

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Проектирование электрической части тяговой подстанции 220-27,5-10 кВ ЭЧ-1
ОАО «РЖД» г. Челябинск

Обучающийся

А.В. Кислицын

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

О.В. Федяй

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

Аннотация

Объектом бакалаврской работы является тяговая подстанция 220-27,5-10 кВ ЭЧ-1 ОАО «РЖД», г. Челябинск.

Предмет бакалаврской работы – система электроснабжения тяговой подстанции 220-27,5-10 кВ ЭЧ-1 ОАО «РЖД», г. Челябинск.

Цель бакалаврской работы заключается в разработке проекта системы электроснабжения тяговой подстанции 220-27,5-10 кВ ЭЧ-1 ОАО «РЖД», г. Челябинск.

Таким образом, при выполнении выпускной квалификационной работы требуется выполнить задачи:

- сбор исходных данных для проектирования тяговой подстанции;
- подобрать схемы для распределительных устройств тяговой подстанции;
- определить для тяговой подстанции электрические нагрузки;
- осуществить выбор трансформаторов для тяговой подстанции;
- расчет токов КЗ в системе электроснабжения тяговой подстанции;
- выбор и проверка оборудования тяговой подстанции;
- расчет заземления и молниезащиты тяговой подстанции;
- выбор релейной защиты.

ВКР выполнена на 56 листах, дополняемой 8 таблицами, 8 рисунками, а также 6 чертежами формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ схем главных соединений тяговой подстанции	6
2 Расчет мощности тяговой подстанции.....	9
2.1 Определение мощности тяговой обмотки трансформатора	9
2.2 Определение мощности обмотки 10 кВ трансформатора.....	11
2.3 Максимальная полная мощность подстанции	12
3 Расчет основных параметров тяговой подстанции.....	15
3.1 Расчет рабочих токов.....	15
3.2 Расчет токов короткого замыкания	18
3.3 Выбор основного оборудования и токоведущих элементов подстанции.....	24
4 Молниезащита и заземление.....	37
4.1 Определение зоны защиты молниеотводов.....	37
4.2 Расчет контура заземления.....	41
5 Релейная защита	45
Заключение	53
Список используемых источников.....	55

Введение

Основой системы электроснабжения промышленного предприятия являются электроустановки, которые обеспечивают электроэнергией оборудование предприятия. По уровню напряжения электроустановки делятся на электроустановки до и выше 1000 В. Электроснабжение электроустановок напряжением до 1000 В осуществляется, как правило, от трансформаторов мощностью до 2500 кВА. Электроснабжение электроустановок выше 1000 В осуществляется от подстанций различного уровня напряжения. В целом, электроустановки включают в себя аппараты и оборудование, включая помещения, в которых они расположены, для преобразования и распределения электроэнергии.

Как показывает практика, работы, связанные с проектированием системы энергоснабжения на том или ином объекте выступают в качестве одного из самых важных этапов, в рамках которого гарантируются нормальные условия не просто для работы, но и также для полноценного развития в перспективе. Подобными объектами в сфере народного хозяйства могут быть промышленные предприятия, сельскохозяйственные предприятия, а также объекты городского хозяйства.

Если говорить о проектировании подстанций, то это очень сложная задача, справиться с которой может исключительно группа высококлассных специалистов. Мало того, подобные сооружения часто отличаются между собой техническими параметрами.

Нельзя забывать о том, что электрические подстанции – это объекты, которые характеризуются высокой опасностью. Вот почему даже минимальная ошибка в процессе проектирования влечет за собой плачевные последствия. Очевидным является тот факт, что все работы должны быть выполнены строго по правилам, заявленным гостам и нормам [4, 11-12, 17].

Практическое назначение электрических подстанций состоит в том, чтобы решать многочисленные задачи, сопряженные с трансформацией, а

также с распределением электроэнергии, которая вырабатывается на электростанциях. Главная функция тут – прием, трансформация и распределение энергии. Получается, что от электростанции электричество подается на подстанцию, а там – преобразуется в новые характеристики, пригодные для конечного потребителя.

Объектом бакалаврской работы является тяговая подстанция 220-27,5-10 кВ ЭЧ-1 ОАО «РЖД», г. Челябинск.

Предмет бакалаврской работы – система электроснабжения тяговой подстанции 220-27,5-10 кВ ЭЧ-1 ОАО «РЖД», г. Челябинск.

Цель бакалаврской работы заключается в разработке проекта системы электроснабжения тяговой подстанции 220-27,5-10 кВ ЭЧ-1 ОАО «РЖД», г. Челябинск.

Для этого потребуется решить следующие задачи:

- собрать исходные данные для проектирования тяговой подстанции;
- подобрать схемы для распределительных устройств тяговой подстанции;
- определить для тяговой подстанции электрические нагрузки;
- осуществить выбор трансформаторов для тяговой подстанции;
- рассчитать токи КЗ в системе электроснабжения тяговой подстанции;
- выбрать и проверить оборудование тяговой подстанции;
- рассчитать заземления и молниезащиты тяговой подстанции;
- выбрать релейные защиты.

Бакалаврская работа разделена на пять разделов.

1 Анализ схем главных соединений тяговой подстанции

Выбор основных схем электрических соединений необходимо осуществить на первоначальном этапе проектирования. «Подстанция запитывается через глухое ответвление по двум цепям линий электропередач 220 кВ согласно схеме 4Н «мостик»; в рабочей перемычке стоят разъединители. Ремонтная перемычка не предусматривается» [5]. Принципиальная схема приведена на рисунке 1.

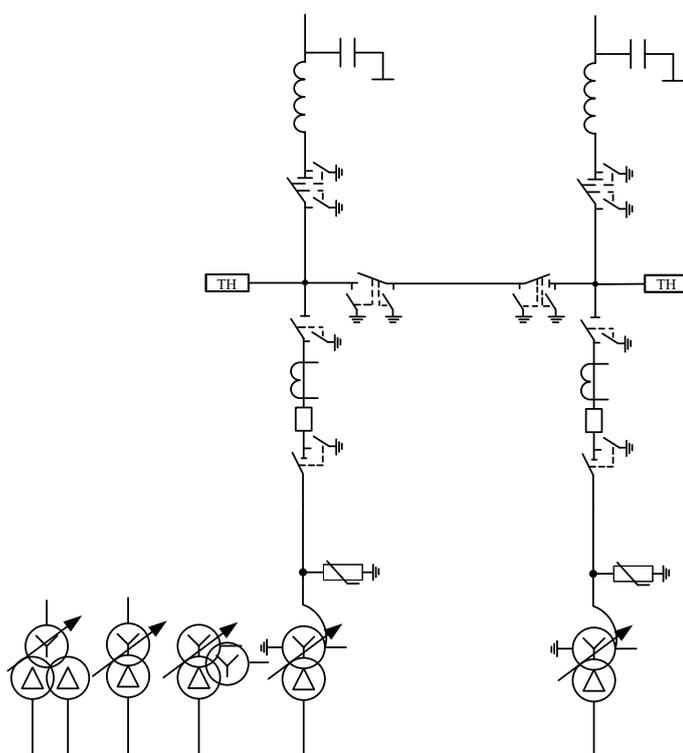


Рисунок 1 – Принципиальная схема 220 – 4Н

«Распределительное устройство (РУ) 27,5 кВ необходимо для питания тяговой сети переменным током, для не тяговых линейных железнодорожных (ЖД) потребителей по линиям «2 провода – рельс» (ДПР). Такие проводники вешиваются на опорах контактной сети. На РУ–27,5 кВ присутствует трансформатор собственных нужд (ТСН).

