

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» в г. Златоусте

Факультет техники и технологии

Кафедра электрооборудования и автоматизации производственных процессов

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
_____ Ю.С. Сергеев
_____ 2021 г.

РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ ЭЧЭ-8 «УРЖУМКА»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ–13.03.02.20.028.00.00 ПЗ ВКР

Консультанты
Безопасность жизнедеятельности
к.т.н., доцент
_____ С.Н. Трофимова
_____ 2021 г.

Руководитель работы
зав. кафедрой, к.т.н, доцент
_____ Ю.С. Сергеев
_____ 2021 г.

Автор работы
студент группы ФТТ-403
_____ П.В. Кожевников
_____ 2021 г.

Нормконтролер
ст. преподаватель
_____ О.В. Терентьев
_____ 2021 г.

Златоуст 2021

АННОТАЦИЯ

Кожевников П.В. – Реконструкция подстанции ЭЧЭ-8 «Уржумка» – г. Златоуст: филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» в г. Златоусте, кафедра ЭАПП; 2021 г., 79 с., 13 ил., библиогр. список – 14 наим., 8 листов чертежей ф. А1.

В выпускной квалификационной работе реализована реконструкция тяговой подстанции ЭЧЭ-8 «Уржумка» путем перевода с напряжения 35 кВ на напряжение 110 кВ. Выполнены: замена электрической схемы, расчет тяговой подстанции, трансформаторной мощности, выбор силового оборудования, расчет токов короткого замыкания, максимальных рабочих токов, расчет и замена выключателей переменного тока и выбрана релейная защита и автоматика.

В разделе безопасность жизнедеятельности рассмотрены вопросы по снижению влияния вредных и опасных факторов на работников тяговой подстанции.

| | | | | | | | | |
|-----------|-----------------|--|--|--|--|--|------|--------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | | | |
| Разраб. | Кожевников П.В. | | | | Реконструкция подстанции ЭЧЭ-8 «Уржумка» Пояснительная записка | Лит. | Лист | Листов |
| Провер. | Сергеев Ю.С. | | | | | Д | 4 | 79 |
| Т. Контр. | Сандалов В.М. | | | | | Филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» в г. Златоуст Кафедра ЭАПП | | |
| Н. Контр. | Терентьев О.В. | | | | | | | |
| Утверд. | Сергеев Ю.С. | | | | | | | |

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 7 |
| 1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ..... | 9 |
| 2 ОПИСАНИЕ СХЕМЫ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ ЭЧЭ-8 «УРЖУМКА» | 17 |
| 3 ОПИСАНИЕ ЦЕЛИ МОДЕРНИЗАЦИИ ПОДСТАНЦИИ ЭЧЭ-8 «УРЖУМКА» | 19 |
| 4 ИЗМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ ЭЧЭ-8 «УРЖУМКА» | 21 |
| 5 РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ МОЩНОСТИ МОДЕРНИЗИРУЕМОЙ ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ ЭЧЭ-8 «УРЖУМКА». РАСЧЕТ И ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ..... | 22 |
| 6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ..... | 26 |
| 6.1 Составление расчётной схемы и схемы замещения..... | 26 |
| 6.2 Расчёт сопротивления элементов схемы замещения..... | 27 |
| 6.3 Расчет сопротивлений и токов цепи короткого замыкания в максимальном режиме | 29 |
| 7 ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ | 34 |
| 7.1 Расчёт максимальных рабочих токов..... | 34 |
| 7.2 Выбор и проверка токоведущих частей..... | 36 |
| 7.3 Выбор и проверка изоляторов | 40 |
| 7.4 Выбор и проверка выключателей..... | 43 |
| 7.5 Выбор и проверка разъединителей | 49 |
| 7.6 Проверка трансформаторов тока..... | 51 |
| 7.7 Проверка трансформаторов напряжения..... | 51 |
| 7.8 Выбор и проверка устройств защиты от перенапряжений | 52 |
| 7.9 Разрядные устройства..... | 52 |
| 7.10 Выбор и проверка сглаживающих и помехоподавляющих устройств..... | 53 |
| 8 ВЫБОР РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ..... | 54 |
| 8.1 Релейная защита и автоматика линий 110 кВ | 54 |
| 8.2 Выбор типа релейной защиты и автоматики линий 110 кВ | 56 |
| 8.3 Уставки релейной защиты и автоматики линий 110 кВ | 56 |
| 8.4 Токовая отсечка..... | 58 |
| 8.5 Токовая защита нулевой последовательности | 58 |
| 8.6 Автоматическое повторное включение | 58 |
| 8.7 Устройство резервирования отключения отказа выключателя | 59 |
| 8.8 Выдержка времени АПВ | 59 |

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 5 |

| | |
|---|----|
| 8.9 Релейная защита и автоматика шин 110 кВ | 59 |
| 8.10 Расчет уставок релейной защиты и автоматика шин 110 кВ | 61 |
| 8.11 Релейная защита и автоматика линий 35 кВ | 62 |
| 8.12 Релейная защита и автоматика секционного выключателя..... | 64 |
| 8.13 Релейная защита и автоматика выключателя ввода 35 кВ | 65 |
| 8.14 Релейная защита и автоматика оборудования 6 кВ..... | 66 |
| 9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ | 68 |
| 9.1. Краткое описание рассматриваемого объекта | 68 |
| 9.2. Анализ вредных и опасных производственных факторов..... | 68 |
| 9.3. Выбор нормативных значений факторов рабочей среды и трудового процесса..... | 69 |
| 9.4. Охрана труда..... | 71 |
| 9.5. Производственная санитария..... | 73 |
| 9.6. Эргономика и производственная эстетика | 74 |
| 9.7. Противопожарная и взрывобезопасность..... | 74 |
| 9.8. Экологическая безопасность..... | 75 |
| 9.9. Обеспечение безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций | 76 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 77 |
| БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК | 78 |

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 6 |

ВВЕДЕНИЕ

Электрическая энергия имеет ряд преимуществ, над другими видами энергии, например способностью передачи на большие расстояния и легкого преобразования в другие виды энергии. Это дает возможность применять электрическую энергию для различных отраслей производства и потребностей населения. Электрическая тяга основной потребитель электроэнергии на железнодорожном транспорте.

Железные дороги Российской Федерации занимают второе место в мире по протяженности и первое – по уровню оснащения электрифицированных линий. РЖД - очень развитая транспортная система, которая имеет общую длину около 86 тыс. километров.

Поезда получают электрическую энергию через ЛЭП районных и тяговых подстанций – электротехнических сооружений, которые оснащаются мощным силовым и усилительным оборудованием. Они имеют больше различного по значению оборудования, чем на равных по мощности нетяговых подстанций. Это вызвано многофункциональностью тяговых подстанций, от которых получают питание не только поезда, работающие на электроэнергии, но также районные нетяговые потребители. Тяговые подстанции выполняются по определенным требованиям, с особенными схемами и конструкциями.

Мощность оборудования таких как трансформаторы и усилители, установленных на подстанции, должна быть равна потребляемой мощности потребителей электроэнергии в максимально загруженном режиме. Коммутационное и вспомогательное оборудование подстанции должны обеспечивать не только бесперебойное питание потребителей электроэнергии на требуемом уровне надежности, но также и качество электрической энергии, которое должно соответствовать установленным нормам. Так же важно чтобы потери в электроэнергетической сети были минимальными. Учитывая величину напряжения тяговых подстанций и протяженность ЛЭП транспортировки, потери в электрических сетях могут достигать больших значений.

Повышение коэффициента надежности тяговых подстанций производится за счет разработки и применения автоматизированных систем удаленного мониторинга и диагностики устройств, оперативно-технологического управления, и введения силового оборудования имеющих передачу данных по цифровым каналам связи в аналитические и диспетчерские центры управления. Понижение электрических потерь производится за счет перехода на более повышенное напряжение, в результате чего токи в проводах падают, и потери уменьшаются, так как в более низком напряжении, например 35 КВ провода используются более меньшего сечения, и токи более высокие, и часть электрической энергии уходит на нагрев проводов.

В городе Златоуст расположена тяговая подстанция ЭЧЭ-8 «Уржумка», снабжающая участок железной дороги «Таганай» и «Хребет».

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 7 |

На подстанции ЭЧЭ-8 «Уржумка» является устаревшее морально и физически оборудование подстанции, а также недостаточная трансформаторная мощность подстанции. Данная подстанция была введена в эксплуатацию в 1945 году, последняя модернизация подстанции была в 1990 году, и имеет трансформаторную мощность в данный момент 25500 кВа. В настоящее время такой трансформаторной мощности не хватает на бесперебойное электроснабжение потребителей. В настоящее время при прохождении тяжелого состава весом 5000 тонн и выше, наблюдается сильная просадка напряжения на ВЛ 35 кВ до 32 кВ, а также зачастую происходит защитное отключение световой индикации (светофоров) и электроприводов стрелок ЖД путей, а также происходит защитное отключение тягового трансформатора на этом участке. Светофоры и стрелки на ЖД путях являются электропотребителями 1 категории электроснабжения и не допускают перерыва в электроснабжения, так как при отключении этих устройств создается опасность гибели людей при аварии поездов или порча груза. Поезда также являются потребителями первой категории, и при отключении тягового трансформатора поезда перестают получать питание, что приводит их в неуправляемое состояние, что может привести к гибели людей или порче груза.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение устойчивости энергосистемы с дефицитом располагаемой мощности (минимизация дефицита мощности) подстанции «ЭЧЭ-8 УРЖУМКА». Увеличение пропускной способности поможет повысить безотказную работу надежность подстанции, увеличить количество поездов, находящихся на участке снабжения одновременно, и позволит пустить на пути более современные поезда «4ЭС8 Синара», которые способны перевозить за раз большее количество груза.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи: произвести проверочный расчет мощности тяговой подстанции, определить токи короткого замыкания, определить максимальные рабочие токи; выбрать новое оборудование тяговой подстанции; заменить устаревшие элементы оборудования тяговой подстанции и выполнить их проверочный расчет, а также выбрать релейную защиту и автоматику.

Объект – тяговая подстанция ЭЧЭ-8 «Уржумка».

Предмет – электрооборудование тяговой подстанции ЭЧЭ-8 «Уржумка».

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 8 |

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Выбор оборудования подстанции – это один из самых важных этапов проектирования и реконструкции подстанции, от которого будет зависеть качественная, бесперебойная и надежная работа подстанции с минимальными электрическими потерями при этом обеспечивая максимальную пропускную способность, которая необходима. Исходя из выше сказанного нужно произвести сравнение отечественных и зарубежных производителей электрооборудования, и в соответствии с этим произвести выбор оборудования, опираясь на характеристики и цену.

Основные параметры для выбора выключателей это: номинальное напряжение, 35 кВ, наибольшее рабочее напряжение 40 кВ, рабочий номинальный ток 1000 А,

номинальный ток отключения 25 кА, климатическое исполнение УХЛ1 от -60° С до +40° С, работа на высоте до 1000 м над уровнем моря, и цена.

В качестве объектов анализа берем установленный в данный момент выключатель масляный МКП 35/1000/25 ШПЭ-2 отечественного производителя, вакуумный выключатель 3AF01, зарубежного производителя (SIEMENS), элегазовый выключатель LW8 (A)-40.5 DESUN, зарубежного производителя, вакуумный выключатель ВБН/ЭЛКО/ТЭ-35-25/1000, отечественного производителя, масляный выключатель DW13-35, зарубежного производителя, вакуумный выключатель OVB-VBF, зарубежного производителя.

Таблица 1.1 – Основные параметры при выборе выключателей 35 кВ

| Наименование | Единица измерения | МКП 35/1000/25 ШПЭ-2 | 3AF01 | LW8 (A)-40.5 DESUN | ВБН/ЭЛКО/ТЭ-35-25/1000 | DW13-35 | OVB-VBF |
|-------------------------------|-------------------|----------------------|----------|--------------------|------------------------|---------|-----------|
| Номинальное напряжение | кВ | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 |
| Наибольшее рабочее напряжение | кВ | 40,5 | 40,5 | 40,5 | 40,5 | 40,5 | 40,5 |
| Номинальный ток | А | 1000 | 630-2000 | 1000-2000 | 1000 | 1000 | 1000-2500 |
| Номинальный ток отключения | кА | 20-25 | 25-31,5 | 25-31,5 | 25 | 20 | 25-31,5 |
| Собственное время отключения | С | 0,05 | 0,05 | 0,03 | 0,03 | 0,07 | 0,03 |

Окончание таблицы 1.1

| Наименование | Единица измерения | МКП 35/1000/25 ШПЭ-2 | 3AF01 | LW8 (A)-40.5 DESUN | ВВН/ЭЛКО/ТЭ-35-25/1000 | DW13-35 | OVB-VBF |
|-----------------------------------|-------------------|----------------------|---------|--------------------|------------------------|---------|---------|
| Полное время отключения | С | 0,08 | 0,065 | 0,06 | 0,05 | 0,1 | 0,06 |
| Собственное время включения | С | 0,09 | 0,075 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,1 |
| Механический ресурс | Вкл/откл | 10000 | 10000 | 10000 | 25000 | 10000 | 15000 |
| Коммутационный ресурс | Откл | 10000 | 10000 | 10000 | 25000 | 10000 | 15000 |
| Ток термической стойкости (3 сек) | кА | 25 | 25 | 40 | 25 | 50 | 25 |
| Частота | Гц | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 |
| Срок службы | Лет | 30 | 50 | 40 | 40 | 25 | 25 |
| Масса выключателя | кг | 3100 | 850 | 1400 | 500 | 1400 | 900 |
| Стоимость выключателя | Руб. | 540000 | 1100000 | 1050000 | 580000 | 1050000 | 790000 |

Масляные выключатели типа МКП-35 производятся с показателями рабочих токов 600 и 1000 А соответственно, и имеют предельную мощность отключения 1000 тыс. ква. Выключатели типа МКП-35 идут в комплекте с электромагнитными приводами типов ШПЭ-2.

Выключатели МКП-35 рассчитаны для открытой (наружной) установки, но также могут также устанавливаться в помещении.

Выключатель МКП-35 является быстродействующим. Дуга гасится быстро, потому что при отключении происходит благодаря: появлению водорода в газовом пузыре, который при действии электрической дуги возникает в масле, когда оно начинает разлагаться из-за дуги. Также быстрое гашения достигается действием высокого давления в газовом пузыре, которое создается при действии электрической дуги. Электрическая дуга при отключении растягивается в поперечном и продольном направлениях, что так же сказывается на скорости

гашения дуги. Буферное пространство устанавливается в верхней части бака с маслом и заполнено воздухом и играет одну из важнейших ролей в работе выключателя. Буферное пространство предназначено для расширения масла вверх, из-за чего происходит падение давления на сетки и дно масляного бака. Если это пространство будет слишком маленьким и не будет вмещать расширенное масло, то, при перегреве трансформатора, то возможен взрыв бака. Если же в баке уровень масла будет слишком низок, то водород, который входящий в состав газов, которые выделяются при разрушении масла в процессе эксплуатации, масла имеют и высокую температуру, поднимаясь вверх, не успевают охладиться, и, соединяясь с кислородом, который находится в буферном пространстве, приводит к образованию взрывоопасной смеси. Следовательно, возможна взрывоопасная ситуация, которая может произойти как при повышении, так и при понижении уровня масла, что приведет к взрыву или пожару выключателя. Высокая взрыво и пожароопасность – главный минус масляных выключателей. В процессе эксплуатации обязан контроль за уровнем масла через маслоуказатели, расположенные на баках. Масляные выключатели МКП-35 могут быть заменены аналогичными отечественными выключателями напряжением 35 кВ (ВМ-35, ВБЦ35П-20/630У1, С-35, ВМУЭ-35) по мере истечения срока их службы или при наличии их износа. Стоимость выключателя составляет 540000 рублей. Изображение выключателя МКП-35 представлено на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Выключатель МКП-35

Вакуумные силовые выключатели Siemens 3AF 01 это силовые выключатели трехполюсного типа открытого типа номинального напряжения до 36 кВ.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 11 |

Вакуумный выключатель в своей конструкции имеет стальную конструкцию и приводную коробку, которая содержит пружинный привод и управляющие элементы. В конструкцию так же входит базовая рама с тремя полюсами, на которой установлены фарфоровые изоляторы вакуумными ламповыми переключателями, а также шальтштанги.

Вакуумные выключатели 3AF01 произведены так, что обеспечивают безотказное выполнение циклов включения-выключения, которые происходят на силовых устройствах распределения энергии. Выключатели имеют высокий показатель надежности при эксплуатации, в техническом обслуживании имеют мало необходимости, и большой срок межремонтного обслуживания и имеют долгий срок службы. Выключатели имеют малые размеры и вес, уровень шума при работе минимален, а также они не подвержены воздействию высоких и низких температур, имея номинальный режим работы от -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$ и не представляют угрозы возгорания. Данные выключатели предназначены для применения на открытом воздухе. Стоимость выключателя составляет 1100000 рублей. Изображение выключателя 3AF01 представлено на рисунке 1.2.



Рисунок 1.2 – Выключатель 3AF01

LW8 (A)-40.5 является элегазовым силовым выключателем высокого напряжения, колонкового типа, предназначенный для установки на открытом воздухе. Данный выключатель производится китайской фирмой «Desun» (Гонконг), и имеет номинальное напряжение 35 кВ. Выключатель является трехполюсным. Конструкция выключателя состоит из стальной конструкции и

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 12 |

приводной коробки в состав которой входит пружинный привод и управляющие элементы. Выключатель имеет базовую раму с тремя полюсами, на которой установлены на фарфоровых изоляторах элегазовыми дугогасящие камеры. Выключатели предназначены для работы в различных климатических условиях: нижняя рабочая температура- минус 60° С, верхняя рабочая температура - плюс 55° С.

Данный выключатель имеет простые и надежные дугогасительные устройства, которые содержат минимальное количество подвижных элементов. Эти дугогасительные устройства работают на принципе вращения электрической дуги в магнитном поле, которое создается током, который протекающим через дугогасительное устройство. Данный способ гашения гарантирует отсутствие перенапряжений даже при отключении малых индуктивных токов и отключение без повторных пробоев емкостных токов до 1500 А. Стоимость выключателя составляет 1050000 рублей. Изображение выключателя LW8 (А)-40.5 представлено на рисунке 1.3.

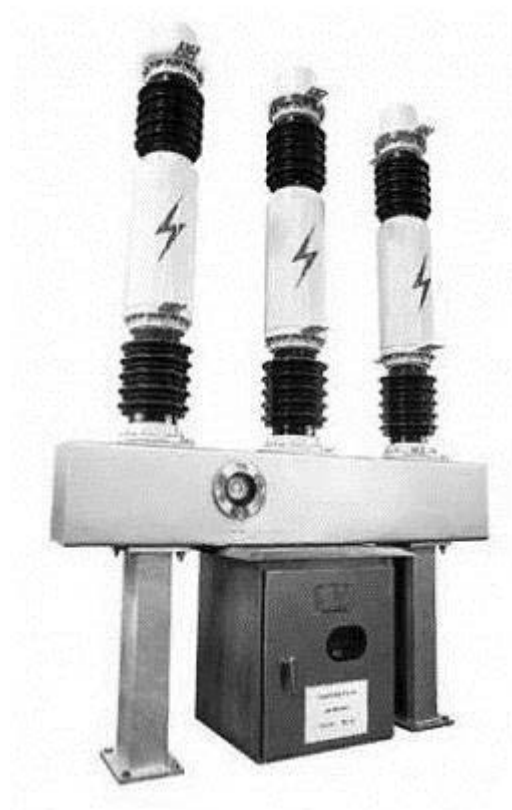


Рисунок 1.3 – Выключатель LW8 (А)-40.5

ВБН/ЭЛКО/ТЭ-35-25/1000 представляет собой вакуумный выключатель, и служит для коммутации электрических цепей при режимах работы таких как номинальный и аварийный, в электрических сетях с напряжением 35 кВ. Выключатель может устанавливаться в распределительных устройствах открытого и закрытого типа.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 13 |

Конструкция выключателя представляет собой раму, что является основанием выключателя, трех полюсов, которые размещены на раме благодаря специальных изоляционных тяг, расположенных на раме. Выключатель имеет техническое оснащение электромагнитным приводом, механически связанного с контактами внутри вакуумных камер. Выключатель с завода комплектуется трансформаторами тока и специальной подставкой, при помощи которой происходит крепление к фундаменту.

Работа выключателя происходит в результате в гашении электрической дуги. Электрическая дуга, возникающая при размыкании контактов, которые находятся в вакуумной камере, находясь под действием вакуума, т. е. полным отсутствием воздуха, гасится. Вакуум обладает таким свойством как большая электрическая прочность и потому гашение дуги происходит всегда.

