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2026. Т. 28. № 4. С. 108-125. doi: 10.30724/1998-9903-2026-28-4-108-125.

ENSURING ENERGY SECURITY OF THE WESTERN ENERGY DISTRICT OF THE REPUBLIC OF SAKHA (YAKUTIA) THROUGH THE IMPLEMENTATION OF AN AUTOMATIC EMERGENCY MANAGEMENT SYSTEM

Mayunov ^{1,2} A.S., Bebikhov ³ Y.V., Semenov ^{4,5} A.S., Fedorov ⁶ O.V.

¹Yakut Electric Grid Company, Mirny, Russia

²Institute of Mathematics and Informatics of the Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russia

³Polytechnic Institute (branch) of the Ammosov North-Eastern Federal University, Mirny, Russia

⁴Western Yakut Scientific Center of the Academy of Sciences of the Republic of Sakha (Yakutia), Mirny, Russia

⁵Institute of Molecules and Crystals Physics of the Ufa Federal Research Center of RAS, Ufa, Russia

⁶Alekseev Nizhny Novgorod State Technical University, Nizhny Novgorod, Russia
sash-alex@yandex.ru

Abstract: RELEVANCE of the study is determined by the need to evaluate and analyze the effectiveness of implementing an automatic emergency response system to ensure energy security in the Western power district of Yakutia, which was isolated from the unified energy system of Siberia and the East until January 2019. The isolated regions of Yakutia had surplus power generated by hydroelectric power plants, thermal power plants, and diesel generators, which remained locked within them. After the unification of the power districts and the connection of Yakutia with the unified energy systems of Siberia and the East, problems arose in the area of energy security and the further development of energy systems. THE PURPOSE. To analyze and evaluate the effectiveness of using automatic emergency response systems to ensure energy security in the Western power district of Yakutia. METHODS. To achieve the goal and objectives, methods were used to calculate the static and dynamic stability of the power system, mathematical modeling of generating equipment, calculation and assessment of the maximum permissible energy flows in controlled sections, etc. RESULTS. The external connections of Yakutia's electric power system with other Russian energy systems were described. The results of static and dynamic stability calculations and mathematical modeling were analyzed. An analysis of the results of calculations of the electrical modes of Yakutia's Western energy district was presented. Conclusions were drawn regarding power distribution from the Western energy district to the integrated energy systems of Siberia and the East. Technical solutions for local emergency control devices were selected. Recommendations for the use of automatic load shedding devices during power overloads were formulated. CONCLUSION. The work identified the operational challenges of Yakutia's Western energy district. The potential for a multiplier effect from the implementation of emergency control devices was identified, which will stabilize the increase in power flows to energy-deficient regions, taking into account the Western energy district's resources of approximately 100 MW.

Keywords: energy security; power district; electric power system; emergency control automation; active power; maximum permissible overflows; controlled cross-sections.

For citation: Mayunov A.S., Bebikhov Y.V., Semenov A.S., Fedorov O.V. Ensuring energy security of the Western energy district of the Republic of Sakha (Yakutia) through the implementation of an automatic emergency management system. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2026; 28 (4): 108-125. doi: 10.30724/1998-9903-2026-28-4-108-125.

Введение (Introduction)

Система электроснабжения западного энергетического района Республики Саха (Якутия), далее РС (Я) или Якутия, до января 2019 года была изолирована от единой энергетической системы Сибири и Востока [1]. Изолированные районы Якутии имели профицитную мощность, получаемую от гидроэлектростанций, тепловых станций и дизельных генераторов. Тарифы на электроэнергию, получаемую в изолированных районах, определялись локально, и разница тарифов между единой энергосистемой и изолированной энергосистемой достигала кратности до 20 раз [2].

В январе 2019 года для уравнивания тарифов и компенсации дельты

энергодефицита удаленных регионов Якутии Западный энергетический район (ЗЭР) путем ввода новых воздушных линий электропередачи (ВЛ) класса напряжения 220 кВ позволил соединить энергопрофицитный район с энергодефицитным, при этом появились проблемы в уровне развития систем электроснабжения ЗЭР [3]. Основные проблемы составили ретрофит устройств управления и синхронизации разнотипного генерирующего (ГЭС) и транзитного оборудования подстанций (ПС) 110/220 кВ, простирающихся на расстояниях более 2000 км [4], другими словами – на участке потребителя отключается ВЛ при этом в системе электроснабжения начинаются колебания по напряжению, частоте и мощности. Подобное состояние системы имело периодический характер и часто приводило к незатухающим колебаниям и локальным перегрузкам оборудования ПС в сети 110/220 кВ при превышении уставок релейных защит, что впоследствии приводило к нарушению работы системы энергоснабжения и полному «блэкауту» [5, 6].

В 2020 году специалистами ООО «Якутская электросетевая компания» (ЯЭСК) совместно с СО «Единой энергетической системы» (ЕЭС) оперативно-диспетчерского управления Востока (ОДУВ) был произведен расчет развития модели ЗЭР с определением технико-экономического обоснования модернизации ретрофита и анализом узких мест, которые непосредственно переходят в перегрузку при аварийных отключениях ВЛ. Итогом этой работы стала необходимость модернизации релейной защиты на ГЭС и ПС, с организацией на всех ПС новых дублирующих каналов связи, с центром управления у СО ЕЭС и ОДУВ с автоматической регулировкой активной и реактивной мощностью генераторов и автоматической разгрузкой или загрузкой потребителей ЗЭР [7].

Таким образом, целью настоящей работы является оценка эффективности внедрения автоматической противоаварийной системы для обеспечения энергобезопасности Западного энергорайона РС (Я). Данная система представляет собой 150 устройств (шкафов) разной сложности для объектов генерации и распределительных подстанций ЗЭР, которая позволит автоматически регулировать основные параметры системы электроснабжения с выдачей управляющих воздействий на ГЭС, компенсаторы реактивной мощности, выключатели потребителей на ПС и стабилизирует увеличение перетоков мощности в энергодефицитные регионы с учетом ресурсов ЗЭР порядка 100 МВт (с 218 до 308 МВт, но не ограничиваясь этим) с установкой противоаварийной автоматики.

Материалы и методы (Materials and methods)

Энергосистема Республики Саха (Якутия) организована по смешанному принципу и объединяет территории с централизованным и децентрализованным энергоснабжением. На долю регионов с централизованным энергообеспечением приходится 36 % площади Якутии, при этом в них сосредоточено 85 % населения региона [8].

Структура централизованного энергоснабжения представлена тремя ключевыми энергорайонами, интегрированными в Объединённую энергосистему (ОЭС) Востока и Сибири [9]:

- Западный энергорайон РС (Я) охватывает Мирнинский, Олёкминский и Ленский районы, а также Сунтарский, Нюрбинский, Вилюйский и Верхневилуйский улусы.

- Центральный энергорайон РС (Я) включает Горный, Хангаласский, Мегино-Кангаласский, Амгинский, Усть-Майский, Чурапчинский, Усть-Алданский, Таттинский, Томпонский и Намский улусы, а также город Якутск.

- Южно-Якутский энергорайон РС (Я) объединяет Алданский улус и Нерюнгринский район.

1. Выдача мощности из ЗЭР Якутии в ОЭС Востока и ОЭС Сибири.

ЗЭР имеет связь с Южно-Якутским энергорайоном (ЮЯЭР) через следующие линии электропередачи (ВЛ) напряжением 220 кВ:

- НПС-15 – Олёкминск № 1 (с отпайкой на ПС НПС-14);
- НПС-15 – Олёкминск № 2 (с отпайкой на ПС НПС-14).

Кроме того, ЗЭР соединён с энергосистемой Иркутской области посредством ВЛ 220 кВ:

- Пеледуй – НПС-9 № 1;
- Пеледуй – НПС-9 № 2;
- Пеледуй – Сухой Лог № 1;
- Пеледуй – Сухой Лог № 2.

В штатном режиме питание подстанции (ПС) 220 кВ Пеледуй поступает от энергосистемы Иркутской области.

Центральный энергорайон (ЦЭР) взаимодействует с ЮЯЭР через две цепи ВЛ 220 кВ Томмот – Майя (I и II цепь).

Южно-Якутский энергорайон связан с энергосистемой Амурской области через ВЛ 220 кВ:

- Нерюнгринская ГРЭС – Тында (с отпайкой на ПС НПС-19);
 - Тында – Нагорный (с отпайкой на ПС НПС-19);
 - Юктали – Хани (с отпайкой на ПС Олёкма);
 - Призейская – Эльгауль № 1;
- а также через ВЛ 35 кВ Хани – Хани2.

Кроме того, ЮЯЭР связан с энергосистемой Забайкальского края через ВЛ 220 кВ Хани – Чара.

Имеются некоторые особенности подключения отдельных подстанций:

– ПС 220 кВ Эльгауголь, расположенная в РС (Я), получает питание от ПС 220 кВ Призейская, функционирующей в составе энергосистемы Амурской области, по ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1.