Схема РУ–27,5 кВ представляет «две рабочие, секционированные выключателями и обходная системы шин» с двумя шиносоединительными

выключателями и двумя обходными выключателями» [3]. Схема представлена на рисунке 2.

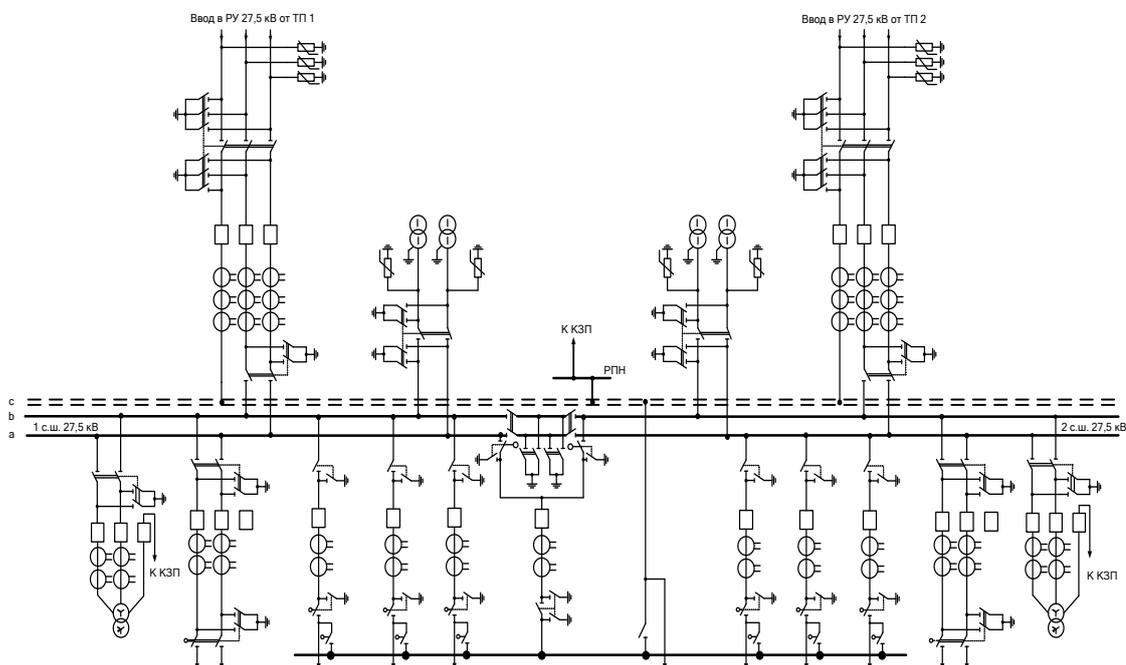


Рисунок 2 – Принципиальная схема РУ – 27,5 кВ

«РУ–10 кВ в тяговых подстанциях переменного тока создано для питания нагрузок, где работают не тяговые потребители» [3].

РУ–10 кВ выполняют с одинарной секционированной выключателем системой шин. На рисунке 3 показана схема комплектации ячейки КРУ-10 кВ. Что касается типовой комплектации, то она имеет 5 шкафов, при необходимости возможна доукомплектация еще 4 дополнительными шкафами.

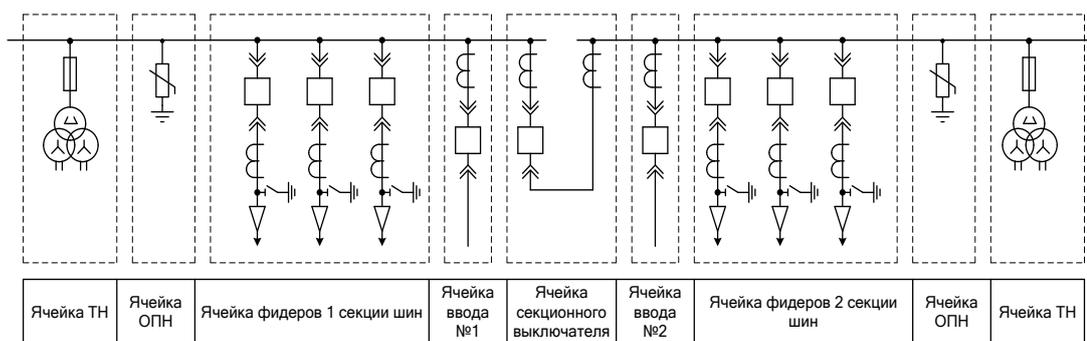


Рисунок 3 – Типовая схема главных цепей КРУ D-12P

При доукомплектовке КРУ-10 кВ, предпочтение отдается небольшим ячейкам D-12P, которые выпускаются заводом «ВЕКТОР». Они в полной мере отвечают современным эксплуатационным параметрам, имеют тележки вывозные с вакуумными выключателями, а также безопасный подход к элементу КРУ-10.

Выводы по разделу 1.

В главе рассмотрены выбранные схемы электрических соединений:

- Схема 220 кВ: подстанция питается по схеме «мостик» (4Н) с двумя линиями 220 кВ и рабочей перемычкой с разъединителями. Ремонтная перемычка отсутствует.
- РУ-27,5 кВ предназначено для питания тяговой сети, не тяговых железнодорожных потребителей. Схема представляет «две рабочие, секционированные выключателями и обходная системы шин» с двумя шиносоединительными выключателями и двумя обходными выключателями.
- РУ-10 кВ используется для питания не тяговых потребителей и выполнено с одинарной секционированной выключателем системой шин.

2 Расчет мощности тяговой подстанции

2.1 Определение мощности тяговой обмотки трансформатора

«На понижающих трансформаторах мощность тяговой обмотки, кВА:

$$S_{\text{тяги}} = S_{27,5} - S_{\text{дпр}} - S_{\text{тсн}}, \quad (1)$$

где $S_{27,5}$ – среднее максимальное значение по полной мощности при нагрузке максимума за 2 часа – 27,5 кВА;

$S_{\text{дпр}}$ – максимальная усредненная величина полной мощности за 2 часа нагрузки не тяговых потребителей, которые питаются от системы ДПР, кВА;

$S_{\text{тсн}}$ – максимальное среднее значение полной мощности за двухчасовой максимум собственных нужд, кВА» [2].

«Мощность понижающих трансформаторов, питающая тяговую нагрузку, кВА:

$$S_{\text{т max}} = (2 \cdot S'_m + 0,65 \cdot S''_m) \cdot k_p \cdot k_k \cdot k_m, \quad (2)$$

где S'_m , S''_m – максимальные среднесуточные действующие значения мощности для наиболее и наименее загруженных плеч питания, кВА;

k_p – коэффициент, в рамках которого принимается во внимание дисбаланс по нагрузке на фазы у трансформатора – 0,9 [5];

k_k – коэффициент, отражающий воздействие компенсации реактивной мощности – 1,0 [14];

k_m – коэффициент воздействия суточного дисбаланса движения на износ обмоток изоляции трансформатора; для двунаправленных линий с электровозной тягой величина составляет 1,45» [2].

«Значения S_m' , S_m'' определяются с учетом распределения нагрузки по плечам питания, соответственно 60% и 40%, исходя из данных, предоставленных станцией электроснабжения» [2]. Расчет максимальных средних значений мощностей различных присоединений производим по методике, приведенной в научной литературе [2].

