Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт - филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА
КАФЕДРА

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Г.Н. Чистяков
Подпись, инициалы, фамилия
«____» _____ 2019г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование специальности)

Реконструкция тяговой подстанции «Камышта» электрической части
(наименование темы)

Руководитель _____2019г. доцент каф. ЭЭ,к.т.н Е.В. Платонова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы , фамилия

Выпускник _____ 2019г А.И. Нербышев
подпись дата инициалы , фамилия

Нормоконтролер _____2019г И.А. Кычакова
подпись, дата инициалы, фамилия

Абакан 2019

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт -
филиал ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____Г.Н. Чистяков
Подпись, инициалы, фамилия
«_____» _____ 2019г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Нербышеву Алексею Ивановичу
(фамилия, имя, отчество)

Группа ЗХЭн 14-01 (З-14) Направление (специальность) 13.03.02
номер код
«Электроэнергетика и электротехника»
наименование

Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция тяговой подстанции «Камышта» электрической части

Утверждена приказом по институту № 306 от 06.05.2019.

Руководитель ВКР Платонова Е.В., к.т.н. доцент кафедры «Электроэнергетика»
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР схема электрических соединений подстанции «Камышта», данные по надежности оборудования подстанции, данные по показателям качества электроэнергии.

Перечень разделов ВКР:

Введение

1. Характеристика подстанции (объекта проектирования)
2. Анализ надежности работы подстанции
3. Анализ показателей качества электроэнергии
4. Обоснование необходимости реконструкции подстанции
5. Расчет электрических нагрузок
6. Расчет токов короткого замыкания
7. Выбор коммутационно-защитного оборудования его проверка (выключатели, разъединители)
8. Выбор и проверка измерительных трансформаторов
9. Выбор и проверка ограничителей перенапряжения
10. Выбор и проверка шин и кабелей
11. Реконструкция системы собственных нужд
12. Молниезащита и заземление подстанции

Заключение

Список используемых источников

Перечень графического материала:

1. Однолинейная схема электроснабжения подстанции «Камышта»
2. Анализ надежности и показателей качества электроэнергии
3. Заземления и молниезащита подстанции

Руководитель ВКР _____ /Е.В. Платонова
подпись инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению _____ /А.И.Нербышев
подпись инициалы, фамилия

30.01.2019г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа на тему «Реконструкция электрической части тяговой подстанции «Камышта»» содержит пояснительную записку, состоящую из 69 страниц, и графический материал на листах формата А1 в количестве 3 листов. Пояснительная записка содержит 31 таблицу и 15 рисунков, список использованных источников из 29 наименований.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

Объект реконструкции - тяговая подстанция «Камышта» 220/35/27,5 кВ.

В выпускной квалификационной работе проведена реконструкция тяговой подстанции «Камышта». При этом проведены следующие расчеты: расчет электрических нагрузок; выбор мощности и типа трансформаторов; расчет токов короткого замыкания; выбор высоковольтного оборудования; произведен анализ показателей качества электроэнергии; разработаны схемы заземления и молниезащиты.

В ходе реконструкции предложено повысить мощность одного из трансформаторов, поставить элегазовые и вакуумные выключатели вместо масляных, в результате чего повысится надежность электроснабжения потребителей, возрастет срок службы трансформаторов и электрической аппаратуры.

Проверка оборудования по токам короткого замыкания показала правильность выбора аппаратов защиты. В результате проектирования разработана схема подстанции, соответствующая всем современным требованиям.

THE ABSTRACT

The final qualifying work on the theme “Reconstruction of the electrical part of the traction substation Kamyshta” contains an explanatory note consisting of 69 pages and graphic material on A1 sheets in the amount of 3 sheets. Explanatory note contains 31 tables and 15 figures, a list of references from 29 titles.

RECONSTRUCTION, ELECTRICAL SUBSTATION, SELECTION OF EQUIPMENT, CHECKING EQUIPMENT, SHORT CURRENT CURRENT, GROUNDING, LIGHTNESS PROTECTION.

The object of reconstruction is the traction substation “Kamyshta” 220/35 / 27.5 kV.

In the final qualifying work, the Kamyshta draft substation was reconstructed. In this case, the following calculations were made: calculation of electrical loads; selection of power and type of transformers; calculation of short circuit currents; selection of high-voltage equipment; An analysis of the quality of electricity; grounding and lightning protection schemes have been developed.

During the reconstruction, it was proposed to increase the power of one of the transformers, to supply gas-insulated and vacuum switches instead of oil ones, as a result, the reliability of the power supply to consumers will increase, the service life of transformers and electrical equipment will increase.

Checking equipment for short-circuit currents showed the correctness of the choice of protection devices. As a result of the design, a substation scheme has been developed that meets all modern requirements.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 7
1 Характеристика подстанции (объекта проектирования) 8
2 Анализ надежности работы подстанции 13
3 Анализ показателей качества электроэнергии 18
4 Обоснование необходимости реконструкции 21
5 Расчет электрических нагрузок 28
6 Расчёт токов короткого замыкания 30
6.1 Схема замещения тяговой подстанции 30
6.2 Расчёт сопротивлений элементов схемы замещения 30
6.3 Расчёт токов короткого замыкания на шинах распределительных устройств 32
7 Выбор коммутационно-защитного оборудования и его проверка 39
7.1 Выбор и проверка выключателей 39
7.2 Выбор и проверка разъединителей 41
7.3 Выбор и проверка предохранителей 43
8 Выбор и проверка измерительных трансформаторов 44
9 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения 50
10 Выбор и проверка шин и кабелей 51
11 Реконструкция системы собственных нужд 54
12 Молниезащита и заземление подстанции 55
12.1 Заземляющие устройства 55
12.1.1 Защитные и рабочие заземления 55
12.1.2 Конструкция заземляющих устройств 55
12.1.3 Заземляющие устройства тяговых подстанций 56
12.1.4 Расчет заземляющих устройств 57
12.2 Расчет молниезащиты 60
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 63
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 64

ВВЕДЕНИЕ

На многих объектах выполнена реконструкция электрифицированных линий железной дороги и тяговых подстанций. Это связано с тем, что увеличилось число грузовых и пассажирских перевозок, что ведет к увеличению объема потребления электрической энергии. Кроме того, тяговые подстанции поставляют электроэнергию на железную дорогу к тяговым потребителям и второй группе потребителей - нетяговых потребителей и потребителей района месторасположения питающей подстанции. Среди таких потребителей также отмечен стабильный рост потребления электрической энергии. Есть уже в эксплуатации реконструированные подстанции, загрузка линий, отходящих от источника электропитания, и увеличения потребителей СЦБ.

По правилам устройства электроустановок электрическую тягу относят к потребителям, имеющим первую категорию надежности. Поэтому основное требование к тяге и трансформаторным подстанциям - это надежная работа оборудования и поставка бесперебойного питания электроподвижного состава. Надежность работы трансформаторных и тяговых подстанций и непрерывной работы источника питания тяговых потребителей определяются правильным выбором схемы питания от системы электроснабжения, включая питание преобразовательных модулей, схемы и оборудования распределительных устройств, систем резервирования, систем управления, систем безопасности, защищающих от возможных нарушений нормального режима.

Цель работы - реконструкция тяговой подстанции «Камышта». Оборудование данной тяговой подстанции не соответствует современным эксплуатационным требованиям и устарело технически. Необходима срочная замена некоторых устройств, например, выключателей, понижающего трансформатора и других электроустановок, так как они являются неэффективными и небезопасными для обслуживающего персонала.

Реконструкция тяговой подстанции «Камышта» - это очень актуальная тема. Надёжное и качественное электроснабжение - составная и неотъемлемая часть в обеспечении регулярного и безопасного движения грузовых и пассажирских поездов на Абаканской дистанции электроснабжения.

Задачами работы являются:

1) изучение существующей схемы электроснабжения тяговой подстанции, состава ее оборудования;

2) исследование надежности работы подстанции и анализ качества электроэнергии на шинах напряжением 27,5-35 кВ;

3) расчет электрических нагрузок и токов короткого замыкания;

4) выбор основного электрического оборудования и его проверка.

1 Характеристика подстанции (объекта проектирования)

Существующая схема тяговой подстанции «Камышта» представлена на рисунке 1.1. Подстанция является промежуточной, транзитной. В схеме электроснабжения дистанции тяговая подстанция «Камышта» имеет обозначение ЭЧЭ-22.

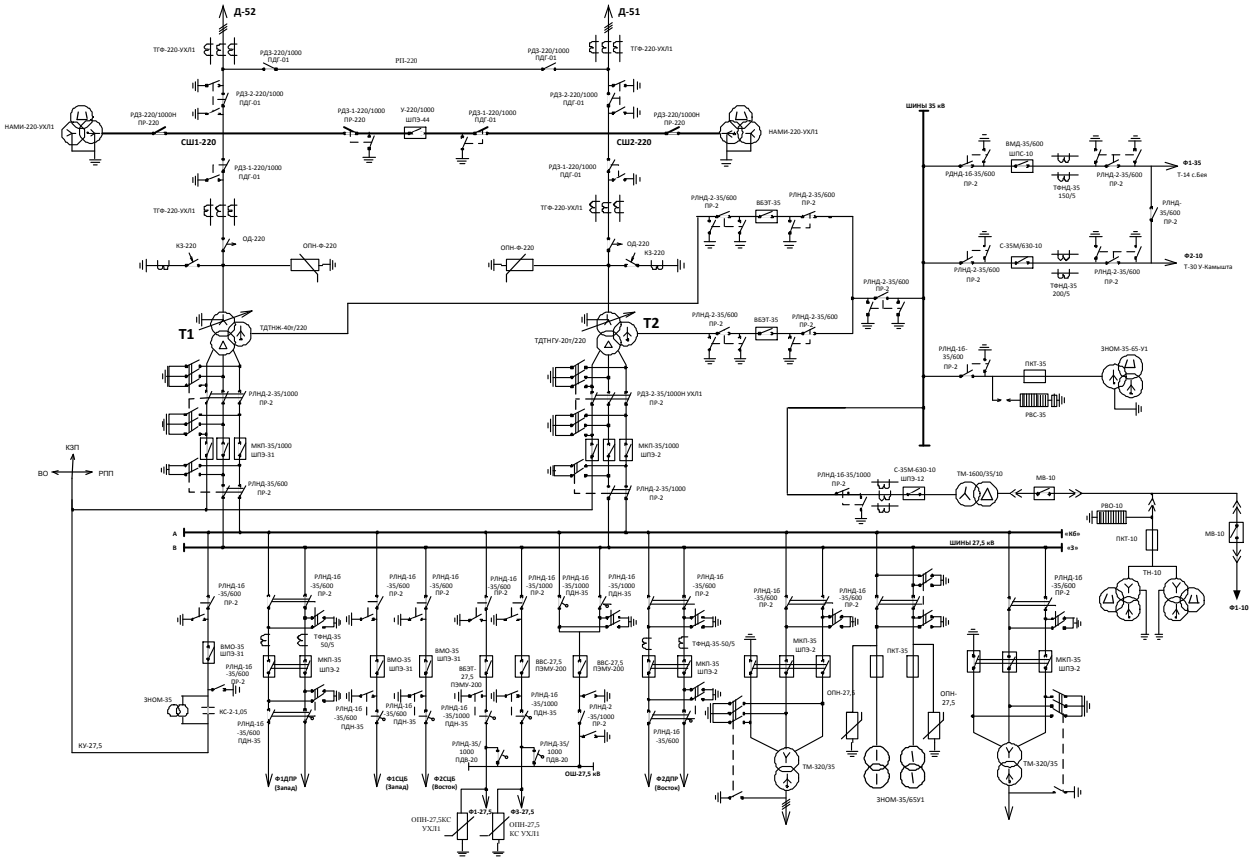

Рисунок 1.1 - Существующая схема тяговой подстанции Камышта

Тяговая подстанция «Камышта» подключена к воздушной линии 220 кВ Д-51 Абаканская - Камышта Тяговая»(АСО-400, 27,5 км), воздушной линии 220 кВ Д-52 Камышта Тяговая - Аскиз (АСО-400, 24 км), воздушной линии 35 кВ Т-30 Камышта - Аскизский совхоз; воздушной линии 35 кВ Т-14 Бея - Камышта.

Т.е. схема электроснабжения достаточно проста: электроэнергия поступает на подстанцию по двум одноцепным линиям Д-52, Д-51 от двух независимых источников питания. Линии выполнены сталеалюминиевым проводом марки АСО-400, что по условию коронирования является технически приемлемым решением.

Существующая схема тяговой подстанции включает в себя два тяговых трансформатора напряжением 220/35/27,5 кВ:

Т1 - ТДТНЖ-40000кВА, 220/27,5/35кВ;

Т2 - ТДТНГУ-20000кВА, 220/27,5/35кВ.

Эти трансформаторы, очевидно, разной мощности (20000 кВА и 40000

кВА) и это является нежелательным явлением, поскольку, во-первых, при выходе из строя трансформатора большей мощности (40000 кВА) второй трансформатор (меньшей мощности) будет обеспечивать всю нагрузку тяговых и нетяговых потребителей трансформатора большей мощности, но будет работать с недопустимой перегрузкой, что чревато аварией. В связи с этим, а также по причине увеличения нагрузок подстанции с течением времени имеется целесообразность установки двух трансформаторов мощностью по 40000кВА.

Во-вторых, в случае возникновения коротких замыканий, а также при выводе в ремонт того или иного оборудования подстанции или той или иной секции шин в существующей схеме есть секционная перемычка, что является благоприятным обстоятельством. В этой связи, при отключенной секционной перемычке трансформаторы будут работать по разомкнутой схеме.

Надо сказать, что третья обмотка трансформатора Т1 типа ТДТНЖ-40000кВА, 220/27,5/35кВ, а также третья обмотка трансформатора Т2 типа ТДТНГУ-20000кВА, 220/27,5/35кВ напряжением 35 кВ практически ничем не загружены, т.е. с этой стороны установлен только разрядник типа РВС-35, поэтому будет рациональным решением перевести нетяговых потребителей на питание непосредственно от этой обмотки. Нетяговые потребители питаются от обмотки 27,5 кВ.

В рамках темы выпускной квалификационной работы структурную схему подстанции в целом и транзита электроэнергии предлагается оставить той же, изменения коснутся только электрооборудования и электроустановок подстанции, через которое она питается и проходит транзит.

Как упоминалось выше, тяговая подстанция «Камышта» питается по двум линиям напряжением 220 кВ. Линия Д-52 сечением фазного провода 400 мм^2 (АСО-400) питает одну секцию шин 220 кВ, к которой подключен трансформатор Т1 (ТДТНЖ-40000кВА, 220/27,5/35кВ). Линия Д-51 сечением фазного провода 400 мм^2 (АСО-400) питает другую секцию шин 220 кВ, к которой подключен трансформатор Т2 (ТДТНГУ-20000кВА, 220/27,5/35кВ).

На каждом из вводов тяговой подстанции «Камышта» установлены линейные разъединители типа РДЗ2-220/1000. Они совмещены с заземляющими разъединителями линий типа РДЗ2-220/1000 с приводом ПДГ-01. После линейных разъединителей установлены трансформаторы тока типа ТГФ-220-УХЛ1; 600/1200/1 600/1200/5.

РУ-220 кВ подстанции оснащено для предотвращения перерыва в транзите электрической энергии при проведении ремонтных работ на тяговой подстанции «Камышта» ремонтной перемычкой.

Гибкая связь на ответвлении с первым трансформатором (Т2) между шинами РУ-220 кВ и линейными разъединителями типа РДЗ2-220/1000 НУХЛ1 с приводом ПДГ-01 выполнена сечением фазного провода 240 мм^2 (АС-240). Гибкая связь на ответвлении со вторым трансформатором (Т2) между шинами РУ-220 кВ и линейными разъединителями типа РДЗ1-220/1000 НУХЛ1 с приводом ПДГ-01 выполнена сечением фазного провода 240 мм^2

(АС-240). В целом РУ-220 кВ выполнено проводами марок АС-240.

Соединение секций шин 220 кВ и транзит электрической энергии осуществляется через масляные выключатели типа У-220/1000, на 1000 А, с приводом ШПЭ-44. На выключателе с обеих сторон установлены трансформаторы тока марки ТГФ-220-УХЛ1, ток первичный/вторичный 500/5. С двух сторон выключателя также стоят разъединители типа РДЗ-1-220/1000, совмещённые с заземляющими разъединителями.

На каждой секции шин 220 кВ контроль напряжения обеспечивают трансформаторы напряжения типа НАМИ-220 напряжением 220000/√3/ /100/√3 / 100 В.

На вводах трансформатора Т1 стоят трансформаторы тока марки ТГФ-220 на токи 200/1;400/5, второго Т2 - тока марки ТГФ-220 на токи 100/1;200/5. На нейтрали трансформатора Т1 установлен разрядник марки РВС-15 и заземляющей разъединитель нейтрали типа РДЗ-2-35/1000 с приводом ПРНЗ-35м. На нейтрали трансформатора Т2 установлен разрядник марки РВС-15 и заземляющей разъединитель нейтрали типа РДЗ-2-35/1000 с приводом ПРНЗ-35м. Со стороны 35 кВ трансформаторов установлены только разрядники типа РВС-35. Как такового ОРУ 35 кВ нет, т.е. оно могло бы служить для питания нетяговых потребителей прилегающего к подстанции района, а также СЦБ.

Для защиты от перенапряжений установлены ограничители перенапряжений марки ОПН-220 типа ОПН-П-1-220/77/10/3 IIIУХЛ1.

На каждом из вводов напряжением 27,5 кВ тяговой подстанции «Камышта» установлены линейные разъединители типа РЛНД2-35/1000 с приводом ПРН-220м. После линейных разъединителей установлены трансформаторы тока типа ТВДМ-35; ток первичный/вторичный 1500/5.

Для защиты от перенапряжений после тяговых трансформаторов установлены ограничители перенапряжений типа ОПН-Т2-27,5/32-ТП-П-УХЛ-1.

Соединение секций шин 27,5 кВ и транзит электрической энергии осуществляется через масляные выключатели типа МКП-35, на 1000 А, с приводом ШПЭ-2. На выключателе с обеих сторон установлены трансформаторы тока типа ТВДМ-35; ток первичный/вторичный 1500/5. С двух сторон выключателя также стоят разъединители типа РЛНД-35/1000 с приводом ПРН-220м, совмещённые с заземляющими разъединителями.

