

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 подстанции 110 кВ «Белорецк-110»

Обучающийся

М.А.Мальцев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.И.Платов

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

Тольятти 2022

Аннотация

Целью данной работы является «разработка проекта реконструкции электрической понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110».

Выполнен в работе анализ исходных данных, на основании которого осуществлены мероприятия по реконструкции электрической понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики Башкортостан, включающий выбор и проверку трансформаторов, проводников и электрических аппаратов подстанции.

Обоснование данных мероприятий в работе подтверждено на основании проведения расчётов и проверок.

Рассчитаны экономические показатели проведённой реконструкции.

В разделе по охране труда приведены основные мероприятия для безопасного выполнения работ.

Рассчитана молниезащита понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110».

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика объекта реконструкции	6
1.1 Техническая характеристика системы электроснабжения и потребителей подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110».....	6
1.2 Основные требования к трансформаторным подстанциям систем электроснабжения	17
1.3 Обоснование необходимости проведения реконструкции электрооборудования подстанции.....	20
2 Реконструкция электрической части подстанции	23
2.1 Расчёт электрических нагрузок	23
2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов	26
2.3 Выбор сечения проводников.....	32
2.4 Расчёт токов короткого замыкания	36
2.5 Выбор и проверка электрических аппаратов	42
3 Расчёт экономических показателей реконструкции.....	48
4 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда	54
4.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности	54
4.2 Расчёт молниезащиты подстанции.....	61
Заключение	63
Список используемых источников.....	65

Введение

В современных системах электроснабжения отечественной электроэнергетики, важнейшими элементами являются понижающие трансформаторные подстанции, которые, получая электроэнергию из энергосистемы, понижают и непосредственно распределяют её между потребителями, таким образом являясь связующим звеном между источниками и потребителями электроэнергии в замкнутом цикле её передачи и распределения по классической схеме [10]. Поэтому в случае сбоев и аварий на понижающих трансформаторных подстанциях энергосистемы, равно как и несоответствия поставляемой потребителям электроэнергии по нормам и качеству, все участники технологического процесса будут нести весомые технические и экономические убытки [10]. Следовательно, к понижающим трансформаторным подстанциям предъявляются жёсткие требования по ключевым техническим параметрам, а также качеству поставляемой электроэнергии потребителям согласно норм и требований основных положений нормативных документов [1,4,6,8,14].

Основной целью работы является реконструкция оборудования распределительных устройств напряжением 35 кВ и 10 кВ на понизительной ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110», осуществляемая путём замены устаревшего и изношенного оборудования электрической части данной подстанции на соответствующие современные инновационные разработки, обладающие повышенной надёжностью, экономичностью, удобствами монтажа, обслуживания и ремонта, а также электробезопасностью.

На основе характеристики схемы электрических соединений и потребителей электрической части подстанции, осуществлён выбор и проверка силовых трансформаторов, проводников, а также выбор новых современных электрических и коммутационных аппаратов напряжением 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ, обладающих повышенными показателями надёжности, экономичности, безопасности и экологичности.

«Объектом исследования является оборудование распределительных устройств электрической части понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110» Белорецкого района Республики Башкортостан РФ» [10]. «Предметом исследования работы являются электрическая схема, электрические сети и аппараты рассматриваемой в работе ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110» Белорецкого района Республики Башкортостан РФ» [12]. Актуальность работы обусловлена необходимостью реконструкции понизительных подстанций для обеспечения электроснабжения потребителей согласно требованиям и нормам нормативных документов [1-4].

Результатом работы является проект модернизации и реконструкции распределительных устройств, а также схемы электрических соединений, электрической части понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/10 кВ «Белорецк-110» Белорецкого района Республики Башкортостан РФ при неукоснительном соблюдении требований нормативных документов.

Согласно основной цели работы, а также заданию на выполнение, в работе проводится решение следующих основных задач:

- привести характеристику ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110», являющейся объектом исследования в работе;
- привести основные требования, предъявляемые к трансформаторным подстанциям нормативными документами;
- осуществить «расчёт электрических нагрузок» на подстанции;
- выбрать трансформаторы на трансформаторной подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110» в результате реконструкции;
- выбрать и проверить проводники трансформаторной подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110»;
- выбрать и проверить электрические коммутационные и защитные аппараты на трансформаторной подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110»;
- провести расчёт молниезащиты подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110».

1 Характеристика объекта реконструкции

1.1 Техническая характеристика системы электроснабжения и потребителей подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110»

В работе необходимо разработать проект реконструкции тупиковой трансформаторной подстанции переменного напряжения ПС-110/35/10 кВ «Белорецк-110».

Известно, что характерной особенностью таких понижающих подстанций является [7]:

- в виду того, что используются трёхобмоточные понижающие трансформаторы, следовательно, на подстанции будут присутствовать три распределительные устройства (РУ): высшего (ВН), среднего (СН) и низшего (НН) номинальных напряжений;

- должны присутствовать значительные нагрузки потребителей подстанции, потому что силовые трансформаторы напряжением 110/35/10 кВ не выпускаются на малые мощности, а в случае их подключения на указанные нагрузки данные трансформаторы будут недогружены, что приведёт к значительным потерям электроэнергии в трансформаторах и в целом во всей электрической сети;

- как правило, на понижающих подстанциях такого типа устанавливаются два силовых трансформатора, что обусловлено, помимо наличия больших нагрузок, категорией надёжности потребителей (как правило, преобладают потребители I и II категориями надёжности, а также имеются потребители III категории).

Рассматриваемая в работе ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110» является одной из основных потребительских подстанций Белорецкого района Республики Башкортостан РФ, обеспечивая питанием потребителей на номинальном напряжении 10 кВ.

ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики Башкортостан расположена на окраине одноимённого населённого пункта – города Белорецк, территориально входящий в одноимённый муниципальный район республики Башкортостан.

По месту расположения в энергосистеме рассматриваемая в работе подстанция 110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики Башкортостан является тупиковой подстанцией.

Ранее на данной подстанции находилось два силовых трансформатора 110/10 кВ, однако в связи с реконструкцией системы электроснабжения района и подключения новых потребителей, а также в связи с тем, что силовые трансформаторы подстанции не выдерживали допустимую перегрузку, было принято решение о применении на данной понизительной подстанции классов напряжения 110/35/10 кВ [7].

Отдельно также следует сказать о возросшей нагрузке потребителей подстанции 110/35/10 кВ, а также целесообразности её передачи части потребителям на напряжении 35 кВ, что также обуславливает актуальность данной работы.

Поэтому было принято решение реконструировать данную подстанцию, добавив класс напряжения 35 кВ, который необходим для электроснабжения производственных потребителей города Белорецк Республики Башкортостан.

При этом на напряжении 35 кВ от подстанции «Белорецкое», в связи с нехваткой мощностей, было принято решение запитать Пугачёвский карьер, добывающий и перерабатывающий щебень и его фракции, а также камень, песок, глину и каолин.

Расположение рассматриваемой в работе понижающей подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики Башкортостан» на карте местности показано на рисунке 1 (обозначена по принадлежности к «Башкирэнерго» на рисунке крестом).



Рисунок 1 – Расположение ПС-110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики Башкортостан на карте местности (обозначено крестом)

В структурной схеме тупиковой подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110», рассматриваемой в работе, выделяются следующие основные составляющие [7]:

- питающая линия напряжением 110 кВ, которая питает ОРУ-110 кВ понизительной подстанции и, далее, силовые трансформаторы подстанции. Для данной линии использован провод марки АС-120/19;

- распределительное устройство 110 кВ – в него входят следующие коммутационные аппараты: устаревшие масляные баковые выключатели марки МКП-110-1000/630-20 (введены в эксплуатацию в 1976 г.), устаревшие разъединители марки РНДЗ 2-СК-110/1000У1 (введены в эксплуатацию в 1974 г.), а также разрядники марки РВС-110 (введены в эксплуатацию в 1979 г.). В виду этого, ОРУ-110 кВ требует модернизации с заменой указанного оборудования на новые современные марки, обладающие повышенными техническими характеристиками и условиями надёжности. Также в ОРУ-110 кВ есть аппараты, не требующие замены в виду того, что были введены в эксплуатацию недавно. К ним относятся трансформаторы тока марки ТФЗМ 110Б-I У1 (введены в эксплуатацию в 2016 г.);

- два силовых трансформатора 110/35/10 кВ марки ТДТН-25000/110, обеспечивающих понижение напряжения 110 кВ до 35 кВ (среднее напряжение) и 10 кВ (низшее напряжение) с последующим питанием

потребителей указанной подстанции на напряжении 35 кВ и 10 кВ. Замена силовых трансформаторов осуществлена в 2018 году, поэтому в работе необходимо проверить их на допустимую перегрузку в нормальном и послеаварийном режимах работы с учётом реконструкции;

– распределительное устройство 35 кВ – необходимо для приёма и распределения электроэнергии, получаемой от обмоток среднего напряжения силовых трансформаторов (35 кВ), для питания потребителей 35 кВ понижающей подстанции. Выполняется открытым (ОРУ-35 кВ). Всё оборудование ОРУ-35 кВ было введено в эксплуатацию в 2018 году, поэтому не требует модернизации и реконструкции. В ОРУ-35 кВ установлены: выключатели марки ВБН-35П-20/1600 У1 (вводной, секционный и выключатель для всех отходящих линий), разъединители РГ1-35/1000 УХЛ1 и РГ2-35/1000 УХЛ1, трансформатор тока марки ТФЗМ 35Б-І У1, ограничитель перенапряжения марки ОПН-35М-У1, трансформатор напряжения марки ЗНОМ-35-65 У1, предохранитель для защиты ТН марки ПКН-001-35-У1;

– распределительное устройство 10 кВ (РУ-10 кВ) – необходимо для приёма и распределения электроэнергии, получаемой от обмоток низшего напряжения силовых трансформаторов (10 кВ), для питания потребителей 10 кВ понижающей подстанции. Выполнено комплектным с применением ячеек комплектного распределительного устройства наружной установки типа КРУ(Н). В КРУ(Н) – 10 кВ установлены устаревшие масляные выключатели марки ВМГ-133, которые выработали свой ресурс и требуют замены на новые и современные марки оборудования (год ввода в эксплуатацию – 1976). Также в РУ-10 кВ установлены: трансформаторы тока марки ТЛК -10-2500/5 У3 (год ввода в эксплуатацию – 2012), трансформаторы напряжения марки ЗНОЛ.06-10 У3 (2008 г.), предохранители для защиты ТН марки ПКТ-101-10-У3 (2004 г.);

– потребители тупиковой подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110», рассматриваемой в работе – включают в себя четыре фидера, питающихся на напряжении 35 кВ, и шесть фидеров, питающихся на напряжении 10 кВ от шин

подстанции. Также в схеме присутствуют два фидера, которые не задействованы (резерв). Однако их планируется задействовать в результате реконструкции в связи с увеличивающейся нагрузкой потребителей подстанции на напряжении 10 кВ (фидеры «Город 4.1» и «Город 4.2»). К основным потребителям электрической части подстанции «Белорецк-110» Республики Башкортостан относятся промышленные, коммунальные и бытовые потребители, получающие питание от указанной понижающей подстанции на номинальных напряжениях 35 кВ и 10 кВ.

В виду того, что характер и мощности нагрузки имеют разные значения, принято решение о разделении питания промышленных потребителей (питаются от шин 35 кВ подстанции 110/35/10 кВ) и бытовых и коммунальных потребителей (получают питание от шин 10 кВ рассматриваемой в работе подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики Башкортостан).

Такое разделение нагрузки рекомендовано требованиями [10].

На напряжении 35 кВ от подстанции тупикового типа 110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики Башкортостан получают питание две трансформаторные подстанции 35/10 кВ АО «Пугачёвский карьер» с двумя силовыми трансформаторами на каждой из них.

На напряжении 10 кВ от рассматриваемой в работе подстанции 110/35/10 кВ получают питание бытовые и коммунальные потребители: улицы и микрорайоны города Белорецк и одноимённого района, непосредственно питающие указанные потребители с последующим преобразованием переменного напряжения до величины 0,38/0,22 кВ на потребительских подстанциях.

Основой для дальнейших расчётов электрических нагрузок подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110» являются значения максимальной установленной нагрузки потребителей, данные о которой приведены в таблице 1. Фидеры «Город 4.1» и «Город 4.2», которые планируется подключить к ячейкам «Резерв», в таблице 1 взяты в скобки для наглядности визуализации материала. Также от РУ-10 кВ ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики

Башкортостан получают питание трансформаторы собственных нужд (ТСН) подстанции (в схеме предусмотрено два трансформатора ТМ-40/10). Однако в работе в виду незначительной нагрузки нагрузкой можно пренебречь [17]. Схема СН подстанции приведена на графическом листе 4.

