

Научная статья

УДК 621.311

DOI: 10.26730/1816-4528-2022-1-46-53

Паскарь Иван Николаевич*, старший преподаватель, Парамонов Сергей Сергеевич, магистрант

Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева

*E-mail: paskar-ivan@mail.ru

ВЛИЯНИЕ МАКСИМАЛЬНО-ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ И ДЛИТЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫХ ТОКОВЫХ НАГРУЗОК НА СХЕМНО-РЕЖИМНЫЕ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СЕТИ**Информация о статье**

Поступила:

16 апреля 2021 г.

Одобрена после

рецензирования:

20 июня 2021 г.

Принята к печати:

26 октября 2021 г.

Ключевые слова:

опасное сечение, слабые связи системы электроснабжения, максимально допустимый переток, длительно допустимая токовая нагрузка, мероприятия по предотвращению возникновения аварийных режимов, программно-технический комплекс.

Аннотация.

В данной статье рассмотрена проблема Мысковско-Междуреченского энергорайона Кемеровской области. Выделены мероприятия по снижению воздействий на электроустановки в аварийных режимах для предотвращения развития и ликвидации перегрузки электросетевого оборудования. Предложен пример программно-технического комплекса по мониторингу систем электроснабжения с возможностью расчета возможных возмущений в системе.

Для цитирования: Паскарь И.Н., Парамонов С.С. Влияние максимально-допустимых перетоков и длительно-допустимых токовых нагрузок на схемно-режимные работы электроэнергетической сети // Горное оборудование и электромеханика. 2022. № 1 (159). С. 46-53. DOI: 10.26730/1816-4528-2022-1-46-53

Качество и эффективность работы электроэнергетической системы зависит от ее проектирования, а также от возможности достоверного определения опасных сечений и «узких мест» системы.

Опасное сечение – это совокупность связей, которые в случае нарушения устойчивого режима работы разделяются на несинхронные части электроэнергетической системы. Наименование и описание контролируемых сечений отражены в «Положении по управлению режимами работы энергосистемы» [4, 7].

Термин «узкое место» в электроэнергетике предполагает явление, когда способность системы ограничена ресурсами, которые в свою очередь физиче-

ски устарели либо имеют низкую пропускную способность. В связи с тем, что системы электроснабжения устарели, а спрос на электрическую энергию растет, существует угроза «обрушения» некоторых сетей, которые были выполнены по проектам прошлого столетия. Такая авария приведет к значительному ущербу в понятии «бесперебойности работы сети», а также к отключению крупных потребителей электрической энергии. Дежурные диспетчеры

