

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция системы электроснабжения поселка Эвенск Магаданской области

Обучающийся

Н.К. Тарасов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.А. Терентьев

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Консультант

к.ф.н, доцент О.В. Мурдускина

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Аннотация

В данной выпускной квалификационной работе осуществлена разработка проекта реконструкции систем электроснабжения поселка городского типа Эвенск, Северо-Эвенский район, Магаданская область.

Проведена оценка географического расположения и климатических условий поселка. На основании отчета об энергетическом обследовании сделаны выводы о текущем состоянии систем электроснабжения.

Пояснительная записка включает в себя расчет силовых нагрузок, расчет токов короткого замыкания, выбор сечения проводников, выбор трансформаторных подстанций и непосредственно трансформаторов, описание технических решений по реконструкции распределительной сети, систем коммерческого учета, электростанции, а также обусловленный выбор оборудования.

Пояснительная записка содержит 80 страниц, включает в себя 19 таблиц и 11 рисунков. Графическая часть содержит 6 листов формата А1.

Abstract

The title of the graduation work is «Development of a project for the reconstruction of power supply systems of the urban-type settlement Evensk, Magadan region».

The graduation work consists of an introduction, eight chapters, a conclusion, 19 tables, a bibliography including foreign sources, and a graphic part on 5 sheets of A1 format and one sheet of A0 format.

The key issue of the work is the development of a project for the reconstruction of the power supply system of the urban-type settlement Evensk, Magadan region. We touch upon the problem of operation of physically obsolete equipment and reliability of power supply to consumers, as well as the problem of the quality of electrical energy.

The purpose of the work is to bring the power supply system of the urban-type settlement of Evensk to a state that meets Russian standards.

The thesis can be divided into the following logically connected parts which are: analysis of the existing power supply system; justification for the need for its reconstruction; calculation of power loads; selection of technical solutions; selection and testing of equipment.

To conclude, it should be noted that this work is relevant not only in solving the problem of power supply to the urban-type settlement of Evensk, but similar technological and design solutions can also be applied to reconstruct the power supply systems of other settlements with autonomous power supply.

Содержание

Введение.....	6
1 Характеристика объекта проектирования.....	8
1.1 Описание объекта проектирования.....	8
1.2 Система электроснабжения объекта предприятия.....	9
1.3 Задачи ВКР.....	16
2 Расчет нагрузок на стороне 0,4 кВ.....	17
3 Выбор технических решений для силовой сети.....	29
3.1 Выбор схемы и параметров для силовой сети.....	29
3.2 Выбор числа и типа трансформаторов.....	30
3.3 Выбор типа и исполнения КТП.....	32
4 Расчет нагрузок на стороне 10 кВ.....	37
5 Технические решения по реконструкции электростанции.....	39
6 Предварительный выбор проводников на стороне 10 кВ.....	45
6.1 Выбор сечения проводников 10 кВ по условию экономической плотности тока.....	45
6.2 Выбор сечения проводников 10 кВ по условию механической прочности.....	46
6.3 Выбор сечения проводников 10 кВ по условию длительно допустимой токовой нагрузки.....	47
6.4 Предварительный выбор сечения проводников 10 кВ на основе проверки по условиям экономической плотности тока, механической нагрузки и длительно допустимой токовой нагрузки.....	47
6.5 Проверка сети 10 кВ на потери напряжения.....	51
7 Выбор проводников на стороне 0,4 кВ.....	55
7.1 Выбор сечения проводников 0,4 кВ по условию экономической плотности тока.....	55
7.2 Выбор сечения проводников 0,4 кВ по условию длительно допустимой токовой нагрузки.....	56

7.3 Проверка сети 0,4 кВ на потери напряжения.....	56
8 Расчет трехфазного КЗ по стороне 10 кВ. Выбор и проверка отключающего оборудования.....	66
8.1 Расчет тока трехфазного КЗ, ударного тока термической стойкости при КЗ на шинах БКРП.....	67
8.2 Выбор и проверка выключателей и разъединителей на ДЭС.....	69
8.3 Расчет тока трехфазного КЗ и тока термической стойкости на всем протяжении линий. Проверка участков проводников на термическую стойкость.....	72
Заключение.....	77
Список используемой литературы и используемых источников.....	79

Введение

Электроэнергетика является одной из наиболее важных сфер экономики страны [17]. От уровня развития данной отрасли напрямую зависит темп развития государства, а также уровень жизни населения. Большая часть территорий Российской Федерации объединена в Единую Энергетическую Систему (ЕЭС России), которая обеспечивает централизованное управление процессами производства и потребления электрической энергии. Данная организация является ключевой в сфере электроснабжения. Однако имеют место быть и технологически изолированные от ЕЭС регионы, находящиеся преимущественно на территориях Дальнего Востока и районах Крайнего Севера.

Несмотря на то, что Дальневосточный федеральный округ изолирован от ЕЭС России, на его территории находится Объединенная энергетическая система Востока. ОЭС Востока включает в себя четыре региональные энергетические системы, а именно: Амурская, Приморская, Хабаровская и Якутская. Также ОЭС Востока граничит с энергосистемой Китая.

Стоит отметить, что на данный момент регион переживает технический и экономический подъем. В крупных городах снова начинают функционировать крупные предприятия, активно развивается добывающая промышленность, вновь заселяются брошенные города и поселки. Такая тенденция связана со стремлением государства получить прямой доступ к крупнейшим в мире запасам природных ресурсов. Это позволит занять выгодное экономическое положение по отношению к активно развивающемуся и растущему Азиатско-Тихоокеанскому рынку ресурсов.

Одной из наиболее острых проблем освоения Дальнего Востока является климат. Климатические условия данного региона не располагают к быстрому и долговечному возведению средств логистики, следовательно, часть населенных пунктов становится доступной для техники только в определенное время года. Данный фактор сильно замедляет развитие

электроэнергетики Дальнего Востока, так как энергетические системы труднодоступных населенных пунктов могли долгое время не реконструироваться, вследствие чего технически и морально устарели. Распространенной практикой в таких условиях является автономное электроснабжение, когда населенный пункт изолирован от общей энергетической сети, а его нужды обеспечивает местная электростанция.

Исключением не стал и административный центр Северо-Эвенского района поселок городского типа Эвенск. С момента перестройки и распада СССР система автономного электроснабжения Эвенска реконструировалась редко и исключительно частично, что отрицательно сказывается на надежности электроснабжения населения и качестве поставляемой электрической энергии.

Целью данной бакалаврской работы является разработка проекта реконструкции систем электроснабжения поселка городского типа Эвенск, Магаданская область, с целью приведения системы электроснабжения в рабочее состояние.

1 Характеристика объекта проектирования

1.1 Описание объекта проектирования

Объектом исследования в данной работе выступает поселок городского типа Эвенск, Северо-Эвенский район, Магаданская область, Дальневосточный федеральный округ. Вид поселка Эвенск со спутника изображен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Поселок Эвенск, Магаданская область

Рассматриваемый населенный пункт расположен в северной строительной-климатической зоне. Среднемесячная температура в январе составляет $-33,5$ °С, в июле $+10,8$ °С. Сейсмические воздействия в данной

местности составляют 7 баллов по шкале MSK-64. Классификация грунта по ГОСТ 25100-2011 [4], – галечниковый грунт с песком до 30%.

Поселок Эвенск стал административным центром Северо-Эвенского района в 1951 году после стихийного затопления села Няяхан, а в 1962 году приобрел статус поселка городского типа. В период с 1959 г. до 1991 г. его население увеличилось с 1370 до 4862 человек. После перестройки и распада СССР численность населения резко сократилась и на момент 2021 года составила 1331 человек. Большая часть трудоспособного населения работает в местных организациях и предприятиях, таких как: аэропорт, администрация, пекарня, Северо-Эвенская районная больница, школа-интернат, школа искусств, спортивная школа, детский сад, почта и отделение «Сбербанка». Также имеют место быть и характерные для данного региона промыслы, а именно рыболовство и оленеводство [2].

Транспортное сообщение с внешним миром осуществляется путем морского, наземного и воздушного транспорта. Морской путь доступен только в период короткого лета. Наземные маршруты доступны только в холодное время года и пролегают по двум автозимникам: Эвенск-Гарманда и Эвенск-Гижига протяженностью 38 км и 150 км соответственно. Аэропорт в поселке функционирует круглогодично.

1.2 Система электроснабжения объекта проектирования

Поселок городского типа Эвенск имеет собственную автономную систему электроснабжения. Электроэнергия вырабатывается на местной дизельной электростанции (далее – ДЭС).

На основе отчета об энергетическом обследовании поселка 2019г. [12], проведенном ООО «Пирамида», были получены подробные данные о состоянии энергетической системы.

Система электроснабжения включает в себя ДЭС, 14 трансформаторных подстанций (ТП), воздушные (ВЛ) и кабельные (КЛ)

линии 6 кВ, воздушные и кабельные линии 0,4 кВ. Схема внешнего электроснабжения напряжением 6 кВ является кольцевой с изолированной нейтралью, а 0,4 кВ магистральной с разделением рабочего и защитного проводников у потребителя.

Все дизель-генераторные установки, работающие на ДЭС, отработали двукратный срок эксплуатации. В здании находятся 7 единиц дизель-генераторных установок мощностью 1000 кВА на напряжение 6 кВ каждая, а также 6 единиц дизель-генераторных установок мощностью 395 кВА на напряжение 0,4 кВ. Из них исправны и находятся в работе 5 единиц мощностью 1000 кВА и 1 единица мощностью 395 кВА. Общее состояние дизель-генераторных установок показано на рисунках 2-3:



Рисунок 2 – Дизель-генераторная установка мощностью 1000 кВА

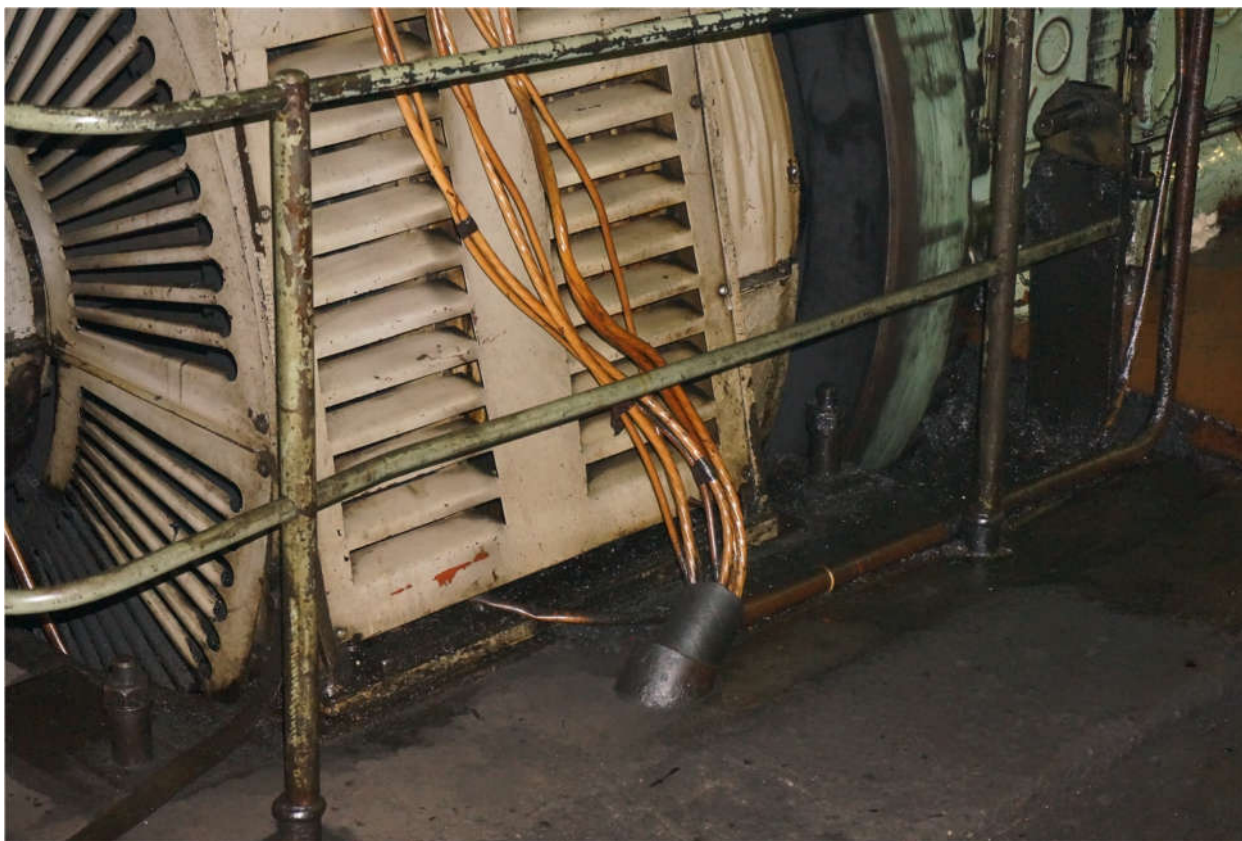


Рисунок 3 – Подтеки топлива под дизель-генераторной установкой

Все шкафы КРУ, вводные от генераторов, вырабатывающих электроэнергию на секции общих шин 1 СШ-6 кВ, 2 СШ-6 кВ, 3 СШ-6 кВ, оборудованы масляными выключателями с пружинными приводами для включения и отключения, с устройствами защиты от токов короткого замыкания, реле напряжения РТМ, РТВ, РНВ находятся в неисправном состоянии.

Все виды смонтированных защит на фидерах вырабатывающих напряжение генераторных установок, а также на фидерах отходящих линий 6 кВ от общих секций шин 1 СШ-6 кВ, 2 СШ-6 кВ, 3 СШ-6 кВ находятся в неисправном состоянии.

При нарушении или неисправности в электрических сетях, включая и в сетях 0,4 кВ у потребителей энергии, а именно короткого замыкания, большого перекоса фаз, обрыва или неисправности одной или более фаз 6 кВ происходит несрабатывание защиты фидерной линии и защиты

непосредственно дизель-генераторной установки. Также защита не работает ни на одной из отходящих линий 6 кВ.

На ДЭС отсутствуют расчеты токов короткого замыкания, как на фидерах дизель-генераторных агрегатов, так и на отходящих линиях 6 кВ. Отсутствуют и расчеты электрических нагрузок по каждой отходящей шине 6 кВ.

Трансформаторные подстанции в поселке Эвенск существуют в двух видах: капитальные и КТПН.

Все подстанции типа КТПН, к которым относятся: ТП-4, ТП-5, ТП-6, ТП-7, ТП-9, ТП-12, ТП-20 и ТП-22 являются однострансформаторными. В них расположены трансформаторы ТМ-6/0,4-160 кВА, за исключением подстанций ТП-4, ТП-9 и ТП-12: в них расположены другие по мощности трансформаторы, а именно ТМ-6/0,4-250 кВА.