Выключатель включается при помощи электромагнитного привода. На электромагнит подается электрическая энергия и через механизм свободного расцепления и последовательно соединенные тяги, которые связывают вал привода и валы полюсов, а также изоляционную тягу и узлы поджатия срабатывает и замыкает контакты в вакуумных камерах. Включенное положение выключателя фиксируется специальными защелками.

Отключение выключателя производится через пружины привода, которые расположены в крайних полюсах и пружин поджатия вакуумного выключателя. Электромагнит отключения воздействует на защелку и происходит размыкание контактов. Стоимость выключателя составляет 580000 рублей. Изображение выключателя ВБН/ЭЛКО/ТЭ-35-25/1000 представлено на рисунке 1.4.

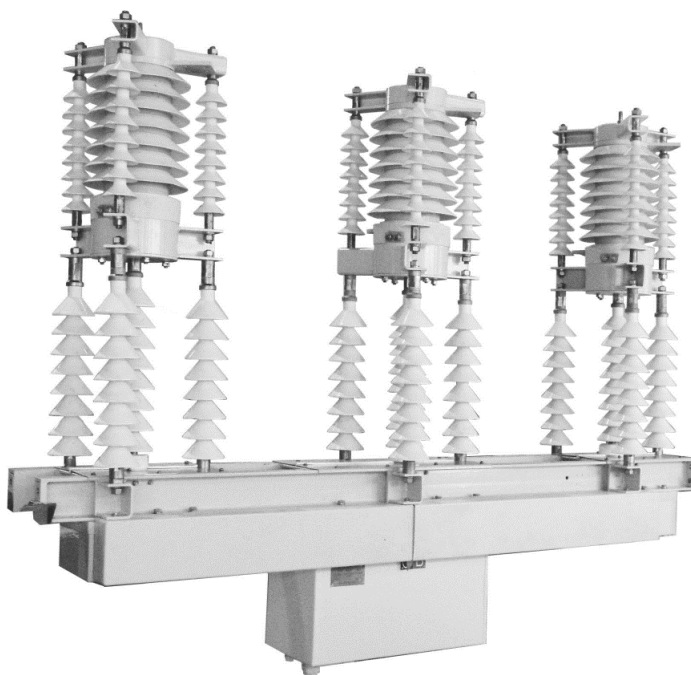


Рисунок 1.4 – Выключатель ВБН/ЭЛКО/ТЭ-35-25/1000

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 14 |

DW13-35 является баковым масляным выключателем, который обеспечивает коммутации РУ 35 кВ. выключатель может устанавливаться как в открытых, так и в закрытых распределительных устройствах, а также на больших высотах. DW13-35 способен производить нормальные и аварийные отключения, а также способен работать с АПВ. Выключатель приспособлен для работы при различных температурах, минимальная - минус 45°С, максимальная - плюс 40°С. Конструкция выключателя представляет собой три полюса, пружинный, который располагается в шкафу управления, и комплектных трансформаторов тока. Так как выключатель является масляным то гашение электрической дуги, возникающей при размыкании контактов, происходит внутри дугогасительных камер, наполненных маслом. Стоимость выключателя составляет 1050000 рублей. Изображение выключателя DW13-35 представлено на рисунке 1.5.

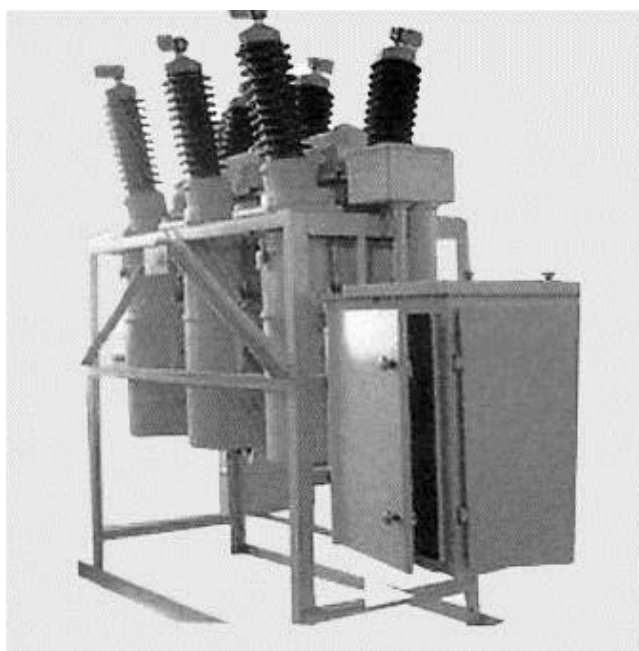


Рисунок 1.5 – Выключатель DW13-35

Выключатели колонкового типа OVB-VBF являются элегазовыми выключателями и имеют в конструкции вакуумные прерыватели, которые находятся внутри фарфоровых изоляторов, заполненных элегазом (SF₆)/азотом под давлением 0,5 бар выше атмосферного для предупреждения образования конденсата. Пружинный механизм расположен в специальном шкафу. Простой и надежный пружинный механизм минимизирует энергию на срабатывание и обеспечивает механическую долговечность. Размыкание цепи происходит в элегазовой камере. Выключатель предназначен для наружной установки и обеспечивают защиту от огня и в опасных условиях.

Выключатель имеет большой механический ресурс благодаря элегазовым технологиям, высокий уровень изоляции и способности дугогашения.

Стоимость выключателя составляет 790000 рублей. Изображение выключателя OVB-VBF представлено на рисунке 1.6.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 15 |



Рисунок 1.6 – Выключатель OVB-VBF

Вывод по разделу один

Исходя из анализа основных характеристик, представленных в таблице 1.1 выключателей, можно сделать вывод о том, что технические характеристики у них имеют лишь незначительные различия. Все выключатели похожи друг с другом по своим характеристикам. Наиболее целесообразным является использование отечественного выключателя ВБН/ЭЛКО/ ТЭ-35-25/1000 по характеристикам механического ресурса, срока службы и стоимости.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | 16 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

2 ОПИСАНИЕ СХЕМЫ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ ЭЧЭ-8 «УРЖУМКА»

Схема ОРУ-35 кВ тяговой подстанции определена местом тяговой подстанции в схеме внешнего электроснабжения. Данная подстанция транзитная, имеет два ввода 35 кВ – Таганай, Златоуст-тяга. На вводах 35 кВ установлены масляные выключатели и разъединители.

РУ-35 кВ имеет сборные шины системы одинарного типа, между которыми расположены секционные разъединители. На двух фазах каждой секции шин расположены трансформаторы тока и напряжения, которые защищены плавкими предохранителями. К каждой секции шин подключены выводы обмоток высокого напряжения 35 кВ понижающих трансформаторов через разъединители и выключатели. Выпрямители и районные трансформаторы запитаны от шин 35 кВ через выключатели и разъединители.

Вводы РУ-6 кВ подключены к сборным шинам через выключатели и разъединители с заземляющими ножами от выводов обмотки низкого напряжения понижающего трансформатора.

РУ-6 кВ имеет сборные шины системы одинарного типа, между которыми установлены секционные разъединители. Фидеры нетяговых потребителей запитаны от секции шин 6 кВ – это Ф1 ТП-1 ПМС-173, Ф2 ТП-1 ПМС-173, Ф3 ПЭ «Таганай» и Ф4 ПЭ «Хребет». На каждом фидере РУ-6 кВ после разъединителей установлены однофазные трансформаторы напряжения. Помимо этого, установлены трехфазные трансформаторы напряжения на каждой секции шин через разъединители.

Через тяговый трансформатор и выпрямительный агрегат, который имеет 12 импульсную схему выпрямления от шин 35 кВ запитана РУ 3,3 кВ. Сборные шины 3,3 кВ состоят из трех шин – это рабочей минусовой, рабочей плюсовой и запасной плюсовой шин. Рабочая шина подключена через фидер контактной сети с контактной сетью, минусовая – через отсасывающего фидера с рельсами. Реактор подключен к рабочей минусовой шине и служит для ликвидации и сглаживания пульсирующей составляющей напряжения, которое вышло с выпрямителя таким образом, что через реактор проходит весь ток подстанции. Для вывода в ремонт сломанного оборудования или оборудования для планового ремонта исправного оборудования существует запасная шина, которая подключена к ячейке резервного выключателя.

Ячейка фидера отходящей контактной сети представляет собой сборную систему, в состав которой обязательно входят линейный разъединитель, шинный разъединитель, а также шунт для измерения тока, а также 2 последовательно соединённых выключателя. Шинный и линейный разъединители имеют со стороны выключателя заблокированные заземляющие ножи, которые приводятся в действие одним приводом. Со стороны контактной сети за линейным разъединителем включен обходной разъединитель. Обходной разъединитель служит для

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 17 |

соединения запасной плюсовой шины и контактной сети, и является по сути резервом.

От шин РУ-3,3 кВ запитаны четыре фидера: Ф1 «Таганай», Ф2 «Таганай», Ф3 «Хребет», Ф4 «Хребет», питающие контактную сеть по направлениям: Уржумка – Таганай (четный и нечетный путь), Уржумка – Хребет (четный и нечетный путь).

Каждый фидер контактной сети, а также главная шина имеет в своей конструкции разрядники, которые дополняются разрядниками рогового типа с установленной плавкой вставкой.

В РУ-3,3 кВ предусмотрено сглаживающее устройство, разрядное устройство, электродренаж.

Выводы по разделу два:

Была рассмотрена схема существующей тяговой подстанции, что необходимо для дальнейшего изменения электрической схемы подстанции и установки нового оборудования.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 18 |

3 ОПИСАНИЕ ЦЕЛИ МОДЕРНИЗАЦИИ ПОДСТАНЦИИ ЭЧЭ-8 «УРЖУМКА»

При модернизации подстанций необходимо предусматривать экономичность функционирования с учётом рационального сочетания новых вводимых элементов подстанции с действующими. На всех этапах реконструкции подстанции необходимо добиваться возможности её модернизации с минимальными экономическими затратами для достижения конечных параметров подстанции. При проектировании подстанции обязательно обеспечение уменьшения потерь электроэнергии до экономически обоснованного уровня, максимальную возможную пропускную способность подстанции, учитывая возможный будущий рост потребления электрической энергии, а также безотказную работу потребителей, запитанных от подстанции. На реконструируемой подстанции должны быть установлены современные устройства релейной защиты (РЗ), устройства режимной и противоаварийной автоматики (ПА), и других защит. Основные моменты, которые рассматриваются при выборе количества и мощности трансформаторов: надёжность электроснабжения потребителей, а также максимум потребляемой электрической энергии учитывая будущий рост электрических нагрузок, связанный с появлением более мощных, производительных и эффективных потребителей электрической энергии. Силовые трансформаторы имеют параметр мощности в нормальном режиме работы (номинальный режим работы подстанции) и выбираются трансформаторы так что бы мощность, выдаваемая трансформаторам, обеспечивала питание всех электрических тяговых и нетяговых потребителей электроэнергии, подключенных к данному трансформатору. Мощность силовых трансформаторов должна выбираться с учетом такого режима работы трансформатора, при котором его использование будет экономически целесообразно, и он будет способен обеспечивать резервирование питания потребителей при отключении одного трансформатора. Второй по важности аспект выбора трансформатора заключается в том, что нагрузка трансформаторов в максимальном рабочем режиме не должна (по нагреву) сокращать естественный срок его службы. Напряжение, под изменяющейся нагрузкой нормируется в (ГОСТ 13109–97) и для обеспечения качества поддержания этого напряжения на подстанциях 35 кВ и выше устанавливаются трансформаторы имеющих в своей конструкции устройства для автоматического регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

Прежде всего поводом для реконструкции подстанции ЭЧЭ-8 «Уржумка» является устаревшее морально и физически оборудование подстанции, а также недостаточная трансформаторная мощность подстанции. Данная подстанция была введена в эксплуатацию в 1945 году, последняя модернизация подстанции была в 1990 году, и имеет трансформаторную мощность в данный момент 25500 кВа. В настоящее время такой трансформаторной мощности не хватает на бесперебойное электроснабжение потребителей. В настоящее время при прохождении тяжелого состава весом 5000 тонн и выше, наблюдается сильная просадка напряжения на ВЛ 35 кВ до 32 кВ, а также зачастую происходит защитное отключение световой индикации (светофоров) и электроприводов стрелок жд путей. Светофоры и

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 19 |

стрелки на ЖД путях, как и сами поезда, находящиеся на путях, являются электропотребителями 1 категории электроснабжения и не допускают перерыва в электроснабжении, так как при отключении этих устройств создается опасность гибели людей при аварии поездов или порча груза.

В настоящее время на подстанции установлены 2 масляных выключателей МКП-35 1976 года выпуска, 2 тяговых трансформаторов ТРДП-12500/35ЖУ1 1989 года изготовления, 2 выпрямителя ТПЕД-3150-3,3-У1 1989 года производства, данное оборудование в настоящее время работает параллельно, и оно морально и физически устарело, поэтому необходимо произвести модернизацию подстанции.

Вывод по разделу три:

В данном разделе были рассмотрены основные цели модернизации подстанции, а также все основные аспекты, на которые обязательно нужно обращать внимание, реконструируя данную подстанцию.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 20 |

4 ИЗМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ ЭЧЭ-8 «УРЖУМКА»

Главная суть модернизации является перевод с напряжения 35 кВ на 110 кВ, и для того чтобы это сделать необходимо установить головные трехобмоточные трансформаторы ТДТН -40000/110 (при этом выведя из эксплуатации трансформаторы ТМ 1000/35/6), в количестве двух штук, линейные разъединители с высокой стороны РЛНД 2-35/1000 заменить на разъединители РЛДУД 2-35/1000 с дистанционным управлением, выключатели МКП 35/1000/25 заменить на вакуумные выключатели ВБН/ЭЛКО/ ТЭ-35-25/1000, Произвести замену разрядников и ограничителей перенапряжения с высокой стороны и замену всех защит (земляную, делительную, токовую отсечку и МТЗ). Также необходимо заменить тяговые трансформаторы ТРДП 12500/35 ЖУ1 на тяговые трансформаторы ТРДНП-40000/35У1, выпрямитель ВТПЕД-3150 заменить на выпрямитель ВМППД-8К-3,3к УХЛ4, секция шин 6 кВ, 3,3 кВ, линия ТСН не изменяются. Между трансформаторами 110 кВ ставится ремонтная перемычка МКП-110. Итоговая схема подстанции представлена в графической части ВКР 13.03.02.390.00.07 ЭЗ.

Выводы по разделу четыре

В данном разделе отражены основные главные изменения электрической схемы подстанции, которые помогут решить проблему, поставленную выше.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 21 |

5 РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ МОЩНОСТИ МОДЕРНИЗИРУЕМОЙ ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ ЭЧЭ-8 «УРЖУМКА». РАСЧЕТ И ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ.

5.1 Исходные данные

Данные указаны в таблице 5.1

Таблица 5.1 - Техническая характеристика тяговой подстанции

| Род тока | Постоянный |
|------------------------|------------|
| Питающее напряжение | 110 кВ |
| Тип тяговой подстанции | Транзитная |
| Мощность на тягу, КВт | 45600 |

5.2 Определение трансформаторной мощности тяговой подстанции

Для выбора методики расчета мощности тяговой подстанции рассмотрим структуру её нагрузок. От шин высокого напряжения 110 кВ получает питание тяговая нагрузка. От шин низкого напряжения 6 кВ запитаны нетяговые потребители и собственные нужды подстанции. Собственные нужды подстанции, помимо прочих нагрузок, включают в себя нагрузку фидеров автоблокировки 6 кВ.

Проанализировав выше сказанное, расчет трансформаторной мощности, а также выбор и проверка трансформаторов на тяговой подстанции буде производиться по методике указанной в [1].

Для определения трансформаторной мощности используется формула 5.1, учитывающая питание тяговых и нетяговых потребителей:

$$S = S_{\Sigma 6} + S_T, \quad (5.1)$$

где $S_{\Sigma 6}$ – трансформаторная мощность, суммарная по всем нетяговым фидерам, необходимая для питания нетяговых потребителей;

S_T – трансформаторная мощность, суммарная по всем тяговым фидерам, необходимая для питания тяговых потребителей.

Трансформаторная мощность, для тяговых потребителей определяется по формуле 5.2:

$$S_T = \frac{P_T}{\cos\varphi_T}, \quad (5.2)$$

где P_T – значение мощности для питания тяги, заданное в проекте.

$\cos\varphi_T$ – принимается равным 0,98 для двенадцатипульсовых преобразователей.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 22 |

$$S_T = \frac{45600}{0,98} = 46530,61 \text{ кВА}$$

Величина мощности $S_{\Sigma 6}$ определяется выражением 5.3:

$$S_{\Sigma 6} = (S_6 + n_{TCH} \cdot S_{TCH}) \cdot k_p, \quad (5.3)$$

где S_6 – мощность трансформатора, необходимых для питания нетяговых потребителей, которые имеют напряжение 6 кВ;

n_{TCH} – трансформаторы собственных нужд, которые включены одновременно;

k_p – коэффициент, учитывающий разность времени появления максимум тяговой нетяговой нагрузок и собственных нужд, принимается равным $k_p=0,98$;

S_{TCH} – мощность трансформатора собственных нужд, принимается равной 320 кВА.

Мощность трансформатора для питания нетяговых потребителей S_6 определяется выражением 5.4:

$$S_6 = k_p \sum_{i=1}^m S_{\Phi i}, \quad (5.4)$$

где $S_{\Phi i}$ – трансформаторная мощность, которая необходима для питания нетяговой нагрузки по i -му фидеру;

m – число нетяговых фидеров.

Трансформаторная мощность, необходимая для питания нетяговой нагрузки по одному из фидеров 6 кВ определяется по формуле 5.5:

$$S_{\Phi} = 0,5 \cdot \kappa_H \cdot (1 + \alpha_p) \cdot S_M, \quad (5.5)$$

где S_M – нагрузка фидера в максимальном рабочем режиме;

κ_H – коэффициент внутримесячной неравномерности электропотребления для нетяговой нагрузки, принимается равной $\kappa_H=0,9$;

α_p – коэффициент заполнения суточного графика нагрузки фидеров, принимается равным $\alpha_p = 0,6$.

Данные для расчета приведены в суточной ведомости контрольных замеров электрических нагрузок тяговой подстанции Златоуст в зимний период (16.02.2021г.).

Для расчета берем данные часа, в который нагрузки были максимальны.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 23 |

Всего у нас 4 фидера 6 кВ. Это фидеры: Ф1 ТП1 «ПМС-173», Ф2 ТП1 «ПМС-173», Ф3 ПЭ «Таганай», Ф4 ПЭ «Хребет», они рассчитываются по формуле 5.5.

$$S_{\text{Ф1 ТП1 «ПМС-173»}} = 0,5 \cdot 0,9 \cdot (1 + 0,6) \cdot 149 = 128,88 \text{ кВА},$$

$$S_{\text{Ф2 ТП1 «ПМС-173»}} = 0,5 \cdot 0,9 \cdot (1 + 0,6) \cdot 149 = 128,88 \text{ кВА},$$

$$S_{\text{Ф3 ПЭ «Таганай»}} = 0,5 \cdot 0,9 \cdot (1 + 0,6) \cdot 10 = 7,2 \text{ кВА},$$

$$S_{\text{Ф4 ПЭ «Хребет»}} = 0,5 \cdot 0,9 \cdot (1 + 0,6) \cdot 10 = 7,2 \text{ кВА},$$

Трансформаторная мощность находится по формуле 5.4:

$$S_6 = (128,88 + 128,88 + 7,2 + 7,2) \cdot 0,98 = 266,71 \text{ кВА}.$$

На подстанции используются трансформаторы собственных нужд типа ТМ 320/35/0,4 (мощностью 320 кВА). Суммарная нагрузка на шинах РУ-6 кВ по формуле 5.3:

$$S_{\Sigma 6} = (266,71 + 2 \cdot 320) \cdot 0,98 = 894,46 \text{ кВА}.$$

Трансформаторная мощность подстанции по формуле (5.1) будет равна:

$$S = 894,46 + 46530,61 = 47425,07 \text{ кВА}.$$

5.3 Выбор и проверка трансформаторов

На данной подстанции постоянного тока будут установлены два главных понижающих трансформатора. Мощность их целесообразно принять такой, чтобы при отключении одного из них (в аварийном режиме) электроснабжение обеспечивалось оставшимся в работе трансформатором с учетом его допустимой перегрузки [2].