Таблица 1 – Исходные данные о максимальных установленных нагрузках потребителей подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110»

Номер присоединения	Наименование потребителя	Максимальная установленная нагрузка, $P_{уст}$, кВт
Потребители 35 кВ(АО «Пугачёвский карьер»)		
1СШ 35 кВ		
1	Т1 ТП-1	7500
2	Т1 ТП-2	7200
Всего потребителей 1 СШ 35 кВ		14700
2СШ 35 кВ		
3	Т2 ТП-1	7500
4	Т2 ТП-2	7200
Всего потребителей 2 СШ 35 кВ		14700
Всего потребителей 35 кВ		29400
Потребители 10 кВ (город)		
1СШ 10 кВ		
5	Город-1.1	850
6	Город-2.1	970
7	Город-3.1	650
8	Резерв (Город-4.1)	(720)
Всего потребителей 1 СШ 10 кВ		3190
2СШ Т2		
9	Город-1.2	850
10	Город-2.2	970
11	Город-3.2	650
12	Резерв (Город-4.2)	(720)
Всего потребителей 1 СШ 10 кВ		3190
Всего потребителей 10 кВ		6380
Всего по ПС-110/35/10 кВ «Белорецк-110»		35780

Все приведённые выше составляющие структурной схемы понижающей тупиковой ПС-110/35/10 кВ «Белорецк-110» составляют единое целое и рассматриваются как одна общая система.

Структурная схема понижающей тупиковой подстанции ПС-110/35/10 кВ «Белорецк-110» с основными составляющими, перечисленными и охарактеризованными ранее, представлена на рисунке 2.

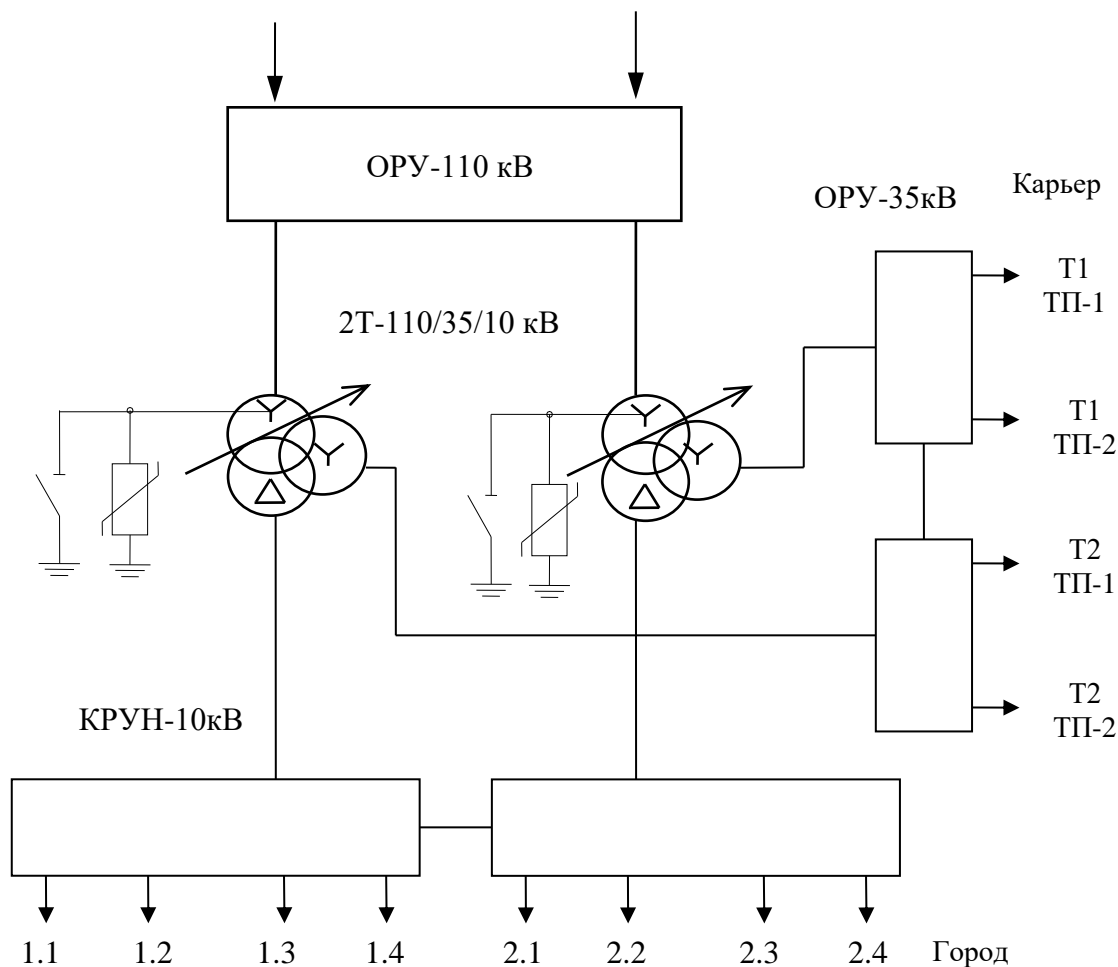


Рисунок 2 – Структурная схема понижающей подстанции ПС-110/35/10 кВ «Белорецк-110»

Далее в работе, на основании разработанной структурной схемы понижающей подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110», проводится описание принципиальной схемы указанной подстанции. Так как большинство потребителей подстанции относятся к I и II категориям надёжности, следовательно, они требуют двух независимых источников питания и соответствующего уровня резервирования [7,10]. Поэтому, в первую очередь, необходимо обеспечить в схеме данные условия. Для ОРУ-110 кВ тупиковой ПС-110/35/10 кВ применяется схема электрических соединений «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [7] с установленными двумя разъединителями в ремонтной перемычке (в

нормальном режиме работы отключены), а также с применением двух блоков «выключатель – разъединитель» на линиях (рисунок 3).

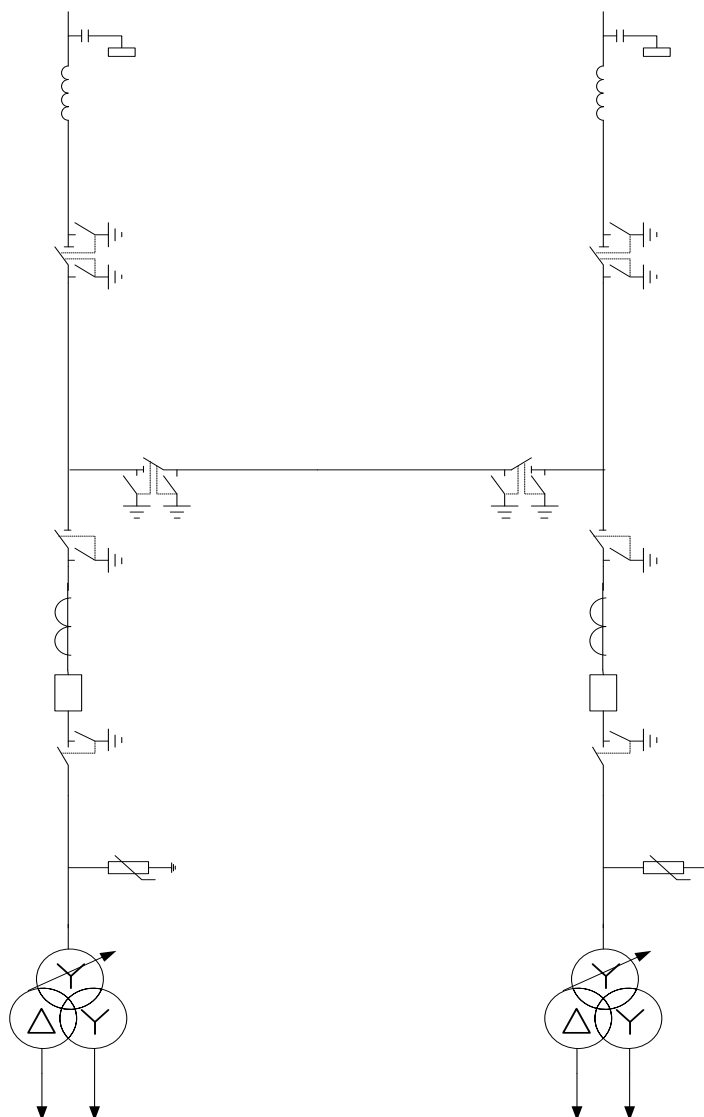


Рисунок 3 – Схема электрических соединений ОРУ-110 кВ ПС-110/35/10 кВ «Белорецк-110»

В схеме ОРУ-110 кВ тупиковой ПС-110/35/10 кВ «Белорецк-110», рассматриваемой в работе, применяется отдельный режим работы линий, рекомендованный [7].

В схеме ОРУ-35 кВ тупиковой ПС-110/35/10 кВ «Белорецк-110», рассматриваемой в работе, применяется «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» [7], состоящая из двух секций сборных шин, так

как данная схема рекомендована для применения в ОРУ-35 кВ и обеспечивает качественное электроснабжение с учётом условий резервирования потребителей напряжением 35 кВ (подстанции АО «Пугачёвский карьер» 35/10 кВ (ТП-1 и ТП-2) с соответствующими трансформаторами, питающихся от разных секций сборных шин).

В схеме электрических соединений ОРУ-35 кВ подстанции также применяется отдельный режим работы, рекомендованный [7].

В работе для ОРУ-35 кВ необходимо выбрать и проверить коммутационные и защитные аппараты (применяются блоки «выключатель-разъединитель» на питающей и отходящих линиях, а также на секционирующем соединении).

Данных блоков в принципиальной схеме ОРУ-35 кВ будет в количестве [7]:

- питающая линия – 2 блока;
- секционирующее соединение – 1 блок;
- отходящие линии – 4 блока (по 2 блока на каждую секцию сборных шин).

«Схема электрических соединений ОРУ-35 кВ ПС-110/35/10 кВ «Белорецк-110» представлена на рисунке 4» [7].

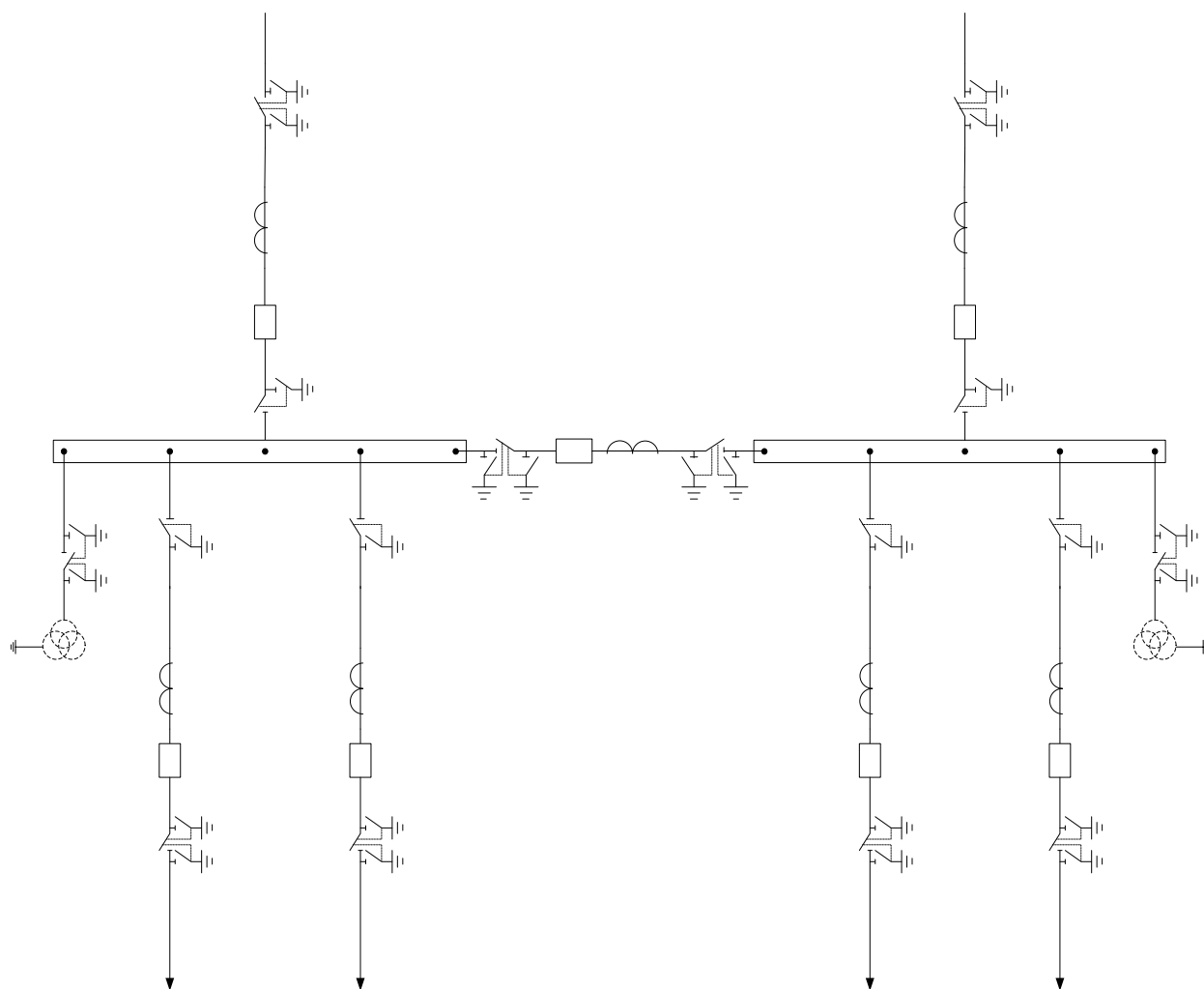


Рисунок 4 – Схема электрических соединений
ОРУ-35 кВ ПС-110/35/10 кВ «Белорецк-110»

РУ-10 кВ рассматриваемой понизительной подстанции тупикового типа 110/35/10 кВ «Белорецк-110» выполнено с применением ячеек наружной установки типа КРУН-10 с установленными в них выключателями с использованием втычных контактов вместо разъединителей [11].