«Значения максимальной средней мощности для ввода 27,5 кВ, кВА:

$$S_{27,5} = \sqrt{P_{27,5}^2 + Q_{27,5}^2}, \quad (3)$$

где $P_{27,5}$ – максимальное среднее значение активной мощности, потребляемой на шинах 27,5 кВ, $P_{27,5}=13737,60$ кВт;

$Q_{27,5}$ – максимальное среднее значение реактивной мощности, потребляемой на шинах 27,5 кВ, $Q_{27,5}=11434,50$ кВар» [2].

Значения максимальных средних значений мощностей по ДПР и ТСН определяем по замерам приборов учета и контроля потребления электрической энергии: $S_{дпр}=515,50$ кВА, $S_{тсн}=215,51$ кВА.

Произведем вычисления по формулам (1)–(3):

$$S_{27,5} = \sqrt{13737,60^2 + 11434,50^2} = 17873,71 \text{ кВА},$$

$$S_{тяги} = 17873,71 - 515,50 - 215,51 = 17142,71 \text{ кВА},$$

$$S_{т \max} = (2 \cdot 0,60 \cdot 17142,71 + 0,65 \cdot 0,40 \cdot 17142,71) \cdot 0,90 \cdot 1,00 \cdot 1,45 = 32662,01 \text{ кВА}.$$

Таким образом, мощность тяговой обмотки понижающих трансформаторов составила 32662,01 кВА.

2.2 Определение мощности обмотки 10 кВ трансформатора

Определим максимальную полную мощность, необходимую для питания от шин РУ 10 кВ:

- фидер №4 ($P_{\max}=65,20$ кВт; $\cos\varphi=0,80$);
- фидер №12 ($P_{\max}=1527,80$ кВт; $\cos\varphi=0,91$);
- фидер №13 ($P_{\max}=1492,80$ кВт; $\cos\varphi=0,93$).

На основании протоколов замеров от 12.12.22 потребление электроэнергии по фидерам и суммарные нагрузки, определяем, что $\sum P_{\text{расчет max}}=3075,70$ кВт приходится на 22 ч.

«Полная максимальная мощность, которая подается на всех потребителей, принимая во внимание потери в сетях более 1000 В, в том числе – на понижающие трансформаторы, кВА:

$$S_{p.\max} = \kappa_{pn} \cdot \left(1 + \frac{P_{\text{пост}} + P_{\text{пер}}}{100}\right) \cdot \sqrt{(\sum P_{\max})^2 + (\sum Q_{\max})^2}, \quad (4)$$

где $P_{\text{пост}}$ и $P_{\text{пер}}$ – сумма постоянных потерь, которые возникают в стальном сердечнике трансформаторов, а также потери переменные в трансформаторах и сетях, 2% и 10% соответственно;

$\sum P_{\max}$ – максимальное общее, усредненное значение активной мощности, которая подается потребителям внутри района, кВт;

$\sum Q_{\max}$ – максимальное общее, усредненное значение реактивной мощности, которая подается потребителям в районе, кВар» [7].

«Коэффициент одновременности максимальных нагрузок районных потребителей:

$$\kappa_{pn} = \frac{\sum P_{\text{расчет max}}}{\sum P_{\max}}, \quad (5)$$

где $\sum P_{расчет\max}$ – максимальное среднее значение мощности районных потребителей» [7].

«Суммарные максимальные средние значения активной и реактивной мощностей районных потребителей, кВт:

$$\sum P_{\max} = P_{1\max} + P_{2\max} + \dots + P_{n\max}, \quad (6)$$

где $P_{i\max}$ – максимальное среднее значение активной мощности i -го потребителя.

$$\sum Q_{\max} = P_{1\max} \cdot tg\phi_1 + P_{2\max} \cdot tg\phi_2 + \dots + P_{n\max} \cdot tg\phi_n, \quad (7)$$

где $tg\phi_i$ – значение коэффициента реактивной мощности i -го потребителя» [7].

Произведем вычисления по формулам (4)–(7):

$$\sum P_{\max} = 65,20 + 1527,80 + 1492,80 = 3085,80 \text{ кВт},$$

$$\sum Q_{\max} = 65,20 \cdot 0,74 + 1527,80 \cdot 0,45 + 1492,80 \cdot 0,39 = 1317,95 \text{ кВар},$$

$$K_{pn} = \frac{3075,70}{3085,80} = 0,99,$$

$$S_{p.\max} = 0,99 \cdot \left(1 + \frac{2+10}{100}\right) \cdot \sqrt{(3085,80)^2 + (1317,95)^2} = 3779,27 \text{ кВА}.$$

Таким образом, мощность обмотки 10 кВ понижающих трансформаторов составила 3779,27 кВА.

2.3 Максимальная полная мощность подстанции

«Мощность понижающего трансформатора, кВА:

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\text{max}} \cdot \kappa_{\text{I-II}}}{\kappa_{\text{пер}}}, \quad (8)$$

где S_{max} – общая максимальная мощность, которую выдает подстанция, кВА;

$\kappa_{\text{I-II}}$ – коэффициент подачи нагрузки на потребителей первой и второй категории – 1 для ЖД потребителей;

$\kappa_{\text{пер}}$ – коэффициент перегрузки при авариях – 1,4» [14].

«Суммарная максимальная мощность подстанции, кВА:

$$S_{\text{max}} = (S_{\text{т max}} + S_{\text{р max}}) \cdot \kappa_{\text{рн}}, \quad (9)$$

где $S_{\text{т max}}$ – мощность всех потребителей, которые подключены к тяговым шинам электропитания, кВА;

$S_{\text{р max}}$ – полная мощность максимальная для не тяговых потребителей, которые включены к обмотке силовых трансформаторов, кВА;

$\kappa_{\text{рн}}$ – коэффициент разновременности максимальных нагрузок тяговых и не тяговых потребителей, равный 0,98» [15].

Произведем вычисления по формулам (8)–(9):

$$S_{\text{max}} = (32662,01 + 3779,27) \cdot 0,98 = 35712,45 \text{ кВА},$$

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{35712,45 \cdot 1,00}{1,40} = 25508,89 \text{ кВА}.$$

К установке приняты понижающие трансформаторы типа ТДТНЖ–40000/220 76У1, номинальная мощность которых $S_{\text{н.тр}} = 40 \text{ МВА}$,

номинальные напряжения обмоток $U_{ВН}= 230$ кВ, $U_{СН}= 27,5$ кВ, $U_{НН}=11,0$ кВ; $P_X=66$ кВт; $P_K=240$ кВт; $U_{К.ВН-СН}=12,5$ %; $U_{К.ВН-НН} = 22,0$ %; $U_{К.СН-НН} = 9,5$ % [6].

Выводы по разделу 2.

В данном разделе был произведен расчет мощности трехобмоточного трансформатора тяговой подстанции 220/27,5/10 кВ, предназначенного для питания тяговых потребителей, работающих на напряжении 27,5 кВ и не тяговых потребителей, работающих на напряжении 10 кВ.

Установлено, что мощность тяговой обмотки понижающих трансформаторов составила 32662,01 кВА, мощность обмотки 10 кВ понижающих трансформаторов составила 3779,27 кВА. Суммарная максимальная мощность подстанции составила 35715,45 кВА.

К установке на тяговой подстанции приняты понижающие трансформаторы типа ТДТНЖ–40000/220 76У1, номинальная мощность которых $S_{н.тр} = 40$ МВА, номинальные напряжения обмоток $U_{ВН}= 230$ кВ, $U_{СН}= 27,5$ кВ, $U_{НН}=11,0$ кВ; $P_X=66$ кВт; $P_K=240$ кВт; $U_{К.ВН-СН}=12,5$ %; $U_{К.ВН-НН} = 22,0$ %; $U_{К.СН-НН} = 9,5$ %. Выбранный трансформатор имеет схемы соединения обмоток УН/УН/Д-0-11.