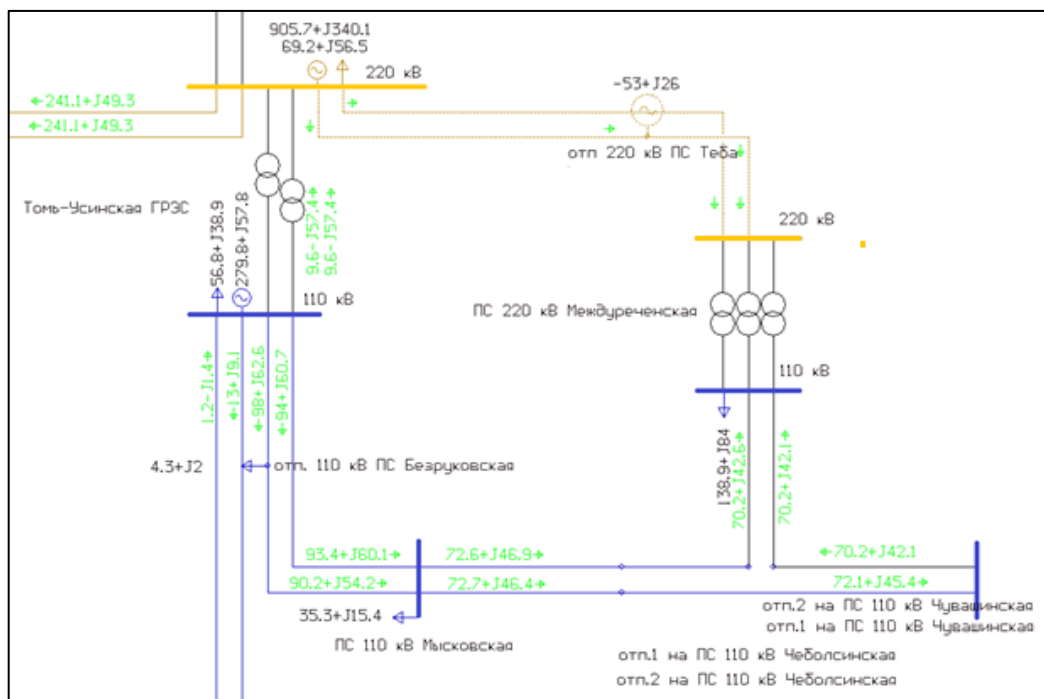


Рис. 1. Схема моделирования аварийного режима участка ЭЭС
 Fig. 1. Scheme for modeling the emergency mode of a section of the electric power network

Таблица 1. Значения токовых нагрузок ВЛ
 Table 1. Values of current loads of overhead lines

Наименование ВЛ	Длительно допустимая токовая нагрузка, А	Токовая нагрузка в аварийном режиме, А	Токовая нагрузка ВЛ, %
ВЛ 110 кВ Томь – Усинская ГРЭС – Мысковская 1 цепь	450	606	134,6
ВЛ 110 кВ Томь – Усинская ГРЭС – Мысковская с отпайкой на ПС Безруковская	450	616	136,8
ВЛ 110 кВ Мысковская – Междуреченская цепь 1	450	414,9	92,2
ВЛ 110 кВ Мысковская – Междуреченская цепь 2	450	415,8	92,4

непрерывно следят по данным телеметрии за соблюдением контролируемых параметров режима электроэнергетической системы. Одним из таких параметров является переток активной мощности в контролируемых сечениях энергосистемы (МДП) [9].

Приказом Министерства энергетики №630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок приняты «Методические указания по устойчивости энергосистем». Внутри документа приведены показания, которые определяют устойчивость электроэнергетической системы, а также устанавливаются требования к определению максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях [1].

Расчетная проверка согласно [1] выполняется на основании значений перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, значений напряжения на шинах объектов электроэнергетики, а также значений токовой нагрузки на линиях электропередачи и электросетевого оборудования.

Величины токов, при которых температура достигает максимального значения в электроэнергетике, известны как длительно допустимые токовые нагрузки (ДДТН). Большое значение имеет материал и сечение кабельно-проводниковой продукции, а также режим и условия эксплуатации.

Известно, что при высоких значениях перетоков мощностей по оборудованию протекают высокие токи, которые приводят к нагреву электрооборудования, проводов, мест контактов. В свою очередь они «греются» и увеличивают долю потерь при передаче электроэнергии. Также такие дефекты могут привести к аварии с выводом оборудования из электроэнергетической сети и каскадному отключению части сети. Потеря прочности и вязкости алюминия при воздействии температур может привести к разрушению металла в зоне нагрева под действием собственного веса и тяжения, под которым находится провод.

При проектировании строительства ВЛ одним из конструктивных параметров является габарит до земли (который регламентируется ПУЭ) для разных