– ПС 220 кВ Хани, расположенная на территории РС (Я), подключена одновременно к энергосистеме Амурской области (ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олёкма) и к энергосистеме Забайкальского края (ВЛ 220 кВ Хани – Чара (БД-75)).

– ПС 35 кВ Хани, расположенная в Забайкальском крае, запитана от ПС 220 кВ Хани через ВЛ 35 кВ Хани – Хани № 2.

Ряд ПС 35 кВ и выше на территории Якутии подключены к внешним энергосистемам (Магаданской области и Чукотского автономного округа) и не интегрированы в общую энергосистему республики.

Электроснабжение некоторых удалённых районов также имеет свои особенности, так, например, посёлок Черский, расположенный на крайнем Северо-Востоке Якутии, обеспечивается электроэнергией от ПС 110 кВ Черский по ВЛ 110 кВ Встречный – Черский (224,7 км), входящей в Чаун-Билибинский энергоузел Чукотского автономного округа. Эксплуатационную ответственность несёт АО «Чукотэнерго». Оймяконский улус РС (Я) получает электроэнергию от энергосистемы Магаданской области через ПС 110 кВ Усть-Нера, подключённую по двум одноцепным ВЛ 110 кВ Аркагалинская ГРЭС – Усть-Нера (187 км). Обслуживание осуществляет ПАО «Магаданэнерго».

Граница раздела между ОЭС Сибири и энергосистемой Якутии находится на ПС 220 кВ Пеледуй. Связь обеспечивается через ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй (№1 и №2) с отпайкой на ПС НПС-11. Данная подстанция функционирует в составе ОЭС Сибири.

Принципиальная однолинейная схема выдачи мощности из ЗЭР в ОЭС Востока и Сибири показана на рисунке 1.

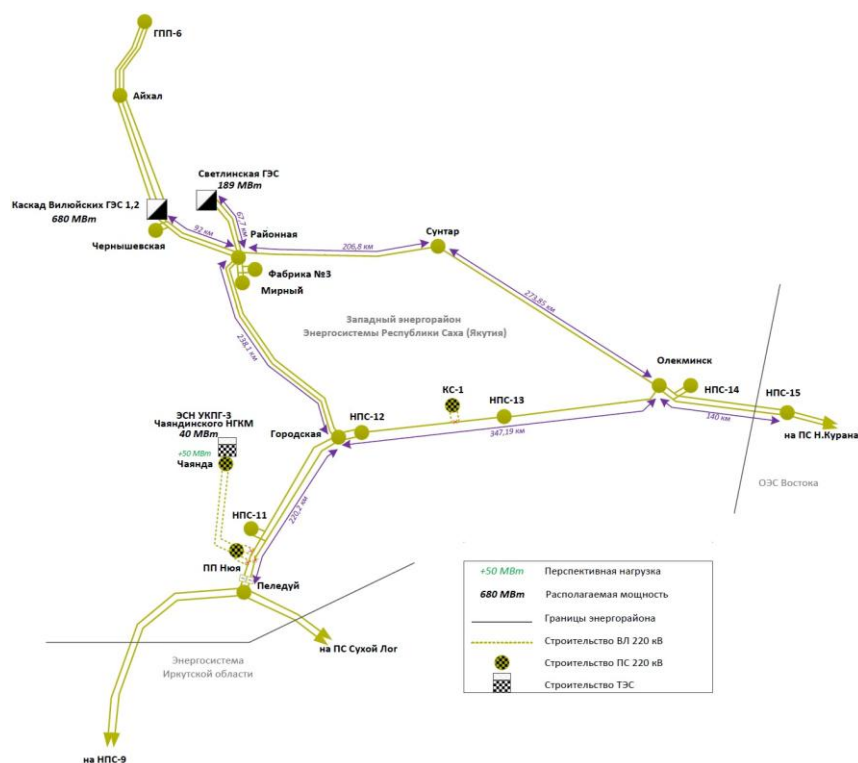


Рис. 1. Принципиальная однолинейная схема выдачи мощности из ЗЭР

Fig. 1. Schematic diagram of single-line power output from WED

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Энергоснабжение Якутии обеспечивается за счёт деятельности нескольких крупных генерирующих компаний и промышленных корпораций, располагающих собственными энергоустановками.

Среди основных участников рынка:

– ПАО «Якутскэнерго» – управляет каскадом Вилюйских гидроэлектростанций, тепловыми электростанциями в Якутске (ГРЭС, ТЭЦ, Новая ГРЭС), а также обширной сетью дизельных электростанций, рассредоточенных по различным районам республики (Нюрба, Вилюйск, Верхневилуйск и др.).

– Светлинская ГЭС (в составе филиала АО «Вилюйская ГЭС-3») – важный элемент гидроэнергетического потенциала региона.

– АО «ДГК» – отвечает за работу Нерюнгринской ГРЭС и Чульманской ТЭЦ, обеспечивающих энергоснабжение южных районов.

– АО «Сахаэнерго» – обслуживает дизельные электростанции в арктических и отдалённых населённых пунктах, включая Тикси, Батагай, Жиганск и другие.

Помимо этого, собственные энергомощности развёрнуты на объектах ведущих промышленных компаний: АК «АЛРОСА», ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Транснефть», ООО «Газпром добыча Ноябрьск».

Суммарная установленная мощность электростанций всех указанных организаций на 01.01.2022 г. достигла 2451,63 МВт, что отражает значительный энергетический потенциал региона.

Ключевой проблемой является риск нарушения устойчивости параллельной работы генерации при нормативных возмущениях (короткие замыкания, отключения элементов сети, внезапные отключения блоков генерации или нагрузки).

При анализе работы энергосети ЗЭР в сторону Айхальского и Удачинского горно-обогатительных комбинатов (ГОК) АК «АЛРОСА» (ПАО), которые расположены в северной части ЗЭР и являются тупиковыми потребителями, выяснилось, что они питаются по радиальным ЛЭП напряжением 220 кВ «Сунтар – Мирный – Чернышевский – Айхал – ГПП-6 (Удачный)», и не имеют резервной связи с другими источниками электроэнергии (ЭЭ). Основная угроза для таких тупиковых потребителей – это отделение от основных источников генерации (от каскада Вилюйских ГЭС 1,2 и Светлинской ГЭС). Стоимость часа простоя Айхальского или Удачинского ГОКов исчисляется в 150 млн. руб. (остановка добычи руды, затопление выработок рудников, прекращение подачи свежего воздуха и др.). Для вахтовых поселков, находящихся в экстремальных климатических условиях, потеря электроснабжения в зимний период – это не только экономическая, но и гуманитарная катастрофа (остановка котельных, систем теплоснабжения).

Принципиальная однолинейная схема электросети п. Айхал и г. Удачный представлена на рисунке 2.

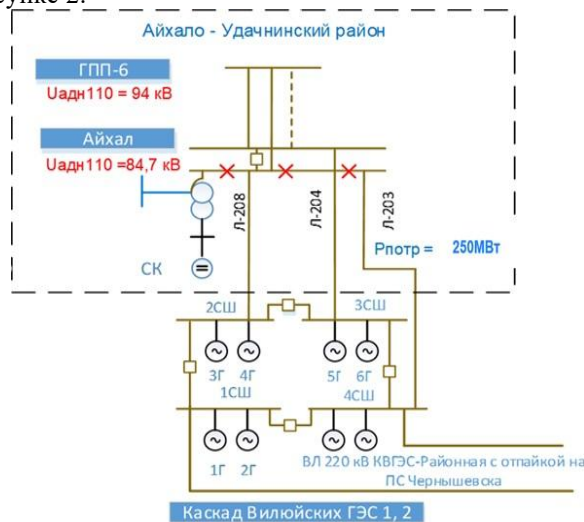


Рис. 2. Принципиальная однолинейная схема электросети 220 кВ Айхало-Удачинского района

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Схема отображает транзит электроэнергии от каскада Вилюйских ГЭС 1 и 2 к удаленным потребителям алмазодобывающего кластера. Красными крестиками выделены

ключевые сечения, по которым ведётся расчет пропускной способности. Анализ аварийности за 2021-2025 гг. выявил аварийно-допустимые уровни напряжений на стороне шин 110 кВ для г. Удачный: $U_{\text{адн}} = 94$ кВ; для п. Айхал: $U_{\text{адн}} = 84,7$ кВ. Разница в напряжениях указывает на дефицит реактивной мощности в узле п. Айхал. Напряжение 84,7 кВ (при номинале 110 кВ) находится за гранью допустимых пределов $\pm 10\%$ от $U_{\text{ном}}$. Это свидетельствует о том, что сечение работает на пределе по статической устойчивости.

Аналогично были проанализированы «тонкие места» в энергосети Сунтарского энергетического кольца. Подстанция 220 кВ «Сунтар» – это крупный транзитный узел переключения, причем как потребитель, так и связующее звено двух энергосистем ЗЭР и ЦЭР РС (Я). Аналогичная принципиальная схема Сунтарского энергетического кольца показана на рисунке 3.