Из расчетов видно, что максимальная мощность подстанции не превышает мощность выбранного трансформатора, значит, трансформатор будет работать без перегрузок. Значение и длительность допустимой аварийной перегрузки должны определяться инструкцией по эксплуатации трансформатора, утверждённой собственником или иным законным владельцем соответствующего объекта электроэнергетики с учётом требований документации завода-изготовителя.

3 Расчет основных параметров тяговой подстанции

3.1 Расчет рабочих токов

При выполнении расчетов параметров максимальных токов, протекающих в электрических цепях и линиях электропередачи, в качестве исходной величины принимается рабочий ток нагрузки, соответствующий допустимым уровням нагрузки оборудования и линий электропередачи. При этом принимается, что указанные рабочие токи должны поддерживаться в течение промежутка времени, не превышающего 6 часов непрерывной работы, но при этом обязательно превосходящего 30 минут. Дополнительно при расчете максимальных рабочих токов учитывается возможность кратковременной четырехкратной перегрузки силовых трансформаторов сверх номинальных значений в течение ограниченных интервалов времени. Подбор сечений кабельных линий для питания не тяговых потребителей электроэнергии осуществляется с резервированием запаса мощности в размере 30% от текущих расчетных нагрузок для обеспечения возможности будущего наращивания присоединенной мощности потребителей с учетом перспективы развития объекта и имеющихся прогнозных данных.

«Максимальный рабочий ток ввода тяговой подстанции, А:

$$I_1 = \frac{k_{пер} \cdot S_{тп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (10)$$

где $k_{пер}$ – допустимый коэффициент перегрузки трансформаторов;

$S_{тп}$ – номинальная мощность тяговой подстанции, кВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение на вводе подстанции или номинальное напряжение расчетной точки, кВ» [3].

«Максимальный рабочий ток обмотки высокого напряжения

понижительного трансформатора, А:

$$I_2 = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{ном тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (11)$$

где $S_{\text{ном тр}}$ – номинальная мощность понижительного трансформатора, кВА» [20].

Максимальный рабочий ток перемычки, А:

$$I_3 = I_1 - I_2, \quad (12)$$

«Максимальный рабочий ток сборных шин РУ–27,5 кВ, А:

$$I_4 = \frac{K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{рн}} \cdot S_{\text{ном тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (13)$$

где $K_{\text{рн}}$ – коэффициент распределения нагрузки по сборным шинам, принимаем 0,5» [19].

«Максимальный рабочий ток ввода 27,5 кВ, А:

$$I_5 = \frac{K_{\text{пр}} \cdot S_{\text{т max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (14)$$

где $S_{\text{т max}}$ – мощность потребителей, присоединенных к шинам тягового электроснабжения, кВА;

$K_{\text{пр}}$ – коэффициент перспективы развития, принимаем 30%» [19].

«Максимальный рабочий ток фидера 27,5 кВ, А:

$$I_6 = \frac{K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{нр}} \cdot S_{\text{макс ф}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (15)$$

где $S_{\text{макс ф}}$ – максимальная мощность одного фидера, кВА» [19].

«Максимальный рабочий ток ввода 10,5 кВ, А:

$$I_7 = \frac{K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{нр}} \cdot S_{\text{р макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (16)$$

где $S_{\text{р макс}}$ – максимальная полная средняя мощность не тяговых потребителей, кВА» [16].

«Максимальный рабочий ток фидера 10,5 кВ, А:

$$I_8 = \frac{K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{нр}} \cdot S_{\text{макс ф}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (17)$$

где $S_{\text{макс ф}}$ – максимальная мощность одного фидера, кВА» [16].

Произведем вычисления по формулам (10)–(17):

$$I_1 = \frac{1,4 \cdot 80000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3} = 281,15 \text{ А},$$

$$I_2 = \frac{1,4 \cdot 40000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3} = 140,57 \text{ А},$$

$$I_3 = 281,15 - 140,57 = 140,58 \text{ А},$$

$$I_4 = \frac{1,4 \cdot 0,5 \cdot 40000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 27,5 \cdot 10^3} = 587,85 \text{ А},$$

$$I_5 = \frac{1,3 \cdot 32662,01 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 27,5 \cdot 10^3} = 891,44 \text{ А},$$

$$I_6 = \frac{1,4 \cdot 1,3 \cdot 17142,71 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 27,5 \cdot 10^3} = 655,03 \text{ А},$$

$$I_7 = \frac{1,4 \cdot 1,3 \cdot 3779,27 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 378,21 \text{ А},$$

$$I_8 = \frac{1,4 \cdot 1,3 \cdot 1617,58 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 161,88 \text{ А}.$$

Далее будет выполнен расчет токов КЗ.

3.2 Расчет токов короткого замыкания

Итак, целесообразно осуществлять расчеты в именованных единицах.
«Сопротивление системы, Ом:

$$x_c = x_{рез1} = \frac{U_{вл}^2}{S_{кз}}, \quad (18)$$

где $U_{вл}$ – напряжение для воздушной ЛЭП, которая подключается к тяговой подстанции, кВ;

$S_{кз}$ – мощность КЗ на тяговых шинах подстанции, 3244 МВА» [13].

«Сопротивления обмоток, понижающего силового, Ом:

$$x_{тв} = \frac{U_{кв}}{100} \cdot \frac{U_{ст}^2}{S_{ном.тр}}, \quad (19)$$

где $U_{кв}$ – напряжения КЗ обмоток трансформатора (в нашем случае ТДТНЖ–40000), %;

$U_{ст}$ – напряжение расчетной ступени, кВ;

$S_{ном.тр}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$x_{mc} = \frac{U_{kc}}{100} \cdot \frac{U_{ct}^2}{S_{ном.тр}}, \quad (20)$$

где U_{kc} – напряжения КЗ обмоток трансформатора (в нашем случае ТДТНЖ–40000), %.

$$x_{mn} = \frac{U_{kn}}{100} \cdot \frac{U_{ct}^2}{S_{ном.тр}}, \quad (21)$$

где U_{kn} – напряжения КЗ обмоток трансформатора (в нашем случае ТДТНЖ–40000), %» [13].

Напряжения КЗ обмоток трансформатора, %:

$$U_{кв} = \frac{1}{2} \cdot (U_{кв-с} + U_{кв-н} - U_{кв-н}), \quad (22)$$

где $U_{кв-с}$, $U_{кв-н}$, $U_{кв-н}$ – паспортные значения межобмоточных напряжений короткого замыкания, %.

$$U_{кс} = \frac{1}{2} \cdot (U_{кв-с} + U_{кс-н} - U_{кв-н}), \quad (23)$$

$$U_{кн} = \frac{1}{2} \cdot (U_{кв-н} + U_{кс-н} - U_{кв-с}). \quad (24)$$

«Индуктивное и активное сопротивления кабеля, Ом:

$$x_k = x_0 \cdot \ell_k, \quad (25)$$

где x_0 – паспортное индуктивное удельное сопротивления кабельной линии, Ом/км;

ℓ_k – длина кабеля, км.

$$r_k = r_0 \cdot \ell_k, \quad (26)$$

где r_0 – паспортное активное удельное сопротивление кабельной линии, Ом/км» [13].