Подстанции капитального исполнения ТП-2, ТП-10, ТП-11, ТП-13 являются двухтрансформаторными, а ТП-1 и ТП-8 однострансформаторными. Во всех капитальных подстанциях, за исключением ТП-2 и ТП-10, установлены трансформаторы ТМ-6/0,4-160 кВА. В ТП-2 и ТП-10 установлены трансформаторы ТМ-6/0,4-250 кВА.

Все трансформаторные подстанции 6/0,4 кВ, расположенные в поселке Эвенск, находятся в неудовлетворительном состоянии и не соответствуют нормативным документам по их эксплуатации. Общее состояние ТП, на примере ТП-11, представлено на рисунках 4-5:



Рисунок 4 – Внешний вид ТП-11



Рисунок 5 – Состояние шкафа РУ ТП-11

Все металлические корпуса всех КТПН проржавели и сгнили, крыши капитальных ТП обильно протекают и атмосферные осадки попадают на оборудование, находящееся под напряжением. Ремонт металлических корпусов КТПН и зданий не проводился с ввода подстанций в эксплуатацию.

На всех трансформаторных подстанциях отсутствуют приборы учета электроэнергии, как общей принимающей, так и на отходящей к потребителям линии. Плавкие вставки на отходящих линиях 0,4 кВ не соответствуют параметрам расчетных токов нагрузки на этих линиях.

Воздушные и кабельные линии электропередачи 0,4 кВ и 6 кВ эксплуатируются с отсутствием нормативной документации.

Эксплуатируемые на УМП «Комэнерго» электродвигатели напряжением 0,4 кВ различной мощности также находятся в непригодном состоянии. Вся пусковая аппаратура электродвигателей не имеет надписей, тепловая защита от перегрузок не соответствует параметрам защищаемого электродвигателя, на электродвигателях и приводимых им механизмах нет видимых нанесенных стрелок, указывающих направление их вращения. У каждого электродвигателя отсутствуют компенсаторы реактивной мощности.

По всем заземляющим устройствам в поселке отсутствует нормативная документация.

Все электроустановки ЛЭП, кабельные линии, трансформаторные подстанции, ДЭС должны иметь защиту от грозовых и внутренних перенапряжений. В эксплуатируемых сетях и электроустановках данная система отсутствует.

Учет выработанной электроэнергии на ДЭС ведется исключительно на дизель-генераторных установках, но установленные трехфазные электрические счетчики просрочены по срокам проверки, а также не соответствуют классу точности.

Многие потребители электроэнергии в многоквартирных, а также частных домах и другие потребители недобросовестно относятся к оплате счетов за электроэнергию. В многоквартирных домах стоят приборы учета,

несоответствующие по классу точности современным требованиям. В этажных щитах установлены приборы с классом точности (2,5), а необходимый класс точности – (1,5). Многие из этих счетчиков с просроченным сроком проверки. Также в самих щитах много скруток и аппараты защиты неисправны. Приборы учета электроэнергии в подъездах домов отсутствуют и не ведется учет электроэнергии уличного освещения.

Общее состояние энергетической системы поселка городского типа Эвенск является неудовлетворительным. Техническое состояние всего электроэнергетического оборудования на ДЭС и понижающих трансформаторных подстанциях неудовлетворительное, не соответствующее всем нормативным документам и правилам, а именно ПУЭ-7, ПТЭЭП, МПОТ. Основаниями для такого заключения являются нижеизложенные факты.

Испытания всего электрооборудования и аппаратов электроустановок, силовых кабельных и воздушных линий 0,4 и 6 кВ, сборных соединительных шин, вводных и проходных изоляторов, масляных и электромагнитных выключателей, разъединителей, короткозамыкателей, предохранителей, трансформаторов тока, измерительных трансформаторов напряжения, комплексных распределительных устройств, электродвигателей переменного тока, заземляющих устройств, электроустановок, аппаратов вторичных цепей и электропроводки до 1 кВ не проводились более тридцати лет, так как отсутствует документация по испытаниям и наладке вышеперечисленного оборудования. Ни одна защита КРУ дизель-генераторных установок и на высоковольтных распределительных щитах отходящих линий 6 кВ при возникновении неисправности или коротких замыканий не сработала.

Вывод: неудовлетворительное состояние системы электроснабжения поселка городского типа Эвенск.

1.3 Задачи ВКР

В ходе обследования энергетической системы поселка Эвенск были получены данные по её техническому состоянию. Обследование показало, что энергетическая система находится в неудовлетворительном состоянии и нуждается в реконструкции на всех этапах производства, распределения, учета и потребления электрической энергии. Для этого необходимо решить следующие задачи:

- Рассчитать силовую нагрузку потребителей электроэнергии;
- Реконструировать линии 0,4 кВ;
- Реконструировать трансформаторные подстанции;
- Реконструировать линии 6 кВ;
- Реконструировать электростанцию;
- Реконструировать систему коммерческого учета электроэнергии.

Вывод: в связи с неудовлетворительным состоянием оборудования и уменьшением потребляемой мощности из-за сокращения числа населения необходимы комплексные решения по реконструкции системы электроснабжения поселка городского типа Эвенск.

2 Расчет нагрузок на стороне 0,4 кВ

На основе данных, полученных из отчета по энергетическому обследованию, был произведен расчет силовых нагрузок, который выполняется в соответствии с методикой, рекомендованной нормами технического проектирования и нормативно-техническими документами:

- Правила устройства электроустановок ПУЭ-7 [10];
- РД 34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» [9];
- СП 256.1325800.2016 «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа» [14].

Расчетная нагрузка питающих линий, вводов и на шинах РУ-0,4 кВ ТП от электроприемников квартир многоквартирных домов определяется в соответствии с п. 7.1.2 СП 256.1325800.2016 по формуле (1):

$$P_p = P_{\text{кв.уд}} N K_o, \quad (1)$$

где $P_{\text{кв.уд}}$ - удельная нагрузка электроприемников квартир [т.7.1, 14].

Удельные нагрузки установлены с учетом того, что расчетная неравномерность нагрузки при распределении её по фазам трехфазных линий по таблице 7.3 СП 256.1325800.2016.

Расчетная нагрузка питающих линий, вводов и на шинах РУ-0,4 кВ ТП для общежитий коридорного типа определяется с учетом коэффициентов спроса, принятых по 7.1.3 – 7.1.4 СП 256.1325800.2016.

Коэффициенты спроса для расчета нагрузки вводов, питающих и распределительных линий силовых электрических сетей общественных зданий определены по таблице 7.8 СП 256.1325800.2016.

Электрические нагрузки общественных зданий приняты методом укрупненных удельных электрических нагрузок в соответствии с таблицей

7.14 СП 256.1325800.2016. Расчетные электрические нагрузки питающих линий при смешанном питании потребителей различного назначения (жилых домов и общественных зданий) определены в соответствии с п. 7.2.19 СП 256.1325800.2016 по формуле (2):

$$P_p = P_{зд.макс} + K_1 \cdot P_{зд1} + K_2 \cdot P_{зд2} + \dots + K_n \cdot P_{здn}, \quad (2)$$

где $P_{зд.макс}$ – максимальная из нагрузок зданий, питаемых линией, кВт,
 $P_{зд1} \dots P_{здn}$ – расчетные электрические нагрузки всех остальных зданий, приняты по таблице 7.14 СП 256.1325800.2016, кВт,
 $K_1 \dots K_n$ – коэффициенты, учитывающие долю электрических нагрузок в наибольшей расчетной нагрузке, принимаются по таблице 7.13 СП 256.1325800.2016.

Учтенная нагрузка принята по фактическим данным с учетом рекомендаций п. 7.1.11 СП 256.1325800.2016.

Коэффициенты мощности $\cos(\varphi)$ для общественных зданий для расчета нагрузки определены по таблице 7.12 СП 256.1325800.2016. Коэффициенты реактивной мощности вычислены по значению $\cos(\varphi)$.

Расчетная реактивная мощность определена по формуле (3):

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi)), \quad (3)$$

где P_p – расчетная нагрузка электроприемников квартир и общественных зданий, кВт,
 $\operatorname{tg}(\arccos(\varphi))$ – коэффициент реактивной мощности, определенный из значения $\cos(\varphi)$.

Расчетная полная мощность определена по формуле (4):

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (4)$$

где P_p – расчетное значение активной мощности, кВт,

Q_p – расчетное значение реактивной мощности, кВАр.

Расчетный ток определен по формуле (5):

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}}, \quad (5)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение сети, принятое за 0,4 кВ.

На основе результатов расчетов по фидерам РУ-0,4 кВ ТП была сформирована сводная таблица 1. В расчете учтены ТП с номерами 1, 2, 4, 6, 9, 10, 13, 22, у которых в соответствии с заданием выполнялась реконструкция сетей 0,4 кВ. По остальным ТП новые подключения и прирост потребляемой мощности не ожидаются. Мощности трансформаторов приняты соответствующими установленным в настоящий момент трансформаторам.

Таблица 1 – Силовые нагрузки 0,4 кВ поселка Эвенск

Отходящие линии	Наименование потребителя	N	P _{уд}	K _c	cos(φ)	P _p	Q _p	S _p	I _p	Вид нагрузки
		кВ	кВт/кВ			кВт	кВАр	кВА	А	
ТП-1										
1-1-Ф.1	ул.Зеленая, ул.Курилова	-	-	-	0,94	13,3	4,8	14,1	20,4	Учтенная нагрузка
1-1-Ф.2	Резерв	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1-1-Ф.3	Резерв	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1-1-Ф.4	Цифровое телевидение	-	-	-	0,92	15,2	6,5	16,5	23,8	Учтенная нагрузка
1-1-Ф.5	"Юнона"	-	-	-	0,92	3,2	1,4	3,5	5,1	Учтенная нагрузка
1-1-Ф.6	Гараж	-	-	-	0,9	1,2	0,6	1,3	1,9	Учтенная нагрузка
1-1-Ф.7	Жилой дом (5 этажей)	30	2,1	0,38	0,94	23,9	8,7	25,4	36,7	-
Итого по СШ-1		-	-	-	0,93	56,8	22	60,9	87,9	-
1-2-Ф.1	ул.Пушкина, д.24	-	-	-	0,94	25,9	9,4	27,6	39,8	Учтенная нагрузка
1-2-Ф.2	ул.Пушкина, д.23	40	1,94	0,32	0,94	24,8	9	26,4	38,1	
1-2-Ф.3	Резерв	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1-2-Ф.4	Гараж, ИП Блинова	-	-	-	0,94	5,5	2	5,9	8,5	Учтенная нагрузка
1-2-Ф.5	Резерв	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по СШ-2		-	-	-	0,94	56,2	20,4	59,8	86,3	-
Итого по ТП		-	-	-	0,94	113	42,4	120,7	174,2	-

Продолжение таблицы 1

Отходящие линии	Наименование потребителя	N	P _{уд}	K _c	cos(φ)	P _p	Q _p	S _p	I _p	Вид нагрузки
		кв	кВт/кв			кВт	кВАр	кВА	А	
ТП-2										
2-1-Ф.1	ул.Чубарова, д.8, 10	16	1,95	0,38	0,94	11,9	4,3	12,7	18,3	-
2-1-Ф.2	Поликлиника	-	-	-	0,9	18,3	8,9	20,3	29,3	-
2-1-Ф.3	ул.Марии Амамич, д.3	18	1,95	0,38	0,94	13,3	4,8	14,1	20,4	-
2-1-Ф.4	ул.Марии Амамич, д.5	-	-	-	0,94	7,8	2,8	8,3	12	-
2-1-Ф.5	Рыбинспекция, ОЦ, почта, гараж	-	-	-	0,85	19,1	11,8	22,5	32,5	Учетная нагрузка
2-1-Ф.6	Резерв	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по СШ-1		-	-	-	0,91	70,4	32,6	77,6	112	-
2-2-Ф.1	ул.Гоголя, д.9	-	-	-	0,94	5,5	2	5,9	8,5	Учетная нагрузка
2-2-Ф.2	ул.Победы, д.17, 19, 27, 29	4	2,2	0,65	0,94	5,7	2,1	6,1	8,8	-
2-2-Ф.3	д.10, 25, гараж, музей, аэропорт	-	-	-	0,9	17,7	8,6	19,7	28,4	-
2-2-Ф.4	Федеральное казначейство, районный суд	-	-	-	0,85	13,2	8,2	15,5	22,4	Учетная нагрузка
2-2-Ф.5	ул.Победы, д.26	1	2,2	1	0,94	2,2	0,8	2,3	3,3	Учетная нагрузка
2-2-Ф.6	ул.Марии Амамич, д.9, 8, 6	48	2,1	0,24	0,94	24,2	8,8	25,8	37,2	Учетная нагрузка
Итого по СШ-2		-	-	-	0,91	68,5	30,5	75	108,3	-
Итого по ТП		-	-	-	0,91	138,9	63,1	152,6	220,3	-

Продолжение таблицы 1

Отходящие линии	Наименование потребителя	N	P _{уд}	K _c	cos(φ)	P _p	Q _p	S _p	I _p	Вид нагрузки
		кВ	кВт/кВ			кВт	кВАр	кВА	А	
ТП-4										
4-1-Ф.1	Администрация	-	-	-	0,85	28,6	17,7	33,6	48,5	Учтенная нагрузка
4-1-Ф.2	КБО	-	-	-	0,85	44,1	27,3	51,9	74,9	Учтенная нагрузка
Итого по СШ-1		-	-	-	0,85	72,7	45	85,5	123,4	-
4-2-Ф.1	МЧС, АДС, ул.Мира, д.5, 9, 14	3	2,5	0,65	0,92	4,9	2,1	5,3	7,6	Учтенная нагрузка
4-2-Ф.2	Водоём, аэропорт	-	-	-	0,85	16,5	10,2	19,4	28	-
4-2-Ф.3	РДК (новый корпус)	-	-	-	0,9	35,6	17,2	39,5	57	-
4-2-Ф.4	РДК (старый корпус)	-	-	-	0,9	17,2	8,3	19,1	27,6	-
Итого по СШ-2		-	-	-	0,89	74,2	37,8	83,3	120,2	-
Итого по ТП		-	-	-	0,87	146,9	82,8	168,6	243,4	-