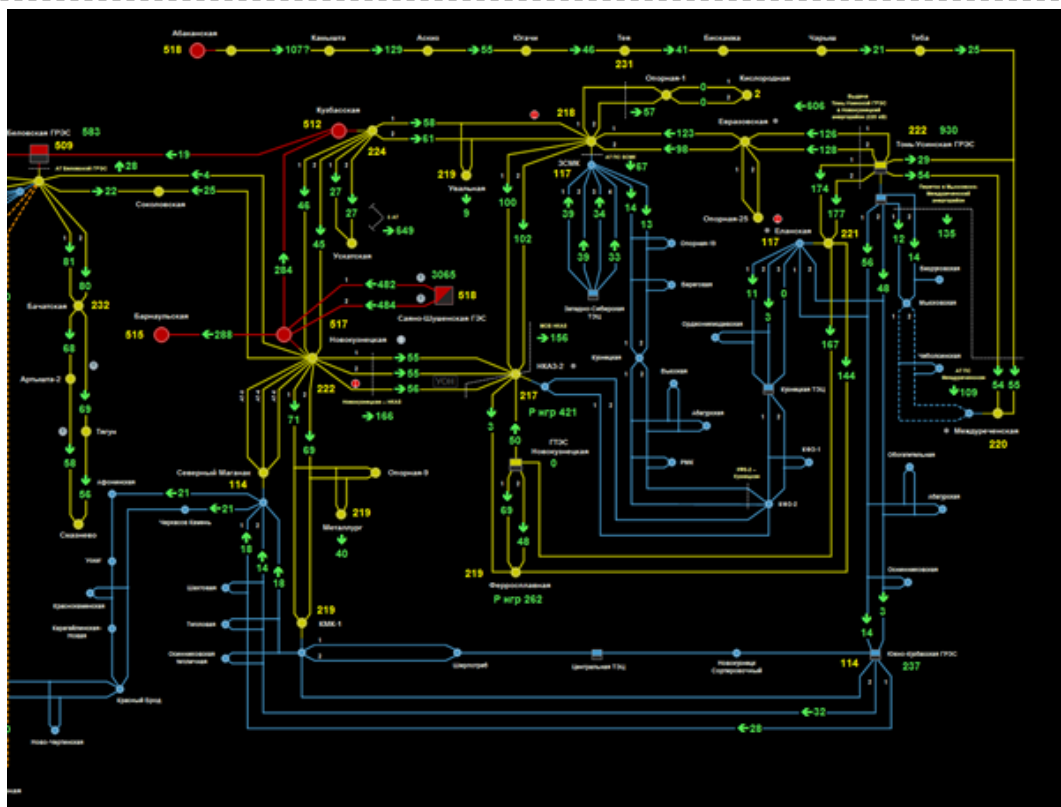


Рис. 2. Часть системы ОИК с отображением связей Кемеровской области
 Fig. 2. Part of the OIC system with displaying links Kemerovo region

категорий местности значение варьируется. С изменением климатических условий в стране изменяется габарит до земли на ВЛ. С ростом температуры увеличивается стрела провеса провода и соответственно уменьшается габарит до земли, данную ситуацию можно описать как «узкое место», оно возникает при условии роста передаваемых мощностей по ВЛ и изменением температуры окружающей среды, также проявляется текучесть металла.

В настоящее время в условиях широкомасштабного внедрения современных информационных технологий стало возможным определение МДП в цикле обработки телеметрии. Точное и соответствующее текущей режимной ситуации в энергосистеме определение МДП позволит максимально полно использовать пропускную способность существующих линий электропередачи, оборудования подстанций при выполнении требований к надежности электроснабжения потребителей, позволит автоматизировано выявлять опасные сечения на этапе проектирования и обеспечить мониторинг опасных сечений в процессе эксплуатации ЭЭС. Последствием такой автоматизации станет снижение вероятных ошибок, связанных с человеческим фактором, сокращение времени на расчеты, увеличение времени для содержательного анализа результатов [5].

На всех уровнях диспетчерского управления наиболее популярным инструментом расчета и анализа установившихся режимов ЭЭС и расчета статической устойчивости вне реального времени является программный комплекс RastrWin. Оценивание состояния выполняется в блоке ОС, реализованном

в комплексе RastrWin по телеинформации, поступающей из оперативно информационного комплекса (ОИК). Широкое распространение RastrWin обусловлено удобной графической подсистемой для отображения электрической схемы и режима, наличием средств расширения функциональных возможностей программы, возможностью автоматизации часто выполняемых однотипных операций.