Данный аспект создаёт дополнительные удобства при эксплуатации и ремонте оборудования [7].

Исходя из рекомендаций [7], а также исходных данных к выполнению работы, для РУ-10 кВ ПС-110/35/10 кВ применяется «Одна рабочая секционированная выключателем система сборных шин» [7] (рисунок 5).

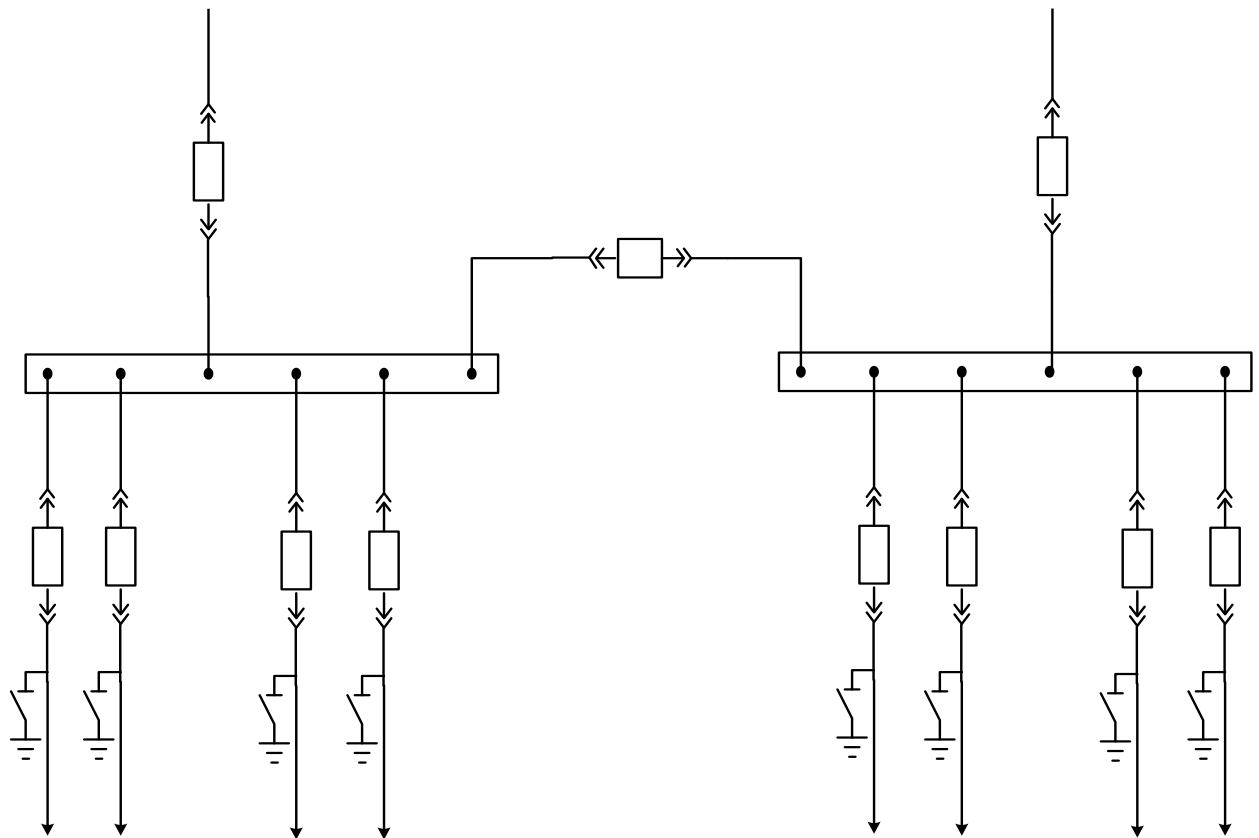


Рисунок 5 – Схема электрических соединений
РУ-10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Белорецк-110»

В схеме РУ-10 кВ тупиковой подстанции 110/35/10 кВ, рассматриваемой в работе, также применяется раздельный режим работы, рекомендованный [7].

В РУ-10 кВ тупиковой подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110», рассматриваемой в работе, применяются блоки «линия-выключатель» (без разъединителей) на питающей и отходящих линиях, а также на секционирующем соединении.

Данных блоков в принципиальной схеме РУ-10 кВ ПС-110/35/10 кВ, рассматриваемой в работе, будет в количестве [7]:

- питающая линия – 2 блока;
- секционирующее соединение – 1 блок;
- отходящие линии – 8 блоков (по 4 блока на каждой секции сборных шин, два соединения в исходной схеме – резерв).

Рассмотренные структурная и принципиальная схемы ПС-110/35/10 кВ «Белорецк-110» соответствуют основным требованиям нормативных документов [1-10] и может применяться для питания потребителей I и II категорий надёжности.

Схема главных электрических соединений подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110» до проведения модернизации и реконструкции электрооборудования, в работе представлена на графическом листе 1.

На данном листе показаны все основные конструктивные элементы объекта исследования.

1.2 Основные требования к трансформаторным подстанциям систем электроснабжения

Известно, что обеспечение требуемых качеств электроэнергии, а также надёжности и экономичности при передаче электроэнергии потребителям в энергосистеме, являются основными задачами в современных системах электроснабжения [1-4].

Также известно, что в современных системах электроснабжения отечественной электроэнергетики, важнейшими элементами являются понижающие трансформаторные подстанции, которые, получая электроэнергию из энергосистемы, понижают и непосредственно распределяют её между потребителями, таким образом являясь связующим звеном между источниками и потребителями электроэнергии в замкнутом цикле её передачи и распределения по классической схеме [5].

Поэтому в случае сбоев и аварий на понижающих трансформаторных подстанциях энергосистемы, равно как и несоответствия поставляемой потребителям электроэнергии по нормам и качеству, все участники технологического процесса будут нести весомые технические и экономические убытки [6].

Такой подход категорически недопустим требованиями нормативных

документов, которые предписывают обеспечить бесперебойным питанием электроэнергией потребителей, основываясь на их категории надёжности и назначении [1-6].

Следовательно, к понижающим трансформаторным подстанциям предъявляются жёсткие требования как в плане надёжности, так и по экономичности, а также безопасности работ и экологической безопасности согласно [1-6].

Известно, что трансформаторные подстанции (ТП) делятся на повышающие и понижающие [7].

В классической электроэнергетике повышающие трансформаторные подстанции устанавливаются на границе «электростанция – энергосистема» и служат для повышения генераторного напряжения до уровня 350-1150 кВ с целью его передачи на большие расстояния с минимальными потерями электроэнергии [15].

Все остальные трансформаторные подстанции, распределяя электроэнергию между соответствующими потребителями, образуют сеть понижающих подстанций [6].

Любая понизительная подстанция энергосистемы представляет собой совокупность силовых трансформаторов (как правило – один или два) и распределительных устройств, которых, как правило, столько, сколько классов напряжения присутствует на понизительной подстанции (как правило, не менее двух).

В распределительных устройствах высшего (РУ ВН) и низшего (РУ НН) напряжений всех типов трансформаторных подстанций должны быть обязательно установлены коммутационные и защитные электрические аппараты, аппараты защиты от атмосферных (внешних) и коммутационных (внутренних) перенапряжений, а также устройства заземления и молниезащиты.

Связь между элементами на понижающих подстанциях осуществляется с помощью сетей разного назначения и устройства [2,3].

К сетям относятся воздушные, кабельные линии различных классов напряжения, а также шинопроводы. Каждый тип сетей имеет свои преимущества и недостатки, поэтому применяется в каждой конкретной ситуации на основании, как правило, технических и экономических критериев выбора.

Известно, что системам электроснабжения понижающих трансформаторных подстанций всех типов и классов напряжения предъявляются требования по надёжности, качеству и экономичности электроснабжения [1-5,15].

«Электрические подстанции энергосистем проектируются и питаются по типичным электрическим схемам с учётом категорий надёжности потребителей» [8].

«При этом в электрических схемах учитывается категория надёжности потребителей, которые питает данная подстанция» [8].

«При этом для питания потребителей I и II категорий надёжности требуется два независимых источника питания, а для питания потребителей III категории достаточно иметь один источник» [8].

«Поэтому при проектировании систем электроснабжения современных трансформаторных подстанций на всех звеньях цепи очень важно учесть все указанные нормы» [8].

«Также на всех ступенях схемы должна быть обеспечена надёжная защита и коммутация электрической сети, для чего необходимо выбрать электрические аппараты, в полной мере соответствующие выбранной схеме и техническим условиям, и проверить всё выбранное оборудование на термическую и электродинамическую стойкость» [8].

Для этой цели используют как отключающую коммутационную аппаратуру, так и отдельные устройства релейной защиты и автоматики, выполняющие роль «сигнализатора» повреждений.

Качество поставляемой электроэнергии имеет одно из основных значений на подстанциях [4]. Нормы и критерии электроэнергии находятся в

довольно жёстких числовых рамках, что позволяет эффективно контролировать данный цикл в целом.

«Кроме того, одним из основных аспектов при разработке схем электрических сетей современных трансформаторных подстанций является непосредственная экономичность системы электроснабжения» [8].

Подводя итог, можно сказать, что приведённые выше требования нормативных документов, которые предъявляются к схемам и системам электроснабжения понижающих трансформаторных подстанций в целом, обязательные к применению в энергосистемах современного типа.

В частности, эти требования также необходимо использовать в данной работе.

Неукоснительное выполнение основных требований и аспектов к схемам и оборудованию трансформаторных подстанций приводит к реализации технически грамотного проекта требуемой модернизации и реконструкции оборудования ПС-110/35/10 кВ «Белорецк-110».

1.3 Обоснование необходимости проведения реконструкции электрооборудования подстанции

В результате проведения анализа установлено, что в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ рассматриваемой в работе понизительной подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики Башкортостан находятся некоторые устаревшие и выработавшие свой ресурс электрические аппараты, которые необходимо заменить на новые современные аппараты соответствующих марок. К таким аппаратам на понизительной подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110» относятся:

- в ОРУ-110 кВ – выключатели, разъединители, разрядники;
- в РУ-10 кВ – выключатели.

Данные аппараты подлежат замене на новые.

Мероприятия по замене устаревших аппаратов подстанции переменного тока ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110», «повысят надёжность системы электроснабжения понизительной подстанции, оптимизируют показатели энергосистемы, режим её работы, а также потребительских подстанций и приёмников, получающих питание от подстанции» [18].

Остальные аппараты, установленные на ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики Башкортостан, срок ввода в эксплуатацию которых не превышает 15-20 лет и техническое состояние которых нормальное, необходимо проверить на условия их работы в нормальном и послеаварийном режимах согласно требованию нормативных документов [1,4,8].

С другой стороны, на понизительной подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110» необходима реконструкция схемы электрических соединений РУ-10 кВ, связанная с вводом в эксплуатацию новых потребителей, которые будут подключены на ячейки «Резерв» (фидеры «Город 4.1» и «Город 4.2»).

Основываясь на краткой исходной характеристике потребителей подстанции переменного тока ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110» Белорецкого района Республики Башкортостан РФ, приведённой в таблице 1, а также на исходной схеме главных электрических соединений подстанции, проводится решение поставленных основных задач.

Выводы по разделу 1.

В работе детально рассмотрено оборудование подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110» Белорецкого района Республики Башкортостан РФ.

Установлено, что объектом исследования является оборудование распределительных устройств и схема электрических соединений понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики Башкортостан РФ.

Обоснована частичная замена оборудования на подстанции, которое на данный момент является устаревшим и изношенным.

Кроме того, обоснована необходимость подключения дополнительной нагрузки в схеме электрических соединений 10 кВ с целью ввода новых мощностей потребителей подстанции.

На основании приведённых исходных данных, а также нормативных сведений и источников, обоснована необходимость и целесообразность реконструкции понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики Башкортостан РФ.

Указанная реконструкция ПС-110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики Башкортостан РФ в работе осуществляется с учетом требований и указаний нормативных документов с использованием рекомендованной литературы, а также применением типовых схем и рабочих проектов.

2 Реконструкция электрической части подстанции

2.1 Расчёт электрических нагрузок

Проводится «расчёт электрических нагрузок ПС-110/35/10 кВ» [7] «Белорецк-110».

При этом учитываются нагрузки новых присоединений 10 кВ подстанции ПС-110/35/10 кВ «Белорецк-110», которые будут подключены на ячейки «Резерв» (фидеры «Город 4.1» и «Город 4.2»).