Продолжение таблицы 1

Отходящие линии	Наименование потребителя	N	P _{уд}	K _c	cos(φ)	P _p	Q _p	S _p	I _p	Вид нагрузки
		кВ	кВт/кВ			кВт	кВАр	кВА	А	
ТП-6										
6-1-Ф.1	ул.Пушкина, д.9, 10, 14А, ул.Геологов, д.1	-	-	-	0,9	16,7	8,1	18,6	26,8	Учетная нагрузка
6-1-Ф.2	ул.Пушкина, д.16, 20, ул.Геологов, д.4, 10	60	2,2	0,32	0,9	42,2	20,4	46,9	67,7	-
6-1-Ф.3	Резерв	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по СШ-1		-	-	-	0,9	58,9	28,5	65,4	94,4	-
6-2-Ф.1	Школа (столовая)	-	-	-	0,95	35,7	11,7	37,6	54,3	-
6-2-Ф.2	Школа (основное здание)	-	-	-	0,9	18,3	8,9	20,3	29,3	-
6-2-Ф.3	Резерв	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по СШ-2		-	-	-	0,93	54	20,6	57,8	83,4	-
Итого по ТП		-	-	-	0,92	112,9	49,1	123,1	177,7	-

Продолжение таблицы 1

Отходящие линии	Наименование потребителя	N	P _{уд}	K _c	cos(φ)	P _p	Q _p	S _p	I _p	Вид нагрузки
		кв	кВт/кв			кВт	кВАр	кВА	А	
ТП-9										
9-1-Ф.1	Резерв	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9-1-Ф.2	ул.Марии Амамич, д.11А	30	1,95	0,4	0,92	23,4	10	25,4	36,7	-
9-1-Ф.3	ул.Марии Амамич, д.13	18	1,95	0,4	0,94	14	5,1	14,9	21,5	-
9-1-Ф.4	ул.Чубарова, д.12, 14 ул.Марии Амамич, д.6, 11	70	1,95	0,16	0,94	6,1	2,2	6,5	9,4	-
9-1-Ф.5	ул.Марии Амамич, д.5	-	-	-	0,92	6,1	2,6	6,6	9,5	-
Итого по СШ-1		-	-	-	0,93	49,6	19,9	53,4	77,1	-
9-2-Ф.1	ул.Пушкина, д.2А, 3, 16 ул.Кооперативная, д.19	-	-	-	0,92	9,4	4	10,2	14,7	-
9-2-Ф.2	ул.Марии Амамич, д.13А	30	1,95	0,4	0,94	23,4	8,5	24,9	35,9	-
9-2-Ф.3	ул.Марии Амамич, д.11 15	-	-	-	0,94	3	1,1	3,2	4,6	Учетная нагрузка
9-2-Ф.4	Магазин "Хороший", "Перекресток"	-	-	-	0,9	12,5	6,1	13,9	20,1	Учетная нагрузка
Итого по СШ-2		-	-	-	0,93	48,3	19,7	52,2	75,3	-
Итого по ТП		-	-	-	0,93	97,9	39,6	105,6	152,4	-

Продолжение таблицы 1

Отходящие линии	Наименование потребителя	N	P _{уд}	K _c	cos(φ)	P _p	Q _p	S _p	I _p	Вид нагрузки
		кВ	кВт/кВ			кВт	кВАр	кВА	А	
ТП-10										
10-1-Ф.1	ул.Кооперативная, д.21А(1)	60	1,95	0,26	0,94	30,4	11	32,3	46,6	-
10-1-Ф.2	ул.Кооперативная, д.21(1)	60	1,95	0,26	0,94	30,4	11	32,3	46,6	-
10-1-Ф.3	ул.Кооперативная, д.21(2)	60	1,95	0,26	0,94	30,4	11	32,3	46,6	-
10-1-Ф.4	ул.Кооперативная, д.21Б(1)	60	1,95	0,26	0,94	30,4	11	32,3	46,6	-
10-1-Ф.5	Резерв	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10-1-Ф.6	Резерв	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по СШ-1 (Т1)		-	-	-	0,94	121,6	44	129,3	186,6	-
10-2-Ф.1	ул.Кооперативная, д.21А(2)	60	1,95	0,26	0,94	30,4	11	32,3	46,6	-
10-2-Ф.2	ул.Кооперативная, д.21(3)	60	1,95	0,26	0,94	30,4	11	32,3	46,6	-
10-2-Ф.3	ул.Кооперативная, д.21Б(2)	60	1,95	0,26	0,94	30,4	11	32,3	46,6	-
10-2-Ф.4	ул.Кооперативная, д.21Б(3)	60	1,95	0,26	0,94	30,4	11	32,3	46,6	-
10-2-Ф.5	Резерв	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10-2-Ф.6	Резерв	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по СШ-2 (Т2)		-	-	-	0,94	121,6	44	129,3	186,6	-
Итого по ТП		-	-	-	0,94	243,2	88	258,6	373,3	-

Продолжение таблицы 1

Отходящие линии	Наименование потребителя	N	P _{уд}	K _c	cos(φ)	P _p	Q _p	S _p	I _p	Вид нагрузки
		кВ	кВт/кВ			кВт	кВАр	кВА	А	
ТП-13										
13-1-Ф.1	Ввод АДЭС	-	-	-	-	100	-	-	-	-
13-1-Ф.2	ЦРБ к.1, к.2 (2)	-	-	-	0,9	42,1	20,4	46,8	67,5	-
13-1-Ф.3	Резерв	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13-1-Ф.4	Инфекц. СЭС	-	-	-	0,9	12,6	6,1	14	20,2	-
13-1-Ф.5	ДЮСШ	-	-	-	0,94	7,2	2,6	7,7	11,1	-
13-1-Ф.6	ИП Лазарович В. М.	-	-	-	0,94	1,2	0,4	1,3	1,9	-
13-1-Ф.7	Котельная	-	-	-	0,85	9,5	5,9	11,2	16,2	-
13-1-Ф.8	Резерв	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по СШ-1		-	-	-	0,9	72,6	35,4	80,8	116,6	-
13-2-Ф.1	ЦРБ к.1, к.2 (1)	-	-	-	0,9	39,8	19,3	44,2	63,8	-
13-2-Ф.2	Резерв	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13-2-Ф.3	ул.Мира, д.14А, гаражи	60	2,2	0,32	0,94	42,2	15,3	44,9	64,8	-
13-2-Ф.4	Резерв	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по СШ-2		-	-	-	0,92	82	34,6	89	128,5	-
Итого по ТП		-	-	-	0,91	154,6	70	169,7	244,9	-

Продолжение таблицы 1

Отходящие линии	Наименование потребителя	N	P _{уд}	K _c	cos(φ)	P _p	Q _p	S _p	I _p	Вид нагрузки
		кВ	кВт/кВ			кВт	кВАр	кВА	А	
ТП-22										
14-1-Ф.1	д.8 Билайн, Теле2	100	2,2	0,32	0,92	70,4	30	76,5	110,4	-
14-1-Ф.2	"Столярка"	-	-	-	0,8	12,2	9,2	15,3	22,1	Учетная нагрузка
14-1-Ф.3	Резерв	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по СШ-1		-	-	-	0,9	82,6	39,2	91,4	131,9	-
14-2-Ф.1	БАЗА ТРК, флот	-	-	-	0,85	27,8	17,2	32,7	47,2	Учетная нагрузка
14-2-Ф.2	д.10 Общежитие	1	119,7	0,45	0,94	53,9	19,6	57,4	82,8	-
14-2-Ф.3	"Кварцевый"	-	-	-	0,95	9,6	3,2	10,1	14,6	-
Итого по СШ-2		-	-	-	0,92	91,3	40	99,7	143,9	-
Итого по ТП		-	-	-	0,91	173,9	79,2	191,1	275,8	-

Вывод: По полученным в ходе энергетического обследования данным были рассчитаны значения потребляемой активной, реактивной, полной мощности, значения расчетных токов по ТП с реконструируемой стороной 0,4 кВ с номерами 1, 2, 4, 6, 9, 10, 13, 22, а также значения расчетных токов по отдельным фидерам указанных подстанций. На основе полученных данных в дальнейшем принимаются технические решения по реконструкции сетей 0,4 и 10 кВ.

Большая часть нагрузки поселка Эвенск имеет преимущественно коммунальный характер. В связи с этим в поселке практически отсутствуют потребители 1 категории надежности электроснабжения, за исключением ЦРБ. Данный факт в значительной степени упрощает проектирование ввиду снижения требований, предъявляемых к надежности электроснабжения.

3 Выбор технических решений для силовой сети

Данные, полученные в ходе энергетического обследования поселка городского типа Эвенск, свидетельствуют о том, что все трансформаторные подстанции находятся в непригодном для дальнейшей эксплуатации состоянии, так как трансформаторы и РУ отработали свой срок эксплуатации, а капитальные здания и блоки КТПН не удовлетворяют требованиям содержания в них энергосиловых установок и оборудования. В связи с этими фактами все ТП подлежат полной реконструкции с сохранением их местоположения.

Линии напряжением 6 кВ также подлежат полной реконструкции по плану развития и отчету об энергетическом обследовании. Реконструкции подлежат сами опоры и провода воздушных и кабельных линий электропередачи 6 кВ.

3.1 Выбор схемы и параметров силовой сети

Одной из основных задач при реконструкции силовой сети является надежное электроснабжение потребителей. Имеющаяся кольцевая схема сети 6 кВ имеет ряд преимуществ, таких как экономия финансовых средств на проводниках относительно других схем и возможность разделить при необходимости кольцо на две ветви, сделав систему радиальной. Однако такая система имеет существенный недостаток, такой как неочевидность аварии, так как при обрыве любой из трех жил потребитель не заметит изменений в работе электроприемников, однако другие две жилы будут перегреваться, так как они возьмут на себя нагрузку неисправной жилы. Это может привести в негодность участок сети. В условиях географического расположения поселка Эвенск любая неисправность может стать существенной проблемой, так как быстро заменить вышедшее из строя оборудование не представляется возможным. В целях повышения

надежности электроснабжения решено перевести поселок Эвенск на двухлучевую схему сети, так как такая схема, при выходе из строя “луча”, позволит не прерывать электроснабжение потребителей при ремонте [19].

Согласно техническому циркуляру №16/2007 «О прокладке взаиморезервируемых кабелей в траншеях» [1] взаиморезервирующие кабели прокладываются в траншеях, расстояние между которыми составляет не менее 1 метра или прокладываются в одной траншее с расстоянием между группами кабелей не менее 1 метра.

В связи с тем, что реконструироваться будут все ТП и дизельная электростанция, с целью уменьшения электрических потерь в сети принимается решение перевести сети ВН с 6 кВ на 10 кВ. Так как в проводниках уменьшится сила тока, данное решение позволит выбрать проводники с меньшим сечением.

В поселке Эвенск все опоры ВЛ являются деревянными. От воздействия на них климатических условий региона и отсутствия обслуживания деревянные основания пришли в негодность. Принимая во внимание данные факторы, все опоры ЛЭП подлежат замене на железобетонные. С учетом перехода на двухлучевую схемы электроснабжения выбраны двухцепные опоры ЛЭП. Опоры ЛЭП выбираются по каталогу «Двухцепные железобетонные опоры со стойками СВ110, С112, СВ164. ВЛ 10 кВ с защищёнными проводами» [3]. Заземление опор осуществляется согласно типовой серии 3.407-150 [7].

3.2 Выбор числа и типа трансформаторов

При климатических условиях региона и уровне развития логистики в поселке Эвенск возникает вопрос о стабильном электроснабжении потребителей 3 категории надежности электроснабжения. Потребители данной категории могут быть запитаны от одного источника питания, однако существует вероятность выхода из строя электрооборудования. Ситуация

осложняется тем, что большую часть года поселок Эвенск остается недоступным для грузоперевозок крупногабаритного оборудования наземным и морским видами транспорта.

В соответствии с расчетной полной мощностью, указанной в таблице 1, выбирается количество и мощность трансформаторов для каждой ТП по условию:

$$S_T \leq 0,7 S_p \quad \text{для потребителей I и II категории,}$$

$$S_T \leq 1 S_p \quad \text{для потребителей III категории;}$$

С учетом среднемесячной температуры в январе (-33,5°C) и в июне (+10,8°C) для трансформаторов выбирается климатическое исполнение УХЛЗ. Данные по количеству и типам трансформаторов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Количество и тип трансформаторов для реконструируемых подстанций

Наименование подстанции	Категория потребителей	Количество трансформаторов	Тип трансформаторов
ТП-1	2	2	ТМ-100/10/0,4-УХЛЗ
ТП-2	2	2	ТМ-160/10/0,4-УХЛЗ
ТП-4	3	2	ТМ-160/10/0,4-УХЛЗ
ТП-5	3	1	ТМ-250/10/0,4-УХЛЗ
ТП-6	3	2	ТМ-100/10/0,4-УХЛЗ
ТП-7	3	1	ТМ-160/10/0,4-УХЛЗ
ТП-8	2	2	ТМ-250/10/0,4-УХЛЗ
ТП-9	3	2	ТМ-100/10/0,4-УХЛЗ
ТП-10	2	2	ТМ-250/10/0,4-УХЛЗ
ТП-11	2	2	ТМ-250/10/0,4-УХЛЗ

Продолжение таблицы 2

Наименование подстанции	Категория потребителей	Количество трансформаторов	Тип трансформаторов
ТП-12	3	2	ТМ-250/10/0,4-УХЛ3
ТП-13	1	2	ТМ-250/10/0,4-УХЛ3
ТП-20	3	2	ТМ-160/10/0,4-УХЛ3
ТП-22	3	2	ТМ-160/10/0,4-УХЛ3

3.3 Выбор типа и исполнения КТП

Постройки ТП, вне зависимости от исполнения, не удовлетворяют условиям содержания в них электрооборудования. В связи с этим фактом принимается решение демонтировать старые постройки, а рядом установить железобетонные подстанции типа БКТП. Решение обусловлено нежеланием администрации поселка Эвенск строить новые КТП из блоков или кирпича ввиду отсутствия указанных материалов и высокой стоимости строительства. Принимая во внимание данный фактор, а также климатические условия идеальным решением стала установка типовых подстанций БКТП по каталогу производителя «ЭЗОИС» [11] с климатическим исполнением УХЛ1, требующих для своей установки только вырытого под габариты подземного модуля котлована с фундаментной плитой. Типы КТП для подстанций приведены в таблице 3. Номера компоновок также определяются по каталогу [11].