Единичная мощность понижающих трансформаторов выбираются исходя из условий аварийной перегрузки 5.6:

$$S_H \geq \frac{S}{k_{\text{ПЕР}}}, \quad (5.6)$$

где S_H – номинальная мощность одного понижающего трансформатора;
 $k_{\text{ПЕР}}$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора по отношению к его номинальной мощности, $k_{\text{ПЕР}}=1,4$ [2].

$$S_H \geq \frac{47425,07}{1,4} = 33875,32 \text{ кВА}.$$

Для большего приближения дальнейших расчетов к реальным условиям, и по расчетам выше устанавливаем трансформатор типа ТДТН - 40000/110.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 24 |

Принимаем существующие трансформаторы собственных нужд типа ТМ 320/6/0,4, так как по условиям нашего проекта они не изменяются.

На подстанциях постоянного тока устанавливаются специальные преобразовательные трансформаторы, в нашем случае тяговый трансформатор. Данный тип трансформатора служит не только для обеспечения гальванической развязки, но и для согласования напряжений питающей и контактной сети. Количество тяговых трансформаторов и тип определяются числом и типом преобразователей, которые устанавливаются на подстанции. На рассматриваемой тяговой подстанции устанавливаем 2 тяговых трансформатора типа ТРДНП-40000/35 по условию 5.7:

$$S_{ТТ} \geq S_T, \quad (5.7)$$

$$24600 \geq 23265,31.$$

где $S_{ТТ}$ - стандартная номинальная мощность тягового трансформатора.

S_T – мощность одного тягового трансформатора в номинальном режиме работы, равная $46530,61/2=23265,31$ кВА.

Для выпрямления электрической энергии на рассматриваемой тяговой подстанции устанавливаются выпрямители типа ВМПД-8К-3,3к УХЛ4.

Вывод по разделу пять:

В данном разделе была рассчитана трансформаторная мощность подстанции, выбран головной, тяговый трансформаторы, большей мощности, которые позволят минимизировать дефицит мощности, трансформатор собственных нужд не изменяется, а также производится замена выпрямителя на более современный с большей выходной мощностью и током, что благоприятно скажется на пропускной способности подстанции.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 25 |

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

6.1 Составление расчётной схемы и схемы замещения

Самый важный этап при реконструкции подстанции – расчет токов короткого замыкания. На основе этого расчета производится выбор всего электрооборудования подстанции, такие как выключатели, разъединители и т.д., и токоведущих частей, шин и т.д.

Расчет токов короткого замыкания производится в порядке из методики показанной в [3]:

- первым этапом производится разработка расчетной схемы электрической подстанции;
- вторым этапом производится составление схемы замещения по получившейся в пункте 1 расчетной схеме;
- третьим этапом рассчитывается каждое из сопротивлений, полученных в схеме замещения;
- четвертый этап – это упрощение и преобразование схемы замещения к такому образом, чтобы источник питания был связан с точкой короткого замыкания отдельным результирующим сопротивлением;
- пятый этап – в получившейся эквивалентной упрощенной схеме замещения, связанной с определенным источником питания, производится расчет токов короткого замыкания по соответствующим формулам.

Расчетная схема, составляется по схеме главных электрических соединений расчетной подстанции и показана на рисунке 6.1.

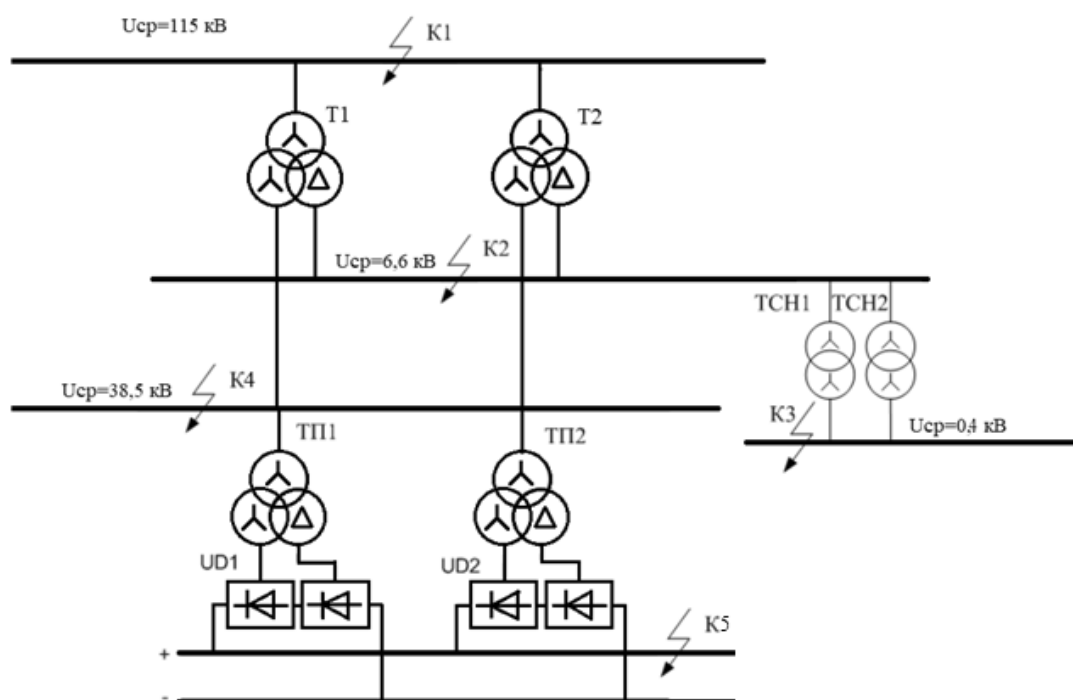


Рисунок 6.1 – Расчетная схема

| | | | | |
|------|------|----------|---------|------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |
| | | | | |

13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР

Лист

26

После составления расчетной схемы для расчетов токов КЗ производим составление схемы замещения, которая изображена на рисунке 4.2.

Составляя схему замещения следует заменять элементы, находящиеся в расчетной схеме их индуктивными сопротивлениями.

Существующие активные сопротивления используются только на участке, где установлены трансформаторы собственных нужд.

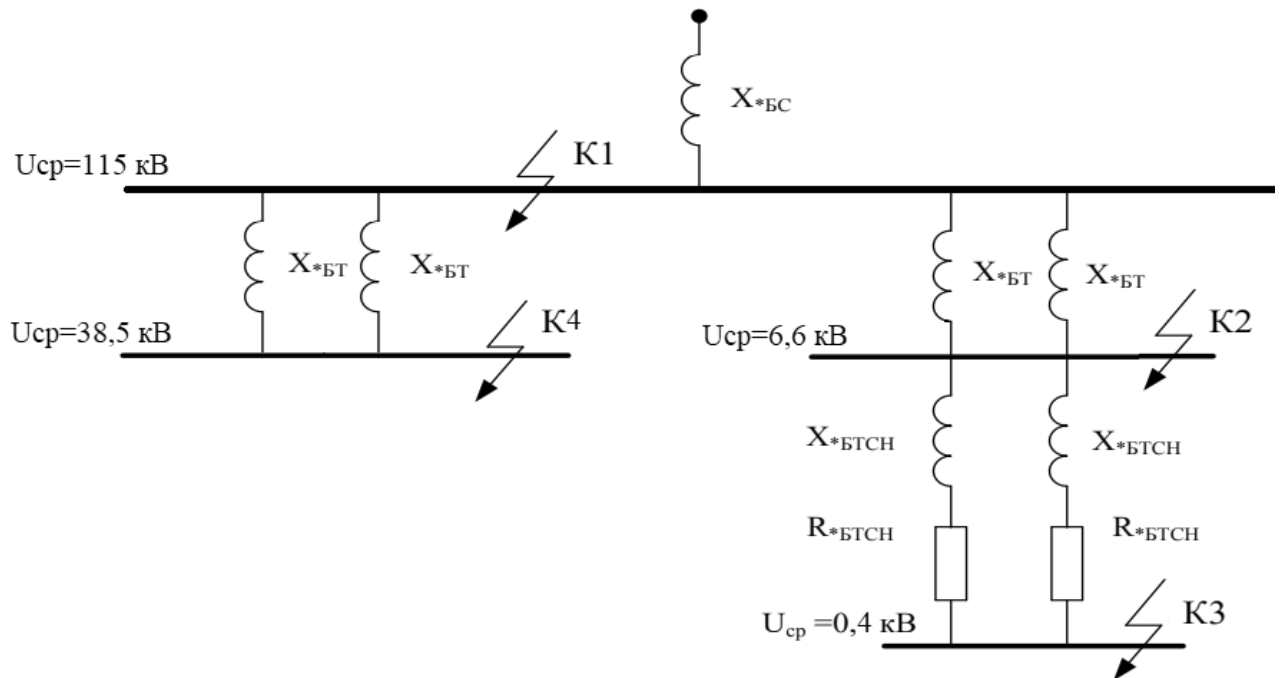


Рисунок 4.2 – Схема замещения

6.2 Расчёт сопротивления элементов схемы замещения

Сопротивления, которые присутствуют в схеме замещения, показанные на рисунке 4.2, рассчитываются методом относительных единиц показанном в [3], учитывая базисную мощность, которая равна $S_B = 1000$ МВА. По этой методике рассчитываются все сопротивления (индуктивные), и исходя полученных параметров определяются токи короткого замыкания на всех напряжениях РУ подстанции (110, 35, 6, 3,3, 0,4 кВ).

Расчет сопротивления понижающих трехобмоточных трансформаторов Т1 и Т2 производится по формуле 6.1:

$$X_{*БТ} = \frac{u_K \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T}, \quad (6.1)$$

где S_T - мощность трансформатора, МВА;

u_K - напряжение КЗ обмоток трансформатора.

$$X_{*БТ} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,63 \text{ Ом}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 27 |

Расчет активного $R_{*БТСН}$, индуктивного $X_{*БТСН}$ и полного $Z_{*БТСН}$ сопротивлений трансформаторов собственных нужд производится по формулам 6.2–6.4:

$$Z_{*БТСН} = \frac{u_K \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ТСН}}, \quad (6.2)$$

$$R_{*БТСН} = \frac{\Delta P_K \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ТСН}}, \quad (6.3)$$

$$X_{*БТСН} = \sqrt{Z_{*БТСН}^2 - R_{*БТСН}^2}, \quad (6.4)$$

$$Z_{*БТСН} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{1000}{0,32} = 140,63 \text{ Ом},$$

$$R_{*БТСН} = \frac{1,5}{100} \cdot \frac{1000}{0,32} = 46,88 \text{ Ом},$$

$$X_{*БТСН} = \sqrt{140,63^2 - 46,88^2} = 132,59 \text{ Ом}.$$

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле 6.5:

$$X_{*БС} = \frac{S_B}{S_C}, \quad (6.5)$$

где S_C – мощность энергосистемы, равная 300 МВа.

$$X_{*БС} = \frac{1000}{300} = 3,33 \text{ Ом}.$$

Трансформатор ТДТН-40000/110 будет получать питание от отпайки с ВЛ 110 кВ идущей с подстанции «Таганай» на подстанцию «Таганай - тяга» проводом АС-240, провод также выбираем АС-240, его длина 8 км, итоговая длина проводов питающих головной трансформатор составит 20 км, $X_0=0,435$ Ом/км. Вторая ВЛ для питания второго головного трансформатора будет братья с отпайки провода АС-240 с ВЛ-110 кВ отходящей с подстанции «Таганай-тяга», провод выбираем АС-240, его длина 8 км, $X_0=0,435$ Ом/км, откуда по формуле 6.6:

$$X_{\Pi} = \frac{X_0 \cdot l \cdot S_B}{U_6^2}. \quad (6.6)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 28 |

$$X_{\Pi} = \frac{0,435 \cdot (20 + 8) \cdot 1000}{115^2} = 0,92 \text{ Ом.}$$

6.3 Расчет сопротивлений и токов цепи короткого замыкания в максимальном режиме

Результирующе до точки К1 сопротивление — это сопротивление, изображенное на рисунке 6.3:

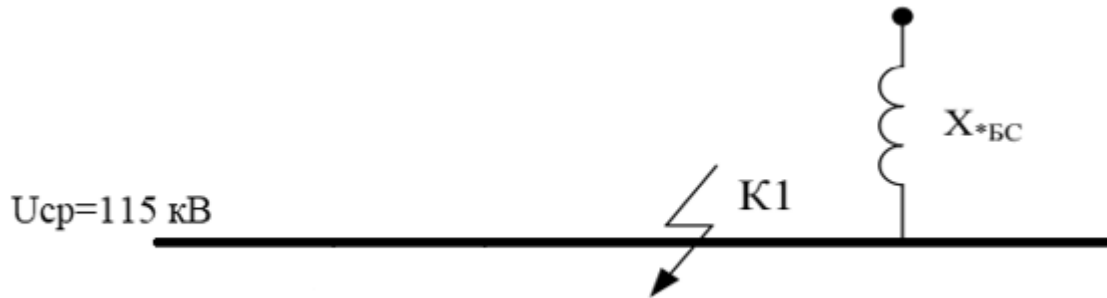


Рисунок 6.3 – Схема замещения до точки К1

Результирующее до точки К2 сопротивление — это сопротивление энергосистемы и понижающих трансформаторов, показанное на рисунке 6.4, определяемое по формуле 6.7:

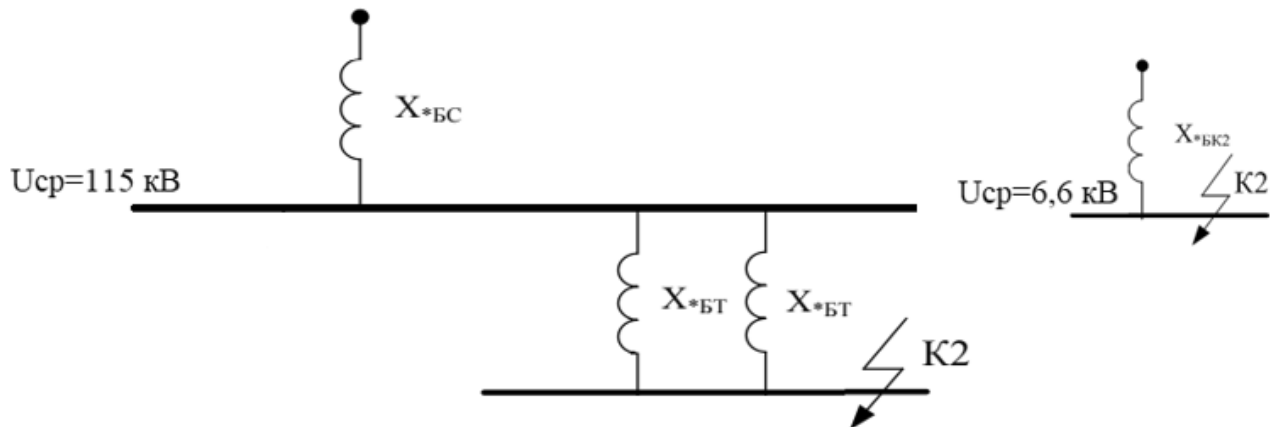


Рисунок 6.4 – Схема замещения до точки К2

$$X_{*БК2} = X_{*BC} + \frac{X_{*БТ}}{2}, \quad (6.7)$$

$$X_{*БК2} = 3,33 + \frac{2,63}{2} = 4,65 \text{ Ом.}$$

Результирующее до точки К3 сопротивление — это сопротивление энергосистемы и понижающих трансформаторов и трансформаторов собственных нужд, показано на рисунке 6.5, определяемое по формуле 6.8.

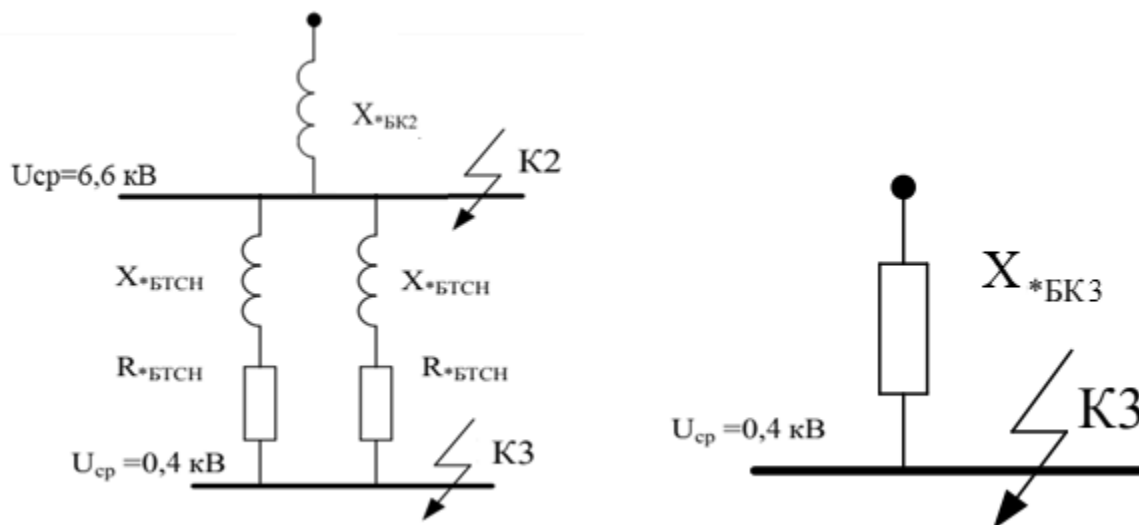


Рисунок 6.5 – Схема замещения до точки К3

$$X_{*БК3} = X_{*БК2} + \frac{X_{*БТСН} + R_{*БТСН}}{2}, \quad (6.8)$$

$$X_{*БК3} = 4,65 + \frac{132,59 + 46,88}{2} = 94,39 \text{ Ом.}$$

Результирующее до точки К4 сопротивление — это сопротивление энергосистемы и понижающих трансформаторов, оказанное на рисунке 6.6, определяемое по формуле 6.9.

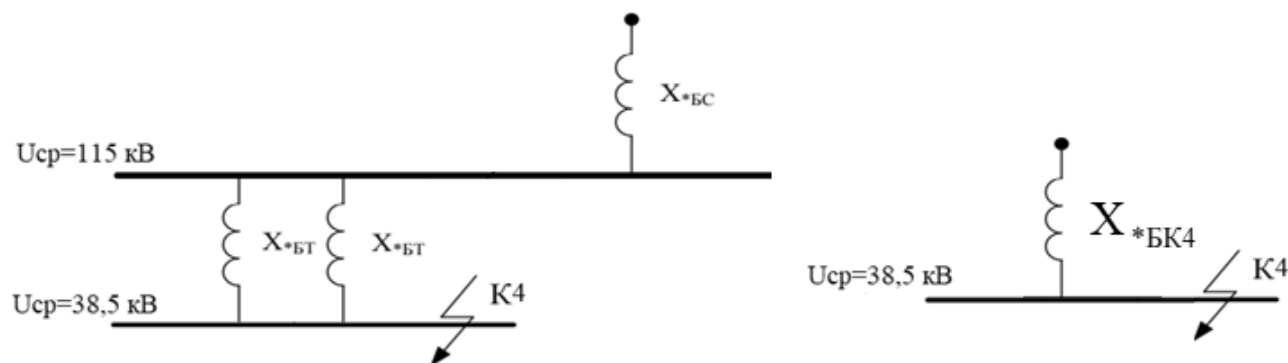


Рисунок 6.6 – Схема замещения до точки К4

$$X_{*BK2} = X_{*BC} + \frac{X_{*BT}}{2}, \quad (6.9)$$

$$X_{*BK4} = 3,33 + \frac{2,63}{2} = 4,65 \text{ Ом.}$$

Расчет токов короткого замыкания в максимальном режиме работы системы производится по методике, изложенной в [3].

Определяется базисный ток I_B , кА для базисной мощности $S_B = 1000$ МВА и среднего напряжения U_{CP} , кВ по формуле 6.10:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{CP}}. \quad (6.10)$$

Ток короткого замыкания рассчитывается по формуле 6.11:

$$I_{K3} = \frac{I_B}{X_{БРЕЗ}}, \quad (6.11)$$

где I_B - базисный ток, кА;

$X_{БРЕЗ}$ - сопротивление ветви до точки короткого замыкания.