Расчёт проводится по следующим формулам [11]:

$$P_{\text{пр}} = K_3 \cdot P_{\text{уст.}}, \text{ кВт}, \quad (1)$$

$$Q_{\text{пр}} = P_{\text{пр}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (2)$$

$$S_{\text{пр}} = \sqrt{P_{\text{пр}}^2 + Q_{\text{пр}}^2}, \quad (3)$$

где K_3 – коэффициент загрузки потребителей напряжением 35 кВ и 10 кВ. На стадии проектирования принимается значение $K_3 = 1$ [6];

$P_{\text{уст}}$ – максимальная установленная нагрузка присоединений потребителей напряжением 35 кВ и 10 кВ, кВт;

$\text{tg } \varphi$ – коэффициент реактивной мощности, с учётом компенсации реактивной мощности до значения $\cos \varphi = 0,93$, в работе принимается соответствующее ему значение $\text{tg } \varphi = 0,4$.

В работе проводится расчёт электрических нагрузок присоединений на примере присоединения Т1 ТП-1 (1СШ 35 кВ) понизительной подстанции по условиям (1 – 3)

$$P_{\text{пр}} = 7500 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{пр}} = 7500 \cdot 0,4 = 3000 \text{ квар.}$$

$$S_{\text{пр}} = \sqrt{7500^2 + 3000^2} = 8077,7 \text{ кВА.}$$

Расчёт электрических нагрузок остальных присоединений 35 кВ и 10 кВ подстанции 110/35/10 кВ проведён аналогично и результаты расчёта представлены в таблице 2.

Также в работе необходимо рассчитать значение расчётной активной, реактивной и полной нагрузки соответствующих секций сборных шин напряжением 35 кВ и 10 кВ.

Причём расчёты проводятся отдельно для нагрузки 35 кВ и 10 кВ (сначала для секций шин (СШ), потом – суммарная их нагрузка).

Значение расчётной активной нагрузки секций сборных шин 35 кВ и 10 кВ определяется с учётом коэффициента одновременности максимумов нагрузки согласно [11]

$$P_c = K_0 \sum_{i=1}^n P_{пр.}, \quad (4)$$

где K_0 – «значение коэффициента одновременности максимумов нагрузки

на шинах 35 кВ и 10 кВ подстанции 110/35/10 кВ» [7]. $K_0 = 0,85$ для нагрузки 35 кВ и $K_0 = 0,9$ для нагрузки 10 кВ [11].

Значение расчётной реактивной нагрузки секций сборных шин 35 кВ и 10 кВ с учётом коэффициента одновременности максимумов нагрузки [11]

$$Q_c = K_0 \sum_{i=1}^n Q_{пр.} \quad (5)$$

Значение расчётной полной расчётной нагрузки секций сборных шин 35 кВ и 10 кВ [11]

$$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2} \quad (6)$$

Расчёт электрических нагрузок проводится на примере 1СШ 35 кВ подстанции переменного напряжения 110/35/10 кВ по условиям (4) – (6)

$$P_c = 0,85 \cdot (7500 + 7200) = 12495 \text{ кВт.}$$

$$Q_c = 0,85(3000 + 2880) = 4998 \text{ квар.}$$

$$S_c = \sqrt{12495^2 + 4998^2} = 13457,5 \text{ кВА.}$$

Полученные результаты расчёта электрических нагрузок 1СШ 35 кВ заносятся в таблицу 2. Для остальных секций сборных шин 35 кВ и 10 кВ нагрузка рассчитана аналогично и результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчёта электрических нагрузок

Номер присоединения потребителя	Наименование потребителя	P_{np} , кВт	Q_{np} , квар	S_{np} , кВА
Потребители 35 кВ(АО «Пугачёвский карьер»)				
1СШ 35 кВ				
1	Т1 ТП-1	7500	3000	8077,7
2	Т1 ТП-2	7200	2880	7754,6
Всего 1 СШ 35 кВ ($K_o = 0,85$)		12495	4998	13457,5
2СШ 35 кВ				
3	Т2 ТП-1	7500	3000	8077,7
4	Т2 ТП-2	7200	2880	7754,6
Всего 2 СШ 35 кВ ($K_o = 0,85$)		12495	4998	13457,5
Всего 35 кВ		24990	9996	26915
Потребители 10 кВ (город)				
1СШ 10 кВ				
5	Город-1.1	850	340	915,5
6	Город-2.1	970	388	1044,7
7	Город-3.1	650	260	700,1
8	Город-4.1	720	288	775,5
Всего 1 СШ 10 кВ ($K_o = 0,9$)		2871	1148,4	3092,2
2СШ Т2				
9	Город-1.2	850	340	915,5
10	Город-2.2	970	388	1044,7
11	Город-3.2	650	260	700,1
12	Город-4.2	720	288	775,5
Всего 2 СШ 10 кВ ($K_o = 0,9$)		2871	1148,4	3092,2
Всего 10 кВ		5742	2296,8	6184,3

Расчётная нагрузка всей понизительной подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110» определяется с учётом суммарной нагрузки потребителей 35 кВ и 10 кВ

$$P_{\text{ПС}} = \sum_{i=1}^n (P_{35} + P_{10}), \text{ кВт.} \quad (7)$$

$$Q_{\text{ПС}} = \sum_{i=1}^n (Q_{35} + Q_{10}), \text{ квар.} \quad (8)$$

$$S_{\text{ПС}} = \sqrt{P_{\text{ПС}}^2 + Q_{\text{ПС}}^2}, \text{ кВА.} \quad (9)$$

Расчёт электрических нагрузок всей понизительной подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110» по условиям (7) – (9)

$$P_{\text{ПС}} = 24990 + 5742 = 30732 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{ПС}} = 9996 + 2296,8 = 12292,8 \text{ квар.}$$

$$S_{\text{ПС}} = \sqrt{30732^2 + 12292,8^2} = 33099,4 \text{ кВА.}$$

Полученные результаты электрических нагрузок подстанции тупикового типа 110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики Башкортостан используются в работе далее.

2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов

Требуемая установленная номинальная (паспортная) мощность силового трансформатора для его установки на подстанции 110/35/10 кВ определяется по условию [12]

$$S_{\text{НОМ.Т}} = 0,7 \cdot S_{\text{ПС}}, \text{ МВА.} \quad (10)$$

где $S_{расч} S_{ПС}$ – полная расчетная нагрузка реконструируемой трансформаторной

$$\text{подстанции, } S_{расч} S_{ПС} = 33099,4 \text{ кВА.}$$

По условию (10)

$$S_{ном.т} = 0,7 \cdot 33099,4 = 23169,6 \text{ кВА.}$$

Предварительно принимается к установке на понизительной подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110» два силовых трёхобмоточных трансформатора марки ТДТН–25000/110, следовательно, общая установленная мощность трансформаторов рассматриваемой в работе понижающей подстанции будет составлять 2×25000 кВА. Техническая характеристика трансформатора марки ТДТН–25000/110 понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики Башкортостан приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристика трансформатора понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики Башкортостан

Тип трансформатора	Номинальное напряжение, кВ			$U_k, \%$	$P_k, \text{кВт}$	$P_x, \text{кВт}$	$I_x, \%$
	ВН	СН	НН				
ТДТН-25000/110	115	38,5	11	ВН-СН - 10,5, ВН-НН - 17,5, СН-НН - 6,5	140	20	0,2

Далее необходимо проверить выбранные трансформаторы на допустимую перегрузку.

При этом для данной цели в работе используется упрощенный типичный суточный график нагрузок потребителей подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110», представленный на рисунке 6.

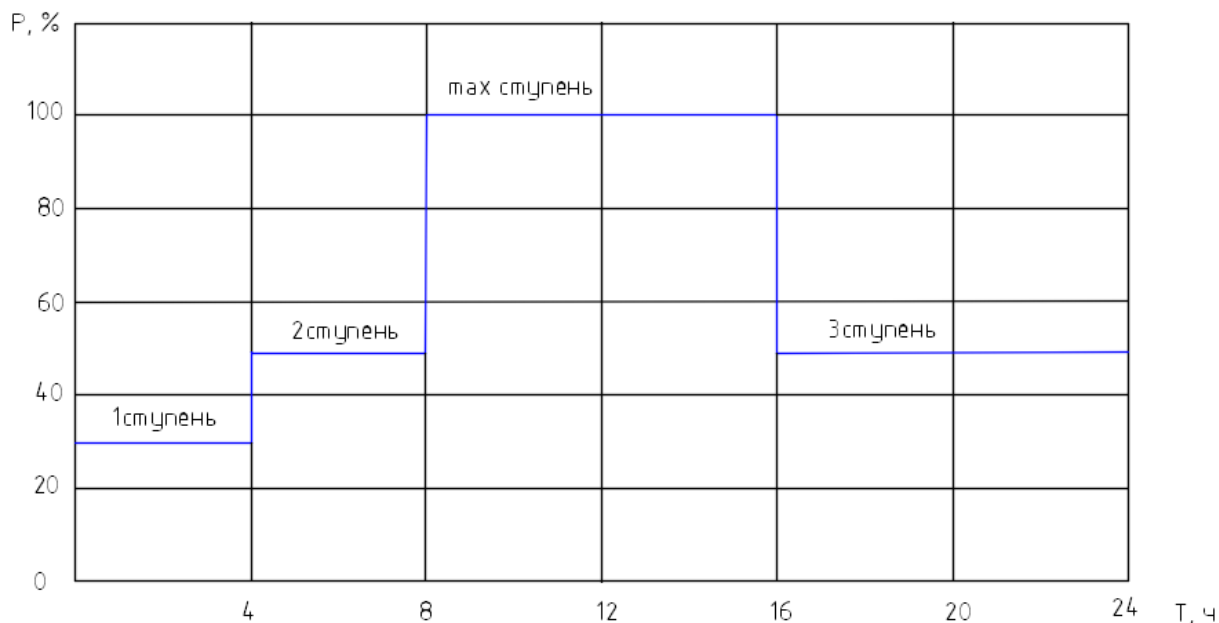


Рисунок 6 – Упрощенный суточный график нагрузок потребителей ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики Башкортостан

Выбранные силовые трансформаторы проверяются на аварийную перегрузку таким образом [14]:

$$K_2 \leq K_{2\text{доп}}, \quad (11)$$

где K_2 – «расчетный коэффициент аварийной перегрузки» [14];

$K_{2\text{доп}}$ – «коэффициент допустимой аварийной перегрузки» [14].

При этом

$$S_{\text{max}} \leq S_{\text{ном.Т}} \cdot K_{2\text{доп}}. \quad (12)$$

Для решения поставленных задач на упрощённом суточном графике заданы значения и отношения нагрузок для ступеней.

Согласно полученным результатам расчёта электрических нагрузок, значение $P_{\text{max}} = 30732 \text{ кВт} \approx 30,73 \text{ МВт}$.

Поэтому:

$$S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos \varphi}, \text{ МВА.} \quad (13)$$

$$S_{\max} = \frac{30,73}{0,93} \approx 33 \text{ МВА.}$$

Далее решается пропорция

$$33 \text{ МВА} - 100 \%$$

$$S_{1\text{ступени}} - 30 \%$$

Отсюда

$$S_{1\text{ступени}} = \frac{33 \cdot 30}{100} \approx 9,9 \text{ МВА.}$$

Аналогично рассчитываются остальные ступени графика:

$$S_{2\text{ступени}} = S_{3\text{ступени}} = \frac{33 \cdot 50}{100} = 16,5 \text{ МВА.}$$

Проводится проверка выбранных трансформаторов по графику нагрузки подстанции.

При этом сравнению подлежат расчётные коэффициенты перегрузки трансформаторов с учётом резервирования в схеме, а также технических условий и характеристик графика нагрузки.

Для этого проводится преобразование исходного графика нагрузки в эквивалентный график.

Значение начальной нагрузки K_1 эквивалентного графика нагрузки определяется так:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \text{о.е.} \quad (14)$$

По условию (14)

$$K_1 = \frac{1}{25} \sqrt{\frac{9,9^2 \cdot 4 + 16,5^2 \cdot 4 + 16,5^2 \cdot 8}{16}} \approx 0,6.$$

Предварительное значение нагрузки K'_2 эквивалентного графика нагрузки подстанции:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta h_1 + (S'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (S'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}, \text{о.е.} \quad (15)$$

По условию (15)

$$K'_2 = \frac{1}{25} \sqrt{\frac{33^2 \cdot 8}{8}} \approx 1,32.$$

Должно выполняться следующее условие

$$K'_2 \geq 0,9 \cdot K_{\text{max}}. \quad (16)$$

Условие (16) выполняется

$$K'_2 = 1,32 \geq 0,9 \cdot \frac{33}{25} = 1,188.$$

Следовательно, принимается для дальнейших расчётов с продолжительностью перегрузки $h = 8$ ч

$$K_2 = K'_2 = 1,32.$$

Все полученные в работе значения откладываются на эквивалентном графике нагрузки, полученном путём преобразования исходного упрощённого графика нагрузки понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики Башкортостан (рисунок 7).