Таблица 3 – Типы КТП для реконструируемых подстанций

ТП	Тип КТП	Вид исполнения	Региональное исполнение	Компоновка
ТП-1	2 БКТП-100/10/0,4-УХЛ1	Транзитная	Север	№005
ТП-2	2 БКТП-160/10/0,4-УХЛ1	Транзитная	Север	№005
ТП-4	2 БКТП-160/10/0,4-УХЛ1	Транзитная	Север	№005
ТП-5	БКТП-250/10/0,4-УХЛ1	Ответвительная	Север	№007
ТП-6	2 БКТП-100/10/0,4-УХЛ1	Транзитная	Север	№005
ТП-7	БКТП-160/10/0,4-УХЛ1	Ответвительная	Север	№007
ТП-8	2 БКТП-250/10/0,4-УХЛ1	Концевая	Север	№005
ТП-9	2 БКТП-100/10/0,4-УХЛ1	Транзитная	Север	№005
ТП-10	2 БКТП-250/10/0,4-УХЛ1	Концевая	Север	№005
ТП-11	2 БКТП-250/10/0,4-УХЛ1	Транзитная	Север	№005
ТП-12	2 БКТП-250/10/0,4-УХЛ1	Концевая	Север	№005
ТП-13	2 БКТП-250/10/0,4-УХЛ1	Транзитная	Север	№005
ТП-20	2 БКТП-160/10/0,4-УХЛ1	Концевая	Север	№005
ТП-22	2 БКТП-160/10/0,4-УХЛ1	Транзитная	Север	№005

Спецификации оборудования, соответствующие номерам компоновок БКТП, приведены в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 – Спецификации оборудования для компоновки №005

Поз.	Наименование оборудования	Обозначение	Кол-во
1	Силовой трансформатор	ТМ ≤ 630 кВА	2
2	КРУ 10 кВ	RM6 (IID1)	2
3	КРУ 0,4 кВ	КРУ-0,4кВ	2
4	Устройство АВР на стороне НН	ПДУ-8302	1 к-т
5	Вводной/	1200 А	2
6	секционный выключатель нагрузки ISERE	1200 А	
5А	Вводной/секционный выключатель	1250 А	2
6А	нагрузки ISERE	1250 А	
7	Автоматический выключатель	160 А	2
8	Шкаф учета ЭЭ	ШУ-1	2
9	Ящик собственных нужд	ЯСН-В	2
10	Полка инвентаря	-	2
11	Шкаф питания ЯСН	ШП-1	1
<p>Примечания</p> <p>1 Для компоновки №005 выбирается электрическая схема №0601 в соответствии с таблицей 3.1 [11]</p> <p>2 Для компоновки №005 выбирается блокировка №1 в соответствии с таблицей 3.1 [11].</p> <p>3 Габариты строительной части составляют 4,64 × 4,97 м (форма ЕС-Д).</p> <p>4 Высота объемного приемка составляет 1500 мм.</p>			

Таблица 5 – Спецификации оборудования для компоновки №007

Поз.	Наименование оборудования	Обозначение	Кол-во
1	Силовой трансформатор	ТМ ≤ 630 кВА	1
2	КРУ 10 кВ	RM6 (IDI)	1
3	КРУ 0,4 кВ	КРУ-0,4кВ	1
4	Вводной выключатель нагрузки ISERE	1200 А	1
4А	Вводной выключатель нагрузки OETL	1250 А	1
5	Автоматический выключатель	160 А	1
6	Шкаф учета ЭЭ	ШУ-1	1
7	Ящик собственных нужд	ЯСН-В	1
8	Полка инвентаря	-	1
<p>Примечания</p> <p>1 Для компоновки №007 выбирается электрическая схема №0609 в соответствии с примечанием к чертежу компоновки №007 [11, с.68].</p> <p>2 Габариты строительной части составляют 4,64 × 2,46 м.</p> <p>3 Высота объемного приемка составляет 1500 мм.</p>			

«В качестве комплектного распределительного устройства ВН в БКТП применяются малогабаритное КРУ тип RM6 (IDI) на 4 присоединения. Внутри корпуса размещены сборные шины, выключатели нагрузки линейных присоединений и выключатель присоединения трансформатора.

Выключатель нагрузки линейного присоединения рассчитан на номинальный ток $I_{ном(I)} = 630$ А.

Элегазовый выключатель в цепи трансформатора рассчитан на номинальный ток $I_{ном(D)} = 200$ А. Кроме того, в комплект входит электронное устройство релейной защиты силового трансформатора тип VIP-300 (максимальная токовая защита, токовая отсечка и защита от КЗ на землю).

Все присоединения имеют весь необходимый набор блокировок, исключающий ошибочные действия персонала.

Для обеспечения требуемой степени надежности электроснабжения потребителей 2БКТП оснащаются устройствами АВР на стороне НН. АВР работает при следующих аварийных ситуациях: нарушение последовательности чередования фаз, исчезновение напряжения на одной, двух или трех фазах или снижение напряжения ниже допустимого ($0,7U_{ном}$) на любой из фаз или на всех трех фазах.

Учет электроэнергии в БКТП производится на фидерах 0,4 кВ, где устанавливаются сертифицированные, рекомендованные к применению для коммерческого учета трансформаторы тока. Вторичные выводы трансформаторов тока подключаются к счетчикам электрической энергии.

Для осуществления пофидерного учета АСКУЭ устанавливаются трансформаторы тока на фидерах 0,4 кВ.

Питание внутреннего освещения блоков БКТП осуществляется от ящиков собственных нужд ЯСН. От ЯСН питается освещение трансформаторного отсека (12 В) и освещение отсека РУ (220 В)» [11]

Специальных мер по молниезащите подстанции не требуется, так как металлическая арматура каркаса БКТП имеет жесткую металлическую связь с внутренним контуром заземления, что соответствует РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» [13].

Уставки релейной защиты поставщик самостоятельно устанавливает при монтаже исходя из проведенных расчетов ненормальных режимов работы сети.

Вывод: Выбраны технические решения по реконструкции силовой сети. Класс напряжения на высокой стороне был увеличен с 6 до 10 кВ, сама сеть преобразована в двухлучевую схему. Все деревянные опоры заменяются на железобетонные. Старые подстанции вместе с оборудованием выводятся из эксплуатации и заменяются на новые БКТП. Для каждой новой подстанции выбраны масляные трансформаторы.

4 Расчет нагрузок на стороне 10 кВ

Расчет токовой нагрузки ведется для каждой ветви двухлучевой схемы [15]. Расчет нагрузки и токов при номинальном режиме работы ведется по формуле (6) – (8):

$$P_{\text{сум}} = P_1 + P_2 + \dots + P_n; \quad (6)$$

$$I_p = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}; \quad (7)$$

$$I_{\text{сум}} = I_1 + I_2 + \dots + I_n; \quad (8)$$

Результаты расчетов нагрузки приведены в таблице 6 и 7:

Таблица 6 – Результаты расчетов суммарной нагрузки 10 кВ на луче А

Луч А				
ТП	Трансформатор	$P_{\text{нагр}}$, кВт	$S_{\text{тр}}$, кВА	I_p , А
ТП-1	ТМ-100/10/0,4-УХЛ3 (Т-1)	56,8	100	5,77
ТП-2	ТМ-160/10/0,4-УХЛ3 (Т-1)	70,4	160	9,24
ТП-4	ТМ-160/10/0,4-УХЛ3 (Т-1)	72,7	160	9,24
ТП-5	ТМ-250/10/0,4-УХЛ3 (Т-1)	159,3	250	14,43
ТП-6	ТМ-100/10/0,4-УХЛ3 (Т-1)	58,9	100	5,77
ТП-8	ТМ-250/10/0,4-УХЛ3 (Т-1)	149,7	250	14,43
ТП-9	ТМ-100/10/0,4-УХЛ3 (Т-1)	49,6	100	5,77
ТП-10	ТМ-250/10/0,4-УХЛ3 (Т-1)	121,6	250	14,43
ТП-11	ТМ-250/10/0,4-УХЛ3 (Т-1)	160,1	250	14,43
ТП-12	ТМ-250/10/0,4-УХЛ3 (Т-1)	149,6	250	14,43
ТП-13	ТМ-160/10/0,4-УХЛ3 (Т-1)	72,6	160	9,24
ТП-20	ТМ-160/10/0,4-УХЛ3 (Т-1)	102,3	160	9,24
ТП-22	ТМ-160/10/0,4-УХЛ3 (Т-1)	82,6	160	9,24
Итого		1306,2	2350	135,66

Таблица 7 – Результаты расчетов суммарной нагрузки 10 кВ на луче Б

Луч Б				
ТП	Трансформатор	$P_{нагр}, \text{кВт}$	$S_{тр}, \text{кВА}$	$I_p, \text{А}$
ТП-1	ТМ-100/10/0,4-УХЛЗ (Т-2)	56,2	100	5,77
ТП-2	ТМ-160/10/0,4-УХЛЗ (Т-2)	68,5	160	9,24
ТП-4	ТМ-160/10/0,4-УХЛЗ (Т-2)	74,2	160	9,24
ТП-6	ТМ-100/10/0,4-УХЛЗ (Т-2)	54	100	5,77
ТП-7	ТМ-160/10/0,4-УХЛЗ (Т-2)	101,4	160	9,24
ТП-8	ТМ-250/10/0,4-УХЛЗ (Т-2)	152,2	250	14,43
ТП-9	ТМ-100/10/0,4-УХЛЗ (Т-2)	48,3	100	5,77
ТП-10	ТМ-250/10/0,4-УХЛЗ (Т-2)	121,6	250	14,43
ТП-11	ТМ-250/10/0,4-УХЛЗ (Т-2)	159,6	250	14,43
ТП-12	ТМ-250/10/0,4-УХЛЗ (Т-2)	151,6	250	14,43
ТП-13	ТМ-160/10/0,4-УХЛЗ (Т-2)	82	160	14,43
ТП-20	ТМ-160/10/0,4-УХЛЗ (Т-2)	101,2	160	9,24
ТП-22	ТМ-160/10/0,4-УХЛЗ (Т-2)	91,3	160	9,24
Итого		1262,1	2260	130,47

Вывод: Были рассчитаны номинальные токи каждой ТП на стороне 10 кВ. Так как суммарные токи в обоих лучах небольшие, это позволит выбрать наиболее экономичный вариант шин для отходящих линий.

5 Технические решения по реконструкции электростанции

В связи с тем фактом, что дизель-генераторы ДЭС отработали двухкратный срок эксплуатации, а само здание находится в аварийном состоянии, принято решение о демонтаже старой электростанции и возведении новой.

Для удешевления процесса и сокращения сроков строительства, а также ввиду отсутствия необходимых материалов на территории новой электростанции устанавливаются дизель-генераторные контейнерные электростанции от производителя ROLT Power Systems [18], изображенные на рисунке 6.

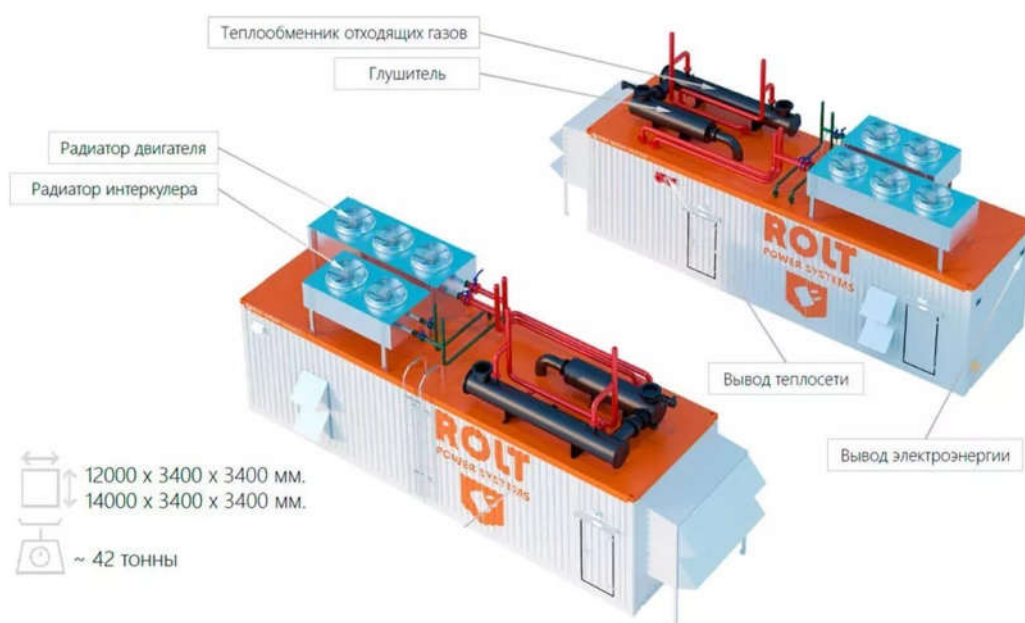


Рисунок 6 – Типовая контейнерная электростанция ROLT Power Systems

Данному решению способствует тот факт, что напротив существующей электростанции находится незастроенная территория, на которой достаточно места, чтобы разместить на ней нужное количество контейнерных электростанций. Возведение новой электростанции напротив старой позволяет сохранить существующие маршруты линий электропередач.

На основании расчетов суммарной нагрузки, проведенных в разделе 4, из каталога отечественного производителя ГК «ТСС» выбираются семь дизельных генераторов ТВд 970TS-10500 [6] (рисунок 7) с номинальным значением нагрузки 875 кВА.



Рисунок 7 – Дизель-генератор ТВд 970TS-10500

Данные генераторы поставляется в комплекте с микропроцессорным блоком, который позволяет упростить процедуру синхронизации. Паспортные данные занесены в таблицу 8.

Таблица 8 – Паспортные данные генератора ТВд 970TS-10500

Генератор	P_n , кВт	S_n , кВА	$\cos(\varphi)$	U_n , кВ	f , Гц	n , об/мин	X_Γ , Ом
ТВд 970TS-10500	700	875	0,8	10,5	50	1500	0,105

В целях ограничения токов КЗ на ДЭС устанавливаются группы токоограничивающих реакторов РТСТ(Г)-10-630-2-УХЛ1 [20], изображенных на рисунке 8.



Рисунок 8 – Токоограничивающий реактор РТСТ(Г)-10-630-2-УХЛ1

Паспортные данные токоограничивающих реакторов приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Паспортные данные токоограничивающего реактора РТСТ(Г)-10-630-2-УХЛ1

Реактор	I_n , А	U_n , кВ	X_n , Ом	$I_{эл.ст.}$, кА	$I_{т.ст.}$, кА с
РТСТ(Г)-10-630-2-УХЛ1	630	10	2	28	11

Для эффективного распределения вырабатываемой электрической энергии по сети поселка на территории ДЭС предусматриваются два БКРП из каталога экспериментального завода объемных инженерных сооружений «ЭЗОИС». Исполнение, в котором БКРП будут установлены на ДЭС изображено на рисунке 9.