Программа RastrWin позволяет производить расчет, эквивалентирование и расчет режима электрических сетей любой сложности и любого напряжения (от 0,4 до 1150 кВ). Помимо производства расчетов и оценивания возможности выполнения каких-либо аварийных режимов необходимо принимать меры по повышению надежности электроснабжения и качества электроэнергии. Такие меры могут воздействовать на снижение уровня аварийных отключений.

Одним из примеров работы ПК RastrWin является расчет аварийного режима Мысковско-Междуреченского энергорайона Кемеровской области. Рассмотрим ВЛ 110 кВ Томь – Усинская ГРЭС – Мысковская 1, 2 и ВЛ 110 кВ Мысковская – Междуреченская 1, 2 (рис. 1).

При моделировании аварийного отключения двухцепной ВЛ 220 кВ ВЛ Томь-Усинская ГРЭС – Междуреченская, и ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Теба с отпайкой на ПС Междуреченская (рис. 1) влекут за собой изменение перетоков по линиям, токовая нагрузка которых указана в табл. 1.

Согласно стандарту организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.55.143-2013 «Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям

сохранения механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий» был выполнен расчет длительно допустимых токовых нагрузок для данных участков линий, результаты которых внесены в таблицу 1 (при температуре окружающего воздуха + 25°C).

При моделировании данного режима можно обратить внимание, что после аварийного отключения двухцепной ВЛ 220 кВ ВЛ Томь-Усинская ГРЭС – Междуреченская, и ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Теба с отпайкой на ПС Междуреченская значения токовой нагрузки на проводах ВЛ и оборудовании подстанции возрастает на 134,6% и 136,8% соответственно. Необходимый объем мощности для питания потребителей будет перетекать со стороны ВЛ 110 кВ. Это повлечет за собой каскадное отключение ВЛ.

Для решения проблемы данного энергорайона предлагается выполнить ряд следующих мероприятий:

1. Выполнить установку АОПО на ПС 110 кВ Мысковская, которая будет направлена на: ВЛ 110 кВ Томь – Усинская ГРЭС – Мысковская 1 цепь; ВЛ 110 кВ Томь – Усинская ГРЭС – Мысковская с отпайкой на ПС Безруковская; ВЛ 110 кВ Мысковская – Междуреченская цепь 1; ВЛ 110 кВ Мысковская – Междуреченская цепь 2 с дозированным воздействием, будет отключать потребителя исходя из его значимости и мощности. Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО) предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и оборудования. При помощи УОН (устройство ограничения нагрузки), который является исполнительным устройством, можно осуществлять отключение нагрузки потребителей электрической энергии по командам, формируемым устройствами противоаварийной автоматики [3, 8].

2. Выполнить установку ОПН на ВЛ.

3. Выполнить реконструкцию ВЛ путем увеличения площади сечения провода.

4. Ввести новую ВЛ 220 кВ Междуреченская – Степная.

Для предотвращения развития и ликвидации перегрузки ЛЭП и электросетевого оборудования можно рассмотреть некоторые мероприятия по снижению воздействий на электроустановки в аварийных режимах:

1. В норме токовые нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования не должны превышать длительно допустимых значений.

2. Работа ЛЭП и электросетевого оборудования с токовыми нагрузками, превышающими длительно допустимые токовые нагрузки, допускается в соответствии с организационно-распорядительным документом организации, эксплуатирующей данную электроустановку, устанавливающим допустимость перегрузок, их величину и длительность.

3. Работа ЛЭП и электросетевого оборудования с токовыми нагрузками, превышающими аварийно допустимые токовые нагрузки, не допускается.

4. На рабочих местах оперативного персонала должна находиться документация, определяющая

аварийно допустимые токовые нагрузки, длительно допустимые токовые нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования, а также величину и длительность допустимых перегрузок.