Мощность короткого замыкания определяется по формуле 6.12:

$$S_K = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K3}. \quad (6.12)$$

Ударный ток короткого замыкания находится по формуле 6.13:

$$i_{уд} = 2,55 \cdot I_{K3}. \quad (6.13)$$

Проведем расчеты для всех точек короткого замыкания и результаты занесем в таблицу 6.1

На шинах РУ-115 кВ в точке К1 что изображено на рисунке 4.3,

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

$$I_{K3} = \frac{5,02}{3,33} = 1,51 \text{ кА.}$$

$$S_K = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 1,51 = 300,77 \text{ МВА.}$$

$$i_{уд} = 2,55 \cdot 1,51 = 3,85 \text{ кА.}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | 31 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

На шинах РУ-6,6 кВ в точке К2 что показано на рисунке 4.4,

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 87,47 \text{ кА.}$$

$$I_{КЗ} = \frac{87,47}{4,65} = 18,81 \text{ кА.}$$

$$S_K = \sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 18,81 = 215,03 \text{ МВА.}$$

$$i_{уд} = 2,55 \cdot 18,81 = 47,97 \text{ кА.}$$

На шинах РУ-0,4 кВ в точке К3 что отражено на рисунке 4.5,

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,38 \text{ кА.}$$

$$I_{КЗ} = \frac{1443,38}{94,39} = 15,29 \text{ кА.}$$

$$S_K = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 15,29 = 10,59 \text{ МВА.}$$

$$i_{уд} = 2,55 \cdot 15,29 = 38,98 \text{ кА.}$$

На шинах РУ-38,5 кВ в точке К4 что продемонстрировано на рисунке 4.6,

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 15,00 \text{ кА.}$$

$$I_{КЗ} = \frac{15,00}{4,65} = 3,23 \text{ кА.}$$

$$S_K = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 3,23 = 206,99 \text{ МВА.}$$

$$i_{уд} = 2,55 \cdot 3,23 = 8,24 \text{ кА.}$$

На шинах РУ - 3,3 кВ в точке К5

$$I_{КЗ} = \frac{1,1 \cdot I_{dn} \cdot N}{\frac{U_k\%}{100} \cdot \frac{\sum S_{1Н}}{S_k}}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 32 |

где $I_{дн}$ - номинальный ток одного выпрямительного агрегата, кА;
 U_k - напряжение короткого замыкания преобразовательного трансформатора, %;
 $S_{1Н}$ - мощностей сетевых обмоток преобразовательных трансформаторов ТП, которые могут одновременно находиться в работе, МВА;
 S_k - мощность короткого замыкания на шинах 38,5 кВ, МВА;
 N - количество преобразовательных агрегатов, находящихся в работе, в условиях эксплуатации $N=1$.

$$I_{кз} = \frac{1,1 \cdot 5000 \cdot 1}{\frac{8}{100} \cdot \frac{22,4}{206,99}}$$

$$I_{кз} = 29221,47 \text{ А} = 29,22 \text{ кА}.$$

Зная ток короткого замыкания, необходимо найти мощность по формуле 6.14:

$$S_{кз,з} = U_{дн} \cdot I_{кз}, \quad (6.14)$$

где $U_{дн}$ - номинальное напряжение выпрямителя.
 Подставим известные величины и получим

$$S_{кз,з} = 3,3 \cdot 29,22 = 76,63 \text{ МВА}$$

Таблица 6.1 - Результаты расчёта режима короткого замыкания

| Точка КЗ ($U_{ср}$) | $X_{*Б}$, о.е | $I_{кз}$, кА | $i_{уд}$, кА | S_k , МВА |
|-----------------------|----------------|---------------|---------------|-------------|
| К1 (115 кВ) | 3,33 | 1,51 | 3,85 | 300,77 |
| К2 (6,6 кВ) | 4,65 | 18,81 | 47,97 | 215,03 |
| К3 (0,4 кВ) | 94,39 | 15,29 | 38,98 | 10,59 |
| К4 (38,5 кВ) | 4,65 | 3,23 | 8,24 | 206,99 |
| К5 (3,3 кВ) | - | 29,22 | - | 76,63 |

Выводы по разделу шесть:

Для проверки выбранного оборудования на электродинамическую стойкость в данном разделе были подсчитаны токи КЗ и мощность КЗ на шинах 110 кВ, 35 кВ, 6,6 кВ, 0,4 кВ, 3,3 кВ.

7 ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

7.1 Расчёт максимальных рабочих токов

На элементах РУ своего напряжения производится расчет рабочих токов в максимальном режиме по формуле 7.1:

$$I_{P_{MAX}} = \frac{S_{MAX}}{\sqrt{3}U_H}, \quad (7.1)$$

где S_{MAX} - максимальная мощность, проходящая по РУ;
 U_H - номинальное напряжение РУ.

Результаты расчетов сведены в таблицу 7.1

Таблица 7.1 - Максимальные рабочие токи присоединений подстанции

| Элемент распределительного устройства | | Расчетные значения | |
|--|---------------------------|--------------------|-------------------|
| | | S_{MAX} , кВА | $I_{P_{MAX}}$, А |
| РУ – 110 кВ | | | |
| Ввод и перемычки | $(S_{ТП} + S_{ТРАНЗ}) kр$ | 137570 | 690,66 |
| Участок присоединения головного трансформатора | $S_{ДТ}$ | 40000 | 200,82 |
| РУ – 35 кВ | | | |
| Ввод и сборные шины | $S_{1Н} + S_{ВЫП}$ | 51000 | 841,28 |
| Участок присоединения тягового трансформатора | $S_{1Н}$ | 24600 | 405,79 |
| РУ – 6 кВ | | | |
| Ввод и сборные шины | S_6 | 894,46 | 86,54 |
| 1-й фидер НТП | $S_{Ф1}$ | 128,88 | 12,41 |
| 2-й фидер НТП | $S_{Ф2}$ | 128,88 | 12,41 |
| 3-й фидер НТП | $S_{Ф3}$ | 7,2 | 0,69 |
| 4-й фидер НТП | $S_{Ф4}$ | 7,2 | 0,69 |
| Участок присоединения ТСН | $S_{ТСН}$ | 320 | 30,79 |

В таблице 7.1 обозначено:

$S_{ТП}$ – мощность тяговой подстанции;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | 34 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$k_p = 0,98$$

$N_{ТП}$ – количество подстанций, которые расположены слева или справа до следующей тяговой подстанции, по одной ЛЭП;

$S_{Ф1и}$ – мощность фидера нетяговых потребителей;

$S_{1Н}$ – мощность сетевой обмотки тягового трансформатора в номинальном режиме работы;

$S_{ТСН}$ – мощность трансформатора собственных нужд в номинальном режиме работы;

$S_{ВЫП}$ – мощность выпрямителя в номинальном режиме работы;

$S_{ТРАНЗ}$ – мощность подстанции идущей на транзит (передачу) электрической энергии, определяется по формуле (7.2):

$$S_{ТРАНЗ} = N_{ТП} S_{ТП} k_p = 92953. \quad (7.2)$$

Полученные расчеты максимальных рабочих токов, протекающих в максимальном режиме работы подстанции по элементам РУ сводятся в таблицу 7.2

Выпрямленный ток, выдаваемый сразу двумя выпрямителями при их одновременной работе ток подстанции найдем по следующему выражению 7.3:

$$I_{дТП} = \frac{P_{ТЯГИ}}{U_{дН}}, \quad (7.3)$$

$$I_{дТП} = \frac{45600}{3,3} = 13818 \text{ А.}$$

Таблица 7.2 - Максимальные рабочие токи в элементах РУ-3,3 кВ

| Элемент РУ | Ток $I_{P \text{ МАХ}}$ | Ток $I_{P \text{ МАХ}}, \text{ А}$ |
|---------------------------------------|---|------------------------------------|
| Участок присоединения преобразователя | $I_{2Н}$ | 8000 |
| Ввод | $I_{дН}$ | 7500 |
| Сборные шины | $\text{МАХ}(I_{дТП}; I_{дН})$ | 14000 |
| Фидер контактной сети | $\text{МАХ}(\frac{2I_{дТП}}{3}; \frac{2I_{дН}}{3})$ | 9500 |
| Отсасывающий провод контактной сети | $\text{МАХ}(I_{дТП}; I_{дН})$ | 14000 |

В таблице 7.2 приняты обозначения, расшифровка которых представлена ниже:

$I_{2Н}$ – номинальный ток вентиляющей обмотки тягового трансформатора;

$I_{ан}$ – номинальный ток преобразователя;

$I_{атп}$ – выпрямленный ток подстанции.

7.2 Выбор и проверка токоведущих частей

На подстанции «Уржумка» РУ-110 кВ и РУ-35 выполнено открытым способом исполнения, РУ-3,3 кВ и РУ-6 кВ выполнено закрытым способом исполнения. Сечение проводов для ОРУ выбирается по условию (7.4):

$$I_{доп} \geq I_{р\ макс}, \quad (7.4)$$

где $I_{доп}$ – максимально допустимый ток проводника;

$I_{р\ макс}$ – максимальный рабочий ток данного присоединения.

Все токоведущие части ОРУ находятся на открытом воздухе то они монтируются путем подвешивания на подвесные изоляторы, собранные в гирлянды, и поэтому проверка на термическую и электродинамическую стойкость для них не производится.

Сечение проводов ОРУ исходя из условия механической прочности следует принимать не менее 50 мм².

В качестве токоведущих частей на расчетной тяговой подстанции в РУ-110 кВ и в РУ-110 кВ применяется провод круглого сечения М-120 с $I_{доп} = 1320$ А.

Проводники РУ-35 кВ проверяются по максимальному рабочему току и это сводится в таблицу 7.3

Таблица 7.3 - Проверка гибких проводников РУ-110 кВ и РУ 35 кВ

| Присоединение | Провод | $I_{р\ макс}, А$ | $I_{доп}, А$ |
|--|--------|------------------|--------------|
| Ввод и сборные шины РУ-110 кВ | АС-240 | 690,66 | 1320 |
| Участок присоединения головного трансформатора | М-120 | 200,82 | 1320 |
| Ввод и сборные шины РУ-35 кВ | М-120 | 841,28 | 1320 |
| Участок присоединения Тягового трансформатора | М-120 | 405,79 | 1320 |

Сборные шины и ошиновки, которые установлены на подстанции должны проверяться на термическую и электродинамическую стойкость, которые соответствуют режиму короткого замыкания в максимальном рабочем режиме. Чтобы произвести проверку по условию электродинамической устойчивости, необходимо рассчитать значение силы, которая действует на длине пролета между шинами при коротком замыкании по формуле 7.5.

$$F = \frac{\sqrt{3} \cdot i_{уд}^2 \cdot l}{10 \cdot a}, \quad (7.5)$$

где $i_{уд}$ – ударный ток в РУ соответствующего напряжения, кА;

l – расстояние между соседними опорными изоляторами или так называемая длина пролета, равное 1 м;

a – расстояние между осями шин разных фаз, равное 0,25 м.

Для дальнейшего расчета принимается упрощение – шина «заменяется» многопролетной балкой, которая свободно лежит на опорных изоляторах, на одном из которых жестко закреплена. Максимальный момент изгиба, который действует на шину, рассчитывается по формуле 7.6:

$$M = \frac{F \cdot l}{10}. \quad (7.6)$$

Затем производится расчет момента сопротивления сечения проводника W относительно оси инерции, которая перпендикулярна плоскости их расположения. При расположении проводников «на ребро» момент сопротивления рассчитывается по формуле 7.7:

$$W = \frac{(b^2 \cdot h)}{6}, \quad (7.7)$$

а при расположении проводников «плашмя» момент сопротивления будет находиться при помощи формулы 7.8:

$$W = \frac{(b \cdot h^2)}{6}, \quad (7.8)$$

где b и h – ширина и высота сечения шины соответственно, мм.

Максимальное механическое напряжение в материале шин определяется по формуле 7.9:

$$\sigma_{\text{Расч}} = \frac{(M \cdot 10^3)}{W}, \quad (7.9)$$

где W – момент сопротивления сечения шины, м³.

Максимальное напряжение должно быть меньше допустимого напряжения, которое равно 65 МПа.

Момент сопротивления прямоугольных шин определяется выражением 7.10:

$$\sigma_{\text{Расч}} \leq \sigma_{\text{Доп}}. \quad (7.10)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 37 |

Когда производится проверка шин закрытых РУ на термическую устойчивость должно быть определено минимальное сечение шин при нагревании до максимальной температуры по формуле 7.11.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (7.11)$$

где B_k – полный тепловой импульс тока короткого замыкания, определяющийся по формуле 7.12, выраженный в $A^2 \cdot c$;

C – коэффициент перевода, который зависит от материала проводника, для алюминия, который является материалом проводников, установленных на подстанции «Уржумка», равняется $90 A \cdot c^{1/2}/mm^2$.

$$B_k = I_{\Sigma}^2 \cdot (t_{зашц} + t_{св} + t_{г} + T_A), \quad (7.12)$$

где I_{Σ} – суммарное значение периодического тока короткого замыкания в нулевой момент времени, А;

$t_{зашц}$ – время действия релейной защиты, равно 1,5с;

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя, принимаем 0,1с;

$t_{г}$ – время гашения дуги, равно 0,05с;

T_A – постоянная времени, можно принять равной 0,05с.

Выполненным условие считается только тогда, если выбранное сечение шин больше минимального, которое рассчитывается выше, что отражено в формуле 7.13:

$$q_{выб} \leq q_{min}, \quad (7.13)$$

где по формуле 7.14:

$$q_B = b \cdot h, \text{ мм}^2 \quad (7.14)$$

Сборные шины РУ – 6 кВ изготавливаются из алюминия, сечением 100x10, для которого принимаем, что $I_{доп} = 1820 A$.

Для ввода РУ–6кВ ударный и максимальный рабочий токи равны:

$$i_{уд} = 47,97 \text{ кА}$$

$$I_{P \text{ MAX}} = 86,54 \text{ А}$$

По формуле 7.4:

$$I_{доп} = 1820 \text{ А} \geq I_{P \text{ MAX}} = 86,54 \text{ А}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 38 |

Далее необходимо проверить алюминиевую шину 100x10.

По формуле 7.5 производится проверка шины на электродинамическую устойчивость:

$$F = \frac{\sqrt{3} \cdot 47,97^2 \cdot 1}{10 \cdot 0,25} = 1594,26 \text{ Н.}$$

Далее по формуле 7.6 производится расчет наибольшего изгибающего момента:

$$M = \frac{1594,26 \cdot 1}{10} = 159,43 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Затем, по формуле 7.7 необходимо найти момент сопротивления:

$$W = \frac{(10 \cdot 100^2)}{6} = 16666 \text{ мм.}$$

Далее по формуле 7.8 производится расчет максимального расчетного напряжения:

$$\sigma_{\text{Расч}} = \frac{(159,43 \cdot 10^3)}{16666} = 9,57 \text{ МПа.}$$

Условие оказывается выполненным, так как $9,57 \leq 65 \text{ МПа}$.

Исходя из вышеперечисленного можно сделать вывод, что, выбранная шина проходит на электродинамическую устойчивость при расположении шины на изоляторах «плашмя».

Далее шину необходимо проверить по формуле 7.12 на термическую устойчивость.

$$W_k = 18,81^2 \cdot (1,5 + 0,1 + 0,05 + 0,05) = 601,48 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с,}$$

$$q_B = 10 \cdot 100 = 1000, \text{ мм}^2.$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{601,48 \cdot 10^6}}{90} = 272,39, \text{ мм}^2.$$

По формуле 7.13 получим: $272,39 \leq 1000 \text{ мм}^2$

Проанализировав вышесказанное можно сделать вывод, что, выбранная шина проходит по всем параметрам, и их замена не производится.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 39 |

Аналогичным образом производится проверка шин на ОРУ и ЗРУ других напряжений, затем производится проверка и полученные данные сводятся в таблицу 7.4.

Установленные на тяговой подстанции шины отвечают заданным нагрузкам и замене не подлежат.

Таблица 7.4 - Шины закрытых РУ

| Элемент ЗРУ | По $I_{P\ MAX}$ | По электродинамической стойкости | По электротермической стойкости | Итоговое сечение |
|-----------------------------------|-----------------|----------------------------------|---------------------------------|------------------|
| Ввод РУ-6 кВ | 2×120×3 | 2×120×3 “плашмя” | 2×120×3 “плашмя” | 2×120×3 |
| Сборные шины РУ-6 кВ | 100×10 | 100×10 “плашмя” | 100×10 “плашмя” | 100×10 |
| Участок присоединения ТСН РУ-6 кВ | 2×120×3 | 2×120×3 “плашмя” | 2×120×3 “плашмя” | 2×120×3 |
| Ввод и сборные шины РУ-3,3 кВ | 100×10 | - | - | 100×10 |

7.3 Выбор и проверка изоляторов

Провода ОРУ, изготовленные из меди, как правила на подстанции смонтированы подвесным способом, путем подвешивания на одинарных гирляндах, состоящих из стеклянных подвесных изоляторов типа ЛК70/110 УХЛ 1 в количестве 10 штук.

Изоляторы, в отличии от других элементов РУ не проверяются на такие параметры как термическая стойкость, электродинамическая стойкость, коронирование.

Алюминиевые шины, установленные на подстанции, являются токоведущими частями ОРУ и ЗРУ и устанавливаются на опорных изоляторах марки ОСК и ИОСК [4].

Выбор опорных изоляторов производится по условию 7.15:

$$U_{уст} \leq U_N, \quad (7.15)$$

где $U_{уст}$ – напряжение распрестройства в номинальном режиме работы;
 U_N – напряжение изолятора в номинальном режиме работы.

Проверка выбора опорных изоляторов должна проводиться по условиям механической прочности в период времени, когда по шине проходит ударный ток К.З. Условие проверки показано в формуле 7.16:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 40 |

$$F_{\text{РАСЧ}} \leq 0,6 \cdot F_{\text{РАЗР}}, \quad (7.16)$$

где $F_{\text{РАСЧ}}$ – сила, действующая на изолятор при протекании по шинам ударного тока К.З. она показана в формуле (7.17);

$F_{\text{РАЗР}}$ – наименьшая разрушающая нагрузка изолятора при изгибе.

$$F_{\text{РАСЧ}} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot l \cdot K_h}{10 \cdot a}, \quad (7.17)$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударный ток, кА;

l – расстояние между осями изоляторов равное, 1 м;

K_h – поправочный коэффициент. Для шин, расположенных «плашмя» $K_h=1$.

a – расстояние между осями шин разных фаз равное 0,25 м.

С учетом вышесказанного выберем опорные изоляторы на ОРУ-110 кВ. Установим опорные изоляторы ОСК 10-110-А-2 УХЛ1 (УНОМ =110 кВ, ФРАЗР = 10 кН).

По формуле 7.17 найдем силу при действии ударного тока на шине по отношению к изолятору:

$$F_{\text{РАСЧ}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3,85^2 \cdot 1 \cdot 1}{10 \cdot 0,25} = 10,27 \text{ Н},$$

$$10,27 \leq 0,6 \cdot 10000,$$

$$10,27 \text{ Н} \leq 6000 \text{ Н}.$$

Условие оказывается выполненным. Следовательно, для ОРУ 110 кВ устанавливаем опорный изолятор ОСК 10-110-А-2 УХЛ1.

Проверим опорные изоляторы на ОРУ-35 кВ. На подстанции установлены опорные изоляторы ИОСК 3/35 УХЛ1 (УНОМ =35 кВ, ФРАЗР = 3 кН). По формуле 7.17:

$$F_{\text{РАСЧ}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 8,24^2 \cdot 1 \cdot 1}{10 \cdot 0,25} = 47,04 \text{ Н},$$

$$47,04 \leq 0,6 \cdot 3000,$$

$$47,04 \text{ Н} \leq 1800 \text{ Н}.$$

Условие выполняется. Поэтому для ОРУ 35 кВ окончательно выбираем опорный изолятор ИОСК 3/35 УХЛ1.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 41 |

Проверим опорные изоляторы на ЗРУ-6 кВ. На подстанции установлены опорные изоляторы ОСК 3-10-2 УХЛ1 (УНОМ =6 кВ, FРАЗР = 3 кН). По формуле 7.17:

$$F_{\text{РАСЧ}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 47,97^2 \cdot 1 \cdot 1}{10 \cdot 0,25} = 1594,26 \text{ Н}$$

$$1594,26 \leq 0,6 \cdot 3000$$

$$1594,26 \leq 1800 \text{ Н}$$

Условие оказывается выполненным. Следовательно, для ЗРУ 6 кВ устанавливаем опорный изолятор ОСК 3-10-2 УХЛ1.

На подстанции также должны быть установлены проходные изоляторы установленные при входе в здание подстанции или выходе из здания подстанции токоведущих частей.

Проходные изоляторы ЗРУ должны подвергаться проверке на электродинамическую стойкость, чтобы препятствовать разрушению при действии сил, которые возникают при деформации проводников при действии на них ударного тока КЗ.