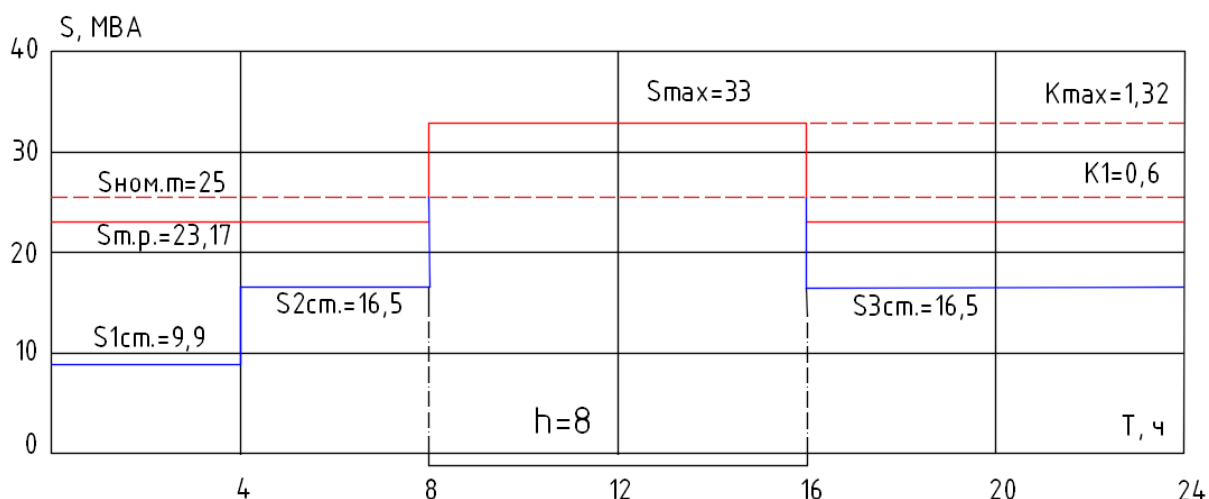


Рисунок 7 – Преобразование упрощённого суточного графика нагрузки в эквивалентный график

Для допустимых аварийных перегрузок силового трансформатора при системе охлаждения типа Д и полученных результатах расчётных коэффициентов и времени перегрузки, по [12] определяется $K_{2\text{доп}} = 1,32$, что соответствует коэффициенту фактической перегрузки $K_2 = 1,32$. Условие соблюдается.

С учётом этого, необходимо проверить соблюдение в работе условия (12)

$$S_{\text{max}} = 33 \text{ MVA} \leq S_{\text{ном.Т}} \cdot K_{2\text{доп}} = 25 \cdot 1,32 = 33 \text{ MVA}.$$

Условие проверки (12) соблюдается, следовательно, силовые трансформаторы марки ТДТН–25000/110, установленные на ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики Башкортостан, выдержат допустимую перегрузку на данной подстанции в нормальном и послеаварийном режимах работы.

Релейная защита выбранного силового трансформатора показана на графическом листе 5.

2.3 Выбор сечения проводников

«Выбор сечений проводников в работе осуществляется непосредственно по экономической плотности тока» [11]:

$$F_3 = \frac{I_{p.}}{j_3}, \quad (17)$$

где j_3 – «экономическая плотность тока, А/мм²» [10].

Расчётный ток [11]

$$I_{p.} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}. \quad (18)$$

где S_p – «расчётная полная нагрузка линии, кВА» [10];

$U_{ном.}$ – «номинальное напряжение линии, кВ» [10].

После выбора сечения провода воздушных линий, проводится их проверка на допустимый нагрев в нормальном, послеаварийном режимах, а также проверки по условиям короны и минимального сечения по условиям механической прочности с учётом потерь напряжения в линии согласно положениям, приведённым в [11].

«Проверка выбранного сечения провода линии в нормальном режиме работы системы» [11]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p, \quad (19)$$

где $I_{\text{доп}}$ – «предельно – допустимое справочное значение тока выбранного проводника линии, А» [10];

I_p – «рабочий ток нормального режима работы линии, А» [10].

«Проверка выбранного сечения линии в послеаварийном режиме работы системы» [11]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{p.\text{max}}, \quad (20)$$

где $I_{p.\text{max}}$ – «максимальный расчётный ток линии, А» [14].

Значит [10]

$$I_{p.\text{max}} = 1,4 \cdot I_p. \quad (21)$$

Так как на рассматриваемой в работе понижающей подстанции 110/35/10 кВ в дальнейшей перспективе планируется дополнительное расширение с введением новых нагрузок потребителей [21], а также исходя из рекомендаций, приведённых в таблице 2.5.5 [11], сечение питающей воздушной линии напряжением 110 кВ выбирается, исходя из номинальной мощности силовых трансформаторов, которые от неё питаются.

В связи с этим, ток нормального режима питающей ВЛ-110 кВ для питания каждого трансформатора подстанции будет определяться так:

$$I_p = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} \approx 131,2 \text{ А.}$$

Сечение питающей ВЛ-110 кВ понизительной подстанции переменного напряжения

$$F_3 = \frac{131,2}{1,1} = 119,3 \text{ мм}^2.$$

«Принимается $F_{cm} = 120 \text{ мм}^2$ » [10].

«Выбирается сталеалюминиевый провод ВЛ марки АС-120/19 с предельным значением допустимого тока 390 А» [14].

Проверка выбранного сечения провода питающей ВЛ-110 кВ реконструируемой понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики Башкортостан в нормальном режиме работы выполняется

$$390 \text{ А} \geq 131,2 \text{ А}.$$

Значение максимального расчётного тока провода ВЛ-110 кВ реконструируемой понизительной подстанции тупикового типа переменного напряжения 110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики Башкортостан с учётом резервирования в схеме

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot 131,2 \approx 183,7 \text{ А}.$$

Проверка выбранного сечения провода питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ реконструируемой понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/10 кВ «Белорецк-110» Республики Башкортостан в послеаварийном режиме выполняется

$$390 \text{ А} \geq 183,7 \text{ А}.$$

Кроме того

$$120 \text{ мм}^2 \geq 70 \text{ мм}^2.$$

«Потери напряжения в линиях питающей сети» [10]:

$$\Delta U = \frac{PR_{л} + QX_{л}}{U_{н}^2} \cdot 100, \% \quad (22)$$

Проверка по потере напряжения для ВЛ-110 кВ не проводится согласно [4], потому что что ВЛ-35 кВ и выше она не обоснована с экономической точки зрения. В работе по допустимой потере напряжения проверке подлежат только проводники напряжением 10 кВ [4].

Аналогично проведен выбор сечений проводов отходящих линий напряжением 35 кВ и 10 кВ подстанции (таблица 4).

Таблица 4 – Результаты выбора сечения проводников воздушных линий подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110»

Линия	S_p , кВА	I_p , А	$F_{\text{э}}/F_{\text{см}}$, мм ²	$I_{p,\text{max}}$, А	Марка провода	$I_{\text{доп.}}$, А
Питающая ВЛ-110 кВ						
ВЛ-110 кВ-Т1	25000	131,2	119,3/120	183,7	АС-120/19	390
ВЛ-110 кВ-Т2	25000	131,2	119,3/120	183,7	АС-120/19	390
Потребители 35 кВ(АО «Пугачёвский карьер»)						
1СШ 35 кВ						
РУ 35 кВ-Т1 ТП-1	8077,7	133,2	121/120	186,5	АС-120/19	390
РУ 35 кВ-Т1 ТП-2	7754,6	127,9	116/120	179,1	АС-120/19	390
2СШ 35 кВ						
РУ 35 кВ-Т2 ТП-1	8077,7	133,2	121/120	186,5	АС-120/19	390
РУ 35 кВ-Т2 ТП-2	7754,6	127,9	116/120	179,1	АС-120/19	390
Потребители 10 кВ (город)						
1СШ 10 кВ						
РУ 10 кВ-Город-1.1	915,5	52,9	48,1/50	74,0	АС-50/8	210
РУ 10 кВ-Город-2.1	1044,7	60,4	54,9/50	84,5	АС-50/8	210
РУ 10 кВ-Город-3.1	700,1	40,5	36,8/35	56,6	АС-35/6,2	175
РУ 10 кВ-Город-4.1	775,5	44,8	40,8/35	62,7	АС-35/6,2	175
2СШ Т2						
РУ 10 кВ-Город-1.2	915,5	52,9	48,1/50	74,0	АС-50/8	210
РУ 10 кВ-Город-2.2	1044,7	60,4	54,9/50	84,5	АС-50/8	210
РУ 10 кВ-Город-3.2	700,1	40,5	36,8/35	56,6	АС-35/6,2	175
РУ 10 кВ-Город-4.2	775,5	44,8	40,8/35	62,7	АС-35/6,2	175

2.4 Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов КЗ проводится от источника питания напряжением 110 кВ до выводов на шинах РУ напряжением 35 кВ и 10 кВ (в месте установки коммутационных и защитных электрических аппаратов).

Расчётная схема для расчёта токов КЗ с выбором точек КЗ представлена на рисунке 8.

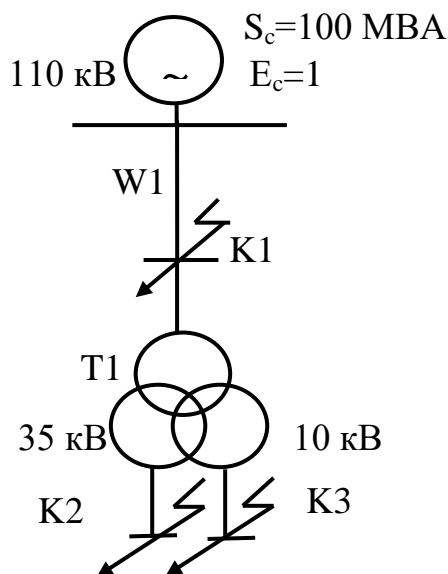


Рисунок 8 – Расчетная схема для определения токов КЗ

Схема замещения цепи КЗ, составленная, исходя из расчётной схемы, представлена на рисунке 9.

На схеме замещения указываются сопротивления всех элементов и точки для расчётов токов КЗ.

Точки КЗ при расчёте делят схему на соответствующие части.

Для каждой точки КЗ расчёт значений токов КЗ в ней, а также ударных токов, является индивидуальным [20].

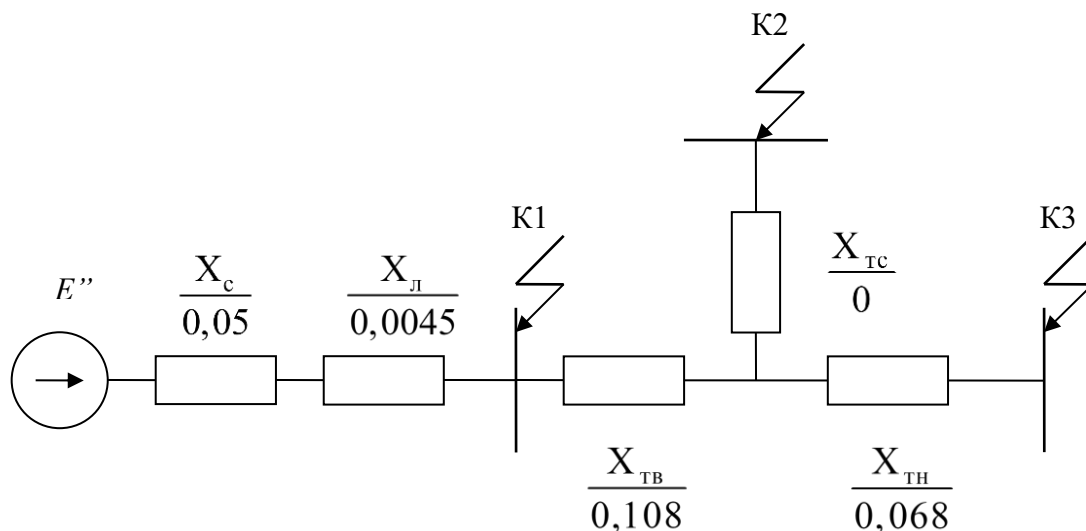


Рисунок 9 – Исходная схема замещения

Расчет токов короткого замыкания в работе проводится в относительных единицах по методике, приведённой в [12].

Для проведения расчёта, на первом этапе принимаются базисные условия.

Базисная мощность принимается равной мощности силового трансформатора, установленного на подстанции

$$S_{\text{б}} = 25000 \text{ кВА} = 25 \text{ МВА.}$$

Базисные напряжения для трёх ступеней трансформации (110 кВ, 35 кВ и 10 кВ)

$$U_{\text{б1}} = 115 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{б2}} = 38,5 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{б3}} = 11 \text{ кВ.}$$

Базисный ток определяется с учётом принятых значений базисной мощности и напряжений

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6}. \quad (23)$$

$$I_{61} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,126 \text{ кА.}$$

$$I_{62} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 0,375 \text{ кА.}$$

$$I_{63} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1,312 \text{ кА.}$$

Далее проводится непосредственный расчёт параметров схемы замещения, представленной на рисунке 9. Все полученные результаты расчётов наносятся на схему замещения (рисунок 9).