На каждой секции шин 27,5 кВ контроль напряжения обеспечивают трансформаторы напряжения типа ЗНОМ-35/65 напряжением 27500/100/127 В. Со стороны высокого напряжения в качестве защиты трансформаторов напряжения применен блок разъединитель-предохранитель. Разъединитель типа РДЗ-2-35/1000, с одним заземляющим ножом, а предохранители - на одном и другом трансформаторе стоят типа ПКТ-35 с патронами типа ПН-01-35УХЛ1. Они смонтированы также на выкатных тележках и подключены через высоковольтные разъёмы.

Трансформаторы собственных нужд - масляные, типа ТМ-320/35 номинальное напряжение 27,5/0,23 В. Транзит электрической энергии осуществля-

ется через масляные выключатели типа МКП-35, на 1000 А, с приводом ШПЭ-2. На выключателе с одной стороны установлены трансформаторы тока типа ТВДМ-35; ток первичный/вторичный 200/5. С противоположной стороны выключателя по отношению к указанным трансформаторам тока также стоят разъединители типа РДЗ-2-35/1000 с приводом типа ПРНЗ-35м. Трансформаторы собственных нужд в соответствии с современными реалиями требуют замены на сухие трансформаторы.

На ОРУ-27,5 кВ имеются ячейки отходящих линий в количестве 6 шт.

Фидеры Ф1ДПР и Ф2ДПР. Два провода - рельс линия (ДПР) - трёхфазная линия нетягового электроснабжения напряжением 27,5 кВ для питания железнодорожных и районных потребителей, расположенных вдоль железных дорог, электрифицированных на однофазном переменном токе. К потребителям, получающим питание от линий ДПР, относятся ремонтные пункты, грузовые дворы, склады, осветительные сети и т. д. Сталеалюминиевые провода типа АС-35 двух фаз линии подвешены с полевой стороны на опорах контактной сети. Рельсы используют в качестве провода третьей фазы. На опорах располагают провода фазы, поданной в контактную сеть, и фазы, не используемой на данном участке для целей тяги. При отказах в системе тягового электроснабжения предусматривается автоматическими переключение питания линии ДПР от работающей смежной ТП.

Соединение секций шин 27,5 кВ и транзит электрической энергии осуществляется через масляные выключатели типа МКП-35, на 1000 А, с приводом ШПЭ-2. На выключателе с обеих сторон установлены трансформаторы тока типа ТВДМ-35; соответственно ток первичный/вторичный 75/5 и 200/5. С одной стороны выключателя стоят разъединители типа РДЗ-2-35/1000 с приводом типа ПРНЗ-35м, с другой - РДЗ-2-35/1000 с приводом типа ПР-2.

Фидеры Ф1СЦБ и Ф2СЦБ. Потребители этих присоединений питаются по линиям АС-35. Соединение секций шин 27,5 кВ и транзит электрической энергии осуществляется через масляные выключатели типа ВМО-35, на 1000 А, с приводом ШПЭ-31. На выключателе с обеих сторон установлены трансформаторы тока типа ТВДМ-35; соответственно ток первичный/вторичный 75/5 и 200/5. С одной стороны выключателя стоят разъединители типа РДЗ-2-35/1000 с приводом типа ПРНЗ-35м, с другой - РДЗ-2-35/1000 с приводом типа ПР-2.

Фидеры Ф1-27,5, Ф3-27,5. К ним подключены мощные тяговые потребители. Потребители этих присоединений питаются по линиям 2АС-185. Соединение секций шин 27,5 кВ и транзит электрической энергии осуществляется через вакуумные выключатели типа ВВН-СЭЩ-1-П-27,5, на 1600 А. На выключателе с одной стороны установлены трансформаторы тока типа ТВДМ-35; соответственно ток первичный/вторичный 1500/5. С другой стороны - трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЩ-35; соответственно ток первичный/вторичный 1000/5. С одной стороны выключателя стоят разъединители типа РДЗ.1-35/600 с приводом типа ПРНЗ-35м, с другой - РДЗ1-35/1000 с при-

водом типа ПР-2.

В схеме также имеется межсекционная ячейка с обходным выключателем, в основном, рассчитанная на резервирования тяговых потребителей, подключенных к фидерам Ф1-27,5, Ф3-27,5. Два разъединителя типа РДЗ-2-35/1000 с приводом типа ПР-2 с заземляющими ножами подключены со стороны первой и второй секций шин 27,5 кВ. Соединение секций шин 27,5 кВ и транзит электрической энергии осуществляется через масляные выключатели типа ВМО-35, на 1000 А, с приводом ШПЭ-31. На выключателе с двух сторон установлены трансформаторы тока типа ТВДМ-35; соответственно ток первичный/вторичный 1500/5. С одной стороны выключателя стоят разъединители типа РДЗ-2-35/1000 с приводом типа ПР-2, с другой - типа РЛНД2-35/1000 с приводом типа ПРГ-00-2Б. В случае потери основного питания потребителей, подключенных к фидерам Ф1-27,5, Ф3-27,5, питание осуществляется по обходной шине ОШ-27,5 кВ и включенные в этот же момент разъединителями типа РДЗ-2-35/1000 с приводом типа ПР-2.

2 Анализ надежности работы подстанции

По Абаканской дистанции электроснабжения в работе находится 9 тяговых подстанций:

– 8 шт - 220кВ (Теба, Чарыш, Бискамжа, Югачи, Камышта, Крупская, Курагино, Кошурниково);

– 1 шт - 110кВ (Ташеба).

– из них:

– 8 шт - транзитные (Теба, Чарыш, Бискамжа, Югачи, Камышта, Крупская, Курагино, Кошурниково);

– 1 шт - отпаечная (Ташеба).

Посты секционирования и пункты параллельного соединения Абаканской дистанции включают в себя посты в следующем составе:

– 2 шт - посты секционирования контактной сети (ПСК Нанхчул, ПСК Минусинск, ПСК Кизир);

– 1 шт - пункт параллельного соединения (ППС Хабзас-Нанхчул).

– По методу оперативного обслуживания тяговые подстанции подразделяются:

– 2 шт - с постоянным дежурством на подстанции (Чарыш, Бискамжа);

– 7 шт - с дежурством на дому (Теба, Югачи, Камышта, Ташеба, Крупская, Курагино, Кошурниково).

В 2018 году допущен 1 случай нарушения нормальной работы оборудования. За аналогичный период 2017 года зафиксировано 6 случаев нарушения нормальной работы оборудования тяговых подстанций. В результате удельная повреждаемость в 2018г. составила - 0,11 (2017 г. - 0,67).

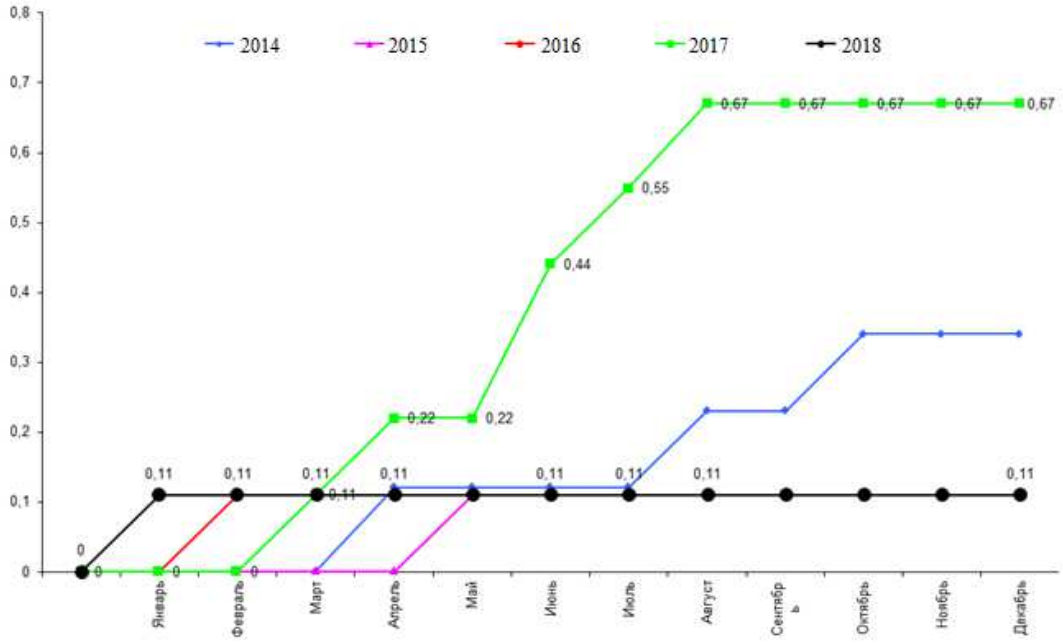

Рисунок 1.1 - Удельная повреждаемость по тяговым подстанциям за период 2014 - 2018 года

Таблица 1.1 - Повреждение в 2017 году на ст. Камышта

Объект	Дата	Обстоятельства аварии
1	2	3
ЭЧЭ Камышта	18.08.2017 года	в 18 час 47 мин на тяговой подстанции Камышта при сильном боковом ветре произошел излом второго снизу изолятора (тип ИОС-35/2000) поддерживающей колонки 220 кВ фазы «В» (состоящей из 6 шт) шлейфа секционного разъединителя СР1-220, что привело к разрыву транзита (отключился секционный выключатель СВ-220) и просадке напряжения на шинах 27,5кВ тяговых подстанциях, вследствие чего сигнальные точки № 7, 9 перегона Нанхчул-Бискамжа кратковременно сигнализировали красным. При осмотре повреждённого изолятора типа ИОС-35/2000 выявлено, что излом произошёл по причине образовавшейся микроскопической пористости внутри фланца из-за напитывания и замерзания влаги в процессе эксплуатации через микротрещины в месте заделки. Данный дефект может быть выявлен методом ультразвукового неразрушающего контроля, а при проведении текущего ремонта выявить данные повреждения не возможно. Отказ работы устройств на ПС Камышта отнести за ЭЧЭ-22.

В 2018 гг. наблюдается резкое снижение (в 6 раз) количества повреждений на тяговых подстанциях и линейных устройствах тягового электроснабжения. Причиной снижения общего числа повреждений связано, прежде всего, с заменой опорно-стержневой изоляции разъединителей и поддерживающих конструкций – основной причиной повреждений на тяговых подстанциях, а также выполнением мероприятий по улучшению работы устройств телеуправления.

Таблица 1.2 - Классификация повреждения за 12 месяцев

Оборудование	2017 год	2018 год
1	2	3
Излом опорно-стержневого изолятора типа ИОС-110/600, ИОС-35/2000 (отделителя, разъединителя, поддерживающей колонки шлейфа 220кВ)	2	-
Высокое напряжение в контактной сети (более 30кВ), при консольном питании при включенном ПЕК-27,5кВ, в результате чего произошли неисправности на локомотивах	1	-
Перекрытие тумблера и клеммника в приводе мачтового разъединителя	2	-
Аварийные отключения контактной сети, ДПР, СЦБ, вследствие отключения тягового трансформатора	1	-
Повреждение трансформатора ТСН-35, наличие снега на оборудовании	-	1
Всего	6	1

Анализ повреждаемости оборудования тяговой подстанции за последние 5 лет отражает наиболее повреждаемые линейные устройства тягового электроснабжения: РРУ - 4 повреждения (устройства телеуправления).

Из анализа повреждений оборудования на тяговой подстанции Камышта видно, что наиболее частыми являются повреждения изоляторов. Это связано с тем, что в результате эксплуатации происходит напитывание влаги в месте заделки фарфора во фланец изолятора, дальнейшее ее разрушение и как следствие - повреждение.

В связи с чем, необходимо усилить замену изоляции, следовательно, сократить использование изоляции сроком эксплуатации более 20-25 лет.

В 2018 году произведена замена опорной изоляции 1980-1988 года выпуска на тяговых подстанции Камышта на полимерные изоляторы типа ОСК.

В программе основных работ по повышению надежности устройств Абаканской дистанции электроснабжения на 2019 год запланирована замена изоляторов типа ИОС на полимерные изоляторы типа ОСК на напряжение 110-220кВ и 35кВ, что позволит исключить проникновение влаги по границе раздела оболочки и оконцевателя, тем самым снизить такие повреждения как напитывание влаги в месте заделки фарфора во фланец изолятора.

Таблица 1.3 - Распределение повреждений по месяцам 2018 года по сравнению с 2017 годом (с нарастающим)

Месяц	Всего нарушений		Удельная повреждаемость	
	2017 г.	2018 г.	2017 г.	2018 г.
1	2	3	4	5
Январь	0	1	0	0,11
Февраль	0	1	0	0,11
Март	1	1	0,11	0,11
Апрель	2	1	0,22	0,11
Май	2	1	0,22	0,11
Июнь	4	1	0,44	0,11
Июль	5	1	0,55	0,11
Август	6	1	0,67	0,11
Сентябрь	6	1	0,67	0,11
Октябрь	6	1	0,67	0,11
Ноябрь	6	1	0,67	0,11
Декабрь	6	1	0,67	0,11

В 2018 году проделана работа по усилению и повышению надежности тяговых подстанций. В частности на ПС «Камышта» произведена замена опорной изоляции 35 кВ. Кроме того, на тяговой подстанции произведены дополнительные работы. На тяговой подстанции ст. Камышта:

– произведена замена Аккумуляторной батареи 8 OPzS 800 в комплекте со стеллажом и преобразователем;

– замена разъединителей и приводов РРП-220Д-51, РРП-220Д-52 на разъединители типа РДЗ-220/1000Н (капитальный ремонт);

– демонтаж разъединителя Р-ОПН-220-Т1.

Мероприятия по повышению надежности на тяговых подстанциях.

Выполнить секционирование шин 27,5кВ тяговой подстанции Камышта.

В Абаканской дистанции электроснабжения в эксплуатации находятся защиты линий 220 кВ:

- 1 панель типа ЭПЗ-1636 (линия Д-52 т/п Камышта);
- 1 панель ДФЗ-201 (линия Д-51 т/п Камышта);

Защита тяговых трансформаторов осуществляется продольной дифференциальной защитой на реле:

- ДЗТ-1 - 1 компл.;
- ДЗТ-11 - 1 компл.

В 2018г. произведена замена реле ДЗТ-1 на ДЗТ-11 т/п Камышта (Т2).

Защита фидеров контактной сети осуществляется электронными защитами УЭЗФМ и новыми цифровыми защитами ЦЗА-27,5кВ, установленных в количестве 33 шт. на тяговых подстанциях и ПСК: Камышта - 3шт (100% ЦЗА-27,5).

Для надежного электроснабжения и увеличения уставки по III ступени межподстанционные зоны оборудованы постами секционирования.

В 2018 году, как и в 2017 случаев отказа устройств релейной защиты допущено не было.

Таблица 1.4 - Отключения фидеров контактной сети за 2017-2018 гг.

Т/подстанции	Кол-во отключений, шт.		Кол-во ФКС/ОШ
	2017 г.	2018 г.	
1	2	3	4
КАМЫШТА	49	60	2/1

Исходя из анализа отключений фидеров контактной сети от срабатывания устройств РЗА по подстанциям за период 2017-2018 гг. представленных на рисунке наблюдается тенденция к снижению количества отключений на следующих тяговой подстанции Камышта +22%;

Увеличение отключений ФКС по отдельным участкам сложилось из-за

изменения характера тяговой нагрузки, увеличения числа пар поездов в сутки.

Наибольшее количество отключений фидеров контактной сети произошло по причинам перегруза, а также по неустановленной причине:

48% - 26 отключений произошло из-за перегруза;

31% - 17 причина не установлена.

По сравнению с 2017 г. процент отключений фидеров к/сети по невыясненным причинам увеличился на 1%, а процент отключений от перегруза увеличился на 6%.

Прочие причины отключения фидеров контактной сети - 5% (27 откл.)

по вине ТЧ 0,4 % - 2 отключения из них:

0,1% - 1 повреждение пантографа;

0,1% - 1 при прохождении электровоза по нейтральной вставке;

по вине ЭЧК 1,4 % - 8 отключений из них:

0,4% - 2 обрыв контактного провода;

0,5% - 3 повреждение на контактной сети;

0,5% - 3 излом, перекрытие изолятора на контактной сети;

действия посторонних лиц 2,3 % - 13 отключений из них:

0,9% - 5 бой изоляторов;

0,4% - 2 ДТП, сбита опора к/сети;

0,4% - 2 человек попал под напряжение;

0,7% - 4 КЗ, вызванное попаданием птицы;

другие отключения 0,7 % - 4 отключения из них:

0,2% - 1 ошибочные действия персонала при переключениях;

0,5% - 3 повреждение линии ЛЭП.

3 Анализ показателей качества электроэнергии

Эффективность системы тягового электроснабжения переменного тока 25 кВ при питании тяговой сети от трёхфазных трёх обмоточных трансформаторов с вторичным напряжением 27,5 кВ, с группой соединения высоковольтной и тяговой обмоток по схеме «звезда - треугольник» при многих положительных качествах обладает и рядом специфических особенностей.

К таким особенностям относится несимметричный режим работы трёхфазных трёх обмоточных трансформаторов при двухплечевой тяговой нагрузке. Загрузка трансформатора производится по двум плечам (двум фазам), тяговый трансформатор работает в несимметричном режиме, из-за чего уровень напряжения на одной фазе ниже, чем на другой при одинаковых токовых нагрузках в плечах питания тяговой подстанции. Фаза, в которой напряжение ниже называется отстающей, а в которой выше опережающей, разница напряжений между ними может достигать 1,5-2 кВ и более. Кроме этого, нагрузка по плечам питания тяговой подстанции неравномерная, может изменяться от нуля до номинальной мощности тягового трансформатора, в зависимости от количества, массы поездов и профиля пути. В результате система тягового электроснабжения испытывает значительные пиковые нагрузки.

Однофазные тяговые нагрузки в трёхфазной питающей сети создают несимметрию токов и напряжений.

Несимметрия токов приводит:

- к увеличению потерь электрической энергии в системе электроснабжения из-за неравномерности загрузки фаз;
- к уменьшению пропускной способности линий электропередач;
- к недоиспользованию мощностей трансформаторов и генераторов;
- к дополнительному нагреву обмоток электродвигателей и генераторов;
- к возникновению несимметрии напряжения в узлах сети, и т.д.