«Ток трехфазного КЗ, кА:

$$I_k^3 = \frac{U_{cm}}{\sqrt{3} \cdot x_{pez}}, \quad (27)$$

где U_{cm} – напряжение ступени в месте короткого замыкания, кВ;

x_{pez} – сопротивление системы в месте короткого замыкания, Ом» [13].

Двухфазный ток КЗ, кА:

$$I_k^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^3, \quad (28)$$

«Ударный ток (значение тока спустя 0,01 с после начала КЗ), кА:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_k^3, \quad (29)$$

где κ_y – ударный коэффициент, показывающий, во сколько раз ударный ток КЗ больше амплитуды периодического тока КЗ» [13].

Точка K_1 находится на шинах высокого напряжения (рисунок 4).

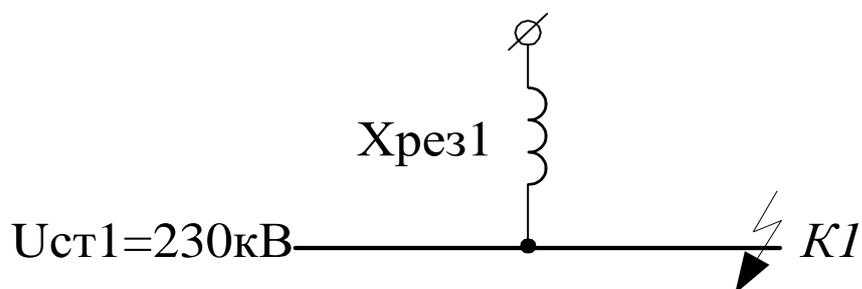


Рисунок 4 – Схема замещения до точки K_1

Произведем вычисления по формулам (10), (27)–(28):

$$x_c = x_{рез1} = \frac{(225,7 \cdot 10^3)^2}{3244 \cdot 10^6} = 15,7 \text{ Ом},$$

$$I_k^3 = \frac{230 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15,70} = 8,46 \text{ кА},$$

$$I_k^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,46 = 7,32 \text{ кА}.$$

Для шин напряжением 220 кВ $\kappa_y = 1,72$ по [13], тогда:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 8,46 = 20,58 \text{ кА}.$$

Точка K_2 находится на шинах среднего напряжения (рисунок 5).

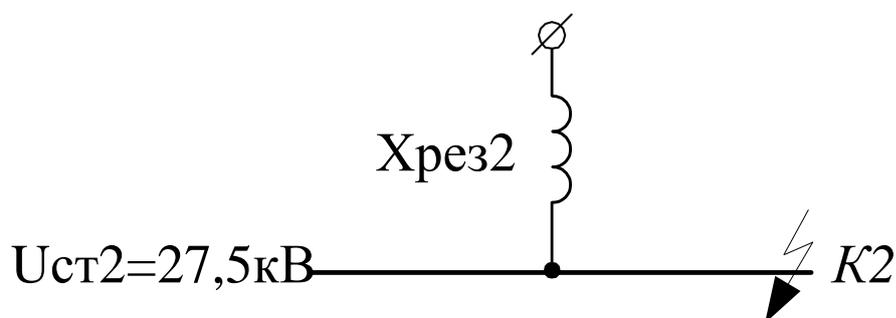


Рисунок 5 – Схема замещения до точки K_2

«Результирующее сопротивление $x_{рез2}$, Ом:

$$x_{рез2} = x'_c + \frac{x'_{mв} + x_{mc}}{2}, \quad (30)$$

де x'_c – сопротивление системы, приведенное к напряжению 27,5 кВ;

$x'_{mв}$ – сопротивление высокой обмотки трансформатора, приведенное к напряжению 27,5 кВ» [13].

Паспортные данные трансформатора ТДТНЖ–40000: $U_{кв-с} = 12,5\%$, $U_{кв-н} = 22\%$, $U_{кс-н} = 9,5\%$.

Произведем вычисления по формулам (22)–(24) и (19)–(20).

$$U_{кв} = \frac{1}{2} \cdot (12,5 + 22 - 9,5) = 12,5 \%,$$

$$U_{кс} = \frac{1}{2} \cdot (12,5 + 9,5 - 22) = 0 \%,$$

$$U_{кн} = \frac{1}{2} \cdot (22 + 9,5 - 12,5) = 9,5 \%,$$

$$x'_{mв} = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{(27,5 \cdot 10^3)^2}{40 \cdot 10^6} = 2,36 \text{ Ом},$$

$$x_{mc} = \frac{0}{100} \cdot \frac{(27,5 \cdot 10^3)^2}{40 \cdot 10^6} = 0 \text{ Ом}.$$

Произведем вычисления по формуле (30):

$$x_{рез2} = 15,70 \cdot \left(\frac{27,5 \cdot 10^3}{230 \cdot 10^3} \right)^2 + \frac{2,36}{2} = 1,41 \text{ Ом}.$$

Точка K_3 находится на шинах низкого напряжения (рисунок 6).

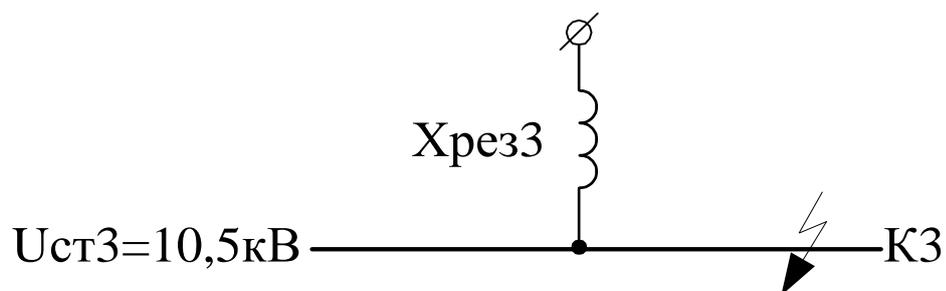


Рисунок 6 – Схема замещения до точки К₃

«Результирующее сопротивление $x_{рез3}$, Ом:

$$x_{рез3} = x_c'' + \frac{x_{мв}'' + x_{тн}}{2}, \quad (31)$$

где x_c'' – сопротивление системы, приведенное к напряжению 10,5 кВ;

$x_{мв}''$ – сопротивление высоковольтной обмотки трансформатора, приведенное к напряжению 10,5 кВ» [13].

Произведем вычисления по формулам (19) и (21):

$$x_{мв}'' = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{40 \cdot 10^6} = 0,35 \text{ Ом},$$

$$x_{тн} = \frac{9,5}{100} \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{40 \cdot 10^6} = 0,26 \text{ Ом}.$$

Произведем вычисления по формуле (31):

$$x_{рез3} = 15,70 \cdot \left(\frac{10,5 \cdot 10^3}{230 \cdot 10^3} \right)^2 + \frac{0,35 + 0,26}{2} = 0,34 \text{ Ом}.$$

После того, как определены все сопротивления, начинается расчет токов короткого замыкания и значения ударного тока. Расчеты представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	U_{cm} , кВ	$x(z)_{рез}$, Ом	I_k^3 , кА	I_k^2 , кА	i_y , кА
К ₁	230,0	15,70	8,46	7,32	20,58
К ₂	27,5	1,41	11,28	9,77	25,52
К ₃	10,5	0,34	17,99	15,58	48,34

Далее будет выполнен выбор оборудования тяговой подстанции в соответствии с расчетами рабочих токов и токов КЗ.