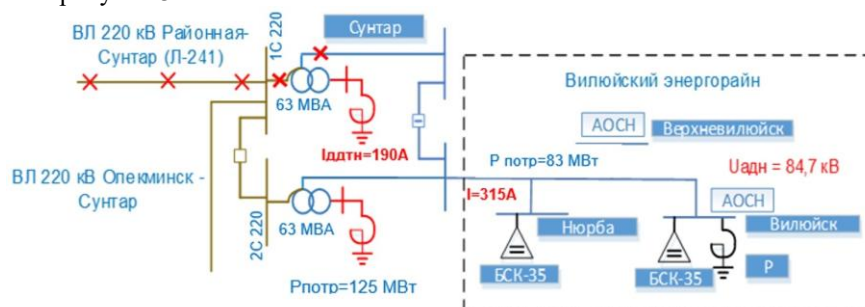


Рис. 3. Принципиальная однолинейная схема электросети 220 кВ транзита «Районная – Сунтар – Олёкминск»

Fig. 3. Schematic single-line diagram of the 220 kV power grid of the "Rayonnaya – Suntar – Olekminsk" transit line

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Несмотря на класс напряжения 220 кВ, пропускная способность каждой линии ограничена величиной 63 МВА из-за малого сечения провода АС-240 и условий устойчивости, а также из-за транзитной схемы подключения, приходящей с ПС 220 кВ «Районная» и отходящей от ПС 220 кВ «Сунтар» линии, следующей на ПС 220 кВ «Олёкминск». Электрофизический смысл данного ограничения следующий: пропускная способность трансформатора по стороне 110 кВ составляет 63 МВА, при этом, в случае аварийного отключения на участке сети «Районная – Сунтар» в критическую зону по длительно-допустимому току нагрузки выходит реактор $I_{длн} = 190$ А, компенсирующий потребление поселка и инфраструктуры.

2. Расчеты статической и динамической устойчивости.

Авторами проводились расчёты статической устойчивости электрической сети в контролируемых сечениях (КС) энергосистемы РС (Я), определяющих возможные величины выдачи электрической мощности и энергии, вырабатываемые гидроэлектростанциями ЗЭР, и динамической устойчивости генерирующего оборудования каскада Вилуйских ГЭС 1 и 2 и Светлинской ГЭС на рассматриваемый период с 2022 по 2027 годы для режимно-балансовых условий в соответствии с ГОСТ Р 58670-2019 и Методическими указаниями по устойчивости энергосистем [10, 11].

В рамках перспективного планирования до 2027 года установлены следующие значения располагаемой мощности для ключевых гидроэнергетических объектов региона: каскад Вилюйских ГЭС 1 и 2 – 680 МВт; Светлинская ГЭС – 189 МВт.

Структура КС энергосети сформирована следующим образом:

– Сечение «Районная – Городская» объединяет три высоковольтные линии 220 кВ: две основные (Городская – Районная, №1 и №2) и дополнительную (Л-241, связывающую Районную с Сунтарским направлением, «Районная – Олёкминск»), как показано на рисунке 4 (а).

– Сечение «Городская – Пеледуй» организовано через две параллельные линии 220 кВ (№ 1 и № 2), каждая из которых имеет ответвление к подстанции НПС-11, как показано на рисунке 4 (б).

Визуализация конфигурации электрической сети Западного энергорайона с выделением КС представлена на рисунке 4.

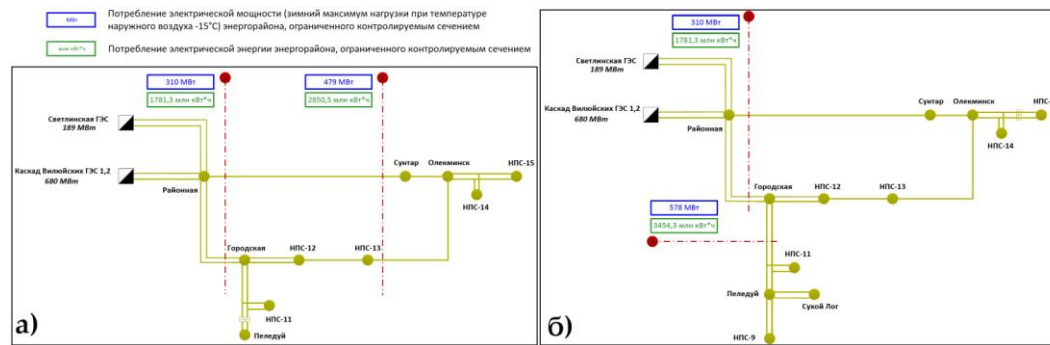


Рис. 4. Принципиальная схема ЗЭР с указанием контролируемых сечений (обозначены красными штрих-пунктирными линиями)

Fig. 4. Schematic diagram of the WED with the indication of the controlled sections (indicated by red dashed lines)

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Потребление электрической энергии ЗЭР РС (Я), в соответствии с отчётными данными АО «СО ЕЭС», а также энергорайонов, ограниченных КС «Районная – Городская» и «Районная – Олёкминск» для каждого месяца календарного года (на 2022 год), приведено на рисунке 5.

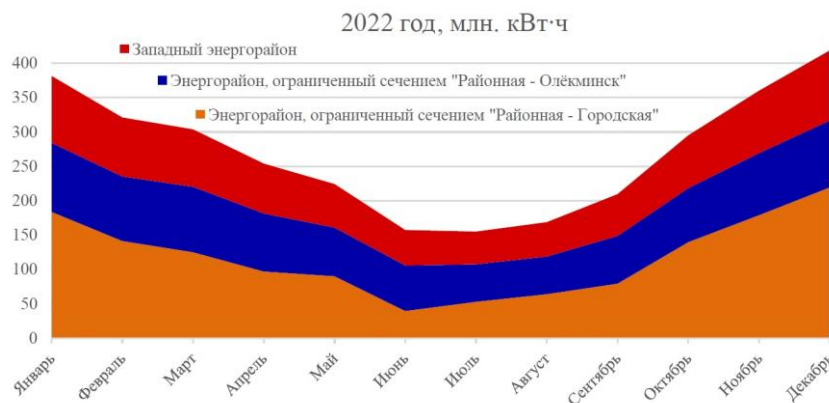


Рис. 5. Потребление электрической энергии ЗЭР, а также энергорайонов, ограниченных КС «Районная – Олёкминск» и «Районная – Городская» на 2022 год

Fig. 5. Electricity consumption in the WED, as well as in the power districts limited by the "Rayonnaya – Olyokminsk" and "Rayonnaya – Gorodskaya" compressor stations for 2022

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Годовое потребление электроэнергии для этих районов составит, соответственно, для ЗЭР – 3249 млн. кВт·ч, для энергорайона с КС «Районная – Олёкминск» – 2368,32 млн. кВт·ч, для энергорайона с КС «Районная – Городская» – 1411,62 млн. кВт·ч.

Расчеты статической устойчивости контролируемых сечений ЗЭР выполнялись для нормальной схемы, нормативного возмущения в нормальной схеме и единичной ремонтной схемы для следующих периодов нагрузок:

- режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня (при температуре воздуха для наиболее холодной пятидневки минус 52°C);
- режим зимних минимальных нагрузок рабочего дня (при расчетной температуре воздуха минус 15°C);
- режим летних максимальных нагрузок рабочего дня (при температуре наружного воздуха теплого периода плюс 30°C);
- режим летних минимальных нагрузок выходного дня (при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца плюс 18°C);
- режим нагрузок паводка (при среднемесячной температуре наружного воздуха плюс 6,2°C).

Значения нерегулярных колебаний мощности в рассматриваемых сечениях рассчитывались по следующей формуле [12, 13]:

$$\Delta P_{HK} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{n1} \cdot P_{n2}}{P_{n1} + P_{n2}}}, \quad (1)$$

где P_{n1} , P_{n2} – активная мощность потребления энергосистемы, а также части

энергосистемы или совокупности энергосистем, с каждой из сторон контролируемого сечения, МВт (индекс 1 – до КС, индекс 2 – за КС); K – коэффициент, характеризующий способ регулирования перетока активной мощности в контролируемом сечении, принимаемый равным для автоматического регулирования – 0,75, для оперативного (диспетчерского) регулирования – 1,5.

Произведём расчёт нерегулярных колебаний мощности в КС «Районная – Городская» и «Районная – Олёкминск» согласно схеме, показанной на рис. 4 (а), и сведём результаты в таблицу 1.