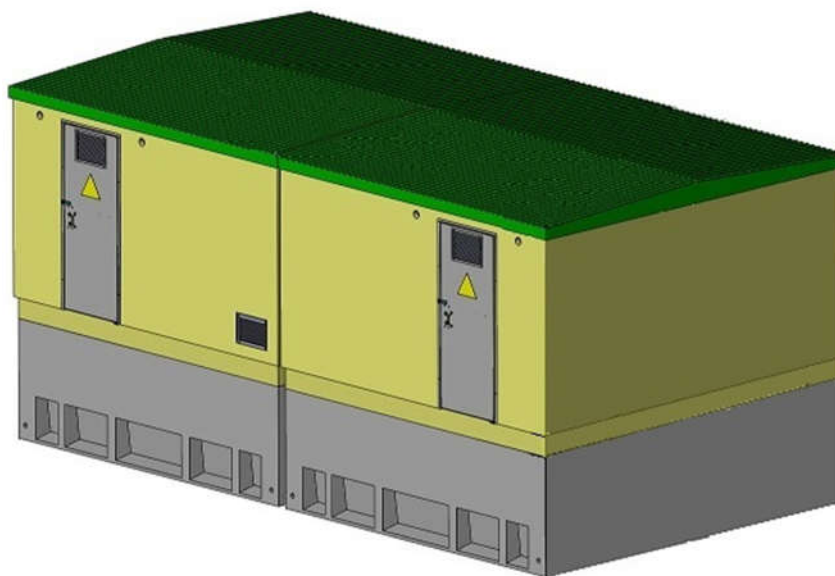


Рисунок 9 – Блочный комплектный распределительный пункт 10 кВ

По договору с поставщиком на отходящих линиях 10 кВ устанавливаются измерительные приборы с целью технического учета электроэнергии и определения потерь в сети для расчета стоимости электроэнергии.

Параметры БКРП приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические параметры БКРП

Номинальное напряжение	10 кВ
Номинальный ток сборных шин	630 А
Максимальный ток отключения	20 кА
Ток термической стойкости	20 кА/с

В отличие от ранее выбранных БКТП от того же производителя РУ БКРП выполняется из ячеек КСО-298М. Релейная защита выполняется блоками БМРЗ ввиду легкости их программирования и широкого спектра функций [8]. Уставки релейной защиты поставщик самостоятельно устанавливает при монтаже исходя из проведенных расчетов ненормальных режимов работы сети.

Электрическая схема каждого из двух БКРП предусматривает возможность переключения любого генератора для работы на другом БКРП. Для предотвращения работы одного генератора одновременно на оба БКРП предусмотрена реверсивная блокировка коммутационных аппаратов. Реверсивная блокировка переключения генераторов выполняется в виде механической блокировки на включение разомкнутого разъединителя, пока замкнут второй разъединитель.

В штатном режиме в работе находятся шесть генераторов, а седьмой генератор находится в резерве с параллельным техническим обслуживанием в течение месяца. По истечению этого срока он вводится в работу, а из работы в резерв и на техническое обслуживание выводят другой генератор. Таким образом каждый из генераторов будет обслуживаться раз в полгода, что обеспечит им максимальный срок службы и равномерную выработку ресурса.

Вышеперечисленными техническими решениями достигается наличие запаса мощности на подключение дополнительной нагрузки при потенциально возможном расширении поселка, наличие единого номинала мощностей генераторов, высокая мобильность электростанции, а также долговечность генерирующего оборудования. Пример внешнего вида ДЭС, реализованной через установку типовых контейнерных электростанций ROLT Power Systems, приведен на рисунке 10.

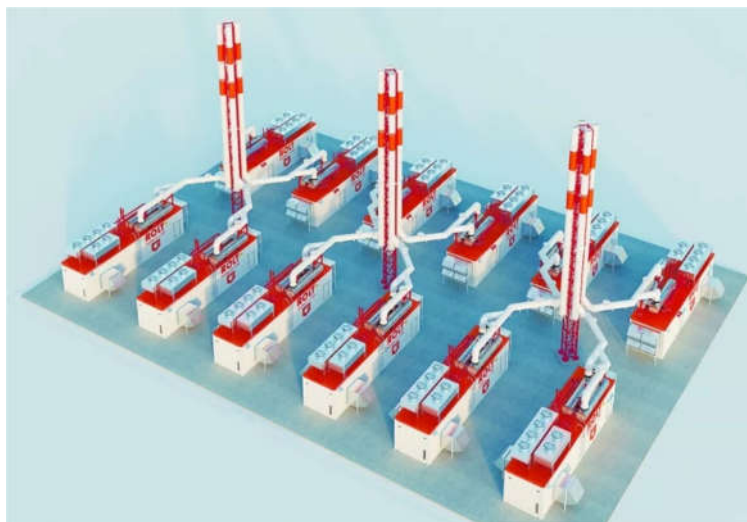


Рисунок 10 – Пример внешнего вида ДЭС, реализованной на контейнерных электростанциях ROLT Power Systems

Также на территории новой ДЭС должен располагаться центральный пункт управления (далее – ЦПУ). Принято решение выполнить его в виде отапливаемого утепленного контейнера. Контейнерные электростанции от производителя ROLT Power Systems имеют выходы теплосети, от которых и может отапливаться ЦПУ.

На рабочем месте диспетчера в ЦПУ устанавливается ПК с программным обеспечением, совместимым с АРМ диспетчера, позволяющим в режиме реального времени отслеживать и контролировать работу всей электрической сети поселка.

Данное решение по исполнению ЦПУ минимизирует финансовые затраты на его строительство, позволяет возвести его за минимальные сроки, а также обеспечивает сокращение действий, требующих непосредственного вмешательства оперативно-диспетчерского персонала, до минимума.

Вывод: В ходе выполнения проектной работы был разработан проект реконструированной дизельной электростанции. Принятые решения позволяют сократить финансовые расходы на эксплуатацию и обслуживание оборудования и помещений, в которых оно располагается.

6 Предварительный выбор проводников на стороне 10 кВ

Для воздушных линий электропередач выбирается проводник марки СИП-3. К преимуществам данной марки провода перед проводами марки АС относится устойчивость к гололеду, а также уменьшение возможностей по незаконным подключениям.

В проводах марки АС мокрый снег может задерживаться в углублениях между жилами, что способствует обрастанию провода льдом. В климатических условиях поселка Эвенск данный фактор оказывает существенное влияние на выбор проводника.

Для кабельных линий выбирается проводник АПвБП. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена имеют большую длительно-допустимую температуру жилы, допустимую температуру в аварийном режиме и максимально допустимую температуру жилы при коротком замыкании, чем кабели с бумажной изоляцией. В условиях поселка Эвенск применение кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена обеспечивает максимальную надежность работы кабельных линий.

Выбор сечения проводников в сети 10 кВ производится по четырем основным условиям: экономической плотности тока, длительно-допустимой токовой нагрузки, механической прочности и термической стойкости. Так как расчеты трехфазного КЗ на данном этапе не проводятся, выбор осуществляется предварительно без условия термической стойкости.

6.1 Выбор сечения проводников 10 кВ по условию экономической плотности тока

В соответствии с п.1.3.27 ПУЭ-7 т.1.3.36 выбирается нормированное значение экономической плотности тока.

Для марки кабеля АПвБП нормированное значение экономической плотности тока составляет $1,9 \text{ А/мм}^2$.

Для марки провода СИП-3 нормированное значение экономической плотности тока составляет 1,6 А/мм².

Расчетная токовая нагрузка на участка линии рассчитывается как сумма расчетных номинальных токов потребителей, присоединенных к этому участку по формуле (9):

$$I_{р.лн} = I_{р.л(n-1)} + \sum I_{р.ТП}; \quad (9)$$

Расчетное сечение вычисляется как отношение расчетного тока в линии к нормированному значению экономической плотности тока по формуле (10).

$$S_{эк.пл.т} = \frac{I_{р.лн}}{j_{эк}}; \quad (10)$$

Фактическое сечение определяется как ближайшее к расчетному сечению большее существующее сечение.

Результаты расчетов токовых нагрузок и выбор сечения на основании результатов этих расчетов приведены в таблицах 11-12.

6.2 Выбор сечения проводников 10 кВ по условию механической прочности

В соответствии с п.2.5.77 ПУЭ-7 т.2.5.5 минимально допустимое сечение провода воздушных линий электропередач 10 кВ по условию механической прочности составляет 50 мм².

Для кабельных линий сечение выбирается на ступень выше и составляет 70 мм².

6.3 Выбор сечения проводников 10 кВ по условию длительно допустимой токовой нагрузки

Одним из преимуществ двухлучевой схемы электроснабжения является возможность быстрого переключения потребителей с одного «луча» на другой.

При возникновении неисправности на участке линии релейная защита должна отключить неисправный участок. Для ТП, у которых присутствуют потребители первой категории надёжности электроснабжения установлена система АВР на стороне 0,4 кВ. Для остальных ТП переключения производятся оперативным персоналом.

В таком случае длительно допустимой токовой нагрузкой будет являться нагрузка, при которой участок линии двухлучевой схемы будет выдерживать помимо своей нагрузки еще и нагрузку смежного с ним участка. Условие выбора сечения по длительно допустимой нагрузке в сложившихся условиях выполняется по формуле (11):

$$I_{\text{дд}} \geq 2 I_{\text{р.лп}}; \quad (11)$$

Результаты расчетов длительно допустимых токовых нагрузок приведены в таблицах 11-12.

6.4 Предварительный выбор сечения проводников 10 кВ на основе проверки по условиям экономической плотности тока, механической нагрузки и длительно допустимой токовой нагрузки

Результаты проверки по трем условиям и предварительный выбор проводника приведен в таблицах 11-12:

Таблица 11 – Таблица расчета сечений и предварительный выбор проводников для линий, отходящих от БКРП-1

Начало	Конец	ВЛ/КЛ	I_p , А	Марка	$S_{дптн}$, мм ²	$S_{эк.пл.т}$, мм ²	$S_{мех.пр}$, мм ²	$S_{предв}$, мм ²	Проводник
1-ф.2	оп.1.6.1	КЛ	73,31	АПВБП	50	50	70	70	АПВБП-10 1(3×70/16)
оп.1.6.1	ТП-6 (Т1)	ВЛ	73,31	СИП-3	35	50	50	50	СИП-3 3(1×50)
ТП-6 (Т1)	оп.1.6.10	ВЛ	67,54	СИП-3	25	50	50	50	СИП-3 3(1×50)
оп.1.6.10	ТП-5	КЛ	14,43	АПВБП	16	16	70	70	АПВБП-10 1(3×70/16)
оп.1.6.10	ТП-1 (Т1)	ВЛ	53,11	СИП-3	25	35	50	50	СИП-3 3(1×50)
ТП-1 (Т1)	ТП-4 (Т1)	КЛ	47,34	АПВБП	35	25	70	70	АПВБП-10 1(3×70/16)
ТП-4 (Т1)	оп.1.4.26	ВЛ	38,1	СИП-3	16	25	50	50	СИП-3 3(1×50)
оп.1.4.26	ТП-11	КЛ	38,1	АПВБП	25	25	70	70	АПВБП-10 1(3×70/16)
ТП-11 (Т1)	оп.1.4.25	КЛ	23,67	АПВБП	16	16	70	70	АПВБП-10 1(3×70/16)
оп.1.4.25	оп.1.4.19	ВЛ	23,67	СИП-3	16	16	50	50	СИП-3 3(1×50)
оп.1.4.19	ТП-13	КЛ	9,24	АПВБП	16	16	70	70	АПВБП-10 1(3×70/16)
оп.1.4.19	ТП-8 (Т1)	ВЛ	14,43	СИП-3	16	16	50	50	СИП-3 3(1×50)
1-ф.5	ТП-9 (Т1)	КЛ	38,68	АПВБП	16	25	70	70	АПВБП-10 1(3×70/16)
ТП-9 (Т1)	ТП-2 (Т1)	ВЛ	32,91	СИП-3	16	25	50	50	СИП-3 3(1×50)
ТП-2 (Т1)	ТП-22 (Т1)	КЛ	23,67	АПВБП	16	16	70	70	АПВБП-10 1(3×70/16)

Продолжение таблицы 11

Начало	Конец	ВЛ/КЛ	I_p , А	Марка	$S_{дтпн}$, мм ²	$S_{эк.пл.т}$, мм ²	$S_{мех.пр}$, мм ²	$S_{итог}$, мм ²	Проводник
ТП-22 (Т1)	ТП-10 (Т1)	КЛ	14,43	АПВБП	16	16	70	70	АПВБП-10 1(3×/16)
1-ф.8	ТП-20 (Т1)	КЛ	9,24	АПВБП	16	16	70	70	АПВБП-10 1(3×70/16)
1-ф.11	ТП-12 (Т1)	КЛ	14,43	АПВБП	16	16	70	70	АПВБП-10 1(3×70/16)

Таблица 12 – Таблица расчета сечений и предварительный выбор проводников для линий, отходящих от БКРП-2

Начало	Конец	ВЛ/КЛ	I_p , А	Марка	$S_{дтпн}$, мм ²	$S_{эк.пл.т}$, мм ²	$S_{мех.пр}$, мм ²	$S_{итог}$, мм ²	Проводник
1-ф.2	оп.1.6.1	КЛ	73,31	АПВБП	50	50	70	70	АПВБП-10 1(3×70/16)
оп.1.6.1	ТП-6 (Т1)	ВЛ	73,31	СИП-3	35	50	50	50	СИП-3 3(1×50)
ТП-6 (Т1)	оп.1.6.10	ВЛ	67,54	СИП-3	25	50	50	50	СИП-3 3(1×50)
оп.1.6.10	ТП-5	КЛ	14,43	АПВБП	16	16	70	70	АПВБП-10 1(3×70/16)
оп.1.6.10	ТП-1 (Т1)	ВЛ	53,11	СИП-3	25	35	50	50	СИП-3 3(1×50)
ТП-1 (Т1)	ТП-4 (Т1)	КЛ	47,34	АПВБП	35	25	70	70	АПВБП-10 1(3×70/16)
ТП-4 (Т1)	оп.1.4.26	ВЛ	38,1	СИП-3	16	25	50	50	СИП-3 3(1×50)
оп.1.4.26	ТП-11	КЛ	38,1	АПВБП	25	25	70	70	АПВБП-10 1(3×70/16)
ТП-11 (Т1)	оп.1.4.25	КЛ	23,67	АПВБП	16	16	70	70	АПВБП-10 1(3×70/16)

Продолжение таблицы 12

Начало	Конец	ВЛ/КЛ	I_p , А	Марка	$S_{ддгн}$, мм ²	$S_{эк.пл.т}$, мм ²	$S_{мех.пр}$, мм ²	$S_{итог}$, мм ²	Проводник
оп.1.4.25	оп.1.4.19	ВЛ	23,67	СИП-3	16	16	50	50	СИП-3 3(1×50)
оп.1.4.19	ТП-13	КЛ	9,24	АПвБП	16	16	70	70	АПвБП-10 1(3×70/16)
оп.1.4.19	ТП-8 (Т1)	ВЛ	14,43	СИП-3	16	16	50	50	СИП-3 3(1×50)
1-ф.5	ТП-9 (Т1)	КЛ	38,68	АПвБП	16	25	70	70	АПвБП-10 1(3×70/16)
ТП-9 (Т1)	ТП-2 (Т1)	ВЛ	32,91	СИП-3	16	25	50	50	СИП-3 3(1×50)
ТП-2 (Т1)	ТП-22 (Т1)	КЛ	23,67	АПвБП	16	16	70	70	АПвБП-10 1(3×70/16)
ТП-22 (Т1)	ТП-10 (Т1)	КЛ	14,43	АПвБП	16	16	70	70	АПвБП-10 1(3×70/16)
1-ф.8	ТП-20 (Т1)	КЛ	9,24	АПвБП	16	16	70	70	АПвБП-10 1(3×70/16)
1-ф.11	ТП-12 (Т1)	КЛ	14,43	АПвБП	16	16	70	70	АПвБП-10 1(3×70/16)

6.5 Проверка сети 10 кВ на потери напряжения

Проверка на потери напряжения на концах линий электропередач проводится в целях оценки качества электроэнергии, поступающей потребителям.