3.3 Выбор основного оборудования и токоведущих элементов подстанции

Сборные шины, представляющие собой совокупность жестких токопроводящих элементов, предназначенных для осуществления электрических соединений между коммутационными аппаратами, измерительными трансформаторами тока и напряжения, а также другим высоковольтным оборудованием в пределах распределительных устройств различных классов напряжения, наряду с неизолированными кабельными линиями и гибкими шинными присоединениями, выполняющими функцию токоведущих связей между отдельными элементами оборудования и сборными шинами, являются критически важными компонентами электрической инфраструктуры энергосистем и подстанций.

В распределительных устройствах класса сверхвысокого напряжения, характеризуемого значениями, превышающими 220 кВ, в качестве материала для изготовления гибких шинных присоединений применяются специальные алюминиевые сплавы, из которых изготавливаются многопроволочные гибкие

шины, обладающие высокой механической прочностью и электропроводностью.

«Тепловой импульс:

$$B_{\kappa} = I_{no}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (32)$$

где I_{no} – периодическая составляющая сверхпереходного тока, кА;

$t_{откл}$ – время отключения оборудования, с;

T_a – постоянная времени цепи короткого замыкания, с» [10].

«Время отключения оборудования, с:

$$t_{откл} = t_{pz} + t_{ов}, \quad (33)$$

где t_{pz} – время выдержки срабатывания защиты, с;

$t_{ов}$ – полное время отключения выключателя» [10]

Произведем вычисления по формулам (33)–(32) для РУ–220 кВ:

$$t_{откл} = 2,5 + 0,1 = 2,6 \text{ с,}$$

$$B_{\kappa} = 8,46^2 \cdot (2,6 + 0,03) = 188,23 (\text{кА})^2 \cdot \text{с.}$$

Для остальных РУ расчёт аналогичен.

Данные сводим в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчет теплового импульса

Наименование РУ	$I_{по}$, кА	t_{pz} , с	$t_{откл}$, с	T_a , с	B_{κ} , $(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$
РУ–220 кВ	8,46	2,5	2,6	0,030	188,23
РУ–27,5 кВ Вводы	11,28	1,0	1,1	0,020	142,51
Фидер		0,5	0,6		78,89

Продолжение таблицы 2

Наименование РУ	$I_{\text{по}}, \text{кА}$	$t_{\text{рз}}, \text{с}$	$t_{\text{откл}}, \text{с}$	$T_a, \text{с}$	$B_k, (\text{кА})^2 \cdot \text{с}$
РУ–10,5 кВ Вводы	17,99	1,5	1,6	0,010	521,06
Фидер		1,0	1,1		359,24
РУ–0,4 кВ	14,43	0,0	0,1	0,058	22,03

Производственный процесс изготовления высоковольтных выключателей, предназначенных для коммутации электрических цепей в нормальных и аварийных режимах работы энергосистем, должен неукоснительно осуществляться в строгом соответствии с требованиями соответствующих нормативных документов отрасли, таких как государственные и отраслевые стандарты на продукцию данного вида, а также с обязательным соблюдением рабочей конструкторской документации, включающей комплект чертежей и спецификаций, утвержденных в установленном порядке компетентными инженерно-техническими службами предприятия-изготовителя.

При выборе типа высоковольтного выключателя для конкретного применения в заданных условиях эксплуатации следует тщательным образом учитывать его номинальные эксплуатационные характеристики, такие как номинальное напряжение, допустимый длительный ток, электродинамическую и термическую стойкость при протекании токов короткого замыкания, ориентируясь при этом на самые тяжелые условия работы, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации устройства, что позволит обеспечить требуемые уровни надежности и долговечности функционирования выключателя на протяжении всего заявленного срока службы, а также электромагнитную совместимость.

Выбор по номинальному напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}. \quad (34)$$

Выбор по номинальному току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}. \quad (35)$$

Согласно данным, приведенным в источнике [10], ключевая эксплуатационная характеристика высоковольтного выключателя, определяющая его отключающую способность, то есть способность гарантированно обеспечивать успешное прерывание токов различных видов и величин, полностью описывается совокупностью следующих основных нормированных параметров.

«Во-первых, номинальным током отключения, представляющим собой действующее значение периодической составляющей тока, прерываемого контактной системой выключателя в наиболее тяжелых условиях работы.

Во-вторых, допустимым максимальным относительным содержанием аperiodической составляющей тока в полном токе отключения, значение которого определяется отношением амплитуды аperiodической составляющей к амплитудному значению периодической составляющей тока.

В-третьих, нормированными стандартными значениями опорного переходного восстанавливающегося напряжения, прикладываемого к контактному промежутку выключателя после погасания дуги и определяющего требуемый уровень электрической прочности межконтактного промежутка» [10].

При этом все указанные параметры относятся и рассматриваются применительно к моменту времени, соответствующему полному размыканию дугогасительных контактов выключателя при отключении тока нагрузки.

«Время τ определяется, с:

$$\tau = t_{3.\min} + t_{c.в}, \quad (36)$$

где $t_{3.\min}$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{c.в}$ – собственное время отключения выключателя» [16].

Величина номинального тока отключения выбирается по [16].

«Относительное допустимое содержание аperiodического компонента в отключаемом токе:

$$\beta_n = \frac{i_{a.ном}}{\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном}}, \quad (37)$$

где $i_{a.ном}$ – допустимое номинальное значение аperiodической компоненты в отключаемом токе на момент, когда осуществляется размыкание контактов для гашения дуги, для времени τ » [16].

«Проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{n.\tau} \leq I_{отк.ном}, \quad (38)$$

где $I_{n.\tau}$ – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания, кА» [16].

«Проверка возможности отключения аperiodической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов» [16]:

$$i_{a.\tau} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \frac{\beta_n}{100}. \quad (39)$$

«Проверка выключателя по тепловому импульсу тока короткого замыкания:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (40)$$

где $I_{тер}$ – предельный ток термической стойкости, кА;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости, с» [16].

Проверка выключателя ВГТ–220П 40/2000 УХЛ-1 (выключатель колонковый элегазовый) по формулам (34)–(40):

$$220 \leq 220,$$

$$281,15 \leq 2000,$$

$$8,46 \leq 40,$$

$$\sqrt{2} \cdot 8,46 \cdot 0,5 = 5,98 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,4 = 22,63,$$

$$188,23 \leq 40^2 \cdot 2 = 3200.$$

РУ-27,5 кВ комплектуется выключателями ВБЭС–35Ш 25/100 УХЛ–1 который удовлетворяет всем проверкам.

Производим расчет для всех выключателей проектируемой подстанции и сводим полученные результаты в таблицу 3.

Таблица 3 – Выбор выключателей

Наименование РУ	Тип выключателя	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{п.г} \leq I_{отк.ном}$	$i_{а.г} \leq i_{а.ном}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
Ввод 220 кВ	ВГТ–220П 40/2000 УХЛ-1	$220 \leq 220$	$281,15 \leq 2000$	$8,46 \leq 40$	$4,79 \leq 22,63$	$188,23 \leq 3200$
Ввод РУ – 27,5 кВ	ВБЭС–35Ш 25/1000 УХЛ-1	$27,5 \leq 35$	$891,44 \leq 1000$	$11,28 \leq 25$	$9,57 \leq 21,21$	$142,51 \leq 1875$
ФКС 27,5 кВ и запасной выключатель	ВБЭС–35П 20/1000 УХЛ-1	$27,5 \leq 35$	$655,03 \leq 1000$	$11,28 \leq 25$	$9,57 \leq 21,21$	$78,89 \leq 1875$
ДПР и ввод ТСН	ВБЭС–35IV 20/630 УХЛ-2	$27,5 \leq 35$	$48,50 \leq 630$	$11,28 \leq 20$	$9,57 \leq 16,97$	$78,89 \leq 1200$
Ввод и секционный выключатель КРУ	VD4–12	$10 \leq 10$	$378,21 \leq 630$	$17,99 \leq 20$	$20,35 \leq 22,63$	$521,06 \leq 1200$
Фидер КРУ	VD4–12	$10 \leq 10$	$161,88 \leq 630$	$17,99 \leq 20$	$20,35 \leq 22,63$	$359,24 \leq 1200$

Выбор разъединителей произведен по [10].