Таблица 1

Table 1

Результаты расчёта значения нерегулярных колебаний мощности

Results of calculating the value of irregular power fluctuations

Период нагрузки	Величина колебаний мощности, МВт	
	КС «Районная – Городская»	КС «Районная – Олёкминск»
Зимний период (при $t=-52^{\circ}\text{C}$)	23	24
Зимний период (при $t=-15^{\circ}\text{C}$)	21	23
Летний период (при $t=+30^{\circ}\text{C}$)	17	18
Летний период (при $t=+18^{\circ}\text{C}$)	16	18
Режим паводка (при $t=+6,2^{\circ}\text{C}$)	17	18

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

Значение критического напряжения в сети 110÷220 кВ принималось согласно выражению: $U_{кр} = 0,7 \cdot U_{ном}$. Допустимое значение напряжения в узле нагрузки в доаварийной схеме составляет: $U_{доп} = 1,15 \cdot U_{кр}$. Допустимое значение напряжения в узле нагрузки в послеаварийном режиме после нормативного возмущения составляет: $U_{доп/ав} = 1,1 \cdot U_{кр}$. Тогда допустимое напряжение в сети 110 кВ в доаварийном режиме составит 88,6 кВ, в послеаварийном режиме – 84,7 кВ. Допустимое напряжение в сети 220 кВ в доаварийном режиме составит 177,1 кВ, в послеаварийном режиме – 169,4 кВ.

В рамках дальнейшего исследования выполнен комплексный анализ данных, полученных в результате расчётов статической и динамической устойчивости энергосистемы. В частности, проведён разбор результатов математического моделирования режимов работы ЗЭР, включая оценку параметров электромеханических переходных процессов (ЭМПП).

На основе полученных данных:

- сформулированы выводы относительно возможностей передачи мощности из ЗЭР в ОЭС Востока и Сибири;
- определены наиболее эффективные технические решения для внедрения локальных устройств противоаварийной автоматики (с опорой на работу [14]);
- разработаны практические рекомендации по использованию устройств автоматики разгрузки при перегрузке по мощности (АРПМ), опираясь на работу [15].

Результаты и обсуждение (Results and Discussions)

1. Результаты расчётов статической устойчивости.

Расчёты статической устойчивости показали, что выдача располагаемой мощности гидроэлектростанций ЗЭР ограничивается существующими КС «Районная – Городская» и «Районная – Олёкминск».

Объём передаваемой электрической энергии по контролируемому сечению для каждого месяца ($W_{мес}$) определяется как:

$$W_{мес} = P_{МДПнорм} \cdot (T_{мес} - T_{откл}) + P_{МДПрем} \cdot T_{откл}, \quad (2)$$

где $P_{МДПнорм}$ – МДП в контролируемом сечении в нормальной схеме в соответствующем месяце, МВт; $P_{МДПрем}$ – минимальный МДП в контролируемом сечении из всех рассматриваемых единичных ремонтных схем в соответствующем месяце, МВт; $T_{мес}$ – продолжительность соответствующего месяца, час; $T_{откл}$ – среднегодовая длительность нахождения в плановых, неотложных и аварийных ремонтах ЛЭП и оборудования, приводящего к снижению МДП в КС относительно нормальной схемы за ретроспективный период не менее пяти последних лет в соответствующем месяце (принимается на основании статистических данных), час.

На основе рассчитанных данных составим баланс электрической энергии ЗЭР по состоянию на 2022 год, который представим в таблице 2.

Таблица 2
Table 2Баланс электрической энергии ЗЭР на 2022 год (млн. кВт·ч)
Balance of electric energy of WED for 2022 (million kW·h)

Параметр	Энергорайон		
	ЗЭР	КС «Районная – Городская»	КС «Районная – Олёкминск»
Потребление ЭЭ	3249,0	1411,6	2368,3
Производство ЭЭ, в т.ч.:	3238,6	2998,6	3238,6
Каскад Вилуйских ГЭС 1,2	2192,1	2192,1	2192,1
Светлинская ГЭС	806,5	806,5	806,5
ЭСН Чаяндинского НГКМ	240	-	240
Избыток (+) / дефицит (-) ЭЭ	-10,4	1587,0	870,3

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

С учетом прогнозируемого потребления электрической энергии и мощности на 2027 год (табл. 3) баланс электрической энергии ЗЭР является: сбалансированным с учетом приёма электрической энергии по КС «НПС-15 – Олёкминск» для средневодного года; дефицитным в осенне-зимний период в условиях маловодного года. Пропускная способность существующей электрической сети рассмотренных КС в ЗЭР не позволяет выдать располагаемую мощность гидроэлектростанций ЗЭР. Ограничивающим сечением являются КС «Районная – Городская» и «Районная – Олёкминск».

Таблица 3
Table 3Прогнозный баланс электрической энергии ЗЭР на 2027 год (млн. кВт·ч)
Forecast balance of electric energy of WED for 2027 (million kW·h)

Параметр	2022	2027
Потребление электроэнергии	3249	3758
Выработка электроэнергии в условиях средневодного года	3239	3239
Выработка электроэнергии в условиях маловодного года	3076	3076
Избыток (+) / дефицит (-) в условиях средневодного года	-10	-519
Избыток (+) / дефицит (-) в условиях маловодного года	-173	-682

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Для целей увеличения пропускной способности рассмотренных КС разработаны следующие минимальные технические решения:

- снижение времени УРОВ в ячейке 220 кВ ВЛ 220 кВ Городская – Районная №2 на ПС 220 кВ Районная до 0,2 с;
- расширение РУ 220 кВ ПС 220 кВ Районная на 2 линейные ячейки с присоединением существующих ВЛ 220 кВ Городская – Районная I, II цепь;
- включение шиносоединительного выключателя (ШСВ) 110 кВ ПС 220 кВ Районная в нормальной схеме.

Реализация указанных выше технических решений позволит увеличить МДП в КС «Районная – Городская» и «Районная – Олёкминск» на 43 и 42 МВт, соответственно, как показано в таблице 4, однако это не позволит в полной мере обеспечить нормативные требования к схеме выдачи мощности электростанций ЗЭР.

Таблица 4
Table 4

Результаты расчётов по увеличению максимально допустимых перетоков мощности в контролируемых сечениях ЗЭР

Results of calculations to increase the maximum permissible power flows in the controlled sections of the WED

Параметр	Контролируемое сечение	
	«Районная – Городская»	«Районная – Олёкминск»
МДП в КС, МВт	191	104
МДП в КС с дополнительными мероприятиями, МВт	234	146
Увеличение МДП в КС с учетом реализации дополнительных мероприятий, МВт	43	42
Расчетный объем электрической энергии, возможный	1760,1	726,4

к передаче по КС, млн. кВт·ч		
Расчетный объем электрической энергии, возможный к передаче по КС с дополнительными мероприятиями, млн. кВт·ч	2054,4	1030,7
Увеличение расчетного объема электрической энергии, возможного к передаче по КС с учетом реализации дополнительных мероприятий, млн. кВт·ч	294,3	304,4
Максимальный расчетный объем выработки электроэнергии электростанциями ЗЭР с дополнительными мероприятиями, млн. кВт·ч	3480,3	3525,8

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Схема функционирования электрических сетей ЗЭР при увеличении МДП показана на рисунке 6.

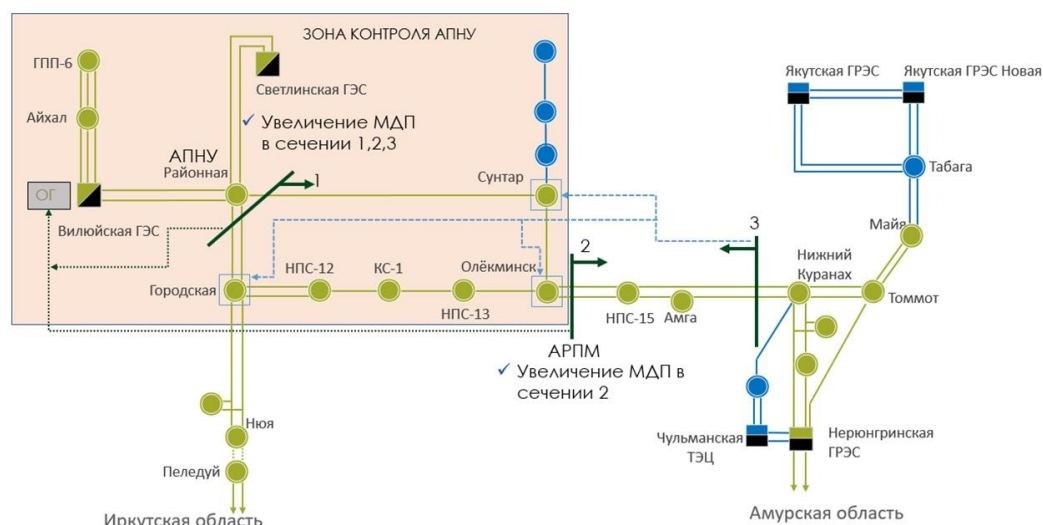


Рис. 6. Схема функционирования электрических сетей ЗЭР при увеличении МДП в точках КС

Fig. 6. Scheme of operation of electrical networks of the WED with an increase in the maximum permissible load at the points of controlled sections

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

С учетом полученных величин МДП при реализации указанных дополнительных мероприятий оценен максимальный расчетный объем выработки электрической энергии электростанциями ЗЭР с учетом пропускной способности контролируемых сечений и получен максимально возможный объем передаваемой электрической энергии из ЗЭР в ОЭС Востока, который в рассмотренных сценарных условиях составил 78 млн. кВт·ч на уровне 2027 г.