5. При возникновении перегрузки ЛЭП и электросетевого оборудования свыше длительно допустимой токовой нагрузки оперативный персонал незамедлительно сообщает о ее возникновении диспетчеру, осуществляющему регулирование токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования, для принятия мер по ее устранению, одновременно предлагая меры по устранению перегрузки, доступные на данной ПС:

- включение аварийно отключившихся или находящихся в ремонте (резерве) ЛЭП, электросетевого оборудования, включенное состояние которых приводит к снижению токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования с перегрузкой;

- при перегрузке ЛЭП 6-35 кВ, трансформатора 35-110 кВ – перевод нагрузки с данных ЛЭП, трансформатора на другие источники питания;

- ввод ГВО (график временного отключения) [1].

6. Перегрузка ЛЭП и электросетевого оборудования свыше аварийно допустимой токовой нагрузки должна устраняться незамедлительно посредством ввода ГВО в объеме, необходимом для снижения токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования ниже аварийно-допустимых значений [1].

7. При необходимости включения нагрузки потребителей, отключенных действием устройств (комплексов) противоаварийной автоматики, для восстановления объема противоаварийного управления и прогнозируемой при этом перегрузке ЛЭП и электросетевого оборудования свыше длительно допустимой токовой нагрузки их включение выполняется после ввода ГВО в необходимом объеме [1].

8. При выборе способа ликвидации недопустимой перегрузки ЛЭП и электросетевого оборудования необходимо учитывать доступный объем, эффективность и время реализации управляющих воздействий.

Для принятия действий по ликвидации перегрузки ЛЭП и предотвращению аварий, а также безошибочного их выполнения предлагается контролировать данные операции с помощью программного обеспечения. Данное ПО до переключений рассчитывает последствия и гибкость системы после ликвидации перегрузки электрооборудования. Также данное ПО при подключении к системе ОИК (рис. 2) может наблюдать в режиме реального времени за действиями по переключениям оперативного персонала и выявлять ошибочные действия (человеческий фактор) в цифровом формате.

Должна быть разработана система мониторинга надежности в условиях эксплуатации, обеспечивающая фиксацию и обработку информации об отказах оборудования и объектов с целью оценки их состояния, анализа причин отказов, принятия необходимых мер по повышению надежности и выбора необ-