Сопротивление энергосистемы

$$x_c = \frac{S_6''}{S_k}, \text{ о.е.} \quad (24)$$

где S_k'' - полная мощность трёхфазного КЗ на шинах источника питания (по данным энергосистемы).

$$x_c = \frac{25}{500} = 0,05 \text{ о.е.}$$

Сопротивление питающей линии 110 кВ с учётом её длины:

$$x_{л} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \text{ о.е.}, \quad (25)$$

где x_0 - удельное сопротивление ВЛ, Ом/км [10];

L - суммарная длина ВЛ, км.

$$x_{л} = 0,4 \cdot 6 \cdot \frac{25}{115^2} = 0,0045 \text{ о.е.}$$

Относительные сопротивления лучей [12]

$$X_{TB} = \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{К.ВН}, \% + U_{К.ВС}, \% - U_{К.СН}, \%)}{100}. \quad (26)$$

$$X_{ТС} = \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{К.ВС}, \% + U_{К.СН}, \% - U_{К.ВН}, \%)}{100}. \quad (27)$$

$$X_{ТН} = \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{К.ВН}, \% + U_{К.СН}, \% - U_{К.ВС}, \%)}{100}. \quad (28)$$

$$X_{TB} = \frac{25}{25} \cdot \frac{0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5)}{100} = 0,108 \text{ о.е.}$$

$$X_{ТС} = \frac{25}{25} \cdot \frac{0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5)}{100} = -0,0025 \approx 0 \text{ о.е.}$$

$$X_{ТН} = \frac{25}{25} \cdot \frac{0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5)}{100} = 0,068 \text{ о.е.}$$

Далее определяется «начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания» [12] с учётом результирующих сопротивлений к каждой точке КЗ:

$$I'' = \frac{E''}{X_{рез}} \cdot I_{\delta}. \quad (29)$$

«Схема замещения для расчётной точки К1 (выводы трансформатора 110 кВ) представлена на рисунке 10» [14].

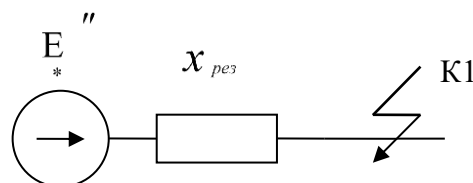


Рисунок 10 – Схема замещения для расчётной точки К1

Для точки К1

$$X_{рез} = X_c + X_{л}, \text{ о.е.} \quad (30)$$

$$X_{рез} = 0,05 + 0,0045 = 0,0545.$$

$$I''_{к1} = \frac{1}{0,0545} \cdot 0,125 = 2,29 \text{ кА.}$$

«Схема замещения для точки К2 представлена на рисунке 11» [14].

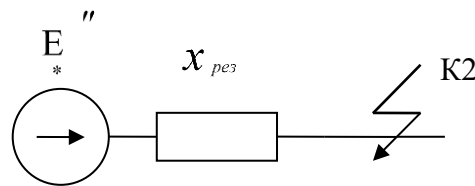


Рисунок 11 – Схема замещения для расчётной точки К2

Для точки К2

$$X_{рез} = X_c + X_{л} + X_{ТВ} + X_{ТС}, \text{ о.е.} \quad (31)$$

$$X_{рез} = 0,05 + 0,0045 + 0,108 + 0 = 0,1625 \text{ о.е.}$$

$$I''_{к2} = \frac{1}{0,1625} \cdot 0,375 = 2,31 \text{ кА.}$$

«Схема замещения для расчётной точки К3 представлена на рисунке 12» [14].

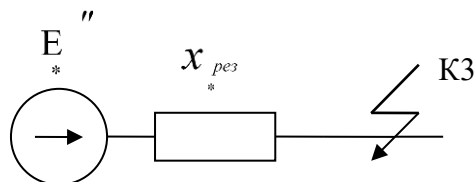


Рисунок 12 – Схема замещения для расчётной точки К3

Для точки К3

$$X_{рез} = X_c + X_{л} + X_{ТВ} + X_{ТН}, \text{ о.е.} \quad (32)$$

$$x_{рез} = 0,05 + 0,0045 + 0,108 + 0,068 = 0,2305 \text{ о.е.}$$

$$I''_{К3} = \frac{1}{0,2305} \cdot 1,312 = 5,69 \text{ кА.}$$

«Ударный ток» [14]

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I''_{К}, \text{ кА,} \quad (33)$$

где $k_{уд}$ – «ударный коэффициент» [12].

Для К1-К3 значение ударных токов:

– в точке К1

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 2,29 = 5,51 \text{ кА.}$$

– в точке К2

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 2,31 = 4,57 \text{ кА.}$$

– в точке К3

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 5,69 = 8,85 \text{ кА.}$$

«Результаты расчёта токов КЗ, а также ударных токов, в системе электроснабжения подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110» представлены в таблице 5» [14].

Таблица 5 – Результаты расчетов токов короткого замыкания и ударных токов на ПС-110/35/10 кВ «Белорецк-110»

Параметр	Расчётная точка КЗ		
	Точка К1	Точка К2	Точка К3
I_k , кА	2,29	2,31	5,69
$i_{уд}$, кА	5,51	4,57	8,85

2.5 Выбор и проверка электрических аппаратов

Для защиты и коммутации выбираются высоковольтные выключатели, установленные в соответствующих распределительных устройствах на ПС-110/35/10 кВ «Белорецк-110». Для обеспечения видимого разрыва с целью безопасного проведения работ согласно [8], в ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 подстанции 110/35/10 кВ тупикового типа, предусматривается установка разъединителей, а в РУ-10 кВ их заменяют втычные контакты [8]. Для питания вторичных цепей (измерения, релейная защита, автоматика и сигнализация) используются ТТ и ТН. По номинальным значениям напряжения и тока по условиям [12]:

$$U_{уст} \leq U_n; \quad (34)$$

$$I_{раб.макс.} \leq I_n. \quad (35)$$

«Для отключающих аппаратов» [14]:

$$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}. \quad (36)$$

«Возможность отключения аperiodической составляющей тока» согласно [12]:

$$i_{a.т} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк.ном}, \quad (37)$$

«Проверка аппаратов на электродинамическую стойкость» проводится по двум условиям [12]:

$$I'' \leq I_{\text{отк.ном}} \quad (38)$$

- «по величине ударного тока» [6,7]:

$$i_y \leq i_{\text{дин.}} \quad (39)$$

«Проверка электрических аппаратов на термическую стойкость» согласно [12]

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (40)$$

где I_T – «предельный ток термической стойкости аппарата, А» [12];

t_T – «длительность протекания тока термической стойкости, с» [12].

Проводится выбор и проверка электрических аппаратов напряжением 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ реконструируемой понижающей подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110» по условиям (2.34) – (2.40).

При этом в работе выбираются новые аппараты в ОРУ-110 кВ и РУ-10 кВ, а также проводится проверка всех остальных аппаратов, не нуждающихся в замене.

Для удобства все расчёты и проверки электрических аппаратов в работе сводятся в следующие таблицы 6-8.

Таблица 6 – Результаты выбора и проверки электрических аппаратов напряжением 110 кВ

Наименование и марка аппарата	Условие	Расчетные величины	Каталожные данные	Выполнение условия
Выключатели ВГТ-110П-40/2500 У1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном.}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.}} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном.}}$	$I_{\text{мах}} = 183,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном.}} = 2500 \text{ А.}$	$183,7 \text{ А} \leq 2500 \text{ А}$
	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{отк.ном.}}$	$I_{\text{п.т}} = 2,29 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном.}} = 40 \text{ кА}$	$2,29 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 5,51 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 40 \text{ кА}$	$5,51 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 2,29^2 \cdot 3 =$ $= 15,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$	$15,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$
Разъединители РН-СЭЩ-1-Пн-110- 1250 УХЛ1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном.}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.}} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном.}}$	$I_{\text{мах}} = 183,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном.}} = 1000 \text{ А.}$	$183,7 \text{ А} \leq 1000 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 5,51 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 40 \text{ кА}$	$5,51 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 2,29^2 \cdot 3 =$ $= 15,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$	$15,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$
Разъединители РН-СЭЩ-2-Пн-110- 1250 УХЛ1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном.}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.}} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном.}}$	$I_{\text{мах}} = 183,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном.}} = 1000 \text{ А.}$	$183,7 \text{ А} \leq 1000 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 5,51 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 40 \text{ кА}$	$5,51 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 15,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$	$15,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$
ТТ марки ТФЗМ 110Б-1 У1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном.}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.}} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном.}}$	$I_{\text{мах}} = 183,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном.}} = 600 \text{ А.}$	$183,7 \text{ А} \leq 600 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 5,51 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 26 \text{ кА}$	$5,51 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 2,29^2 \cdot 3 =$ $= 15,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 26^2 \cdot 3 =$ $= 2028 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$	$15,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $2028 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Ограничитель перенапряжения марки ОПН-110	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном.}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.}} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$

Таблица 7 – Результаты выбора и проверки электрических аппаратов напряжением 35 кВ

Наименование и марка аппарата	Условие	Расчетные величины	Каталожные данные	Выполнение условия
Выключатели ВБН-35П-20/1600 У1 (вводной, секционный и выключатель для всех отходящих линий)	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{мах}} = 577,35$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$577,35 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}$
	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{п.т}} = 2,31 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{ кА}$	$2,31 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{\text{дин}}$	$i_y = 4,57 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$	$4,57 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 2,31^2 \cdot 3 =$ $= 16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 31,5^2 \cdot 3 =$ $= 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Разъединители РГ1-35/1000 УХЛ1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{мах}} = 577,35$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$577,35 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{\text{дин}}$	$i_y = 4,57 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 16 \text{ кА}$	$4,57 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 16^2 \cdot 3 =$ $= 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 16^2 \cdot 3 =$ $= 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Разъединители РГ2-35/1000 УХЛ1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{мах}} = 577,35$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$577,35 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{\text{дин}}$	$i_y = 4,57 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$	$4,57 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 16^2 \cdot 3 =$ $= 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ТТ марки ТФЗМ 35Б-1 У1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{мах}} = 577,35$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$577,35 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{\text{дин}}$	$i_y = 4,57 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 134 \text{ кА}$	$4,57 \text{ кА} \leq 134 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 134^2 \cdot 3 =$ $= 53868 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $53868 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ОПН-35М-У1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
ТН марки ЗНОМ-35-65 У1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
Предохранитель для защиты ТН ПКН-001-35-У1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$

Таблица 8 – Результаты выбора и проверки электрических аппаратов напряжением 10 кВ

Наименование и марка аппарата	Условие	Расчетные величины	Каталожные данные	Выполнение условия
Выключатель ВБЧЭ-10-31,5/2500 УХЛ2 (вводной и секционный) ВБЧЭ-10-20/1000 УЗ (линейный – ко всем потребителям)	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 2023 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$2023 \text{ А} \leq 2500 \text{ А}$
	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{п.т}} = 5,69 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{ кА}$	$5,69 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{\text{дин}}$	$i_y = 8,85 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$8,85 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 5,69^2 \cdot 3 =$ $= 97,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$97,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ТТ марки ТЛК -10-2500/5 УЗ	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 2023 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$2023 \text{ А} \leq 2500 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{\text{дин}}$	$i_y = 8,85 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$8,85 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$
		$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 5,69^2 \cdot 3 =$ $= 97,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ТН марки ЗНОЛ.06-10 УЗ	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$
Предохранитель для защиты ТН марки ПКТ-101-10-УЗ	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$

Все выбранные в работе электрические аппараты напряжением 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ реконструируемой подстанции переменного тока 110/35/10 кВ тупикового типа «Белорецк-110» удовлетворяют всем поставленным условиям выбора и проверки, поэтому могут быть использованы для установки на указанной подстанции переменного тока в соответствующих распределительных устройствах. Они показаны в графической части работы.

Выводы по разделу 2.

В работе на ПС-110/35/10 кВ «Белорецк-110» внедрены мероприятия по реконструкции подстанции, в результате чего выбраны и проверены:

– выбраны новые выключатели марки ВГТ-110П-40/2500 У1 со встроенными трансформаторами тока, новые разъединители марки РН-СЭЩ-2-Пн-110-1250 УХЛ1, а также новые ограничители перенапряжения марки ОПН-У/TEL-110-УХЛ1 для установки в ОРУ-110 кВ понижающей подстанции ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110»;

– выбраны новые выключатели ВБЧЭ-10-31,5/2500 УХЛ2 (вводной и секционный), ВБЧЭ-10-20/1000 У3 (линейный – ко всем потребителям) для установки в ячейках РУ-10 кВ ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110»;

– проверены все остальные аппараты, не нуждающиеся в замене.

Также в работе, на основе расчёта электрических нагрузок понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110», выбраны и проверены:

– силовые трансформаторы подстанции (установлено, что ранее установленные силовые трансформаторы ТДТН-25000/110 не нуждаются в замене и выдержат перегрузку как в нормальном, так и в послеаварийном режимах работы);

– сечения проводников 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ (питающая сеть 110 кВ – провод воздушной линии АС-120/19, распределительная сеть 35 кВ и 10 кВ – проводами марки АС разных сечений).

Выбор всего оборудования для реконструкции понизительной подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110» в работе проведён на основании результатов расчёта электрических нагрузок и токов короткого замыкания.

Помимо реконструкции электрических аппаратов, в схеме электрических соединений подстанции также введены в работу два дополнительных фидера в РУ-10 кВ, которые находились в резерве в исходной схеме электрических соединений.

3 Расчёт экономических показателей реконструкции

Исходя из принятых решений в работе, проводится расчёт укрупненных экономических показателей проекта реконструкции.