2. Результаты математического моделирования динамической устойчивости.

Помимо статической устойчивости, ещё одним немаловажным критерием, определяющим величину МДП в КС «Районная – Городская» и «Районная – Олёкминск», является динамическая устойчивость генерирующего оборудования каскада Вилейских ГЭС 1,2 и Светлинской ГЭС.

Для оценки параметров ЭМПП были разработаны математические модели ЗЭР, предназначенные для проведения расчётов установившихся электрических режимов. Для разработки и их реализации использовалась среда программно-вычислительного комплекса (ПВК) RastrWin. В разработанных цифровых моделях электроэнергетические сети ЗЭР представлены подробными математическими моделями системообразующей сети 110÷220 кВ. Цифровая динамическая модель включает в себя 14 имитационных модели синхронных машин (СМ), описываемых полными уравнениями Парка-Горева [16], к которым относятся 8 гидрогенераторов каскада Вилейских ГЭС 1 и 2, 3 гидрогенератора Светлинской ГЭС и 3 синхронных компенсатора на ПС 220 кВ «Айхал».

Генерирующее оборудование электрических станций расчётной модели ЗЭР и прилегающих энергосистем представлено в виде узлов с заданным модулем напряжения ($U_{зд}$) и ограничениями по активной (P_{min} и P_{max}) и реактивной (Q_{min} и Q_{max}) мощностям.

Нагрузочные узлы в расчётных моделях установившихся электрических режимов представлены постоянными отборами мощности $P(U) = P_{ном}$ и $Q(U) = Q_{ном}$ или типовыми статическими характеристиками нагрузки. Для задания обобщенной типовой нагрузки, приведенной к напряжению 110 кВ и выше, использовались следующие характеристики:

$$P(U) = P_{ном} \cdot \left(0,83 - 0,3 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) + 0,47 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 \right), \quad (3)$$

$$Q(U) = Q_{ном} \cdot \begin{cases} \left(3,7 - 7 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) + 4,3 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 \right), & \text{если } 0,815 \leq \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) \leq 1,2; \\ \left(0,721 - 0,158 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) \right), & \text{если } \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) \leq 0,815; \\ 1,49, & \text{если } \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) \geq 1,2. \end{cases} \quad (4)$$

Величины потребления активной мощности в ЗЭР, принятые в расчётных моделях установившихся электрических режимов, в зависимости от режима нагрузки были определены, соответственно, для зимнего максимума на уровне 747 МВт, зимний минимум – 575 МВт, летний максимум – 254 МВт, летний минимум – 202 МВт.

Пример главной схемы имитационной модели генератора каскада Вилюйских ГЭС 1,2 в формате макроблоков ПВК Eurostag [17, 18] показан на рисунке 7.

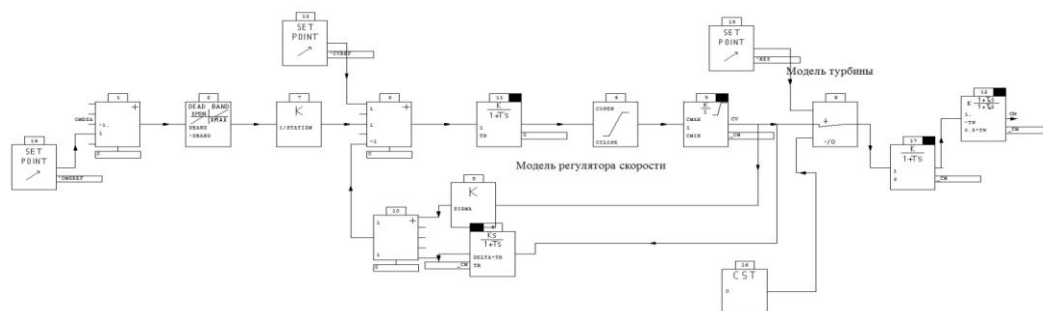


Рис. 7. Главная схема имитационной модели гидрогенератора в формате макроблоков программно-вычислительного комплекса Eurostag

Fig. 7. The main diagram of the hydroelectric power plant simulation model in the macroblock format of the Eurostag software and computing complex

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

PQ-диаграммы генераторов приведены в расчётной модели в соответствии с существующими регулировочными диапазонами генерирующего оборудования электростанций ЗЭР по реактивной мощности.

Представим результаты моделирования переходных процессов в КС «Районная – Городская» и «Районная – Олёкминск» при отключении ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар) основной защитой при трехфазном КЗ из нормальной схемы с сохранением устойчивости. Также в моделировании учтено снижение времени УРОВ 220 кВ на ПС 220 кВ «Районная» до 0,2 с и реализована реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ «Районная» с подключением ВЛ 220 кВ «Районная – Городская» I, II цепь через развилки выключателей. На рисунке 8 показаны графики изменения напряжения (а), углов роторов генераторов Светлинской ГЭС и каскада Вилюйских ГЭС 1,2 (б) и перетока активной мощности в КС (в).

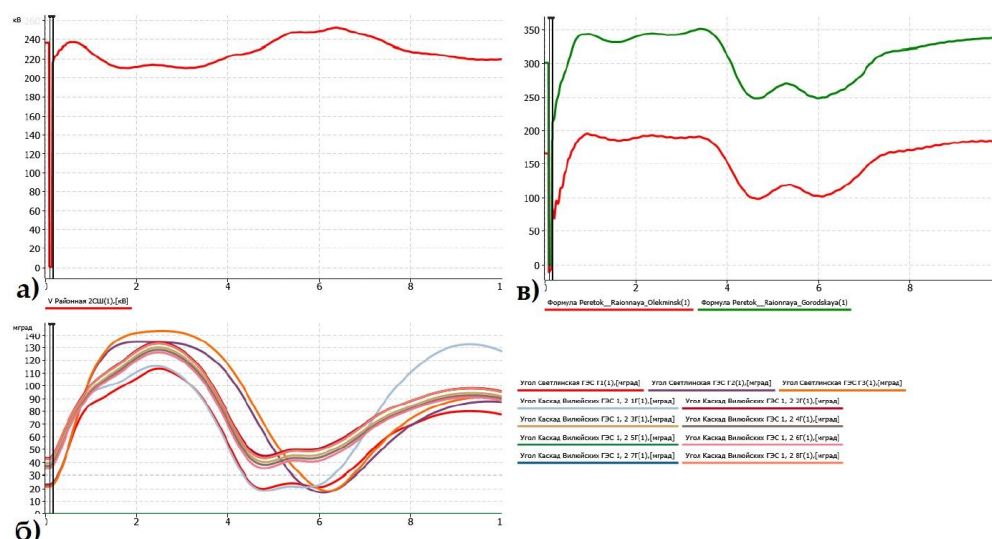


Рис. 8. Графики изменения напряжения (а), углов роторов генераторов Светлинской ГЭС и каскада Вилуйских ГЭС 1,2 (б) и перетока активной мощности в сечениях «Районная – Городская» и «Районная – Олёкминск» (в) при отключении ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар)

Fig. 8. Graphs of voltage changes (a), rotor angles of generators of the Svetlinskaya hydroelectric power station and the cascade of Vilyui hydroelectric power stations 1,2 (b) and the flow of active power in the sections "Rayonnaya – Gorodskaya" and "Rayonnaya – Olyokminsk" (c) during the shutdown of the 220 kV overhead line L-241 (Rayonnaya – Suntar)

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Данные расчёты были получены при зимнем максимуме нагрузок при температуре воздуха для наиболее холодной пятидневки минус 52°C. При этом МДП в КС «Районная – Олёкминск» составил 166 МВт.

Анализ результатов расчётов и моделирования показал, что реализация на электростанциях ЗЭР неселективного отключения секций шин высокого напряжения, от которой отходит ВЛ с коротким замыканием, – нецелесообразно.

Таким образом, проектирование и реализация противоаварийной автоматики, направленной на обеспечение динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций ЗЭР при нормативных возмущениях, связанных с отключением сетевого элемента действием УРОВ при КЗ с отказом одного выключателя, нецелесообразно.

3. Анализ результатов расчетов электрических режимов ЗЭР.

С целью выявления необходимых мер по противоаварийному управлению (ПАУ) в электрической сети ЗЭР РС (Я), была рассмотрена и проанализирована совокупность послеаварийных режимов, возникающих в результате моделирования нормативных возмущений, в нормальной и ремонтных схемах сети. В рамках данной работы авторами были выполнены расчёты электрических режимов ЗЭР для случая параллельной работы с ОЭС Сибири и Востока, в том числе режимов паводка (максимальная загрузка электростанций).