Условие проверки описано формулой 7.18:

$$F_{\text{РАСЧ}} \leq 1,2 \cdot F_{\text{РАЗР}}, \quad (7.18)$$

где $F_{\text{РАСЧ}}$ – сила, действующая на изолятор при протекании по проводникам ударного тока короткого замыкания;

$F_{\text{РАЗР}}$ – наименьшая разрушающая изолятор нагрузка при изгибе.

По каталогу [5] наиболее близкие по параметрам проходные изоляторы ИП-10/1000-750УХЛ1.

По формуле 7.15:

$$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{Н}},$$

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ},$$

по формуле 7.16:

$$I_{\text{УСТ}} \leq I_{\text{Н}},$$

$$86,5 \leq 1000 \text{ А},$$

по формуле 7.17:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 42 |

$$F_{\text{РАСЧ}} \leq 1,2 \cdot F_{\text{РАЗР}},$$

$$2394 \text{ Н} \leq 1,2 \cdot 7500 \text{ Н},$$

$$2394 \text{ Н} \leq 9000 \text{ Н}.$$

Исходя из произведенных расчетов устанавливается проходной изолятор ИП- 10/1000 - 750У2.

Устанавливаемые и уже имеющиеся на тяговой подстанции изоляторы удовлетворяют заданным нагрузкам и замене не подлежат, что отражено в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Выбор изоляторов

| Элемент распределительного устройства | Изоляторы |
|---|--|
| ОРУ – 110 кВ | |
| Ввод, сборные шины и перемычки | 10хЛК70/110 УХЛ1, ОСК 10-110-А-2 УХЛ1 |
| Участок присоединения головного трансформатора | ОСК 10-110-А-2 УХЛ1 |
| ОРУ – 35 кВ | |
| Ввод, сборные шины и перемычки | ИОСК 3/35 УХЛ1. |
| Участок присоединения тягового трансформатора | ИОСК 3/35 УХЛ1. |
| ЗРУ – 6 кВ | |
| Ввод и сборные шины | ОСК 3-10-2 УХЛ1 |
| Фидера нетяговых потребителей | ОСК 3-10-2 УХЛ1 |
| Участок присоединения ТСН | ОСК 3-10-2 УХЛ1 |
| ЗРУ – 3,3 кВ | |
| Участок присоединения тягового трансформатора к преобразователю | ОСК 3-10-2 УХЛ1 |
| Ввод в распределительное устройство | ОСК 3-10-2 УХЛ1, ИП-10/1000-750УХЛ1 |
| Запасная «плюс» шина | ОСК 3-10-2 УХЛ1 |
| Главные «плюс» и «минус» шины | ОСК 3-10-2 УХЛ1 |
| Фидера контактной сети | ИП-10/1000-750УХЛ1 |
| Отсасывающий провод | ИП-10/1000-750УХЛ1 |

7.4 Выбор и проверка выключателей

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 43 |

7.4.1 Выключатели переменного тока

На тяговой подстанции «Уржумка», в РУ и ЗРУ переменного тока устаревшие масляные выключатели будут заменяться на современные вакуумные выключатели, которые предназначены для коммутации электрической цепи в нормальных рабочих режимах и при аварийном коротком замыкании.

Для выбора выключателей переменного тока используются условия 7.19 и 7.20:

$$U_{уст} \leq U_H, \quad (7.19)$$

$$I_{P\ MAX} \leq I_H, \quad (7.20)$$

где $U_{уст}$ – напряжение РУ в номинальном режиме работы;

U_H – напряжение аппарата в номинальном режиме работы;

$I_{P\ MAX}$ – максимальный рабочий ток элемента РУ;

I_H – ток аппарата в номинальном режиме работы.

Выключатели также должны проходить проверку по условиям 1–4:

На возможность отключения периодического тока КЗ что показано выражением 7.21:

$$I_{П\ \tau} \leq I_{H\ откл}, \quad (7.21)$$

где $I_{П\ \tau}$ – периодический ток КЗ в момент отключения выключателя τ , этот момент равен по выражению 7.22:

$$\tau = t_{ЗАЩ\ MIN} + t_{СВ}, \quad (7.22)$$

где $t_{СВ}$ – собственное время срабатывания выключателя;

$t_{ЗАЩ\ MIN}$ – минимальное время срабатывания релейной защиты, равное 0,01 с;

$I_{H\ откл}$ – номинальный ток отключения выключателя.

На возможность отключения аperiodического тока КЗ, что отражено в выражении 7.23:

$$i_{a\ \tau} \leq i_{aH}, \quad (7.23)$$

где $i_{a\ \tau}$ – аperiodический ток КЗ в момент отключения выключателя τ ;

Аperiodический ток по формуле (7.24) будет равен:

$$i_{a\ \tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_A}},$$

где $I_{ПО}$ – периодический ток КЗ в начальный момент;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 44 |

T_A – постоянная времени, можно принять равной 0,05 с;

i_{aH} – номинально допустимое значение аperiodического тока КЗ выключателя в момент τ ;

По выражению 7.25 находится допустимое значение аperiodического тока КЗ:

$$i_{aH} = \sqrt{2} \cdot I_{H \text{ ОТКЛ}} \cdot \frac{\beta_H, \%}{100}, \quad (7.25)$$

где $\beta_H, \%$ – нормированное значение аperiodического тока КЗ выключателя для момента τ .

На электродинамическую стойкость, которая отражена в формуле (7.26):

$$i_{уд} \leq i_{МАХ}, \quad (7.26)$$

где $i_{уд}$ – ударный ток КЗ в данном РУ;

$i_{МАХ}$ – наибольшее допустимое значение амплитуды прямого тока аппарата.

На термическую стойкость, что показывает расчетная формула 7.27:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (7.27)$$

где B_K – полный тепловой импульс;

I_T^2, t_T – ток термической стойкости аппарата и допустимое время его протекания, принимаемое равным 3 с.

На вводах 110 кВ устанавливаются вакуумные выключатели ВРС-110 с параметрами: $U_H = 115$ кВ, $I_H = 2500$ А, $I_{H \text{ ОТКЛ}} = 31,5$ кА, $t_{CB} = 0,05$ с, $i_{МАХ} = 81$ кА.

Номинальное напряжение РУ $U_{УСТ} = 110$ кВ, ток в максимальном рабочем режиме $I_{P \text{ МАХ}} = 690,66$ А.

На вводах 35 кВ на подстанции применяются масляные выключатели МКП - 35/1000/25 так как они устарели их необходимо заменить на вакуумные выключатели ВБН/ЭЛКО/ТЭ-35-25/1000 с параметрами: $U_H = 35$ кВ, $I_H = 1000$ А, $I_{H \text{ ОТКЛ}} = 25$ кА, $t_{CB} = 0,05$ с, $i_{МАХ} = 64$ кА.

Номинальное напряжение РУ $U_{УСТ} = 35$ кВ, ток в максимальном рабочем режиме $I_{P \text{ МАХ}} = 841,28$ А.

Произведем проверку выбранных выключателей по условиям 1–4, используя формулы 7.21 -7.27.

На возможность отключения периодического тока КЗ

$$I_{П \tau} = I_{ПО} = I_{КЗ} \leq I_{H \text{ ОТКЛ}},$$

$$3,23 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА}.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 45 |

$$1,51 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА.}$$

Выключатели 110 кВ и 35 кВ проходят по этому условию.

На возможность отключения апериодического тока КЗ

$$i_{a\tau} \leq i_{aH},$$

По формуле 7.20 находим момент отключения выключателя

$$\tau = t_{\text{ЗАЩ MIN}} + t_{\text{СВ}}.$$

$$\tau = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с.}$$

$$\tau = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с.}$$

По выражениям ниже определяем

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,23 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,05}} = 0,62 \text{ кА,}$$

$$i_{aH} = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot \frac{30}{100} = 10,61 \text{ кА,}$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 1,51 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,05}} = 0,64 \text{ кА,}$$

$$i_{aH} = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \frac{40}{100} = 17,82 \text{ кА,}$$

$$i_{a\tau} \leq i_{aH}.$$

$$0,62 \leq 10,61.$$

$$0,64 \leq 17,82.$$

Выключатели 110 кВ и 35 кВ проходят по этому условию.

На электродинамическую стойкость

$$i_{уд} \leq i_{МАХ},$$

$$3,85 \text{ кА} \leq 81 \text{ кА,}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | 46 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$8,24 \text{ кА} \leq 64 \text{ кА}$$

Выключатели 110 кВ и 35 кВ проходят по этому условию.

На термическую стойкость

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T,$$

$$B_K = I_{\text{ПО}\Sigma}^2 \cdot (t_{\text{ЗАЩ}} + t_{\text{СВ}} + t_{\Gamma} + T_A),$$

$$B_K = 3,85^2 \cdot (1,5 + 0,05 + 0,06 + 0,05) = 24,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$B_K = 8,24^2 \cdot (1,5 + 0,05 + 0,06 + 0,05) = 112,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Допустимое значение теплового импульса, равно

$$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.},$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.},$$

$$24,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$112,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выключатели 110 кВ и 35 кВ проходят по этому условию. Так как выключатели проходят по условиям 1–4, значит они выбраны правильно.

Проверка остальных выключателей (на РУ 6 кВ и РУ 3,3 кВ) произведена в таблице 7.6

7.4.2 Выключатели постоянного тока

Для обеспечения функций максимальных токовых защит и выключателей постоянного тока одновременно на тяговых подстанциях используются быстродействующие выключатели (БВ).

В РУ-3,3 кВ используются выключатели 2-х видов.. На подстанции используют сразу два последовательно включенных выключателя быстродействующих, это сделано так для того, чтобы улучшить отключающую способность сети и произвести резервирование защиты на случай поломки первого быстродействующего выключателя. На вводах РУ-3,3 кВ при $I_{P \text{ МАХ}} = 7500 \text{ А}$ устанавливаются два последовательно включенных катодных выключателя ВАБ-49-10000/3,3/50, с током уставки равным 8000 А. На фидерах контактной сети РУ-3,3 кВ при $I_{P \text{ МАХ}} = 9500 \text{ А}$ устанавливаются два последовательно включенных линейных выключателя ВАБ-49-10000/3,3/50, с током уставки равным 10000 А.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 47 |

Таблица 7.6 – Выбор выключателей

| РУ | Место установки | Тип выключателя | $\frac{U_{уст}}{U_N}$, кВ | $\frac{I_{P,MAX}}{I_N}$, А | $t_{св}$, с | τ , с | $I_{по}$, кА | $\frac{I_{П\tau}}{I_{НОТКЛ}}$, кА | $\frac{i_{уд}}{i_{MAX}}$, кА | $\frac{i_{a\tau}}{i_{aH}}$, кА | $\frac{i_{aH}}{I_T^2 \cdot t_T}$, кА ² · с |
|-----|--|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------|------------|------------------|---------------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|---|
| 110 | Ввод | ВРС-110 | $\frac{110}{110}$ | $\frac{690,66}{2500}$ | 0,05 | 0,06 | 1,51 | $\frac{1,51}{31,5}$ | $\frac{3,85}{81}$ | $\frac{0,64}{17,82}$ | $\frac{24,61}{2976}$ |
| 110 | Участок присоединения головного трансформатора | ВРС-110 | $\frac{110}{110}$ | $\frac{200,82}{2500}$ | 0,05 | 0,06 | 1,51 | $\frac{1,51}{31,5}$ | $\frac{3,85}{81}$ | $\frac{0,64}{17,82}$ | $\frac{24,61}{2976}$ |
| 35 | Ввод | ВБН/ЭЛКО/ ТЭ-35- 25/100 | $\frac{35}{35}$ | $\frac{841,28}{1000}$ | 0,05 | 0,06 | 3,23 | $\frac{3,23}{25}$ | $\frac{8,24}{64}$ | $\frac{0,62}{10,61}$ | $\frac{112,71}{1875}$ |
| 35 | Участок присоединения тягового трансформатора | ВБН/ЭЛКО/ ТЭ-35- 25/100 | $\frac{35}{35}$ | $\frac{405,79}{1000}$ | 0,05 | 0,06 | 3,23 | $\frac{3,23}{25}$ | $\frac{8,24}{64}$ | $\frac{0,62}{10,61}$ | $\frac{112,71}{1875}$ |
| 6 | Ввод и сборные шины | ВМП 10/600/20 ПЭ-11 | $\frac{6}{10}$ | $\frac{86,54}{600}$ | 0,09 | 0,10 | 18,81 | $\frac{18,81}{20}$ | $\frac{38,98}{52}$ | $\frac{1,77}{12,33}$ | $\frac{139,46}{6400}$ |
| 6 | Фидер | ВМП 10/600/20 ПЭ-11 | $\frac{6}{10}$ | $\frac{12,41}{600}$ | 0,09 | 0,10 | 18,81 | $\frac{18,81}{20}$ | $\frac{38,98}{52}$ | $\frac{1,77}{12,33}$ | $\frac{139,46}{6400}$ |
| 6 | Фидер | ВМП 10/600/20 ПЭ-11 | $\frac{6}{10}$ | $\frac{12,41}{600}$ | 0,09 | 0,10 | 18,81 | $\frac{18,81}{20}$ | $\frac{38,98}{52}$ | $\frac{1,77}{12,33}$ | $\frac{139,46}{6400}$ |
| 6 | Фидер | ВМП 10/600/20 ПЭ-11 | $\frac{6}{10}$ | $\frac{0,69}{600}$ | 0,09 | 0,10 | 18,81 | $\frac{18,81}{20}$ | $\frac{38,98}{52}$ | $\frac{1,77}{12,33}$ | $\frac{139,46}{6400}$ |
| 6 | Фидер | ВМП 10/600/20 ПЭ-11 | $\frac{6}{10}$ | $\frac{0,69}{600}$ | 0,09 | 0,10 | 18,81 | $\frac{18,81}{20}$ | $\frac{38,98}{52}$ | $\frac{1,77}{12,33}$ | $\frac{139,46}{6400}$ |
| 6 | Участок присоединения ТСН | ВМП 10/600/20 ПЭ-11 | $\frac{6}{10}$ | $\frac{30,79}{600}$ | 0,09 | 0,10 | 18,81 | $\frac{18,81}{20}$ | $\frac{38,98}{52}$ | $\frac{1,77}{12,33}$ | $\frac{139,46}{6400}$ |

7.5 Выбор и проверка разъединителей

7.5.1 Выбор и проверка разъединителей распределительного устройства переменного тока

Разъединители проверяются по условиям 7.17 и 7.18, а также на электродинамическую 7.23 и термическую стойкости 7.24:

$$F_{\text{РАСЧ}} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot l \cdot K_h}{10 \cdot a},$$

$$F_{\text{РАСЧ}} \leq 1,2 \cdot F_{\text{РАЗР}},$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{МАХ}},$$

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$$

Результаты проверки разъединителей приведены в таблице 7.7

7.5.2 Распределительное устройство постоянного тока

В РУ-3,3 кВ установлены разъединители РВК, которые являются разъединителями внутреннего типа. Разъединитель, соединяющий реактор, который служит для сглаживания, и разрядное устройство, выполняется разъединителем наружной установки типа РЛНД.1-10/400У1.

Разъединители РУ 3,3 кВ должны выбираться исходя из условий 7.28 и 7.29:

$$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{Н}} \quad (7.28)$$

$$I_{\text{Р МАХ}} \leq I_{\text{Н}} \quad (7.29)$$

Оборудование РУ 3,3 кВ и разъединители не проверяются на электродинамическую и термическую стойкость.

В РУ 3.3 кв установлены на подстанции следующие разъединители:

РВК-10/3000 ПР-2 устанавливаются на фидерах контактной сети;

РВК-10/3000 ПР-2 устанавливается на вводе от преобразователя;

РВК-10/3000 ПР-2 устанавливается на обходной шине;

РВЗ-6/400 (ПР-2) и РВ-6/400 (ПР-2) устанавливаются сглаживающего реактора.

Исходя из вышесказанного можно сделать вывод о том, что в ЗРУ-3,3 кВ все разъединители проходят по номинальному току и напряжению, поэтому их замена не производится.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 49 |

Таблица 7.7 – Выбор разъединителей

| РУ | Место установки | Тип выключателя | $\frac{U_{уст}}{U_H}$, кВ | $\frac{I_{P\ MAX}}{I_H}$, А | $t_{св}$, с | τ , с | $I_{по}$, кА | $\frac{I_{п\ \tau}}{I_{H\ откл}}$, кА | $\frac{i_{уд}}{i_{MAX}}$, кА | $\frac{i_{a\ \tau}}{i_{aH}}$, кА | $\frac{i_{aH}}{I_T^2 \cdot t_T}$, кА ² · с |
|-----|--|------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|--------------|------------|------------------|---|----------------------------------|--------------------------------------|---|
| 110 | Ввод | ВРС-110 | $\frac{110}{110}$ | $\frac{690,66}{2500}$ | 0,05 | 0,06 | 1,51 | $\frac{1,51}{31,5}$ | $\frac{3,85}{81}$ | $\frac{0,64}{17,82}$ | $\frac{24,61}{2976}$ |
| 110 | Участок присоединения головного трансформатора | ВРС-110 | $\frac{110}{110}$ | $\frac{200,82}{2500}$ | 0,05 | 0,06 | 1,51 | $\frac{1,51}{31,5}$ | $\frac{3,85}{81}$ | $\frac{0,64}{17,82}$ | $\frac{24,61}{2976}$ |
| 35 | Ввод | БН/ЭЛКО/ ТЭ-35- 25/100 | $\frac{35}{35}$ | $\frac{841,28}{1000}$ | 0,05 | 0,06 | 3,23 | $\frac{3,23}{25}$ | $\frac{8,24}{64}$ | $\frac{0,62}{10,61}$ | $\frac{112,71}{1875}$ |
| 35 | Участок присоединения тягового трансформатора | БН/ЭЛКО/ ТЭ-35- 25/100 | $\frac{35}{35}$ | $\frac{405,79}{1000}$ | 0,05 | 0,06 | 3,23 | $\frac{3,23}{25}$ | $\frac{8,24}{64}$ | $\frac{0,62}{10,61}$ | $\frac{112,71}{1875}$ |
| 6 | Ввод и сборные шины | ВМП 10/600/20 ПЭ-11 | $\frac{6}{10}$ | $\frac{86,54}{600}$ | 0,09 | 0,10 | 18,81 | $\frac{18,81}{20}$ | $\frac{38,98}{52}$ | $\frac{1,77}{12,33}$ | $\frac{139,46}{6400}$ |
| 6 | Фидер | ВМП 10/600/20 ПЭ-11 | $\frac{6}{10}$ | $\frac{12,41}{600}$ | 0,09 | 0,10 | 18,81 | $\frac{18,81}{20}$ | $\frac{38,98}{52}$ | $\frac{1,77}{12,33}$ | $\frac{139,46}{6400}$ |
| 6 | Фидер | ВМП 10/600/20 ПЭ-11 | $\frac{6}{10}$ | $\frac{12,41}{600}$ | 0,09 | 0,10 | 18,81 | $\frac{18,81}{20}$ | $\frac{38,98}{52}$ | $\frac{1,77}{12,33}$ | $\frac{139,46}{6400}$ |
| 6 | Фидер | ВМП 10/600/20 ПЭ-11 | $\frac{6}{10}$ | $\frac{0,69}{600}$ | 0,09 | 0,10 | 18,81 | $\frac{18,81}{20}$ | $\frac{38,98}{52}$ | $\frac{1,77}{12,33}$ | $\frac{139,46}{6400}$ |
| 6 | Фидер | ВМП 10/600/20 ПЭ-11 | $\frac{6}{10}$ | $\frac{0,69}{600}$ | 0,09 | 0,10 | 18,81 | $\frac{18,81}{20}$ | $\frac{38,98}{52}$ | $\frac{1,77}{12,33}$ | $\frac{139,46}{6400}$ |
| 6 | Участок присоединения ТСН | ВМП 10/600/20 ПЭ-11 | $\frac{6}{10}$ | $\frac{30,79}{600}$ | 0,09 | 0,10 | 18,81 | $\frac{18,81}{20}$ | $\frac{38,98}{52}$ | $\frac{1,77}{12,33}$ | $\frac{139,46}{6400}$ |

7.6 Проверка трансформаторов тока

На подстанции используются трансформаторы тока, которые предназначены для измерения тока, а также для уменьшения тока, который идет на питание реле и измерительных приборов. Также они могут служить для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения, места их установки и типы, показаны в таблице 7.8.