Расчет потерь напряжения ведется по формулам (12) – (13):

$$\Delta U, \text{В} = \frac{P_{p.max} (r_0 + tg(\varphi) x_0) l}{n U_{ном}}; \quad (12)$$

$$\Delta U, \% = \frac{\Delta U, \text{В}}{U_{ном}} 100\%; \quad (13)$$

где $P_{p.max}$ – максимальная расчетная активная мощность, Вт;

r_0 – активное погонное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 – реактивное погонное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км;

n – число параллельных проводников в линии, шт;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение в линии, В;

Для примера приведен расчет для участка линии от опоры №1.6.10 до ТП-5 (14) – (15):

$$\Delta U, \text{В} = \frac{159,3 \cdot 10^3 \text{ Вт} \left(0,443 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} + 0,37 \cdot 0,16 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right) 0,11 \text{ км}}{1 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \text{ В}} = 0,84 \text{ В}; \quad (14)$$

$$\Delta U\% = \frac{0,84 \text{ В}}{10,5 \cdot 10^3 \text{ В}} 100\% \approx 0,01\%; \quad (15)$$

Активное и реактивное погонное сопротивление для расчетов выбирается в соответствии с выбранной в пункте 6.4 маркой и сечением проводника.

Для других участков линий проводятся аналогичные расчеты.

Результаты расчетов потерь напряжения на участках линий приведены в таблице 13 и 14:

Таблица 13 – Потери напряжения в сети 10 кВ на участках линий БКРП-1

Начало	Конец	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$\text{tg}(\varphi)$	$P_{p.\text{max}}$, кВт	n, шт	$\Delta U\%$
1-ф.2	оп.1.6.1	0,443	0,16	0,4	730,1	1	0,01
оп.1.6.1	ТП-6 (Т1)	0,72	0,299	0,4	730,1	1	0,09
ТП-6 (Т1)	оп.1.6.10	0,72	0,299	0,39	671,2	1	0,19
оп.1.6.10	ТП-5	0,443	0,16	0,37	159,3	1	0,01
оп.1.6.10	ТП-1 (Т1)	0,72	0,299	0,4	511,9	1	0,02
ТП-1 (Т1)	ТП-4 (Т1)	0,443	0,16	0,4	455,1	1	0,08
ТП-4 (Т1)	оп.1.4.26	0,72	0,299	0,36	382,4	1	0,11
оп.1.4.26	ТП-11	0,443	0,16	0,36	382,4	1	0,01
ТП-11 (Т1)	оп.1.4.25	0,443	0,16	0,38	222,3	1	0
оп.1.4.25	оп.1.4.19	0,72	0,299	0,38	222,3	1	0,04
оп.1.4.19	ТП-13	0,443	0,16	0,49	72,6	1	0
оп.1.4.19	ТП-8 (Т1)	0,72	0,299	0,32	149,7	1	0,08
1-ф.5	ТП-9 (Т1)	0,443	0,16	0,42	324,2	1	0,03
ТП-9 (Т1)	ТП-2 (Т1)	0,72	0,299	0,42	274,6	1	0,07
ТП-2 (Т1)	ТП-22 (Т1)	0,443	0,16	0,41	204,2	1	0,04
ТП-22 (Т1)	ТП-10 (Т1)	0,443	0,16	0,36	121,6	1	0,02
1-ф.8	ТП-20 (Т1)	0,72	0,299	0,33	102,3	1	0,05
1-ф.11	ТП-12 (Т1)	0,641	0,168	0,3	149,6	1	0

Таблица 14 – Потери напряжения в сети 10 кВ на участках линий БКРП-2

Начало	Конец	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$\text{tg}(\varphi)$	$P_{p.\text{max}}$, кВт	n , шт	$\Delta U\%$
2-ф.2	оп.1.6.1	0,443	0,16	0,38	679,6	1	0,01
оп.1.6.1	ТП-6 (Т2)	0,72	0,299	0,38	679,6	1	0,08
ТП-6 (Т2)	ТП-1 (Т2)	0,72	0,299	0,38	625,6	1	0,2
ТП-1 (Т2)	ТП-4 (Т2)	0,443	0,16	0,38	569,4	1	0,1
ТП-4 (Т2)	оп.1.4.26	0,72	0,299	0,36	495,2	1	0,15
оп.1.4.26	ТП-11(Т2)	0,443	0,16	0,36	495,2	1	0,01
ТП-11 (Т2)	оп.1.4.25	0,641	0,168	0,37	335,6	1	0
оп.1.4.25	оп.1.4.19	0,493	0,291	0,37	335,6	1	0,05
оп.1.4.19	оп.1.4.7	0,493	0,291	0,36	253,6	1	0,07
оп.1.4.19	ТП-13 (Т-2)	0,641	0,168	0,42	82	1	0
оп.1.4.7	ТП-7	0,443	0,16	0,36	101,4	1	0
оп.1.4.7	ТП-8	0,72	0,299	0,35	152,2	1	0,04
2-ф.5	ТП-9 (Т2)	0,443	0,16	0,41	329,7	1	0,03
ТП-9 (Т2)	ТП-2 (Т2)	0,72	0,299	0,41	281,4	1	0,07
ТП-2 (Т2)	ТП-22 (Т2)	0,443	0,16	0,39	212,9	1	0,04
ТП-22 (Т2)	ТП-10 (Т2)	0,443	0,16	0,36	121,6	1	0,02
2-ф.8	ТП-20 (Т2)	0,72	0,299	0,3	101,2	1	0,05
2-ф.11	ТП-12 (Т2)	0,641	0,168	0,32	151,6	1	0

Потери напряжения от начала и до конца линии и ответвлений рассчитываются как сумма потерь напряжения на каждом её участке по формуле (16):

$$\Delta U\% = \Delta U\%_1 + \Delta U\%_2 + \dots + \Delta U\%_n; \quad (16)$$

Результаты расчетов потерь напряжения на всем протяжении линий приведены в таблице 15:

Таблица 15 - Потери напряжения в сети 10 кВ на всем протяжении линий и ответвлений

БКРП-1			БКРП-2		
Начало	Конец	$\Delta U\%$	Начало	Конец	$\Delta U\%$
1-ф.2	ТП-8 (Т1)	0,63	2-ф.2	ТП-8	0,71
1-ф.2	ТП-5	0,3	2-ф.2	ТП-13 (Т-2)	0,6
1-ф.2	ТП-13	0,55	2-ф.2	ТП-7	0,67
1-ф.5	ТП-10 (Т1)	0,16	2-ф.5	ТП-10 (Т2)	0,16
1-ф.8	ТП-20 (Т1)	0,05	2-ф.8	ТП-20 (Т2)	0,05
1-ф.11	ТП-12 (Т1)	0	2-ф.11	ТП-12 (Т2)	0

Вывод: В ходе расчетов сети 10 кВ были выбраны марки проводников для кабельных и воздушных линий электропередач. Сечение проводников было предварительно выбрано по трем условиям: механической прочности, экономической плотности тока и длительно-допустимой нагрузки.

7 Выбор проводников на стороне 0,4 кВ

В связи с тем фактом, что в поселке Эвенск отсутствует техническая документация по присоединениям, возникла необходимость в установлении фактических присоединений [16]. Данные по потребителям, которые удалось собрать в ходе энергетического обследования, приведены в таблице 1. В процессе переговоров с заказчиком было утверждено, что в ходе текущего заказа реконструироваться будут только сети 0,4 кВ потребителей, указанных в таблице 1. Все остальные сети 0,4 кВ будут реконструироваться вне рамок текущего заказа по мере их обнаружения.

7.1 Выбор сечения проводников 0,4 кВ по условию экономической плотности тока

В соответствии с п.1.3.27 ПУЭ-7 т.1.3.36 выбирается нормированное значение экономической плотности тока.

Для марки кабеля АВББШв нормированное значение экономической плотности тока составляет $1,9 \text{ А/мм}^2$.

Для марки провода СИП-2А нормированное значение экономической плотности тока составляет $1,6 \text{ А/мм}^2$.

Расчетные токовые нагрузки приведены в таблице 1.

Выбор сечения для проводников 0,4 кВ по экономической плотности тока проводится аналогично выбору сечения проводников 10 кВ как отношение расчетного тока в линии к нормированному значению экономической плотности тока.

Результаты расчетов сечений по экономической плотности тока приведены в таблице 16.

7.2 Выбор сечения проводников 0,4 кВ по условию длительно допустимой токовой нагрузки

В ходе энергетического обследования было установлено, что к линиям 0,4 кВ может быть подключено несколько потребителей, расположенных вдоль этой линии, как в случае с одной из ВЛ 0,4 кВ, отходящей от ТП-6. По ней запитаны дома по адресу ул.Пушкина, д.9, д.10, д.14А и ул.Геологов, д.1. При формировании отчетных сводных таблиц эти и похожие потребители были сгруппированы по признаку принадлежности к одной отходящей линии. Данные токовых нагрузок в таблице 1 соответствуют данным по длительно-допустимой токовой нагрузке 0,4 кВ.

Выбор сечения проводников по условию длительно допустимой токовой нагрузки (формула 17) приведен в таблице 16.

$$I_p = I_{max} \leq I_{дд}; \quad (17)$$

7.3 Проверка сети 0,4 кВ на потери напряжения

Проверка на потери напряжения сети 0,4 кВ производится аналогичным образом как для сети 10 кВ.

Распространенной практикой при расчете сети 0,4 кВ является превышение расчетных значений потерь относительно предельно допустимых. Чтобы уменьшить потери напряжения следует увеличить сечение проводника на одну ступень. Если после увеличения сечения проводника потери напряжения все еще превышают предельно допустимые, то увеличение сечения повторяется до тех пор, пока результаты расчетов не будут соответствовать требованиям ГОСТ 32144-2013 [5].

Таблица 16 – Выбор проводника и потери напряжения в сети 0,4 кВ

ТП-1								
Т1 (100 кВА)								
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
Наименование потребителя	I_p, A	$S_{ЭК.пл.т}, мм^2$	$S_{длгн}, мм^2$	$l, км$	$P, кВт$	$tg(\varphi)$	Проводник	$U_{итог}, \%$
ул.Зеленая, ул.Курилова	20,4	16	16	0,1	13,3	0,36	АВБбШв-1 1(4×50/16)	4,93
Цифровое телевидение	23,8	16	16	0,08	15,2	0,43	АВБбШв-1 1(4×150/16)	1,93
"Юнона"	5,1	16	16	0,12	3,2	0,44	АВБбШв-1 1(4×16/16)	3,69
Гараж	1,9	16	16	0,11	1,2	0,5	АВБбШв-1 1(4×16/16)	1,38
Жилой дом (5 этажей)	36,7	25	16	0,07	23,9	0,36	АВБбШв-1 1(4×95/16)	4,66
Т2 (100 кВА)								
ул.Пушкина, д.24	39,8	25	16	0,1	27,6	1,44	АВБбШв-1 1(4×120/16)	4,34
ул.Пушкина, д.23	38,1	25	16	0,09	26,4	1,44	АВБбШв-1 1(4×120/16)	4,13
Гараж, ИП Блинова	8,5	16	16	0,08	5,9	1,44	АВБбШв-1 1(4×25/16)	4,36

Продолжение таблицы 16

ТП-2								
Т1 (160 кВА)								
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
Наименование потребителя	I_p, A	$S_{эк.пл.т}, мм^2$	$S_{длгн}, мм^2$	$l, км$	$P, кВт$	$tg(\varphi)$	Проводник	$U_{итог}, \%$
ул.Чубарова, д.8, 10	18,3	16	16	0,09	11,9	0,36	СИП-2А 3×50+1×70	4,41
Поликлиника	29,3	16	16	0,1	18,3	0,49	АВБбШв-1 1(4×70/16)	4,85
ул.М.Амамич, д.3	20,4	16	16	0,12	13,3	0,36	АВБбШв-1 1(4×50/16)	4,94
ул.М.Амамич, д.5	12	16	16	0,08	7,8	0,36	АВБбШв-1 1(4×35/16)	4,11
Рыбинсп, ОЦ, почта, гараж	32,5	25	16	0,07	19,1	0,62	АВБбШв-1 1(4×95/16)	3,74
Т2 (160 кВА)								
ул.Гоголя, д.9	8,5	16	16	0,11	5,5	0,36	АВБбШв-1 1(4×25/16)	4,04
ул.Победы, д.17, 19, 27, 29	8,8	16	16	0,09	5,7	0,37	СИП-2А 3×25+1×35	4,18
д.10, 25, гараж, музей, аэропорт	28,4	25	16	0,1	17,7	0,49	СИП-2А 3×70+1×95	4,69
Фед.казнач, районный суд	22,4	16	16	0,08	13,2	0,62	СИП-2А 3×50+1×70	4,9
ул.Победы, д.26	3,3	16	16	0,075	2,2	0,36	АВБбШв-1 1(4×16/16)	2,53
ул.М.Амамич, д.9, 8, 6	37,2	25	16	0,1	24,2	0,36	СИП-2А 3×95+1×120	4,73

Продолжение таблицы 16

ТП-4								
Т1 (160 кВА)								
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
Наименование потребителя	I_p, A	$S_{эк.пл.т}, мм^2$	$S_{длгн}, мм^2$	$l, км$	$P, кВт$	$tg(\varphi)$	Проводник	$U_{итог}, \%$
Администрация	48,5	35	16	0,1	28,6	0,62	СИП-2А 3×120+1×95	4,38
КБО	74,9	50	16	0,05	44,1	0,62	АВБбШв-1 1(4×185)	4,48
Т2 (160 кВА)								
МЧС, АДС, ул.Мира, д.5, 9, 14	7,6	16	16	0,09	4,9	0,43	СИП-2А 3×25+1×35	3,59
Водоём, аэропорт	28	25	16	0,11	16,5	0,62	СИП-2А 3×70+1×95	4,39
РДК (новый корпус)	57	35	16	0,06	35,6	0,48	АВБбШв-1 1(4×150)	4,5
РДК (старый корпус)	27,6	16	16	0,07	17,2	0,48	АВБбШв-1 1(4×70)	4,55