Суммарные капиталовложения на реконструированную систему электроснабжения понизительной подстанции ПС-110/35/10 кВ «Белорецк-110» определяются так [13]:

$$K = K_T + K_{ЭА} + K_C, \text{ тыс.руб.}, \quad (41)$$

где K_T – капиталовложения в силовые трансформаторы понизительной подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110»;

$K_{ЭА}$ – капиталовложения в электрические аппараты понизительной подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110»;

K_C – капиталовложения в электрические сети (линии электропередач) понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110».

Капиталовложения по каждому из видов определяется с учётом стоимости единицы, количества единиц, а также расходов на монтаж и наладку (25-35% от стоимости оборудования) и накладных расходов (10-15% от стоимости оборудования).

Капиталовложения в силовые трансформаторы электрические и электрические аппараты понизительной подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110» в работе определяются так [13]:

$$K = C_{осн.} \cdot n + M_n + H_p. \quad (42)$$

Принимается в работе [13]

$$M_n = 0,3C_{осн.}; H_p = 0,1C_{осн.} \quad (43)$$

Результаты расчёта стоимости силовых трансформаторов, а также их количества, сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Стоимость силовых трансформаторов ПС-110/35/10 кВ

Тип электрооборудования	Кол-во ед., шт.	Стоимость, за единицу, тыс. руб.	Суммарная стоимость, руб.
Трансформаторы силовые ТДТН-25000/110	2	5000	10000
Итого:	2	-	10000

Суммарные капиталовложения в силовые трансформаторы понизительной подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110»

$$K_T = 10000 + 0,3 \cdot 10000 + 0,1 \cdot 10000 = 14000 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчёта стоимости электрических аппаратов напряжением 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ, а также их количества, сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Стоимость электрических аппаратов для установки на ПС-110/35/10 кВ

Тип электрооборудования	Кол-во ед., шт.	Стоимость, за единицу, руб.	Суммарная стоимость, руб.
ОРУ-110 кВ			
Выключатель ВГТ-110П-40/2500 У1	2	400,0	800,0
Разъединитель РН-СЭЩ-2-Пн-110-1250 УХЛ1	6	120,0	720,0
ТТ марки ТФЗМ 110Б-1 У1	2	160,0	320,0
Ограничитель перенапряжения ОПН-У/TEL-110-УХЛ1	10	24,0	240,0
ОРУ-35 кВ			
Выключатель ВБН-35П-20У1	7	300,0	2100,0
Разъединитель РГ-35/1000 УХЛ1	16	82,0	1312,0
ТТ марки ТФЗМ 35Б-1 У1	7	120,0	840,0
ОПН-35М-У1	2	18,0	36,0
ТН марки ЗНОМ-35-65 У1	2	64,0	128,0
Предохранитель ПКН-001-35-У1	2	8,0	16,0

Продолжение таблицы 10

Тип электрооборудования	Кол-во ед., шт.	Стоимость, за единицу, руб.	Суммарная стоимость, руб.
РУ-10 кВ			
Выключатель ВБЧЭ-10 УХЛ2	11	120,0	1320,0
ТТ марки ТЛК -10-2500/5 УЗ	22	32,0	704,0
ТН марки ЗНОЛ.06-10 УЗ	2	42,0	84,0
Предохранитель ПКТ-101-10-УЗ	2	4,0	8,0
Итого:	93	-	8628,0

Суммарные капиталовложения в электрические аппараты понизительной подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110»

$$K_{ЭА} = 8628 + 0,3 \cdot 8628 + 0,1 \cdot 8628 = 12079,2 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения в ЛЭП реконструируемой ПС-110/35/10 кВ [13]:

$$K_C = l_C \cdot C_C + M_n + H_p, \quad (44)$$

где l_C – длина линии, км;

C_C – стоимость 1 км линии, руб.

Расчеты сводятся в таблицу 11.

Таблица 11 – Стоимость линий электропередач ПС-110/35/10 кВ

ВЛ с маркой провода	Кол-во, км	Стоимость, за км, руб.	Суммарная стоимость, руб.
АС-35/6,2	2,0	280,0	560,0
АС-50/8	2,0	350,0	700,0
АС-120/19	16,0	520,0	8320,0
Итого:	20,0	-	9580,0

Суммарные капиталовложения в линии электропередач понизительной подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110»:

$$K_C = 9580 + 0,3 \cdot 9580 + 0,1 \cdot 9580 = 13412,0 \text{ тыс.руб.}$$

Далее в работе определяются суммарные капиталовложения в реализацию проекта как алгебраическая сумма составляющих, рассчитанных ранее:

$$K = 14000 + 12079,2 + 13412 = 39491,2 \text{ тыс.руб.}$$

В состав сметной стоимости работ объекта проектирования входят суммарные капиталовложения, рассчитанных ранее, и суммарные эксплуатационные издержки, расчёт которых проводится в работе далее.

В общем виде расчетная формула эксплуатационных издержек (затрат) по [13]:

$$\text{ЭЗ} = \text{ЗП} + \text{СВ} + A_o + P_{\text{ТО}} + \text{Пр}, \text{ тыс.руб.}, \quad (45)$$

где ЗП – «заработная плата, тыс. руб.» [14];

СВ – «страховые взносы, тыс. руб.» [14];

A – «амортизационные отчисления, тыс. руб.» [14];

P – «затраты на ремонт и техническое обслуживание, тыс. руб.» [14]

В конечном итоге определяются составляющие формулы (4.5) и их алгебраическая сумма.

При этом заработная плата работников понизительной подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110» за год [14]

$$\text{ЗП} = M_0 \cdot N \cdot K_{\text{дон}} \cdot T. \quad (46)$$

$$\text{ЗП} = 30,37 \cdot 5 \cdot 1,5 \cdot 12 = 2733,3 \text{ тыс.руб.}$$

«Страховые взносы» [14]

$$CB = 0,309 \cdot 3П. \quad (47)$$

$$CB = 0,309 \cdot 2733,3 = 844,6 \text{ тыс.руб.}$$

«Амортизационные отчисления» [14]

$$A_o = K \cdot \frac{a}{100}, \quad (48)$$

где a – «годовая норма амортизационных отчислений, %» [14].

«Суммарные амортизационные отчисления» [14]

$$A_o = 39491,2 \cdot \frac{12}{100} = 4738,9 \text{ тыс.руб.}$$

«Затраты на ремонт и техническое обслуживание» [14]

$$P_{ТО} = K \cdot \frac{r}{100}, \quad (49)$$

где r – «годовая норма отчислений на ремонт и техническое обслуживание» [14] оборудования и сетей, % [14].

Суммарные расходы на ремонт и техническое обслуживание

$$P_{ТО} = 39491,2 \cdot \frac{8}{100} = 3159,3 \text{ тыс.руб.}$$

Прочие расходы [14]

$$Pr = 0,01 \cdot \sum K. \quad (50)$$

$$Pr = 0,01 \cdot 39491,2 \approx 394,9 \text{ тыс.руб.}$$

Годовые эксплуатационные издержки

$$\text{ЭЗ} = 2733,3 + 844,6 + 4738,9 + 3159,3 + 394,9 = 11870,1 \text{ тыс.руб.}$$

Все основные экономические показатели в работе рассчитаны.

Выводы по разделу 3.

В результате выполнения раздела, исходя из результатов выбранных трансформаторов, аппаратов и проводников в предыдущей главе работы, рассчитаны экономические показатели проведённой реконструкции подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110».

Рассчитана величина годовых эксплуатационных издержек на понизительную подстанцию переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110», состоящая из капитальных вложений, заработной платы, страховых взносов, амортизационных отчислений, затрат на ремонт и техническое обслуживание, а также прочих расходов.

4 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда

4.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности

Известно, что обеспечение безопасности работающего персонала и соблюдение трудовой производственной дисциплины лежит в основе любого производственного процесса [16].

При этом на первое место выходит забота о жизни и здоровье людей, которые работают на данном производстве.

В силу различных обстоятельств и производственных факторов, существуют следующие виды опасностей [9]:

- производственные опасности, которые заключаются в нарушении режима и технологии производства, а также установленных правил по технике безопасности. Такие виды опасности приводят к различным видам производственных травм вплоть до летального исхода;

- опасность поражения электрическим током – заключается в соблюдении профилактических, организационных и технических мероприятий, позволяющих обезопасить обслуживающий персонал от поражения электрическим током в электроустановках;

- пожарная опасность – заключается в соблюдении профилактических, организационных и технических мероприятий по недопущению возгорания материалов, зданий и сооружений;

- экологическая опасность – состоит в недопущении или устранении вредного и опасного воздействия на окружающую среду.

Мероприятия по всем видам опасностей, перечисленных выше, имеют цель не допустить появления этих опасностей, а в случае их возникновения – быстро ликвидировать их очаг (очаги).

На любом предприятии для безопасного проведения работ есть человек, ответственный за соблюдение норм охраны труда (как правило, это – руководитель предприятия и инженер по охране труда).

Кроме того, имеются отделы по охране труда, работниками которых проводится разъяснительная и предупредительная работа среди рабочего персонала предприятия: разработка документации, проведения инструктажей, а также дней охраны труда и соответствующих мероприятий по охране труда в зависимости от направлений (электробезопасность, пожарная безопасность и т.д.).

Кроме того, непосредственную ответственность за соблюдение охраны труда в подразделениях несут и руководители этих подразделений: начальники служб, смен, участков, мастера и прочие ответственные работники, которые назначаются приказами по предприятию.

Особое место занимают инструктажи по технике безопасности и охране труда. В зависимости от назначения и инструктируемых работников, они могут быть следующих видов: первичные инструктажи, инструктажи на рабочем месте, повторные инструктажи.

Из числа первичных инструктажей выделяется вводный инструктаж, который имеет целью осветить общий принцип и порядок работы на предприятии.

Любой инструктаж должен быть доведён под подпись того, кому он предназначен.

Также должна стоять подпись ответственного лица, проводившего данный инструктаж.

Без проведения всех необходимых инструктажей и отсутствия соответствующих подписей в установленных журналах, инструктируемое лицо к работам не допускается [16].

Производственные опасности заключаются в нарушении режима и технологии производства, а также установленных правил по технике безопасности.

Такие виды опасности приводят к различным видам производственных травм вплоть до летального исхода.

Для каждого предприятия в зависимости от специфики и характера работы производственные опасности имеют различный характер.

На объекте исследования производственные опасности заключаются в получении травм различной степени тяжести при выполнении работ по монтажу, ремонту и обслуживанию оборудования, получение ожогов частей тела и слизистых оболочек, падение с высоты при выполнении работ, травмы, обусловленные попаданием частей тела под различные трущиеся и вращающиеся поверхности и т.п.

Профилактическими мероприятиями при производственных видах опасностей являются их недопущение применением организационных и технических мероприятий.

К таким мероприятиям относятся проведение инструктажей, ограждение рабочих и опасных мест, контроль выполнения работы несколькими членами бригады и т.п.

Следующий вид опасности – это опасность поражения электрическим током.

Для объекта исследования в работе в виду его специфики он представляется наиболее важным и вероятным, поэтому данному виду опасности следует уделить особое внимание.

Мероприятия по обеспечению электробезопасности в электроустановках многогранны и, как правило, носят следующий характер [9]:

- профилактический;
- организационный;
- технический.

Профилактические мероприятия по недопущению и предупреждению поражения электрическим током заключаются в проведении разъяснительной работы среди персонала, установки защитных средств, изоляции опасных участков электрической сети.

Также к профилактическим мероприятиям относятся установка световой и звуковой сигнализации, а также релейной защиты и автоматики на объектах энергетики.

Организационные мероприятия по недопущению поражения электрическим током заключаются в организации выполнения работ строго по инструкции и нормам охраны труда, назначение ответственных лиц для контроля выполнения работ и норм безопасности, выдачу нарядов и распоряжений для выполнения работ, допуск персонала к работе, организацию работ на рабочем месте, премирование исполнительных работников и наказание злостных нарушителей.

Технические мероприятия по недопущению поражения электрическим током заключаются во внедрении технических мер при строгом соблюдении всех нормативов.

К таким мероприятиям относятся, например, установка запрещающих, предписывающих и информационных плакатов на месте работы, ограждение рабочего места, проведение оперативных переключений, заземление оборудования и т.д.

Особое внимание следует уделить средствам защиты от поражения электрическим током при работе в электроустановках.

К таким средствам относятся перчатки, диэлектрические коврики и подставки, инструменты, защитные маски и очки. Все они должны быть проверены непосредственно перед началом работ. Кроме того, срок их эксплуатации должен быть в норме.

Просроченный рабочий и защитный инструмент ни в коем случае использовать нельзя, так как это является прямой угрозой жизни и здоровью людей.

Кроме того, для уменьшения поражения электрическим током людей, в электроустановках необходимо заземлять и занулять (только в сетях до 1 кВ) оборудование.

Применение переносных заземляющих устройств для безопасного проведения работ целесообразно только после проведения оперативных переключений коммутационных аппаратов и проверки отсутствия напряжения на шинах электроустановок.

Далее следует привести краткий алгоритм порядка выполнения работ в электроустановках при неукоснительном соблюдении мероприятий по охране труда.