Таблица 7.8 - Результаты проверки трансформаторов тока

| РУ | Место установки | $\frac{U_{уст}}{U_H}$, кВ | $\frac{I_{P MAX}}{I_H}$, А | Тип аппарата |
|-----|--|-------------------------------|--------------------------------|------------------------|
| 110 | Ввод | $\frac{110}{110}$ | $\frac{690,66}{2500}$ | STSM-110 1000/1 |
| 110 | Присоединение головного трансформатора | $\frac{110}{110}$ | $\frac{200,82}{2500}$ | STSM-110 1000/1 |
| РУ | Место установки | $\frac{U_{уст}}{U_H}$, кВ | $\frac{I_{P MAX}}{I_H}$, А | Тип аппарата |
| 35 | Ввод | $\frac{35}{35}$ | $\frac{841,28}{1000}$ | STSM-35 УХЛ1 1000/5 |
| 35 | Присоединение тягового трансформатора | $\frac{35}{35}$ | $\frac{405,79}{1000}$ | STSM-35 УХЛ1 1000/5 |
| 6 | Ввод и сборные шины | 6/10 | 110/600 | ТПЛ-600/5 |
| 6 | Фидера НТП | 6/10 | 147/400 | ТПЛ-400/5 |
| 6 | Фидера ТСН | 6/10 | 124/200 | ТПЛ-200/5 |

Трансформаторы тока должны проверяться по условиям 7.7 и 7.8, а также на электродинамическую 7.23 и термическую стойкости 7.24.

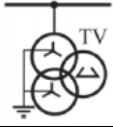
7.7 Проверка трансформаторов напряжения

На подстанции используются трансформаторы напряжения, которые предназначены для измерения напряжения на РУ, а также для снижения высокого напряжения до значения 100 или $100\sqrt{3}$ В, а также для разделения цепей высокого напряжения от измерительной цепи.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 51 |

Данные трансформаторы проходят проверку по условию $\frac{U_{уст}}{U_H}$. Проверка на электродинамическую и термическую стойкости не требуется, так как по ним не протекает ток силовой цепи. Места установки трансформаторов напряжения указаны в таблице 7.9.

Таблица 7.9 - Места установки трансформаторов напряжения на ТП

| Место установки | Тип трансформатора напряжения | Схема соединения обмоток | Стандартное значение напряжения |
|-----------------|---|---|---------------------------------|
| Шины РУ 110 кВ | Три однофазных трехобмоточных трансформатора NTSM-110УХЛ1 |  | $100\sqrt{3}$ |
| Шины РУ 35 кВ | Три однофазных трехобмоточных трансформатора NTSM-38УХЛ1 |  | $100\sqrt{3}$ |
| Шины РУ 6 кВ | Три однофазных трехобмоточных трансформатора ЗНОЛ.06 |  | $100\sqrt{3}$ |

7.8 Выбор и проверка устройств защиты от перенапряжений

7.8.1 Ограничители перенапряжений и разрядники

На данной подстанции установлены разрядники, которые необходимы для защиты электрооборудования подстанции от перенапряжений, связанных с атмосферными явлениями или коммутационными перенапряжениями.

На подстанции замена разрядников на ОПН. В таблице 7.10 описываются типы разрядников и ОПН, которые будут устанавливаться на тяговой подстанции.

Таблица 7.10 - Места установки и типы разрядников, ограничителей перенапряжения на тяговой подстанции

| РУ | Место установки | Тип ОПН |
|--------|------------------------|-----------------|
| 110 кВ | Шины | ОПН-П1-110 УХЛ1 |
| 35 кВ | Шины | ОПН-П1-35 УХЛ1 |
| 6 кВ | Шины | ОПН-6А УХЛ1 |
| 3,3 кВ | Тяговый трансформатор | ОПН-1,5 УХЛ1 |
| | Фидера контактной сети | ОПН-3,3-О1 |

7.9 Разрядные устройства

В результате работы быстродействующих выключателей РУ-3,3 кВ больших токов, то есть их отключении, на индуктивностях реакторов сглаживающих

устройств возникают перенапряжения, из-за которых появляется прогорание контактов выключателя, поэтому необходима установка в РУ-3,3 кВ разрядников, которые будут срабатывать при появлении перенапряжения.

Разрядники шунтируют реакторы сглаживающих устройств, их типы, места установки показаны в таблице 7.11.

Таблица 7.11 - Место установки и тип разрядного устройства

| Тип преобразователей | Тип разрядного устройства | Место установки на тяговой подстанции |
|----------------------|---------------------------|--|
| Выпрямительные | УР-2 | Параллельно реакторам сглаживающих устройств |

7.10 Выбор и проверка сглаживающих и помехоподавляющих устройств

На подстанции установлены преобразователи выпрямительного типа, которые в результате своей работы создают высшие гармоники напряжения, из-за которых происходит появление помех в близлежащих линиях проводной связи. Чтобы предотвратить появление гармоник и снизить помехи, на тяговых подстанциях устанавливают сглаживающие устройства. Сглаживающие реакторы конструктивно выполнены из сглаживающего фильтра, который не пропускает высшие гармоники в сеть.

Произведем замену сглаживающего устройства на однозвенное резонансно-апериодическое сглаживающее устройство.

Выводы по разделу семь:

В разделе были выбраны шины открытых и закрытых распределительных устройств, осуществлен выбор изоляторов распределительных устройств, высоковольтных выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов, разрядников переменного тока.

8 ВЫБОР РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

8.1 Релейная защита и автоматика линий 110 кВ

Линии ЛЭП напряжением 110 кВ которые устроены по типу заземления – заземленная нейтраль, в своей структуре должны иметь устройства релейной защиты и автоматики (РЗА) для выполнения защиты от замыкания на землю, межфазных замыканий и обрыве фазы, для автоматического ввода резерва.

Релейные защиты, используемые на подстанции, должны в своем устройстве иметь блокировочную защиту от качаний, что позволит избежать излишние срабатывания реле.

Выбор релейной защиты для ВЛ 110 кВ должен производиться исходя из условия обязательного сохранения устойчивости работы энергосистемы, чтобы избежать частых ложных отключений и перерывов в электроснабжении. Если остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций ниже $0,6-0,7 U_N$, то при выполнении условия выше, реле отключаются без выдержки времени.

Также, при выборе РЗА используемых для защиты ВЛ 110 кВ необходимо учитывать потребители, при отключении которых с задержкой возможно нарушение работы потребителей, и их повреждения, так как те потребители обязательно должны отключаться без выдержки времени.

Также обязательно учитывать недопустимый перегрев проводников, который может привести к пожару и порче оборудования, при отключении реле с выдержкой времени.

Существует токовая защита, ступенчатая и направленная, которая служит для защиты от однофазных замыканий на землю, и устанавливаются данные защиты на всех сторонах, откуда возможна подача питания.

Также допускается на ВЛ 110 кВ установка неселективных защит нулевой последовательности для защиты от замыкания на землю ступенчатых и защит тока и напряжения для защиты от многофазных замыканий применяя при этом обязательную установку устройств АПВ.

На ВЛ 110 кВ, на которых возможно питание с двух и более сторон, обязательно применение дистанционной защиты, в качестве резервной защиты. Дистанционная защита устанавливается трехступенчатого типа.

Также на ВЛ 110 кВ устанавливается токовая отсечка без выдержки времени, и является дополнительной защитой. Токовая отсечка является дополнительной, потому что она не удовлетворяет требованиям чувствительности и используется для защиты оборудования и персонала при ошибочном включении персоналом питания на место, с трехфазной закороткой, искусственно созданной установленным заземлением в месте работы персонала.

Если устанавливающиеся защиты на подстанции, не удовлетворяют требованиям быстрodeйствия, то применяются дифференциальные продольные защиты и высокочастотные защиты, и используются в качестве основной. Основная защита должна выполняться с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 54 |

На подстанции должны быть установлены указательные реле и другие сигнализирующие устройства, которые применяются для контроля исправности оборудования и проводов.

Защита линии ВЛ 110 кВ, используемая на подстанции «Уржумка» описана в таблице 8.1.

Таблица 8.1 — Защита линии 110 кВ

| № | Вид защиты | Назначение | Исполнение | Примечание |
|---|------------------------|----------------|------------|-------------------|
| 1 | Направленная ВЧ защита | Основная | | |
| 2 | Дистанционная | Резервная | 3-ст. | от междуфазных КЗ |
| 3 | ТНЗНП | | 4-ст. | от однофазных КЗ |
| 4 | ТО | Дополнительная | | |

На подстанциях, от которых запитаны потребители первой категории, коими являются поезда, и световая индикация на ЖД путях, обязательна установка устройств АПВ, для быстрого восстановления питания, путем включения выключателя, который был отключен действием релейной защиты.

Все воздушные, кабельные и воздушно-кабельные (смешанные) линии всех типов, имеющих напряжения выше 1 кВ, должны иметь устройство автоматического повторного включения (АПВ).

Трансформаторы, разъединители (линейный, секционный, шинный), должны быть снабжены устройствами автоматического ввода резерва (АВР).

Если линии, имеют параллельное питание, одностороннее, и потребители могут быть запитаны с параллельной линии, то трехфазное АПВ (ТАПВ) включается без контроля синхронизма.

Шины, выключатель, установленный на обходной шине, ВЛ 110 кВ должны иметь установленный ТАПВ с функцией пуска от несоответствия защит.

Сведем принятые устройства автоматики в таблицу 8.2.

Таблица 8.2 — Автоматика линии 110 кВ

| Вид автоматики | Исполнение | Примечание |
|----------------|-------------------------|---|
| ТАПВ | С контролем синхронизма | однократное, с пуском по цепи несоответствия и от защит |
| УРОВ | | |

8.2 Выбор типа релейной защиты и автоматики линий 110 кВ

На подстанции «Уржумка» установим шкаф ШЗЛ 22 007, предназначенный для защиты линии 110 кВ. Данный шкаф релейной защиты изготавливается «Чебоксарским электроаппаратный заводом» и разработан для защиты ВЛ в сетях с заземлением, выполненным заземленной нейтралью. Шкаф способен осуществить быстродействующую защиту ВЛ 110 кВ и используется как основная или резервная защита на базе микропроцессорного блока SIPROTEC 7SA522 (Siemens AG).

На подстанцию также обязана устанавливаться высокочастотная (ВЧ) защита, прием сигналов которой отправляется на пост ВЧ защит, который выполнен устройством ПВЗУ-Е.

Шкаф ШЗЛ 22 007 способен осуществлять:

- блокировку при качаниях;
- дистанционную защиту;
- отключения при отсутствующем или слабом питании;
- телеотключение;
- отключения от внешней команды;
- телеуправление с помощью передачи сигналов;
- автоматическое повторное включение;
- мгновенное отключение при больших токах;
- защиту от перенапряжения;
- контроль напряжений и синхронизма;
- аварийно резервную токовую ступенчатую защиту,
- токовой направленной защиты от КЗ на землю с характеристиками по выбору;

8.3 Уставки релейной защиты и автоматики линий 110 кВ

8.3.1 Дистанционная защита

Удельные сопротивления ВЛ 110 кВ с проводом АС-240/32 определяются по формуле 8.1:

$$Z_{\text{Л}} = l \cdot \sqrt{r_0^2 + X_0^2}, \quad (8.1)$$

где

$$r_0 = 0,12 \text{ Ом/км}, X_0 = 0,435 \text{ Ом/км}, l = 28 \text{ км},$$

$$Z_{\text{Л}} = 28 \cdot \sqrt{0,12^2 + 0,435^2} = 12,6 \text{ Ом}.$$

Уставки времени срабатывания

Первая ступень ДЗ работает без выдержки времени и предназначена для защиты участка ВЛ.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 56 |

Вторая ступень ДЗ предназначена для защиты ВЛ, расположенной со стороны шин противоположной подстанции, а также участка ВЛ смежных, между двумя подстанциями. Вторая ступень ДЗ имеет выдержку 1 секунду, что позволяет добиться селективности 1 ступени.

Третья ступень ДЗ определяется путем определения сопротивления и имеет выдержку времени 5 секунд.

Для обеспечения селективности трех ступеней защит используют ступенчатый принцип.

Уставки ДЗ сводятся в таблицу 8.3, а также отстраивается характеристика срабатывания дз, показанная на рисунке 8.1.

Таблица 8.3 – Таблица уставок ДЗ

| Ступень | $R_{с.р.}$ | $X_{с.р.}$ | φ_1 | φ_2 | φ_3 |
|---------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|
| I | 0,54 | 1,49 | 75 | -15 | 115 |
| II | 2,18 | 2,97 | 75 | -15 | 115 |
| III | 3,27 | 4,72 | 75 | -15 | 115 |

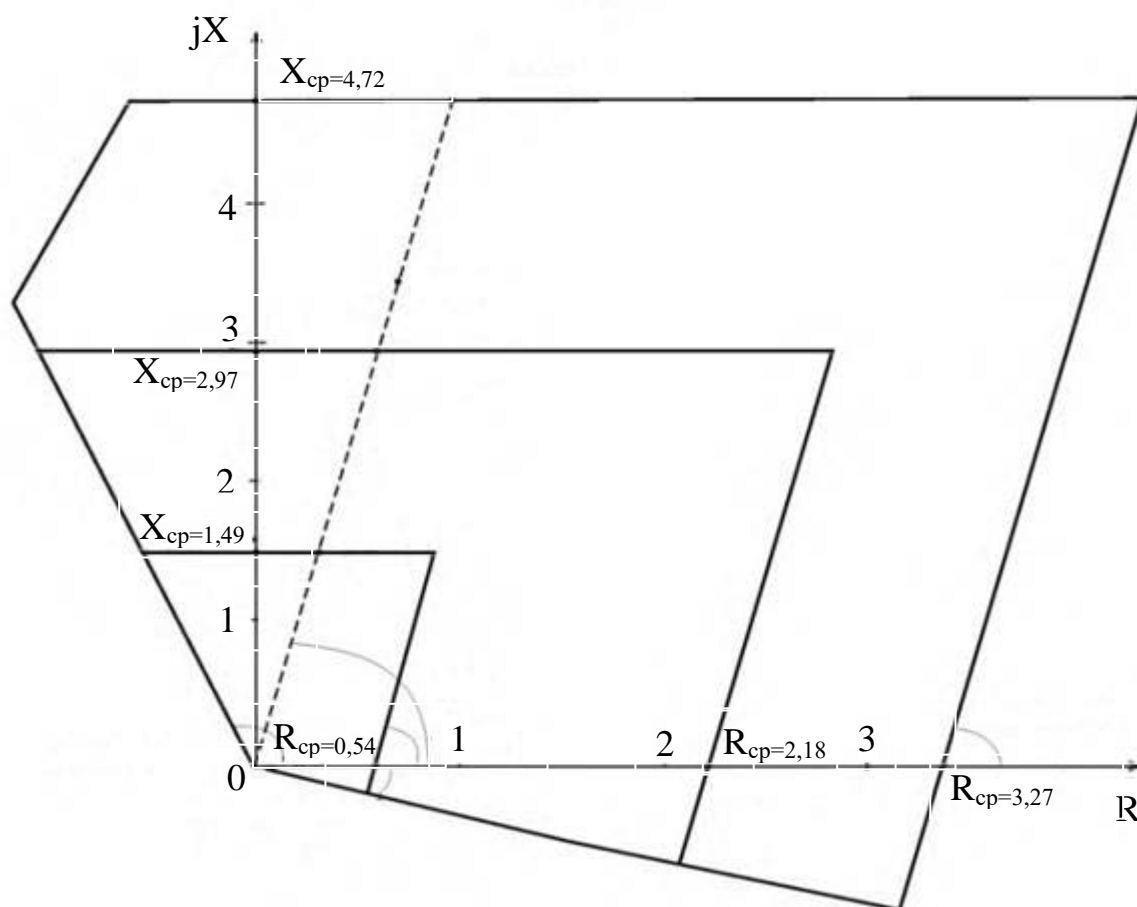


Рисунок 8.1 — Характеристики срабатывания ДЗ

8.4 Токовая отсечка

Токовая отсечка определяется путем расчета тока короткого замыкания по формуле 8.2:

$$F_{с.о.} = 1,2 \cdot I_{кз} \quad (8.2)$$

$$F_{с.о.} = 1,2 \cdot 1,51 = 1,81 \text{ кА}$$

8.5 Токовая защита нулевой последовательности

Ток срабатывания защиты выбирается по условию $I_{н.п.} > I_{нб.мах}$.

Земляная защита, и именно время задержки ее срабатывания, меньше времени задержки срабатывания междуфазных защит, которые установлены на участке дальше, и защиту будем отстраивать от $I_{нб.мах}$.

Максимальный ток небаланса рассчитывается по формуле 8.3:

$$I_{нб.мах} = k_{одн} \cdot f_i \cdot I_{кз}, \quad (8.3)$$

где $k_{одн} = 1$ - коэффициент однотипности;

$f_i = 0,1$ - погрешность трансформаторов тока.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{нб.мах} = 1 \cdot 0,1 \cdot 1,51 = 0,151 \text{ кА} = 151 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле определяется по формуле 8.4:

$$I_{ср} = \frac{I_{нб.мах}}{120}, \quad (8.4)$$

$$I_{ср} = \frac{151}{120} = 1,26 \text{ А}$$

8.6 Автоматическое повторное включение

Для обеспечения устойчивости энергосети, чтобы исключить перерывы в электроснабжении шкаф ШЗЛ оборудован устройством АПВ, при этом осуществляя контроль наличия и уровня напряжения на ВЛ и шинах. Для реализации этого контроля на подстанции устанавливаются реле, которые срабатывают на напряжение, приходящее трансформаторов напряжения линии $U_{л} = U_{вс}$, а также с трансформаторов напряжения шин $U_{ш} = U_{вс}$.

Реле, осуществляющие контроль за напряжением, имеет чувствительность по максимальному току 60–100 В Реле минимального напряжения имеет уставку по напряжению ($U_{ср.мин}$), регулируемую в диапазоне от 10 до 80 В.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 58 |

АПВ может действовать двухкратно, каждый цикл происходит с выдержкой времени:

$t_1 = (0,25-16)$ с - для первого цикла (АПВ1);

$t_2 = (2,5-160)$ с - для второго цикла (АПВ2).

Готовность устройства к повторному действию осуществляется с выдержкой времени $t_{ГОТ.}$, регулируемой в диапазоне от 15 до 120 с.

АПВ должен выдерживать время для повторного включения привода отключенного выключателя, и определяется по формуле 8.5:

$$t_{1АПВ} \geq t_{ГОТ.ПР.} + t_{ЗАП} \quad (8.5)$$

где $t_{ГОТ.ПР.}$ - время включения привода отключенного выключателя, примем $t_{ГОТ.ПР.} = 0,5$ с.

$t_{ЗАП}$ - время запаса, учитывающее непостоянство $t_{ГОТ.ПР.}$, примем $t_{ЗАП} = 0,5$ с.

$$t_{1АПВ} \geq 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.}$$

8.7 Устройство резервирования отключения отказа выключателя

УРОВ срабатывает, когда собственная защита выключателя не срабатывает, и этот тип защит, отключает участок, ближайший к неисправному выключателю. Время, требующееся на срабатывание УРОВ определяется по формуле 8.6:

$$t_{УРОВ} \geq t_{ВЫКЛ} + \Delta t_{ЗАП} \quad (8.6)$$

$$t_{УРОВ} \geq 0,5 + 0,25 = 0,75 \text{ с.}$$

8.8 Выдержка времени АПВ

Первый цикл АПВ должен быть позже, чем подготовиться привод для повторного включения по формуле 8.7:

$$t_{1АПВ} \geq t_{ГОТ.ПР.} + t_{ЗАП} \quad (8.7)$$

где $t_{ГОТ.ПР.}$ - время готовности привода, примем $t_{ГОТ.ПР.} = 0,5$ с.

$t_{ЗАП}$ - время запаса, учитывающее непостоянство $t_{ГОТ.ПР.}$, примем $t_{ЗАП} = 0,5$ с.

$$t_{1АПВ} \geq 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.}$$

8.9 Релейная защита и автоматика шин 110 кВ

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 59 |

Выбор РЗА, который будет установлен на подстанции, выбирается из выполнения правил, описанных в ПУЭ:

Если подстанция, имеет шины 110 кВ, то обязательная установка отдельных устройств РЗА на секционированных шинах при условии, если отключение, не приведет к повреждению элементов на шинах в результате действия отключения реле.

При выполнении защиты на шинах 110 кВ необходимо устанавливать системы защиты таким образом, чтобы была возможность изменения фиксации, при изменении подключения одной системы шин на другую.

Защита, дифференциального типа, изготавливается блок-устройством, который предназначен для контролирования исправности вторичных цепей и установленных на фазах трансформаторов тока и напряжения, которые будут срабатывать на включение защиты и сигнализации с задержкой времени.