Продолжение таблицы 16

ТП-6								
Т1 (100 кВА)								
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
Наименование потребителя	I_p, A	$S_{эк.пл.т}, мм^2$	$S_{длгн}, мм^2$	$l, км$	$P, кВт$	$tg(\varphi)$	Проводник	$U_{итог}, \%$
ул.Пушкина, д.9, 10, 14А, ул.Геологов, д.1	26,8	25	16	0,09	16,7	0,49	СИП-2А 3×70+1×95	4,42
ул.Пушкина, д.16, 20, ул.Геологов, д.4, 10	67,7	50	16	0,1	42,2	0,48	СИП-2А 3×185+1×95	4,32
Т2 (100 кВА)								
Школа (столовая)	54,3	35	16	0,07	35,7	0,33	АВБ6ШВ-1 1(4×150)	4,5
Школа (основное здание)	29,3	16	16	0,05	18,3	0,49	АВБ6ШВ-1 1(4×70)	4,83

Продолжение таблицы 16

ТП-9								
Т1 (100 кВА)								
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
Наименование потребителя	I_p, A	$S_{\text{ЭК.пл.т}}, \text{мм}^2$	$S_{\text{длгн}}, \text{мм}^2$	$l, \text{км}$	$P, \text{кВт}$	$\text{tg}(\varphi)$	Проводник	$U_{\text{итог}}, \%$
ул.М.Амамич, д.11А	36,7	25	16	0,05	23,4	0,43	АВБбШв-1 1(4×95)	4,56
ул.М.Амамич, д.13	21,5	16	16	0,04	14	0,36	АВБбШв-1 1(4×70)	3,69
ул.Чубарова, д.12, 14, ул.М.Амамич, д.6, 11	9,4	16	16	0,11	6,1	0,36	СИП-2А 3×25+1×35	4,48
ул.М.Амамич, д.5	9,5	16	16	0,03	6,1	0,43	АВБбШв-1 1(4×25)	4,47
Т2 (100 кВА)								
ул.Пушкина, д.2А, 3, 16, ул.Кооперативная, д.19	14,7	16	16	0,08	9,4	0,43	СИП-2А 3×35+1×50	4,95
ул.М.Амамич, д.13А	35,9	25	16	0,04	23,4	0,36	АВБбШв-1 1(4×95)	4,55
ул.М.Амамич, д.11 15	4,6	16	16	0,04	3	0,37	АВБбШв-1 1(4×16)	3,45
Магазин "Хороший", "Перекресток"	20,1	16	16	0,12	12,5	0,49	СИП-2А 3×50+1×70	4,65

Продолжение таблицы 16

ТП-10								
Т1 (250 кВА)								
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
Наименование потребителя	I_p, A	$S_{эк.пл.т}, мм^2$	$S_{длгн}, мм^2$	$l, км$	$P, кВт$	$tg(\varphi)$	Проводник	$U_{итог}, \%$
ул.Кооперативная, д.21А(1)	46,6	25	16	0,05	30,4	0,36	АВБ6ШВ-1 1(4×120)	4,59
ул.Кооперативная, д.21(1)	46,6	25	16	0,05	30,4	0,36	АВБ6ШВ-1 1(4×120)	4,59
ул.Кооперативная, д.21(2)	46,6	25	16	0,05	30,4	0,36	АВБ6ШВ-1 1(4×120)	4,59
ул.Кооперативная, д.21Б(1)	46,6	25	16	0,05	30,4	0,36	АВБ6ШВ-1 1(4×120)	4,59
Т2 (250 кВА)								
ул.Кооперативная, д.21А(2)	46,6	25	16	0,05	30,4	0,36	АВБ6ШВ-1 1(4×120)	4,59
ул.Кооперативная, д.21(3)	46,6	25	16	0,05	30,4	0,36	АВБ6ШВ-1 1(4×120)	4,59
ул.Кооперативная, д.21Б(2)	46,6	25	16	0,05	30,4	0,36	АВБ6ШВ-1 1(4×120)	4,59
ул.Кооперативная, д.21Б(3)	46,6	25	16	0,05	30,4	0,36	АВБ6ШВ-1 1(4×120)	4,59

Продолжение таблицы 16

ТП-13								
Т1 (250 кВА)								
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
Наименование потребителя	I_p, A	$S_{Эк.пл.т}, мм^2$	$S_{длгн}, мм^2$	$l, км$	$P, кВт$	$tg(\varphi)$	Проводник	$U_{итог}, \%$
ЦРБ к.1, к.2 (2)	67,5	50	16	0,09	42,1	0,48	СИП-2А 3×185+1×95	4,3
Инфекц. СЭС	20,2	16	16	0,08	12,6	0,48	СИП-2А 3×50+1×70	4,67
ДЮСШ	11,1	16	16	0,1	7,2	0,36	СИП-2А 3×35+1×50	3,8
ИП Лазарович В. М.	1,9	16	16	0,11	1,2	0,33	СИП-2А 3×16+1×25	1,46
Котельная	16,2	16	16	0,07	9,5	0,62	СИП-2А 3×50+1×70	3,53
Т2 (250 кВА)								
ЦРБ к.1, к.2 (1)	63,8	50	16	0,08	39,8	0,48	СИП-2А 3×185+1×95	4,05
ул.Мира, д.14А, гаражи	64,8	50	16	0,09	42,2	0,36	СИП-2А 3×185+1×95	4,29

Продолжение таблицы 16

ТП-22								
Т1 (160 кВА)								
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
Наименование потребителя	I_p, A	$S_{ЭК.пл.т}, мм^2$	$S_{длгн}, мм^2$	$l, км$	$P, кВт$	$tg(\varphi)$	Проводник	$U_{итог}, \%$
д.8 Билайн, Теле2	110,4	70	35	0,05	70,4	0,43	АВБбШв-1 1(4×240)	4,44
"Столярка"	22,1	16	16	0,06	12,2	0,75	АВБбШв-1 1(4×50)	4,53
Т2 (160 кВА)								
БАЗА ТРК, флот	47,2	25	16	0,055	27,8	0,62	АВБбШв-1 1(4×120)	4,22
д.10 Общежитие	82,8	50	25	0,07	53,9	0,36	АВБбШв-1 1(4×240)	4,11
"Кварцевый"	14,6	16	16	0,06	9,6	0,33	АВБбШв-1 1(4×50)	3,55

Вывод: По имеющимся данным по присоединениям разработан перечень элементов, подлежащих реконструкции в сети 0,4 кВ.

По условиям экономической плотности тока и длительно-допустимой токовой нагрузки были выбраны проводники для реконструируемой части сети 0,4 кВ. Определяющим среди этих условий стало условие длительно-допустимой токовой нагрузки.

Распространенной практикой является увеличение сечения проводников ввиду больших потерь напряжения в сети 0,4 кВ. Выбранные по двум условиям проводники были проверены на потери напряжения. По результатам этой проверки большая их часть была увеличена в сечении. При увеличенном сечении потери напряжения не превышают 10% в соответствии с ГОСТ 32144-2013 п.4.2.2.

8 Расчет трехфазного КЗ на стороне 10 кВ. Выбор и проверка отключающего оборудования

Расчет тока трехфазного короткого замыкания и ударного тока ведется по формулам (18)-(19):

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{E}{\sqrt{3} Z_{\text{к}}}; \quad (18)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} K_{\text{у}} I_{\text{кз}}^{(3)}; \quad (19)$$

где E – ЭДС в точке КЗ, кВ;

$Z_{\text{к}}$ – полное сопротивление до точки КЗ, Ом;

$K_{\text{у}}$ – ударный коэффициент.

Ударный коэффициент определяется зависимостью $K_{\text{у}} = f\left(\frac{R_{\text{к}}}{X_{\text{к}}}\right)$ по графику, изображенному на рисунке 11.

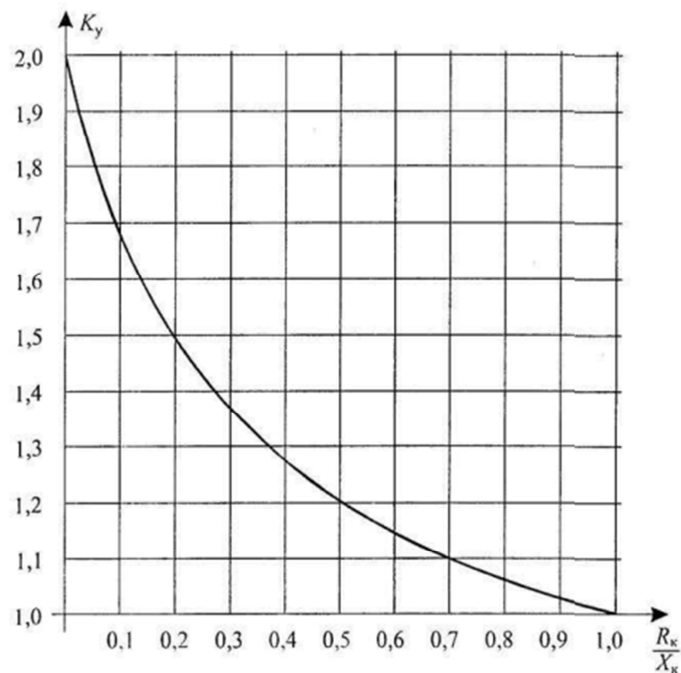


Рисунок 11 – График зависимости $K_{\text{у}} = f\left(\frac{R_{\text{к}}}{X_{\text{к}}}\right)$

8.1 Расчет тока трехфазного КЗ, ударного тока и тока термической стойкости при КЗ на шинах БКРП

Расчет токов коротких замыканий ведется для самых тяжелых для системы ситуаций. Самой тяжелой ситуацией в данном случае будет являться работа четырех генераторов на одной секции шин БКРП.

Для того чтобы рассчитать полное сопротивление цепи до точки КЗ необходимо рассчитать суммарные активные и индуктивные сопротивления всех элементов цепи.

Расчет итогового сопротивления работающих параллельно генераторов ведется по формуле (20):

$$X_{г.итог} = \frac{X_{г}}{n}; \quad (20)$$
$$X_{г.итог} = \frac{0,105}{4} = 0,026 \text{ Ом};$$

где n – число параллельно работающих генераторов.

Количество параллельно работающих групп токоограничивающих реакторов совпадает с количеством генераторов. Расчет сопротивлений токоограничивающих реакторов ведется аналогичным образом по формуле (21):

$$X_{тр.итог} = \frac{X_{тр}}{n}; \quad (21)$$
$$X_{тр.итог} = \frac{2}{4} = 0,5 \text{ Ом};$$

Параметры линий, соединяющих генераторы с токоограничивающими реакторами, а также соединяющие токоограничивающие реакторы с БКРП рассчитываются по формулам (22)-(26):

$$l_{\text{сумм}} = 0,05 \text{ км}; \quad (22)$$

$$R_{\text{л}} = l_{\text{сумм}} r_0; \quad (23)$$

$$R_{\text{л}} = 0,05 \cdot 0,16 = 0,008 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{л}} = l_{\text{сумм}} x_0; \quad (24)$$

$$X_{\text{л}} = 0,05 \cdot 0,077 = 0,004 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{л.итог}} = \frac{R_{\text{л}}}{n}; \quad (25)$$

$$R_{\text{л.итог}} = \frac{0,008}{4} = 0,002 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{л.итог}} = \frac{X_{\text{л}}}{n}; \quad (26)$$

$$X_{\text{л.итог}} = \frac{0,004}{4} = 0,001 \text{ Ом};$$

Сопротивления шинопроводов БКРП, разъединителей, выключателей и неподвижных контактных соединений столь невелико, что не оказывают ощутимого воздействия на сопротивление цепи. Поэтому в расчете суммарных сопротивлений они не учитываются.

Суммарные активные и индуктивные сопротивления элементов, а также полное сопротивление участка цепи до КЗ рассчитывается по формулам (27)-(29):

$$R_{\text{К1}} = R_{\text{л.итог}} = 0,002 \text{ Ом}; \quad (27)$$

$$X_{\text{К1}} = X_{\text{г.итог}} + X_{\text{тр.итог}} + X_{\text{л.итог}}; \quad (28)$$

$$X_{\text{К1}} = 0,026 + 0,5 + 0,001 = 0,527 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{К1}} = \sqrt{R_{\text{К1}}^2 + X_{\text{К1}}^2}; \quad (29)$$

$$Z_{K1} = \sqrt{0,004^2 + 0,527^2} = 0,527 \text{ Ом};$$

Расчет тока трехфазного замыкания на шинах БКРП и ударного тока проводится по формулам (30)-(32):

$$I_{кз1}^{(3)} = \frac{E}{\sqrt{3} Z_K}; \quad (30)$$

$$I_{кз1}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,527} = 11,5 \text{ кА};$$

$$K_y = 1,98; \quad (31)$$

$$i_{уд1} = \sqrt{2} K_y I_{кз}^{(3)}; \quad (32)$$

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,98 \cdot 11,5 = 19,66 \text{ кА};$$

8.2 Выбор и проверка выключателей на ДЭС

Для каждого генератора выбирается вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1000. Паспортные данные выключателя занесены в таблицу 17.