Анализ расчетов позволяет сделать следующие выводы:

1. Для предотвращения токовых перегрузок сетевых элементов в ЗЭР нецелесообразно использовать устройства автоматического ограничения перегрузки оборудования (АОПО). Альтернативой установке устройств АОПО может служить замена токоограничивающего оборудования, такого как трансформаторы тока (ТТ). В настоящее время на ПС 220 кВ «Районная» установлены трансформаторы тока с $I_{д, доп} / I_{ав, доп}$ от 360/450 А до 60/720 А, которые рекомендуется заменить на ТТ с первичным током не менее 600 А и 1000 А, соответственно.

2. В качестве мероприятий по вводу параметров электрического режима ЗЭР в допустимую область предлагается установка устройств автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН) на ПС 110 кВ «Вилуйск» и ПС 110 кВ «Верхневилуйск» с управляющими воздействиями на отключение нагрузки на этих подстанциях;

3. Для предотвращения возможных недопустимых повышений напряжения в Айхало-Удачинском энергоузле ЗЭР рекомендуется при суммарной нагрузке ПС 220 кВ «Айхал» и «ГПП-6» менее 110 МВт вывести одну из трёх ВЛ 220 кВ «КВГЭС – Айхал» в резерв.

4. Для предотвращения недопустимого (свыше 53,0 Гц) повышения частоты при выделении ЗЭР на изолированную работу предлагается установка на каскаде Вилуйских ГЭС 1 и 2 устройств автоматики ограничения повышения частоты (АОПЧ) с действием на отключение генераторов указанной электростанции с диапазоном уставок по частоте 51,0÷53,0 Гц.

Также, реализация в энергосистеме ЗЭР РС (Я) АОПЧ позволит избежать режимов работы генерирующего оборудования электростанций рассматриваемой энергосистемы на уровне технологического минимума. Данное обстоятельство положительно скажется на эксплуатационных характеристиках агрегатов.

4. Рекомендации по применению устройств противоаварийной автоматики.

В соответствии с требованиями Методических указаний по определению допустимых перетоков мощности, контролируемые сечения обязаны соответствовать критерию статической аperiodической устойчивости по активной мощности в режимах, наступающих после аварии. Это условие должно выполняться при нормативных возмущениях, обусловленных возникновением аварийного небаланса мощности [19, 20].

Источниками резкого небаланса активной мощности могут выступать следующие ситуации:

- внезапное снижение генерирующей мощности в той части электроэнергетической системы (ЭЭС), которая принимает электроэнергию относительно контролируемых связей, например, из-за аварийного отключения генератора на электростанции;
- резкий избыток мощности, возникающий вследствие отключения крупного потребителя (нагрузки) [21, 22].

Для поддержания устойчивости ЭЭС в подобных сценариях предусмотрены два основных подхода:

- внедрение противоаварийной автоматики (ПА);
- корректировка (снижение) МДП в контролируемых сечениях.

Согласно источнику [10], устойчивость системы может быть нарушена, если аварийный небаланс приводит к увеличению мощности в сечении более чем на 50 % относительно предела статической аperiodической устойчивости для данного сечения. Следовательно, предельно допустимый уровень аварийного небаланса, при котором требуется обеспечить устойчивость, определяется специальным расчётным выражением:

$$\Delta P_{\text{нб}} \leq 0,5 \cdot P_{\text{пред}}, \quad (5)$$

где $\Delta P_{\text{нб}}$ – величина активной мощности небаланса (МВт), $P_{\text{пред}}$ – предельная активная мощность статической устойчивости системы (МВт).

Анализ результатов расчётов электрических режимов и устойчивости выявил токовые перегрузки следующих сетевых элементов: ВЛ 220 кВ «КВГЭС – Районная» с отпайкой на ПС «Чернышевская» (Л-201); ВЛ 220 кВ «КВГЭС – Районная» с отпайкой на ПС «Чернышевская» (Л-202); ВЛ 220 кВ «Районная – Городская» (Л-231); ВЛ 220 кВ «Районная – Городская» (Л-232); ВЛ 220 кВ «НПС-13 – КС-1»; ВЛ 220 кВ «Олёкминск – НПС-13» (Л-245); ВЛ 220 кВ «Сунтар – Олёкминск» (Л-242); ВЛ 220 кВ «Олёкминск – НПС-15» № 1 с отпайкой на ПС «НПС-14» (Л-243); ВЛ 220 кВ «Олёкминск – НПС-15» № 2 с отпайкой на ПС «НПС-14» (Л-244). Также наброс мощности вследствие отключения генератора или вследствие отключения нагрузки может произойти на следующих КС (стрелкой показано направление перетока): Районная → Олекминск; Олекминск → НПС-15; НПС-15 → Олекминск; Майя → Томмот; Томмот → Майя (см. рис. 6).

Для ликвидации токовых перегрузок сетевых элементов необходима установка устройств АОПО для ВЛ 110 кВ «Майя – Табага» № 1 и ВЛ 110 кВ «Майя – Табага» № 2 на ПС 110 кВ «Табага».

Анализ потенциальных аварийных ситуаций показывает, что резкий прирост мощности в КС «Районная – Олёкминск» и «Олёкминск – НПС-15» может возникнуть в результате одновременного отключения двух линий электропередачи 220 кВ: Л-205 и Л-207 (Айхал – ГПП-6), суммарная нагрузка которых составляет 60 МВт.

Для устранения подобных опасных набросов мощности задействуется устройство автоматики разгрузки при перегрузке по мощности (АРПМ). Оно действует путём отключения генераторов в избыточной части энергосистемы, в данном случае на каскаде Вилуйских ГЭС 1 и 2 (не менее 58 МВт). Реализация этой функции требует наличия надёжных каналов связи между подстанцией 220 кВ «Олёкминск» и каскадом Вилуйских ГЭС.

Аналогичная ситуация возможна для сечения «НПС-15 – Олёкминск»: его

причиной может стать отключение ВЛ 220 кВ «Светлинская ГЭС – Районная» (Л-222) с одновременным выводом из работы гидрогенераторов Светлинской ГЭС (90 МВт). В этом случае АРПМ действует на отключение нагрузки в дефицитной части энергосистемы, а именно с суммарной мощностью не менее 99 МВт на ПС 220 кВ «Айхал» и ПС 220 кВ «ГПП-6». Для передачи управляющих сигналов необходимы каналы связи от ПС 220 кВ «Олёкминск» до указанных подстанций. Внедрение устройства АРПМ позволяет повысить допустимый переток мощности в данном сечении на 100 МВт.

Для сечений «Томмот – Майя» и «Майя – Томмот» также возможны набросы мощности:

- на «Томмот – Майя» из-за отключения генератора на Якутской ГРЭС Новой (48,37 МВт);
- на «Майя – Томмот» вследствие отключения ВЛ 110 кВ Майя – Чурапча (нагрузка 60 МВт).

Однако, согласно проведённым расчётам и с учётом максимально допустимого перетока (МДП) в сечении Табага-Майя, установка устройств АРПМ в этих участках признана нецелесообразной.

Сделаем следующие выводы по установке АРПМ:

1. Для работы устройств АРПМ необходимо установить устройства отключения нагрузки на ПС 220 кВ «Айхал» и ПС 220 кВ «ГПП-6».
2. На каскаде Вилюйских ГЭС 1 и 2 необходимо установить устройство отключения генераторов от действия ПА.
3. Динамическая устойчивость генерирующего оборудования при трёхфазном КЗ вблизи шин ОРУ 220 кВ каскада Вилюйских ГЭС, отключаемом действием основных защит с неуспешным АПВ, обеспечивается при установке АРКЗ и его срабатывании через 0,2 с от момента КЗ.

Также авторами была произведена оценка актуальности установки устройств дополнительной автоматической разгрузки (ДАР), которые устанавливаются в энергосистеме или её части в случае вероятности возникновения аварийного дефицита активной мощности более 45 % нагрузки потребления и скорости снижения частоты более 1,8 Гц/с. Для этого в ЗЭР были рассмотрены режимы зимнего и летнего максимума нагрузки. Величина МДП в сечении «Олекминск – НПС-15» (направление перетока в сторону ЗЭР) для режима зимних максимальных нагрузок составляет 101 МВт, что делает невозможным возникновение аварийного дефицита активной мощности более 45 % нагрузки потребления энергорайона вследствие разрыва связей с ОЭС Востока в режиме зимнего максимума нагрузки. В режиме летнего максимума нагрузки были отключены три генератора на каскаде Вилюйских ГЭС 1 и 2, генерация мощности оставшихся в работе генераторов каскада Вилюйских ГЭС и Светлинской ГЭС соответствовала техническому минимуму. При этом ЗЭР был избыточным по активной мощности.

Из вышеизложенного можно сделать вывод о нецелесообразности установки устройств ДАР в ЗЭР.