Если выключатели, устанавливаемые на подстанции, с завода комплектуются встроенными внутри трансформаторами тока и напряжения, дифзащита, которая защищает выключатель и шины, а также защита присоединений, должна иметь собственные трансформаторы тока и напряжения, с двух сторон выключателя, таким образом, чтобы повреждения, которые могут возникнуть в выключателе, входили в зоны действия защит.

При условии отсутствия встроенных в выключатели трансформаторов тока и напряжения, то по соображениям экономической целесообразности, устанавливаются выносные трансформаторы тока и напряжения только с одной стороны, так, чтобы трансформаторы защищали выключатель.

Если на подстанции применяются отдельно установленные дистанционные защиты, то трансформаторы тока и напряжения, оказывающие защиту секционного выключателя, должны быть установлены между секцией шин и сглаживающим реактором. Защита секций шин выполняется таким образом, чтобы при защитном отключении одной секции шин, отключение происходило без выдержки времени, а также происходил автоматический ввод резерва или автоматическое повторное включение, что показано в таблицах 8.4 и 8.5.

Таблица 8.4 — Защита шин 110 кВ

| Вид защиты | Исполнение | Примечание |
|--------------------|---------------------------------|----------------|
| Защита сборных шин | Дифференциальная токовая защита | $\Delta t = 0$ |

Таблица 8.5 — Автоматика шин 110 кВ

| Вид автоматики | Комментарий | Примечание |
|----------------|---|------------|
| АПВ | Автоматическое опробование | |
| АВР | Переход на обходную систему шин при выходе из строя рабочей | |

8.9.1 Выбор типа защиты шин 110 кВ

Шины 110 кВ будут защищены устройством, изготавливаемым «Чебоксарским электроаппаратным заводом», под названием защитный шкаф ШЗШ 22 103.

Защита данного типа разработана для защиты шин, и секций шин напряжением 110 кВ, и способны осуществлять автоматическое повторное включение, автоматический ввод резерва, УРОВ и резервную защиту шинных присоединений. Защита выполнена двумя типами: централизованной и распределенной, что обеспечивает 2 кратный уровень защиты. Внутри шкафа устанавливаются блоки, который легко в случае поломки демонтируется, и выполнены по стандартной номенклатуре.

Шинная защита от замыканий на землю выполняется в виде устройства контроля изоляции, с сигнализацией.

8.10 Расчет уставок релейной защиты и автомата шин 110 кВ

8.10.1 Дифференциальная защита шин 110 кВ

Далее рассчитывается ток, по которому пусковой ток защиты приводит к срабатыванию ДЗШ $I_{до}$ по следующим условиям:

По максимальному току отсечки в защите при разрыве вторичных цепей в нагрузочном режиме по формуле 8.8:

$$I_{по} = k_{отс} \frac{I_{P\ MAX}}{120} \quad (8.8)$$

$$I_{по} = 1,1 \frac{690,66}{120} = 6,33\text{ А}$$

По максимальному току небаланса при переходном режиме, возникающим при возникновении коротких замыканий извне сети, по формуле 8.9.

$$I_c = k_{отс} \frac{I_{НБ}}{120} \quad (8.9)$$

где $I_{НБ} = \varepsilon \cdot I_{P\ MAX}$,

где ε – полная погрешность ТТ, равная 0,1,

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки,

$I_{P\ MAX}$ – действующее значение периодической составляющей сверхпереходного режима, проходящего через ТТ при внешних трехфазных КЗ в максимальном режиме

$$I_c = 1,1 \frac{0,1 \cdot 690,66}{120} = 0,63\text{ А}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 61 |

По рассчитанным током выбираются реле для большего значения, а именно для 6.33 А.

Как было выше сказано, при переходном режиме, при возникновении внешнего КЗ пусковой ток защиты, приводящий к ее срабатыванию, должен быть больше максимального тока небаланса.

При этом значение $I_{P\ MAX}$ – максимальное значение периодической составляющей тока КЗ, проходящего по измерительному трансформатору тока, от которого происходит защитное отключение, при повреждении на другой системе шин.

$$I_C = k_{отс} \frac{I_{P\ MAX}}{120} = k_{отс} \frac{\varepsilon \cdot I_{P\ MAX}}{120}$$

$$I_C = 1,1 \frac{0,1 \cdot 200,82}{120} = 0,18\text{ А}$$

Защита выполнена с помощью реле РНТ-565 или РНТ-567. Если произойдет обрыв одной из фаз вторичной цепи, то с трансформатора тока ток не будет поступать в реле дифференциальной защиты, в результате чего может произойти ошибочное гашение всей подстанции. Для избегания этого устанавливается сигнализация контроля обрывов во вторичной цепи, которая способна блокировать отключение всей подстанции.

8.11 Релейная защита и автоматика линий 35 кВ

8.11.1 Выбор видов релейной защиты и автоматики линий 35 кВ.

На линиях ВЛ 35 кВ, в том числе и на шинах, должна производиться установка устройств релейной защиты от многофазных замыканий и однофазных замыканий на землю.

Защита обязательно должна исполняться в двух релейном исполнении и также иметь одновременно все фазы, для избегания двойных замыканий и реализации защитного отключения. Если чувствительность устанавливаемых реле не удовлетворяет требованиям, то можно выполнять трех релейную защиту для защиты от повреждений оборудования за трансформатором. Защита от замыкания на землю устанавливается с сигнализацией в виде устройств контроля изоляции.

Выбирая релейную защиту обязательно учитывать показатель бесперебойности и устойчивости энергосети, аналогично условиям выбора реле по линии 110 кВ.

На линиях и шинах 35 кВ для защиты от многофазных замыканий должны быть установлены ступенчатые защиты, работающего по току и напряжению, а в случае, если они не удовлетворяют требованиям по быстродействию и чувствительностью, устанавливают дистанционные токовые защиты, со срабатыванием по току, используя при этом токовую отсечку без выдержки времени. Выбор релейной защиты ВЛ 35 кВ показан в таблице 8.6.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 62 |

Таблица 8.6 — Защита воздушной линии 35 кВ

| Вид защиты | Исполнение | Примечание |
|-----------------|--------------------------|----------------|
| МТЗ | трёхфазное, трёхрелейное | |
| Токовая отсечка | трёхфазное, трёхрелейное | $\Delta t = 0$ |
| ТЗНП | | От 1ф КЗ |

Все воздушные, кабельные и воздушно-кабельные (смешанные) линии всех типов, имеющих напряжения выше 1 кВ, должны иметь устройство автоматического повторного включения (АПВ) и устройства АВР, причем АПВ применяется только в тех случаях, когда данная защита будет максимально эффективна, так как при срабатывании АПВ существует вероятность повреждения оборудования из-за появления открытой дуги.

8.11.2 Выбор типа релейной защиты и автоматики линий 35 кВ

Исходя из вышесказанного установим для защиты ВЛ 35 кВ устанавливаем микропроцессорную релейную защиту в виде устройства БЭМП 1–01, изготавливаемый ОАО «Чебоксарский электроаппаратный завод».

Данный блок микропроцессорной защиты способен осуществлять функции сигнализации, защиты, управления и автоматики подключенных потребителей и линий 35 кВ.

БЭМП 1–01 предназначен для установки на подстанции в пунктах диспетчерского управления, шкафах управления, КРУН, и на панелях внутри подстанции.

Устройство выполняет следующие функции:

- релейная защита;
- измерение электрических параметров;
- сигнализация;
- противоаварийная автоматика;
- управление выключателем, контроль положения и исправности цепей управления выключателя;

Функции защиты:

- контроль цепей напряжения
- защита от дуговых замыканий
- защита от обрыва фаз
- защита от однофазных замыканий на землю
- ускорение МТЗ
- вольтметровая блокировка
- двухступенчатая максимальная токовая защита от междуфазных замыканий

Функции автоматики:

- УРОВ
- АПВ
- АВР

Функции контроля и сигнализации:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 63 |

- контроль цепей управления
- сигнализация аварийного отключения
- предупредительная сигнализация
- контроль цепей управления

8.11.3 Расчет уставок релейной защиты и автоматики воздушных линий 35 кВ и максимальной токовой защиты

Рабочий максимальный ток определяется по формуле 8.6:

$$I_{P \text{ МАХ}} = 841,28$$

Ток срабатывания защиты рассчитывается по выражению 8.7:

$$I_{СЗ} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot \frac{841,28}{0,96} = 1165 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле находится по выражению 8.8:

$$I_{СР} = \frac{1165}{20} = 58,25 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности определяется формулой 8.9:

$$k_{ч} = \frac{3,23}{0,96} = 3,36 > 2$$

8.11.4 Токовая отсечка

Токовая отсечка находится путем расчета максимального тока короткого замыкания по формуле 8.6 и 8.10:

$$I_{P \text{ МАХ}} = 3,23 \text{ кА}$$

$$I_{ТО} = 1,2 \cdot 3,23 = 3,88 \text{ кА}$$

8.12 Релейная защита и автоматика секционного выключателя

8.12.1 Выбор видов релейной защиты и автоматики секционного выключателя

Секционный выключатель 35 кВ должна должен иметь установленную защиту от многофазных КЗ выполненных в двуступенчатом типе, и показано это в таблице 8.7. Максимально токовая защита крайне часто используется в сетях до 35 кВ. поскольку надежна, проста по исполнению и в эксплуатации. Также при установленной защите этого типа, возможен быстрый ремонт поврежденной защиты, так как защита выполняется модульным типом.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 64 |

Таблица 8.7 — Защита секционного выключателя 35 кВ

| Вид защиты | Исполнение | Примечание |
|-----------------|--------------------------|--|
| МТЗ | трёхфазное, трёхрелейное | |
| Токовая отсечка | трёхфазное, трёхрелейное | $\Delta t = 0$ (один из элементов ЛЗШ) |

8.12.2 Выбор типа релейной защиты и автоматики секционного выключателя 35 кВ

Исходя из выше сказанного произведем установку на секционном выключателе 35 кВ выберем релейную систему выполненный микропроцессорным блоком БЭМП 1–02, производимом ОАО «Чебоксарский электроаппаратный завод»

Данный блок микропроцессорной защиты способен осуществлять функции сигнализации, защиты, управления и автоматики секционного выключателя 35 кВ.

БЭМП 1–01 предназначен для установки на подстанции в пунктах диспетчерского управления, шкафах управления, КРУН, и на панелях внутри подстанции.

Функции защиты:

- токовая отсечка
- защита от обрыва фаз
- МТЗ с ускорением
- логическая защита шин

дуговая защита секции с пуском по току Функции автоматики:

- УРОВ
- АВР

8.13 Релейная защита и автоматика выключателя ввода 35 кВ

8.13.1 Выбор видов релейной защиты и автоматики выключателя ввода 35 кВ

На подстанции имеется вводной выключатель напряжением 35 кВ, и его также необходимо защитить путем установления токовой отсечки с блокировкой, и максимальную токовую отсечку, с возможностью срабатывания по напряжению:

Устанавливаются защиты или 2-фазная, 2-х релейная, если при установке 2-х релейной защиты чувствительность не подходит, то 2-фазная, 3-х релейная. Также рядом с установленной защитой секционного выключателя необходима установка УРОВ и АПВ шин.

Таблица 8.8 — Защита выключателя ввода 35 кВ

| Вид защиты | Исполнение | Примечание |
|-----------------|--------------------------|--|
| МТЗ | трёхфазное, трёхрелейное | |
| Токовая отсечка | трёхфазное, трёхрелейное | $\Delta t = 0$ (один из элементов ЛЗШ) |

8.13.2 Выбор типа релейной защиты и автоматики выключателя ввода 35 кВ

Используя выше сказанное для защиты секционного выключателя 35 кВ используем релейный блок на базе микропроцессорной системы БЭМП 1–02, изготавливаемый ОАО «Чебоксарский электроаппаратный завод». Данный микропроцессорный блок предназначен для защиты секционных выключателей 35 кВ

8.14 Релейная защита и автоматика оборудования 6 кВ

Выбор видов, типов и расчет уставок защит секционного выключателя и выключателя ввода напряжением 6 кВ осуществляется аналогично, секционному выключателю и выключателю ввода напряжением 35 кВ.

На линиях 6 кВ и устройствах, как правило, не устанавливают релейную защиту, защита от КЗ должна осуществляться защитами трансформаторов и других защит с высокой стороны, которые установлены на секционных выключателях. Однако, для потребителей 1 категории электроснабжения, релейная защита 6 кВ должна выполняться, увеличивая устойчивость работы подстанции.

Для защиты линии 6 кВ устанавливается релейная защита на базе микропроцессорного устройства БЭМП 1–01, изготавливаемый ОАО «Чебоксарский электроаппаратный завод». Устройство БЭМП 1–01 предназначено для выполнения всех необходимых функций релейной защиты и автоматики, управления, сигнализации отходящей линии и других присоединений напряжением 6...35 кВ.

Устройство предназначено для установки в релейных отсеках КСО, КРУ, КРУН электрических станций и подстанций, а также на панелях, в шкафах управления, расположенных в релейных залах и пультах управления, схема присоединения дана на рисунке 8.1.

Выводы по разделу восемь:

Были рассчитаны и выбраны современные микропроцессорные устройства РЗА всего оборудования подстанции на сторонах 110, 35, 6 кВ, что позволяет сохранять высокий уровень бесперебойности электроснабжения, надежную защиту от КЗ, из защиту оборудования, при возникновении КЗ.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 66 |

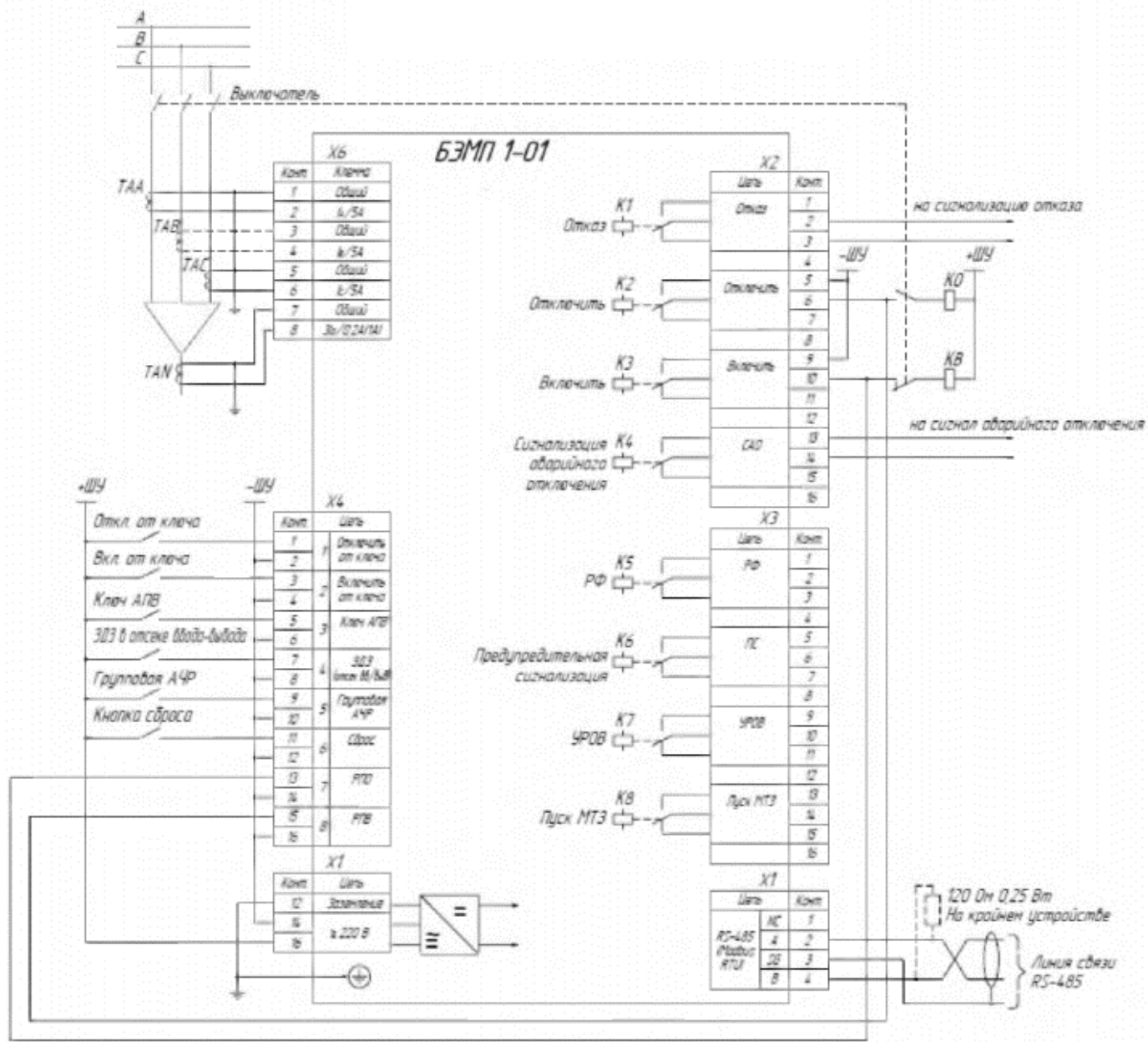


Рисунок 8.1 – Схема присоединения БЭМП 1-01

9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

9.1. Краткое описание рассматриваемого объекта

Подстанция находится в городе Златоуст в очень сложном геологическом положении – на горе, высота 825 метров над уровнем моря. Для местности, на которой расположена подстанция характерен умеренный климат, который характеризуется долгой, продолжительной и морозной зимой (средняя температура -28°C) и прохладным дождливым летом (средняя температура $+22^{\circ}\text{C}$), с возможными редкими повышениями температуры до $+30^{\circ}\text{C}$, дождливой осенью и весной, которые по времени относительно коротки. Выбор электрооборудования ПС «Уржумка» производился для напряжений 110, 35 и 6 кВ.

9.2. Анализ вредных и опасных производственных факторов

Замена электрооборудования такого как выключатели, трансформаторы (силовые и тяговые), разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения, токоведущие части подстанции «Уржумка» на сторонах 110, 35, 6, кВ ведет за собой появление следующих опасных и вредных факторов:

- присутствие высокого напряжения на токоведущих частях электрооборудования;
- присутствие шагового напряжения в зоне замыкания токоведущих частей на землю;
- присутствие повышенного напряжения на корпусах оборудования при коротком замыкании на корпус или его повреждении;
- на рабочем месте присутствие повышенного уровня шума;
- недостаточная освещенность на рабочем месте в открытых распределительных устройствах при работах на улице в темное время суток, а также в закрытых распределительных устройствах при работе в помещении в темное время суток, а также в аварийных ситуациях при отсутствии освещения;
- повышенная или пониженная температура воздуха на рабочем месте;
- вероятность получения травм и ожогов лица и глаз при коротких замыканиях, выключении разъединителей или при замене предохранителей;
- при пожаре высокая загазованность помещения.

Трансформаторы такие как ТРДНП-40000/35, ТДТН-40000/110, выключатели такие как ВМП 10/600/20 ПЭ-11, установленные в результате на подстанции «Уржумка», являются маслонаполненным оборудованием, и представляют потенциальную взрывную и пожарную опасность, а также при протечке масла, в результате длительной эксплуатации данных электрических аппаратов, возможно заражение водоемов и почв.

Если произойдет попадание масла в водоемы, то будут нарушены процессы газообмена в водоемах, а также появится препятствие проникновению в воду солнечных лучей, что приводит к гибели водоплавающих организмов и микроорганизмов, и водоплавающих птиц.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 68 |

Электрический ток может оказывать 2 типа воздействия на человека:

- электрический удар, который может привести к фибрилляции и остановки сердца, а также остановку дыхания;
- местные электрические травмы такие как ожоги, электрические знаки, электрометаллизация кожи.

Поражение электрическим током возможно при:

- неисправности защитных средств и случайном прикосновении к токоведущим частям без средств индивидуальной защиты или не исправности средств индивидуальной защиты таких как указатели напряжения, диэлектрические штанги галоши и т. д. во время проведения работ без снятия напряжения или ошибочному действию персонала, например прикосновение к токоведущей части не удостоверившись в отсутствии тока и напряжении;

- внезапном появлении напряжения на металлических частях электрооборудования или корпусов электроаппаратов в результате пробоя изоляции токоведущих частей, замыкания фазы сети на землю, замыкания фазы сети на корпус, падения провода на части конструкции электрооборудования и т. д.;

- внезапном появлении напряжения токоведущих частях, которые были отключены, в результате ошибочного включения отключенной установки из-за ошибочных действий персонала или самопроизвольного включения электрической установки из-за недостаточности принятия мер безопасности, например создания разрыва электрической цепи путем снятия предохранителей, замыкания между отключенными и находящимися под напряжением токоведущими частями или попадания и разряде молнии в электроустановке;

- внезапном возникновении шагового напряжения на участке земли, на котором находится рабочий персонал в результате замыкания фазы на землю, который может произойти при обрыве провода под напряжением, выноса потенциала токопроводящими предметом таких как трубопровод, железнодорожным рельсом, неисправностей в устройстве заземления или выключателей и т. д.