Выбор по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (41)$$

Выбор по номинальному току:

$$I_{p\max} \leq I_{ном} \cdot \quad (42)$$

«Выбор по электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{пр\ скв}, \quad (43)$$

$$I_{по} \leq I_{пр\ скв}, \quad (44)$$

где $i_{пр\ скв}$, $I_{пр\ скв}$ – предельный сквозной ток короткого замыкания (амплитуда и действующее значение)» [10].

«Проверка разъединителя по тепловому импульсу тока короткого замыкания:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (45)$$

где B_k – тепловой импульс по расчету, $(кА)^2 \cdot с$;

$I_{тер}$ – предельный ток термической стойкости, кА;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости, с» [10].

Проверка разъединителя РГП–2–220/1000 УХЛ-1 (разъединитель горизонтально–поворотный с двумя заземляющими ножами) по формулам (41)–(45):

$$220 \leq 220,$$

$$281,15 \leq 1000,$$

$$20,58 \leq \sqrt{2} \cdot 80 = 113,14,$$

$$8,46 \leq 80,$$

$$188,23 \leq 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75.$$

Для построения распределительного устройства напряжением 27,5 кВ был произведен обоснованный выбор разъединителя модели РГ-В-2-35/1000 УХЛ-2, представляющего собой горизонтально-поворотный разъединительный коммутационный аппарат вертикального исполнения, в полной мере удовлетворяющий всем предъявляемым техническим требованиям по номинальным параметрам и характеристикам. Данная модель разъединителя успешно прошла весь комплекс необходимых сертификационных испытаний, в ходе которых были экспериментально проверены все заявленные производителем технические характеристики, включая уровни изоляции, электродинамическую стойкость токопроводящей системы и механическую прочность конструкции, подтвердив соответствие нормативным требованиям. В то же время, для формирования секций распределительного устройства на классе напряжения 10 кВ было принято решение использовать ячейки комплектных распределительных устройств серии D-12P швейцарской компании АВВ, конструкция которых не предусматривает использование встроенных разъединителей, функции коммутации и обеспечения видимого разрыва выполняются за счет применения вакуумных выключателей нагрузки. Результаты выбора оборудования обобщены и представлены в виде таблицы 4.

Таблица 4 – Выбор разъединителей

Наименование РУ	Тип аппарата	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$I_{р\max} \leq I_{ном}$	$i_y \leq i_{пр\ скв}$	$I_{по} \leq I_{пр\ скв}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
Ввод 220 кВ	РГП-2-220/1000 УХЛ-1	$220 \leq 220$	$281,15 \leq 1000$	$20,58 \leq 113,14$	$8,46 \leq 80$	$188,23 \leq 2976,75$
Перемычка между вводами	РГП-2-220/1000 УХЛ-1	$220 \leq 220$	$140,58 \leq 1000$	$20,58 \leq 113,14$	$8,46 \leq 80$	$188,23 \leq 2976,75$
Ввод ВН трансформатора	РГП-1-220/1000 УХЛ-1	$220 \leq 220$	$140,57 \leq 1000$	$20,58 \leq 113,14$	$8,46 \leq 80$	$188,23 \leq 2976,75$

Продолжение таблицы 2

Наименование РУ	Тип аппарата	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$I_{р\max} \leq I_{ном}$	$i_y \leq i_{пр\скв}$	$I_{по} \leq I_{пр\скв}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
Вводы в РУ-27,5 кВ и шины РУ-27,5 кВ	РГ-В-2-35/1000 УХЛ-2	$27,5 \leq 35$	$891,44 \leq 1000$	$25,52 \leq 56,57$	$11,28 \leq 40$	$142,51 \leq 768,00$
Фидер КС	РГ-В-1(2)-35/1000 УХЛ-2	$27,5 \leq 35$	$655,03 \leq 1000$	$25,52 \leq 56,57$	$11,28 \leq 40$	$78,89 \leq 768,00$
ДПР, ТСН	РГ-В-1-35/1000 УХЛ-2	$27,5 \leq 35$	$655,03 \leq 1000$	$25,52 \leq 56,57$	$11,28 \leq 40$	$78,89 \leq 768,00$

Чтобы выбрать трансформаторы тока (ТТ), которые питают измерительные устройства, опираемся на источник [6].

Подбор согласно номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (46)$$

Выбор по номинальному току:

$$I_{р\max} \leq I_{1ном}. \quad (47)$$

Недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

«Выбор по электродинамической стойкости:

$$K_{дин} = \frac{i_{дин}}{\sqrt{2} \cdot I_{1ном}}, \quad (48)$$

где $K_{дин}$ – коэффициент динамической стойкости, о.е.;

$i_{дин}$ – ток динамической стойкости трансформатора тока, кА;

$I_{1ном}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А» [6];

$$i_y \leq K_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}, \quad (49)$$

$$i_y \leq i_{дин}. \quad (50)$$

Проверка трансформатора тока по термической стойкости:

$$B_{\kappa} \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \cdot \quad (51)$$

Проверка трансформатора тока ТВ–220–I (трансформатор встроенный) по формулам (46)–(51):

$$\begin{aligned} 220 &\leq 220, \\ 281,15 &\leq 400, \\ 20,58 &\leq 40, \\ 188,23 &\leq 20^2 \cdot 3 = 1200. \end{aligned}$$

Для комплектования присоединений распределительного устройства класса напряжения 27,5 кВ был произведен взвешенный выбор трансформатора тока нулевой последовательности модели ТОЛ-35-III-0,2/10P-1000/5 У1. Данная модель трансформатора представляет собой трехфазную конструкцию с классом точности 0,2 для защитных цепей и 10P - для цепей учета, и успешно прошла полный цикл типовых испытаний в соответствии с требованиями действующих стандартов, подтвердив соответствие всем заявленным изготовителем техническим параметрам. Применение трансформатора указанной модели полностью удовлетворяет требованиям по номинальному напряжению установки 27,5 кВ, а также нормативным требованиям по номинальным токам первичных и вторичных цепей, классам точности, электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях. Конструктивные особенности трансформатора полностью соответствуют условиям эксплуатации в заданном диапазоне температур окружающей среды и категории размещения. Результаты выбора данного трансформатора тока нулевой последовательности для

распределительного устройства 27,5 кВ сведены в табличной форме и представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор трансформаторов тока

Наименование РУ	Тип трансформатора тока	Класс точности	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$I_{р\max} \leq I_{1ном}$	$i_y \leq i_{дин}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
Ввод 220 кВ	ТВ-220-I-0,5/10P-300/5 Y1	0,5	$220 \leq 220$	$281,15 \leq 300$	$20,58 \leq 40$	$188,23 \leq 675$
Ввод РУ – 27,5 кВ	ТОЛ-35-III-0,2/10P-1000/5 Y1	0,2	$27,5 \leq 35$	$891,44 \leq 1000$	$25,52 \leq 40$	$142,51 \leq 7500$
Фидер КС	ТОЛ-35-III-0,2/10P-1000/5 Y1	0,2	$27,5 \leq 35$	$655,03 \leq 1000$	$25,52 \leq 40$	$78,89 \leq 7500$
ТСН, ДПР	ТОЛ-35-III-0,2/10P-500/5 Y1	0,2	$27,5 \leq 35$	$48,50 \leq 500$	$25,52 \leq 40$	$78,89 \leq 1875$
Ввод и секционный выключатель КРУ	ТОЛ-10-1-0,2/5P-1000/5 Y2	0,2	$10 \leq 10$	$378,21 \leq 1000$	$48,34 \leq 80$	$521,06 \leq 7500$
Фидер КРУ	ТОЛ-10-1-0,2/5P-1000/5 Y2	0,2	$10 \leq 10$	$161,88 \leq 1000$	$48,34 \leq 80$	$359,24 \leq 7500$

Методика, а также основные параметры подбора трансформатора напряжения (ТН) приводятся в [6].

