

АННОТАЦИЯ

В бакалаврской работе рассмотрена понизительная подстанция класса напряжения 110/10 кВ и произведена последующая реконструкция электрической части данной подстанции.

Объектом бакалаврской работы является подстанция «Поддубная» 110/10 кВ Поддубного сельского поселения, Викуловского района Тюменской области. Соответственно, предмет бакалаврской работы - электрическая часть понизительной подстанции «Поддубная» 110/10 кВ.

Основное содержание бакалаврской работы выражается в определении существующего положения (состояние подстанции), выделении возможных путей решения (принятие решений по реконструкции подстанции) и обосновании принятых решений (подтверждающие корректность решений расчеты).

Бакалаврская работа представлена следующим содержанием:

- электрические нагрузки подстанции «Поддубная» 110/10 кВ;
- выбор силовых трансформаторов подстанции «Поддубная» 110/10 кВ;
- электрическая схема подстанции «Поддубная» 110/10 кВ;
- расчет токов короткого замыкания подстанции «Поддубная» 110/10 кВ;
- выбор и проверка основного электрооборудования 110 кВ, 10 кВ подстанции «Поддубная» 110/10 кВ;
- система оперативного тока на подстанции «Поддубная» 110/10 кВ;
- собственные нужды подстанции «Поддубная» 110/10 кВ;
- заземление подстанции «Поддубная» 110/10 кВ;
- молниезащита подстанции «Поддубная» 110/10 кВ.

Бакалаврская работа изложена на 63 страницах машинописного текста. Основное содержание бакалаврской работы включает в себя 3 рисунка, 16 таблиц, 31 библиографический источник.

ABSTRACT

In the bachelor's work, a step-down substation of 110/10 kV voltage class is considered and the subsequent reconstruction of the electrical part of this substation is carried out.

The object of the bachelor's thesis is a substation "Poddubnaya" 110/10 kV Poddubny rural settlement, Vikulovskogo district of the Tyumen region. Accordingly, the subject of bachelor's work - the electrical part of the step-down substation "Poddubnaya" 110/10 kV.

The main content of the bachelor's work is expressed in the definition of the existing situation (the state of the substation), the allocation of possible solutions (decision-making on the reconstruction of the substation) and justification of decisions (confirming the correctness of decisions calculations).

Bachelor's work is represented by the following content:

- electrical loads of substation "Poddubnaya" 110/10 kV;
- selection of power transformers substation "Poddubnaya" 110/10 kV;
- electrical scheme of substation "Poddubnaya" 110/10 kV;
- calculation of short-circuit currents of substation "Poddubnaya" 110/10 kV;
- selection and verification of the main electrical equipment 110 kV, 10 kV substation "Poddubnaya" 110/10 kV;
- operating current system at substation "Poddubnaya" 110/10 kV;
- own needs of substation "Poddubnaya" 110/10 kV;
- grounding of substation "Poddubnaya" 110/10 kV;
- lightning protection of substation "Poddubnaya" 110/10 kV.

Bachelor's work is presented on 63 pages of typewritten text. The main content of the bachelor's work includes 3 figures, 16 tables, 31 bibliographic sources.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Описание объекта реконструкции бакалаврской работы.....	8
2 Электрические нагрузки подстанции «Поддубная» 110/10 кВ.....	10
3 Выбор силовых трансформаторов подстанции «Поддубная» 110/10 кВ.....	12
4 Электрическая схема и конструктивное исполнение распределительных устройств подстанции «Поддубная» 110/10 кВ.....	14
5 Расчет токов короткого замыкания подстанции «Поддубная» 110/10 кВ	16
6 Выбор и проверка основного электрооборудования 110 кВ, 10 кВ подстанции «Поддубная» 110/10 кВ	36
7 Система оперативного тока на подстанции «Поддубная» 110/10 кВ.....	54
8 Собственные нужды подстанции «Поддубная» 110/10 кВ.....	55
9 Заземление подстанции «Поддубная» 110/10 кВ.....	56
10 Молниезащита подстанции «Поддубная» 110/10 кВ.....	57
Заключение.....	58
Список используемых источников.....	59

ВВЕДЕНИЕ

В рамках настоящей бакалаврской работы, рассматривается понизительная подстанция «Поддубная» 110/10 кВ. Подстанция находится в Ишимском энергорайоне Тюменской области (административно, в Викуловском муниципальном районе).

Тюменская область является крупным энергетическим регионом и по принадлежности к объединенным энергетическим системам (далее по тексту ОЭС) Российской Федерации (далее по тексту РФ), входит в состав Уральской ОЭС.

Тюменская область активно развивается в области электроэнергетики и ставит перед собой такие цели как обеспечение роста энергоэффективности экономики и обеспечение энергетической безопасности хозяйственной и социальной сферы [4].

В экономическом секторе Тюменской области наблюдается рост, который превышает средние показатели по РФ [4]. Основная нагрузка промышленного сектора ложится на обрабатывающие производства, добычу и разработку полезных ископаемых (нефть и газ). Значительное влияние на промышленность Тюменской области оказывает соседство с нефтегазовыми округами, такими как Ханты-Мансийский Автономный Округ-Югры и Ямало-Ненецкий Автономный Округ.

Собственные ресурсы и промышленность, а также «соседство» с нефтегазовыми округами, как следствие, вызывают скопление людей на территории Тюменской области, которые заняты такой деятельностью как производство оборудования и технических средств для промышленности нефтегазовой отрасли, а также банальное жизнеобеспечение, работающих на предприятиях нефтегазовой отрасли людей (продовольствие, хозяйственно-бытовая продукция, стройматериалы и пр.).

Рассматривая конкретно Викуловский муниципальный район можно отметить, что основу производственной деятельности района составляет

сельское хозяйство – агропромышленный комплекс (далее по тексту АПК) [2]. Согласно данным в [2] предусмотрено сохранение доминирующих позиций АПК вплоть до 2020 года с усилением позиций перерабатывающих сельскохозяйственную продукцию производств. Приоритетными направлениями в сельскохозяйственной отрасли являются: молочное производство, производство мяса, зерна, бобовых, кормовое производство для скота.

Промышленное, отдельное от АПК, производство Викуловского муниципального района представлено следующими основными производствами: производство металлопластиковых изделий, керамических кирпичей, древесного угля, березового шпона. К 2020 году планируется наращивание объемов производств.

С ростом населения и производств Тюменской области, и Викуловского муниципального района в частности, возрастает и общее потребление электроэнергии Тюменской области. Согласно данным таблицы 2 [4] динамика потребления электроэнергии только за 5 лет с 2013 года по 2017 год составила + 1 973,8 млн.кВт·ч, что в процентном выражении составляет приблизительно 17%. Также за 5 лет с 2013 г. по 2017 г. введены в эксплуатацию около 15-ти новых электросетевых объектов различных классов напряжений (220 кВ, 110 кВ, 35 кВ). Перспективное увеличение потребления электроэнергии, согласно таблице 17 [4], на период с 2018 по 2023 гг. составляет + 2 625 млн.кВт·ч, что в процентном выражении составляет приблизительно 20%. В вышеобозначенных условиях роль надежности и качества снабжения электрической энергией неуклонно растет.

Концепция долгосрочного социально-экономического развития Тюменской области до 2020 года с перспективой до 2030 года (далее Концепция), предполагает выполнение следующих основных мероприятий, для обеспечения надежного и качественного снабжения электроэнергией потребителей:

- ввод новых мощностей (генерирующие мощности);

- развитие электросетевой области (ввод новых воздушных линий (далее по тексту ВЛ) и пр.);
- техническое перевооружение и реконструкция объектов электросетевого хозяйства (понижительные подстанции);
- разработка и воплощение в реальность мер по энергосбережению, повышению энергетической эффективности и энергобезопасности.

Для подстанции «Поддубная» 110/10 кВ основной мерой, позволяющей реализовать Концепцию, будет техническое перевооружение и реконструкция с увеличением трансформаторной мощности.

В заключение к вышесказанному можно следующим образом сформулировать цель настоящей работы: цель бакалаврской работы – обеспечение потребителей электроэнергии надежным и качественным электроснабжением путем реконструкции электрической части подстанции.

Достигнуть поставленные цели, возможно при помощи решения следующих задач:

- расчет мощности и выбор типа, вновь устанавливаемых на понизительной подстанции, трансформаторов;
- обзор существующей электрической схемы понизительной подстанции с обоснованием необходимости/отсутствия реконструкции существующей схемы;
- расчет, действующих на электрооборудование, аварийных токов (токов короткого замыкания);
- обзор существующего оборудования с последующим выбором нового электрооборудования;
- выбор оперативного тока, собственных нужд, заземления и молниезащиты подстанции.

1 Описание объекта реконструкции бакалаврской работы

Территориально, подстанция «Поддубная» 110/10 кВ имеет следующее месторасположение: Тюменская область, Викуловский район, сельское поселение Поддубное, улица Школьная 3А. Географические координаты подстанции - 56.911035° градусов северной широты, 70.590068° градусов восточной долготы (Рисунок 1.1).

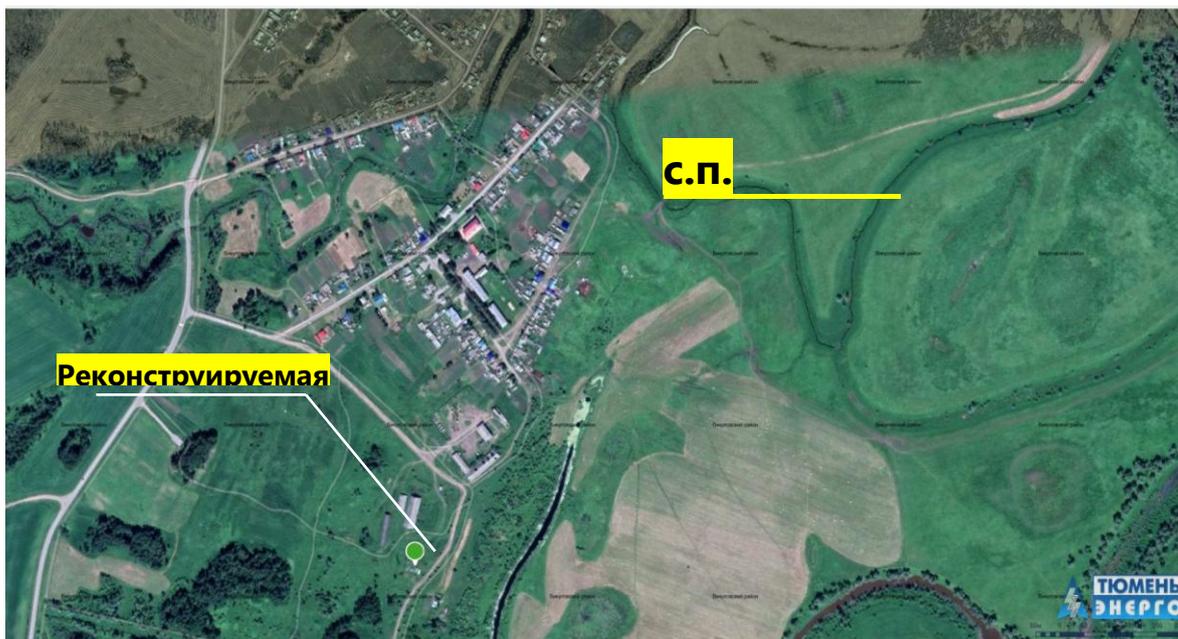


Рисунок 1.1 – Расположение подстанции

Подстанция «Поддубная» 110/10 кВ введена в эксплуатацию в 1977 г.

Площадь территории подстанции (отвод земельного участка) в пределах ограды составляет 1507 м².

Подстанция «Поддубная» 110/10 кВ входит в состав Ишимского территориально-производственного отделения Тюменских распределительных сетей филиала АО «Тюменьэнерго».

Предназначение подстанции «Поддубная» 110/10 кВ снабжение электрической энергией потребителей III категории надежности электроснабжения – объектов социального назначения, таких как сельское поселение Поддубное и прочих близлежащих населенных пунктов [29].