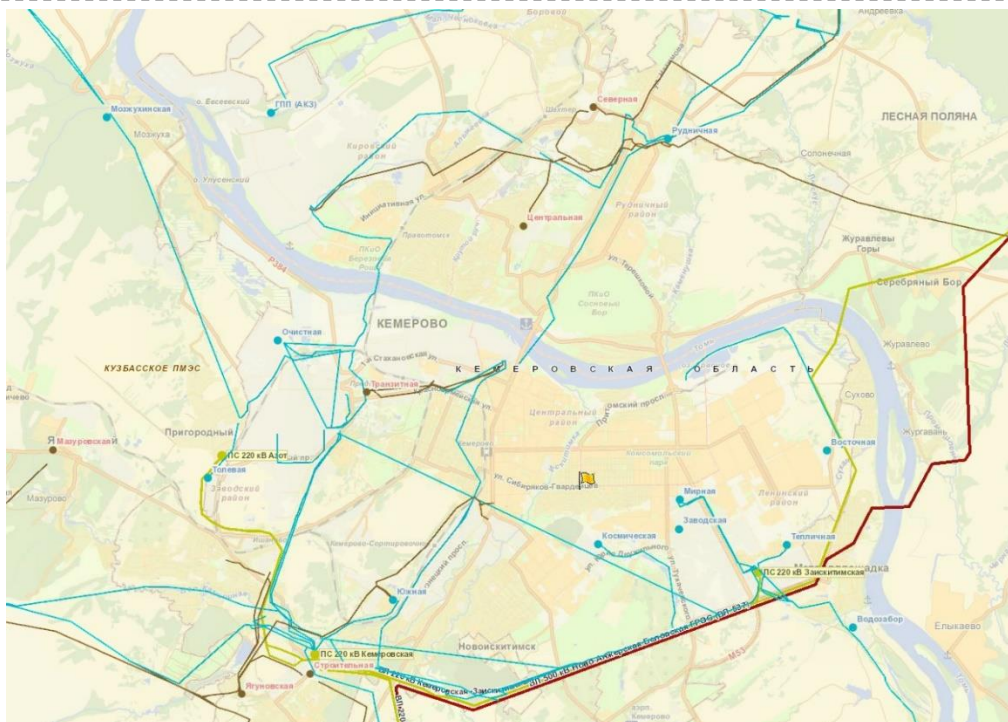


Рис. 3. Часть системы ГИС с отображением связей г.Кемерово
 Fig. 3. Part of a GIS system displaying the links of Kemerovo

ходимых средств. Основным средством при этом является диагностика оборудования и на ее основе выявление напряженных элементов [9].

Ограничением на применение ремонта по состоянию является необходимость заблаговременного планирования режимов работы ЭЭС, ОЭС и ЕЭС в целом.

Автоматизация производственных процессов, а также процессов контроля и управления, тренажерной подготовки персонала должна выполняться с применением новых информационных технологий и современных технических средств измерения, сбора, передачи и обработки информации. В частности, при решении задач обеспечения надежности такого протяженного объекта, как электрические сети, необходимо использовать возможности геоинформационных систем (ГИС) с учетом ведущихся разработок по корпоративной системе управления пространственно-распределенными ресурсами организаций, системе раннего обнаружения и предупреждения аварий в результате гололедно-ветровых воздействий и других направлений использования ГИС-технологий (рис. 3).

Создание такого ПО возможно на основании интеллектуальных сетей Smart Grid, а также мультиагентной системы (МАС), которая объединит в себе возможность просмотра оперативных схем как в глобальном смысле, так и с возможностью отдельного просмотра схемы какой-либо подстанции или воздушной линии электропередачи, просмотра документации при выполнении технического обслуживания (листы осмотра, фотографии, отчеты и т.д.), и капитального ремонта (акты выполненных работ, фотографии и т.д.)

Выводы:

В процессе эксплуатации СЭС существует проблема износа электрооборудования (моральный, физический). На сегодняшний день основная часть оборудования генерации и распределения электрической энергии выработала срок службы более 40 лет. Существует необходимость замены, а также реконструкций действующих электроустановок исходя из перспектив роста потребления электроэнергии.

Для эффективного использования инвестиций, необходимых на поддержание надежной работы СЭС, предлагается рассмотреть использование ПТК (программно-технический комплекс). Данный комплекс объединит в себе возможности информирования и предупреждения о возможности возникновения аварийных ситуаций в сфере диспетчеризации, возможность аналитической обработки данных и получения индекса состояния СЭС с указанием «узких мест» энергорайонов, возможность контроля выполнения мероприятий по поддержанию СЭС в работоспособном состоянии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Приказ Минэнерго России от 03.08.2018 N 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» (Зарегистрировано в Минюсте России 29.08.2018 N 52023) [Электронный ресурс] Режим доступа <http://docs.cntd.ru/document/542630877> – Загл. С экрана.
2. СТО 56947007-29.240.55.143-2013 «Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям

сохранения механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс] Режим доступа https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.55.143-2013_izm_19.01.2015_02.11.2016_07.09.2017.pdf – Загл. С экрана.

3. Акционерное общество «Системный Оператор Единой Энергетической Системы». СТО 59012820.29.020.002-2017. «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики разгрузки при перегрузке по мощности. Нормы и требования». Москва. 2017. 26 с. [Электронный ресурс] Режим доступа https://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto_auto_unload_power__over.pdf – Загл. С экрана.

4. Положение по управлению режимами работы энергосистем Кемеровской и Томской областей в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС», Кемеровское РДУ.