Таблица 17 – Паспортные данные ВВ/TEL-10-20/1000

Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток отключения, кА	20
Номинальный ток, А	1000
Ток термической стойкости, кА·с	20
Ток электродинамической стойкости, кА	64
Нормированное процентное содержание аperiodической составляющей, %	40

Продолжение таблицы 17

Собственное время отключения, с	0,03
Полное время отключения, с	0,05
Собственное время включения, с	0,05

Проверка выключателя по номинальному напряжению проводится по формуле (33):

$$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ} \leq U_{\text{н.выкл}} = 10 \text{ кВ} \quad \text{условие выполняется;} \quad (33)$$

Номинальный рабочий и максимальный токи рассчитываются по формулам (34)-(35) соответственно:

$$I_{\text{раб}} = \frac{n S_{\Gamma}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} = \frac{4 \cdot 875}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} = 202,1 \text{ А}; \quad (34)$$

$$I_{\text{макс}} = 1,4 I_{\text{раб}} = 1,4 \cdot 202,1 = 282,94 \text{ А}; \quad (35)$$

Проверка выключателей по номинальному рабочему и максимальному токам проводится по формулам (36)-(37):

$$I_{\text{раб}} = 202,1 \text{ А} \leq I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А} \quad \text{условие выполняется;} \quad (36)$$

$$I_{\text{макс}} = 282,94 \text{ А} \leq I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А} \quad \text{условие выполняется;} \quad (37)$$

Проверка выключателей на включающую способность проводится по формулам (38)-(39):

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = 11,5 \text{ кА} \leq I_{\text{вкл.НОМ}} = 20 \text{ кА} \quad \text{условие выполняется;} \quad (38)$$

$$i_{уд} = 19,66 \text{ А} \leq I_{ном} = 31,5 \text{ кА} \quad \text{условие выполняется;} \quad (39)$$

Проверка отключающей способности проводится после определения симметричного тока и апериодической составляющей тока. Симметричный ток определяется по формуле (40), проверка проводится по формуле (41):

$$I_{п,\tau} = I_{кз}^{(3)} = 11,5 \text{ кА} \quad (40)$$

$$I_{п,\tau} = 11,5 \text{ кА} \leq I_{откл.ном} = 20 \text{ кА} \quad \text{условие выполняется;} \quad (41)$$

Апериодическая составляющая тока рассчитывается по формулам (42)-(44), проверка проводится по формуле (45):

$$\tau = t_{рз} + t_{с.в.}; \quad (42)$$

$$\tau = 0,05 + 0,03 = 0,08 \text{ с};$$

$$i_{а,\tau} = \sqrt{2} I_{п,\tau} e^{-\frac{\tau}{T_a}}; \quad (43)$$

$$i_{а,\tau} = \sqrt{2} 11,5 e^{-\frac{0,08}{0,03}} = 3,28 \text{ кА};$$

$$i_{а,ном} = \left(\frac{\sqrt{2} \beta_{нор}}{100} \right) I_{откл.ном}; \quad (44)$$

$$i_{а,ном} = \left(\frac{\sqrt{2} 40}{100} \right) 20 = 11,31 \text{ кА};$$

$$i_{а,\tau} = 3,28 \leq i_{а,ном} = 11,31 \quad \text{условие выполняется;} \quad (45)$$

Термическая стойкость выключателя рассчитывается по формуле (8.29):

$$I_{откл}^2 = t_{откл} (I_{т.ст})^2; \quad (46)$$

$$I_{\text{откл}}^2 = 0,05 \cdot 20^2 = 20 \text{ кА}^2 \text{ с};$$

Тепловой импульс рассчитывается по формуле (47):

$$B_{\text{к}} = t_{\text{откл}} \left(I_{\text{кз}}^{(3)} \right)^2; \quad (47)$$

$$B_{\text{к}} = 0,05 \cdot 11,5^2 = 13,23 \text{ кА}^2 \text{ с};$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения КЗ, которое принимается равным 0,1 с.

Проверка выключателей по термической стойкости проводится по формуле (48):

$$B_{\text{к}} = 13,23 \text{ кА}^2 \text{ с} \leq I_{\text{откл}}^2 = 20 \text{ кА}^2 \text{ с} \quad \text{условие выполняется.} \quad (48)$$

Аналогичные расчеты проведены для разъединителя РВ-10/400. Паспортные данные занесены в таблицу 18.

Таблица 18 – Технические характеристики разъединителя РВ-10/400 УХЛ2

Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	400
Ток термической стойкости, кА·с	20
Ток электродинамической стойкости, кА	51
Время протекания тока термической стойкости, с	3

Разъединитель отвечает всем поставленным требованиям, все условия выполняются.

8.3 Расчет тока трехфазного КЗ, и тока термической стойкости на всем протяжении линий. Проверка участков проводников на термическую стойкость

Расчет трехфазного КЗ ведется по аналогичным формулам, представленным в п.8.2. Данная процедура проводится для дальнейшей проверки чувствительности защиты линий, а также подводит итог по выбору проводников по условию термической стойкости.

Расчеты сопротивлений проводятся по формулам (49)-(51):

$$\sum_1^n R = R_n + \sum_1^{n-1} R_{n-1} + R_{K1}; \quad (49)$$

$$\sum_1^n X = X_n + \sum_1^{n-1} X_{n-1} + X_{K1}; \quad (50)$$

$$Z_n = \sqrt{\sum_1^n R^2 + \sum_1^n X^2}; \quad (51)$$

Сопоставляя полученные данные по тепловому импульсу на каждом участке линии с односекундным током термической стойкости проводника производится проверка по условию термической стойкости (формула 52):

$$B_K = t_{откл} \left(I_{K3}^{(3)} \right)^2 \leq I_{T.ст}^2 t_{откл}; \quad (52)$$

По итогам расчетов большая часть сечений была увеличена. Результаты расчетов и итоговый выбор проводников в сети 10 кВ сведены в таблицу 19.

Таблица 19 – Результаты расчетов трехфазного КЗ в линиях 10 кВ и итоговый выбор проводников

Начало	Конец	Марка	l, км	Z, Ом	$I_{кз}^{(3)}$, кА	B_k , кА ² ·с	$S_{итог}$, мм ²	$I_{т.ст}$, кА·с	Проводник
1-ф.2	оп.1.6.1	АПВБП	0,04	0,53	11,44	6,54	150	12,46	АПВБП-10 (3×150/16)
оп.1.6.1	ТП-6 (Т1)	СИП-3	0,16	0,578	10,49	5,5	120	11	СИП-3 3(1×120)
ТП-6 (Т1)	оп.1.6.10	СИП-3	0,38	0,725	8,36	3,49	95	8,6	СИП-3 3(1×95)
оп.1.6.10	ТП-5	АПВБП	0,11	0,753	8,05	3,24	120	10,16	АПВБП-10 (3×120/16)
оп.1.6.10	ТП-1 (Т1)	СИП-3	0,05	0,746	8,13	3,3	95	8,6	СИП-3 3(1×95)
ТП-1 (Т1)	ТП-4 (Т1)	АПВБП	0,39	0,853	7,11	2,53	95	8,04	АПВБП-10 (3×95/16)
ТП-4 (Т1)	оп.1.4.26	СИП-3	0,4	1,053	5,76	1,66	70	6,4	СИП-3 3(1×70)
оп.1.4.26	ТП-11	АПВБП	0,05	1,072	5,66	1,6	70	5,79	АПВБП-10 (3×70/16)
ТП-11 (Т1)	оп.1.4.25	АПВБП	0,015	1,078	5,62	1,58	70	5,79	АПВБП-10 (3×70/16)
оп.1.4.25	оп.1.4.19	СИП-3	0,25	1,247	4,86	1,18	70	6,4	СИП-3 3(1×70)
оп.1.4.19	ТП-13	АПВБП	0,015	1,253	4,84	1,17	70	5,79	АПВБП-10 (3×70/16)
оп.1.4.19	ТП-8 (Т1)	СИП-3	0,7	1,749	3,47	0,6	50	4,3	СИП-3 3(1×50)
оп.1.4.7	ТП-7	АПВБП	0,04	1,264	4,8	1,15	70	5,79	АПВБП-10 (3×70/16)
1-ф.5	ТП-9 (Т1)	АПВБП	0,22	0,546	11,1	6,16	150	13	АПВБП-10 (3×150/16)

Продолжение таблицы 19

Начало	Конец	Марка	l, км	Z, Ом	$I_{кз}^{(3)}$, кА	B_k , кА ² ·с	$S_{итог}$, мм ²	$I_{т.ст.}$, кА·с	Проводник
ТП-9 (Т1)	ТП-2 (Т1)	СИП-3	0,33	0,669	9,06	4,1	120	11	СИП-3 3(1×120)
ТП-2 (Т1)	ТП-22 (Т1)	АПВБП	0,45	0,787	7,7	2,96	95	8,04	АПВБП-10 (3×95/16)
ТП-22 (Т1)	ТП-10 (Т1)	АПВБП	0,41	0,936	6,48	2,1	95	8,6	АПВБП-10 (3×95/16)
1-ф.8	ТП-20 (Т1)	СИП-3	0,62	0,761	7,97	3,18	95	8,04	СИП-3 3(1×95)
1-ф.11	ТП-12 (Т1)	АПВБП	0,025	0,529	11,46	6,57	150	12,46	АПВБП-10 (3×150/16)

Вывод: По итогам расчетов выбраны итоговые сечения проводников в сети 10 кВ. На многих участках линий условие термической стойкости стало определяющим фактором. Для дизельной электростанции было выбрано и проверено коммутационное оборудование.

Расчеты токов короткого замыкания обусловили установку токоограничивающих реакторов на территории ДЭС, так как они составляют большую часть индуктивного сопротивления сети электростанции. Их наличие позволяет ограничить величину токов короткого замыкания, тем самым уменьшив требования к термической стойкости проводников и оборудования.

Выбранное коммутационное оборудование прошло проверку по всем требуемым условиям и удовлетворяет условиям эксплуатации.

Заключение

В ходе выполнения проекта по реконструкции поселка городского типа Эвенск, Магаданская область, были реализованы нижеописанные технические решения.

По полученным в ходе энергетического обследования данным были рассчитаны токи и силовые нагрузки потребителей.

По рассчитанным токам потребителей была реконструирована распределительная сеть 0,4 кВ. Старые кабели и провода воздушных линий были заменены на новые проводники марок АВБШв для кабельных линий и СИП-2А для воздушных линий. Сечение выбиралось по условиям длительно-допустимой токовой нагрузки, экономической плотности тока и было окончательно выбрано после расчета потерь напряжения на концах линий.

С целью уменьшения электрических потерь в сетях, номинал высшего напряжения сети был повышен с 6 кВ до 10 кВ. Сама сеть была реконструирована и переведена с магистральной системы на двухлучевую без изменения маршрута прокладки линий с целью повышения надежности электроснабжения. Все деревянные опоры воздушных линий были заменены на двухцепные железобетонные.

Все трансформаторные подстанции поселка, за много десятков лет пришедшие в негодность, были заменены на новые БКТП и 2БКТП. Во всех реконструированных подстанциях установлены новые масляные трансформаторы марки ТМ. Номинальная мощность трансформаторов выбиралась по рассчитанным суммарным силовым нагрузкам потребителей.

При реконструкции систем электроснабжения была также реконструирована система коммерческого учета электроэнергии. В комплекте выбранных БКТП устанавливаются измерительные приборы технического учета электроэнергии на фидерах 0,4 кВ, позволяющие отслеживать незаконные присоединения к линиям. В БКРП на отходящих

линиях также установлены идущие в комплекте системы технического учета, что позволяет определять потери в линиях. В РУ многоквартирных домов, а также в местах присоединения частных потребителей устанавливаются счетчики коммерческого учета.

Также в ходе выполнения проекта была полностью реконструирована дизельная электростанция. Дизельные генераторы, отработавшие более чем двукратный срок и более не отвечающие условиям эксплуатации, были заменены на семь новых генератора TBd 970TS-10500. Само здание электростанции капитального типа не удовлетворяло условиям размещения в нем электрооборудования. Поэтому все генераторы размещены в контейнерных электростанциях ROLT Power Systems, преимуществами которых являются долговечность и удобство размещения на местности. С целью уменьшения токов короткого замыкания на территории ДЭС установлены семь групп токоограничивающих реакторов РТСТ(Г)-10-630-2-УХЛ1. Для эффективного распределения электрической энергии на территории ДЭС были возведены два блочных комплектных распределительных пункта.

Из-за отсутствия в поселке Эвенск кабельного журнала и данных по расчетам коротких замыканий были рассчитаны трехфазные КЗ в точках на всем протяжении линий 10 кВ. На основе полученных данных окончательно выбраны сечения проводников марок АПвБП для кабельных линий и СИП-3 для воздушных линий. Выбор сечения проводился по условиям экономической плотности тока, длительно-допустимой токовой нагрузки, механической прочности, а также по условию термической стойкости.

Всю необходимую релейную защиту и автоматику, идущую в комплекте с БКТП и БКРП, поставщик, по договору с заказчиком, настраивает на основании проведенных расчетов токовых нагрузок и расчетов коротких замыканий.

На основании вышеописанного можно утверждать, что все цели и задачи ВКР успешно достигнуты.

Список используемой литературы и использованных источников

1. Ассоциация Росэлектромонтаж. Технический циркуляр №16/2007 «О прокладке взаиморезервируемых кабелей в траншеях». 2007.
2. Википедия. Поселок городского типа Эвенск. URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Эвенск> (Дата обращения: 01.10.2021).
3. Гоголев В. Н. Двухцепные железобетонные опоры со стойками СВ110, СВ112, СВ164. ВЛ 10 кВ с защищенными проводами. 1997.
4. ГОСТ 25100-2011 - Грунты. Классификация. 2011.
5. ГОСТ 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. 2013.
6. ГК ТТС. Дизельный генератор TBd 970TS-10500. URL: https://www.tss.ru/catalog/elektrostantsii/dizelnye_vysokovoltnye_elektrostantsii/vysokovoltnyy_dizelnyy_generator_tss_ad_700s_t10500_1rm9_022283/ (Дата обращения: 13.12.2021).
7. Западно-сибирское отделение института «Сельэнергопроект». «Типовые конструкции, изделия и узлы зданий и сооружений. Серия 3.407-150 Заземляющие устройства опор воздушных линий электропередачи напряжением 0,38; 6; 10; 20; 35 кВ». 1987.
8. Механотроника. ДИВГ.648228.080 РЭ «Руководство по эксплуатации. Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ».
9. Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. РД 34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей». 1994.
10. ПУЭ-7. Правила устройства электроустановок. Издание 7. 2003.
11. Рекламно-техническое описание ЭЗОИС. Выпуск 2. «Блочные комплектные трансформаторные подстанции. Проекты и сети». 2016.
12. Самойлов В. А. Технический отчет по обследованию электрической системы энергоснабжения в поселке Эвенск, Северо-Эвенский район, Магаданская область. 2019.

13. СССР. Госстрой. Главтехупрвление Минэнерго СССР. РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений». 1987.
14. Технический комитет по стандартизации ТК 465 «Строительство». СП 256.1325800.2016 «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа». 2017.
15. Шеховцев В.П. «Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. Издание 2». 2011.
16. Fokeev A., Subgatullin B. and Ahmed Y. E. Methods of electrical loads calculation and selection of electrical power equipment 2019 [Электронный ресурс]: International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems. Ufa, Russia, 2019. pp. 1-6, URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8949966> (дата обращения: 10.11.2021).
17. Industrial Info Resources. Global Electric Power Coverage. URL: <https://www.industrialinfo.com/database/power/> (Дата обращения: 15.10.2021).
18. ROLT Power Systems. URL: <https://www.roltpower.com/en/> (Дата обращения: 09.11.2021).
19. Scheffler J. Operation of low voltage distribution networks with decentralised combined heat and power fuel cell systems for residential application Transmission and Distribution Conference and Exposition. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/971333> (дата обращения: 08.12.2021).
20. Wang P., Xu J. Q. and Su J. The research of urban distribution network high-reliability power supply construction International Conference on Advanced Power System Automation and Protection [Электронный ресурс]. Beijing, China, 2011, pp. 1497-1500, doi:10.1109/APAP.2011.6180744. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6180744> (дата обращения: 27.11.2021).