Интенсивность воздействия тока на организм человека может быть определена длительностью времени прохождения тока и путём протекания тока через тело, родом тока.

9.3. Выбор нормативных значений факторов рабочей среды и трудового процесса

При реконструкции подстанции обязательно учитывать перечисленные выше опасные факторы, а также устанавливать их нормы, так как они могут привести к гибели персонала в результате аварийной ситуации или ошибочного действия персонала. Здание тяговой подстанции должно иметь систему отопления, качественное освещение рабочих зон, например, в шкафах управления, находящихся в ЗРУ, искусственную и естественную вентиляцию что обязательно для выполнения в определенных помещениях подстанции, таких как аккумуляторная, хранилище дизельного топлива и маслохранилища. Оценка и проектирование систем

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 69 |

отопления, освещения, вентиляции и кондиционирования ведутся в соответствии с требованиями СНиП и ПУЭ.

Повышенным напряжением на корпусах электроприборов считается при превышении 36 В, в ЗРУ на подстанции «Уржумка», и 12 вольт при работе в ОРУ на подстанции «Уржумка». Шаговое напряжение, которое может появиться в результате обрыва фазы или замыкания на место должно быть меньше чем 12 В, при этом необходимо соблюдать правила передвижения – стопа к стопе и не приближаться к оборванному проводу больше чем на 8 метров на открытой территории и 4 м в помещении. Это отражено в ГОСТ 12.1.038–82 «ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов» [6].

Уровень шума, издаваемый трансформаторами и выпрямительным агрегатом, а также поездами, проходящими рядом с подстанцией «Уржумка» должны быть по ГОСТ 12.1.003–2014 «Шум», не должны превышать более 60 дБ [7]

Оптимальные условия нормируются для помещений, люди работают или находятся более 2 часов. Максимальные концентрации вредных веществ, которые содержатся в воздухе рабочей зоны помещений, устанавливаются в соответствии с санитарными нормами. При расчёте систем вентиляции, электрического отопления и систем кондиционирования воздуха и температура наружного воздуха принимаются, рассматривая требования СНиП. Системы вентиляции воздуха разрабатываются, при условии того, что требуемые метеорологические условия и чистота воздуха обеспечиваются вентиляцией с естественным побуждением.

Работоспособность максимальна при комфортных условиях. Комфортные условия достигаются при помощи установления необходимого микроклимата для помещений, достаточного освещения рабочих зон, разработкой мероприятий по снижению уровней шума и вибрации и снижению воздействий электромагнитных полей. На рабочем месте по ГОСТ 12.1.005-88 [8] при работе с электроаппаратурой на подстанции «Уржумка» температуры должны составлять от 13°С до 21°С, влажность воздуха 40-60% скорость движения ветра не более 0,4 м/с, что реально выполнить для помещений ЗРУ, но к сожалению, не возможно выполнить а рабочих местах при работе на ОРУ 35 и 110 кВ, однако, можно снизить время работы на открытой территории, для минимизации воздействия вредных факторов.

Освещенность при работе в ЗРУ 6, 3,3 кВ – т. е. работа в помещениях здания подстанции «Уржумка» по ГОСТ 55710–2013 [9], должна иметь освещенность не менее 300 лк, что выполняется путем установления искусственного освещения в ячейках фидера, рабочей зоны тягового трансформатора и выпрямителя. Освещённость при работе вне помещений освещенность должна быть не менее 200 люкс, что может быть создано налобными фонариками у персонала, и специальной световой мачтой, установленной на ОРУ 35–110 кВ.

Электрический ток, при прохождении через тело человека, оказывает тепловое, механическое, биологическое, и химическое действие. Биологическое действие – это воздействие электрического тока приводящее раздражение и возбуждение живых тканей организма. Тепловое воздействие – это вызывание ожогов, Механическое воздействие электрического тока приводит к разрыву и травматизму

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 70 |

тканей Химическое приводит к электролизу крови. Существуют допустимые нормативные токи для человека которые оцениваются по трем пунктам или, так называемым критериям, электробезопасности. Первый пункт является ощутимым током, и равен $I=0,6\text{мА}$. Данный ток не вызывает нарушений деятельности организма. Второй критерий действия электрического тока - отпускающий ток $I=6\text{мА}$. Третий пункт - нефибрилляционный ток $I=50\text{мА}$. Нормирование критериев токов прописано в ГОСТ 12.1.003–82. [10] Максимальные допустимые уровни токов и напряжений прикосновения, которые воздействуют на тело человека, при аварийном и нормальном режиме электроустановки нормируются. Нормирование описано в ГОСТ-12.1.002-84 [11].

Существуют особые санитарные и гигиенические требования к температуре, влажности и содержанию вредных веществ в воздухе рабочего места персонала, и они описаны в СНиП и СанПиН.

Здание тяговой подстанции имеет естественное освещение, представленное в виде окон или искусственное освещение, представленное в виде галогенных ламп в ЗРУ и специальных мачт освещения территории ОРУ. Оценка освещенности рабочих мест ведется в соответствии с требованиями СНиП и ПУЭ.

9.4. Охрана труда

Работы в электроустановках разделяются на категории, из которых строятся правил охраны труда:

- работы с полным снятием напряжения;
- работы без снятия напряжения на расстоянии от токоведущих частей, находящихся под напряжением;
- работы без снятия напряжения на токоведущих частях и в непосредственной близости к токоведущим частям.

Работы со снятием напряжения являются работы, при выполнении которых напряжение обязательно снимается с токоведущих частей, в месте работы, а также с токоведущих частей расположенных в непосредственной близости к месту работы, к которым возможно случайное прикосновение во время работы или приближение на расстояние, которое меньше, чем допустимое. К таким работам на подстанции «Уржумка» можно отнести работу на отключенном трансформаторе, выпрямителе, секционном выключателе или разъединителях. Работа без снятия напряжения на расстоянии от токоведущих частей, которые находятся под напряжением, является работа, при которой невозможно случайное приближение или прикосновение к токоведущим частям персонала, при выполнении работ к токоведущим частям на расстоянии, которое будет меньше, чем указанное в таблице 9.1. Данный тип работ не требует принятия технических или организационных мер чтобы предотвратить такое приближения.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 71 |

Таблица 9.1 – Минимальные расстояния до токоведущих частей в электроустановках

| Номинальное напряжение электроустановки | Расстояние от токоведущих частей, м | |
|---|--|------------------------------------|
| | От людей и инструментов и временных ограждений | От механизмов грузоподъемных машин |
| До 1000 В | Не нормируется | 1,0 |
| От 3 до 35 кВ | 0,6 | 1,0 |
| От 60 до 110 кВ | 1,0 | 1,5 |
| 150 кВ | 1,5 | 2,0 |
| 220 кВ | 2,0 | 2,5 |

К работам, которые выполняются без снятия напряжения на токоведущих частях или на близком расстоянии к токоведущим частям, но на расстоянии не менее допустимого, относятся работы, которые проводятся непосредственно на этих частях. К таким работам на подстанции «Уржумка» можно отнести обслуживание контактной сети, работа рядом с трансформаторами. Главными мерами защиты электротехнического и другого работающего персонала на подстанции «Уржумка» являются применение специальных электротехнических средств. К таким средствам относятся:

- изолирующие клещи для операций с предохранителями (снятие и установка),
- электроизмерительные клещи, предназначенные для определения присутствия тока и напряжения на шинах и кабельных линиях,
- изолирующих штанг,
- указателей напряжения,
- диэлектрических перчаток, бот, коврика, на котором производятся работы, специального защитного диэлектрического костюма и каски со стеклянным забралом, и т. д.

Для обеспечения безопасного производства работ на подстанции «Уржумка» при работе с трансформаторами выключателями разъединителями и выпрямителями существуют организационные мероприятия. К ним относят:

- оформление работы приказом энергодиспетчера, или распоряжением, или нарядом, в порядке текущей эксплуатации;
- проведение выдающим наряд, распоряжение-инструктажа производителю работ;
- выдача разрешения на подготовку места работы;
- допуск к работе;
- инструктаж и надзор во время работы;
- оформление перерывов в работе, переводов на другое рабочее место и окончания работы.

Для обеспечения безопасного производства работ в электроустановках существуют технические мероприятия. К техническим мероприятиям, которые обеспечивают безопасность работ, которые выполняются со снятием, напряжения относятся:

- выполнение необходимых отключений и принятие специальных мер, которые будут исключать подачу напряжения на место работы из-за ошибочного или самопроизвольного включения коммутационной аппаратуры,

- вывешивание запрещающих плакатов на отключенных разъединителях и выключателях таких как «Не включать! Работают люди!», «Работа под напряжением! Повторно не включать!», «Не включать! Работа на линии!», на приводах и на ключах, дистанционного управления коммутационной аппаратурой, а также создание искусственного разрыва электрической цепи путем снятия предохранителей перед рабочим, а также при возможности снятие ручек приводов управления коммутационной аппаратуры,

- обязательная проверка отсутствия напряжения на отключенных токоведущих частях, при помощи указателей напряжения или электроизмерительных клещей,

- обязательное заземление или зануление отключенных токоведущих частей путем включения заземляющих ножей или наложения переносных заземлений,

- вывешивание предупреждающих «Стой напряжение!», «Не влезай! Убьет!», «Испытание! Опасно для жизни!», «Опасное электрическое поле! Без средств защит не входить!» и др., предписывающих «Работать здесь!» и указательных «Заземлено» плакатов,

- установка специального сеточного или веревочного ограждения, рабочих мест и оставшихся под напряжением токоведущих частей, в ОРУ или ЗРУ, а также установка веревочного или сеточного прохода (коридора в близости от токоведущих частей) к месту работы.

9.5. Производственная санитария

Для поддержания идеального микроклимата для комфорта рабочего персонала на подстанции устанавливаются электроотопление, общая и местная вентиляция, которые поддерживают необходимые температурные условия.

Подстанция имеет источники шума на открытой части распределительного устройства, и ими являются два главных понизительных трехобмоточных трансформатора 110/35/6 и 2 тяговых трансформатора 35/3,3. В закрытой части подстанции шум создается работой коммутационной аппаратуры (например, громкий хлопок при срабатывании выключателя), вентиляционных установок преобразовательных агрегатов, помещения и аккумуляторной батареи, а также работа дизель-генератора при необходимости. Шум нормируется по ГОСТ 12.1.003–2014 [12]. Защита помещений подстанции «Уржумка» от шума выполняется благодаря специальным звукопоглощающим материалам, звукоизоляции, специальных глушителей шума, средств индивидуальной защиты (наушники, беруши), рациональным размещением рабочих мест и мест отдыха.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 73 |

Из (СНиП) СНиП 23-05-95 [13] и ГОСТ-32.120-98 [14] все производственные помещения тяговых подстанций ОРУ, ЗРУ, должны соответствовать нормативам освещенности.

На подстанции расположены аккумуляторные батареи, а также маслonaполненное оборудование, такое как тяговые и силовые трансформаторы, и выключатели 6 кВ что является вредным химическим фактором воздействия на человека и в процессе эксплуатации или работы в данных помещениях выделяются вредные вещества. Также источником химического вредного воздействия может быть выделяющиеся при нагреве вещества с лакокрасочных покрытий и изоляционных материалов. Содержание вредных химических веществ в воздухе обязано быть ниже предельно допустимой концентрации при условии, если установки вентиляции и фильтрации работают в номинальном режиме.

Персонал на подстанции может испытывать психофизиологическое вредное воздействие, к чему можно отнести психо - эмоциональные нагрузки, из-за сложности, ответственности и важности принятых решений во время действия ремонтного и технического персонала и интенсивной работой человека, и насыщенностью различной высоковольтной техникой.

Что бы минимизировать их воздействия обязательно правильно организовывать труд, перерывы в работе и рабочее место.

9.6. Эргономика и производственная эстетика

Все помещения подстанций должны быть окрашены в цвета, которые будут отражать около 40–50% или больше падающего на них света. Если помещения будут окрашено светлой краской, то это приведет к экономии электрической и тепловой энергии. Если конструкция зданий или опоры будут окрашены светлыми тонами, то их будет легче заметить в темное время суток, и в темное время суток будет приятнее работать персоналу

Рабочее место работников обязательно должно быть закреплено за каждым работником и обязательно должно быть надлежащее устроено и оснащено, для наиболее производительной работы, в доступном месте размещены все инструменты труда, а также обязательно содержаться в чистое. Соблюдение вышеописанного позволяет создать нормальные условия труда и поддерживать бесперебойный труд работников на рабочих местах

Необходимо соблюдать правила содержания чистоты в местах работы и отдыха персонала. Уборка на тяговой подстанции «Уржумка» – это требование, которое должно выполняться в обязательном порядке.

9.7. Противопожарная и взрывобезопасность

Помещения подстанции Уржумка имеет категорию В1, класс зоны помещений П1.

Пожарные ситуации на подстанциях возникают в результате нижеперечисленного:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 74 |

- проведения электрогазосварочных работ с неаккуратностью или нарушениями, не удостоверившись в их безопасности;
- коротких замыканий в помещениях и камерах РУ;
- из-за масла, которое выброшено наружу в результате перегрева или его паров при коротких замыканиях в трансформаторе при условии отказа газовой защиты;
- при коротком замыкании в кабеле в результате пробоя и оплавлении изоляции, и перегрева кабеля;
- из - за отказа вентиляции или нерегулярного проветривания в аккумуляторной, из-за того, что, водород, содержащийся в аккумуляторе, накапливается и смешивается с воздухом, образуя взрывоопасную смесь, который при возникновении искры может взорваться.
- появление электрической дуги при ошибочном выключении разъединителя без снятия нагрузки (не выключив нагрузку выключателем после разъединителя);
- перегрев электроустановок из-за действия электрического тока.

На подстанции должны быть установлены в обязательном порядке средства пожаротушения:

- противопожарные водопроводы;
- огнетушители;
- ящики, наполненные песком;
- пожарный инвентарь;

Все дороги и подъезды к подстанции должны быть свободны и не заняты.

На подстанции обязательно должна быть установлена система пожарной сигнализации, которая способна обнаружить пожар в начальной его стадии, сообщить точное место возникновения пожара, а также включения установки пожаротушения.

Также на подстанции обязательно наличие план эвакуации с указанием размещения средств пожаротушения и этих средств.

9.8. Экологическая безопасность

Тяговая подстанция имеет и аккумуляторную батарею, и маслonaполненную аппаратуру, такую как тяговый и силовой трансформаторы, и выключатели в ячейках фидеров 6 кВ что несет опасность для окружающей среды. Поэтому в данной выпускной квалификационной работе при реконструкции подстанции предусмотрена замена всех масляных выключателей на вакуумные.

В электроустановках, где используется масло устанавливаются специальные маслоуловители, которые защищают землю от утечек масла.

В аккумуляторном помещении обязательна установка приточно-вытяжной вентиляции.

Тяговая подстанция имеет собственный водопровод и краны для тушения пожаров, а также снабжается канализацией.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 75 |

9.9. Обеспечение безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций

Самая часто возникающая чрезвычайная ситуация – это пожар в масляного выключателя или трансформатора.

Существуют специальные мероприятия для снижения пожароопасности и повышения безотказной и устойчивой работы:

- увеличение прочности важнейших элементов и оборудования подстанции, таких как силовой, тяговый трансформаторы и выпрямитель;
- увеличения качества и безотказности материально-технического снабжения, а именно качества запчастей, качество техобслуживания и ремонта оборудования, установленного на подстанции Уржумка;
- улучшение качества управления подстанции;
- разработка мероприятий по уменьшению вероятности возникновения вторичных факторов ЧС и ущерба от них.

Выводы по разделу девять

Был проведен анализ рабочего места персонала тяговой подстанции. Рассмотрены факторы, оказывающие влияние на работу персонала тяговой подстанции, были разработаны меры по снижению влияния вредных и опасных факторов и повышения безотказной бесперебойной работы подстанции в результате возникновения чрезвычайной ситуации.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 76 |

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате сравнения выключателей был выбран отечественный выключатель ВБН/ЭЛКО ТЭ-35-25/1000, было произведено описание схемы текущей подстанции, а также расчет и проверка трансформаторной мощности, которые показали, что в настоящее время у подстанции наблюдается дефицит мощности.

Был определен план реконструкции подстанции, произведен выбор головного, тягового трансформаторов и выпрямителя, составлена расчетная схема и схема замещения расчета токов КЗ и был произведен расчет токов КЗ.

Был произведен выбор выключателей 110 кВ, масляные выключатели 35 кВ заменены на вакуумные, а также был произведен выбор изоляторов и шин 110, 35 кВ, 6 кВ и 3,3 кВ. Были выбраны и проверены разъединители 110 кВ, 35 кВ, 6 кВ и 3,3 кВ, а также произведена проверка и выбор трансформаторов тока и напряжения (измерительных). В выпускной квалификационной работе был рассмотрен вопрос выбора ограничителей перенапряжения, разрядников и помехоподавляющих устройств и произведен выбор релейной защиты и автоматики.

В результате выполнения ВКР были достигнуты следующие результаты: мощность подстанции на тягу увеличена в 2 раза (45000 кВА против 22250 кВА), ток на тягу увеличен в 2 раза 7000 А против 3000 А, что позволяет минимизировать электрические потери в ВЛ-110 кВ, минимизировать дефицит мощности, что позволяет использовать более мощные и новые поезда (4ЭС8 «Синара») с более высоким КПД (90% и более), что позволит увеличить эффективность грузоперевозок (15 тысяч тонн за поездку против 7 тысяч тонн).

В результате рассмотрения вопросов безопасности жизнедеятельности были составлены меры по обеспечению охраны труда, определены требования производственной санитарии и рассмотрены вопросы экологической безопасности.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 77 |

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сидоров, А.В. Условия выбора аппаратов и токоведущих частей: учебное пособие / А.В. Сидоров. - Москва: Изд-во «Энергоатомиздат», 2004. - 152с.
2. Штин, А.Н. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций электрифицированных железных дорог: учеб. метод. пособие/ А.Н. Штин, Т.А. Несенюк. - Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2014. - 88 с.
3. Штин, А.Н. Т.А Выбор оборудования распределительных устройств тяговых трансформаторных подстанций. учеб. метод. пособие/ А.Н. Штин, А.Н. Несенюк. - изд. Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2009.– 68 с.
4. Прохорский, А.А. Тяговые и трансформаторные подстанции: учебник для техникумов ж.д. транспорта/ А.А. Прохорский. - М.: Изд-во Транспорт, 1983. - 496 с.
5. Почаевец, В.С. Электрические подстанции: учебник для техникумов и колледжей ж.д. транспорта/ В.С. Почаевец - М.: Изд-во Желдориздат, 2001. – 512с.
6. Типовые нормы времени на капитальный ремонт устройств и оборудования тяговых подстанций. – М.: Трансиздат, 2001. – 197 с.
7. Типовые нормы времени на текущий ремонт оборудования и устройств тяговых подстанций и постов секционирования электрифицированных железных дорог. – М.: Трансиздат, 2001. – 168 с.
8. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция), утв. Минэкономки РФ, Минфин РФ, государственный комитет РФ по строительству, архитектурной и жилищной политике № ВК477 от 21 июня 1999г, М: Экономика, 2001 г, 421с.
9. Алексеева, Л.М. Планирование производственно-экономических показателей по эксплуатационной деятельности дистанции электроснабжения: методические указания/ Л. М. Алексеева – Екатеринбург: Изд – во УрГУПС, 2007. -34 с.
10. Методические рекомендации по расчету экономической эффективности новой техники и технологий, объектов интеллектуальной собственности и рационализаторских предложений. Утверждены распоряжением ОАО «РЖД» от 28.11.2008 г.
11. Белинский, С.О. Безопасность и экологичность при проектировании и эксплуатации электроустановок: методические указания/С. О. Белинский К. Б. Кузнецов – Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2006. – 35 с.
12. СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях: Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы. - М.: Федеральный центр госсанэпиднадзора Минздрава России, 2003. - 38 с.
13. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы: Санитарно-эпи-

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 78 |

демиологические правила и нормативы. - М.: Федеральный центр госсанэпиднадзора Минздрава России, 2003. - 53 с.

14. Инструкция по безопасности при эксплуатации электроустановок тяговых подстанций и районов электроснабжения железных дорог ОАО «РЖД», М: Техформ, 2008г – 192 с.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.21.390.00.00 ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | 79 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |