

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 электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ
«Ялуторовск»

Обучающийся

А.Б. Сусленков

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

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

Тольятти 2022

Аннотация

Данная работа несет в себе отражение процесса, в ходе которого производилась разработка проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ Ялуторовск.

Изложен расчет и практическое описание аспектов, касающихся выбора оборудования, изделий и материалов, необходимых для обновления модулей и коммуникаций с истекшим эксплуатационным ресурсом, морально и физически устаревших технических и компоновочных решений. Применение решений, заложенных в ВКР, обуславливает возможность последующего расширения объекта - предусматривается эксплуатационный и технологический запас.

Результатом выполнения работы станет формирование базового проекта реконструкции электрической части трансформаторной подстанции в соответствии с современными техническими нормами и правилами.

Выпускная квалификационная работа выполнена в объеме 64 страниц, содержит 15 таблиц, 7 рисунков, список используемых источников из 20 наименований, графическую часть на 6 листах формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Описание объекта проектирования.....	6
2 План реконструкции.....	11
3 Анализ нагрузки подстанции.....	14
4 Выбор технических решений.....	17
5 Выбор силового трансформатора подстанции.....	20
5.1 Технико-экономическое обоснование для первого трансформатора.....	22
5.2 Технико-экономическое обоснование для второго трансформатора.....	26
6 Расчет коротких замыканий.....	30
7 Силовое высоковольтное оборудование.....	35
7.1 Выключатель силовой.....	35
7.2 Выбор разъединителей.....	38
7.3 Трансформаторы тока.....	39
7.4 Измерительные трансформаторы напряжения.....	43
7.5 Связующие проводники.....	45
8 Выбор оперативного тока.....	50
9 Собственные нужды подстанции.....	52
10 Параметры релейной защиты.....	54
11 Расчет молниезащиты подстанции.....	59
Заключение.....	61
Список используемых источников.....	63

Введение

В ходе исторического развития Российская Федерация, все более уверенно выходит на новый виток экономического развития. Всестороннее продвижение науки, промышленности и социальной сферы в условиях возрастающего давления со стороны недружественных стран требует значительной реконструкции производства. В свою очередь, промышленный рост немислим без своевременного снабжения предприятий, социальных учреждений и жилого фонда электрической энергией.

Так как работа научных и промышленных комплексов немислива без качественного и бесперебойного обеспечения электроэнергией, важнейшей задачей является не только поддержание в работоспособном состоянии существующих объектов, но и реконструкция морально и физически устаревших блоков, замена исчерпавшего эксплуатационный ресурс оборудования.

В цепи электроснабжения электростанция - потребитель присутствует большое количество промежуточных звеньев. Одним из наиболее сложных и ответственных из таких объектов является понизительная трансформаторная подстанция. Наиболее сложными из таких объектов с точки зрения модернизации являются подстанции, которые преобразуют напряжение класса 110 – 35 кВ к классу 10 – 6 кВ.

Это обусловлено, с одной стороны, большим количеством таких подстанций, которое в десятки раз превышает количество ПС, подключенных к магистральным линиям 220 – 500 кВ (хоть они и сложнее технически). С другой стороны, такие объекты по-прежнему остаются гораздо более дорогими и технически сложными, чем малые подстанции (10/6 – 0,4 кВ).

В связи с этим, несмотря на значительные суммы, ежегодно выделяемые на реконструкцию такого рода объектов, по-прежнему остается в работе большое количество подстанций, капитальный ремонт которых не проводился с момента их постройки в прошлом веке.

Одним из примеров этого является понизительная подстанция 110/10 кВ Ялуторовск. Она введена в эксплуатацию в 1962 году и принадлежит к Тюменским распределительным сетям. С момента постройки капитальный ремонт подстанции не производился ни разу. Все ограничивалось текущим ремонтом и заменой вышедшего из строя оборудования и проводников.

На данный момент помимо критического износа основного оборудования подстанции, приводящему к учащению случаев отключения электропитания потребителей, имеет место постоянный рост нагрузки, обусловленный развитием промышленности региона, а также - ростом жилого фонда. В связи с вышеизложенным руководством Тюменских распределительных сетей принято решение о проведении в 2023 году плановой реконструкции электрической части понизительной трансформаторной подстанции.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка проекта реконструкции электрической части понизительной трансформаторной подстанции 110/10 кВ Ялуторовск.

1 Описание объекта проектирования

Объект, рассматриваемый в рамках данной выпускной квалификационной работы, находится на южной окраине города Ялуторовск Тюменской области. Подстанция принята в эксплуатацию в 1962 году и относится к классу напряжения 110/10 кВ. Она осуществляет преобразование напряжения и коммутацию силовых электрических цепей в зоне ответственности тюменских распределительных сетей (АО «Тюменьэнерго»). Данная организация осуществляет непосредственную эксплуатацию объекта: следит за его техническим состоянием, устраняет текущие неисправности и обеспечивает оперативно – дежурным персоналом. В соответствии с регламентом на подстанции постоянно присутствует оперативный персонал, осуществляющий контроль состояния электроустановки и занимающийся оперативными переключениями. Подстанция обслуживает потребителей I-й, II-й и III-й категорий надежности в соответствии с [8], что налагает дополнительные требования на надежность электроснабжения и усугубляет сложившуюся ситуацию с участвовавшими отключениями. По типу подключения к сети электроснабжения подстанция является тупиковой, что определяет ее схему.

В соответствии с информацией, полученной в ходе общения с представителем регионального отделения АО «Тюменьэнерго» выявлено, что капитальный ремонт подстанции с полным обновлением электрической части не проводился ни разу, а процедуры по частичной замене оборудования не были должным образом задокументированы. На основании вышеизложенного перед началом проведения каких-либо проектно-изыскательских работ (ПИР) существует необходимость визуального и документального обследования трансформаторной подстанции в целях установления, во-первых, ее реального технического состояния и, во-вторых, степени его несоответствия проекту, утвержденному в 1961-м году, по которому возводился объект.

В ходе обследования, выполнявшегося в соответствии с требованиями [13], выявлены следующие аспекты состояния понизительной трансформаторной подстанции 110/10 кВ Ялutorовск:

ОРУ-110 кВ.

Устройство выполнено по типовой (в соответствии с [11]) схеме № 110-4. Основной характерной особенностью данной схемы является использование механической переключки, которая позволяет вывести в ремонт один из силовых трансформаторов применяя отделители и короткозамыкатели. Силовые выключатели на стороне высокого напряжения подстанции не устанавливались, что характерно для многих объектов такого рода, принятых в эксплуатацию в тот период. Это значительно удешевляет установку, однако не соответствует современным стандартам надежности и эксплуатационной пригодности [9]. Таким образом, короткое замыкание, возникшее на РУ отключается не на данной подстанции, а на вышестоящей подстанции магистральной сети. Фотография открытого распреустройства представлена на рисунке 1.



Рисунок 1– ОРУ 110 кВ ПС 110/10 кВ Ялutorовск

РУ 10 кВ (НН) выполнено по двухсекционной схеме и имеет автоматическую переключку, оснащенную АВР, что позволяет при отключении одной из шинных секций беспрепятственно выполнить переключение ответственной нагрузки (главным образом, первой категории) на вторую, непораженную секцию для продолжения бесперебойной работы. По первоначальному проекту каждая из секций питалась от своего силового трансформатора ТДН-10000/110/10 кВ. В 1990-х годах на одном из силовых трансформаторов произошло возгорание масла. В связи с тем, что своевременно устранить возгорание не получилось, электрическая машина была полностью выведена из строя и не подлежала восстановлению. В связи с перебоями в снабжении, для обеспечения оперативного ремонта, вместо вышедшего из строя трансформатора было решено установить находящийся в резерве сетевой компании трансформатор ТДНГ-16000/110/10. Несмотря на большую мощность, данное устройство уже на тот момент выработало часть своего эксплуатационного ресурса.

Возвращаясь к РУ 10 кВ, необходимо отметить, что оно выполнено в исполнении УХЛ1. Частичная реконструкция данного распределительного устройства была произведена в 1992 году – в частности, оптимизирована элементная база: осуществлена замена трансформаторов собственных нужд, силовых выключателей. Произведена замена блока АВР на более современный, с меньшим временем срабатывания. Выполнена герметизация шкафов.

Несмотря на это, на настоящий момент шкафы распределительных устройств изношены и не обеспечивают должной защиты от природных воздействий, что также приводит к отключениям. В свою очередь, частые отключения обуславливают высокий износ силовых выключателей и релейной защиты. Фотография распределительного устройства 10 кВ представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 – КРУ-10 ПС 110/10 кВ Ялуторовск

На подстанции установлено два силовых трансформатора различных моделей: ТДН-10000/110/10 1961-го г.в. и ТДНГ-16000/110/10. 1985 г.в. Несмотря на техническое обслуживание в соответствии с регламентом, непрерывная эксплуатация трансформаторов в течение срока, значительно превышающего установленный заводом-изготовителем, привела к износу изоляционных материалов – в частности, между листами электротехнической стали в магнитопроводе и между витками в обмотках. Этим обусловлено снижение реально допустимой мощности эксплуатации, не вызывающей перегрев масла и периодическое срабатывание газового реле на ТДН – 16000/110/10 кВ. Учитывая постоянно поступающие запросы на подключение мощностей в зоне ответственности ПС, установленной мощности данных трансформаторов критически недостаточно для обеспечения бесперебойной работы.

Вентильные разрядники, установленные на подстанции для обеспечения защиты от перенапряжений, не обеспечивают достаточно надежной защиты от набегающих волн напряжения (возникающих, например, при ударах молний вблизи питающих подстанцию воздушных линий). Несмотря на то, что до сих пор это не привело к серьезным авариям, зафиксирован ряд случаев превышения напряжением на участке ОРУ 110 кВ нормальной уставки разрядников, однако это не приводило к их открытию. В результате обследования в 2018 году был диагностирован износ устройств, обусловленный старением изоляционных материалов, однако замена разрядников так и не была произведена.

В целом, можно отметить значительный износ большей части узлов и агрегатов высоковольтного оборудования. Их замена либо затруднена, либо не представляется возможным, так как ЗИП на устаревшее оборудование не выпускается, а полная замена устройств требует значительных денежных вложений, которые до сих пор выделялись только на аварийный ремонт.

Итак, произведен анализ текущего технического состояния объекта выпускной квалификационной работы. Понижительная трансформаторная подстанция 110/10 кВ Ялуторовск выработала свой эксплуатационный ресурс и нуждается в реконструкции. В связи с этим особенно актуальным становится вопрос разработки предварительного проекта в рамках данной выпускной квалификационной работы, который определит основные постулаты грядущей реконструкции и позволит наметить пути решения имеющихся проблем в соответствии с современными нормами и правилами.

В целях оптимального распределения времени в рамках выполнения ВКР существует необходимость формирования плана реконструкции, где будут отражены основные аспекты планируемых проектно-изыскательских работ.

2 План реконструкции

Одним из неотъемлемых аспектов выполнения выпускной квалификационной работы, как и любого другого проекта является планирование предстоящей реконструкции. Несмотря на то, что многие положения могут быть пересмотрены в процессе ПИР, понимание объемов и направлений предстоящей деятельности позволит грамотно распределить свое время и выполнить работу в кратчайшие сроки.

Рассмотрим основные этапы, в соответствии с которыми обычно формируется проект реконструкции трансформаторной подстанции:

Первоначально - сбор данных по объекту проектирования. Это - визуальное и документальное обследование, основной целью которого является установление реального состояния реконструируемого объекта (см. пункт 1 данной ВКР).

Затем - формирование проекта реконструкции с необходимым обоснованием целесообразности использования описанных в работе технических решений. Далее следует согласование проекта, во всех необходимых инстанциях. Здесь следует оговориться, что поскольку в данном случае речь идет о защите выпускной квалификационной работы, данный пункт означает защиту ВКР.