Перед началом любых работ в электроустановках персонал обязан пройти инструктаж на рабочем месте, в котором указываются как его обязанности, так и обязанности других членов бригады, а также характер и расположение опасностей.

Далее старший (руководитель работ) даёт команду на подготовку рабочего места.

Рабочее место подготавливают, как правило, опытные работники с соответствующими группами по электробезопасности (в электроустановках до 1 кВ – не ниже третьей, а в электроустановках выше 1 кВ – не ниже четвёртой группы).

После этого проводятся оперативные переключения и отключения, которые согласовываются с диспетчером сетей.

Затем указателями напряжения соответствующих классов проверяют отсутствие напряжения на токоведущих частях оборудования, где будут проводиться работы.

После этого накладывается переносное заземление на токоведущие части либо включаются заземляющие ножи оборудования (если таковые предусмотрены конструкцией).

Затем ограждается рабочее место и вывешиваются плакаты по технике безопасности.

Только после всех перечисленных мероприятий бригада может приступить к выполнению работ.

В процессе выполнения работ при необходимости можно организовать перерыв, для чего бригада полностью выводится с места работ, а двери электроустановок закрываются на ключ.

Допуск посторонних лиц на объект работ при этом категорически запрещён.

«Возникновения пожара на объектах возможно при следующих обстоятельствах» [16]:

- «при коротких замыканиях» [16];
- «при прямых попаданиях молнии» [16];
- «при разрушении и перегрева изоляции с последующим возгорания» [16];
- «при перегреве масла в трансформаторе» [16];
- «при перегреве токоведущих частей от перегрузки при неправильном их выборе» [16].

Пожарная безопасность объекта исследования в работе обеспечивается применением и использованием следующих мероприятий:

- применением негорючих материалов в электроустановках и несгораемых конструкций оборудования, зданий и сооружений;
- наличием средств пожаротушения на объекте (пожарный щит, огнетушители, гидранты и т.п.);
- профилактическими проверками и инспекциями, выявляющих общее состояние пожарной безопасности оборудования;
- работой пожарной дружины на объекте, а также постоянным источником связи с пожарной инспекцией.

С точки зрения пожаробезопасности, наибольшую опасность представляет на объекте силовой трансформатор и прочее маслonaполненное оборудование, в котором существует высокая вероятность пожара и взрыва.

Поэтому данные объекты необходимо контролировать самым тщательным образом как во время обходов (плановых и неплановых), так и во время проверок.

Как показывают статистические исследования [19], также для обеспечения пожарной безопасности очень важное значение играет поддержание территории объекта в чистоте.

Для этого необходимо скашивать сухую траву, утилизировать ветошь, поддерживать чистоту на объекте.

Указанные мероприятия позволят не допустить самовозгорание на объекте в сухую жаркую погоду, а также не допустить распространение пожара на объекте и быстро его локализовать.

Среди опасностей также следует упомянуть и экологическую опасность, актуальность которой всё больше приобретает смысл в последние годы. Загрязнение окружающей среды в свете изменения климата стало злободневной темой. На объекте наибольшую опасность с экологической точки зрения представляют следующие возможные факторы:

- утечка масла в грунт из маслonaполненного оборудования (в частности, с силовых трансформаторов);
- загрязнение септиками и химикатами окружающей среды;
- загрязнение и запылённость воздуха;
- опасность для флоры и фауны;
- влияние шумов на живые организмы;
- влияние высоких напряжений на биосферу.

Экологический риск от перечисленных факторов должен быть сведён к минимуму путём внедрения качественных мероприятий, к которым относятся такие мероприятия, как-то:

- проведения организационных мероприятий, направленных на обеспечение экологической безопасности;
- техническое обеспечение экологической безопасности;
- профилактические меры по обеспечению экологической безопасности;
- законодательное обеспечение экологической безопасности.

Все указанные мероприятия обязательны к применению и внедрению.

4.2 Расчёт молниезащиты подстанции

«Зона защиты четырех стержневых молниеотводов» [11]

$$r_X = h_a \cdot \left[1,6 / \left(1 + (h_X / h) \cdot p \right) \right]. \quad (51)$$

$$h_a = h - h_X. \quad (52)$$

«Наименьшая ширина зоны защиты» [11]

$$b_X = 4 \cdot r_X \cdot \left[(7 \cdot h_a - a) / (14 \cdot h_a - a) \right]. \quad (53)$$

Проверка по [11]:

$$D \leq 8 \cdot h_a \cdot p. \quad (54)$$

«Проводится расчёт зоны защиты молниеотводов $M_1 - M_4$ с параметрами: $h=19$ м, $h_a=8$ м, $h_X = 11$ м» [11].

Данные параметры соответствуют максимальным габаритам оборудования ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110».

Значит

$$r_X = (19 - 11) \cdot \left[1,6 / \left(1 + (11/19) \cdot 1 \right) \right] = 8,11 \text{ м.}$$

$$b_X^I = 4 \cdot 8,11 \cdot \left[(7 \cdot 8 - 21) / (14 \cdot 8 - 21) \right] = 12,48 \text{ м. } b_X^I / 2 = 6,24 \text{ м.}$$

$$b_X^{II} = 4 \cdot 8,11 \cdot \left[(7 \cdot 8 - 43,5) / (14 \cdot 8 - 43,5) \right] = 5,92 \text{ м. } b_X^{II} / 2 = 2,96 \text{ м.}$$

$$D_1 \leq 8 \cdot 8 \cdot 1 = 64 \text{ м.}$$

$$D_1 = \sqrt{21^2 + 43,5^2} = 48,3 \leq 64 \text{ м.}$$

«Проводится расчёт зоны защиты молниеотводов M_5 и M_6 с

параметрами: $h=17$ м, $h_a=12$ м, $h_x = 5$ м» [11].

Данные параметры соответствуют максимальным габаритам оборудования ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110».

Значит

$$r_{X_1} = (17 - 5) \cdot \left[1,6 / (1 + (5/17) \cdot 1) \right] = 14,84 \text{ м.}$$

$$b_{X_1} = 4 \cdot 14,84 \cdot \left[(7 \cdot 12 - 30) / (14 \cdot 12 - 30) \right] = 23,22 \text{ м. } b_{X_1} / 2 = 11,61 \text{ м.}$$

$$b_{X_2} = 4 \cdot 14,84 \cdot \left[(7 \cdot 12 - 6) / (14 \cdot 12 - 6) \right] = 28,58 \text{ м. } b_{X_2} / 2 = 14,29 \text{ м.}$$

$$D_2 \leq 8 \cdot 12 \cdot 1 = 96 \text{ м.}$$

$$D_2 = \sqrt{30^2 + 6^2} = 30,6 \leq 96 \text{ м.}$$

Следовательно, спроектированная молниезащита подстанции с использованием шести стержневых молниеотводов обеспечивает надёжную защиту объекта от прямых ударов молнии.

Молниезащита и контур заземления подстанции ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110» в работе показаны на графическом листе 6.

Выводы по разделу 4.

В результате выполнения раздела, осуществлена разработка мероприятий по технике безопасности при выполнении работ на электрооборудовании и в электрических сетях ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110». Рассмотрены актуальные мероприятия по технике безопасности, электробезопасности, пожарной безопасности, а также экологической безопасности при выполнении работ на понизительной подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110».

Рассчитана молниезащита подстанции ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110», которая обеспечит надёжную защиту от прямых ударов молнии всего оборудования понизительной подстанции.

Заключение

В работе проведена реконструкция трансформаторной понизительной подстанции ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110».

На основе проведённого анализа установлено, что определённые виды оборудования РУ-35 кВ и РУ-10 кВ ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110» нуждаются в реконструкции вследствие значительного износа, а также являются морально и физически устаревшими, так как установлены на данной подстанции в 70-80 гг. 20 века.

Также установлено, что на стороне 10 кВ подстанции в схеме электрических соединений ОРУ-10 кВ ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110» Белорецкого района Республики Башкортостан РФ необходимо подключить два дополнительных фидера напряжением 10 кВ, что связано с увеличением нагрузки потребителей подстанции.

Исходя из результатов анализа, на трансформаторной подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110» внедрены следующие практические мероприятия по реконструкции оборудования РУ-35 кВ подстанции, в результате чего выбраны и проверены:

– выбраны новые выключатели марки ВГТ-110П-40/2500 У1 со встроенными трансформаторами тока, новые разъединители марки РН-СЭЩ-2-Пн-110-1250 УХЛ1, а также новые ограничители перенапряжения марки ОПН-У/ТЕЛ-110-УХЛ1 для установки в ОРУ-110 кВ понижающей подстанции ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110»;

– выбраны новые выключатели ВБЧЭ-10-31,5/2500 УХЛ2 (вводной и секционный), ВБЧЭ-10-20/1000 У3 (линейный – ко всем потребителям) для установки в ячейках РУ-10 кВ ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110»;

– проверены все остальные аппараты, не нуждающиеся в модернизации.

В схеме электрических соединений подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110» введены в работу новые фидеры «Город 4.1» и «Город 4.2», которые подключены к ячейкам «Резерв».

Также в работе, на основе расчёта электрических нагрузок понизительной подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110», выбраны и проверены:

– силовые трансформаторы подстанции (установлено, что ранее установленные силовые трансформаторы ТДТН-25000/110 не нуждаются в замене и выдержат перегрузку как в нормальном, так и в послеаварийном режимах работы);

– сечения проводников 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ (питающая сеть 110 кВ – провод воздушной линии АС-120/19, распределительная сеть 35 кВ и 10 кВ – проводами марки АС разных сечений);

– молниезащита подстанции ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110», которая обеспечит надёжную защиту от прямых ударов молнии всего оборудования понизительной подстанции.

Исходя из результатов выбранных трансформаторов, аппаратов и проводников в предыдущей главе работы, рассчитаны экономические показатели проведённой реконструкции подстанции переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110».

Рассчитана величина годовых эксплуатационных издержек на понизительную подстанцию переменного тока 110/35/10 кВ «Белорецк-110», состоящая из капитальных вложений, заработной платы, страховых взносов, амортизационных отчислений, затрат на ремонт и техническое обслуживание, а также прочих расходов.

Кроме того, в работе рассмотрены актуальные мероприятия по технике безопасности, электробезопасности, пожарной безопасности, а также экологической безопасности при выполнении работ на понизительной подстанции переменного тока ТП-110/35/10 кВ «Белорецк-110».

Результаты работы соответствуют всем требованиям основных нормативных документов.

В следствие решения данных указанных аспектов, основная цель работы достигнута.

Список используемых источников

Введение.....	4
1 Характеристика объекта реконструкции.....	6
1.1 Техническая характеристика системы электроснабжения и потребителей подстанции 110/35/10 кВ «Белорецк-110».....	6
1.2 Основные требования к трансформаторным подстанциям систем электроснабжения	17
1.3 Обоснование необходимости проведения реконструкции электрооборудования подстанции	20
2 Реконструкция электрической части подстанции	23
2.1 Расчёт электрических нагрузок.....	23
2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов.....	26
2.3 Выбор сечения проводников	32
2.4 Расчёт токов короткого замыкания	36
2.5 Выбор и проверка электрических аппаратов.....	42
3 Расчёт экономических показателей реконструкции	48
4 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда.....	54
4.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности.....	54
4.2 Расчёт молниезащиты подстанции	61
Заключение	63
Список используемых источников	65

1. ГОСТ 32144-2013. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200104301> (дата обращения: 22.03.2022).

2. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 343 с.

3. Курдюмов В.И., Зотов Б.И. Проектирование и расчет средств обеспечения безопасности. – М.: Колос, 2016. 184 с.

4. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности при

эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001): (серия 17, норматив. док. по надзору в электроэнергетике). – М.: ОАО «Научно-технический центр по безопасности в промышленности», 2016. 208 с.

5. Михайлов Ю.М. Охрана труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Издательство «Альфа-Пресс», 2015. 224 с.

6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. – 5-е издание, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2014. 608 с.

7. Никитенко Г.В. Электрооборудование, электротехнологии и электроснабжение. Дипломное проектирование: Учебное пособие. – СПб.: Лань, 2018. 316 с.

8. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 (ред. от 01.12.2021) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/902087949> (дата обращения: 22.03.2022).

9. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - 4-е изд., перераб. и доп. – М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.

10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. - М: Энергоатомиздат, 2016. 392 с.

11. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп.–М.: Главгосэнергонадзор России, 2018. 692 с.

12. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: ИЦ Академия, 2016. 448 с.

13. Сибикин Ю.Д. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2015. 464 с.

14. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение. – Вологда: Инфра-Инженерия,

2017. 328 с.

15. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. - М.: ЭНАС, 2018. 312 с.

16. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.twirpx.com/file/24666/> (дата обращения: 12.02.2022).

17. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ об энергосбережении [Электронный ресурс]: URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/ (дата обращения: 22.03.2022).

18. Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 № 261-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс]: URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_93978/ (дата обращения: 22.03.2022).

19. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. – М.: Форум, Инфра. 2015. 136 с.

20. Электрическая подстанция (ПС) «Белорецк-110» [Электронный ресурс]: URL: <http://wikimapia.org/22423647/ru> (дата обращения: 02.04.2022).

21. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года // РД РАО «ЕЭС России». Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р – М.: Министерство энергетики, 2020.