Питание подстанции «Поддубная» 110/10 кВ осуществляется по магистрально-радиальной схеме [26] от подстанции Ишим 220/110/10 кВ (МЭС Западной Сибири) по ВЛ 110 кВ большой протяженности: двухцепная магистральная линия «Ишим-Сорокино», далее одноцепная радиальная «Сорокино-Желнино-Викулово-Поддубная-Каргалы». В нормальном режиме через секционную переключку подстанции «Поддубная» 110/10 кВ идет переток мощности на подстанцию «Каргалы» 110/10 кВ по ВЛ 110 кВ «Каргалы». Одноцепная ВЛ 110 кВ имеет центр питания с другой стороны (после подстанции «Каргалы» 110/10 кВ) от энергосистемы Омской области, поэтому в аварийном режиме подстанция «Поддубная» 110/10 кВ получает питание от подстанции «Каргалы» 110/10 кВ [1].

Как видно из описания присоединения подстанции «Поддубная» 110/10 кВ к сети 110 кВ, данная подстанция является проходной [28]

Исполнение распределительного устройства (далее по тексту РУ) 110 кВ – открытое распределительное устройство (далее по тексту ОРУ), а РУ 10 кВ – закрытое распределительное устройство (далее по тексту ЗРУ) по типу комплектного распределительного устройства наружной установки (далее по тексту КРУН).

Электрическая схема ОРУ 110 кВ подстанции «Поддубная» 110/10 кВ на данный момент выполнена по типовой схеме 110 кВ «блок с отделителем и короткозамыкателем». Электрическая схема ЗРУ-10 кВ по типовой схеме № 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин» [17].

На подстанции установлен и функционирует один трансформатор типа ТМН-6300/110/10 кВ.

Подстанция обслуживается дежурным электромонтером, т.е. постоянного дежурного персонала на подстанции нет.

2 Электрические нагрузки подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

Как уже отмечалось в п.1 бакалаврской работы, подстанция «Поддубная» 110/10 кВ по способу присоединения к сети 110 кВ является проходной, что согласно данным [28] значит, что подстанция присоединяется к сети с помощью захода одной ВЛ 110 кВ с двухсторонним питанием. Центром питания с одной стороны является подстанция «Ишим» 220 кВ, а с другой стороны центром питания является энергосистема Омской области.

Подстанция питает потребителей III категории надежности электроснабжения. В соответствии с ПУЭ, п. 1.2.21 «питание потребителей III категории может выполняться от одного источника питания при условии, что перерыв электроснабжения, необходимого для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более 1 суток» [13].

Исходя из категории надежности электроснабжения можно сделать вывод, что характер нагрузки подстанции «Поддубная» 110/10 кВ социально-бытовой (объекты индивидуальной жилой застройки).

Суммарная мощность, установленного на подстанции «Поддубная» 110/10 кВ трансформатора составляет 6,3 МВА.

Реконструкция подстанции «Поддубная» 110/10 кВ связана с техническим старением оборудования и перспективным ростом электрических нагрузок на стороне 10 кВ.

Согласно предоставленным филиалом АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» данных о потребителях электрической энергии на стороне 10 кВ подстанции «Поддубная» 110/10 кВ средняя потребляемая мощность составляет 4,658 МВА ($S_{\max}^{\text{ПС}}$).

Загрузка подстанции в процентном выражении в данном случае равна 73,93%, а объем свободной трансформаторной мощности составляет 1,642 МВА.

По результатам анализа данных о текущем и прогнозном потреблении мощности, по подстанциям 110 кВ Тюменской области, представленным в [4], сделано заключение о недостатке трансформаторной мощности ряда подстанций, в т.ч. подстанция «Поддубная» 110/10 кВ. В [4] говорится о том, что в случае вывода в ремонт или аварийного отключения одного из трансформаторов, нагрузка другого превысит 105% от номинального значения допустимой загрузки. В случае подстанции «Поддубная» 110/10 кВ, подстанция «погаснет» полностью ввиду наличия только одного трансформатора.

Согласно предоставленным филиалом АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» данных о потреблении электрической энергии, потребление подстанции «Поддубная» 110/10 кВ составляет 23368 МВт·ч ($W_{\text{ПС}} = 23368 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$).

Максимальную продолжительность годовой нагрузки подстанции «Поддубная» 110/10 кВ можно определить по следующей формуле [8]:

$$T_{\text{м}} = \frac{W_{\text{ПС}}}{S_{\text{max}}}, \quad (2.1)$$

$$T_{\text{м}} = \frac{23368}{4,658} = 5016,8 \text{ ч}.$$

Коэффициент заполнения рассчитывается по следующей формуле [8]:

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_{\text{м}}}{8760}, \quad (2.2)$$

где 8760 – число часов в году.

$$K_{\text{зап}} = \frac{5020,8}{8760} = 0,572.$$

3 Выбор силовых трансформаторов подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

3.1 Тип и мощность трансформаторов подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

На данный момент на подстанции «Поддубная» 110/10 кВ установлен и функционирует один трансформатор типа – ТМН-6300/110/10 кВ.

Согласно данным, указанным в [27], расшифровка условного обозначения трансформатора выглядит следующим образом:

- Т – трехфазный;
- М - обозначает систему охлаждения силового трансформатора, выполненную естественной циркуляцией масла (без принудительного охлаждения маслоохладителями и пр.);
- Н – обозначает наличие в силовом трансформаторе устройства регулирования напряжения под нагрузкой (далее по тексту РПН), которое позволяет менять коэффициент трансформации силового трансформатора не выводя его из работы и, тем самым, поддерживать номинальный уровень напряжения на выводах его обмоток.

Существующая загрузка трансформатора подстанции «Поддубная» 110/10, как уже отмечалось в п.2 настоящей бакалаврской работы, составляет 73,93%.

Планируется увеличение нагрузки РУ 10 кВ в ближайшие 5 лет и на последующий долгосрочный период 15 – 20 лет.

Инвестиционная программа АО «Тюменьэнерго» предполагает реконструкцию подстанции со значительным увеличением трансформаторной мощности и увеличением количества трансформаторов [3].

К установке планируются два трансформатора мощностью по 16 МВА каждый, типа ТДН-16000/110 с РПН вакуумного типа, производства ООО «Тольяттинский Трансформатор» [3].

3.2 Количество новых трансформаторов подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

Ввиду незначительной загрузки на начальном этапе функционирования и нарастания нагрузки в последующие 15-20 лет, а также ввиду установки более мощной системы охлаждения, трансформатор, согласно ГОСТ 14209-85 [7], будет испытывать незначительный износ, ниже номинального износа при номинальной нагрузке, и при условии проведения плановых ремонтов (текущих и капитальных), а также соблюдении режима эксплуатации и соблюдении правил эксплуатации, указанных заводом изготовителем, будет годен к эксплуатации на срок, превышающий номинальный срок эксплуатации трансформаторов [30,31].

Долгосрочная перспектива развития региона справедлива ввиду реального роста жилого сектора Тюменской области и Викуловского муниципального района в частности, а также в силу причин, вызвавших данный рост. Основные причины - это рост добычи полезных ископаемых и строительство газопроводов таких как: газопровод «Сила Сибири 2», газопровод «Сила Сибири», прочие проектируемые, менее масштабные, но не менее важные, газопроводы [25].

Непосредственно по Тюменской области, на территориях Ханты-Мансийского Автономного Округа-Югры и Ямало-Ненецкого Автономного Округа области будет проходить газопровод «Алтай» [25, 24].

В Иркутской области, находящейся по соседству, сооружается газопровод «Сила Сибири».

Реализация такого рода масштабных проектов в совокупности дает толчок развитию близлежащих регионов, развитию жилого сектора и промышленных предприятий данных регионов.

Соответственно, в силу всего вышесказанного, для обеспечения населения качественной электроэнергией с высокой степенью надежности, принимаем к установке 2 трансформатора.

4 Электрическая схема и конструктивное исполнение распределительных устройств подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

В настоящий момент ОРУ 110 кВ подстанции «Поддубная» 110/10 кВ выполнено по схеме «блок с отделителем и короткозамыкателем». Выбор данной схемы для электроснабжения потребителей был наилучшим решением на год ввода подстанции «Поддубная» 110/10 кВ в эксплуатацию – 1977 год.

В Тюменской области, как и по всему Советскому Союзу в то время, шло масштабное строительство объектов электроэнергетики по упрощенным схемам, ввиду простоты, дешевизны, достаточной на тот момент надежности и скорости сооружения.

На сегодняшний день, схемы такого типа устарели. Надежность схем с отделителями и короткозамыкателями крайне низка, ввиду широкого внедрения различных микроэлектронных и микропроцессорных средств автоматизации, нахождение которых под воздействием токов короткого замыкания недопустимо. Отделители и короткозамыкатели запрещены для применения на подстанциях в принципе (закреплено в технической политике ПАО «Россети»).

В соответствии с III категорией надежности электроснабжения потребителей электроэнергии подстанции «Поддубная» 110/10 кВ принимаем новую схему подстанции, являющейся следующей ступенью развития существующей схемы - № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии» [17]. Выбранная схема обеспечивает соответствующую надежность электроснабжения потребителей, безопасность при эксплуатации для обслуживающего персонала, ко всему прочему схема в высокой степени проста и наглядна.

ОРУ 110 кВ планируется выполнить с использованием жесткой ошиновки, а спуски к электрооборудованию посредством гибких проводов типа АС. Оборудование ОРУ устанавливается на металлоконструкции.

Фундаменты под оборудованием – стойки типа УСО и лежни. Требуемое расстояние между оборудованием, токоведущими частями, выполнено согласно требований ПУЭ [13].

Распределительное устройство 10 кВ на подстанции «Поддубная» 110/10 кВ выполнено на базе КРУН по схеме № 10(6)-1 «Одна, секционированная выключателями, система шин» [17].

Для выбранного типа трансформатора – ТДН, схемы с одной секцией шин будет достаточно. Резервные ячейки, предусматриваемые в КРУН, обеспечат, в случае необходимости, потенциальных потребителей электроэнергией. Схемы № 10(6)-2 и № 10(6)-3 применяются для трансформаторов с расщепленными обмотками и в данном случае их применение невозможно технически (и нецелесообразно).

Как уже отмечалось выше, конструктивно РУ 10 кВ выполнено в виде КРУН, на данный момент КРУН типа К-59. Ячейки планируется заменить на новые, о чем подробнее будет изложено в пункте по выбору оборудования настоящей бакалаврской работы.

5 Расчет токов короткого замыкания подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

5.1 Расчет токов короткого замыкания на сторонах высокого 110 кВ и низкого 10 кВ напряжений подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

Согласно РД 153-34.0-20.527-98 «короткое замыкание – такое замыкание, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту возникновения замыкания, сильно возрастают, превышая наибольшее допустимое значение тока в продолжительном режиме» [15].

Расчет произведен в целях проверки выбранного основного электрооборудования 110 кВ и 10 кВ, обоснования важности установки реакторов токоограничивающих на подстанции.

Численное значение тока трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ подстанции «Поддубная» 110/10 кВ предоставлено филиалом АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» Ишимским производственным отделением и равно $I_{кз\max}^{(3)} = 9,181 \text{ кА}$.

Расчет токов коротких замыканий на подстанции «Поддубная» 110/10 кВ выполняется в соответствии с методикой, представленной в руководящем документе РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [15]. Расчет представлен далее.

Вычисление максимального значения тока короткого замыкания $I_{к.макс}^{(3)}$ производится при наименьшем сопротивлении питающей системы при ее нахождении в максимальном режиме ($x_{с.макс}$, отнесенном к $U_{ср}$ в сети высокого напряжения 110 кВ) и минимальном сопротивлении трансформатора $x_{тр.мин}$. Расчет минимального сопротивления трансформатора представлен далее:

$$X_{\text{тр.мин}} = \frac{u_{\text{к.мин}} \cdot U_{\text{ср.ВН}} (1 - \Delta U_{*\text{РПН}})^2}{100 S_{\text{ном.тр}}}, \quad (5.1)$$

где $u_{\text{к.мин}}$ - напряжение короткого замыкания силового трансформатора (для ТДН-16000 – 10,09 %) [20],

$U_{\text{ср.ВН}}$ - средненоминальное напряжение сети высокого напряжения (20 кВ),

$\Delta U_{*\text{РПН}} = \Delta U_{*\text{РПН}} / 100$ - половина суммарного зоны регулирования напряжения на стороне высокого напряжения силового трансформатора (0,16 %) [20],

$S_{\text{ном.тр}}$ - номинальная мощность силового трансформатора (16 МВА) [20].

$$X_{\text{тр.мин}} = \frac{10,09 \cdot 15 \cdot (1 - 0,16)^2}{100 \cdot 16} = 58,847 \text{ Ом.}$$

На стороне низкого напряжения, ток короткого замыкания приобретает свое максимальное значение, приведенное к ступени высокого напряжения, при помощи расчета по следующей формуле:

$$I_{\text{к.макс.ВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{(X_{\text{с.макс}} + X_{\text{тр.мин}})}, \quad (5.2)$$

где $U_{\text{ном}}$ - номинальное междуфазное напряжение сети высокого напряжения (115 кВ),

$X_{\text{с.макс}}$ - сопротивление системы в максимальном режиме.

Сопротивление системы в максимальном режиме рассчитывается по следующей формуле:

$$X_{с.макс} = \frac{U_{ср.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{к.ВН}^{(3)}}, \quad (5.3)$$

где $I_{к.ВН}^{(3)} = I_{кзmax}^{(3)} = 9,181 \text{кА}$ - максимальный ток короткого замыкания на стороне 110 кВ.

$$X_{с.макс} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 9,181} = 7,232 \text{Ом.}$$

Произведем расчет максимального значения тока короткого замыкания на стороне низкого напряжения, приведенного к ступени высокого напряжения по формуле (5.2):

$$I_{к.макс.ВН}^{(3)} = \frac{115}{(7,232 + 58,847)} = 961,101 \text{А.}$$

Приведение $I_{к.макс.ВН}^{(3)}$ к стороне низкого напряжения, в которой отсутствует регулировка напряжения под нагрузкой, возможно с помощью применения минимального коэффициента трансформации силового трансформатора, которое соответствует крайнему положению устройства регулировки напряжения под нагрузкой, при котором вычислялся этот ток. Расчетная формула представлена далее:

$$I_{к.макс.НН}^{(3)} = I_{к.макс.ВН}^{(3)} \frac{U_{ср.ВН}(1 - \Delta U_{*РПН})}{U_{НН}}, \quad (5.4)$$

где $U_{НН}$ - напряжение сети 11 кВ.

$$I_{\text{к.макс.НН}}^{(3)} = 961,101 \frac{115(1 - 0,16)}{11} = 8,449 \text{ кА.}$$

На стороне низкого напряжения, ток двухфазного замыкания можно вычислить при помощи использования следующей формулы:

$$I_{\text{к}}^{(2)} = I_{\text{к.макс.НН}}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}, \quad (5.5)$$

$$I_{\text{к}}^{(2)} = 8,449 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 7,309 \text{ кА.}$$

Для определения ударного тока в начальный момент возникновения тока короткого замыкания воспользуемся следующей формулой:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к}}^{(3)} \cdot k_{\text{уд}}, \quad (5.6)$$

где $k_{\text{уд}}$ - ударный коэффициент (1,8 для ВН и 1,85 для НН согласно рисунку 6.1 в [15]).

Расчет ударного тока короткого замыкания на сторонах высокого напряжения 110 кВ и низкого напряжения 10 кВ, выполненный по формуле (5.6), представлен далее:

$$i_{\text{уд.ВН}} = \sqrt{2} \cdot 9,181 \cdot 1,8 = 23,37 \text{ кА,}$$

$$i_{\text{уд.НН}} = \sqrt{2} \cdot 8,449 \cdot 1,85 = 22,1 \text{ кА.}$$

Получившиеся при расчетах значения токи короткого замыкания, а также прочие важные расчетные величины представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Результат расчетов токов короткого замыкания 110 кВ, 10 кВ

Трансформатор	Напряжение, кВ	$I_{кз\max}^{(3)}$, кА	Ударный коэффициент $K_{уд}$	Ударный ток $i_{уд}$, кА
ТДН-16 МВА	115	9,181	1,8	23,37
	11	8,449	1,85	22,1

5.2 Расчет токов короткого замыкания на стороне 0,4 кВ подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

При произведении расчетов токов короткого замыкания на сторонах напряжением до 1 кВ, необходимо учитывать в расчетах абсолютно все сопротивления цепи (как составляющие активного характера, так и индуктивного), а также различные другие (при наличии в схеме) сопротивления активного характера (контакты или соединения контактные и т.д.).

Расчет производится в системе именованных единиц.

Методика расчета взята из ГОСТ 28249-93 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ» [5].

Сторона 0,4 кВ подстанции «Поддубная» 110/10 кВ в данном расчете соответствует схеме собственных нужд.

Расчет нагрузок и выбор трансформатора собственных нужд представлен далее в бакалаврской работе.

Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ произведен в целях проверки коммутационного (автоматические выключатели) и прочего возможного оборудования сети собственных нужд.

Расчетная схема для вычисления токов короткого замыкания представлена на рисунке 5.1.

Схема замещения для расчета токов короткого замыкания представлена на рисунке 5.2.

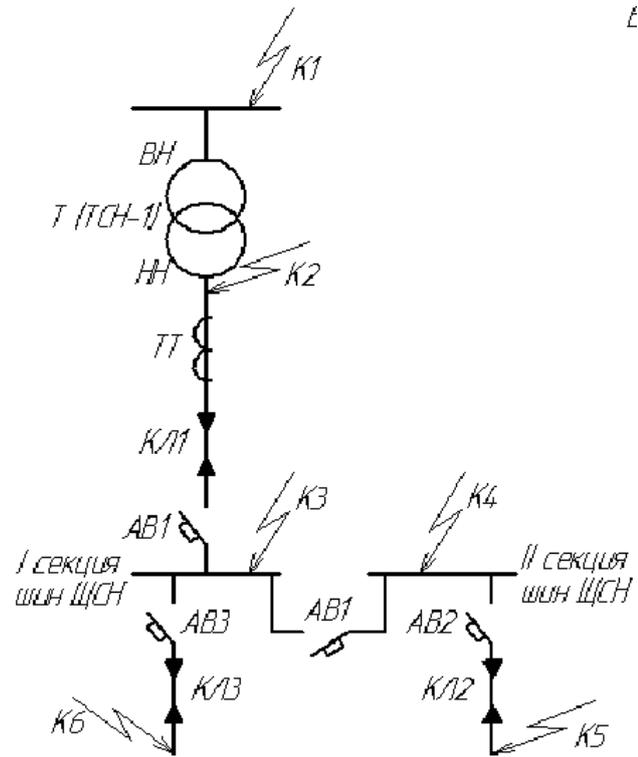


Рисунок 5.1 – Расчетная схема сети 0,4 кВ

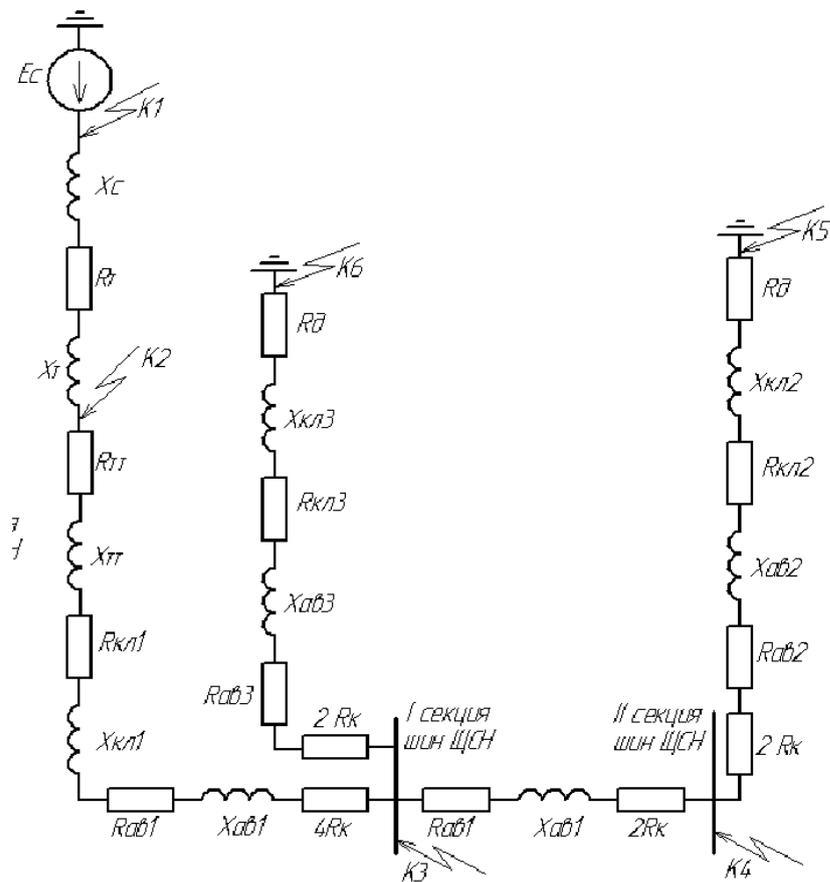


Рисунок 5.2 – Схема замещения сети 0,4 кВ

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в начальном момент времени можно определить по следующей формуле:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}, \quad (5.7)$$

где $U_{\text{срНН}}$ - средненоминальное напряжение сети возникновения аварийного тока короткого замыкания (400 В),

R_{Σ} - суммарное сопротивление прямой последовательности, учитывающее активную составляющую,

X_{Σ} - суммарное сопротивление прямой последовательности, учитывающее индуктивную составляющую.

Рассмотрим активное сопротивление на точках, отмеченных на схеме замещения (рисунок 5.2) буквой «К» (здесь и далее все упоминание точек «К» относятся к рисунку 5.2).

Суммарное активное сопротивление прямой последовательности до точки К2 (рисунок 5.2) можно найти по следующему выражению:

$$R_{\Sigma 2} = R_T, \quad (5.8)$$

где R_T - приведенное к низшей ступени понижающего трансформатора сопротивление активного характера прямой последовательности,

Суммарное активное сопротивление прямой последовательности до точки К3 (рисунок 5.2) можно найти по следующему выражению:

$$R_{\Sigma 3} = R_{\Sigma 2} + R_{\text{ТТ}} + R_{\text{КЛЛ}} + R_{\text{АВ1}} + 4 \cdot R_K, \quad (5.9)$$

где $R_{ТТ}$ - активное сопротивление первичной обмотки трансформатора тока (определяется по приложению 5 [5]),

$R_{КЛ1}$ - активное сопротивление прямой последовательности кабельной линии (определяется по приложению 2 [5], аналогично другим точкам «К»),

$R_{АВ1}$ - активное сопротивление элементов выключателя автоматического (катушки тока и сопротивления подвижных контактов переходные) (определяется по приложению 6 [5], аналогично другим точкам «К»),

$R_{К}$ - активное сопротивление контактного соединения (определяется по приложению 4 [5] аналогично другим точкам «К»).

Суммарное активное сопротивление прямой последовательности до точки К4 (рисунок 5.2) можно найти по следующему выражению:

$$R_{\Sigma 4} = R_{\Sigma 3} + R_{АВ1} + 2 \cdot R_{К}. \quad (5.10)$$

Суммарное активное сопротивление прямой последовательности до точки К5 (рисунок 5.2) можно найти по следующему выражению:

$$R_{\Sigma 5} = R_{\Sigma 4} + R_{АВ2} + R_{КЛ2} + 2 \cdot R_{К}. \quad (5.11)$$

Суммарное активное сопротивление прямой последовательности до точки К6 (рисунок 5.2) можно найти по следующему выражению:

$$R_{\Sigma 6} = R_{\Sigma 3} + R_{АВ3} + R_{КЛ3} + 2 \cdot R_{К}. \quad (5.12)$$

Приведенное к низшей ступени понижающего трансформатора сопротивление активного характера прямой последовательности, можно найти при помощи использования следующей формулы:

$$R_T = \frac{P_K \cdot U_{\text{ННном}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}^2} \cdot 10^6, \quad (5.13)$$

где P_K - потери КЗ в трансформаторе (0,27 кВт для трансформатора ТМГ-100),

$U_{\text{ННном}}$ - номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора (0,4 кВ для трансформатора ТМГ-100),

$S_{\text{Т.НОМ}}$ - номинальная мощность трансформатора (100 кВА для трансформатора ТМГ-100).

$$R_T = \frac{0,27 \cdot 0,4^2}{100^2} \cdot 10^6 = 4,32 \text{ мОм}.$$

Необходимые для расчета, остальные величины $R_{\text{ТТ}}$, $R_{\text{КЛ1}}$, $R_{\text{КЛ2}}$, $R_{\text{КЛ3}}$, $R_{\text{АВ1}}$, $R_{\text{АВ2}}$, $R_{\text{АВ3}}$, R_K предоставлены филиалом АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» Ишимским производственным отделением и представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Расчетные величины активных сопротивлений

Расчетные величины	$R_{\text{ТТ}}$,	$R_{\text{КЛ1}}$,	$R_{\text{КЛ2}}$,	$R_{\text{КЛ3}}$,	$R_{\text{АВ1}}$,	$R_{\text{АВ2}}$,	$R_{\text{АВ3}}$,	R_K ,
	мОм	мОм/м	мОм/м	мОм/м	мОм	мОм	мОм	Ом
	1,3	0,96	7,237	7,237	0,98	6	6	0,11

Сопротивление индуктивного характера, в сумме, прямой последовательности до точки К2 можно найти по следующему выражению:

$$X_{\Sigma 2} = X_T + X_C, \quad (5.14)$$

где X_T - приведенное к низшей ступени сопротивление индуктивного характера прямой последовательности понижающего трансформатора,

X_C - приведенное к низшей ступени понижающего трансформатора сопротивление индуктивного характера, которое будет являться эквивалентным сети.