Поскольку описание объекта проектирования уже было произведено в рамках выполнения раздела 1, более подробно рассмотрим процесс формирования проекта реконструкции. В рамках данного пункта произведем необходимый набор проектных процедур, описывающих планируемый к постройке объект. В частности, в соответствии с [9] необходимо рассмотреть вол-первых, анализ планируемой нагрузки трансформаторной подстанции

Результаты расчета, производимого в рамках данного пункта ложатся в основу выбора всего силового оборудования подстанции, определяя мощность трансформаторов, что в свою очередь позволяет вычислить токи, текущие в проводниках ПС, выбрать проводники и оборудование. В рамках данного

пункта нужно учитывать не только нагрузки, которые приходятся на шины ПС сейчас, но и перспективные мощности, подключаемые к шинам рассматриваемого объекта энергетики в рамках развития региона. Основные методы подобного анализа изложены в [16].

Выбор трансформаторов: существует необходимость в расчете, направленном на выбор силового трансформатора. Его выбор в начале работы обусловлен тем, что от его мощности зависят расчетные характеристики прочих силовых устройств, встречающихся на ПС. Затем нужно определить схему ПС:

Она обеспечивает понимание того, в какой последовательности подключаются элементы силовых цепей. Схема определяет не только расчетные параметры оборудования, но и количество необходимых для подстанции устройств, длину проводников и иные важные аспекты. Выбор выполним, опираясь на [11]. Затем определим значения токов коротких замыканий.

Короткое замыкание является причиной большей части аварий в электрических схемах – от слаботочных цепей до магистральных линий электропередач. Поскольку понизительная трансформаторная подстанция является объектом, обеспечивающим электроэнергией большое количество потребителей различных категорий, знание величин токов короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения подстанции необходимо для верного выбора оборудования и проводников, а также – для корректной настройки релейной защиты.

Обеспечение устойчивости работы системы при КЗ является одной из важных задач проектирования системы электроснабжения. Расчет токов КЗ производится на основании [10]. Способы уточнения значений, помимо прочего, описаны в [17]. Зная величины токов короткого замыкания можно произвести выбор оборудования и проводников.

В частности, нужно выбрать следующее оборудование.

Силовые выключатели, которые служат для коммутации цепей под нагрузкой. Обеспечивают гашение дуги и рассчитаны, помимо прочего, на отключение токов короткого замыкания.

Разъединители, необходимые для создания видимого разрыва в цепи электроснабжения, но не способные на коммутацию под нагрузкой.

Трансформаторы тока и напряжения – данное оборудование служит для преобразования величин тока и напряжения высоковольтных линий к значениям, доступным для прочтения стандартными измерительными приборами.

Проводники – неотъемлемая часть любой системы электроснабжения, предназначенная для соединения между собой различных элементов сети. Важные рекомендации относительно мировых тенденций в выборе моделей оборудования даны в [18].

После расчета токов короткого замыкания и выбора оборудования, необходимо рассчитать уставки релейной защиты. Она необходима для обеспечения безопасности работы объекта электроэнергетики и сигнализации о различных неисправностях в линиях. В частности, релейная защита и автоматика осуществляет автоматическое управление силовыми выключателями для отключения КЗ, обеспечивает автоматический ввод резерва, автоматическое повторное включение и выполняет иные задачи.

Итак, план выполнения проекта сформирован. Определены основные этапы выполнения выпускной квалификационной работы. Далее выполнить анализ нагрузки, которую подстанция должна обеспечивать электрической энергией.

3 Анализ нагрузки подстанции

Основываясь на перспективном плане развития АО «Тюменьэнерго», а также проанализировав графики нагрузки подстанции за несколько предшествующих лет, предоставленных АО «Тюменьэнерго», возможно, опираясь на методику, описанную в [19] сформировать приблизительный план повышения нагрузки, необходимой для обеспечения зоны ответственности подстанции.

Такой прогноз в перспективе до 2023 года представлен в таблице 1. График, описывающий нагрузку подстанции в течение дня, представлен на рисунке 3.

Таблица 1– Прогнозирование подключаемой мощности подстанции

Зона ответственности ПС	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Южная часть города Ялуторовск (в т.ч. промышленная зона)	16,3 МВА	16,4 МВА	16,7 МВА	18,82 МВА	19,39 МВА

В соответствии с таблицей 1, мощность, востребуемая потребителями, подключенными к подстанции, непрерывно возрастает на протяжении последнего времени и в соответствии с прогнозом составит к 2024 году уже 19,39 МВА. Данное значение перекликается, помимо прочего, с динамикой процессов, описанных в [20], что подтверждает общность тенденций к росту потребляемой современными потребителями нагрузки. В соответствии с данными полученными от аналитиков АО «Тюменьэнерго», до 2026 года будет произведена реконструкция еще двух трансформаторных подстанций, находящихся в г. Ялуторовск и проблема обеспечения потребителей электроэнергией будет решена.

В соответствии с информацией, изложенной в данной ВКР, на ПС 110/10 кВ Ялуторовск установлены трансформаторы: ТДН-10000/110/10 кВ и ТДНГ-

16000/110/10 кВ. Общая номинальная мощность трансформаторов составит 26000 МВА. Коэффициент загрузки трансформаторов составит:

$$K_3 = \frac{S_{\text{ПС max}}}{S_{\text{НОМ.ТЭ}}} = \frac{19,39}{26} = 0,74 \quad (1)$$

Если трансформатор ТДНГ-16000/110/10 кВ откажет, нагрузка трансформатора ТДН-10000/110/10 кВ МВА будет:

$$K_3 = \frac{S_{\text{ПС max}}}{S_{\text{НОМ.ТЭ}}} = \frac{19,39}{10} = 1,94$$

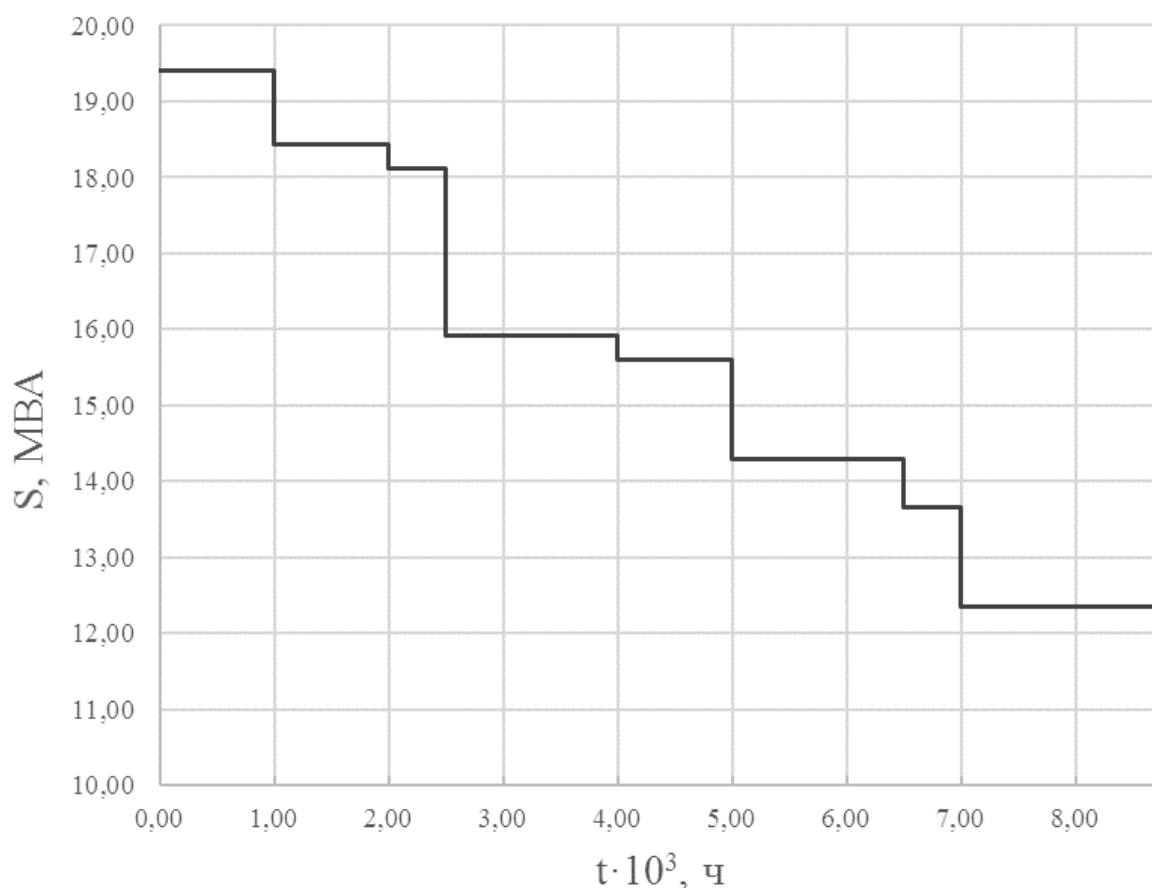


Рисунок 3 – График нагрузки ПС упорядоченного типа

В соответствии с [2] степень загрузки трансформатора в аварийном режиме не может превышать значения в 1,4. Данные устройства конструктивно рассчитаны на кратковременную работу в таких условиях, оборудованы резервными контурами охлаждения и в данной ситуации не получают серьезных повреждений. При превышении нагрузки практически в два раза как это происходит в данном случае будет иметь место существенный перегрев всех элементов трансформатора. Высока вероятность срабатывания газового реле, либо, в случае неисправности релейной защиты, перегрева трансформатора и его выхода из строя, что приведет к полному обесточиванию зоны ответственности подстанции. Чтобы избежать подобных негативных последствий, загрузка каждой электрической машины в нормальном режиме работы не должны превышать 70 % ($K_3 = 0,7$).

Поскольку на ПС Ялуторовск данные условия не выполняются, существует необходимость замены силовых трансформаторов подстанции во избежание создания критических отклонений напряжения в подведомственной сети и нарушения норм [3].

Перед выбором оборудования необходимо выполнить анализ доступных вариантов поставки оборудования и определить исходные марки, на основании которых будет выполняться углубленный выбор. Результаты анализа отражены в таблице 2.

4 Выбор технических решений

В рамках данного раздела необходимо сформировать таблицу, отражающие основные технические решения, которые предстоит уточнить в ходе дальнейшего расчета. Информация такого рода сведена в таблицу 2. Выбор основных технических решений выполняется на основании [10].

В рамках данного пункта производится также выбор основной схемы понизительной трансформаторной подстанции. Она отображена на рисунке 4.

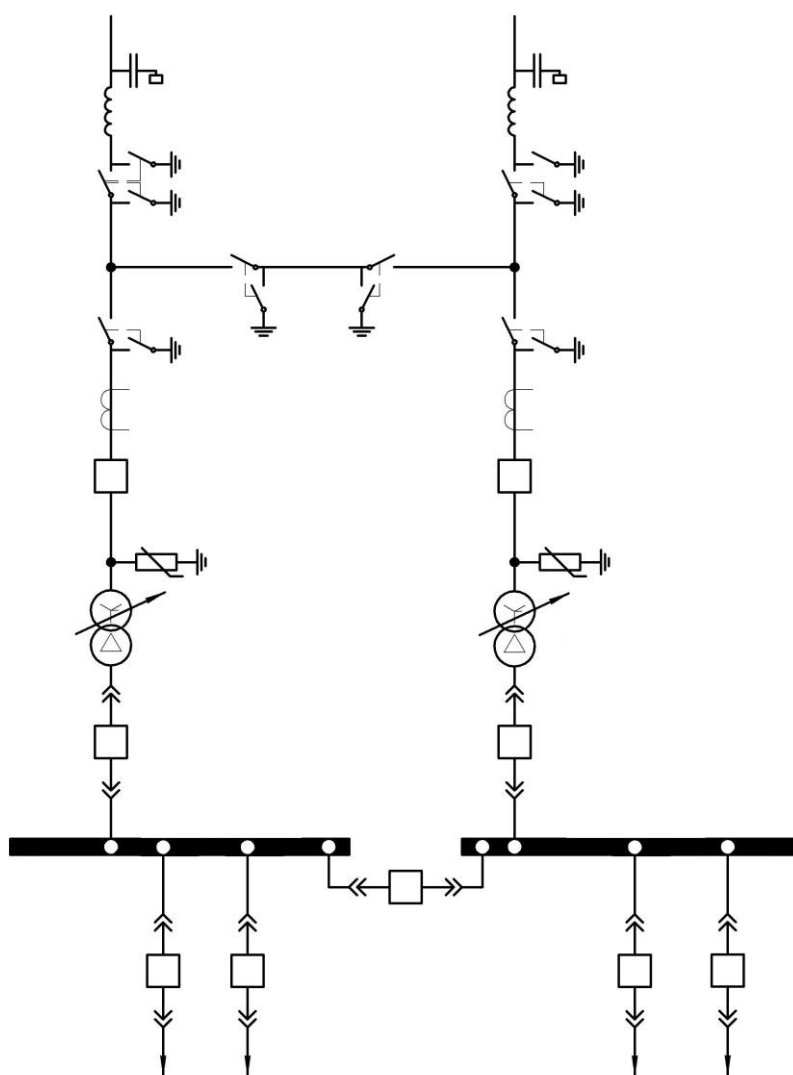


Рисунок 4– Постреструктурная схема ПС 110/10 кВ Ялаторовск

Выбор схемы произведен в соответствии с типовыми решениями, изложенными в [11]. Это обеспечивает максимально эффективную передачу электрической энергии в рамках подстанции при сохранении простоты и эксплуатационной пригодности объекта. Именно такая схема рекомендована к использованию в [7]: «Для РУ 110-220 кВ в зависимости от надежности и резервирования сети следует применять схемы:

- с одинарной системой шин, секционированной выключателем или двумя развилками из двух выключателей, включенными, как правило, в цепи питающих присоединений;
- с двойными секционированными системами шин. Схемы с обходной системой шин, а также с количеством выключателей на цепь более одного, должны приниматься только при специальном обосновании».

Так как специальных условий на подстанции нет, на подстанции принята схема с одинарной системой шин».

Итак, произведен выбор технических решений, на основе которых будет произведен расчет и выбор оборудования подстанции, уточнение компоновки ее основного оборудования. Выбраны основные марки силового оборудования, электрическая схема, определены параметры организации системы релейной защиты. Рассмотрены конфигурация собственных нужд подстанции и защита от прямых ударов молний. Далее необходимо произвести выбор силовых трансформаторов подстанции.

Таблица 2 – Выбор технических решений

Виды и марка материалов, конструкций и оборудования	МКОТ используемые в проекте	ГОСТ, ТУ, Серия, Каталог и т.д.
Общие решения		
РУ ВН (110 кВ)	Выполнить по типовой схеме 110-4Н	[11]
РУ НН (10 кВ)	Использовать КРУН-СЭЩ-59 на 10 кВ.	[5]
Электротехнические решения по п. 5 «Выбор силового трансформатора»		
Силовые трансформаторы	Заменить имеющиеся. Установить силовые трансформаторы марки ТДН. Класс напряжения: 110/10 кВ	ООО «ЭнергоПром-Альянс» (г. Тюмень)
Электротехнические решения по пункту 7 «Силовое высоковольтное оборудование»		
Выключатель 110 кВ, ОРУ	Использовать выключатели с элегазовой изоляцией	ООО «Подстанция»
Разъединитель 110 кВ, ОРУ	Применить разъединитель типа РГ	ООО «Подстанция»
Трансформаторы тока 110 кВ, ОРУ	Использовать трансформатор тока типа ТОГФ	ООО «Подстанция»
Оборудование КРУН 10 кВ	Выбирается в соответствии с каталогом	См. [5]
Проводники ОРУ-110 кВ	Применить шины гибкие. Марка: АС (сталеалюминиевые)	
Электротехнические решения по пункту 9 «Собственные нужды подстанции»		
Трансформаторы собственных нужд	Использовать два ТСН. Тип изоляции – сухая, литая. Класс напряжения: 10/0,4 кВ	ООО «ЭнергоПром-Альянс» (г. Тюмень)
Электротехнические решения по пункту 10 «Параметры релейной защиты»		
Вид реле	Применить микропроцессорный блок релейной защиты «Сириус-Т»	См. [1]
Электротехнические решения по пункту 11 «Молниезащита»		
Молниеотводы	Применить молниеотводы стержневого типа марки СМ	

5 Выбор силового трансформатора подстанции

Необходимо заменить установленные на ПС трансформаторы на новые, чтобы обеспечить эксплуатационный ресурс и запас мощности. Анализ предложений поставщиков трансформаторного оборудования показал, что целесообразно остановиться на продукции компании ООО «ЭнергоПром-Альянс», филиал которой расположен в г. Тюмень. Это наиболее близко к реконструируемой подстанции. Необходимо учитывать, что силовой трансформатор – крупногабаритное оборудование, поставляемое в сборе и его доставка играет важную роль в определении финальной стоимости электрической машины.

В пункте 3 была рассчитана максимальная перспективная мощность подстанции, которая составила

$$S_{max}^{ПС} = 19,39 \text{ МВА}.$$

Так как к шинам подстанции подключаются потребители, имеющие первую категорию надежности в соответствии с [8], необходимо обеспечить наличие на подстанции не менее двух трансформаторов, каждый из которых должен предоставить электропитание всем потребителям, подключенным к шинам, причем коэффициент загрузки не должен превысить 1,4 (140 %). В соответствии с [2] трансформатор может работать с такой нагрузкой достаточно долго для того, чтобы устранить неисправности второго трансформатора, либо, если возникнет такая необходимость, произвести его замену. Таким образом, требуемая мощность трансформатора составляет:

$$S_{\text{ном.Т}} > 0,7 S_{\text{max}}^{ПС} \approx 0,7 \cdot 19,39 \approx 13,57 \text{ МВА} \quad (2)$$

Выполним анализ предлагаемых рынком вариантов силовых трансформаторов. В частности, изучим ассортимент, прописанный в каталоге

[7]. Для обеспечения устойчивого уровня напряжения в линии, в целях соблюдения требований [5], будем рассматривать трансформаторы с РПН. ПБВ не обеспечивает достаточной оперативности переключений. По мощности заданным требованиям соответствуют два трансформатора: ТДН-16000/110/10-УХЛ1 и ТДН-25000/110/10-УХЛ1.

Необходимо помимо трансформатора ближайшего по номинальной нагрузке рассмотреть также более мощную модель, так как в некоторых случаях в ходе технико-экономического обоснования выясняется, что сиюминутные затраты окупаются в перспективе за счет снижения уровня потерь.

В соответствии с данными каталога на сайте можно заключить, что оба трансформатора сертифицированы в соответствии с [2]. Это базовый государственный стандарт для таких типов оборудования, что говорит о высоком качестве электрических машин.

Технические характеристики силовых трансформаторов, которые будут учитываться при дальнейшем расчете представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные расчетные характеристики

Напряжение обмотки, кВ		Потери, кВт		U _к , %	I _х , %	K _{ип}
ВН	НН	ΔP _{хх}	ΔP _{кз}			
2 трансформатора ТДН-16000/110/10 кВ						
115	10,5	15,8	90	10,5	0,50	0,05
2 трансформатора ТДН-25000/110/10 кВ						
115	10,5	21,0	130	10,5	0,30	0,05

Определим технико-экономические показатели, которые позволят достоверно определить модель трансформатора, наиболее подходящую для установки на подстанции.

5.1 Технико-экономическое обоснование для первого трансформатора

Определим основные показатели для ТДН-16000/110/10 кВ. Изначально – вычисляем потери мощности реактивной.

$$Q_X = \frac{i_{XX}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,5}{100} \cdot 16000 = 80,00 \text{ кВАр} \quad (3)$$

В режиме холостого хода вычисляются приведенные потери активной мощности электрической машины.

$$P'_x = P_{XX} + k_{un} \cdot Q_X = 15,8 + 0,05 \cdot 80,0 = 19,80 \text{ кВт} \quad (4)$$

Определяется коэффициент загрузки СТ.

$$K_{з.н} = K_{з.в} = \frac{S_H}{S_{ном.Т}} = \frac{13,57}{16} = 0,81$$

Определяем мощность КЗ по обмоткам:

$$P_{к.в} = P_{к.н} = 0,5 \cdot P_{КЗ} = 0,5 \cdot 90 = 45 \text{ кВт} \quad (5)$$

Вычисляется напряжение и реактивную мощность для режима КЗ:

$$U_{к.в} = U_{к.н} = 0,125 \cdot U_{КЗ}, \% = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31 \% \quad (6)$$

$$Q_{к.в} = Q_{к.н} = \frac{U_{к.в}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{1,31}{100} \cdot 16000 = 209,60 \text{ кВАр} \quad (7)$$

Определяются потери приведенного типа для рассматриваемого нами ныне трансформирующего устройства:

$$P'_{k.B} = P'_{k.H} = P_{к.б} + k_{un} \cdot Q_{к.Б} = 45 + 0,05 \cdot 209,60 = 55,48 \text{ кВт} \quad (8)$$

Определяются потери, приведенные для активной мощности СТ:

$$P'_T = P'_x + K_{з.б}^2 \cdot P'_{к.Б} + K_{з.с}^2 \cdot P'_{к.С} + K_{з.н}^2 \cdot P'_{к.Н} \quad (9)$$

$$P'_T = 19,80 + 0,81^2 \cdot 55,48 + 0,81^2 \cdot 55,48 = 56,20 \text{ кВт}$$

В таблице 4 отражены итоговые результаты процесса расчета потерь в трансформаторе применительно к различным отрезкам временного графика.

В соответствии с данными этой таблицы суммарные потери за год составят 433121,41 кВт·ч. Стоимость электроэнергии для трансформаторной подстанции по данным АО «Тюменьэнерго» составляет 2,49 рубля/кВт ч. Определим рублевую стоимость энергии, необходимой на покрытие потерь в силовых трансформаторах:

$$I_{\mathcal{E}} = W_{ПС} \cdot C_{\mathcal{E}} = 433121,41 \cdot 2,49 = 1078472,31 \approx 1,08 \cdot 10^6 \text{ руб} \quad (10)$$

Теперь нужно рассчитать сумму, вкладываемую в покупку, доставку и установку силового агрегата подстанции одновременно. На основании данных, запрошенных у ООО «ЭнергоПром-Альянс» данная сумма составит приблизительно 11,4 млн. руб. Таким образом, стоимость двух СТ будет:

$$K = 2 \cdot 11,4 \cdot 10^6 = 22,8 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Необходимо учесть расходы на эксплуатацию трансформатора. Определяются на основании обобщенного коэффициента $P_{\text{сум.}}$, и составляют 9,4 % от стоимости основного оборудования.

$$I_0 = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 22,80 \cdot 10^6 = 2,14 \cdot 10^6 \text{ руб} \quad (11)$$

Общие затраты приведенного типа будут рассчитываться так:

$$Z_{\text{пр1}} = E_H \cdot K + I_0 + I_{\text{э}} = 0,15 \cdot 22,80 \cdot 10^6 + 2,14 \cdot 10^6 + 1,08 \cdot 10^6 \quad (12)$$

$$Z_{\text{пр1}} = 6,64 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

Результаты расчета сведем в таблицу 4.

Итак, затраты, приведенные к плановому сроку эксплуатации трансформатора, составят: 6,64 млн. рублей. Для того, чтобы понять, какой из трансформаторов более выгоден, необходимо произвести технико-экономический расчет для трансформатора ТДН-25000/110/10 кВ, что мы и сделаем в следующем пункте. Руководствоваться будем также методикой из [15].

Таблица 4 – Годовая сумма, уплачиваемая за потери в агрегате ТДН-16000/110/10 кВ

i	S _{вi} , МВА	S _{нi} , МВА	n _i	T _i , ч	ΔW _{x_i}	K _{з.вi}	K _{з.нi}	ΔW _{к.вi}	ΔW _{к.нi}
1	19,40	13,000	2	1000	39600	0,61	0,41	10195,5	4578,2
2	18,44	13,000	2	1000	39600	0,58	0,41	9211,5	4578,2
3	18,12	13,000	2	500	19800	0,57	0,41	4447,3	2289,1
4	15,91	10,790	2	1500	59400	0,50	0,34	10285,8	4730,9
5	15,59	10,790	2	1000	39600	0,49	0,34	6584,1	3153,9
6	14,29	9,490	2	1500	59400	0,45	0,30	8297,8	3659,6
7	13,65	9,490	2	500	19800	0,43	0,30	2523,7	1219,9
8	12,35	8,190	2	1760	69696	0,39	0,26	7272,0	3198,1
Σ	-	-	-	-	346896	-	-	58817,7	27407,7
-	-	-	-	-	ΔW _{пс} = 433121,41 кВт·ч				

5.2 Технико-экономическое обоснование для второго трансформатора

Определим основные показатели для ТДН-25000/110/10 кВ. Изначально – вычисляем потери мощности реактивной.

$$Q_X = \frac{i_{XX}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,30}{100} \cdot 25000 = 75,00 \text{ кВАр} \quad (13)$$

В режиме холостого хода вычисляются приведенные потери активной мощности электрической машины.

$$P'_x = P_{XX} + k_{un} \cdot Q_X = 21,00 + 0,05 \cdot 75,00 = 24,75 \text{ кВт} \quad (14)$$

Определяется коэффициент загрузки СТ.

$$K_{з.н} = K_{з.в} = \frac{S_H}{S_{ном.Т}} = \frac{13,57}{25} = 0,54$$

Определяем мощность КЗ по обмоткам:

$$P_{к.в} = P_{к.н} = 0,5 \cdot P_{КЗ} = 0,5 \cdot 130 = 65,00 \text{ кВт} \quad (15)$$

Вычисляется напряжение и реактивную мощность для режима КЗ:

$$U_{к.в} = U_{к.н} = 0,125 \cdot U_{КЗ}, \% = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31 \% \quad (16)$$

$$Q_{к.в} = Q_{к.н} = \frac{U_{к.в}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{1,31}{100} \cdot 25000 = 327,50 \text{ кВАр} \quad (17)$$

Определяются потери приведенного типа для рассматриваемого нами ныне трансформирующего устройства:

$$P'_{k.B} = P'_{k.H} = P_{к.в} + k_{ин} \cdot Q_{к.В} = 65,00 + 0,05 \cdot 327,50 = 81,38 \text{ кВт} \quad (18)$$

Высчитываются потери, приведенные для активной мощности СТ:

$$P'_T = P'_x + K_{з.в}^2 \cdot P'_{к.В} + K_{з.С}^2 \cdot P'_{к.С} + K_{з.Н}^2 \cdot P'_{к.Н} \quad (19)$$

$$P'_T = 24,75 + 0,54^2 \cdot 81,38 + 0,54^2 \cdot 81,38 = 72,21 \text{ кВт}$$

В таблице 5 отражены итоговые результаты процесса расчета потерь в трансформаторе применительно к различным отрезкам временного графика.

В соответствии с данными этой таблицы суммарные потери за год составят 453856,55 кВт·ч. Стоимость электроэнергии для трансформаторной подстанции по данным АО «Тюменьэнерго» составляет 2,49 рубля/кВт ч. На основании этого определим рублевую стоимость энергии, необходимой на покрытие потерь в силовых трансформаторах:

$$I_{э} = W_{ПС} \cdot C_{э} = 453856,55 \cdot 2,49 = 1130102,81 \approx 1,13 \cdot 10^6 \text{ руб} \quad (20)$$

Теперь нужно рассчитать сумму, вкладываемую в покупку, доставку и установку силового агрегата подстанции одновременно. На основании данных, запрошенных у ООО «ЭнергоПром-Альянс» данная сумма составит приблизительно 18,70 млн. руб. Таким образом, Стоимость двух СТ будет:

$$K = 2 \cdot 18,7 \cdot 10^6 = 37,40 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Необходимо учесть расходы на эксплуатацию трансформатора. Определяются на основании обобщенного коэффициента $P_{\text{сум.}}$, и составляют 9,4 % от стоимости основного оборудования.

$$I_0 = P_{\text{сум.}} \cdot K = 0,09437,40 \cdot 10^6 = 3,52 \cdot 10^6 \text{ руб} \quad (21)$$

Общие затраты приведенного типа будут рассчитываться так:

$$Z_{\text{нр1}} = E_H \cdot K + I_0 + I_{\text{э}} = 0,1537,40 \cdot 10^6 + 3,52 \cdot 10^6 + 1,13 \cdot 10^6 \quad (22)$$

$$Z_{\text{нр1}} = 10,26 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

Результаты расчета сведем в таблицу 5.

Итак, затраты, приведенные к плановому сроку эксплуатации трансформатора, составят: 10,26 млн. рублей. Это на 54 % больше аналогичного показателя для агрегата ТДН-16000/110/10 кВ. На основании этого принимаем решение о целесообразности установки на подстанции двух силовых трансформаторов ТДН-16000/110/10 кВ. Далее, для корректного выбора защитной аппаратуры, измерительного оборудования и релейной защиты необходимо выполнить расчет коротких замыканий в рассматриваемой схеме.

Таблица 5 – Годовая сумма, уплачиваемая за потери в агрегате ТДН-25000/110/10 кВ

i	S _{вi} , МВА	S _{нi} , МВА	n _i	T _i , ч	ΔW _{xi}	Кз.в _i	Кз.н _i	ΔW _{к.в_i}	ΔW _{к.н_i}
1	19,40	13,000	2	1000	49500	0,24	0,16	2392,8	1074,5
2	18,44	13,000	2	1000	49500	0,23	0,16	2161,9	1074,5
3	18,12	13,000	2	500	24750	0,23	0,16	1043,7	537,2
4	15,91	10,790	2	1500	74250	0,20	0,13	2414,0	1110,3
5	15,59	10,790	2	1000	49500	0,19	0,13	1545,3	740,2
6	14,29	9,490	2	1500	74250	0,18	0,12	1947,4	858,9
7	13,65	9,490	2	500	24750	0,17	0,12	592,3	286,3
8	12,35	8,190	2	1760	87120	0,15	0,10	1706,7	750,6
Σ	-	-	-	-	433620	-	-	13804,1	6432,4
-	-	-	-	-	ΔW _{пс} = 453856,551 кВт·ч				

6 Расчет коротких замыканий

Одной из основных причин, приводящих к авариям в сетях электроснабжения, повреждению оборудования, травмам обслуживающего персонала и простых обывателей является короткое замыкание. Оно возникает в результате утечки тока в обход основной нагрузки, или, иными словами – в непредусмотренном для этого месте. Резкое снижение заранее запланированного и рассчитанного для сети сопротивления приводит, к значительному росту тока в линии и провалу напряжения. Особенно опасен высокий ток, который может значительно повредить проводники, оборудование, включенное в сеть, а также, в связи с неизбежным тепловым эффектом вызвать оплавление изоляции и возгорание. Это наиболее актуально для старых зданий, где изоляция проводников электрической сети выработала свой ресурс и не обеспечивает должной защиты линии.

Однако, не менее опасно короткое замыкание и для крупных объектов энергетики, одним из которых является понизительная трансформаторная подстанция. Несмотря на строгий контроль безопасности, износ оборудования, погодные явления, неисправности схем релейной защиты и человеческий фактор нередко приводят к коротким замыканиям как в цепях самой подстанции, так и на приходящих, либо отходящих линиях. Учитывая количество потребителей, подключенных к шинам ПС, важнейшей задачей сначала проектировщика, затем – монтажника, а следом и обслуживающего персонала является минимизация простоев, связанных с коротким замыканием. На этапе проектирования это достигается правильным подбором и настройкой оборудования, призванного своевременно отключить короткое замыкание, не позволив ему нанести значительный вред.

Для выбора оборудования необходимо выполнить расчет токов, которые будут протекать в сети подстанции при КЗ. Для этого составим модель подстанции – схему, которая будет учитывать основные элементы сети, влияющие на величину тока КЗ. Таковая представлена на рисунке 5.

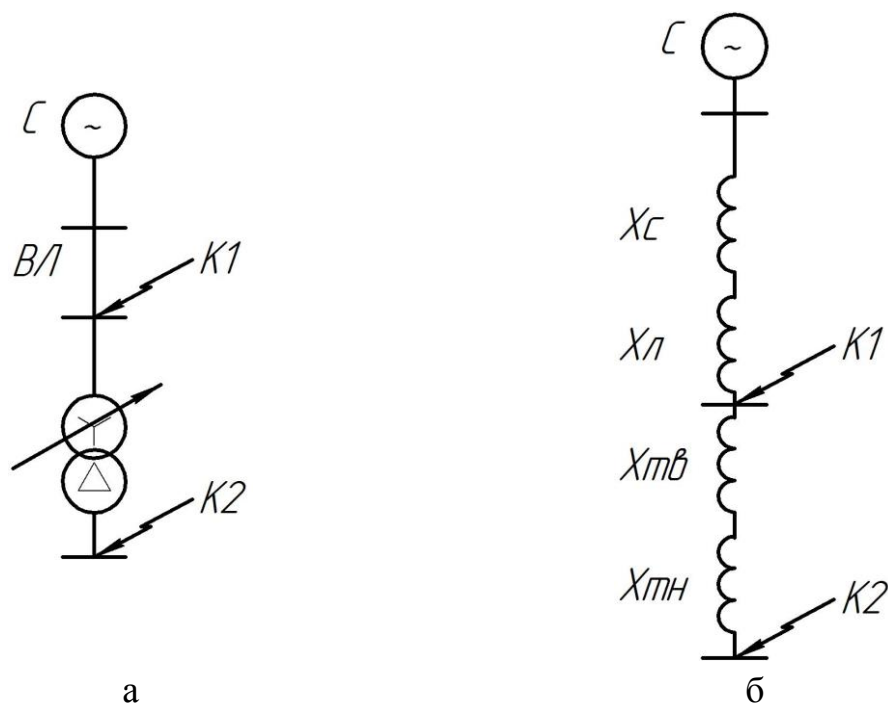


Рисунок 5 – Цепь расчета (а) и замещающая схема(б).

На основании данных АО «Тюменьэнерго» мощность КЗ составляет: 3500 МВА; расстояние по линии до питающей ПС: 12 км

В самом начале расчета нам будет необходимо определить сопротивление, которое имеет схема замещения. Элементы следующие:

Определим сопротивление системы:

$$x_{\sigma, c} = \frac{S_{\sigma}}{S_k} = \frac{1000}{3500} = 0,29 \quad (23)$$

где $S_{\sigma} = 1000$ МВА – базисная мощность.

Определим сопротивление силовых трансформаторов:

$$x_{\sigma, Tв} = \frac{U_{к.в} \% \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{10,75 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,72 \quad (24)$$

$$x_{б,Гн} = \frac{U_{к.н} \% \cdot S_б}{100 \cdot S_{ном.Г}} = \frac{6,75 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 4,22 \quad (25)$$

Определим сопротивление воздушной линии (двухцепной)

$$x_{б,Л} = x_{уд} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0,4 \cdot \frac{12 \cdot 1000}{2 \cdot 115^2} = 0,18 \quad (26)$$

Итоговый показатель по сопротивлению для первой, более высокой точки (единицы измерения не указываются, так как величина приведенная):

$$x_{рез(б)} = x_{б,с} + x_{б,Л} = 0,29 + 0,18 = 0,47 \quad (27)$$

Базисный ток (нужен для перевода вычисляемого далее тока в именованные единицы). Для уровня 110 кВ он составляет:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА} \quad (28)$$

Определим значение тока КЗ в именованных единицах для точки К1:

$$I_{К1}^3 = \frac{E_б}{x_{рез(б)}} \cdot I_б = \frac{1}{0,47} \cdot 5,02 = 10,75 \text{ кА} \quad (29)$$

Вычислим пиковый ток, наиболее опасный электродинамическим воздействием:

$$i_{удК1}^3 = \sqrt{2} \cdot I_{К1}^3 \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 10,75 \cdot 1,8 = 27,35 \text{ кА} \quad (30)$$

Данные вычисления необходимо выполнить и для стороны низкого напряжения.

Основное отличие схемы здесь – учет сопротивления силового трансформатора, принимающего на себя роль основного токоограничивающего элемента.

Вычислим сопротивление элементов схемы суммарное:

$$X_{\text{рез}(\delta)} = X_{\delta,c} + X_{\delta,l} + X_{\delta,Tв} + X_{\delta,Tн} = 0,29 + 0,18 + 6,72 + 4,22 = 11,40 \quad (31)$$

Определим базисный ток:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{кА} \quad (32)$$

Определим значение тока КЗ в именованных единицах для точки К2:

$$I_{\text{КЗ}}^3 = \frac{E_{\delta}}{X_{\text{рез}(\delta)}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{11,40} \cdot 54,99 = 4,82 \text{кА} \quad (33)$$

Пиковый ток, определяющий своим значением наиболее опасный в электродинамическом смысле момент КЗ:

$$i_{\text{удКЗ}}^3 = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^3 \cdot K_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 4,821,92 = 13,09 \text{кА} \quad (34)$$

Результаты выполненного расчета сведены в таблицу 6. Организованные в таком виде данные будут удобны для использования в последующих расчетах.

Эти данные необходимы для выбора силового оборудования подстанции. Элементы силовой цепи проверяются на электродинамическую и термическую стойкость. Первая характеризует значение тока, при котором

произойдет разрушение оборудования, связанное с воздействием на него электромагнитных сил, вторая – критический перегрев в результате воздействия высоких токов и, опять же, разрушение. Помимо этого, у силовых выключателей есть характеристика, обозначающая величину тока, который они могут отключить без повреждений (отключающая способность). Это также необходимо учитывать, чтобы при срабатывании релейной защиты вместо отключения сети не произошло разрушение защитной аппаратуры.

Таблица 6 – Токи коротких замыканий

Сторона	Обозначение	Значение, кА
ВН (110 кВ)	$I_{К1}^3$	10,75
НН (10 кВ)	$I_{К3}^3$	4,82
ВН (110 кВ)	$i_{удК1}^3$	27,35
НН (10 кВ)	$i_{удК3}^3$	13,09

Итак, произведен расчет токов короткого замыкания. Рассчитаны короткие замыкания на высокой и низкой сторонах ПС. Для высокой стороны установившийся ток КЗ составил 10,75 кА при ударном токе 27,35 кА, тогда как для стороны 10 кВ установившийся ток – 4,82 кА при ударном токе 13,09 кА.

Данный расчет предстоит выполнить в рамках следующего раздела ВКР, где будет выбрано следующее по важности и стоимости после силовых трансформаторов оборудование подстанции: силовые выключатели, высоковольтные разъединители, измерительные трансформаторы и иные элементы.

7 Силовое высоковольтное оборудование

В рамках данного пункта необходимо выбрать основное высоковольтное оборудование, без которого невозможно функционирование рассматриваемого объекта. Начать данный расчет целесообразно с выбора силовых выключателей. Для того, чтобы корректно выполнить расчет максимальной нагрузки на каждый из элементов, рассчитаем режим, в котором вся нагрузка подстанции ложится лишь на один трансформатор, тогда как второй штатно находится в ремонте, либо отключен вследствие срабатывания релейной защиты.

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} \cdot K_{\text{пер}} \quad (35)$$

$$I_{\max}^{110} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,40 = 112,46 \text{ А}$$

$$I_{\max}^{10} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 1,40 = 1231,68 \text{ А}$$

7.1 Выключатель силовой

При коммутации больших токов на высоком напряжении, основной проблемой является возникновение между размыкающимися токоведущими частями высоковольтной дуги, которая не только не позволяет своевременно разомкнуть цепь, но и приводит к выходу оборудования из строя. Поскольку основной задачей высоковольтного выключателя является отключение цепи высокого напряжения под нагрузкой, он всегда оснащается дугогасящим механизмом. Данный механизм предполагает наличие дугогасящей камеры, заполненной средой, которая исключает существование дуги, либо значительно снижает ее интенсивность.

В соответствии с [14], а также данными иных авторитетных источников наиболее современный тип силовых выключателей – элегазовые.

Первоначально необходимо определить максимальный ток, который наш выключатель должен выдержать при коротком замыкании:

Вычислим интеграл Джоуля по ступени 110 кВ. Эта величина определяет тепловой импульс при КЗ.

$$B_k = (I_{KI}^{(1)})^2 \cdot (t_{п.в.} + T_a) = 10,75^2 \cdot (0,06 + 0,05) = 12,13 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \quad (36)$$

где: $t_{п.в.}$ – время, нужное, чтобы сработать до конца, с

T_a – время-эквивалент, за которое ток КЗ падает до нормальных значений, с

B_k – значение нагрева от тока КЗ

Наиболее удобным в монтаже эксплуатации является высоковольтный выключатель, который представлен в каталоге [4], а именно: ВГТ-110. По расчету, произведённому ранее, выберем модель выключателя ВГТ-110-25/1250. Данный выключатель рассчитан на номинальный ток 1250 А – с меньшими номиналами выключатели данного типа не изготавливаются. Результаты проверки рассматриваемого оборудования сведены в таблицу 7

Таблица 7– Оценка пригодности выключателя ВГТ-110-25/1250 УХЛ1

Условие	Расчётные данные	Справочные данные
$U_{сет.ном} \leq U_{ном}, \text{кВ.}$	110	110
$\frac{S_{max}}{\sqrt{3} \times U_{ср.н}} = I_{номдл} \leq I_{ном}, \text{А.}$	112,46	1250
$I_k \leq I_{откл.ном}, \text{кА};$ $i_{уд} \leq i_{дин}, \text{кА.}$	10,75 27,35	27,35 63
$B_k \leq I_T^2 x t_T, \text{кА}^2 \cdot \text{с.}$	12,13	1875,00

На основании таблицы 7, можно заключить, что рассматриваемый высоковольтный аппарат пригоден для установки на ПС.

Выбор выключателей для стороны 10 кВ выполним аналогично. Рассмотрим модели, рассчитанные на размещение в типовых ячейках. Наиболее простыми в эксплуатации и распространенными выключателями подобного исполнения являются модели с гашением дуги в вакуумной среде. В случае со стороной 10 кВ это – ВВУ-10-20/1600. Выбор номинального тока аналогичным образом произведен на основании максимальной нагрузки.

Результаты проверки сведены в таблицу 8.

Таблица 8 –Контроль параметров ВВУ-10-20/1600

Условие	Расчётные данные	Справочные данные
$U_{\text{сет.ном}} \leq U_{\text{ном}}, \text{В.}$	10	10
$\frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ср.н}}} = I_{\text{номдл}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	1231,68	1600
$I_{\text{к}} \leq I_{\text{откл.ном}}, \text{кА};$ $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \text{кА.}$	4,82 13,09	20 51
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \times t_{\text{Т}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с.}$	4,65	1200

Опираясь на результаты проверки можно заключить следующее.

Установить:

- ВГТ-110-25/1250 УХЛ1 на стороне 110 кВ
- ВВУ-10-20/1600 на стороне 10 кВ

Далее необходимо произвести выбор устройств, которые позволяют создать видимый разрыв в цепи и обеспечить безопасную работу на линии, а именно – разъединителей.

7.2 Выбор разъединителей

Одним из основных элементов, на которых строятся высоковольтные схемы коммутации энергетических потоков является разъединитель. Не имея возможности отключать нагрузку, данные устройства обеспечивают видимый разрыв в высоковольтной цепи. Он необходим для визуального контроля наличия напряжения в линии. Разомкнутый разъединитель в определенном месте схемы является гарантом безопасности работы на линии, что регламентируется рядом нормативных актов, в числе которых [8].

Требования по созданию видимого разрыва в цепи до того, как персонал будет допущен к работе на линии обусловлены тем, что при высоком напряжении нередко происходит пробой воздушного промежутка. Так, в случае с воздухом при нормальном атмосферном давлении и влажности, безопасное расстояние до токоведущих частей, находящихся под напряжением 110 кВ, составляет 1 метр.

Разъединитель должен соответствовать следующим основным требованиям:

- соответствие номинальных характеристик параметрам сети, в которую планируется их интегрировать,
- надежность,
- простота эксплуатации.

Выбор разъединителя на стороне 10 кВ отдельно производить не имеет смысла, так как он является неотъемлемой частью КРУН 10 кВ, выбираемого в соответствии с каталогом [5].

По номинальному току, который был вычислен ранее, выберем разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1.

Процесс проверки данного устройства отражен в таблице 9.

Таблица 9– Оценка пригодности РГ-110/1000 УХЛ1

Условие	Расчётные данные	Справочные данные
$U_{\text{сет.ном}} \leq U_{\text{ном}}, \text{кВ.}$	110	110
$\frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ср.н}}} = I_{\text{номдл}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	112,46	1000
$I_{\text{к}} \leq I_{\text{откл.ном}}, \text{кА};$ $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \text{кА.}$	10,75 27,35	20 51
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \times t_{\text{Т}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с.}$	12,13	4800

Из данных, которые изложены в данной таблице можно заключить, что рассматриваемый разъединитель пригоден для установки на подстанции. И поскольку основное коммутационное оборудование выбрано, далее необходимо рассмотреть измерительное оборудование, а вернее, устройства, которые являются переходной ступенью для его подключения в высоковольтную цепь.

7.3 Трансформаторы тока

Для обеспечения безопасного и бесперебойного функционирования объекта электроэнергетики необходимо в непрерывном режиме осуществлять мониторинг основных сетевых показателей, а именно: тока и напряжения. На основании данных величин затем также определяется мощность в сети.

Непосредственное подключение измерительного оборудования к высоковольтной сети либо возможно, либо сопряжено с приобретением крайне дорогостоящего измерительного оборудования. В связи с этим в электроэнергетике широко распространена практика использования

трансформаторов тока и напряжения. На данный момент более подробно остановимся на первых.

Трансформатор тока предназначен для преобразования значения силы тока в высоковольтной цепи к величинам, которые можно измерить стандартными измерительными приборами и, учтя коэффициент трансформации, получить значение тока в высоковольтной цепи. В стандартной конфигурации ТТ имеет три обмотки. Первая из них служит для подключения приборов технологического учета, необходимых для персонала, обслуживающего объект, вторая – для подключения релейной защиты, третья – для коммерческого учета электроэнергии. К ней подключаются, в частности, счетчики, по которым контролируется потребление мощности из магистральной сети.

Для организации измерений на подстанции с наименьшими затратами (в соответствии с [18]), необходимо произвести комплекс проверок, который, в целом, схож с тем, который ранее уже проводился для разъединителя и выключателя.

По данным о величине силы тока в цепи произведем выбор моделей измерительных трансформаторов тока для стороны ВН и НН.

ТОГФ-110-150/5 – для ВН (таблица 10). Трансформатор опорного типа, газонаполненный. Благодаря использованию элегазовой изоляции отличается небольшими габаритными размерами и высокой надежностью.

ТОЛ-10-1500/5 – для НН (таблица 11). Трансформатор с литой изоляцией, унифицированный для установки в стандартную ячейку КРУН-10 кВ.

Выполним комплекс проверок:

Таблица 10 –ТОГФ-110-150/5

Условие	Расчётные данные	Справочные данные
$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$, кВ.	110	110

Продолжение таблицы 10

Условие	Расчётные данные	Справочные данные
$\frac{S_{\max}}{\sqrt{3}xU_{\text{ср.н}}} = I_{\text{номдл}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	112,46	150
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \text{кА.}$	27,35	64
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 x t_{\text{Т}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с.}$	12,13	625

Таблица 11 – Ведомость проверки ТТ ТОЛ-10-1500/5

Условие	Расчётные данные	Справочные данные
$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}, \text{кВ.}$	10	10
$\frac{S_{\max}}{\sqrt{3}xU_{\text{ср.н}}} = I_{\text{номдл}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	1231,68	1500
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \text{кА.}$	13,09	100
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 x t_{\text{Т}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с.}$	4,65	1600

Исходя из данных таблиц рассматриваемые трансформаторы могут быть установлены на подстанции.

Помимо проверки силовых характеристик трансформаторов, нужно также изучить подключение вторичной нагрузки.

Подключение слишком большого количества измерительных приборов может негативно сказаться на точности показаний.

Соединение обмоток ТТ выполняется в соответствии со схемой «полная звезда» (рисунок б). Такая схема обеспечивает возможность оценить ток во всех фазах.

Сначала вычислим суммарное сопротивление приборов. Учтем, следующие данные: $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ – сопротивление контактов ТТ, $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$ – номинальное сопротивление вторичной цепи, исключая приборы.

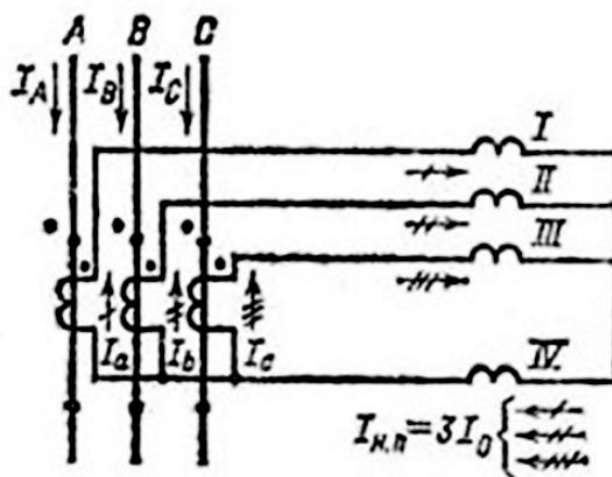


Рисунок 6 – Схема соединения трансформатора тока «Полная звезда»

Список измерительных устройств, которые подключаются ко вторичной цепи, отражен в таблице 12

Таблица 12 – Нагрузка ТТ вторичная

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА 3020-5	0,6	0,6	0,6
Ваттметр (только НН)	СР 3020	0,7	0,7	0,7
Варметр (только НН)	СР 3020	0,7	0,7	0,7
Счетчик активной и реактивной электроэнергии (x 3) (только НН)	СЕ303	3,6	3,6	3,6
ИТОГО	-	5,60	5,60	5,60

На подстанции 110/10 кВ Ялуторовск планируется установить микропроцессорный счетчик, имеющий многотарифную конфигурацию. Его сопротивление вычисляется так:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,84}{5^2} = 0,034 \text{ Ом} \quad (37)$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{к}} - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,34 - 0,1 = 1,07 \text{ Ом} \quad (38)$$

В качестве провода, связующего для измерительных цепей применим кабель с медными жилами. Ориентировочная длина провода – 100 м. Определим минимальное сечение для такого провода.

Вычисляем минимальное сечение, необходимое для нормального функционирования сети:

$$S = \frac{\rho \cdot I_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{1,07} = 1,64 \text{ мм}^2 \quad (39)$$

Произведем выбор провода МКЭШ (медные жилы, резиновая изоляция и металлическая оплетка). Сечение выбирается минимально допустимым по условию механической прочности в соответствии с [8] – 2,5 мм².

В рамках следующего пункта считается необходимым выполнить выбор трансформаторов напряжения для стороны НН. Их установка не только обеспечивает функционирование счетчиков и приборов измерения, но и позволяет задействовать схемы релейной защиты, связанные с детекцией напряжения.

7.4 Измерительные трансформаторы напряжения

Применение измерительных трансформаторов обеспечивает понижение напряжения до значений, безопасных для работы стандартных измерительных приборов. Кроме того, такие трансформаторы обеспечивают гальваническую развязку, опять же снижая вероятность поражения персонала электрическим током.

В связи с низким уровнем подстанции 110/10 кВ Ялуторовск в каскаде понизительных трансформаторных подстанций в соответствии с решением АО «Тюменьэнерго» считается целесообразным отказаться от установки измерительных трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ, ограничившись только стороной 10 кВ. Это позволит значительно упростить

схему релейной защиты и снизить стоимость проекта в целом – как в связи с высокой стоимостью оборудования на класс напряжения 110 кВ, так и в силу особенностей монтажа высоковольтного оборудования для соблюдения требований [8].

В то же время на стороне 10 кВ подстанции установить трансформатор напряжения необходимо, так как на данной ступени необходимо контролировать как напряжение, передаваемое в распределительную сеть (для соблюдения требований [3]), так и мощность, потребляемую подстанцией. В свою очередь, измерение мощности и подключение счетчиков коммерческого учета невозможно без установки измерительных трансформаторов напряжения.

Основываясь на каталоге ранее выбранного производителя [7] произведем выбор моделей ИТН, подходящий нам по характеристикам, а затем произведем из проверку. Для стороны 10 кВ выберем ИТН ЗНОЛ-10-0,5/3-75/100.

Аналогично трансформаторам тока, данные устройства нужно проверить на соответствие вторичной нагрузки номинально допустимому пределу. Результат проверки приведен в таблице 13

В соответствии с данной таблицей, каждая из фаз трансформатора должна обеспечивать питание нагрузки 6 ВА. При этом номинальная нагрузка в соответствии с [7] составляет 75 ВА.

Таблица 13–Подключаемое к ИТН оборудование

Тип прибора	Нагрузка на фазу, $S_{\text{приб}}$, ВА			Количество приборов
	А	В	С	
Вольтметр СВ 3020-100	1	1	1	1
Ваттметр СР 3020	0,7	0,7	0,7	1
Варметр СР 3020	0,7	0,7	0,7	1

Продолжение таблицы 13

Тип прибора	Нагрузка на фазу, $S_{\text{приб}}$, ВА			Количество приборов
	А	В	С	
Счетчик активной и реактивной электроэнергии СЕ303	1,2	1,2	1,2	3
ИТОГО	6,00	6,00	6,00	-

Таким образом, учитывая результаты проведенной проверки можно заключить, что данный трансформатор подходит для установки в силовую цепь подстанции и может быть использован в качестве измерительного трансформатора напряжения в составе КРУН.

7.5 Связующие проводники

После выбора и проверки основного оборудования подстанции необходимо произвести также выбор связующих элементов – проводников, которые позволят обеспечить устойчивую электрическую связь между элементами подстанции на всем сроке ее эксплуатации. Выбор необходимо производить с учетом ряда критериев, среди которых: соответствие классу напряжения и силе протекающего по проводнику тока, долговечность, эксплуатационная пригодность и удобство монтажа (что непосредственно влияет на стоимость).

Рассмотрим классическую комбинацию проводников для понизительной трансформаторной подстанции, которая широко используется на уже реконструированных объектах АО «Тюменьэнерго».

Для силовой ошиновки на стороне 110 кВ – провод марки АС. Эти провода имеют алюминиевые токоведущие жилы – более бюджетные, нежели медные и обеспечивающие низкое сопротивление электрическому току. Высокие эксплуатационные характеристики современных марок алюминия, применяемых для таких проводов, обеспечивают большой срок эксплуатации

и минимальный для данного материала уровень потерь. Центральный «стержень» провода выполнен из стали, которая придает проводнику высокую механическую прочность и позволяет обеспечить большую длину пролета.

Для гибкой ошиновки на стороне НН подстанции в связи с более высокими значениями токов и в целях унификации номенклатуры широкое распространение получили т.н. шинные мосты – каждая из фаз в данном случае выполняется тремя проводами марки АС, соединенными в пакет с помощью специального крепежа (рисунок 7).



Рисунок 7 – Шинный мост на стороне НН подстанции

Контрольные кабели, по которым осуществляется присоединение измерительной аппаратуры и релейной защиты выполняются из экранированного проводника. Одной из наиболее удобных в монтаже и последующей эксплуатации является кабель марки МКЭШВнг(А)-LS. Это

монтажный экранированный кабель с внешней изоляцией из ПВХ шланга и медными жилами. Изоляция отличается низкой горючестью и высокой нагревостойкостью. Экран обеспечивает защиту от помех, наводимых полями, возникающими вокруг проводников высокого напряжения. Сечение и количество жил выбирается в зависимости от расположения в схеме и предполагаемой нагрузки.

Поскольку общая концепция использования проводников на ПС сформирована, приступим к выбору их сечений. Токи каждой из сторон, рассчитанные ранее, приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Расчетные токи линий

Степень напряжения, кВ	110	10
Ток, А	112,46	1231,68

Длительно допустимый ток линий примем по [8], таблица 1.3.29. В соответствии с данными нормативом, примем следующие провода для гибкой ошиновки подстанции:

- на стороне 110 кВ: АС-25/4,2 – ток, который на длительной основе выдерживает проводник составляет 142 А,
- на стороне 10 кВ: 3хАС-150/24 – длительно допустимый ток – $3 \times 450 = 1350$ А.

На напряжении 110 кВ необходимо произвести проверку на формирование коронного разряда.

Коронный разряд обусловлен возникновением повышенной ионизации молекул среды (в нашем случае – воздуха) в резко неоднородном поле. При возникновении, коронный разряд вызывает потери (т.н. потери на коронирование). На практике его возникновение обусловлено слишком малым диаметром проводника для данного класса напряжения. Проблема решается выбором проводника диаметром, больше критического, а затраты на увеличение сечения в результате окупаются за счет снижения потерь.

Определим критическую напряженность поля, которая характерна для электрического поля вокруг провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,38 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{125,00}} \right) \quad (40)$$

$$E_0 = 11,82 \text{ кВ/см}$$

В данном случае:

r_0 – межжильное расстояние, см;

m – нормированный коэффициент коронирования 0,38 по [14].

Далее нужно определить, какая напряженность в действительности возникает вокруг провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_n}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 115}{125,00 \cdot \lg \frac{6,9}{125,00}} = 0,28 \text{ кВ/см} \quad (41)$$

Определяем условие, при котором корона возникать не будет:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (42)$$

$$1,07 \cdot 0,28 < 0,9 \cdot 11,82$$

$$0,30 < 11,82$$

Поскольку фактическая напряженность в 39,4 раза меньше, чем критическая для данных условий, можно сделать вывод, что коронный разряд на проводниках гибкой ошиновки возникать не будет.

Поскольку провода проложены на открытом воздухе, проверка на термическую стойкость для них не проводится. При этом и проверка на

электродинамическую стойкость не имеет смысла – она уместна лишь когда периодическая составляющая тока КЗ превысит значение 20 А.

Таким образом, проводники, рассмотренные в рамках данного пункта пригодны к монтажу на подстанции и будут использоваться для транспортировки электрической энергии в ее пределах.

Итак, произведен силового высоковольтного оборудования. На высокой стороне решено установить выключатель ВГТ-110-25/1250 УХЛ1, разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1, трансформатор тока ТОГФ-110-150. В качестве проводников по стороне 110 кВ используется гибкая шина АС-25/4,2

Для стороны 10 кВ (НН) выбран выключатель ВВУ-10-20/1600, трансформатор тока ТОЛ-10-1500/5, напряжения - ЗНОЛ-10-0,5/3-75/100. В качестве основных силовых проводников решено использовать шинные мосты марки: 3хАС-150/24.

Поскольку конфигурация первичных цепей рассмотрена, произведем выбор параметров питания вторичных цепей – оперативного тока.

8 Выбор оперативного тока

Цепи, по которым осуществляется передача электрической энергии в пределах трансформаторной подстанции подразделяются на два основных типа. Первый из них – силовые цепи, по которым движутся потоки энергии, непосредственно направленные от магистральной в распределительную цепь (в нашем случае) с преобразованием класса напряжения на трансформаторе. Они осуществляют базовый транспорт энергии и ради их стабильного функционирования формируется вся структура подстанции.

Второй вид – цепи управления или, как их называют в технической литературе - оперативного тока. К данной категории относятся низковольтные цепи (напряжением ниже 1 кВ), главной целью использования которых является передача информации от измерительных устройств, подключенных непосредственно к измерительным трансформаторам на силовых линиях к главному посту управления подстанции, питание исполнительных устройств, таких как приводы силовых выключателей, разъединителей и иных агрегатов, призванных обеспечить нормальное функционирование объекта как в штатном, так и в аварийных режимах.

Помимо непосредственного управления с главного поста, цепи оперативного тока также связывают воспринимающие и исполнительные модули релейной защиты и автоматики, отвечающей за обеспечение оперативного реагирования на нештатные ситуации, возникающие как в электромагнитной среде подстанции, так и в ее ближайшем окружении. Именно поэтому стабильное функционирование цепей оперативного тока является первостепенной задачей проектирования понизительной трансформаторной подстанции.

В связи с тем, что степень автоматизации ранее возводившихся подстанций оставляла желать лучшего и большая часть манипуляций со схемами управления производилась вручную, схемы оперативного тока были достаточно просты. В связи с ростом степени автоматизации подстанций,

внедрением компьютерного управления процессам маршрутизации силовых энергетических потоков, схемы значительно усложняются. Это дает значительные возможности при грамотной организации преобразования сигналов и защиты оборудования и оборачивается громадными проблемами при недостаточно квалифицированном проектировании.

Для организации релейной защиты и автоматики решено использовать блок микропроцессорной релейной защиты «Сириус-Т». Блоки микропроцессорной релейной защиты (БМРЗ) весьма чувствительны к броскам напряжения, а их выход из строя способен серьезно ослабить защиту подстанции от неблагоприятных воздействий внутренней и внешней электромагнитной среды. Таким образом, для повышения защиты устройств контроля и управления, а также – увеличения ресурса их живучести решено использовать на подстанции схему постоянного оперативного тока с подключением через инвертор (зарядное устройство) и подпиткой от аккумуляторных батарей. В соответствии с [9]: «На подстанциях ЕНЭС должны использоваться стационарные свинцово-кислотные аккумуляторы открытых (вентилируемых) типов»; «Проектный срок службы АБ должен быть не менее 20 лет». Технически, такая схема позволяет обеспечить функционирование цепей управления подстанцией в течение не менее, чем 2-х часов при полной расчетной мощности подключенных устройств и утрате подпитки от системы собственных нужд.

Итак, выбран оперативный ток подстанции. Решено использовать систему постоянного оперативного тока с питанием от аккумуляторных батарей, оснащенных подключенным к системе собственных нужд зарядным устройством.

Поскольку общая конфигурация системы оперативного тока подстанции определена, необходимо определить параметры системы питания собственных нужд подстанции.

9 Собственные нужды подстанции

Несмотря на то, что системы собственных нужд считается вспомогательной, она играет важную роль в функционировании понизительной трансформаторной подстанции как объекта электроэнергетики. Ее проектирование производится в соответствии со стандартом [12].

В соответствии с данным документом, можно заключить, что к потребителям собственных нужд подстанции относится: «совокупность вспомогательных устройств переменного тока и относящейся к ним электрической части, обеспечивающей работу ПС».

Как и в случае с любыми другими потребителями, оборудование СН подразделяется на группы надежности электроснабжения, от наиболее ответственных, отключение которых приводит к угрозе жизни людей (группа А-0) до А-3. Для данной группы допустимы «более длительные перерывы питания». К категории А-1 в случае понизительной трансформаторной подстанции относится, например, система автоматического пожаротушения (АСПТ), система контроля и управления доступом на объект (СКУД), аварийное освещение. К А-3 относятся различные вспомогательные устройства, например, бытового назначения (сушилка для рук в сан. узле главного поста управления).

Питание потребителей 1-й категории осуществляется от щита аварийного питания (ЩАП), оборудованного системой автоматического ввода резерва и собственными аккумуляторными батареями.

В штатном режиме питание системы собственных нужд подстанции осуществляется от силовых трансформаторов собственных нужд, расположенных в специальных ячейках КРУН 10 кВ. Расчет мощности данных трансформаторов, а также процесс их выбора описан ниже.

Необходимо особо отметить, что, опираясь на конструктивные особенности КРУН и ограничения по габаритам ячейки, для питания собственных нужд применяется трансформатор с изоляцией сухого типа.

Процесс расчета проиллюстрирован таблицей 15.

Таблица 15– Собственные нужды

Наименование потребителей	Потребляемая мощность	
	S, кВА	S _Σ , кВА
Система охлаждения СТ	3 x 2	6
КРУН 10 кВ (освещение + отопитель)	5	5
Блок подогрева выключателей 110 кВ	2x2	4
Блок подогрева разъединителей 110 кВ	0,7 x 6	4,2
Освещение ОРУ 110 кВ	5	5
ЗУ АКБ системы оперативного тока	10x2	20
Бытовые и хоз. Нужды	5	5
ИТОГО		51,2

Исходя из того, что для выполнения условия надежности, как и в случае с пунктом 5 необходимо, чтобы один трансформатор обеспечивал всех потребителей подстанции при отказе второго, а нагрузка при этом не превышала 140% от номинальной, определим расчетную мощность трансформатора:

$$S_T = S_{\Sigma} \cdot 0,7 = 51,2 \cdot 0,7 = 35,84 \text{кВА} \quad (43)$$

Итак, на основании данного расчета произведем выбор силового трансформатора ТСН-40/10/0,4. Два таких трансформатора обеспечат нормальное функционирование системы собственных нужд как в рабочем, так и в аварийном режиме. Это модели с литой изоляцией (сухой тип) модульного исполнения для беспрепятственного размещения в рассчитанной на это ячейке КРУН.

10 Параметры релейной защиты

Скорость протекания электрического тока по проводникам исчисляется величиной скорости света. Схожая скорость присуща основным переходным процессам в электроэнергетике. С помощью простого измерительного оборудования мы можем зафиксировать не сам переходный процесс, но его последствия – установившийся в результате события режим. Тем более невозможно в столь короткий срок среагировать на событие.

Для защиты электрических цепей от критических воздействий переходных процессов в схемах высокого напряжения используется релейная защита и автоматика (РЗА). Ее главное отличие от оборудования, применяемого в быту (всем известные автоматические выключатели) заключается, как и в ситуации с измерительными приборами, описанной в пункте 7.4 данной ВКР в невозможности непосредственного включения защитной аппаратуры в силовую цепь. Однако, необходимость соответствия качества электрической энергии нормам [3] сохраняется. Для преобразования сигнала в измеряемый диапазон применяются измерительные трансформаторы (для этого в их конструкции предусмотрена отдельная обмотка), а для исполнения команды (коммутации цепи) используется силовой выключатель. «Мозгом» данной системы, который принимает сигнал от измерительного трансформатора и преобразует его в последовательность действий в соответствии с заложенной программой является электромагнитное реле, либо, в случае с нашей подстанцией – блок микропроцессорной релейной защиты.

Несмотря на то, что технически данные устройства отличаются радикально, уставки для их работы рассчитываются по одному и тому же принципу – в соответствии методикой, описанной в [6].

На основании данной методики выполним определение основных уставок релейной защиты понизительной трансформаторной подстанции.

Первоначально необходимо выполнить расчет тока в плечах защиты. Он определяется, отталкиваясь от номинальной мощности рассматриваемого трансформатора [с.10, 6]

$$I_{\text{НОМ I}} = \frac{S_{\text{НОМ I}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (44)$$

$$I_{\text{НОМ I}}^{\text{ВН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,42 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ I}}^{\text{СН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 240,22 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ I}}^{\text{НН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 880,81 \text{ А}$$

В соответствии с 7.4 коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов, которые решено установить на подстанции составили:

- ТТ ВН – 150/5 (схема соединения обмоток - «треугольник»), $k_{\text{СХ}} - \sqrt{3}$,
- ТТ НН – 1500/5 (схема соединения обмоток - «звезда»), $k_{\text{СХ}} - 1$.

На основании этого вычисляется ток вторичный по каждому из плеч защиты:

$$I_{\text{НОМ II}} = \frac{I_{\text{НОМ I}} \cdot k_{\text{СХ}}}{K_{\text{I}}} \quad (45)$$

$$I_{\text{НОМ II}}^{\text{НН}} = \frac{880,81}{1500/5} \cdot 1 = 2,94 \text{ А}$$

Значение уставок примем следующим (диапазон уставок по [6]: 0,15-15,00 А):

- Для ВН (110 кВ) – 4,64 А
- Для НН (10 кВ) – 2,94 А

Далее нужно определить, не попадают ли вычисленные базисные токи в диапазон выравнивания. В случае с номинальными токами 5 А данный диапазон варьируется от 1,01 до 10 А. Это говорит о том, что токи в диапазон попадают.

Затем вычислим коэффициента торможения для наиболее чувствительной релейной защиты – дифференциальной токовой защиты силового трансформатора (ДЗТ). Расчет производится в соответствии с [с.11, б]. Размах РПН решено принять равным 13 %.

Произведем вычисление предельного тока небаланса, которые протекает по схеме в штатном режиме функционирования цепи:

$$I_{НБ,расч.*} = K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав} \quad (46)$$

$$I_{НБ,расч.*} = 2,01,00,1 + 0,13 + 0,04 = 0,37$$

Уставка срабатывания выбирается по условию:

$$\frac{I_{д1груб}}{I_{баз}} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБ,расч.*} \quad (47)$$

$$\frac{I_{д1груб}}{I_{баз}} \geq 1,2 \cdot 0,37 = 0,44$$

Округляя, примем значение 0,5. Определим коэффициент зависимости для уменьшения тормозного тока:

$$K_{НН.Т} = \sqrt{1 - I_{НБ,расч.*}} = \sqrt{1 - 0,37} = 0,79 \quad (48)$$

Определим ток торможения:

$$K_{ТОРМ} = 100\% \cdot K_{ОТС} \cdot \frac{I_{НБ.РАСЧ}}{K_{НН.Т}} = 100 \cdot 1,2 \cdot \frac{0,37}{0,79} = 56,00\% \quad (49)$$

Опираясь на рассчитанное выше уставка торможения равна 56% для ДЗТ-2 (вторая ступень дифференциальной защиты трансформатора – дифференциальная токовая отсечка).

Кроме того, необходимо выполнить расчет ДЗТ-1 (первой ступени). Данную защиту рекомендуется отстроить от токов, которые протекают на стороне НН при КЗ. Данные токи были рассчитаны в пункте 6:

$$I_{КЗ.ВНЕШН.МАКС (НН)} = 4820,00 \text{ кА}$$

Приведем расчетные ток внешнего КЗ к номинальному току СТ:

$$I_{КЗ.ВНЕШН.МАКС}^{НН} = \frac{I_{КЗ.ВНЕШН.МАКС}^{НН}}{I_{БАЗ.ВН}} = \frac{4820,00}{80,42} = 59,94 \quad (50)$$

Ток небаланса при КЗ:

$$I_{нб.расч.} = (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) I_{КЗ.ВНЕШН.МАКС} \quad (51)$$

$$I_{нб.расч.*CH} = 1,5(30,1 + 0,13 + 0,04)25,99 = 18,32 \text{ А}$$

$$I_{нб.расч.*CH} = 1,5(30,1 + 0,13 + 0,04)59,94 = 42,26 \text{ А}$$

Уставка для ДЗТ-1, которая учитывает базовый ток небаланса и расхождение значений токов при внешнем КЗ определяется на основании условий:

$$\begin{cases} \frac{I_{ДИФ}}{I_{БАЗ}} \geq I_{НБ} \\ \frac{I_{ДИФ}}{I_{БАЗ}} \geq 6 \end{cases} \quad (52)$$

В диапазоне 4,0 – 50,0 принимаем значение уставки для БМРЗ: 42,3.

Далее, для проверки соответствия рассматриваемой защиты заявленным требованиям, необходимо определить чувствительность защиты при рассчитанных уставках.

Первичные ток (без торможения):

$$I_{C.3.} = I_{ном} \frac{I_{длгруб}}{I_{баз}} = 80,42 \cdot 0,5 = 40,21 \text{ А} \quad (53)$$

Поскольку торможение в данном модуле БМРЗ направленное, при внутреннем КЗ данный ток не протекает. Тогда ток 2-х фазного КЗ для стороны НН:

$$I_{КЗ}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{КЗ}^3 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,82 \cdot 1000 = 4169,30 \text{ А} \quad (54)$$

Определяем чувствительность для НН:

$$K_{ч}^{CH} = \frac{I_{КЗ}^2}{I_{C.3.}} = \frac{4169,30}{40,21} = 103,69 > 2 \quad (55)$$

Это говорит о том, что защита может быть использована на подстанции.

Итак, Выполнен расчет релейной защиты на основе БМРЗ. Определены основные уставки и параметры торможения для ДЗТ-1 и ДЗТ-2 (42,3 и 4,64) – соответственно. При всех плюсах БМРЗ его главным «слабым местом» остается восприимчивость микропроцессоров к различного рода перенапряжениям. Одним из способов снизить вероятность таких явлений является грамотная организация молниезащиты понизительной трансформаторной подстанции, о чем и пойдет речь в следующем пункте.

11 Расчет молниезащиты подстанции

С ростом компьютеризации и автоматизации рабочей зоны понизительной трансформаторной подстанции растет количество чувствительной микропроцессорной техники. В связи с этим все большую актуальность приобретает системы молниезащиты подстанций.

Различают два вида молниезащиты: от прямых ударов молний и от непрямых – ударов, происходящих вблизи линий электропередач, питающих подстанцию и создающих импульсные перенапряжения в высоковольтных цепях.

Защита от импульсных перенапряжений при непрямом ударе молнии реализуется с помощью отдельных устройств (в современности используются, как правило, ограничители напряжения нелинейные (ОПН). При достижении определенного значения напряжения данные устройства резко снижают значение своего сопротивления, создавая некое подобие локального КЗ на землю и не позволяя импульсу напряжения распространиться на основное силовое оборудование. Например, на ПС 110/10 кВ Ялуторовск применяется ОПНп-110.

Гораздо более сложной с архитектурной точки зрения является система защиты подстанции от прямых ударов молний. Так как подавляющая часть понизительных трансформаторных подстанций расположена на открытой местности, они являются прекрасной мишенью для молний во время прохождения над подстанцией грозового фронта. Для того, чтобы обезопасить оборудование и персонал от последствий поражения молнией, как и в гражданском строительстве на подстанциях используются заземленные молниеотводы. В силу своего расположения они нередко играют также роль осветительных мачт, обеспечивающих общее освещение территории открытого распределительного устройства за счет прожекторов.

В ходе обследования подстанции 110/10 кВ Ялуторовск выявлено неудовлетворительное состояние применяемых на ней молниеотводов – их

опорные конструкции подверглись значительной коррозии, что создает опасность падения молниеотвода с сопутствующим повреждением оборудования и проводников ПС, что неприемлемо. В связи с этим решено обновить молниезащиту подстанции в рамках реконструкционных процедур.

Наиболее доступным и практичным на настоящий момент является выполнение защиты объекта от молний с помощью стержневого молниеотвода марки СМ-30 (высота – 30 м.). Произведем расчет зоны защиты данного молниеотвода в соответствии с [1, 12].

Радиус зоны защиты рассчитаем так:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (56)$$

Геометрически зона защиты представляет собой конус. При максимальной надежности защиты параметры следующие:

$$h_0 = 0,8 h; r_0 = 0,8 h$$

Тогда:

$$r_x = \frac{30 \cdot 0,8 \cdot (30 - 6,5)}{30 \cdot 0,8} = 17,5 \text{ м}$$

Следовательно, молниеотводы защищают оборудование и строительные конструкции подстанции в радиусе 17,5 м.

Итак, произведен расчет молниезащиты подстанции. Решено выполнить ее на основе стержневых молниеотводов СМ-30, как наиболее унифицированных и доступных конструкций. Более наглядно размещение данных конструкций можно увидеть в графической части ВКР. Каждый молниеотвод оснащается собственным заземлителем.

Заключение

По итогам выполнения выпускной квалификационной работы на тему: «Реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ Ялуторовск» определены основные конструктивные аспекты, касающиеся понизительной трансформаторной подстанции города Ялуторовск.

Выполнено визуальное и документальное обследование объекта проектирования, в ходе которых выявлено несоответствие его технического состояния современным нормам и правилам. Намечены основные пути решения имеющихся проблем и нюансы, необходимые для полноценного восприятия объекта.

Определены основные этапы проектирования. Сформирована карточка технических решений, в которой на основании нормативной документации и методической литературы определен технический базис реконструкции.

Выявлена нагрузка подстанции, которая составила 19,39 МВА в перспективе до 2024 года. На основании технико-экономического расчета принято решение об установке на подстанции двух силовых трансформаторов марки ТДН-16000/110/10 кВ. На основании номинальной мощности трансформатора определены максимальные штатные токи в линиях на высокой и низкой стороне (112,46 А и 1231,68 А соответственно).

Рассчитаны короткие замыкания на высокой и низкой сторонах ПС. Для высокой стороны установившийся ток КЗ составил 10,75 кА при ударном токе 27,35 кА, тогда как для стороны 10 кВ установившийся ток – 4,82 кА при ударном токе 13,09 кА.

Произведен выбор основного силового оборудования. На высокой стороне решено установить выключатель ВГТ-110-25/1250 УХЛ1, разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1, трансформатор тока ТОГФ-110-150. В качестве проводников по стороне 110 кВ используется гибкая шина АС-25/4,2

Для стороны 10 кВ (НН) выбран выключатель ВВУ-10-20/1600, трансформатор тока ТОЛ-10-1500/5, напряжения - ЗНОЛ-10-0,5/3-75/100. В

качестве основных силовых проводников решено использовать шинные мосты марки: 3хАС-150/24.

Выбран оперативный ток подстанции. Решено использовать систему постоянного оперативного тока с питанием от аккумуляторных батарей, оснащенных подключенным к системе собственных нужд зарядным устройством.

Выполнен расчет релейной защиты на основе БМРЗ. Определены основные уставки и параметры торможения для ДЗТ-1 и ДЗТ-2 (42,3 и 4,64) – соответственно.

Произведен расчет молниезащиты подстанции. Решено выполнить ее на основе стержневых молниеотводов СМ-30, как наиболее унифицированных и доступных конструкций.

Таким образом, произведен расчет, который в будущем позволит сэкономить время при разработке проектной документации и пролить свет на важные аспекты формирования проекта реконструкции подстанции, которая обеспечивает электроэнергией жилой фонд и промышленные предприятия. Поставленные цели выполнены в полном объеме, задание на ВКР выполнено

Список используемых источников

1. АО «РАДИУС Автоматика» // Официальный сайт АО «РАДИУС Автоматика» URL: <https://www.rza.ru> (дата обращения: 20.04.2022).
2. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. М. : Стандартиформ, 1985. 20 с.
3. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартиформ, 2008. 20 с.
4. Компания Пан-Энерго. Производство комплектных трансформаторных и силовых подстанций // Официальный сайт ООО «Подстанция» URL: <https://www.zavodek.ru/tovary> (дата обращения: 22.08.2022).
5. КРУ-СЭЩ-59 (КРУН) 6, 10 кВ // Официальный сайт ЗАО «ГК «Электрощит-Самара» URL: <https://electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-59-6-10-kv> (дата обращения: 14.04.2022).
6. Методики выбора уставок // Официальный сайт АО «РАДИУС Автоматика» URL: <https://www.rza.ru/support/metodiki-vybora-ustavok/> (дата обращения: 20.04.2022).
7. Производство трансформаторов, трансформаторных подстанций, электрооборудования 0,4-110 кВ// Официальный сайт ООО «ЭнергоПром-Альянс» URL: <https://epatrade.ru/catalog/transformatory/> (дата обращения: 18.08.2022).
8. ПУЭ 7. Правила устройства электроустановок М. : Стандартиформ, 2001. 330 с.
9. СТО 56947007-29.120.40.041-2010. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования М. : Издательство стандартов, 2010. 20 с.
10. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). М. : Издательство стандартов, 2009. 96 с.

11.СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения. Москва : Издательство стандартов, 2009. 96 с.

12.СТО 56947007-29.240.40.263-2018. Системы собственных нужд подстанций. Типовые проектные решения М. : Издательство стандартов, 2018. 37 с.

13.СТО МГАТ 02.01.010 – 2013. Требования к составу, содержанию и правилам оформления результатов предпроектного обследования. М. : ГКУ «МОСГОРТЕЛЕКОМ», 2013. 12 с.

14.Черненко, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Выполнение курсового проекта: электронное учебно-методическое пособие. Тольятти : Издательство ТГУ, 2020.Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению : учеб. пособие. М. : ИНФРА-М, 2016. 136 с.

15.Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению: учеб. пособие. М. : ИНФРА-М, 2016. 136 с.

16.Gercek C., Reinders A. Smart Appliances for Efficient Integration of Solar Energy: A Dutch Case Study of a Residential Smart Grid Pilot // Applied sciences, 2019. Vol. 9. Issue 3 Num. 581.

17.Lazowski B., Parker P., Rowlands I.H. Towards a smart and sustainable residential energy culture: assessing participant feedback from a long-term smart grid pilot project // Energy, Sustainability and society, 2019. Vol. 8. Num. 27.

18.Parejo A., Personal E., Larios D. F., Guerrero J.I., García A., León C. Monitoring and Fault Location Sensor Network for Underground Distribution Lines // Sensors, 2019. Vol. 19. Issue 3 Num. 576.

19.Pramangioulis D., Atsonios K., Nikolopoulos N., Rakopoulos D., Grammelis P., Kakaras E. A Methodology for Determination and Definition of Key Performance Indicators for Smart Grids Development in Island Energy Systems // Energies, 2019. Vol. 12. Issue 2 Num. 242.

20.Santos G., Pinto T., Praça I., Vale Z. Iberian electricity market ontology to enable smart grid market simulation // Energy Informatics, 2018. Vol. 1. Num. 13.