Заключение (Conclusions)

В работе исследованы и рассмотрены пути развития энергетической системы, работающей в изоляции до 2019 года со значительным профицитом мощности генерирующего оборудования и проанализированы векторы, направленные на развитие систем энергетики дальнего Востока. Была произведена оценка эффективности внедрения автоматической противоаварийной системы для обеспечения энергобезопасности Западного энергорайона Республики Саха (Якутия).

Проблематика функционирования ЗЭР сводится к отсутствию возможности при полных погашениях в изолированной работе оперативно реагировать на восстановление электроснабжения, так как отсутствуют системы, обеспечивающие резервирование, что не редко приводит к размораживанию целых поселков. Основная масса деревень, малых и средних городов страдают от несвоевременности поставки ресурсов (уголь, нефть, дизельное топливо), а гидроэнергетика, особенно изолированная, страдает как в маловодные, так и полноводные годы. Запертая мощность в изолированных системах в основном связана с отсутствием развития регионов и нехваткой федеральных средств для строительства и ввода новых перспективных потребителей. Решением такой проблемы становится всё чаще объединение энергосистем, это позволяет получать в тариф дополнительные вливания средств на централизацию и строительство новых мощностей, развитие регионов на локальных участках, разведку новых месторождений с соответствующим приростом квалифицированных кадров и появлением новых рабочих мест [23].

Проведенная авторами оценка выявила необходимость использования устройств противоаварийной автоматики в электроэнергетической системе ЗЭР, к которым относятся устройства автоматического ограничения перегрузки оборудования, устройства автоматики ограничения снижения напряжения, устройства автоматики ограничения повышения частоты, устройства резервирования при отказе выключателя и устройства автоматики разгрузки при перегрузке по мощности. Их комплексное применение может дать мультипликативный эффект и позволит стабилизировать увеличение перетоков мощности в энергодефицитные регионы с учетом ресурсов ЗЭР порядка 100 МВт.

Литература

1. Волотковская Н.С., Волотковский А.А., Семёнов А.С., Кинаш А.А. Технико-экономическая оценка программы развития и оптимизации электроэнергетики Республики Саха (Якутия) // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: Экономика и право. – 2019. – № 6. – С. 14-18.
2. Гуляев П.В. Потенциал сбережения электроэнергии в экономике северного региона // Устойчивый Север: общество, экономика, экология, политика: сборник трудов VI Всероссийской научно-практической конференции. – Якутск, 2021. – С. 223-229.
3. Gulyaev P., Grigoryeva E. Forecast of electricity consumption in Yakutia – strategizing horizon 2032 // E3S Web of Conferences. – 2023. – Vol. 460. – No. 07016. DOI: 10.1051/e3sconf/202346007016.
4. Pavlov N.V., Lepov V.V., Zakharov V.E., Prokhorov D.V. On development prospects of the energy industry in the Russian Far North // Energy Systems Research. – 2023. – Vol. 6. – Is. 1 (21). – P. 55-61. DOI: 10.38028/esr.2023.01.0008.
5. Коган Ф.Л. Стабилизация режимов современной многомашинной энергосистемы после больших возмущений // Электричество. – 2023. – № 5. – С. 4-13. DOI: <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2023-5-4-13>.
6. Корнилов Г.П., Газизова О.В., Логинов Б.М., Храмшин Р.Р., Бочкарев А.А., Дьяков Д.А. Повышение устойчивости генераторов заводских электростанций за счет использования каналов стабилизации // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2025. – Т. 68. – № 2. – С. 66-75. DOI: 10.17213/0136-3360-2025-2-66-75.
7. Указ Главы Республики Саха (Якутия) от 29 апреля 2022 г. № 2424 «О схеме и программе развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2022 – 2026 годы» [электронное издание]. Доступ по: <https://docs.cntd.ru/document/406063293>, дата: 12.02.2026.
8. Кузнецов Н.М., Маслобоев В.А., Коновалова О.Е. Распределённая энергетика регионов Арктической зоны Российской Федерации // Арктика 2035: актуальные вопросы, проблемы, решения. – 2021. – № 1 (5). – С. 11-21. DOI: 10.51823/74670_2021_1_11.
9. Волотковская Н.С., Семёнов А.С., Бебихов Ю.В., Шевчук В.А., Федоров О.В. Перспективы развития энергетического комплекса Северо-Востока России // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2021. – Т. 23. – № 3. – С. 58-69. DOI: 10.30724/1998-9903-2021-23-3-58-69.
10. Пилипенко В.Т. Статическая и динамическая устойчивость энергосистем: методические указания. – Оренбург: ОГУ, 2019. – 32 с.
11. Приказ ОАО «СО ЕЭС» от 19.04.2011 №102 об утверждении СТО 59012820.29.240.001-2011 «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования» [электронное издание]. Доступ по: https://www.soups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto_emerg_control_2011_izm_2014.pdf, дата: 12.02.2026.
12. Wang H., Zhao Sh., Meng J., Tian Ya., Sun Yu., Wang K. Entropy weight and grey relational analysis based virtual capacitance collaborative control for multiple energy storage units // IET Power Electronics. – 2023. – Т. 16. – № 3. – С. 375-387. DOI: 10.1049/pel2.12389
13. Говорун М.Н., Засыпкин А.С., Сацук Е.И., Лужковский Ю.И. Предварительные испытания способа повышения эффективности автоматического противоаварийного управления при перегрузке сечения по активной мощности // Энергосбережение и водоподготовка. – 2024. – № 5 (151). – С. 18-22.
14. Сенюк М.Д., Паздерин А.В., Классен В.В. Совершенствование централизованной системы противоаварийной автоматики электроэнергетической системы на основе методов машинного обучения // Электротехнические системы и комплексы. – 2024. – № 4 (65). – С. 14-24. DOI: 10.18503/2311-8318-2024-4(65)-14-24.

15. Липилин М.С., Дворкин Д.В., Чемборисова Н.Ш. Регулирование напряжения в сложноразветвленных энергосистемах путем оптимизации расстановки компенсирующих устройств на основе анализа чувствительности // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2024. – № 3 (84). – С. 22-29.

16. Избаш Ф.А. Моделирование синхронного генератора с системой возбуждения, питаемой от дополнительной обмотки статора // Вестник Приднестровского университета. Серия: Физико-математические и технические науки. Экономика и управление. – 2023. – № 3 (75). – С. 179-184.

17. Разживин И.А., Суворов А.А., Андреев М.В., Уфа Р.А., Аскарлов А.Б. Обзор математических моделей систем накопления энергии для моделирования электроэнергетических систем. Часть 1 // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2023. – № 2. – С. 58-80. DOI: 10.31857/S000233102302005X.

18. Разживин И.А., Суворов А.А., Андреев М.В., Уфа Р.А., Аскарлов А.Б. Обзор математических моделей систем накопления энергии для моделирования электроэнергетических систем. Часть 2 // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2023. – № 3. – С. 34-56. DOI: 10.31857/S000233102303007X.

19. Darwish M.M.F., Elsisy M., Fouda M.M., Mansour D.E.A., Lehtonen M. Emerging applications of IOT and cybersecurity for electrical power systems // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2023. – Т. 17. – № 20. – С. 4453-4456. DOI: 10.1049/gtd2.13012.

20. Li J., Yu T. Distributed deep reinforcement learning for optimal voltage control of PEMFC // IET Renewable Power Generation. – 2021. – Т. 15. – № 12. – С. 2778-2798. DOI: 10.1049/rpg2.12202.

21. Абдуллазянов Э.Ю., Грачева Е.И., Горлов А.Н., Шакурова З.М., Логачева А.Г. Влияние низковольтных электрических аппаратов и параметров электрооборудования на потери электроэнергии в цеховых сетях // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. – Т. 23. – № 3. – С. 3-13. DOI: 10.30724/1998-9903-2021-23-3-3-13.

22. Петрова Р.М., Грачева Е.И., Валтчев С., Мифтахова Н.К. Методы оценки надежности схем внутрицехового электроснабжения // Вестник МГТУ. Труды Мурманского государственного технического университета. 2023. – Т. 26. – № 4. – С. 395-409. DOI: 10.21443/1560-9278-2023-26-4-395-409.

23. Седельникова И.М., Кукукина И.Г., Федоров О.В. Методологический подход к оценке результативности концепции "бережливое производство" в российских промышленных компаниях // Известия высших учебных заведений. Серия: Экономика, финансы и управление производством. – 2022. – № 2(52). – С. 64-74. DOI 10.6060/ivecofin.2022522.602.

Авторы публикации

Маюнов Александр Сергеевич – главный инженер - начальник подстанции «Районная» ООО «Якутская электросетевая компания», г. Мирный; магистрант 2-го года обучения Института математики и информатики СВФУ им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия. Email: mayunovais@alrosa.ru.

Бибихов Юрий Владимирович – докт. физ.-мат. наук, доцент, заведующий кафедрой Электроэнергетики и автоматизации промышленного производства Политехнического института (филиала) СВФУ им. М.К. Аммосова в г. Мирном, г. Мирный, Россия. ORCID: 0000-0002-8366-4819. Email: bebikhov.yura@mail.ru.