Суммарное индуктивное сопротивление прямой последовательности до точки К3 (рисунок 5.2) можно найти по следующему выражению:

$$X_{\Sigma 3} = X_{\Sigma 2} + X_{TT} + X_{КЛЛ} + X_{АВ1}, \quad (5.15)$$

где X_{TT} - индуктивное сопротивления первичной обмотки трансформатора тока (определяется по приложению 5 [5]),

$X_{КЛЛ}$ - индуктивное сопротивление прямой последовательности кабельной линии (определяется по приложению 2 [5], аналогично другим точкам «К»),

$X_{АВ1}$ - сопротивление активного характера элементов выключателя автоматического (катушки и сопротивления подвижных контактов переходные) (исчисляются по приложению 6 [5], аналогично другим точкам «К»).

Сопротивление индуктивного характера, являющегося суммарным, по прямой последовательности до точки К4 (рисунок 5.2) можно найти по следующему выражению:

$$X_{\Sigma 4} = X_{\Sigma 3} + X_{АВ1}. \quad (5.16)$$

Сопротивление индуктивного характера, являющегося суммарным, по прямой последовательности до точки К5 (рисунок 5.2) можно найти по следующему выражению:

$$X_{\Sigma 5} = X_{\Sigma 4} + X_{AB2} + X_{KL2}. \quad (5.17)$$

Суммарное активное сопротивление прямой последовательности до точки К6 (рисунок 5.2) можно найти по следующему выражению:

$$X_{\Sigma 6} = X_{\Sigma 3} + X_{AB3} + X_{KL3}. \quad (5.18)$$

Сопротивление индуктивного характера на низшей ступени напряжения силового трансформатора, по прямой последовательности, можно исчислить при помощи использования следующей формулы:

$$X_T = \sqrt{u_K^2 - \left(\frac{100 \cdot P_{к.НОМ}}{S_{Т.НОМ}} \right)^2} \cdot \frac{U_{НННОМ}^2}{S_{Т.НОМ}} \cdot 10^4, \quad (5.19)$$

где u_K - напряжение КЗ в трансформаторе равное 4,5 %.

Сопротивление эквивалентно индуктивного на низшей ступени напряжения силового трансформатора, можно исчислить при помощи использования следующей формулы:

$$X_C = \frac{U_{срНН}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{к.ВН} \cdot U_{ср.ВН}}, \quad (5.20)$$

где $I_{к.ВН}$ - действующее значение периодической составляющей тока при трехфазном КЗ у выводов обмотки высшего напряжения (в данном случае высшее это 11 кВ) силового трансформатора (по расчетам в п.5.1 настоящей бакалаврской работы – 8,449 кА),

$U_{ср.ВН}$ - средненоминальное напряжение сети, к которой подключена обмотка высшего напряжения силового трансформатора (11000 В).

Произведем расчет по формулам (5.19 и 5.20):

$$X_T = \sqrt{4,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 0,27}{40}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{100} \cdot 10^4 = 71,518 \text{ мОм},$$

$$X_C = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 8,449 \cdot 11000} = 0,986 \text{ мОм}.$$

Необходимые для расчета, остальные величины $X_{ТТ}$, $X_{КЛ1}$, $X_{КЛ2}$, $X_{КЛ3}$, $X_{АВ1}$, $X_{АВ2}$, $X_{АВ3}$, предоставлены филиалом АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» Ишимским производственным отделением и представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Расчетные величины индуктивных сопротивлений

Расчетные величины	$X_{ТТ}$,	$X_{КЛ1}$,	$X_{КЛ2}$,	$X_{КЛ3}$,	$X_{АВ1}$,	$X_{АВ2}$,	$X_{АВ3}$,
	мОм	мОм/м	мОм/м	мОм/м	мОм	мОм	мОм
	0,75	0,089	0,169	0,169	0,42	4,5	4,5

Длины кабельных линий КЛ1 – длина 25 м, КЛ2 – длина 60 м, КЛ3 – длина 60 м. Длины линий предоставлены филиалом АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» Ишимским производственным отделением

Произведем расчет суммарных активных и индуктивных сопротивлений прямой последовательности для каждой из точек «К», показанных на рисунке 5.2 по формулам (5.8-5.12, 5.14-5.18).

Суммарные активные и индуктивные сопротивления прямой последовательности для точки К2:

$$R_{\Sigma 2} = 4,32 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 2} = 71,518 + 0,986 = 72,504 \text{ мОм}.$$

Суммарные активные и индуктивные сопротивления прямой последовательности для точки К3:

$$R_{\Sigma 3} = 4,32 + 1,2 + 95 \cdot 0,86 + 0,99 + 4 \cdot 0,1 = 28,41 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 3} = 72,504 + 0,75 + 95 \cdot 0,089 + 0,42 = 75,899 \text{ мОм}.$$

Суммарные активные и индуктивные сопротивления прямой последовательности для точки К4:

$$R_{\Sigma 4} = 28,41 + 0,99 + 2 \cdot 0,1 = 29,6 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 4} = 75,899 + 0,42 = 76,319 \text{ мОм}.$$

Суммарные активные и индуктивные сопротивления прямой последовательности для точки К5:

$$R_{\Sigma 5} = 29,6 + 7 + 60 \cdot 6,372 + 2 \cdot 0,1 = 419,12 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 5} = 76,319 + 4,5 + 60 \cdot 0,169 = 90,971 \text{ мОм}.$$

Суммарные активные и индуктивные сопротивления прямой последовательности для точки К6:

$$R_{\Sigma 6} = 28,41 + 7 + 60 \cdot 6,372 + 2 \cdot 0,1 = 417,93 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 5} = 75,899 + 4,5 + 60 \cdot 0,169 = 90,551 \text{ мОм}.$$

Произведем расчет действующего значения периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания для точек К2-К6 в начальный момент времени по формуле (5.7):

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{4,32^2 + 72,504^2}} = 3,18 \text{ кА},$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{28,41^2 + 75,899^2}} = 2,85 \text{ кА},$$

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{29,6^2 + 76,319^2}} = 2,821 \text{ кА},$$

$$I_{K5}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{419,12^2 + 90,971^2}} = 0,538 \text{ кА},$$

$$I_{K6}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{417,93^2 + 90,551^2}} = 0,54 \text{ кА}.$$

Расчет тока однофазного короткого замыкания производится по следующей формуле:

$$I_K^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{срНН}}}{\sqrt{(2 \cdot R_{\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (5.21)$$

где $R_{0\Sigma}$, $X_{0\Sigma}$ - суммарные активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности относительно точки короткого замыкания.

Расчет суммарного активного и индуктивного сопротивления нулевой последовательности до точки К2 производится по следующим формулам:

$$R_{0\Sigma 2} = R_{0T}, \quad (5.22)$$

$$X_{0\Sigma 2} = X_{0T}, \quad (5.23)$$

где R_{0T} - активное сопротивление нулевой последовательности трансформатора,

X_{0T} - индуктивное сопротивление нулевой последовательности трансформатора.

Расчет суммарного активного и индуктивного сопротивления нулевой последовательности до точки К3 производится по следующим формулам:

$$R_{0\Sigma 3} = R_{0\Sigma 2} + R_{TT} + R_{0KJI} + R_{AB1} + 4 \cdot R_K, \quad (5.24)$$

$$X_{0\Sigma 3} = X_{0\Sigma 2} + X_{TT} + X_{0KJI} + X_{AB1}, \quad (5.25)$$

где R_{0KJI} - активное сопротивление нулевой последовательности кабельной линии (определяется по приложению 2 [5], аналогично другим точкам «К»),

X_{0KJI} - индуктивное сопротивление нулевой последовательности кабельной линии (определяется по приложению 2 [5], аналогично другим точкам «К»).

Расчет суммарного активного и индуктивного сопротивления нулевой последовательности до точки К4 производится по следующим формулам:

$$R_{0\Sigma 4} = R_{0\Sigma 3} + R_{AB1} + 2 \cdot R_K, \quad (5.26)$$

$$X_{0\Sigma 4} = X_{0\Sigma 3} + X_{AB1}. \quad (5.27)$$

Расчет суммарного активного и индуктивного сопротивления нулевой последовательности до точки К5 производится по следующим формулам:

$$R_{0\Sigma 5} = R_{0\Sigma 4} + R_{AB2} + R_{0KJI2} + 2 \cdot R_K, \quad (5.28)$$

$$X_{0\Sigma 5} = X_{0\Sigma 4} + X_{AB2} + X_{0KJI2}. \quad (5.29)$$

Расчет суммарного активного и индуктивного сопротивления нулевой последовательности до точки К6 производится по следующим формулам:

$$R_{0\Sigma 6} = R_{0\Sigma 3} + R_{AB3} + R_{0KJI3} + 2 \cdot R_K, \quad (5.30)$$

$$X_{0\Sigma 6} = X_{0\Sigma 3} + X_{AB3} + X_{0KJI3}. \quad (5.31)$$

Необходимые для расчета, остальные величины $R_{0КЛ1}$, $R_{0КЛ2}$, $R_{0КЛ3}$, $X_{0КЛ1}$, $X_{0КЛ2}$, $X_{0КЛ3}$ предоставлены филиалом АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» Ишимским производственным отделением и представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Расчетные величины активных и индуктивных сопротивлений

Расчетные величины	$R_{0КЛ1}$, МОм/м	$R_{0КЛ2}$, МОм/м	$R_{0КЛ3}$, МОм/м	$X_{0КЛ1}$, МОм/м	$X_{0КЛ2}$, МОм/м	$X_{0КЛ3}$, МОм/м
	0,86	6,372	6,372	0,089	0,169	0,169

Для схемы соединения обмоток трансформатора Δ/Y_n сопротивления нулевой последовательности равны сопротивлениям прямой последовательности, в связи с этим, $R_{0T} = R_T$, $X_{0T} = X_T$.

Произведем расчет суммарных активных и индуктивных сопротивлений нулевой последовательности для всех точек «К» по формулам (5.22-5.31).

$$R_{0\Sigma 2} = 4,32 \text{МОм},$$

$$X_{0\Sigma 2} = 71,518 \text{МОм},$$

$$R_{0\Sigma 3} = 4,32 + 1,2 + 40,75 + 0,99 + 4 \cdot 0,1 = 47,66 \text{МОм},$$

$$X_{0\Sigma 3} = 71,518 + 0,75 + 22,75 + 0,42 = 96,424 \text{МОм},$$

$$R_{0\Sigma 4} = 47,66 + 0,99 + 2 \cdot 0,1 = 48,85 \text{МОм},$$

$$X_{0\Sigma 4} = 96,424 + 0,42 = 96,844 \text{МОм},$$

$$R_{0\Sigma 5} = 48,85 + 7 + 439,56 + 2 \cdot 0,1 = 495,61 \text{МОм},$$

$$X_{0\Sigma 5} = 96,844 + 4,5 + 182,52 = 283,864 \text{МОм},$$

$$R_{0\Sigma 6} = 47,66 + 7 + 439,56 + 2 \cdot 0,1 = 494,42 \text{МОм},$$

$$X_{0\Sigma 6} = 96,844 + 4,5 + 182,52 = 283,864 \text{МОм}.$$

Произведем расчет тока однофазного короткого замыкания для точек «К» по формуле (5.21):

$$I_{K2}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 4,32 + 4,32)^2 + (2 \cdot 72,504 + 71,518)^2}} = 3,194 \text{ кА},$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 28,41 + 47,66)^2 + (2 \cdot 75,899 + 96,424)^2}} = 2,573 \text{ кА},$$

$$I_{K4}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 29,6 + 48,85)^2 + (2 \cdot 76,319 + 36,844)^2}} = 2,548 \text{ кА},$$

$$I_{K5}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 419,12 + 495,61)^2 + (2 \cdot 90,971 + 283,864)^2}} = 0,49 \text{ кА},$$

$$I_{K6}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 417,93 + 494,42)^2 + (2 \cdot 90,551 + 283,444)^2}} = 0,492 \text{ кА}.$$

Для расчета тока трехфазного короткого замыкания с учетом сопротивления дуги, необходимо рассчитать сопротивление дуги. Для расчета сопротивлений дуги на концах кабельных линий в точках К5 и К6 необходимо найти сопротивления цепей трёхфазного короткого замыкания по следующим формулам:

$$Z_{\Sigma K5} = \sqrt{R_{\Sigma K5}^2 + X_{\Sigma K5}^2}, \quad (5.32)$$

$$Z_{\Sigma K6} = \sqrt{R_{\Sigma K6}^2 + X_{\Sigma K6}^2}, \quad (5.33)$$

$$Z_{K5} = \sqrt{419,12^2 + 90,971^2} = 428,879 \text{ мОм},$$

$$Z_{K6} = \sqrt{417,93^2 + 90,551^2} = 427,627 \text{ мОм}.$$

Коэффициент Кс для расчета сопротивления дуги вычисляется далее:

$$K_C = 0,6 - 0,0025 \cdot Z_K + 0,014 \cdot \sqrt{Z_K} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{Z_K}, \quad (5.34)$$

$$K_{C5} = 0,6 - 0,0025 \cdot 428,879 + 0,014 \cdot \sqrt{428,879} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{428,879} = 0,909,$$

$$K_{C6} = 0,6 - 0,0025 \cdot 427,627 + 0,014 \cdot \sqrt{427,627} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{427,627} = 0,909.$$

Активные сопротивления дуги короткого замыкания рассчитываются по следующим формулам:

$$R_{д5} = \sqrt{\frac{U_{срНН}^2}{3 \cdot I_{K5}^{(3)2} \cdot K_{C5}^2} + X_{\Sigma K5}^2} - R_{\Sigma K5}^2, \quad (5.35)$$

$$R_{д6} = \sqrt{\frac{U_{срНН}^2}{3 \cdot I_{K6}^{(3)2} \cdot K_{C6}^2} + X_{\Sigma K6}^2} - R_{\Sigma K6}^2, \quad (5.36)$$

$$R_{д5} = \sqrt{\frac{400^2}{3 \cdot 0,538^2 \cdot 0,909^2} + 90,971^2} - 419,12^2 = 43,702 \text{ мОм},$$

$$R_{д6} = \sqrt{\frac{400^2}{3 \cdot 0,54^2 \cdot 0,909^2} + 90,551^2} - 417,93^2 = 43,74 \text{ мОм}.$$

Минимальные токи трехфазных коротких замыканий для точек К5 и К6 с учетом сопротивления дуги рассчитываются по следующим формулам:

$$I_{K5(д)}^{(3)} = \frac{U_{срНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{\Sigma K5} + R_{д5})^2 + X_{\Sigma K5}^2}}, \quad (5.37)$$

$$I_{K6(д)}^{(3)} = \frac{U_{срНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{\Sigma K6} + R_{д6})^2 + X_{\Sigma K6}^2}}, \quad (5.38)$$

$$I_{K5(д)}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(419,12 + 43,702)^2 + 90,971^2}} = 0,49 \text{ кА},$$

$$I_{K6(д)}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(417,93 + 43,74)^2 + 90,551^2}} = 0,491 \text{ кА.}$$

Для расчета тока однофазного короткого замыкания с учетом сопротивления дуги, необходимо рассчитать сопротивление дуги. Для расчета сопротивлений дуги на концах кабельных линий в точках К5 и К6 необходимо найти сопротивления цепей однофазного короткого замыкания по следующим формулам:

$$Z_{\Sigma K5} = \frac{\sqrt{(2 \cdot R_{\Sigma K5} + R_{\Sigma 05})^2 + (2 \cdot X_{\Sigma K5} + X_{\Sigma 05})^2}}{3}, \quad (5.39)$$

$$Z_{\Sigma K6} = \frac{\sqrt{(2 \cdot R_{\Sigma K6} + R_{\Sigma 06})^2 + (2 \cdot X_{\Sigma K6} + X_{\Sigma 06})^2}}{3}, \quad (5.40)$$

$$Z_{\Sigma K5} = \frac{\sqrt{(2 \cdot 419,12 + 495,61)^2 + (2 \cdot 90,971 + 283,864)^2}}{3} = 470,948 \text{ мОм,}$$

$$Z_{\Sigma K6} = \frac{\sqrt{(2 \cdot 417,93 + 494,42)^2 + (2 \cdot 90,551 + 283,444)^2}}{3} = 469,786 \text{ мОм.}$$

Коэффициент K_c для расчета сопротивления дуги вычисляется далее:

$$K_{C5} = 0,6 - 0,0025 \cdot 470,948 + 0,014 \cdot \sqrt{470,948} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{470,948} = 0,885,$$

$$K_{C6} = 0,6 - 0,0025 \cdot 469,786 + 0,014 \cdot \sqrt{469,786} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{469,786} = 0,886.$$

Сопротивления дуги короткого замыкания рассчитываются далее:

$$R_{д5} = \sqrt{\frac{400^2}{3 \cdot 0,49^2 \cdot 0,885^2} + 90,971^2} - 419,12^2 = 105,097 \text{ мОм,}$$

$$R_{д6} = \sqrt{\frac{400^2}{3 \cdot 0,492^2 \cdot 0,886^2} + 90,551^2} - 417,93^2 = 104,461 \text{ мОм.}$$

Минимальные токи однофазных коротких замыканий для точек К5 и К6 с учетом сопротивления дуги рассчитываются по следующим формулам:

$$I_{K5(д)}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{срНН}}{\sqrt{(2 \cdot R_{\Sigma K5} + R_{\Sigma 05} + 2 \cdot R_{д5})^2 + (2 \cdot X_{\Sigma K5} + X_{\Sigma 05})^2}}, \quad (5.41)$$

$$I_{K6(д)}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{срНН}}{\sqrt{(2 \cdot R_{\Sigma K6} + R_{\Sigma 06} + 2 \cdot R_{д6})^2 + (2 \cdot X_{\Sigma K6} + X_{\Sigma 06})^2}}, \quad (5.42)$$

$$I_{K5(д)}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 419,12 + 495,61 + 2 \cdot 105,097)^2 + (2 \cdot 90,971 + 283,864)^2}} = 0,43 \text{ кА},$$

$$I_{K6(д)}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 417,93 + 494,42 + 2 \cdot 104,461)^2 + (2 \cdot 90,551 + 283,444)^2}} = 0,431 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Результаты расчетов токов короткого замыкания 0,4 кВ

	К2	К3	К4	К5	К6
Ток трехфазного короткого замыкания, кА	3,18	2,85	2,821	0,538	0,54
Ток однофазного короткого замыкания, кА	3,194	2,573	2,548	0,49	0,492
Ток трехфазного короткого замыкания с учетом сопротивления дуги, кА	-	-	-	0,49	0,491
Ток однофазного короткого замыкания с учетом сопротивления дуги, кА	-	-	-	0,43	0,431

6 Выбор и проверка основного электрооборудования 110 кВ, 10 кВ подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

Выбор и проверка электрооборудования подстанции, как и в п.5 бакалаврской работы, производится согласно условиям, изложенным в РД 153-34.0-20.527-98 [15].

«В общем случае, характеристики электрооборудования, согласно условиям РД 153-34.0-20.527-98, должны удовлетворять следующим условиям выбора:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$;
- номинальный ток $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}$;
- отключающая способность $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$;
- ток электродинамической стойкости $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$;
- ток термической стойкости $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ » [15].

Дальнейший выбор электрооборудования 110 кВ и 10 кВ подстанции «Поддубная» 110/10 кВ будет производиться исходя из данных условий, а также, в случае необходимости из дополнительных условий, взятых из других источников, ссылка на которые будет указываться для соответствующего электрооборудования.

6.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей 110 кВ подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

На данный момент на подстанции «Поддубная» 110/10 кВ отсутствуют высоковольтные коммутационные устройства 110 кВ, вместо них стоят отделитель ОД-110 кВ в паре с короткозамыкателем КЗ-110. Необходимые отключения, при возникновении повреждений и аварийных токов выполняет головной выключатель, установленный в линии.

ОД-110 кВ и КЗ-110 кВ давно устаревшее, сильно износившееся оборудование. Их использование значительно снижает надежность

электроснабжения потребителей, а также повышает риск повреждения оборудования подстанции токами короткого замыкания.

В настоящий момент при реконструкциях и технических перевооружениях использование пары отделитель-короткозамыкатель недопустимо (запрещено в ПАО «ФСК ЕЭС», в ПАО «Россети»)

Взамен отделителя с короткозамыкателем выбираем к установке на подстанции «Поддубная» 110/10 кВ элегазовый выключатель бакового типа ЗАР1DT-145/ЕК фирмы «Siemens» [18,10].

Срок службы выключателя не менее 40 лет, естественный уровень утечек элегаза составляет не более 0,5 % в год. Привод пружинный, завод пружин осуществляется электродвигателем.

Основные параметры выключателя элегазового бакового 110 кВ ЗАР1DT-145/ЕК и проверка по условиям представлены в таблице 6.1 [18].

Таблица 6.1 – Проверка выключателя элегазового бакового 110 кВ ЗАР1DT-145/ЕК

Единица электрооборудования	Параметр номинальный	Параметр расчетный	Условие проверки
Баковый элегазовый выключатель ЗАР1DT-145/ЕК	110 кВ	110 кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
	3150 А	183,9 А	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}$ $I_{\text{ном.расч}} = \frac{S_{\text{T}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}} =$ $\frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,9 \text{ А}$ <p>Мощность S_{T} принята для след-го по классу трансформатора; 1,4 – коэффициент перегрузки.</p>
	63 кА	9,181 кА	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$ $I_{\text{по}} = I_{\text{кз max}}^{(3)} = 9,181 \text{ кА.}$
	102 кА	23,37 кА	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ <p>$i_{\text{уд}}$ принимаем согласно табл. 5.1 настоящей бакалаврской работы</p>

Продолжение таблицы 6.1

	4800 кА ² ·с	168,58 кА ² ·с	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}},$ $B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \text{ (2с согласно [18])}$ $= 9,181^2 \cdot 2 = 168,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$
--	-------------------------	------------------------------	--

Баковый элегазовый выключатель ЗАР1DT-145/ЕК годен к установке на подстанции «Поддубная» 110/10 кВ.

6.2 Выбор и проверка разъединителей 110 кВ подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

Существующие разъединители на подстанции «Поддубная» 110/10 кВ заменяются ввиду сильного физического износа.

Взамен существующих разъединителей выбираем разъединитель горизонтального-поворотного типа с полимерной изоляцией поворотных колонок типа РГНП.1(2)-110/1000 УХЛ1.

Оперирование главными и заземляющими ножами разъединителей осуществляется посредством приводов типа ПД-14.

Работоспособность разъединителя сохраняется при толщине стенки гололеда до 20 мм.

Основные параметры разъединителя 110 кВ РГНП.1(2)-110/1000 УХЛ1 и проверка по условиям представлены в таблице 6.2 [22].

Таблица 6.2 – Проверка разъединителя 110 кВ РГНП.1(2)-110/1000 УХЛ1

Единица электрооборудования	Параметр номинальный	Параметр расчетный	Условие проверки
Горизонтально-поворотный с полимерной изоляцией разъединитель РГНП.1(2)-110/1000	110 кВ	110 кВ	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.СЕТИ}}$

Продолжение таблицы 6.2

	1000 А	183,9 А	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}} ,$ $I_{\text{ном.расч}} = \frac{S_{\text{T}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}} =$ $\frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,9 \text{ А}$ <p>Мощность S_{T} принята для след-го по классу трансформатора; 1,4 – коэффициент перегрузки.</p>
	80 кА	23,37 кА	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}} ,$ <p>$i_{\text{уд}}$ принимаем согласно табл. 5.1 настоящей бакалаврской работы</p>
	2977 кА ² ·с	168,58 кА ² ·с	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} ,$ $B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \text{ (2с согласно [22])}$ $= 9,181^2 \cdot 2 = 168,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$

Горизонтально-поворотный с полимерной изоляцией разъединитель РГНП.1(2)-110/1000 годен к установке на подстанции «Поддубная» 110/10 кВ.

6.3 Проверка трансформаторов тока 110 кВ подстанции «Поддубная» 110/10кВ

Отсутствие необходимости в отдельностоящих трансформаторах тока 110 кВ вызвана ввиду наличия трансформаторов тока встроенных в само оборудование – высоковольтные выключатели и силовые трансформаторы. Данное решение также справедливо ввиду ограниченности территории подстанции «Поддубная» 110/10 кВ.

Трансформаторы тока необходимо проверить по допустимой нагрузке вторичных цепей.

Ко вторичным цепям подключается следующее основное оборудование: счетчики электроэнергии, измерительные преобразователи, амперметры, комплекты различных защит.

Вторичные обмотки трансформаторов тока соединены по схеме «полная звезда». В расчетах вводится коэффициент $k_{сх}$, учитывающий изменение нагрузки элемента цепи на ТТ в данной схеме по отношению к схеме соединения звезда. Для схемы полной звезды (в данном случае так и есть) $k_{сх}=1$.

Нагрузки трансформаторов тока симметричны, расчет производится для одной фазы.

Данные о приборах $Z_{\text{приб.сх.}}$, включенных во вторичные цепи трансформаторов тока, предоставлены филиалом АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» Ишимским производственным отделением.

Расчет производится по методике представленной в руководящем документе РД 153-34.0-11.209-99 [14] и представлен далее.

Общее сопротивление на одну фазу вторичных цепей трансформатора тока рассчитывается далее:

$$Z_{\text{ном}} = Z_{\text{приб.}} + R_{\text{пров.}} + R_{\text{конт.}}, \quad (6.1)$$

где $Z_{\text{приб.}}$ - нагрузка приборов данной токовой цепи,

$R_{\text{пров.}}$ - сопротивление жил кабеля,

$R_{\text{конт.}}$ - сопротивление контактов токовой цепи.

С учетом схемы включения номинальная нагрузка вторичных цепей трансформаторов тока $Z_{\text{зном}}$ должна удовлетворять условию:

$$Z_{\text{зном}} \geq Z_{\text{приб.сх}} + (R_{\text{пров.}} + R_{\text{конт.}}) \cdot k_{сх}, \quad (6.2)$$

где $Z_{\text{приб.сх.}}$ - нагрузка приборов данной токовой цепи с учетом схемы включения.

Нагрузка приборов рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{приб.сх.}} = \sum_{j=1}^n Z_{\text{приб.сх.}j} \cdot K_{\text{сх.}}, \quad (6.3)$$

В целях расчет, сопротивление одного контакта $R_{\text{конт.}}$ принимается равным 0,05 Ом.

Сопротивление проводов $R_{\text{пров.}}$ рассчитывается по следующей формуле:

$$R_{\text{пров.}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пров.}}}{q}, \quad (6.4)$$

где ρ - удельное сопротивление материала проводника кабеля (медь 0,0175 Ом·м/мм², алюминий 0,028 Ом·м/мм²)

$l_{\text{пров.}}$ - длина кабеля,

q - сечение жилы кабеля.

Минимально допустимое сечение жил кабеля по нагрузочной способности трансформатора тока находится исходя из формулы (6.2) и представлено далее:

$$R_{\text{пров.доп}} = \frac{Z_{\text{ном.}} - Z_{\text{приб.сх.}} - R_{\text{конт.}}}{K_{\text{сх.}}}. \quad (6.5)$$

Минимально допустимое сечение жил кабеля по нагрузочной способности трансформатора тока находится исходя из формулы (6.2) и (6.4), и представлено далее:

$$R_{\text{пров. доп}} = \frac{Z_{\text{Зном.}} - Z_{\text{приб. сх.}} - R_{\text{конт.}}}{K_{\text{сх.}}}, \quad (6.6)$$

$$I_{\text{мин.}} = \frac{\rho \cdot I_{\text{пров.}}}{R_{\text{пров. доп.}}} \quad (6.7)$$

Расчеты по формулам (6.1-6.7) сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока 110 кВ

Наименование	Трансформатор тока				Проводка токовых цепей						Нагрузка приборов с $K_{\text{сх}}$, Ом/фаза ($Z_{\text{приб. сх.}} \cdot K_{\text{сх}}$)	Общая нагрузка, Ом/фаза ($Z_{\text{ном}}$)	$R_{\text{пров. доп}}$	Минимально допустимое расчетное сечение жил кабеля, мм ² ($q_{\text{мин}}$)
	Фаза	Марка	Доп. нагрузка вторичных цепей, Ом ($Z_{\text{Зном}}$)	$K_{\text{сх}}$	Тип кабеля	Длина, м (l _{пров})	Сечение, мм ² (q)	Сопротивление медного провода, Ом (R _{пров.})	Сопротивление контактов, Ом (R _{конт.})	Общее сопротивление с учетом $K_{\text{сх}}$, Ом (R _{пров.+R_{конт.}})· $K_{\text{сх}}$				
Ввод Т1 110 кВ	А	ТВТ	1,6	1	КВВГнг-LS	60	2,5	0,420	0,05	0,470	0,004	0,474	1,55	0,68
	В													
	С													
Ввод Т2 110 кВ	А	ТВТ	1,6	1	КВВГнг-LS	60	2,5	0,420	0,05	0,470	0,004	0,474	1,55	0,68
	В													
	С													

Согласно ПУЭ, из условий механической прочности для медных контрольных кабелей, минимально допустимое сечение составляет $1,5 \text{ мм}^2$. Устанавливаемые трансформаторы тока соответствуют требованиям ПУЭ. Сечение кабелей цепей ТТ выбрано больше, чем минимально допустимое.

6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 110 кВ подстанции «Поддубная» 110/10кВ

Вместо существующих устаревших и износившихся трансформаторов напряжения на подстанции «Поддубная» 110/10 кВ устанавливаются элегазовые трансформаторы напряжения типа ЗНГ-110 У1.

Средний срок службы трансформаторов данного типа – 40 лет.

Основные параметры трансформатора напряжения ЗНГ-110 представлены в [23].

Трансформаторы напряжения необходимо проверить по допустимой нагрузке вторичных цепей и по падению напряжения.

К измерительным обмоткам трансформаторов напряжения подключаются счетчики, измерительные преобразователи, регистраторы, приборы измерения мощности.

На всех рассчитываемых присоединениях измерительные обмотки трансформаторов напряжения соединены по схеме звезда. Нагрузки измерительных обмоток трансформаторов напряжения симметричны. Для данной схемы включения коэффициент $k_{сх} = 1$, поэтому в расчетах его не учитываем.

Данные о приборах, включенных во вторичные цепи трансформаторов тока, предоставлены филиалом АО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» Ишимским производственным отделением.

Активное сопротивление одной фазы вторичных цепей трансформатора напряжения рассчитывается по следующей формуле:

$$R_3 = R_{\text{приб.}} + R_{\text{пров.}} + R_{\text{конг.}}, \quad (6.8)$$

где $R_{\text{приб.}}$ - сопротивление приборов данной токовой цепи,

$R_{\text{пров.}}$ - сопротивление жил кабеля,

$R_{\text{конт.}}$ - сопротивление контактов токовой цепи (0,05Ом).

Сопротивление приборов токовой цепи рассчитывается по следующей формуле:

$$R_{\text{приб.}} = \frac{1}{\sum_{i=1}^m \frac{n_i}{R_i}}, \quad (6.9)$$

где n – число приборов i -го типа, подключенных к данному трансформатору,

R – сопротивление прибора i -го типа.

Падение напряжения в проводах от трансформатора напряжения до приборов рассчитывается по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{R_{\text{конт.}} + R_{\text{пров.}}}{R_{\text{конт.}} + R_{\text{пров.}} + R_{\text{приб.}}} \cdot 100\%. \quad (6.10)$$

Расчеты по формулам (6.8-6.10) сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов напряжения 110 кВ

Наименование	Трансформатор напряжения		Проводка цепей напряжения									Общая нагрузка, ВА/фаза	Падение напряжения в проводке, %
	Фаза	Марка	Напряжение в фазе (В)	Допустимая нагрузка вторичных цепей, ВА/фаза	Тип кабеля	Длина, м	Сечение, мм ²	Сопротивление контактов, Ом	Активное сопротивление цепи напряжения счетчика Rприб., Ом	Сопротивление медного провода, Ом (Rпров.)	Общее сопротивление, Ом		
ТН-110 кВ 1с.ш.	А	ЗНГ-110	100	75	КВВГнг-LS	10	2,5	0,05	12500	0,070	12500,120	0,800	0,00096
	В												
	С												
ТН-110 кВ 2с.ш.	А	ЗНГ-110	100	75	КВВГнг-LS	10	2,5	0,05	12500	0,070	12500,120	0,800	0,00096
	В												
	С												
	В												
	С												

Из результатов расчета видно, что трансформаторы напряжения имеют фактическую нагрузку меньше максимальной. Падение напряжения на цепях ТН удовлетворяют требованиям (менее 0,1 %). Следовательно оборудование выбрано верно.

6.5 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений 110 кВ подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

Существующие ограничители перенапряжений 110 кВ, установленные на ОРУ 110 кВ и в нейтрали силового трансформатора устарели и изнашивались. В силу обозначенной причины требуется замена данных ограничителей перенапряжения.

Выбор ограничителей перенапряжения выполнен в соответствии с ПУЭ раздел 4 [13], «Методическими указаниями по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35 кВ» [11], «Методическими указаниями по применению ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ» [12].

В качестве ограничителя перенапряжений 110 кВ на ОРУ 110 кВ выбираем ОПН типа ОПН-110/88-10/650 (II) 4-УХЛ1 производства ЗАО «ФЕНИКС». В качестве ограничителя перенапряжений 110 кВ в нейтрали силового трансформатора выбираем ОПН-110/56-10/650 УХЛ1 производства ЗАО «ФЕНИКС».

Основные параметры ограничителей перенапряжения 110 кВ на ОРУ 110 кВ и в нейтрали силового трансформатора, и проверка по условиям, представлены в таблице 6.5 [21].

Таблица 6.5 – Проверка ограничителей перенапряжения 110 кВ

Единица электрооборудования	Параметр номинальный	Параметр расчетный	Условие проверки
Ограничитель перенапряжения ОРУ 110 кВ ОПН-110/88-10/650 (II) 4-УХЛ1	88 кВ	73 кВ	Длительно допустимое напряжение на ОПН $U_{д} \geq 1,15 \cdot U_{ном.сети} / \sqrt{3} = 73 \text{ кВ}$
	10000 А	10000 А	Номинальный разрядный ток 10000 А согласно [21].
	40 кА	10,6 кА	Взрывобезопасность $I_{ср.опн} \geq 1,15 \cdot I_{кз\max}^{(3)} = 10,6 \text{ кА}$, I _{ср.опн} – ток срабатывания противовзрывного устройства.

Продолжение таблицы 6.5

Ограничитель перенапряжения 110 кВ в нейтрали силового трансформатора ОПН-110/56-10/650 УХЛ1	56 кВ	42 кВ	Длительно допустимое напряжение на ОПН $U_{д} \geq (1,15 \cdot U_{ном.сети} / \sqrt{3}) / \sqrt{3} = 42 \text{ кВ}$
	10000 А	10000 А	Номинальный разрядный ток 10000 А согласно [21].
	40 кА	10,6 кА	Взрывобезопасность $I_{ср.опн} \geq 1,15 \cdot I_{кз\max}^{(3)} = 10,6 \text{ кА}$, I _{ср.опн} – ток срабатывания противовзрывного устройства.

Ограничители перенапряжений 110 кВ на ОРУ 110 кВ типа ОПН-110/88-10/650 (II) 4-УХЛ1 и в нейтрали силового трансформатора типа ОПН-110/56-10/650 УХЛ1 годны к установке на подстанции «Поддубная» 110/10 кВ.

6.6 Проверка проводников 110 кВ и 10 кВ подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

Проводниками 10 кВ на ПС являются самонесущие изолированные провода типа СИПЗ-1х95, которыми выполнены заходы 10 кВ и неизолированные сталеалюминевые провода АС 120/19, которыми выполнены спуски к оборудованию на стороне 110 кВ.

Соединение элементов схемы ОРУ 110 кВ выполнено жесткой ошиновкой ЖО-110 кВ. Жесткая ошиновка выполнена в виде изделия полной заводской готовности и не нуждается в проверочных расчетах.

Проводники СИПЗ-1х95 и АС 120/19 проверяются по условиям, обозначенным в п.6 настоящей бакалаврской работы.

Проверка по условиям представлена в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Проверка проводников 110 кВ и 10 кВ

Единица электрооборудования	Параметр номинальный	Параметр расчетный	Условие проверки
СИПЗ-1х95	20 кВ	10 кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
	245 А	100 А	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}$, $I_{\text{ном.расч}} = 100 \text{ А}$, согласно данным Ишимского ТПО
	67,24 кА ² ·с	54,25 кА ² ·с	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$, $B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 8,449^2 \cdot 2 = 54,25$ кА ² ·с.
АС 120/19	-	110 кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
	390 А	183,9 А	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}$
	-	84,29 кА ² ·с	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Проводники СИПЗ-1х95 и АС 120/19 годны к эксплуатации на подстанции «Поддубная» 110/10 кВ.

6.7 Выбор и проверка комплектного распределительного устройства 10 кВ подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

Существующее распределительное устройство 10 кВ подстанции «Поддубная» 110/10 кВ выполнено ячейками КРУ типа К-59.

Ячейки КРУ типа К-59 в настоящий момент устарели и изнашивались физически. В связи с этим необходима замена существующих ячеек КРУ на новые.

В качестве ячеек КРУ 10 кВ на подстанции «Поддубная» 110/10 кВ выбираем КРУН-10 кВ с выкатными ячейками двухстороннего обслуживания КРУ СЭЩ-59 производства ЗАО «ГК «Электроцит» - ТМ Самара» [19].

Основные параметры КРУ СЭЩ-59 представлены в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Параметры КРУ СЭЩ-59

Параметр	Значение
$U_{\text{ном}}$, кВ	10
Номинальный ток главных цепей/сборных шин $I_{\text{ном}}$, А	3150

6.8 Выбор и проверка выключателей 10 кВ подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

В качестве вводных и секционных выключателей для установки в КРУ СЭЩ-59 выбраны выключатели ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5 [9].

В качестве линейных выключателей выбраны выключатели ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20 [9].

Проверка выбранных выключателей производится аналогично п.6.1 настоящей бакалаврской работы. Проверка представлена в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – Проверка выключателей 10 кВ

Единица электрооборудования	Параметр номинальный	Параметр расчетный	Условие проверки
Вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5 вводных ячеек и ячейки секционного выключателя	10 кВ	10 кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
	3150 А	2023 А	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}},$ $I_{\text{ном.расч}} = \frac{S_{\text{T}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}} =$ $\frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2023 \text{ А}$ <p>Мощность S_{T} принята для след-го по классу трансформатора; 1,4 – коэффициент перегрузки.</p>
	31,5 кА	8,449 кА	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}},$ $I_{\text{по}} = I_{\text{к.макс.НН}}^{(3)} = 8,449 \text{ кА.}$
	81 кА	22,1 кА	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}},$ <p>$i_{\text{уд}}$ принимаем согласно табл. 5.1 настоящей бакалаврской работы</p>

Продолжение таблицы 6.8

	2977 кА ² ·с	144,84 кА ² ·с	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}},$ $B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \text{ (2с согласно [19])}$ $= 8,449^2 \cdot 2 = 144,84 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$
ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20 ячейки отходящих линий (на примере наиболее загруженной линии)	10 кВ	10 кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
	1000 А	100 А	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}},$ $I_{\text{ном.расч}} = 100 \text{ А},$ <p>согласно данным Ишимского ТПО</p>
	20 кА	8,449 кА	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}},$ $I_{\text{по}} = I_{\text{к.макс.НН}}^{(3)} = 8,449 \text{ кА.}$
	52 кА	22,1 кА	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}},$ <p>$i_{\text{уд}}$ принимаем согласно табл. 5.1 настоящей бакалаврской работы</p>
	1200 кА ² ·с	144,84 кА ² ·с	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}},$ $B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \text{ (2с согласно [19])}$ $= 8,449^2 \cdot 2 = 144,84 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$

Выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5 вводных ячеек и ячейки секционного выключателя и выключатель ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20 ячейки отходящих линий годны к установке на подстанции «Поддубная» 110/10 кВ.

6.9 Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ на подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

В качестве трансформаторов тока для установки в ячейках КРУ СЭЩ-59 выбираем трансформаторы тока с литой изоляцией ТОЛ-СЭЩ-10 с обмотками для измерения и защиты. Мощность вторичных обмоток составляет 20 ВА.

Расчеты трансформаторов тока 10 кВ производится аналогично п.6.3 настоящей бакалаврской работы, по формулам (6.1-6.6). Расчет произведен для одной ячейки и справедлив для всех остальных ячеек. Расчет сведен в таблицу 6.9.

Таблица 6.9 – Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока 10 кВ

Ячейка отходящие ВЛ	Трансформатор тока				Проводка токовых цепей						Нагрузка приборов с $k_{сх}$, Ом/фаза ($Z_{приб.сх} \cdot k_{сх}$)	Общая нагрузка, Ом/фаза ($Z_{ном}$)	Р _{пров.доп}	Минимально допустимое расчетное сечение жил кабеля, мм ² (q _{мин})
	Фаза	Марка	Доп. нагрузка вторичных цепей, Ом ($Z_{ном}$)	$k_{сх}$	Тип кабеля	Длина, м (l _{пров})	Сечение, мм ² (q)	Сопротивление медного провода, Ом (R _{пров.})	Сопротивление контактов, Ом (R _{конт.})	Общее сопротивление с учетом $k_{сх}$, Ом ($R_{пров.} + R_{конт.} \cdot k_{сх}$)				
А В С	ТОЛ- СЭЩ -10	0,4	1	КВВГнг-LS	2	2,5	0,014	0,05	0,064	0,004	0,068	0,35	0,10	

Согласно ПУЭ, из условий механической прочности для медных контрольных кабелей, минимально допустимое сечение составляет 1,5 мм². Устанавливаемые трансформаторы тока соответствуют требованиям ПУЭ. Сечение кабелей цепей ТТ выбрано больше, чем минимально допустимое.

6.10 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 10 кВ на подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

В качестве трансформаторов напряжения 10 кВ в ячейках КРУ СЭЩ-59 выбираем трехфазные антирезонансные группы трансформаторов

напряжения НАЛИ-СЭЦ-10. Изоляция трансформаторов напряжения – литая.

Расчеты трансформаторов напряжения 10 кВ производится аналогично п.6.3 настоящей бакалаврской работы, по формулам (6.7-6.9). Расчет сведен в таблицу 6.10.

Таблица 6.10 – Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов напряжения 10 кВ

Наименование	Трансформатор напряжения				Проводка цепей напряжения							Общая нагрузка, ВА/фаза	Падение напряжения в проводке, %
	Фаза	Марка	Напряжение в фазе (В)	Допустимая нагрузка вторичных цепей, ВА/фаза	Тип кабеля	Длина, м	Сечение, мм ²	Сопротивление контактов, Ом	Активное сопротивление цепи напряжения счетчика Rприб., Ом	Сопротивление медного провода, Ом (Rпров.)	Общее сопротивление, Ом		
ТН-1 10 кВ 1с.ш.	А	НАЛИ-СЭЦ-10	100	30	КВВГнг-LS	12	2,5	0,05	1563	0,084	1563,134	6,397	0,00857
	В												
	С												
ТН-2 10 кВ 2с.ш.	А	НАЛИ-СЭЦ-10	100	30	КВВГнг-LS	12	2,5	0,05	1786	0,084	1786,134	5,599	0,00750
	В												
	С												

Из результатов расчета видно, что трансформаторы напряжения имеют фактическую нагрузку меньше максимальной. Падение напряжения на цепях ТН удовлетворяют требованиям (менее 0,1 %). Следовательно оборудование выбрано верно.

6.11 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений 10 кВ подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

В качестве ограничителя перенапряжений 10 кВ выбираем ОПН типа ОПН-10/13,7-10/650 УХЛ1 производства ЗАО «ФЕНИКС».

Проверка проводится аналогично п.6.5 настоящей бакалаврской работы и представлена в таблице 6.11.

Таблица 6.11 – Проверка ограничителей перенапряжения 10 кВ

Единица электрооборудования	Параметр номинальный	Параметр расчетный	Условие проверки
Ограничитель перенапряжения 10 кВ ОПН-10/13,7-10/650 УХЛ1	13,7 кВ	11,5 кВ	Длительно допустимое напряжение на ОПН $U_{д} \geq 1,15 \cdot U_{ном.сети} / \sqrt{3} = 11,5 \text{ кВ}$
	10000 А	10000 А	Номинальный разрядный ток 10000 А согласно [21].
	40 кА	9,361 кА	Взрывобезопасность $I_{ср.опн} \geq 1,15 \cdot I_{кзmax}^{(3)} = 9,361 \text{ кА}$, I _{ср.опн} – ток срабатывания противовзрывного устройства.

Ограничители перенапряжений 10 кВ типа ОПН-10/13,7-10/650 УХЛ1 годны к установке на подстанции «Поддубная» 110/10 кВ.

7 Система оперативного тока на подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

Принимаем к установке распределительную систему постоянного тока напряжением 220 В. Оперативный постоянный ток используется для питания:- сигнализации, релейной защиты (302 Вт, 1,37А); - аварийного освещения помещений ОПУ, КРУН, здания СДТУ (1000 Вт, 4,5 А).

К расчету, исходя из требований в [16], принимаем свинцово-кислотные аккумуляторы стационарной установки. Согласно требованиям СТО 56947007-29.120.40 «аккумуляторная батарея должна выдерживать не менее чем два часа разряда током нагрузки в автономном режиме» [16].

Количество элементов в батарее рассчитывается по следующей формуле:

$$n = \frac{U_{\text{MAX}}}{U_3} = \frac{230}{2,265} = 101,6 \text{ А} \approx 102 \text{ эл.}, \quad (7.1)$$

где U_{MAX} - предельно разрешенное для цепей управления напряж-е (230В),
 U_3 - зарядное напряжение для батареи (2,265 В).

Установившийся ток аварийного режима рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{уст}} = \frac{I_{\text{ДЛ}} + I_{\text{АО}}}{0,8 \cdot T_{\text{к}}} = \frac{5,87}{0,8 \cdot 0,94} = 7,8 \text{ А}, \quad (7.2)$$

где $I_{\text{ДЛ}}$ - ток нагрузки цепей РЗА и сигнализации,
 $I_{\text{АО}}$ - ток нагрузки аварийного освещения ОПУ, КРУН, СДТУ,
0,8 - коэффициент, отражающий емкость батареи,
 $T_{\text{к}}$ - температурный коэффициент емкости (из разрядных таблиц).

В соответствии с расчетами по формулам (7.1-7.2) к установке принимаем батареи типа 12V62F с емкостью 62 А·ч в количестве 102 элемента производства французской компании «Hawker S.A.R.L.».

8 Собственные нужды подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

На подстанции «Поддубная» 110/10 кВ к установке принимаем два трансформатора собственных нужд типа ТМГ-100 кВА.

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей собственных нужд трансформаторы ТМГ-100 кВА подключаются к соответствующим ячейкам КРУ СЭЩ-59 при помощи кабеля. Предполагается установка трансформаторов на территории ОРУ 110 кВ.

Система заземления сети собственных нужд TN-C-S.

Основными потребителями собственных нужд являются:

- блокировочные цепи, привода разъединителей 110 кВ;
- охлаждение трансформатора, устройство РПН трансформатора;
- обогрев шкафов наружной установки ОРУ 110 кВ;
- освещение ОРУ 110 кВ, сварочная сеть, аварийное освещение;
- питание здания КРУН-10 кВ, СДТУ, ОПУ;
- питание двигателей приводов выключателей КРУН-10 кВ;
- АИИСКУЭ;
- охранно-пожарная сигнализация.

Согласно данным, предоставленным Ишимским ТПО, мощность S_p нагрузки потребителей собственных нужд составляет 84,07 кВА.

Расчет номинальное мощности S_T трансформаторов собственных нужд выполняется по следующей формуле:

$$S_T \geq \frac{S_p}{1,3} = \frac{84,07}{1,3} = 64,7 \text{ кВА}, \quad (8.1)$$

где 1,3 – коэффициент допустимой двухчасовой перегрузки трансформаторов собственных нужд.

Согласно расчету по формуле (8.1) $100 \text{ кВА} \geq 64,7 \text{ кВА}$, что означает достаточность мощности трансформаторов собственных нужд ТМГ-100 кВА.

9 Заземление подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

Заземление подстанции «Поддубная» 110/10 кВ подлежит полной замене.

Вновь выполняемое заземляющее устройство выполнено в соответствии с ПУЭ. Заземляющее устройство обеспечивает требуемую электробезопасность, и, что не маловажно, электромагнитную совместимость для аппаратуры устройств микропроцессорной релейной защиты и для контрольных кабелей, проложенных по территории подстанции.

Согласно ГОСТ 12.1.038-82 «допустимое напряжение прикосновения на рабочих местах не должно превышать 65 В, допустимое напряжение прикосновения на остальной территории подстанции не должно превышать 500 В, допустимое напряжение на заземляющем устройстве (ЗУ) подстанции не должно превышать 5000 В» [6].

В соответствии с ПУЭ, п.1.7.51 «заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей» [13].

Заземляющее устройство выполнено с помощью полосовой стали сечением 40x5 мм² и вертикальных электродов диаметром 20 мм, длиной 5 м. Полосовая сталь в совокупности образует сетку заземления, в местах пересечения, по периметру, устанавливаются вертикальные электроды.

Здания, находящие на территории подстанции «Поддубная» 110/10 кВ, имеют внутреннюю систему уравнивания потенциалов, выполненную в виде полосы стали, проложенной по периметру здания, к которой подключается оборудование. Данная система соединяется с внешним заземляющим устройством, выполненным в виде отдельного заземляющего устройства из трех вертикальных электродов, расположенных в вершинах прямоугольного треугольника со стороной 3м, и горизонтальных электродов.

10 Молниезащита подстанции «Поддубная» 110/10 кВ

Молниезащита территории подстанции «Поддубная» 110/10 кВ и, соответственно, оборудования, находящегося на данной территории выполняется молниеприемниками, установленным на прожекторных мачтах высотой 20 м (высота молниеприемников составляет 5м, что в сумме дает общую высоту 25 м). Молниеприемников на прожекторных мачтах на подстанции 3шт.

Также на подстанции «Поддубная» 110/10 кВ установлены приемные порталы 110 кВ, на одном из которых также установлен молниеприемник. Общая высота молниеприемника с учетом высоты портала составляет 20 м.

Подстанция «Поддубная» 110/10 кВ располагается на территории, которая классифицирует подстанцию по опасности ударов молнии, как специальный объект с ограниченной опасностью. В соответствии с классификацией, район расположения подстанции относится к районам со среднегодовой продолжительностью гроз от 60 до 80 часов.

Допустимый уровень надежности от прямых ударов молнии принимаем равным 0,9. Высота вновь устанавливаемых молниеприемников (на прожекторных мачтах и портале) соответствует допустимому уровню надежности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Реконструкция подстанции «Поддубная» 110/10 кВ связано с промышленным развитием региона, ростом населения и потребляемых мощностей. Соответственно для обеспечения надежного и качественного снабжения электроэнергией были выдвинуты и обоснованы технические решения, основные результаты которых представлены далее.

К установке приняты силовые трансформаторы типа ТДН-16000/110 кВ мощность которых значительно превышает мощностью существующего трансформатора ТМН-6300/110 кВ. Решение обосновано ввиду перегрузки существующего трансформатора, увеличения нагрузок в настоящий момент и прогнозного увеличения нагрузок в долгосрочной перспективе. Инвестиционной программой АО «Тюменьэнерго» соответствующий бюджет под установку новых трансформаторов уже заложен.

Изменение числа трансформаторов повлекло за собой изменение схемы ОРУ 110 кВ. Схема ОРУ 110 кВ перешла на следующую ступень развития к схеме № 110-4Н. Схема КРУН 10 кВ не меняется ввиду достаточности ячеек для реализации увеличения нагрузки подстанции.

Произведен расчет токов короткого замыкания на сторонах 110 кВ и 10 кВ. Параметры выбираемого оборудования подобраны исходя из рассчитанных значений.

Заменено и проверено основное электрооборудования подстанции: отделители с короткозамыкателями заменены на элегазовые выключатели; остальное оборудование, такое как, трансформаторы напряжения, ограничители перенапряжения, разъединители, КРУН со всей начинкой, заменены на новые образцы.

Выбраны и рассчитаны аккумуляторные батареи системы оперативного тока, трансформаторы собственных нужд.

Система заземления и молниезащита подстанции реконструирована и в настоящий момент удовлетворяет необходимым нормативным требованиям.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Комплексная программа развития электроэнергетики Тюменской области на 2019 – 2023 гг. [Электронный ресурс] : офиц. сайт АО «Тюменьэнерго». Тюмень, 2018. URL: http://www.te.ru/investments/kompleksnaya_programma_razvitiya/tyumenskaya_oblast/2019-2023/Karta-shema_Tum_2019-2023.pdf (дата обращения: 02.03.2019).

2. Концепция стратегии социально-экономического развития района до 2020 года [Электронный ресурс] : офиц. сайт Викуловского муниципального района Тюменской области. Викуловский муниципальный район, 2014. URL: https://vikulovo.admtyumen.ru/mo/Vikulovo/about_OMSU/more.htm?id=10515024@cmsArticle (дата обращения: 01.03.2019).

3. Об инвестиционной программе (о проектах инвестиционной программы) и отчетах об её реализации АО «Тюменьэнерго» [Электронный ресурс] : офиц. сайт АО «Тюменьэнерго». Тюмень, 2019. URL: https://www.te.ru/raskrytie_informacii/raskrytie_informacii_setevoj_organizaciej/docs_7/ (дата обращения: 10.03.2019).

4. Схема и программа развития электроэнергетики Тюменской области на 2019 – 2023 годы [Электронный ресурс] : офиц. портал органов государственной власти Тюменской области. Тюмень, 2018. URL: <https://admtyumen.ru/law/view.htm?id=304249@egDocs> (дата обращения: 1.03.2019).

5. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ [Электронный ресурс]. Взамен ГОСТ Р 50270-92 ; утв. и введ. 21.10.93. М. : Стандартинформ, 2006. 47 с. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200004630> (дата обращения: 20.03.2019).

6. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений

прикосновения и токов [Электронный ресурс]. Утв. и введ. приказом № 2987 от 30.06.1982. М. : Стандартинформ, 2001. 7 с. URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200313> (дата обращения: 29.04.2019).

7. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки [Электронный ресурс]. Взамен ГОСТ 14209-69 ; утв. и введ. приказом № 236 от 31.01.85. М. : Стандартинформ, 2009. 36 с. URL: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/44357/> (дата обращения: 12.03.2019).

8. Степкина Ю. В. Проектирование электрической части понизительной подстанции : учеб.-метод. пособие по выполнению курсового проектирования и дипломного проектирования. Тольятти : Изд-во Тольяттинского государственного университета, 2007. 124 с.

9. Jiang Y., Wu J., Chen M. Analysis of the Vacuum Arc Interruption Process in Aviation Intermediate-Frequency Power Supply Systems // *Energies*. 2017. № 10. P. 1-12.

10. Telfer D., Spencer J., Jones G. A Novel Approach to Power Circuit Breaker Design for Replacement of SF₆ // *Acta Polytechnica*. 2014. № 2. P. 72-76.

11. Методические указания по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35 кВ [Электронный ресурс] : утв. департаментов научно-техн. политики и развития РАО «ЕЭС России» 27.04.01. М. : [б.и.], 2001. 75 с. URL: <http://files.stroyinf.ru/data2/1/4293850/4293850515.htm> (дата обращения: 25.04.2019).

12. Методические указания по применению ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ [Электронный ресурс] : утв. департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России» 30.09.99. М. : [б.и.], 2000. 36 с. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200080313> (дата обращения: 25.04.2019).

13. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс] : 7-ое издание. 178 с. URL:

https://bolid.ru/files/554/732/h_4b5caa66bb3e627f4d5a006ac89af7d4.pdf (дата обращения: 01.03.2019).

14. Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности [Электронный ресурс] : РД 153-34.0-11.209-99 : утв. РАО «ЕЭС России» 21.07.1999. М. : НЦ ЭНАС, 2002. 79 с. URL: <http://gostrf.com/normadata/1/4294817/4294817370.pdf> (дата обращения: 5.04.2019).

15. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Электронный ресурс] : РД 153-34.0-20.527-98 : утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики 23.03.1998. М. : НЦ ЭНАС, 2002. 131 с. URL: <https://www.elec.ru/files/013/000001404/attfile/rd-153-340-20527-98.pdf> (дата обращения: 5.04.2019).

16. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.120.40.041-2010 : введ. 2010-03-29. М. : [б.и.], 2012. 20 с. URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.120.40.041-2010.pdf (дата обращения: 26.04.2019).

17. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.240.30.010-2008 : введ. 2007-12-20. М. : [б.и.], 2007. 132 с. URL: http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf (дата обращения: 1.03.2019).

18. Высоковольтные силовые выключатели от 72,5 кВ до 800 кВ [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «Siemens». Берлин, 2013. 28 л. URL: https://www.energy.siemens.com/ru/pool/ru/Power-Transmission/SHVP/Downloads/Portfolio_ru.pdf (дата обращения: 27.03.2019).

19. КРУ СЭЩ-59. Комплектное распределительное устройство наружной установки на напряжение 6(10) кВ [Электронный ресурс] : каталог

; разработчик и изготовитель «ГК «Электрощит» ТМ Самара». Самара, 2019. 90 л. URL: <https://electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-59-6-10-kv/> (дата обращения: 02.04.2019).

20. Номенклатурный каталог Тольяттинский Трансформатор [Электронный ресурс] : каталог ООО «Тольяттинский Трансформатор. Тольятти, 2019. 115 с. URL: [http://www.transformator.com.ru/docs/НК_ТТ,ООО_2019%20г.pdf\(2151561%20v1\).pdf](http://www.transformator.com.ru/docs/НК_ТТ,ООО_2019%20г.pdf(2151561%20v1).pdf) (дата обращения: 12.03.2019).

21. ОПН-110 кВ [Электронный ресурс] : офиц. сайт компании «ФЕНИКС-88» ; каталог продукции. URL: <http://fenix88.com/products/productsall/opn110/> (дата обращения: 25.04.2019).

22. Технический каталог. Разъединители серии РГ на напряжение 35-500 кВ [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «Завод электротехнического оборудования». Великие Луки, 2019. 70 л. URL: http://www.zeto.ru/download/7304/%D0%97%D0%AD%D0%A2%D0%9E_%D0%A0%D0%93_35-500_2016.pdf (дата обращения: 27.03.2019).

23. Трансформаторы напряжения ЗНГ-УЭТМ-110 [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «Уралэлектротяжмаш». Екатеринбург, 2019. 35 л. URL: <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/znguetm110/> (дата обращения: 27.03.2019).

24. Алтай (газопровод) [Электронный ресурс] : сайт свободной энциклопедии Википедия. URL: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Алтай_\(газопровод\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/Алтай_(газопровод)) (дата обращения: 12.03.2019).

25. Маршрут газопровода из России в Китай. Инфографика [Электронный ресурс] : сайт Аргументы и Факты. URL: <http://www.aif.ru/dontknows/infographics/1174438> (дата обращения: 12.03.2019).

26. Схемы электрических сетей [Электронный ресурс] : сайт StudFiles. URL: <https://studfiles.net/preview/2970026/page:6/> (дата обращения: 02.03.2019).

27. Условное обозначение трансформаторов [Электронный ресурс] : сайт ООО «Гольяттинский Трансформатор». URL: http://www.transformator.com.ru/ttdoc/symbol_transformers.php (дата обращения: 07.03.2019).

28. Электрическая подстанция [Электронный ресурс] : сайт свободной энциклопедии Википедия. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%AD%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%BF%D0%BE%D0%B4%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D1%86%D0%B8%D1%8F (дата обращения: 02.03.2019).

29. MacDonald J. Electric Power Substations Engineering [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2019. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/electric-power-substations-engineering> (дата обращения: 5.03.2019).

30. Csanyi E. Power Transformer Maintenance And Acceptance Testing [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2019. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/power-transformer-maintenance> (дата обращения: 10.03.2019).

31. Csanyi E. Testing Procedures for Power Transformer (MS Excel Spreadsheet) [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2019. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/power-transformer-testing-procedures> (дата обращения: 10.03.2019).