Несимметрия напряжения приводит:

- к снижению мощности электродвигателей;
- к возникновению вибрации и шумов в электрических машинах;
- к повышенному нагреву трансформаторов, а, следовательно, и сокращение срока их службы;
- к неустойчивой работе частотных преобразователей электроприводов.

Питание потребителей от тяговой подстанции «Камышта» осуществляется как с третьей обмотки трансформатора напряжением 35 кВ, так и непосредственно с тяговой обмотки 27,5 кВ по линии ДПР.

В соответствии с этим возникла необходимость исследования ПКЭ потребителей, получающих питание от тяговой подстанции «Камышта» на участке железной дороги с целью оценки степени влияния несимметрии напряжений на режимы работы потребителей.

В качестве средства измерения ПКЭ применялись приборы « Энергомонитор 3,3.Т» и "Прорыв-КЭ".

Известно, что несимметрию напряжений в соответствии с ГОСТ 32144-2013 характеризуют коэффициенты несимметрии напряжений по обратной k_{2u} и нулевой k_{0u} последовательности.

Нормально допустимое и предельно допустимое значение коэффициентов несимметрии по обратной и нулевой последовательности в точках общего присоединения к электрическим сетям равны 2% и 4 % соответственно.

На рисунке 3.1 представлена временная диаграмма коэффициентов обратной последовательности напряжений в сети 35 кВ, измерения проводились на шинах 35 кВ, тяговой подстанции «Камышта».

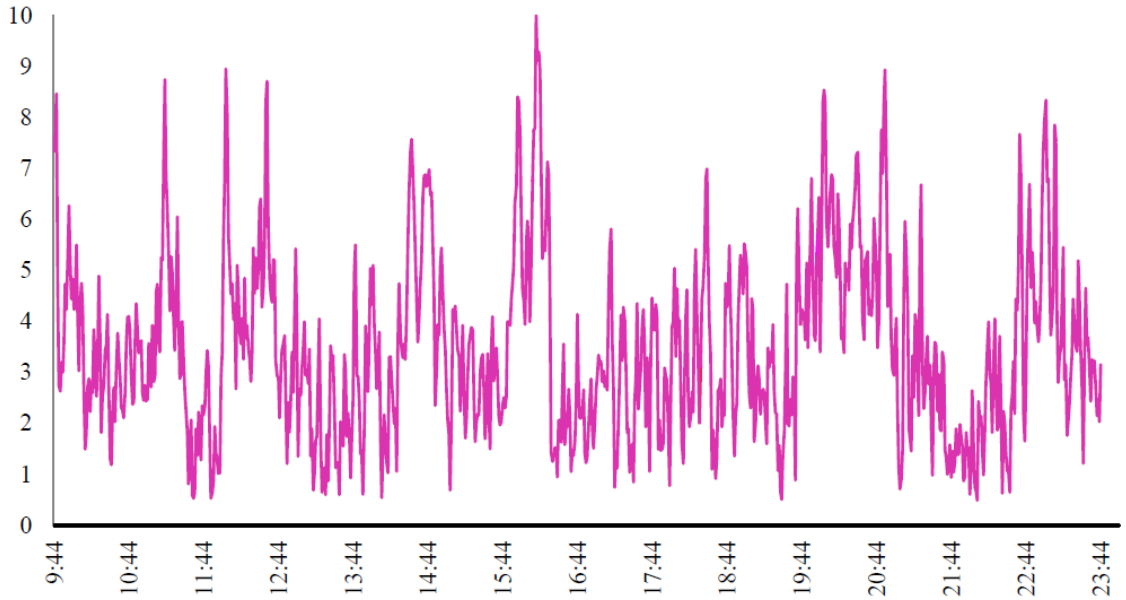

Рисунок 3.1 - Изменение коэффициента обратной последовательности напряжений в сети 35 кВ

На рисунке 3.2 представлена временная диаграмма коэффициентов обратной последовательности напряжений в сети 27,5 кВ, измерения проводились на шинах 27,5 кВ тяговой подстанции «Камышта».

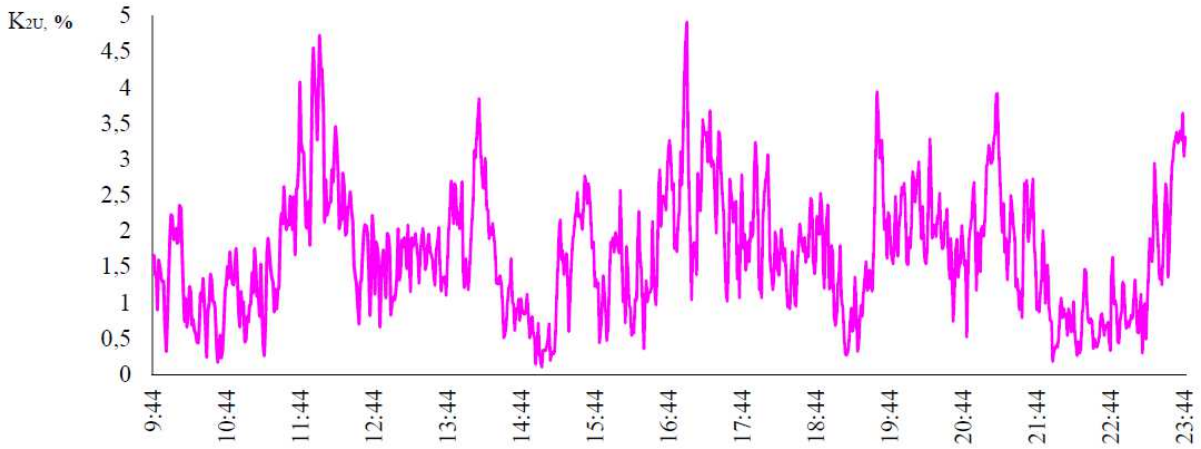

Рисунок 3.2 - Изменение коэффициента обратной последовательности напряжений в сети 27,5 кВ

Анализ зависимостей (рисунки 3.1-3.2) показал, что максимальное значение коэффициента обратной последовательности напряжений в сети 27,5 кВ - 4,9 %, в сети 35 кВ - 10%.

На основании проведенного анализа полученных зависимостей временных диаграмм коэффициентов обратной последовательности напряжений в сети 27,5 кВ, 35 кВ, можно сделать вывод, что значение коэффициента обратной последовательности напряжений достигает 2 %, а в отдельных случаях, превышает это значение, тем самым превышая установленным ГОСТ 32144 - 2013 значение.

Таким образом, в результате проведенных исследований и анализа полученных зависимостей коэффициентов обратной последовательности напряжений можно сделать следующие выводы:

1. Несимметрия напряжений является постоянно действующим фактором при работе сетей энергосистемы. В ряде случаев уровень несимметрии значительно (в 2 - 3 раза) превышает нормируемое ГОСТ 32144 - 2013 значение.

2. Система тягового электроснабжения оказывает существенное влияние на смежную систему напряжений 27,5 - 35 кВ, питающую, в том числе и распределительные сети 0,4 кВ.

3. Проведённые исследования показывают необходимость установки технических устройств, обеспечивающих нормируемые ПКЭ потребителей, присоединённых к тяговой подстанции «Камышта».

4 Обоснование необходимости реконструкции

На железных дорогах широко применяют различные средства автоматического и телемеханического управления производственными процессами: движением поездов, электроснабжением и пр. Важнейшими средствами железнодорожной автоматики и телемеханики являются устройства сигнализации (например, светофоров), централизации стрелок и сигналов и путевой блокировки (СЦБ). СЦБ - сигнализация, централизация, блокировка (автоматика и телемеханика) - комплекс технических средств, повышающий пропускную способность железных дорог при безусловном обеспечении безопасности движения поездов.

Перевод питания СЦБ предлагается осуществить с тяговой обмотки 27,5 кВ на нетяговую 35 кВ, которая является в существующей схеме малозанятой. Для этого необходимо дополнить распределительное устройство на 35 кВ. Таким образом, образуется следующая структурная схема тяговой подстанции переменного тока, показанная на рисунке 4.1.

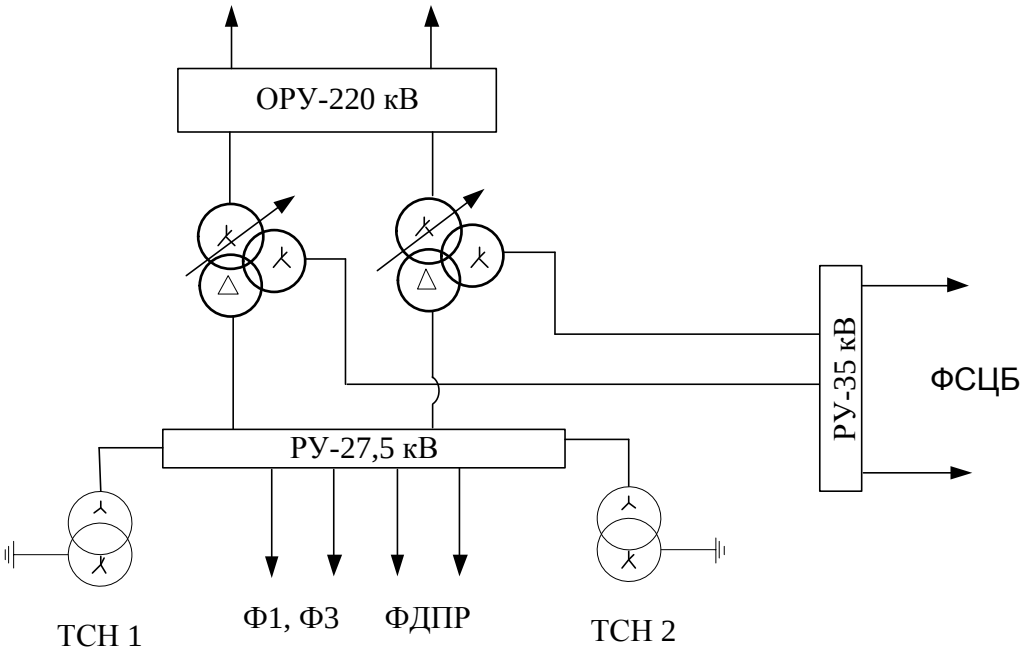

Рисунок 4.1 - Структурная схема тяговой подстанции переменного тока

Серьезной проблемой эксплуатации ПС «Камышта» является эксплуатация оборудования, выработавшего свой срок эксплуатации. Доля этого оборудования возрастает с каждым годом. Запасные части на устаревшее оборудование промышленностью не выпускаются, что ставит под вопрос возможность проведения капитального ремонта.

ПС «Камышта» подключена к сети внешнего электроснабжения через отделители и короткозамыкатели. В эксплуатации находится 2 комплекта отделителей с короткозамыкателями. Для поддержания номинального уровня

напряжения производится регулирование напряжения при помощи РПН тяговых трансформаторов. В таких условиях перевод питания трансформаторов, подключенных на отделителях и короткозамыкателях, является небезопасным для оперативного персонала.

Требуется первоочередная замена оборудования устаревшего как морально, так и физически.

Таблица 4.1 - Справка по оборудованию, выработавшему нормативные сроки службы

Наименование оборудования	Дата установки	Требуется замена	Замена по подстанциям
1	2	3	4
Тяговые тр-ры (1Т) ТДТНЖ-40т/220 (2Т) ТДТНГУ-20т/220Э	 1982 1965	2шт	Камышта

Прежде всего, необходимо поменять выключатели, расположенные на вводах 220 кВ и 27,5 кВ на вакуумные и элегазовые, а также ввиду перевода потребителей СЦБ на нетяговую обмотку добавить выключатели на стороне 35 кВ и в распределительном устройстве.

По описанным причинам имеется целесообразность установки двух трансформаторов мощностью по 40000 кВА.

На каждом из вводов тяговой подстанции «Камышта» предлагаются к установке линейные разъединители типа РГП-СЭЩ-з2-220/1250УХЛ1. После линейных разъединителей предлагаются к установке трансформаторы тока элегазовые типа ТРГ-220-1200УХЛ1.

Гибкая связь на ответвлении с первым трансформатором (Т2) между шинами РУ-220 кВ и линейными разъединителями типа РГП-СЭЩ-з2-220/1250УХЛ1 выполнена сечением фазного провода 240 мм^2 (АС-240). Гибкая связь на ответвлении со вторым трансформатором (Т2) между шинами РУ-220 кВ и линейными разъединителями типа РГП-СЭЩ-з2-220/1250УХЛ1 выполнена сечением фазного провода 240 мм^2 (АС-240). В целом РУ-220 кВ будет выполнено только проводами марок АС-240.

Соединение секций шин 220 кВ и транзит электрической энергии осуществляется через элегазовые выключатели типа ВГТ-220II-40/2500УХЛ1. На выключателе с обеих сторон установлены трансформаторы тока марки ТРГ-220-1200УХЛ1. С двух сторон выключателя также стоят разъединители типа РГП-СЭЩ-з2-220/1250УХЛ1.

На каждой секции шин 220 кВ контроль напряжения обеспечивают трансформаторы напряжения типа ЗНГ-220 напряжением 220000/√3/ /100/√3 /

100 В. Преимущества этого трансформатора аналогичным тем, что описаны выше для трансформатора тока типа ТРГ-220.

На вводах трансформаторов будут стоять трансформаторы тока той же марки ТРГ-220-1200УХЛ1. На нейтрали каждого трансформатора со стороны 220 кВ установим заземляющий разъединитель нейтрали типа РГП-СЭЩ-з1-220/1250УХЛ1. Там же, вместо разрядников для защиты нейтрали могут быть успешно применены нелинейные ограничители перенапряжений ОПНН-220 УХЛ1.

Для защиты от перенапряжений установлены ограничители перенапряжений марки ОПН-220 типа ОПН-П-1-220/77/10/3 IIIУХЛ1.

Со стороны 35 кВ трансформаторов установим ограничители перенапряжений ОПНН-220 УХЛ1. На вновь сооружаемом ОРУ 35 кВ планируется установить разъединители типа РГП-СЭЩ-з1-35/2000УХЛ1 и вакуумные выключатели типа ВВН-СЭЩ-35-25/1600УХЛ1.

Фидеры Ф1СЦБ и Ф2СЦБ. Потребители этих присоединений питаются по линиям АС-35. Соединение секций шин 35 кВ и транзит электрической энергии осуществляется через вакуумные выключатели типа ВВН-СЭЩ-35-25/1600УХЛ1. На выключателе с обеих сторон установлены трансформаторы тока типа ТРГ-35; соответственно ток первичный/вторичный 200/5. С обоих сторон выключателя стоят разъединители типа РГП-СЭЩ-з1-35/1000УХЛ1.

На каждом из вводов напряжением 27,5 кВ тяговой подстанции «Камышта» установлены линейные разъединители типа РГП-СЭЩ-з1-35/2000УХЛ1. После линейных разъединителей установлены трансформаторы тока типа ТРГ-35; ток первичный/вторичный 1500/5.

Для защиты от перенапряжений после тяговых трансформаторов установлены ограничители перенапряжений типа ОПН-Т2-27,5/32-ТП-П-УХЛ1.

Соединение секций шин 27,5 кВ и транзит электрической энергии осуществляется через вакуумные выключатели типа ВВН-СЭЩ-35-25/1600УХЛ1. На выключателе с обеих сторон установлены трансформаторы тока типа ТРГ-35; ток первичный/вторичный 1500/5. С двух сторон выключателя также поставим разъединители типа РГП-СЭЩ-з1-35/2000УХЛ1.

На каждой секции шин 27,5 кВ контроль напряжения обеспечивают трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ-СЭЩ-35 напряжением 27500/100/127 В. Со стороны высокого напряжения в качестве защиты трансформаторов напряжения применен блок разъединитель-предохранитель. Разъединитель типа РГП-СЭЩ-з1-35/2000УХЛ1, с одним заземляющим ножом, а предохранители – на одном и другом трансформаторе стоят типа ПКТ-35 с патронами типа ПН-01-35УХЛ1. Они смонтированы также на выкатных тележках и подключены через высоковольтные разъёмы.

Трансформаторы собственных нужд - сухие, типа ТСЗЛ-400/35 номинальное напряжение 27,5/0,23 В. Магнитный сердченик трансформатора ТСЗЛ изготавливается из холодокатаной изотропной кремнистой стали с улчушенными ферромагнитными свойствами. Транзит электрической энергии осуще-

ствляется через вакуумные выключатели типа ВВН-СЭЩ-35-25/1000УХЛ1. На выключателе с одной стороны установлены трансформаторы тока типа ТРГ-35; ток первичный/вторичный 200/5. С противоположной стороны выключателя по отношению к указанным трансформаторам тока также стоят разъединители типа РГП-СЭЩ-з1-35/1000УХЛ1.

На ОРУ-27,5 кВ остаются ячейки отходящих линий в количестве 4 шт, среди них фидеры Ф1ДПР и Ф2ДПР. Транзит электрической энергии осуществляется через вакуумные выключатели типа ВВН-СЭЩ-35-25/1000УХЛ1. На выключателе с одной стороны установлены трансформаторы тока типа ТРГ-35; ток первичный/вторичный 200/5. С противоположной стороны выключателя по отношению к указанным трансформаторам тока также стоят разъединители типа РГП-СЭЩ-з1-35/1000УХЛ1.

Фидеры Ф1-27,5, Ф3-27,5 остаются со стороны тяговой обмотки трансформатора. К ним подключены мощные тяговые потребители. Потребители этих присоединений питаются по линиям 2АС-185. Соединение секций шин 27,5 кВ и транзит электрической энергии осуществляется через вакуумные выключатели типа ВВН-СЭЩ-1-П-27,5, на 1600 А. На выключателе с одной стороны установлены трансформаторы тока типа ТРГ-35; соответственно ток первичный/вторичный 1500/5. С другой стороны – трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЩ-35; соответственно ток первичный/вторичный 1000/5. С двух сторон выключателя стоят разъединители типа РГП-СЭЩ-з1-35/1000УХЛ1.

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанции, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Схема электрических соединений проектируемой подстанции должна удовлетворять следующим требованиям:

- иметь достаточную надежность;
- быть простой, наглядной;
- быть экономичной;
- иметь возможность расширения.

Выбор схемы открытого распределительного устройства высокого напряжения (ОРУ ВН) производим, ориентируясь на характер связи подстанции с энергосистемой, типом подстанции, количеством трансформаторов на подстанции, надежностью электроснабжения потребителей.

Структурно схема подстанции изменится в том плане, что появляется распределительное устройство 35 кВ, выключатели отходящих линий на нем, а также необходимо добавить секционную перемычку с двух сторон, в которой будут располагаться соответственно два разъединителя. Поскольку подстанция является транзитной, т.е. своего рода проходной, то целесообразно на стороне 220 кВ использовать мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

По условию электроснабжение электрической подстанции осуществляется от двух центров питания по одноцепным линиям (U = 220 кВ, L_1 = 27,5 км; L_2 = 24 км). Учитываем, что подстанция не имеет дополнительных при-

соединений на стороне 220 кВ.

Используя типовые схемы РУ высокого напряжения и указания области их применения, приведенные в стандарте организации ОАО «ФСК ЕЭС», выбираем схему ОРУ ВН 5АН (Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов), рисунок 4.2. Данная схема применяется для РУ на напряжения 35-220 кВ двухтрансформаторных ПС. Проходные двухтрансформаторные ПС с двусторонним питанием при необходимости сохранения транзита при к.з. (повреждении) в трансформаторе, при необходимости отключения одного из трансформаторов в течение суток (неравномерный график нагрузок).

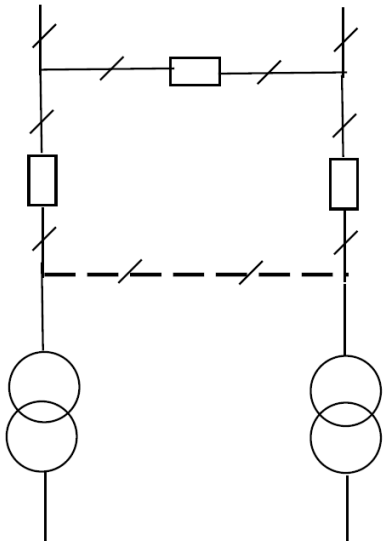

Рисунок 4.2 - Схема ОРУ ВН 220 кВ (220-5АН)

Распределительные устройства 35 кВ и 27,5 кВ планируется выполнить каждое в виде одной рабочей секционированной выключателем системы шин (стандартная схема 35-9, показанная на рисунке 4.3).

Силовые трансформаторы предназначены для преобразования электрической энергии по уровню напряжения. Для компенсации колебания напряжения в питающей сети, трансформаторы оборудуют устройством для регулирования напряжения под нагрузкой.

Высоковольтные выключатели переменного тока - предназначены для включения и отключения высоковольтных цепей переменного тока в нормальном и аварийном режимах работы.

Разъединители - аппараты, применяемые в электроустановках выше 1000 В и предназначенные для коммутации предварительно обесточенных электрических цепей, а также для создания видимого разрыва цепи, обеспечивающего безопасность работы персонала.

Трансформаторы тока - предназначены для преобразования электрической энергии по уровню тока с целью уменьшения первичного тока до значений наиболее удобных для питания измерительных приборов и реле, а также

для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения - предназначены для преобразования электрической энергии по уровню напряжения с целью понижения первичного напряжения до величины, удобной для питания приборов и реле, а также для изоляции цепей обмоток вольтметров, счётчиков, реле и других приборов от сети первичного напряжения.

Ограничители перенапряжений - предназначены для защиты изоляции электрических цепей, электрооборудования и аппаратуры от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Токоведущие части - неизолированные и изолированные проводники, предназначенные для соединения источников с приёмниками энергии через различные переключающие аппараты.

Изоляторы - электротехнические устройства предназначенные для электрической изоляции и механического крепления электроустановок или их отдельных частей, находящихся под разными электрическими потенциалами.

ТСН - предназначены для преобразования электрической энергии по уровню напряжения до значения 380/220 В и для питания собственных нужд тяговой подстанции.

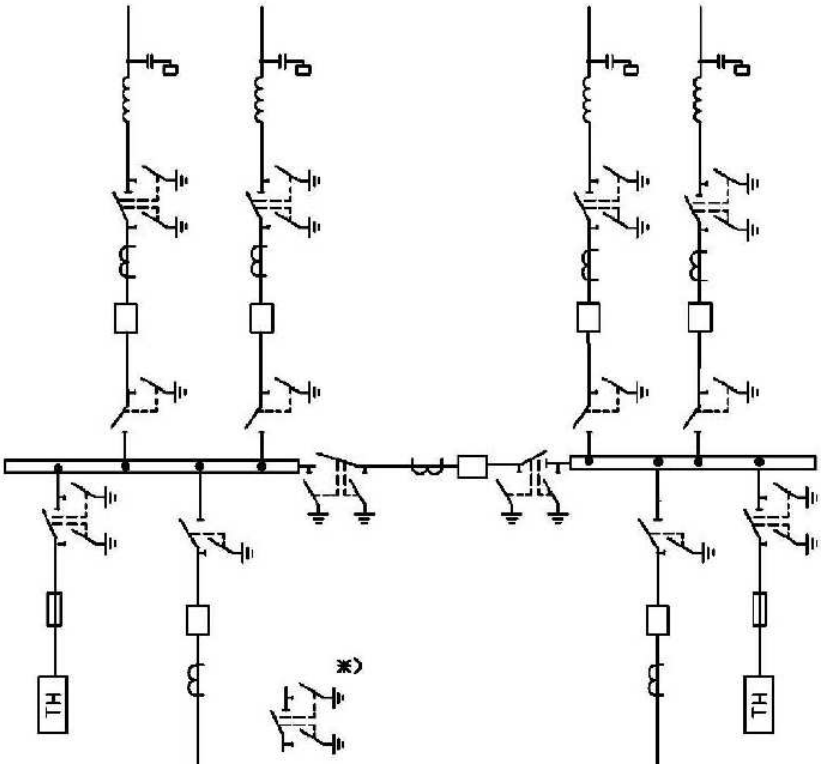

Рисунок 4.3 - Схема РУ СН 35 кВ и НН 27,5 кВ (35-9)

По описанным выше соображениям выбираются два трансформатора на тяговую подстанцию мощностью по 40000 кВА каждый. Тип трансформаторов: ТДТНЖ-АТЕF-40000/220. Их технические характеристики представлены в таблице 4.2. По сравнению с ранее установленными они имеют улучшенные характеристики, а именно меньшие потери мощности, габариты и массу.

Таблица 4.2 - Трансформаторы ТДТНЖ-АТЕF-40000/220

Тип трансформатора	Ном. мощ-ть	Напряжение. кВ			Схема и группа соединения	Потери, Вт		Ток х.х. %	Напр, к.з. %	Размеры			Масса, кг	
	кВА	НН	СН	НН		х.х.	к.з.			L	В	Н	масла	пол-ная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТДТНЖ – АТЕF-40000/220	40000	220	6.6:11.0 16.5:22,0 27,5:34,5 38.5	6.6 11.0	Уп/д/д-11-11 Уп/Уп/Д-0-11	39000	200000	0.6	10.5 17.5 6.5	6500	4440	5330	16500	70200

5 Расчет электрических нагрузок

В связи с увеличение грузовых и пассажирских перевозок на участке обслуживания и эксплуатации ПС «Камышта» на тяговых подстанциях наблюдается рост потребляемой мощности тяговой нагрузки в максимальных кратковременных режимах, повышение расхода электрической энергии на тягу поездов, что будет учтено соответствующими коэффициентами.

Максимальный рабочий ток транзитной перемычки [1]

$$I_{p\max 220} = \frac{k_{пр} k_{тр} S_{н.тп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.1)$$

где $k_{пр}$ = 1,3 - коэффициент перспективы развития потребителей;
$n_{тп}$ = 2 - число понижающих трансформаторов на подстанции;
$S_{н\ тп}$ –номинальная мощность понижающего трансформатора, кВА;
$k_{тр}$ = 1,6 - коэффициент транзита;
$U_{ном}$ - номинальное напряжение, кВ;

$$I_{p\max 220} = \frac{1,3 \cdot 1,6 \cdot 2 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 870A.$$

Максимальный рабочий ток понижающих трансформаторов:

$$I_{p\max} = \frac{k_{пер} \cdot S_{н.тп}}{\sqrt{3} U_{ном}}, \quad (5.2)$$

$$I_{p\max 220} = \frac{1,5 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 315A,$$

$$I_{p\max 35} = \frac{1,5 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 990A,$$

$$I_{p\max 27,5} = \frac{1,5 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 1261A.$$

Максимальный рабочий ток сборных шин и секционного выключателя 35кВ [1]

$$I_{p\max} = \frac{k_{рнII} \cdot n_{тп} \cdot S_{н.тп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.3)$$

где $k_{рнII}$ = 0,6-0,8 – коэффициент распределения нагрузки по шинам вторично-

го напряжения;

$$I_{p\max 35} = \frac{0,6 \cdot 2 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 792A.$$

Максимальный рабочий ток нетяговых потребителей [1]

$$I_{p\max} = \frac{k_{пр} \cdot S_{ф.мах}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

$$I_{p\max} = \frac{1,3 \cdot 750}{\sqrt{3} \cdot 35} = 16,1A.$$

Максимальный рабочий ток сборных шин и секционного выключателя 27,5 кВ [1]

$$I_{p\max} = \frac{k_{рнII} \cdot n_{тп} \cdot S_{н.тп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

где $k_{рнII}$ = 0,6 - коэффициент распределения нагрузки по шинам вторичного напряжения;

$$I_{p\max 27,5} = \frac{0,6 \cdot 2 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 1008A.$$

6 Расчёт токов короткого замыкания

6.1 Схема замещения тяговой подстанции

Упрощенная схема подстанции с привязкой ее к системе внешнего электроснабжения, для расчета токов трехфазного короткого замыкания в максимальном режиме, приведена на рисунке 4.1.

Схема замещения подстанции с привязкой ее к системе внешнего электроснабжения приведена на рисунке 6.1.

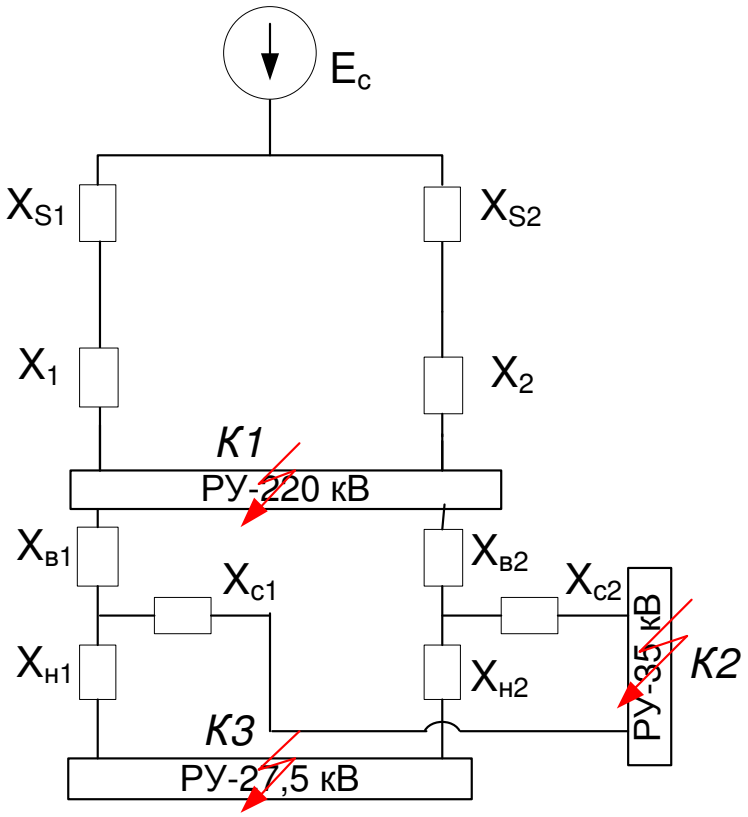

Рисунок 6.1 - Схема замещения тяговой подстанции

6.2 Расчёт сопротивлений элементов схемы замещения

При расчете тока короткого замыкания на шинах высокого напряжения трансформаторной подстанции (точки К1, К2, К3 на рисунке 6.1) сопротивления элементов схемы определяем по нижеприведенным выражениям. Расчет ведется в именованных единицах.

Данные линий электропередачи, системы и трансформаторов:

ЛЭП-220 кВ.

Длина линии Д-51 $L_1 = 27,5$ км, Д-52 $L_2 = 24$ км.

Система.

Сопротивление электрической системы можно определить согласно [2, п. 2.8]. Для этого известен тип масляного выключателя, который установлен для защиты отходящей линии Д-51 (линия 1 длиной L_1) или Д-52 (линия 2 длиной L_2) от другого распределительного устройства, от которых питается рассматриваемая тяговая подстанция: МКП-220Б-1000-20У1. Ток отключения $I_{откл}$ = 20 кА для этого выключателя. Сопротивление между источником питания и точкой, в которой ток и мощность короткого замыкания не превысят соответствующих параметров выключателя, определяется по формуле [8]:

$$x_c = \frac{U^2_{ср.ном}}{S_с} = \frac{230^2}{7967} = 3,32 \text{ Ом},$$

где $S_c = \sqrt{3} \cdot I_{ном\ откл.} \cdot U_{ср.ном} = \sqrt{3} \cdot 20 \cdot 230 = 7967$ МВА.

Рассчитаем ток короткого замыкания с учетом сопротивления внешней сети (системы и питающей линии).

Сопротивление системы [1]

$$X_s = \frac{U^2_{ср.ном}}{S_C}, \qquad (6.4)$$

где S_C - мощность короткого замыкания системы, МВА;

$U_{ср.ном}$ - среднее напряжение ступени для которой определено сопротивление, кВ.

Сопротивление ЛЭП

$$X_Л = X_0 \cdot L, \qquad (6.5)$$

где X_0 = 0,4 Ом/км - удельное сопротивление линии электропередачи согласно [1];

L - длина ЛЭП, км.

Напряжения КЗ тягового трансформатора

$$u_{КВ} = 0,5(u_{КВ-С} + u_{КВ-Н} - u_{КС-Н}); \qquad (6.6)$$
$$u_{КС} = 0,5(u_{КВ-С} + u_{КС-Н} - u_{КВ-Н}); \qquad (6.7)$$
$$u_{КН} = 0,5(u_{КС-Н} + u_{КВ-Н} - u_{КВ-С}). \qquad (6.8)$$

Сопротивления тягового трансформатора

$$X_В = \frac{u_{КВ}\, U^2_{НВ}}{100\, S_Н}; \qquad (6.9)$$

$$X_C = \frac{u_{KC}\, U^2_{HC}}{100\, S_H}; \quad (6.10)$$

$$X_H = \frac{u_{KH}\, U^2_{HH}}{100\, S_H}. \quad (6.11)$$

Результаты расчета сопротивлений схемы замещения сведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 - Сопротивления элементов схемы замещения

Линия				Трансформатор						Система			
L_1		L_2											
длина км	X_1 Ом	длина км	X_2 Ом	u_{KB}, %	u_{KC}, %	u_{KH}, %	X_B Ом	X_C Ом	X_H Ом	S_{C1} МВА	S_{C2} МВА	X_{S1} Ом	X_{S2} Ом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
27,5	11	24	9,6	10,75	6,25	0	32,52	1,91	0	7967	7967	3,32	3,32

6.3 Расчёт токов короткого замыкания на шинах распределительных устройств

Определение тока К.З. в точке К1

Схема замещения для расчета и ход преобразований показан на рисунке 6.2.

$$X_{\sum S1,X1} = X_{S1} + X_1 = 3{,}32 + 11 = 14{,}32 \text{ Ом};$$

$$X_{\sum S2,X2} = X_{S2} + X_2 = 3{,}32 + 9{,}6 = 12{,}92 \text{ Ом};$$

$$X_{\sum 1} = \frac{1}{\frac{1}{X_{\sum S1,X1}} + \frac{1}{X_{\sum S2,X2}}} = \frac{1}{\frac{1}{14{,}32} + \frac{1}{12{,}92}} = 6{,}79 \text{ Ом}.$$

Определяем токи К.З. по формулам согласно [6]

Действующее значение тока К.З.

$$I_k = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot X_{\sum}}, \quad (6.12)$$

где $U_{ср}$ = 230 кВ - среднее напряжение ступени, для которой определяется ток К.З.;

X_Σ - суммарное сопротивление элементов схемы до точки К.З.

$I_k = 230 / (\sqrt{3} \cdot 6{,}79) = 9{,}78$ кА.

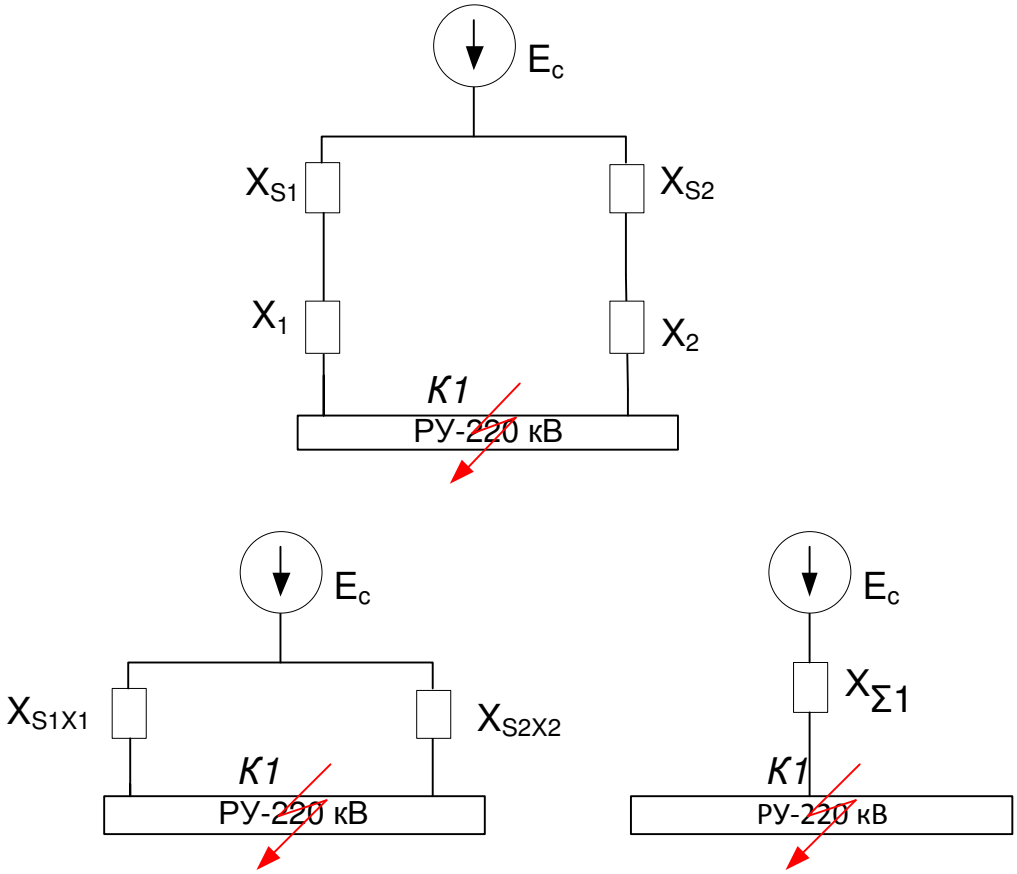

Рисунок 6.2 - Схема замещения для расчета и ход преобразований (относительно точки К1)

Апериодическая составляющая тока К.З.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_k e^{-\tau/T_a}, \qquad (6.13)$$

где $\tau = t_{св} + t_{з\,min} = 0{,}07$ с.

$T_a = 0{,}02$ с.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 9{,}78 \cdot e^{-0{,}07/0{,}02} = 0{,}418 кА.$$

Ударный ток К.З. в точке К1, согласно [1]

$$i_y = \sqrt{2}\, k_y\, I_k, \qquad (6.14)$$

где k_y = 1,8 - ударный коэффициент (для сетей выше 1000 В);

$i_y = \sqrt{2} \cdot 1{,}8 \cdot 9{,}78 = 24{,}892$ кА.

Полный ток К.З. в точке К1

$$i_к = \sqrt{2}\, I_k + i_a \qquad (6.15)$$

$i_к = \sqrt{2} \cdot 9{,}78 + 0{,}418 = 14{,}247$ кА.

Определение тока К.З. в точке К2.
Схема замещения для расчета представлена на рисунке 6.3.

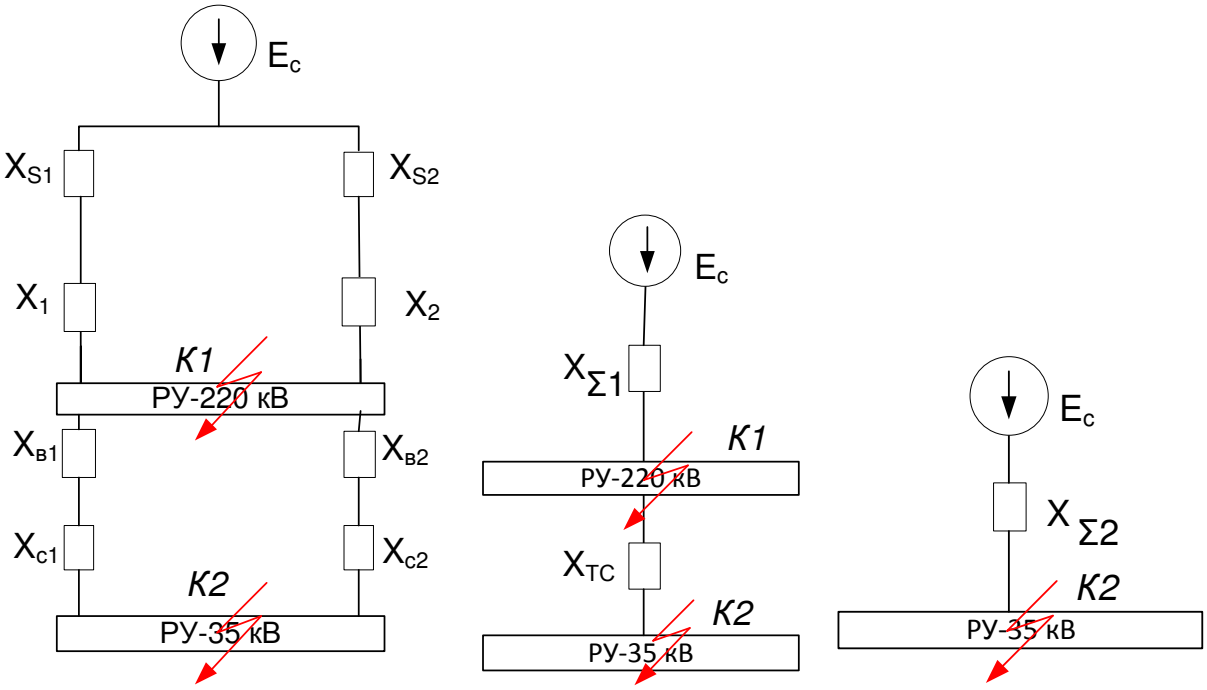

Рисунок 6.3 - Схема замещения для расчета и ход преобразований (относительно точки К2)

Преобразуем схему также как для точки К1, упрощаем схему (рисунок 6.3), включаем в схему суммарное сопротивление обмоток ВН и СН трансформатора:

$X_{ТС} = X_В + X_С$.

Приводим сопротивление элементов схемы ВН к стороне СН по формуле согласно [1]

$$X_0 = X \frac{U_{cp1}^2}{U_{cp2}^2}, \qquad (6.16)$$

По формуле (6.16) приводим сопротивление обмоток ВН трансформатора к стороне СН

$X_{B35} = 32{,}52 \cdot 37^2/230^2 = 3{,}366$ Ом.

Суммарное сопротивление обмоток ВН и СН трансформатора

$X_{ТС} = 3{,}366 + 1{,}91 = 5{,}276$ Ом.

Вводим в схему сопротивление двух трансформаторов работающих параллельно

$X_{TC2} = X_{ТС} / 2 = 5{,}276 / 2 = 2{,}638$ Ом.

По формуле (6.15) приводим сопротивление элементов схемы ВН к стороне СН

$$X_{\sum 1} = 6{,}79 \cdot \frac{37^2}{230^2} = 0{,}703 Ом .$$

Находим сопротивление системы в точке К2 (рисунок 6.3):

$X_{Σ2} = X_{Σ1} + X_{ТС2} = 0{,}703 + 2{,}638 = 3{,}341$ Ом.

Действующее значение тока К.З. относительно генератора по (6.12)

$I_k = 37 / (\sqrt{3} \cdot 3{,}341) = 6{,}394$ кА.

Апериодическая составляющая тока К.З.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 6{,}394 \cdot e^{-0{,}07/0{,}02} = 0{,}273 кА.$$

Ударный ток К.З. в точке К2, по формуле (6.14)

$i_y = \sqrt{2} \cdot 1{,}8 \cdot 6{,}394 = 16{,}274$ кА.

Полный ток К.З. в точке К2

$i_к = \sqrt{2} \cdot 6{,}394 + 0{,}273 = 8{,}31$ кА.

Определение тока К.З. в точке К3.

Схема замещения для расчета представлена на рисунке 6.4.

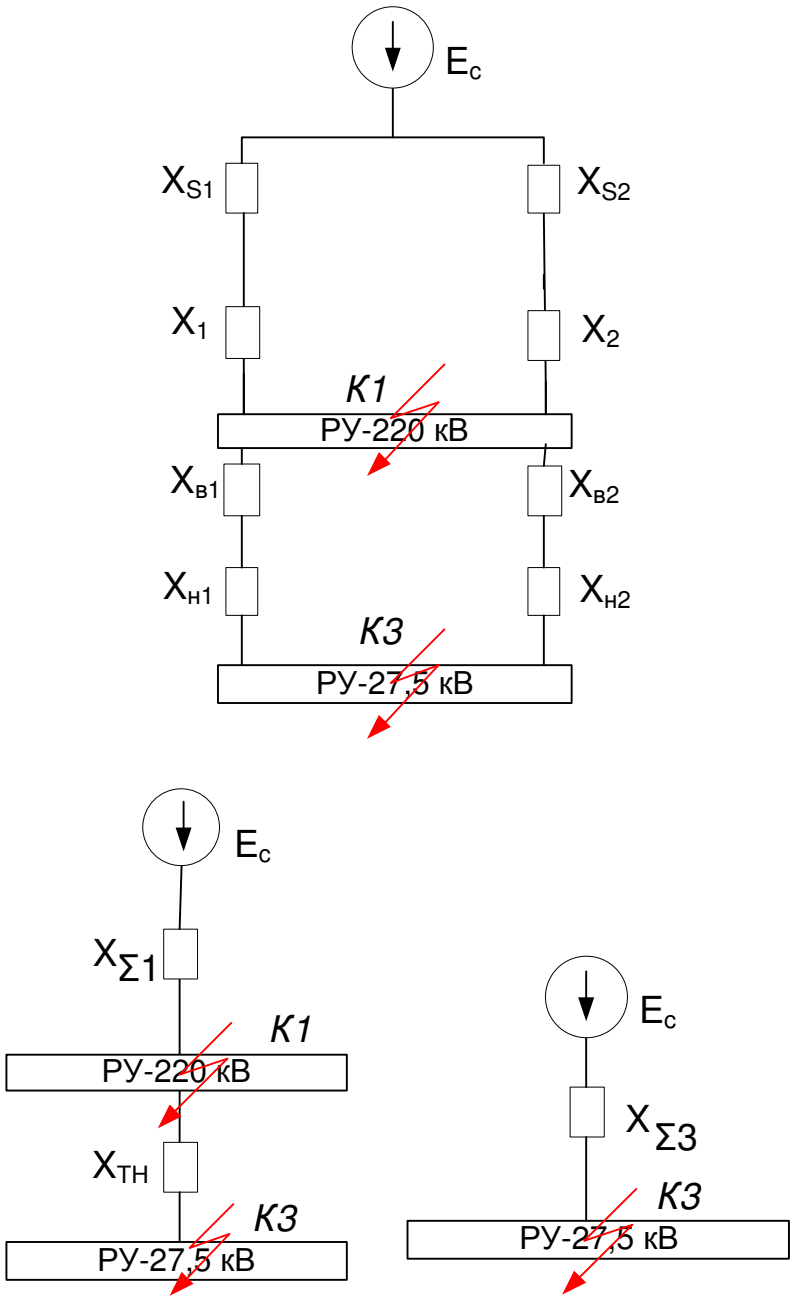

Рисунок 6.4 - Схема замещения для расчета и ход преобразований (относительно точки К3)

Преобразуем схему также как для точки К2, упрощаем схему (рисунок 6.4), включаем в схему суммарное сопротивление обмоток ВН и НН трансформатора.

$X_{ТН} = X_В + X_Н$

По формуле (6.16) приводим сопротивление обмоток ВН трансформатора к стороне НН

$X_{В27,5} = 32,52 \cdot 27,5^2/230^2 = 1,86$ Ом.

Суммарное сопротивление обмоток ВН и НН трансформатора

$X_{ТН} \approx 1,86$ Ом (т.к. для НН практически равно 0).

Вводим в схему сопротивление двух трансформаторов работающих параллельно

$X_{ТН2} = X_{ТН} / 2 = 1,86 / 2 = 0,93$ Ом.

По формуле (6.16) приводим сопротивление элементов схемы ВН к стороне НН

$$X_{\Sigma 1} = 6,79 \cdot \frac{27,5^2}{230^2} = 0,388 Ом.$$

Находим сопротивление системы в точке К3 (рисунок 6.4):

$X_{\Sigma 3} = X_{\Sigma 1} + X_{ТН2} = 0,93 + 0,388 = 1,318$ Ом.

Действующее значение тока К.З. относительно источника питания по (6.12)

$I_k = 27,5 / (\sqrt{3} \cdot 1,318) = 12,047$ кА.

Апериодическая составляющая тока К.З.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 12,047 \cdot e^{-0,07/0,02} = 0,514 кА.$$

Ударный ток К.З. в точке К3, по формуле (6.14)

$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 12,047 = 30,662$ кА.

Полный ток К.З. в точке К3

$i_к = \sqrt{2} \cdot 12{,}047 + 0{,}514 = 17{,}548$ кА

Определяем мощности коротких замыканий для всех трех классов напряжений:

$$S_{k_3} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_k, MBA, \qquad (6.17)$$

В точке К1

$S_{КЗ1} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 24{,}892 = 4958$ МВА.

В точке К2

$S_{КЗ1} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 8{,}310 = 533$ МВА.

В точке К3

$S_{КЗ1} = \sqrt{3} \cdot 27{,}5 \cdot 17{,}548 = 836$ МВА.

Результаты расчетов сведем в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 - Величины параметров коротких замыканий

Точки, к.з.	Напряжение, кВ	Ток к.з., кА	Ударный ток, кА	Мощность к.з., МВА
1	2	3	4	5
К1	220	14,247	24,892	4958
К2	35	8,310	16,274	533
К3	27,5	17,548	30,662	836

7 Выбор коммутационно-защитного оборудования и его проверка

7.1 Выбор и проверка выключателей

Работа электрических аппаратов без повреждений может быть обеспечена только при правильном выборе их по условиям работы в длительном режиме при максимальной нагрузке и в режиме короткого замыкания в сети [14].

Электрические аппараты необходимо выбирать по каталогам, исходя из условий нормального режима. Выбранные аппараты следует, затем проверить по режиму максимальных токов короткого замыкания для точек, где предполагается установка того или иного аппарата.

Выключатель это основной коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока в сетях при нормальных (при нагрузке и без нее), ненормальных (при перегрузке) и аварийных (при коротком замыкании) режимах. Наиболее тяжелым режимом работы для выключателя является отключение токов короткого замыкания.

К выключателям предъявляют следующие требования: надежное отключение токов при значениях от десятков ампер до номинального тока отключения; длительное выдерживание номинальных режимов по току и напряжению; устойчивость к термическому и динамическому воздействиям токов короткого замыкания; эффективное и быстрое гашение дуги, возникающей при разрыве контактов; малое время отключения; пригодность для автоматического повторного включения; удобство при эксплуатации и перевозках; взрывобезопасность и пожаробезопасность.

Условия выбора [14]:

$$U_{уст} \le U_{ном} \qquad (7.1)$$

где $U_{уст}$ - напряжение установки, *кВ*,

$U_{ном}$ - номинальное напряжение аппарата, кВ

$$I_{\max} \le I_{ном} \qquad (7.2)$$

где $I_{\max}$ - длительно максимальный ток, *А*,

$I_{ном}$ - номинальный ток аппарата, *А*.

Условия проверки

$$I_{п0} \le I_{отк.ном} \qquad (7.3)$$

где $I_{п0}$ - ток короткого замыкания на данном участке, *кА*,

$I_{откл.ном}$ - номинальный ток отключения, *кА*.

$$i_y \le i_{дин} \qquad (7.4)$$

где i_y - ударный ток короткого замыкания на данном участке, *кА*,

$i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости, *кА*.

$$B_k \le I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \qquad (7.5)$$

где B_k - тепловой импульс тока короткого замыкания на данном участке, $кА^2 \cdot С$.

$I_{тер}$ - ток термической стойкости, *кА*,

$t_{тер}$ - время протекания тока термической стойкости, *с*.

Выбор выключателей осуществляется по назначению и роду установки, конструктивному исполнению, номинальному напряжению, длительному току и отключающей способности. Выключатели проверяют по электродинамической и термической стойкости.

Выберем выключатели в цепи трансформаторов со всех сторон (220, 35 и 27,5 кВ).

Результаты выбора выключателей заносятся в расчетную таблицу (где $I_{п0}$ — начальное значение периодической составляющей ток трехфазного короткого замыкания на данном участке схемы (кА), $I_{прс}$ — предельный сквозной ток аппарата (кА)).

Таблица 7.1 - Расчетная таблица выбора выключателей ВН

Условие выбора	Тип выключателя	Расчетные данные	Каталожные данные
1	2	3	4
$U_{уст} \le U_{ном}$	ВГТ-220II-40/2500УХЛ1	$U_{уст}$=220 кВ	$U_{ном}$=220 кВ
$I_{расч} \le I_{ном}$		$I_{расч}$=870 А	$I_{ном}$=1000 А
$I_n^{(3)} \le I_{пр.с}$		$I_n^{(3)}$=14,247 кА	$I_{пр.с}$=20 кА
$i_{уд} \le i_{пр.с}$		$i_{уд}$=24,892 кА	$i_{пр.с}$=52 кА
$B_k \le I_{пр.т}^2 \cdot t_т$		B_k = 41,61 (кА² · с)	$I_{пр.т}^2 \cdot t_т$=$40^2 \cdot 3$ =4800 $(кА^2 \cdot с)$

Проверка выключателей по параметрам восстанавливающегося напряжения обычно не производится, так как в большинстве энергосистем реальные условия восстановления напряжения на контактах выключателя соответству-

ют условиям испытания выключателя. Кроме того, выключатели 110-220 кВ и выше допускают отключения неудаленного К.З., когда наблюдаются наиболее тяжелые условия восстанавливающего напряжения.

Аналогично выбираем выключатели на напряжение СН 35 кВ (таблица 7.2) и НН 27,5 кВ (таблица 7.3).

Таблица 7.2 - Расчетная таблица выбора выключателей СН

Условие выбора	Тип выключателя	Расчетные данные	Каталожные данные
1	2	3	4
$U_{уст} \leq U_{ном}$	ВВН-СЭЩ-35-25/1600УХЛ1	$U_{уст}$=35 кВ	$U_{ном}$=35 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$		$I_{расч}$=990 А	$I_{ном}$=1600 А
$I_{п}^{(3)} \leq I_{пр.с}$		$I_{п}^{(3)}$=8,310 кА	$I_{пр.с}$=25 кА
$i_{уд} \leq i_{пр.с}$		$i_{уд}$= 16,274кА	$i_{пр.с}$=50 кА
$B_k \leq I_{пр.\tau}^2 \cdot t_\tau$		B_k = 14,157 (кА² · с)	$I_{пр.\tau}^2 \cdot t_\tau$=25² · 3 =1875 $(кА^2 \cdot с)$

Таблица 7.3 - Расчетная таблица выбора выключателей НН

Условие выбора	Тип выключателя	Расчетные данные	Каталожные данные
1	2	3	4
$U_{уст} \leq U_{ном}$	ВВН-СЭЩ-35-25/1600УХЛ1	$U_{уст}$=27,5 кВ	$U_{ном}$=35 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$		$I_{расч}$=1008 А	$I_{ном}$=1600 А
$I_{п}^{(3)} \leq I_{пр.с}$		$I_{п}^{(3)}$=17,548 кА	$I_{пр.с}$=25 кА
$i_{уд} \leq i_{пр.с}$		$i_{уд}$= 30,662 кА	$i_{пр.с}$=50 кА
$B_k \leq I_{пр.\tau}^2 \cdot t_\tau$		B_k = 63,126 (кА² · с)	$I_{пр.\tau}^2 \cdot t_\tau$=25² · 3 =1875 $(кА^2 \cdot с)$

7.2 Выбор и проверка разъединителей

К разъединителям предъявляют следующие требования: создание видимого разрыва; электродинамическая и термическая стойкость при возникновении токов короткого замыкания; исключение самопроизвольных отключений; четкое включение и отключение при плохих климатических условиях (обледенение, снег, ветер); механическая прочность.

Разъединители выбирают так же, как высоковольтные выключатели, но не проверяют на отключающую способность [14].

Выбор разъединителей осуществляется по назначению и роду установки, конструктивному исполнению, номинальному напряжению и длительному току. Их проверяют по электродинамической и термической стойкости.

Результаты выбора разъединителя будем заносить в расчетную таблицу 7.4 (где $U_{уст}$ – напряжение сети в месте установки (кВ); $U_{ном}$ – номинальное напряжение аппарата (кВ); $I_{расч}$ – расчетный ток на данном участке схемы (А); $I_{ном}$ – номинальный ток аппарата (А); $i_{уд}$ – расчетный ударный ток трехфазного короткого замыкания на данном участке схемы (кА); $i_{прс}$ - номинальный ток электродинамической стойкости аппарата (кА), B_k - расчетный тепловой импульс тока короткого замыкания на данном участке схемы (кА^2· с), $I_{пр.\tau}$ - предельный ток термической стойкости аппарата (кА), t_τ - длительность протекания тока термической стойкости (с) (4 с при $U_{ном}$ < 35 кВ; 3 с при $U_{ном}$ > 35 кВ)).

Таблица 7.4 - Расчетная таблица выбора разъединителей ВН

Условие выбора	Тип разъединителя	Расчетные данные	Каталожные данные
1	2	3	4
$U_{\text{уст}} \le U_{\text{ном}}$	РГП-СЭЩ-з2-220/1250УХЛ1	$U_{\text{уст}} = 220$ кВ	$U_{\text{ном}} = 220$ кВ
$I_{\text{расч}} \le I_{\text{ном}}$		$I_{\text{расч}} = 870$ А	$I_{\text{ном}} = 2000$ А
$i_{\text{уд}} \le i_{\text{пр.с}}$		$i_{\text{уд}} = 14{,}248$ кА	$i_{\text{пр.с}} = 80$ кА
$B_k \le I_{\text{пр.}\tau}^2 \cdot t_\tau$		$B_k = 41{,}61$ (кА$^2 \cdot$ с)	$I_{\text{пр.}\tau}^2 \cdot t_\tau = 25^2 \cdot 3 = 1875$ (кА$^2 \cdot$ с)

Аналогично выбираем разъединители на напряжение СН 35 кВ (таблица 7.5) и НН 27,5 кВ (таблица 7.6).

Таблица 7.5 - Расчетная таблица выбора разъединителей СН

Условие выбора	Тип разъединителя	Расчетные данные	Каталожные данные
1	2	3	4
$U_{\text{уст}} \le U_{\text{ном}}$	РГП-СЭЩ-з1-35/2000УХЛ1 / РГП-СЭЩ-з2-35/2000УХЛ1	$U_{\text{уст}} = 35$ кВ	$U_{\text{ном}} = 35$ кВ
$I_{\text{расч}} \le I_{\text{ном}}$		$I_{\text{расч}} = 990$ А	$I_{\text{ном}} = 2000$ А
$i_{\text{уд}} \le i_{\text{пр.с}}$		$i_{\text{уд}} = 16{,}274$ кА	$i_{\text{пр.с}} = 80$ кА
$B_k \le I_{\text{пр.}\tau}^2 \cdot t_\tau$		$B_k = 14{,}157$ (кА$^2 \cdot$ с)	$I_{\text{пр.}\tau}^2 \cdot t_\tau = 25^2 \cdot 4 = 2500$ (кА$^2 \cdot$ с)

Примечание. Разъединители с двумя заземляющими ножами - устанавливаются на вводах. Разъединители с одним заземляющим ножом - в цепи трансформатора (перед ним).

Таблица 7.6 - Расчетная таблица выбора разъединителей НН

Условие выбора	Тип разъединителя	Расчетные данные	Каталожные данные
1	2	3	4
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	РГП-СЭЩ-з1-35/2000УХЛ1 / РГП-СЭЩ-з2-35/2000УХЛ1	$U_{\text{уст}} = 27{,}5$ кВ	$U_{\text{ном}} = 35$ кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$		$I_{\text{расч}} = 1261$ А	$I_{\text{ном}} = 2000$ А
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$		$i_{\text{уд}} = 30{,}662$ кА	$i_{\text{пр.с}} = 80$ кА
$B_k \leq I_{\text{пр.}\tau}^2 \cdot t_\tau$		$B_k = 63{,}126$ (кА$^2 \cdot$ с)	$I_{\text{пр.}\tau}^2 \cdot t_\tau = 25^2 \cdot 4 = 2500$ (кА$^2 \cdot$ с)

7.3 Выбор и проверка предохранителей

Выбор и проверку предохранителей, используемых в цепях защиты трансформаторов напряжения, производим аналогично выключателям, по выражениям (7.1) - (7.5), таблица 7.7.

Таблица 7.7 - Расчетная таблица выбора выключателей НН

Условие выбора	Тип выключателя	Расчетные данные	Каталожные данные
1	2	3	4
$U_{уст} \leq U_{ном}$	ПКТ-35, патрон ПН-01-35УХЛ1	$U_{уст}$=27,5 кВ	$U_{ном}$=35 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$		$I_{расч}$=16,1 А	$I_{ном}$=20 А
$I_n^{(3)} \leq I_{пр.с}$		$I_n^{(3)}$=17,548 кА	$I_{пр.с}$=20 кА
$i_{уд} \leq i_{пр.с}$		$i_{уд}$= 30,662 кА	$i_{пр.с}$=40 кА
$B_k \leq I_{пр.\tau}^2 \cdot t_\tau$		$B_k = 63{,}126$ (кА$^2 \cdot$ с)	$I_{пр.\tau}^2 \cdot t_\tau$=$25^2 \cdot 3$ =1875 $(кА^2 \cdot с)$

8 Выбор и проверка измерительных трансформаторов

Контроль над режимом работы основного и вспомогательного оборудования на подстанциях осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов. Количество электроизмерительной аппаратуры, устанавливаемой на подстанции, должно быть минимально возможным для облегчения обслуживания, упрощения и удешевления установки, но и достаточным для правильного ведения эксплуатации.

Выбор трансформаторов тока.

Расчетная таблица выбора трансформатора тока ВН и условия выбора в ней показаны в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Расчетная таблица выбора трансформатора тока ВН

Условие выбора	Тип трансформатора тока	Расчетные данные	Каталожные данные
1	2	3	4
$U_{сети.ном} \leq U_{ном}$	ТРГ-220-1200УХЛ1	$U_{сети.ном}$ =220 кВ	$U_{ном}$=220 кВ
$I_{норм} \leq I_{ном1}$		$I_{расч}$=870 А	$I_{ном}$=1200 А
$i_{уд} \leq i_{дин}$		$i_{уд} = 14{,}247$ кА	$i_{дин}$=126 кА
$B_k \leq I_{пр.\tau}^2 \cdot t_\tau$		B_k=41,61 $(кА^2 \cdot с)$	$I_{пр.\tau}^2 \cdot t_\tau = 12^2 \cdot 3 = 432\ (кА^2 \cdot с)$
$Z_2 \leq Z_{2ном}$		$Z_2 = 1{,}11$ (Ом)	$Z_{2ном} = 1{,}2$ (Ом)

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$ Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пров}$ и переходного сопротивления контактов $r_к$:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пров} + r_к \text{ (Ом)}, \quad (8.1)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} \text{ (Ом)}, \quad (8.2)$$

где $S_{приб}$ - мощность, потребляемая приборами (ВА); $I_{2ном}$ - вторичный номинальный ток прибора (А).

Сопротивления контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех измерительных приборах и 0,1 Ом - при большем количестве приборов.

Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{приб} + r_{пров} + r_к \leq Z_{2ном} \text{ (Ом)}, \quad (8.3)$$

откуда можно найти допустимое сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пров}} \leq Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \text{ (Ом)}. \quad (8.4)$$

Зная $r_{пр}$, можно определить необходимую площадь сечения соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} \text{ (мм}^2\text{)}. \quad (8.5)$$

где ρ - удельное сопротивление провода (0,0283 Ом ·мм^2/м); $l_{расч}$ - расчетная длина проводов. Схема соединения трансформаторов тока - полная звезда, тогда $l_{расч} = l$, где l - длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов (в один конец) (м). Для цепи РУ 220 кВ l = 80 м.

Для стороны ВН выберем измерительные приборы: ваттметр, варметр, амперметр регистрирующий, счетчик активной энергии, ваттметр регистрирующий, ваттметр.

Таблица 8.2 - Измерительные приборы ТТ для ВН

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		A	B	C
1	2	3	4	5
Ваттметр	СМ3010	0,5	-	0,5
Варметр	ЦП8506-120	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	Меркурий 230 ART	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	Меркурий 230 ART	0,5	-	0,5
Амперметр регистрирующий	СА3020	-	10	-
Ваттметр регистрирующий	Д5085	10	-	10
Итого		14	10	14

Из таблицы 8.2 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Определим сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{14}{5^2} = 0{,}56 \text{ (Ом)}.$$

Определим сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} \leq 1{,}2 - 0{,}56 - 0{,}1 \leq 0{,}54 \text{(Ом)}.$$

Определим сечение проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пров}}} = \frac{0{,}0283 \cdot 80}{0{,}54} = 4{,}2 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По таблице 1.3.5 ПУЭ выбираем сечение соединительных проводов

$q = 5$ (мм^2).

Пересчитаем $r_{\text{пров}}$ для получения реального значения:

$$\mathrm{r_{пров}} = \frac{\rho \cdot \mathrm{l_{расч}}}{\mathrm{q}} = \frac{\rho \cdot \mathrm{l}}{\mathrm{q}} = \frac{0{,}0283 \cdot 80}{5} = 0{,}45\ (\text{Ом}).$$

И наконец, определим сопротивление вторичной нагрузки трансформатора тока:

$$r_2 = 0{,}56 + 0{,}45 + 0{,}1 = 1{,}11\ (\text{Ом}).$$

Расчетная таблица выбора трансформатора тока СН 35 кВ и условия выбора в ней показаны в таблице 8.3.

Таблица 8.3 - Расчетная таблица выбора трансформатора тока ВН

Условие выбора	Тип трансформатора тока	Расчетные данные	Каталожные данные
1	2	3	4
$U_{сети.ном} \le U_{ном}$	ТРГ-35-У1 1500/5	$U_{сети.ном}$ =35 кВ	$U_{ном}$=35 кВ
$I_{норм} \le I_{ном1}$		$I_{расч}$=990 А	$I_{ном}$=1500 А
$i_{уд} \le i_{дин}$		$i_{уд}$ =8,310 кА	$i_{дин}$=126 кА
$B_k \le I^2_{пр.\tau} \cdot t_\tau$		B_k=14,157 $(кА^2 \cdot с)$	$I^2_{пр.\tau} \cdot t_\tau$=$12^2 \cdot 3 =$ $= 432\ (кА^2 \cdot с)$
$Z_2 \le Z_{2ном}$		$Z_2 = 1{,}0$ (Ом)	$Z_{2ном} = 1{,}2$ (Ом)

Для цепи РУ 35 кВ примем *l* = 60 м. Расчет производим аналогично, по формулам (8.1) - (8.5). Список приборов тот же (таблица 8.2).

Из таблицы 8.2 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Определим сопротивление приборов:

$$\mathrm{r_{приб}} = \frac{14}{5^2} = 0{,}56\ (\text{Ом}).$$

Определим сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} \le 1{,}2 - 0{,}56 - 0{,}1 \le 0{,}54(\text{Ом}).$$

Определим сечение проводов:

$$\mathrm{q} = \frac{\rho \cdot \mathrm{l_{расч}}}{\mathrm{r_{пров}}} = \frac{\rho \cdot \mathrm{l}}{\mathrm{r_{пров}}} = \frac{0{,}0283 \cdot 60}{0{,}54} = 2{,}8\ (\text{мм}^2).$$

По таблице 1.3.5 ПУЭ выбираем сечение соединительных проводов

$q = 5\ (\text{мм}^2)$.

Пересчитаем $r_{\text{пров}}$ для получения реального значения:

$$\mathrm{r_{пров}} = \frac{\rho \cdot \mathrm{l_{расч}}}{\mathrm{q}} = \frac{\rho \cdot \mathrm{l}}{\mathrm{q}} = \frac{0{,}0283 \cdot 60}{5} = 0{,}34\ (\text{Ом}).$$

Определим сопротивление вторичной нагрузки трансформатора тока:

$$r_2 = 0{,}56 + 0{,}34 + 0{,}1 = 1\ (\text{Ом}).$$

Расчетная таблица выбора трансформатора тока СН 35 кВ и условия выбора в ней показаны в таблице 8.4.

Таблица 8.4 - Расчетная таблица выбора трансформатора тока ВН

Условие выбора	Тип трансформатора тока	Расчетные данные	Каталожные данные
1	2	3	4
$U_{сети.ном} \le U_{ном}$	ТРГ-35-У1 1500/5	$U_{сети.ном}$ =27,5 кВ	$U_{ном}$=35 кВ
$I_{норм} \le I_{ном1}$		$I_{расч}$=1008 А	$I_{ном}$=1500 А
$i_{уд} \le i_{дин}$		$i_{уд}$ =30,662 кА	$i_{дин}$=126 кА
$B_k \le I_{пр.\tau}^2 \cdot t_\tau$		B_k=63,126 $(кА^2 \cdot с)$	$I_{пр.\tau}^2 \cdot t_\tau = 12^2 \cdot 3 = 432\ (кА^2 \cdot с)$
$Z_2 \le Z_{2ном}$		$Z_2 = 1{,}0$ (Ом)	$Z_{2ном} = 1{,}2$ (Ом)

Для цепи РУ 35 кВ примем *l* = 60 м. Расчет производим аналогично, по формулам (8.1) - (8.5). Список приборов тот же (таблица 8.2).

Из таблицы 8.2 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Определим сопротивление приборов:

$$\mathrm{r_{приб}} = \frac{14}{5^2} = 0{,}56\ (\text{Ом}).$$

Определим сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} \le 1{,}2 - 0{,}56 - 0{,}1 \le 0{,}54(\text{Ом}).$$

Определим сечение проводов:

$$\mathrm{q} = \frac{\rho \cdot \mathrm{l_{расч}}}{\mathrm{r_{пров}}} = \frac{\rho \cdot \mathrm{l}}{\mathrm{r_{пров}}} = \frac{0{,}0283 \cdot 60}{0{,}54} = 2{,}8\ (\text{мм}^2).$$

По таблице 1.3.5 ПУЭ выбираем сечение соединительных проводов

$q = 5\ (\text{мм}^2)$.

Пересчитаем $r_{\text{пров}}$ для получения реального значения:

$$\mathrm{r_{пров}} = \frac{\rho \cdot \mathrm{l_{расч}}}{\mathrm{q}} = \frac{\rho \cdot \mathrm{l}}{\mathrm{q}} = \frac{0{,}0283 \cdot 60}{5} = 0{,}34\ (\text{Ом}).$$

И наконец, определим сопротивление вторичной нагрузки трансформатора тока:

$$r_2 = 0{,}56 + 0{,}34 + 0{,}1 = 1\ (\text{Ом}).$$

Выбор трансформаторов напряжения.

Выбор трансформаторов напряжения на ВН 220 кВ.

Измерительные приборы для ТН приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 - Измерительные приборы ТН для ВН

Прибор		Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
								P, Вт	Q, ВА
1		2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр (сборные шины)		СВ30 20	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Ввод 220 кВ от трансформатора	СМ30 10	1,5	3	1	0	1	4,5	-
Счетчик активный		Меркурий 230 ART	3 Вт	3	0,38	0,925	1	9	14,5
Счетчик реактивный		Меркурий 230 ART	3 Вт	3	0,38	0,925	1	9	14,5
Счетчик активный	Линии 220 кВ	Меркурий 230 ART	3 Вт	3	0,38	0,925	4	36	58
Счетчик реактивный		Меркурий 230 ART	3 Вт	3	0,38	0,925	4	36	58
Итого								96,5	145

Результаты выбора ТН на 220 кВ заносятся в расчетную таблицу 8.6.

Таблица 8.6 - Расчетная таблица выбора трансформатора напряжения

Условия выбора	Тип трансформатора напряжения	Расчетные данные	Каталожные данные
1	2	3	4
$U_{сети.ном} \leq U_{ном}$	ЗНГ-220	$U_{сети.ном}$ =220 кВ	$U_{ном}$=220/$\sqrt{3}$ кВ
$S_2 \leq S_{2ном}$		$S_2 = 174{,}2$ (ВА)	$S_{2ном} = 400$ (ВА)

Для линии ВН при выборе измерительного трансформатора напряжения необходимо произвести расчет вторичной нагрузки.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_2 = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \quad \text{(ВА)}. \tag{8.6}$$

$$S_2 = \sqrt{96{,}5^2 + 145^2} = 174{,}2 \ \text{(ВА)}.$$

Выбор трансформаторов напряжения на СН 35 кВ.

Измерительные приборы для ТН приведены в таблице 8.5. Результаты выбора ТН заносятся в расчетную таблицу 8.7.

Таблица 8.7 - Расчетная таблица выбора трансформатора напряжения

Условия выбора	Тип трансформатора напряжения	Расчетные данные	Каталожные данные
1	2	3	4
$U_{сети.ном} \leq U_{ном}$	ЗНОЛ-СЭЩ-35	$U_{сети.ном}$ =35 кВ	$U_{ном}$=35/$\sqrt{3}$ кВ
$S_2 \leq S_{2ном}$		$S_2 = 174{,}2$ (ВА)	$S_{2ном} = 250$ (ВА)

Для линии СН при выборе измерительного трансформатора напряжения необходимо произвести расчет вторичной нагрузки.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_2 = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \quad \text{(ВА)}. \tag{8.7}$$

$$S_2 = \sqrt{96{,}5^2 + 145^2} = 174{,}2 \ \text{(ВА)}.$$

Аналогично, на напряжение 27,5 кВ выбираем ТН типа ЗНОЛ-СЭЩ-35, к которому подключается тот же комплект приборов (таблица 8.5).

9 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

В последнее время широкое распространение получили металлоксидные ограничители перенапряжения (МО ОПН) без искровых промежутков.

Принимаем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-1-220/77/10/3 IIIУХЛ1 и проверяем его по напряжению (формула (7.1)) [11]:

220=220кВ.

Условие выполняется, ограничитель перенапряжения выбран правильно.

Результаты выбора ограничителей перенапряжения ПС заносятся в расчетную таблицу 9.1.

Таблица 9.1 - Расчетная таблица выбора ОПН ВН

Условия выбора	Тип ОПН	Расчетные данные	Каталожные данные
1	2	3	4
$U_{уст}=U_{ном}$	ОПН-П-1-220/77/10/3 IIIУХЛ1	$U_{уст}$=220 кВ	$U_{ном}$=220 кВ
$U_{уст}=U_{ном}$	ОПНН-220 УХЛ1*	$U_{уст}$=220 кВ	$U_{ном}$=220 кВ

* Примечание. ОПНН-220 УХЛ1 - для защиты нейтрали.

Результаты выбора ограничителей перенапряжения СН заносятся в расчетную таблицу 9.2.

Таблица 9.2 - Расчетная таблица выбора ОПН СН

Условия выбора	Тип ОПН	Расчетные данные	Каталожные данные
1	2	3	4
$U_{уст}=U_{ном}$	ОПН-У-35УХЛ1	$U_{уст}$=35 кВ	$U_{ном}$=35 кВ

Результаты выбора ограничителей перенапряжения НН заносятся в расчетную таблицу 9.3.

Таблица 9.3 - Расчетная таблица выбора ОПН НН

Условия выбора	Тип ОПН	Расчетные данные	Каталожные данные
1	2	3	4
$U_{уст}=U_{ном}$	ОПН-Т2-27,5/32-ТП-П-УХЛ1	$U_{уст}$=27,5 кВ	$U_{ном}$=27,5 кВ

10 Выбор и проверка шин и кабелей

Выбор гибких шин 220 кВ.

Сечение гибкого проводника ОРУ ВН 220 кВ примем равным сечению провода линии высокого напряжения (240 мм^2). Согласно ПУЭ гибкие проводники проверяются на термическую стойкость и не проверяются на электродинамическую стойкость (на схлестывание).

Таблица 10.1 - Параметры шин высокой стороны 220 кВ

Сечение шины, $мм^2$	Допустимый длительный ток $I_{доп}$, А	Максимальный ток нормального рабочего режима шины I_{max}, A
1	2	3
240	605	315

Проверка на термическую стойкость.

Проверка выбранного сечения шин на термическую стойкость при протекании тока КЗ осуществляется по условию:

$$\vartheta_{\text{к}} \leq \vartheta_{\text{к.доп}}\ (°\text{C}), \tag{10.1}$$

где $\vartheta_к -$ расчетная температура нагрева шины током короткого замыкания; $\vartheta_{к.доп} -$ допустимая температура нагрева шины при коротком замыкании (для алюминиевых гибких шин 200 °С).

Для определения расчетной температуры проводника предварительно находится температура проводника $\vartheta_н$ до момента возникновения КЗ:

$$\vartheta_{\text{н}} = \vartheta_0 + \left(\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_{\text{о.ном}}\right) \cdot \left(\frac{I_{max}}{I_{\text{доп}}}\right)^2 \tag{10.2}$$

$$\vartheta_{\text{н}} = 35° + (70° - 25°) \cdot \left(\frac{315}{380}\right)^2 = 42{,}3\ °\text{C}.$$

где $\vartheta_0 -$ температура окружающей среды (+35°С); $\vartheta_{доп} -$ длительно допустимая температура проводника (+70°С); $\vartheta_{о.ном} -$ номинальная температура воздуха (+25°С); $I_{max} -$ максимальный ток утяжеленного рабочего режима шины (А); $I_{доп} -$ длительно допустимый ток шины (А).

По кривой, представленной на рисунке 10.1, используя $\vartheta_н$, определим сложную функцию температуры проводника $f_н$ (°С) до момента возникновения КЗ:

$f_{\text{н}} = 40\ °\text{C}.$

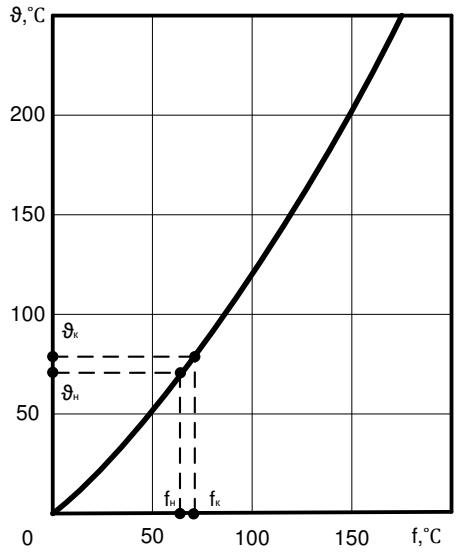

Рисунок 10.1 - Кривая определения температуры нагрева проводника при коротком замыкании

Сложная функция температуры проводника при протекании тока КЗ определяем по выражению:

$$f_{\text{к}} = f_{\text{н}} + \frac{k \cdot B_{\text{к}}}{g^2}\ (^{\circ}\text{C}), \qquad (10.3)$$

где k – коэффициент, учитывающий удельное сопротивление и эффективную теплоемкость проводника (для алюминиевых шин и проводов – 1,054); $B_{\text{к}}$ – импульс квадратичного тока КЗ (кА^2 · с); g – сечение проводника (мм^2).

Импульс квадратичного тока КЗ определим по выражению:

$$B_{\text{к}} = \left(I_{\text{п}}^{(3)}\right)^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 14{,}247^2 \cdot (0{,}18 + 0{,}025) = 41{,}61\ (\text{кА}^2 \cdot \text{с}), \quad (10.4)$$

где $I_{\text{п}}^{(3)}$ – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в рассматриваемой точке схемы (кА); $t_{откл}$ – время отключения электроустановки, равное сумме времени действия основной релейной защиты и времени отключения выключателя (0,18 с); T_a – постоянная времени затухания тока короткого замыкания (с).

Тогда

$$f_{\text{к}} = 40 + \frac{1{,}054 \cdot 41{,}61}{120^2} \approx 40\ ^{\circ}\text{C}.$$

По рисунку 10.1 определим конечное значение температуры проводника в режиме короткого замыкания:

$$\vartheta_{\text{к}} = 44\ ^{\circ}\text{C}.$$

В результате расчетов получаем:

$$\vartheta_{\text{к}} \le \vartheta_{\text{к.доп}}\ (^{\circ}\text{C}), \text{т. е } 44^{\circ}\text{C} < 200^{\circ}\text{C}.$$

Выбранные шины удовлетворяют условию проверки на термическую стойкость.

Выбор гибких шин 35 кВ в цепи трансформаторов.

Сечение гибкого проводника ОРУ СН 35 кВ проверяется на термическую стойкость.

Таблица 10.2 - Параметры шин средней стороны 35 кВ

Сечение шины, $мм^2$	Допустимый длительный ток $I_{доп}$, А	Максимальный ток нормального рабочего режима шины I_{max}, A
1	2	3
400	835	792

Проверка на термическую стойкость.

Для определения расчетной температуры проводника предварительно находится температура проводника $\vartheta_н$ до момента возникновения КЗ:

$$\vartheta_{\text{н}} = 35° + (70° - 25°) \cdot \left(\frac{792}{835}\right)^2 = 65{,}8\ °\text{C}.$$

По кривой, представленной на рисунке 3.7, используя $\vartheta_н$, определим сложную функцию температуры проводника $f_н$ (°С) до момента возникновения КЗ:

$$f_{\text{н}} = 66\ °\text{C}.$$

где $k -$ коэффициент, учитывающий удельное сопротивление и эффективную теплоемкость проводника (для алюминиевых шин и проводов – 1,054); $B_{\text{к}} -$ импульс квадратичного тока КЗ ($\text{кА}^2 \cdot \text{с}$); $g -$ сечение проводника (мм^2).

Импульс квадратичного тока КЗ определим по выражению:

$$B_{\text{к}} = \left(I_{\text{п}}^{(3)}\right)^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 8{,}31^2 \cdot (0{,}18 + 0{,}025) = 14{,}157\ (\text{кА}^2 \cdot \text{с}),$$

где $I_{\text{п}}^{(3)} -$ начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в рассматриваемой точке схемы (кА) (см. п. 5); $t_{откл} -$ время отключения электроустановки, равное сумме времени действия основной релейной защиты и времени отключения выключателя (0,18 с); $T_a -$ постоянная времени затухания тока короткого замыкания (с) (см. п. 5).

$$f_{\text{к}} = 66 + \frac{1{,}054 \cdot 14{,}157}{400^2} \approx 66\ °\text{C}.$$

По рисунку 10.1 определим конечное значение температуры проводника в режиме короткого замыкания:

$\vartheta_{\text{к}} = 66\ °\text{C}.$

В результате расчетов получаем:

$\vartheta_{\text{к}} \leq \vartheta_{\text{к.доп}}\ (°\text{C}), \text{т. е}\ 66°\text{C} < 200°\text{C}.$

Выбранные шины удовлетворяют условию проверки на термическую стойкость.

Аналогично проверяются и выбираются шины на напряжении 27,5 кВ, которые соответствуют тем, что выбраны на напряжении 35 кВ.

11 Реконструкция системы собственных нужд

Для определения общей мощности потребителей собственных нужд ПС составляется таблица 11.1 электрических нагрузок собственных нужд ПС.

Таблица 11.1 - Нагрузка собственных нужд тяговой подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		cosφ	tgφ	Нагрузка	
	единицы, кВт × кол-во	всего, кВт			$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, квар
1	2	3	4	5	6	7
Охлаждение трансформатора с ВН 220 кВ	-	3	0,85	0,62	4	2,24
Подогрев ВГТ-220	11,3х3	22,6	1	0	22,6	-
Подогрев РУ-35	1х32	32	1	0	32	-
Отопление и освещение ОПУ	-	80	1	0	80	-
Освещение, вентиляция РУ-35	-	7	1	0	7	-
Освещение ОРУ 220 кВ	-	5	1	0	5	-
Итого					147,6	2,24

Общая электрическая нагрузка собственных нужд:

$$S_{сн} = k_c \cdot \sqrt{\sum P^2 + \sum Q^2} = 0{,}8 \cdot \sqrt{147{,}6^2 + 2{,}24^2} = 147{,}62 \text{ (кВА)}. \quad (11.1)$$

Мощность трансформаторов собственных нужд:

$$S_{тсн} \geq \frac{S_{сн}}{2 \cdot 0{,}7} \geq \frac{147{,}62}{2 \cdot 0{,}7} = 105{,}44 \text{ (кВА)}. \quad (11.2)$$

Принимаем два трансформатора ТСН: ТМ 160/35 [3].

Таблица 11.2 - Параметры трансформатора собственных нужд [3]

Тип трансформатора	$S_{ном}$, кВА	Напряжение обмотки, кВ		Потери, Вт		u_k, %	i_x, %
		ВН	НН	P_{XX}	$P_{КЗ}$		
1	2	3	4	5	6	7	8
ТМ-160/35	160	35	0,4	460	2650	4,7	2,4

12 Молниезащита и заземление подстанции

12.1 Заземляющие устройства

12.1.1 Защитные и рабочие заземления

Заземление можно изготовить с таким сопротивлением, при котором ток будет безопасен для жизни человека. Согласно ПУЭ и правилам техники безопасности конструктивные элементы электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением, должны заземляться.

Заземление, обеспечивающее безопасность обслуживающего персонала, называют защитным. Защитное заземление представляет собой преднамеренное металлическое соединение с землей частей установки, нормально не находящихся под напряжением, при помощи проводов и заземлителей.

Защитному заземлению подлежат станины и кожуха электрических машин и аппаратов, а также приводы аппаратов; корпуса светильников; вторичные обмотки измерительных трансформаторов, если это допустимо по условиям работы релейной защиты; каркасы распределительных щитов, щитов управления и шкафов; металлические ограждения частей, находящихся под напряжением; металлические корпуса кабельных муфт и металлические оболочки кабелей с обоих концов; металлические конструкции закрытых и открытых РУ электроустановок, стальные трубы электропроводки и т. п.

В электроустановках, кроме защитного заземления, применяют рабочее заземление. Рабочим заземлением называют преднамеренное заземление какой-либо точки электрической сети, необходимое для обеспечения надлежащей работы установки в нормальных или аварийных режимах, например заземление ограничителей перенапряжения и нейтралей трансформаторов.

12.1.2 Конструкция заземляющих устройств

Все металлические части электроустановок, нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землёй. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения.

Заземление обязательно во всех электроустановках при напряжениях 380 В и выше переменного тока, 440 В и выше постоянного тока, а в помещениях с повышений опасностью, особо опасных и в наружних установках при напряжении 42 В и выше переменного тока, 110-220 В и выше постоянного тока. /6/

Рассчитаем заземляющее устройство для ОРУ 220 кВ.

Удельное сопротивление грунта

ρ_1 = 500 Ом м, ρ_2 = 60 Ом/м, h = 2 м, t=0,7 м.

Площадь ОРУ 121,5х42,0 м^2

Конструкция заземляющих устройств показана на рисунках 12.1-12.2.

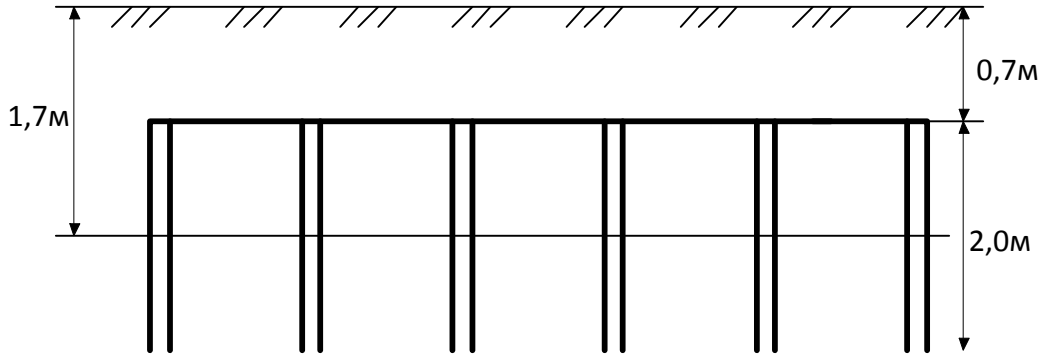

Рисунок 12.1 - Заземляющее устройство подстанции

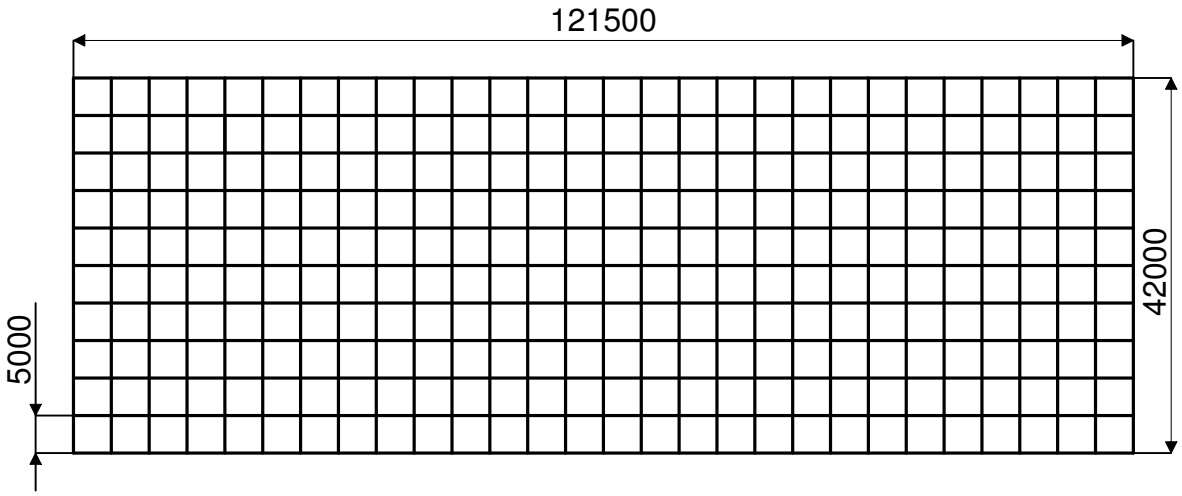

Рисунок 12.2 - Расчётная модель

12.1.3 Заземляющие устройства тяговых подстанций

Заземляющие устройства (ЗУ) тяговых подстанций переменного и постоянного тока выполняются по общим принципам, но имеют целый ряд индивидуальных особенностей.

Контур заземления подстанции состоит из вертикальных заземлителей, приваренных к сетке из стальных полос по ее периметру. Опоры с молниеотводами для уменьшения сопротивления растеканию импульсного тока разряда молнии приварены полосами к полосам сетки ЗУ.

Для устранения опасных шаговых напряжений в местах проходов и про-

ездов на территорию подстанции устроены так называемые козырьки в виде стальных шин, закладываемых на расстоянии 1 и 2 м от КЗП на глубине соответственно 1 и 1,5 м и соединенных сваркой с КЗП. Шины козырька должны иметь длину, превышающую ширину входа или въезда на 1 м с каждой стороны.

12.1.4 Расчет заземляющих устройств

Произведем расчет заземляющего устройства тяговой подстанции, конструкция и модель которого изображены на рисунках 12.1-12.2.

За расчётную длительность воздействия $\tau_В$ примем

$$\tau_В = t_{Р.З.} + t_{откл.в}, \quad (12.1)$$

$$t_{Р.З.} = 0{,}1 \text{ с}; \quad (12.2)$$

$t_{откл.в} = 0{,}05$ с;

$\tau_В = 0{,}1 + 0{,}05 = 0{,}15$ с.

Для $\tau_В = 0{,}15$ с находим напряжение прикосновения

$U_{пр.доп} = 400$ В [5]

Коэффициент прикосновения

$$K_n = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_B}{a} - \frac{L_r}{\sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (12.3)$$

где L_r - длина горизонтальных заземлителей;

a - расстояние между вертикальными заземлителями;

M - параметр, зависящий от отношения $\rho_1/\rho_2 = 500/60=8{,}3$; M=0,806 /5/

S - площадь ОРУ 220 кВ, м^2

$$K_n = \frac{0{,}806 \cdot 0{,}57}{\left(\frac{5}{5} - \frac{750}{\sqrt{121{,}5 \cdot 42}}\right)} = 0{,}0437,$$

где $\beta = 57$ - коэффициент, определяющий соотношение сопротивления человека ($R_Ч$), к сопротивлению растекания тока от ступней

$$\beta = \frac{R_Ч}{R_Ч + 1{,}5\rho_1} \quad (12.4)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1{,}5 \cdot 500} = 0{,}57$$

Потенциал на заземлителе

$$U_З = \frac{U_{пр.доп}}{K_n} \qquad (12.5)$$

$$U_З = \frac{400}{0{,}0437} = 9141{,}1\,\text{В},$$

что в пределах допустимого (меньше 10 кВ).

Сопротивление заземляющего устройства

$$R_{З.доп} = \frac{U_З}{I_З^{(1)}}, \qquad (12.6)$$

где $I_З^{(1)}$ = 1845 А - ток стекающий с заземлителя при однофазном КЗ

$$R_З = \frac{9141}{1845} = 4{,}95\,\text{Ом}.$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчётную квадратную модель со стороной

$$\sqrt{S} = \sqrt{121{,}5 \cdot 42{,}0} = 71{,}45\,\text{м}$$

Число ячеек по стороне квадрата

$$m = \frac{Lr}{2\sqrt{S}} - 1 \qquad (12.7)$$

$$m = \frac{Lr}{2\sqrt{S}} - 1 = 4{,}24;$$

принимаем m = 5.

Длина полос в расчётной модели

B = 71,45/5 = 14,3

Число вертикальных заземлителей по периметру контура

$$n_b = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_b} \qquad (12.8)$$

$$n_b = \frac{71{,}4 \cdot 4}{1 \cdot 15} = 19{,}04$$

принимаем $n_b = 19$.
Общая длина вертикальных заземлителей

$$L_B = l_b n_b \qquad (12.9)$$

$L_B = 15 \cdot 19 = 285$ м

Относительная глубина

$$\frac{l_b + t}{\sqrt{S}} = \geq 0{,}1; \qquad (12.10)$$

$$\frac{15 + 0{,}7}{71{,}43} = 0{,}219 \geq 0{,}1;$$

тогда

$$A = 0{,}385 - 0{,}25\frac{l_b + t}{\sqrt{S}}, \qquad (12.11)$$

$$A = 0{,}385 - 0{,}25\frac{15 + 0{,}7}{71{,}43} = 0{,}33$$

по таблице 7.6 /5/ для $\rho_1/\rho_2 = 8{,}3$ а/$l_b = 1$;

$$\text{р} = \frac{h_1 - t}{l_b} \qquad (12.12)$$

$$\text{р} = \frac{2 - 0{,}7}{15} = 0{,}086$$

Определяем $\rho_3/\rho_2 = 1{,}4$; тогда $\rho_3 = 1{,}4\ \rho_2 = 1{,}4 \cdot 60 = 84$.
Общее сопротивление сложного заземлителя

$$R_3 = A\frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_r + L_b}\ \text{Ом}, \qquad (12.13)$$

$$R_З = 0{,}33\frac{84}{71{,}43} + \frac{84}{784{,}6 + 285}0{,}468$$

что меньше допустимого $R_{З\,доп}$ = 1,806 Ом.

$U_{пр} = К_п I_З R_З$ = 0,12·1845·0,468 = 103,7 В,

Что меньше допустимого $U_{пр.доп}$ = 400 В.

12.2 Расчет молниезащиты

Исходные данные для расчета молниезащиты (двойной тросовой 2Т) представлены в таблице 12.1 и на схеме рисунка 12.3.

Таблица 12.1 - Исходные данные для расчета молниезащиты

Тип м/з	Зона	h_x, м	В, м	h_1, м	h_2, м	L, м	*a*, м	$t_{ср}$, ч/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2Т	Б	8	-	22	27	30	45	110

Обозначения для рисунка 12.3:

L - расстояние между опорами тросового молниеотвода;

h_1, h_2 - высота опор.

Параметрами молниезащиты являются:

h - полная высота стержневого молниеотвода, м;

h_0 - высота вершины конуса стержневого молниеотвода, м;

h_x - высота защищаемого сооружения, м;

r_0, r_x - радиусы защиты на уровне земли и на высоте защищаемого сооружения, м;

h_c - высота средней части двойного стрежневого молниеотвода, м;

L - расстояние между двумя стержневыми молниеотводами, м;

a - длина пролета между опорами троса, м;

$h_{оп}$ - высота опоры троса, м;

$r_x + r_x'$ - ширина зоны тросового молниеотвода на уровне защищаемого сооружения, м.

1. По формуле (таблица 1.14.1 [8]) для двойных тросовых молниеотводов одинаковой высоты определяются параметры м/з для зоны Б.

В масштабе зона Б изображается на плане (рисунок 12.3), так как *a<120* м и L ≤ h, то

для первой опоры

$h_1 = h_{on1} - 2 = 22 - 2 = 20$ м;
$h_{01} = 0,92h_1 = 0,92 * 20 = 18,4$ м;
$r_{01} = 1,7h_1 = 1,7 \cdot 20 = 34$ м;
$h_{c1} = h_{01} = 18,4$ м;
$r_{c1} = r_{01} = 34$ м;
$r_{x1} = 1,7\left(h_1 - 1,1h_x\right) = 1,7 \cdot \left(20 - 1,1 \cdot 8\right) = 19$ м;
$r_{cx1} = r_{x1} = 19$ м.

для второй опоры

$h_2 = h_{on2} - 2 = 27 - 2 = 25$ м;
$h_{02} = 0,92h_2 = 0,92 * 25 = 23$ м;
$r_{02} = 1,7h_2 = 1,7 \cdot 25 = 42,5$ м;
$h_{c2} = h_{02} = 23$ м;
$r_{c2} = r_{02} = 42,5$ м;
$r_{x2} = 1,7\left(h_2 - 1,1h_x\right) = 1,7 \cdot \left(25 - 1,1 \cdot 8\right) = 27,5$ м;
$r_{cx2} = r_{x2} = 27,5$ м.

При пересечении верхней отметки сооружения с линией в пролете определяется r_x'.

$$\alpha^{(A)}{}_1 = arctg\frac{r_{01}}{h_{01}} = arctg\frac{34}{18,4} = 61,6°;$$
$$\alpha^{(A)}{}_2 = arctg\frac{r_{02}}{h_{02}} = arctg\frac{42,5}{23} = 61,6°.$$

2. Определяются максимальные габариты защищаемого сооружения по рисунку 12.3:

$A = a + 2r_{cx} = 45 + 2 * 27,5 = 125$ м.

Принимается целое значение А=75 м.

$B = L + 2r_x = 30 + 2 * 27,5 = 85$ м.

Принимается целое значение В=80 м.

$A \times B \times H = 125 \times 85 \times 8$ м.

3. Определяется возможная поражаемость защищаемого объекта в зоне Б при отсутствии молниезащиты, n = 8,5 1/(км^2*год) при $t_{ср}$ = 110 ч/год:

$$N_A = \left[\left(B + 6h_x \right) \left(A + 6h_x \right) - 7,7h_x^2 \right] n * 10^{-6} =$$

$$= \left[\left(85 + 6*8 \right) \left(100 + 6*8 \right) - 7,7*8^2 \right] *8,5*10^{-6} = 0,12 \text{ поражений.}$$

Параметры зоны Б молниезащиты указаны на рисунке 12.3, $A \times B \times H = 125 \times 85 \times 8$ м; N = 0,12 поражений.

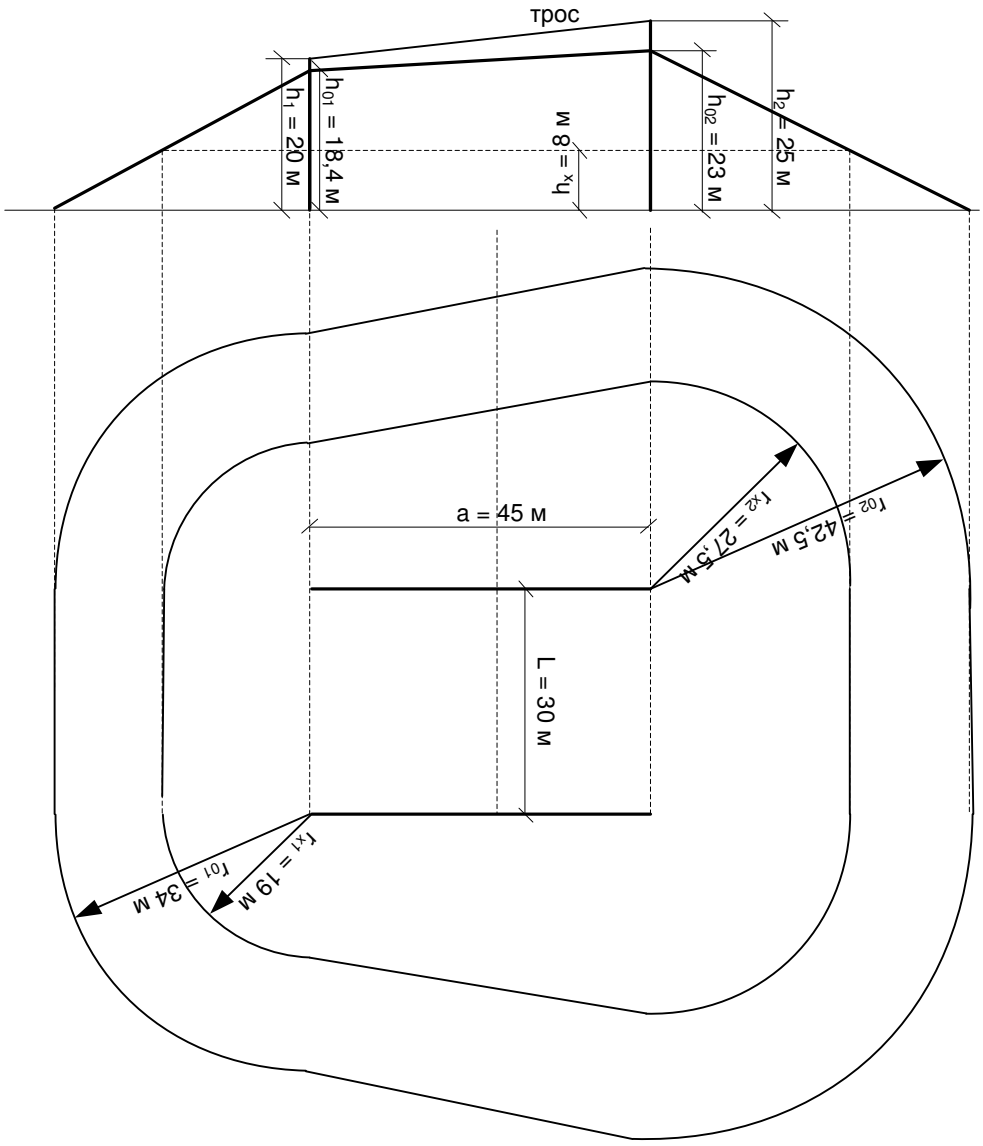

Рисунок 12.3 - Зона Б защиты двойного тросового молниеотвода разной высоты

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были поставлены и выполнены все цели и задачи. Реконструирована электрическая тяговая подстанция для электроснабжения рассматриваемого района: выбраны типы и мощность силовых трансформаторов, типы подстанций, выбрано основное высоковольтное оборудование (разъединители, ОПН, выключатели, трансформаторы тока и напряжения и т.д.) подстанции ТП 220/35/27,5 кВ «Камышта».

При этом проведены следующие расчеты: расчет электрических нагрузок; выбор мощности и типа трансформаторов; расчет токов короткого замыкания; выбор высоковольтного оборудования.

Рассчитано заземление подстанции 220/35/27,5 кВ, а также разработана конструкция заземляющих устройств. Посчитана молниезащита подстанции с использованием двух стержневых молниеотводов.

В ходе реконструкции предложено повысить мощность одного из трансформаторов, поставить элегазовые и вакуумные выключатели вместо масляных, в результате чего повысится надежность электроснабжения потребителей, возрастет срок службы трансформаторов и электрической аппаратуры.

Проверка оборудования по токам короткого замыкания показала правильность выбора аппаратов защиты.

В результате проектирования разработана схема подстанции, соответствующая всем современным требованиям.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Минэнерго РФ Правила устройства электроустановок [Текст] /Минэнерго РФ – 8 издание, переработанное и дополненное. Красноярск, 2003 – 656 с.

2. Будзко, И.А. Электроснабжение сельского хозяйства. [Текст] Издание 2-е переработанное и дополненное Будзко И.А., Гессен В.Ю. - М.: Колос, 1999-480с.

3. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 и 110-1150 кВ, [Текст] том 2/ Под редакцией Горюнова, А.А. Любимова – М.: Папирус Про, 2003 -640с.

4. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 110-1150 кВ [Текст] том 3/ Под редакцией Горюнова, А.А. Любимова – М.: Папирус Про, 2004 -677с.

5. Дипломное проектирование по специальности 140211.65 «Электроснабжение»: учеб. пособие / Л. Л. Латушкина, А. Д. Макаревич, А. С. Торопов, А. Н. Туликов ; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан : Ред.-изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2012. – 232 с.

6. Энергоатомиздат. Электрический справочник. Т.3 книга 1. Производство и распределение электрической энергии [Текст] / М.: Энергоатомиздат, 1988-586с.

7. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, ПОТ Р М-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00 – Москва 2001г.

8. Алиев, И.И. Электротехнический справочник.-4-е изд. / И.И. Алиев, испр.-М.: ИП РадиоСофт, 2001. – 384с.

9. Издательство НЦ ЭНАС. Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте. [Текст] – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2001-116 с.

10. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ, [Текст] том 1/ Под редакцией Горюнова, А.А. Любимова – М.: Папирус Про, 1999 -608с.: - 299 ил.

11. Орлова, И.Н. Электротехнический справочник, [Текст] том 3, книга 1/ Под общей редакцией И.Н. Орлова – М.: Энергоатомиздат, 1998-878 с.

12. Комарова, Д.Т. Справочник по строительству электросетей 0,38-35 кВ. [Текст] / Под редакцией Д.Т. Комарова. – М.: Энергоиздат, 1998. – 448 с.

13. Электроком. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. [Текст] – М.: Электроком, 2003 – 111с.

14. Демина, Т.А. Экология природопользования, охрана окружающей среды [Текст] / Демина Т.А. - М.: Агропромиздат, 1995.

14. Выключатель вакуумный типа ВВТЭ-М-10. Паспорт ИБКЖ. 674143.001 ПС.

15. Никитин, Д.П.Окружающая среда и человек [Текст]/ Никитин Д.П., Новиков Ю.В. - М.: Высшая школа, 2001.

16. Плущевский М.Б. практическая методика количественной оценки совокупности данных, формируемых экспертами // Стандарты и качество, 1994 №4

17. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 153 – 34.0 – 08.41 – 00 (ВППБ 01 – 02 - 95*). 3-е издание с изменениями и дополнениями - М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2002. – 128с.

18. Трудовой кодекс Российской Федерации.- М.: Дело, 2002. – 192с.

19. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов-н/Д: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.

20. Будзко, И.А. Электроснабжение сельского хозяйства / И.А. Будзко,Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. - М.: Колос, 2000.- 536 с.

21. Банников, А.Г. Охрана природы [Текст]/ Банников А.Г., Рустанов А.К. и др. - М.: Агропромиздат, 1999.

22. Годовые отчеты за 2014-2015 годы МЭС АО " Хакасэнерго";

23. Министерство энергетики. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Текст]. Министерство энергетики Р.Ф. - М.: ЗАО «Энергосервис», 2003 – 368 с.

24. Стройиздат. Сборник правил пожарной безопасности [Текст] / М.: Стройиздат, 2002.

25. Филатов, Л.С. Безопасность труда в сельскохозяйственном производстве [Текст] / Филатов Л.С. -М.: Росагропромиздат, 2004. 304 с

26. Энергоатомиздат. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. [Текст] 4-е издательство, переработанное и дополненное - М.: Энергоатомиздат, 2005-424 с.

27. Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства промышленных электроустановок. [Текст] Справочник электромонтажника/ Р.Н. Карякин, В.И. Солнцев под редакцией А.Д. Смирнова и др. - М.: Энергоатомиздат, 1999.

28. Моисеев В.А., Трухницкая С.М., Булахов Я.И. Безопасность и экологичность проекта. Методические указания – Красноярск, 1998 – 17с.

29. Беляев, А.В. Капитальные вложения и экономическая эффективность их использования в сельском хозяйстве [Текст] / Беляев А.В. - М.: Колос, 2003-43с.

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Использованные в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в ___1___ экземпляре.

Библиография ___29___ наименований.

Электронный экземпляр сдан на кафедру.

«_____» _____
(дата)

_____ Нербышев А.И.
(подпись) (ФИО)

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт - филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА
КАФЕДРА

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Г.Н. Чистяков
Подпись, инициалы, фамилия
«17» 06 2019г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование специальности)

Реконструкция тяговой подстанции «Камышта» электрической части
(наименование темы)

Руководитель _____ 14.06.19 2019г. доцент каф. ЭЭ,к.т.н Е.В. Платонова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы , фамилия

Выпускник _____ 12.06 2019г А.И. Нербышев
подпись дата инициалы , фамилия

Нормоконтролер _____ 13.06. 2019г И.А. Кычакова
подпись, дата инициалы, фамилия

Абакан 2019