Семёнов Александр Сергеевич – докт. физ.-мат. наук, доцент, заместитель председателя Западно-Якутского научного центра Академии наук РС (Я), г. Мирный; старший научный сотрудник Института физики молекул и кристаллов УФИЦ РАН, г. Уфа, Россия. ORCID: 0000-0001-9940-3915. Email: sash-alex@yandex.ru.

Федоров Олег Васильевич – докт. техн. наук, проф., профессор кафедры Управления инновационной деятельностью Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Россия. ORCID: 0000-0001-5268-6399. Email: fov52@mail.ru.

References

1. Volotkovskaya N.S., Volotkovsky A.A., Semenov A.S., Kinash A.A. Technical and economic assessment of the program for the development and optimization of the electric power industry of the Republic of Sakha (Yakutia) // *Modern science: current problems of theory and practice. Series: Economics and law*. 2019. Is. 6. Pp. 14-18.
2. Gulyaev P.V. Electricity saving potential in the economy of the northern region // *Sustainable North: society, economy, ecology, politics: collection of works of the VI All-Russian scientific and practical conference*. 2021. Pp. 223-229.
3. Gulyaev P., Grigoryeva E. Forecast of electricity consumption in Yakutia – strategizing horizon 2032 // *E3S Web of Conferences*. 2023. Vol. 460. No. 07016. DOI: 10.1051/e3sconf/202346007016.
4. Pavlov N.V., Lepov V.V., Zakharov V.E., Prokhorov D.V. On development prospects of the energy industry in the Russian Far North // *Energy Systems Research*. 2023. Vol. 6. Is. 1 (21). P. 55-61. DOI: 10.38028/esr.2023.01.0008.
5. Kogan F.L. Stabilization of Modes of a Modern Multi-Machine Power System after Large Disturbances // *Electricity*. 2023. Is. 5. Pp. 4-13. DOI: <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2023-5-4-13>.
6. Kornilov G.P., Gazizova O.V., Loginov B.M., Khramshin R.R., Bochkarev A.A., Dyakov D.A. Increasing the Stability of Factory Power Plant Generators Through the Use of Stabilization Channels // *News of Higher Educational Institutions. Electromechanics*. 2025. Vol. 68. Is. 2. Pp. 66-75. DOI: 10.17213/0136-3360-2025-2-66-75.
7. Decree of the Head of the Republic of Sakha (Yakutia) dated April 29, 2022 No. 2424 "On the scheme and program for the development of the electric power industry of the Republic of Sakha (Yakutia) for 2022-2026" [electronic publication]. Access at: <https://docs.cntd.ru/document/406063293>, date: 12.02.2026.
8. Kuznetsov N.M., Masloboev V.A., Konovalova O.E. Distributed energy of the regions of the Arctic zone of the Russian Federation // *Arctic 2035: current issues, problems, solutions*. 2021. Is. 1 (5). Pp. 11-21. DOI: 10.51823/74670_2021_1_11.
9. Volotkovskaya N.S., Semenov A.S., Bebikhov Yu.V., Shevchuk V.A., Fedorov O.V. Prospects for the Development of the Energy Complex of North-East Russia // *News of Higher Educational Institutions. Problems of Energy*. 2021. Vol. 23. Is. 3. Pp. 58-69. DOI: 10.30724/1998-9903-2021-23-3-58-69.
10. Pilipenko V.T. *Static and Dynamic Stability of Power Systems: Guidelines*. Orenburg: OSU, 2019. 32 p.
11. Order of JSC SO UES dated 19.04.2011 No. 102 on approval of STO 59012820.29.240.001-2011 "Automatic emergency control of power system modes. Emergency automation of power systems. Conditions for organizing the process. Conditions for creating an object. Standards and requirements" [electronic publication]. Access at: https://www.soups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto_emerg_control_2011_izm_2014.pdf, date: 12.02.2026.
12. Wang H., Zhao Sh., Meng J., Tian Ya., Sun Yu., Wang K. Entropy weight and grey relational analysis based virtual capacitance collaborative control for multiple energy storage units // *IET Power Electronics*. 2023. Vol. 16. Is. 3. Pp. 375-387. DOI: 10.1049/pel2.12389.
13. Govorun M.N., Zasytkin A.S., Satsuk E.I., Luzhkovsky Yu.I. Preliminary tests of the method for increasing the efficiency of automatic emergency control during active power cross-section overload // *Energy saving and water treatment*. 2024. Is. 5 (151). Pp. 18-22.
14. Senyuk M.D., Pazderin A.V., Klassen V.V. Improvement of the Centralized System of Emergency Automation of the Electric Power System Based on Machine Learning Methods // *Electrical Systems and Complexes*. 2024. Is. 4 (65). Pp. 14-24. DOI: 10.18503/2311-8318-2024-4(65)-14-24.
15. Lipilin M.S., Dvorkin D.V., Chemborisova N.Sh. Voltage regulation in complex-closed power systems by optimizing the arrangement of compensating devices based on sensitivity analysis // *Electric Power. Transmission and Distribution*. 2024. Is. 3 (84). Pp. 22-29.
16. Izbash F.A. Modeling of a synchronous generator with an excitation system fed from an additional stator winding // *Bulletin of the Pridnestrovian University. Series: Physical, Mathematical and Technical Sciences. Economics and Management*. 2023. Is. 3 (75). Pp. 179-184.
17. Razzhivin I.A., Suvorov A.A., Andreev M.V., Ufa R.A., Askarov A.B. Review of mathematical models of energy storage systems for modeling electric power systems. Part 1 // *Bulletin of the Russian Academy of Sciences. Power Engineering*. 2023. Is. 2. Pp. 58-80. DOI: 10.31857/S000233102302005X.
18. Razzhivin I.A., Suvorov A.A., Andreev M.V., Ufa R.A., Askarov A.B. Review of

Mathematical Models of Energy Storage Systems for Simulating Electric Power Systems. Part 2 // Bulletin of the Russian Academy of Sciences. Power Engineering. 2023. Is. 3. Pp. 34-56. DOI: 10.31857/S000233102303007X.

19. Darwish M.M.F., Elsisi M., Fouda M.M., Mansour D.E.A., Lehtonen M. Emerging applications of IOT and cybersecurity for electrical power systems // IET Generation, Transmission & Distribution. 2023. Vol. 17. Is. 20. Pp. 4453-4456. DOI: 10.1049/gtd2.13012.

20. Li J., Yu T. Distributed deep reinforcement learning for optimal voltage control of PEMFC // IET Renewable Power Generation. 2021. Vol. 15. Is. 12. Pp. 2778-2798. DOI: 10.1049/rpg2.12202.

21. Abdullazyanov E.Yu., Gracheva E.I., Gorlov A.N., Shakurova Z.M., Logacheva A.G. Influence of low-voltage electrical apparatus and electrical equipment parameters on power losses in shop floor networks // News of higher educational institutions. Problems of power engineering. 2021. Vol. 23. Is. 3. Pp. 3-13. DOI: 10.30724/1998-9903-2021-23-3-3-13.

22. Petrova R.M., Gracheva E.I., Valtchev S., Miftakhova N.K. Methods for assessing the reliability of intra-shop power supply schemes // Bulletin of MSTU. Transactions of Murmansk State Technical University. 2023. Vol. 26. Is. 4. Pp. 395-409. DOI: 10.21443/1560-9278-2023-26-4-395-409.

23. Sedelnikova I.M., Kukukina I.G., Fedorov O.V. Methodological approach to assessing the effectiveness of the "lean manufacturing" concept in Russian industrial companies // News of higher educational institutions. Series: Economics, finance and production management. 2022. Is. 2 (52). Pp. 64-74. DOI 10.6060/ivecofin.2022522.602.

Authors of the publication

Alexander S. Mayunov – Yakut Electric Grid Company, Mirny, Russia; Institute of Mathematics and Informatics of the Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russia. Email: mayunovais@alrosa.ru.

Yuriy V. Bebikhov – Polytechnic Institute (branch) of the Ammosov North-Eastern Federal University, Mirny, Russia. ORCID: 0000-0002-8366-4819. Email: bebikhov.yura@mail.ru.

Alexander S. Semenov – Western Yakut Scientific Center of the Academy of Sciences of the Republic of Sakha (Yakutia), Mirny, Russia; Institute of Molecules and Crystals Physics of the Ufa Federal Research Center of RAS, Ufa, Russia. ORCID: 0000-0001-9940-3915. Email: sashalex@yandex.ru.

Oleg V. Fedorov – Alekseev Nizhny Novgorod State Technical University, Nizhny Novgorod, Russia. ORCID: 0000-0001-5268-6399. Email: fov52@mail.ru.

Шифр научной специальности: 2.4.5. Энергетические системы и комплексы

Получено 03.04.2026 г.

Отредактировано 11.06.2026 г.

Принято 15.06.2026 г.