5. Колосок И. Н., Аксаева Е. С., Глазунова А. М. Расчет максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях на основе методов оценивания состояния // Вестник Иркутского государственного технического университета Т. 22. № 3. [Электронный ресурс] Режим доступа [https://cyberleninka.ru/article/n/raschet-maksimalno-](https://cyberleninka.ru/article/n/raschet-maksimalno-dopustimyh-peretokov-v-kontroliruemyh-secheniyah-na-osnove-metodov-otsenivaniya-sostoyaniya)

[dopustimyh-peretokov-v-kontroliruemyh-secheniyah-na-osnove-metodov-otsenivaniya-sostoyaniya](https://cyberleninka.ru/article/n/raschet-maksimalno-dopustimyh-peretokov-v-kontroliruemyh-secheniyah-na-osnove-metodov-otsenivaniya-sostoyaniya) – Загл. С экрана

6. Воропай Н. И., Подковальников С. В., Труфанов В. В. и др. Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использование / Отв. ред. Н. И. Воропай. Новосибирск : Наука, 2015. 448 с. [Электронный ресурс] Режим доступа <http://isem.irk.ru/upload/iblock/e96/e967b1a741f1b694659e2551a22836be.pdf> – Загл. С экрана.

7. Воропай Н. И., Ковалев Г. Ф., Кучеров Ю. Н. и др. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. М. : ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. 212 с.

8. Глускин И. З., Иофьев Б. И. Противоаварийная автоматика в энергосистемах. Т. II. М : «Знак», 2011. 528 с.

9. Сацук Е. И. Программно-технические средства мониторинга воздушных линий электропередачи и управления энергосистемой в экстремальных погодных условиях: Дисс. Доктор техн. наук. Новочеркасск. 2011. 314 с.

10. Ефремова И. Ю., Ефремов Д. Г., Глускин И. З. Алгоритм выявления перегрузки сечения в режиме реального времени для целей противоаварийной автоматики // Десятая международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2015». 2015. С. 131-133.

©2022 Авторы. Эта статья доступна по лицензии Creative Commons «Attribution» («Атрибуция») 4.0 Всемирная (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Об авторах:

Паскарь Иван Николаевич, старший преподаватель, Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева (650000, Россия, г. Кемерово, ул. Весенняя, 28), paskar-ivan@mail.ru

Парамонов Сергей Сергеевич, магистрант, Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева (650000, Россия, г. Кемерово, ул. Весенняя, 28)

Заявленный вклад авторов:

Паскарь И.Н. - постановка исследовательской задачи; научный менеджмент; обзор соответствующей литературы; концептуализация исследования; написание текста, сбор и анализ данных; обзор соответствующей литературы; выводы; написание текста.

Москалева К.А. – постановка исследовательской задачи; научный менеджмент; обзор соответствующей литературы; концептуализация исследования; написание текста, сбор и анализ данных; обзор соответствующей литературы; выводы; написание текста.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Ivan N. Paskar, senior lecture, Sergey S. Paramonov, undergraduate

T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University

INFLUENCE OF MAXIMUM PERMISSIBLE FLOWS AND LONG-PERMISSIBLE CURRENT LOADS ON SCHEME-MODE OPERATIONS OF THE ELECTRIC POWER NETWORK



Article info

Received:

16 April 2021

Accepted for publication:

20 June 2021

Accepted:

26 October 2021

Keywords: dangerous section, weak connections of the power supply system, maximum permissible flow, long-term permissible current load, measures to prevent the occurrence of emergency modes, software and hardware complex.

Abstract.

This article deals with the problem of the Myskovsko-Mezhdurechensky power district of the Kemerovo region. Highlighted measures to reduce the impact on electrical installations in emergency modes, to prevent the development and elimination of overload of power grid equipment. An example of a software and hardware complex for monitoring power supply systems with the ability to calculate possible disturbances in the system is proposed.

For citation Paskar I.N., Paramonov S.S. Influence of maximum permissible flows and long-permissible current loads on scheme-mode operations of the electric power network. Mining Equipment and Electromechanics, 2022; 1(159):46-53 (In Russ., abstract in Eng.). DOI: 10.26730/1816-4528-2022-1-46-53

REFERENCES

1. Order of the Ministry of Energy of Russia dated 03.08.2018 N 630 «On approval of requirements for ensuring the reliability of electric power systems, reliability and safety of electric power facilities and power receiving installations «Guidelines for the sustainability of energy systems. (Registered in the Ministry of Justice of Russia on 29.08.2018 N 52023) [Electronic resource] / Access mode <http://docs.cntd.ru/document/542630877>. Title From the screen.

2. STO 56947007-29.240.55.143-2013 «Methodology for calculating the limiting current loads under the conditions of maintaining the mechanical strength of wires and permissible dimensions of overhead lines. Organization standard of PJSC FGC UES [Electronic resource] Access mode https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.55.143-2013_izm_19.01.2015_02.11.2016_07.09.2017.pdf. Heading. From the screen.

3. Joint Stock Company «System Operator of the Unified Energy System». STO 59012820.29.020.002-2017. «Relay protection and automation. Automatic emergency control of power systems modes. Automatic devices for unloading in case of overload by power.

Norms and Requirements». Moscow. 2017. 26 p. [Electronic resource] Access mode https://so-ups.ru/fileadmin/files/laws_standards/sto_auto_unload_power_over.pdf. Title. From the screen.

4. Regulations on the management of the operating modes of the energy systems of the Kemerovo and Tomsk regions in the operating area of the branch of JSC «SO UES», Kemerovo RDU.

5. Kolosok I. N., Akseva E. S., Glazunova A. M. Calculation of the maximum permissible flows in controlled sections based on state estimation methods. *Bulletin of Irkutsk State Technical University*. 22(3). [Electronic resource] / Access mode <https://cyberleninka.ru/article/n/raschet-maksimalno-dopustimyh-peretokov-v-kontroliruemyh-secheniyah-na-osnove-metodov-otsenivaniya-sostoyaniya>. Cap. From the screen.

6. Voropai N. I., Podkoyalnikov S. V., Trufanov V. V. and others. Justification of the development of electric power systems: Methodology, models, methods, their use; Resp. ed. N.I. Shout. – Novosibirsk» Nauka; 2015. 448 p. [Electronic resource] Access mode <http://isem.irk.ru/upload/iblock/e96/>

e967b1a741f1b694 659e2 551a22 836 be.pdf. Title.
From the screen.

7. Voropai N. I., Kovalev G. F., Kucherov Yu. N. et al. The concept of ensuring reliability in the power industry. M.: LLC ID «ENERGIA»; 2013. 212 p.

8. Gluskin I. Z., Iofiev B. I. Emergency automation in power systems. T. II. M: «Znak»; 2011. 528 p.

9. Satsuk E. I. Software and hardware tools for monitoring overhead power lines and power system

control in extreme weather conditions: Diss. Doctor tech. sciences. Novocherkassk. 2011.314 s.

10. Efremova I. Yu., Efremov D. G., Gluskin I. Z. Algorithm for detecting cross-section overload in real time for the purposes of emergency automation. *Tenth International Scientific and Technical Conference of Students, Postgraduates and Young Scientists «Energy-2015»*. 2015. p. 131-133.

© 2022 The Authors. This is an open access article under the CC BY license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

The authors declare no conflict of interest.

About the authors:

Ivan N. Paskar, senior lecture, T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University, (28 street Vesennaya, Kemerovo, 650000, Russian Federation), paskar-ivan@mail.ru

Sergey S. Paramonov, undergraduate, T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University, (28 street Vesennaya, Kemerovo, 650000, Russian Federation)

Contribution of the authors:

Ivan N. Paskar – research problem statement; scientific management; reviewing the relevant literature; conceptualisation of research; writing the text, data collection; data analysis; reviewing the relevant literature; drawing the conclusions; writing the text.

Sergey S. Paramonov – research problem statement; scientific management; reviewing the relevant literature; conceptualisation of research; writing the text, data collection; data analysis; reviewing the relevant literature; drawing the conclusions; writing the text.

All authors have read and approved the final manuscript.