Подбор осуществляем согласно номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (52)$$

«Выбор по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}, \quad (53)$$

где $S_{2ном}$ – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности, ВА;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА» [1].

Полная мощность, подключённая к трансформатору напряжения для РУ–220 кВ $S_{2\Sigma}=16,00$ ВА.

Посчитанная мощность должна удовлетворять условию (53):

$$2 \cdot 150 \geq 16,00.$$

Тут условие выполняется. Для РУ 220 подобраны трансформаторы типа НКФ–220–П1–У1. Параметры по напряжению у трансформаторов вносятся в таблицу.

Полная мощность, подключённая к трансформатору напряжения для РУ–27,5 кВ $S_{2\Sigma}=94,32$ ВА.

Посчитанная мощность должна удовлетворять условию (53):

$$2 \cdot 150 \geq 94,32.$$

Так как условие выполняется, то выбираем РУ–27,5 кВ трансформатор типа ЗНОЛ–35–65–У1.

Характеристики выбранных трансформаторов напряжения занесены в таблицу 6.

Таблица 6 – Выбор трансформаторов напряжения

Наименование РУ	Тип трансформатора напряжения	$U_{уст} \leq U_{ном}$, кВ	Класс точности
РУ–220 кВ (наружная установка)	НКФ–220–П1–У1	$220 \leq 220$	0,5
РУ–27,5 кВ (наружная установка)	ЗНОЛ–35–65–У1	$27,5 \leq 35$	0,5
Ввод КРУ	ЗНОЛП–10 У2	$10 \leq 10$	0,2

Таким образом, оборудование удовлетворяет условиям проверок.

Выводы по разделу 3.

Для выбора оборудования тяговой подстанции выполнен расчет рабочих токов.

Для проверки оборудования тяговой подстанции выполнен расчет токов короткого замыкания и ударного тока.

На тяговой подстанции 220-27,5-10 кВ принимается к установке следующее оборудование:

- на РУ-220 кВ в качестве высоковольтных выключателей используется ВГТ–220П 40/2000 УХЛ; разъединитель горизонтально-поворотный с двумя заземляющими ножами РГП–2–220/1000УХЛ–1; в качестве трансформатора тока используется встроенный ТТ марки ТВ–220–I; трансформатор напряжения выбран марки НКФ–220–П1–У1;
- на РУ-27,5 кВ выбраны выключатели марок ВБЭС–35Ш 25/1000 УХЛ–1, ВВС–35П 20/1000 УХЛ–1, ВБЭС–35IV 20/630 УХЛ–2; разъединитель модели РГ-В-2-35/1000 УХЛ–2, представляющий собой горизонтально-поворотный разъединительный коммутационный аппарат вертикального исполнения; в качестве трансформатора тока используется трансформатор модели ТОЛ-35-III; трансформатор напряжения типа ЗНОЛ–35–65–У1;
- в КРУ-10 кВ принят к установке выключатель VD4–12; для формирования секций распределительного устройства на классе напряжения 10 кВ было принято решение использовать ячейки комплектных распределительных устройств серии D-12P швейцарской компании АВВ, конструкция которых не предусматривает использование встроенных разъединителей; трансформаторы тока выбраны марки ТОЛ–10–1; трансформаторы напряжения ЗНОЛП–10 У2.

4 Молниезащита и заземление

4.1 Определение зоны защиты молниеотводов

Чтобы обеспечить защиту от попадания молнии напрямую, устанавливается молниеотвод. Посредством него ток молнии, обходя защиту, стекает в землю. Молниеотвод – это устройство, состоящее из приемника молнии, токоотводящей части и заземления. Все эти устройства могут иметь разный вид, но выполняют важную задачу – не допускают разряд молнии к поверхности ЗРУ и ее компонентам.

Перенапряжение на подстанции может произойти при попадании удара молнии в ВЛ, подключенную к подстанции. Таким образом, к комплексу мер по защите подстанции от возможных ударов молний, можно отнести молниезащиту ВЛ.

Необходимость в оснащении подстанции защитными молниеотводами может быть связана со следующими причинами:

- необходимость в обеспечении высокого уровня надежности электроснабжения потребителей подстанции;
- увеличение срока эксплуатации путем защиты электрооборудования от разрушительных последствий попаданий молний;
- предотвращение разрушения здания, в случае если оборудование подстанции расположено в этом здании.

Помимо указанных причин, можно добавить снижение уровня травмоопасности персонала.

В связи с вышеперечисленным, молниезащита подстанции обязательна в соответствии с [12].

Молниезащита может быть выполнена стержневыми молниеотводами или же тросовыми.

«Тросовые молниеотводы, выполненные в виде горизонтально подвешенных проводов, применяются, как правило, для защиты ЛЭП. В тоже

время, тросовые молниеотводы могут применяться для защиты шинных мостов.

Стержневые молниеотводы, выполненные в виде вертикально установленных стержней, применяются, как правило, для защиты от ударов молнии распределительных устройств подстанции» [16].

Стержневые молниеотводы могут быть установлены на стальные порталы (кроме трансформаторных), а также на опоры наружного (прожекторного) освещения, а также на крышах зданий. В случаях, если установка молниеотвода невозможна на вышеуказанные конструкции, используются отдельно стоящие стержневые молниеотводы.

В случае установки молниеотвода на крыше зданий и сооружений, спуск от молниеотвода прокладывается таким образом, чтобы предотвратить его контакт с оборудованием электроустановки.

Дополнительная молниезащита кабельной эстакады на подстанции может не требоваться в случае, если этот участок входит в зону действия других молниеотводов.

Молниеотводы состоят из стержневого или тросового молниеприемника, а также токоотвода и заземления. Таким образом, система молниезащиты связана с контуром заземления защищаемого объекта.

Устройства молниезащиты могут иметь различный внешний вид, в то время как основная функция их – предотвратить попадание молнии в защищаемый объект.

Основной характеристикой молниезащиты является радиус ее действия. При проектировании радиус действия молниезащиты должен покрывать область защищаемого оборудования.

На основании требований [11], в частности, с учетом пункта 2.3.72, с учетом правил СП 4.13130.2013 пункта 6.5.60, в обязательном порядке эстакады нужно оборудовать молниезащитой. Молниезащита тут осуществляется посредством установки дополнительных токоприемников – шпилек, по всей длине трассы, или через постройку специальной

металлической кровли с конкретной толщиной металла, которая имеет свой уровень защиты.

«У молниеотвода радиус защиты на высоте оборудования находится по формуле, м:

$$r_x = p \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}} \cdot (h - h_x), \quad (54)$$

где p – коэффициент для разных высот молниеотводов, $p = 1$ при высоте

молниеотвода не более 30 м, $p = \frac{5,5}{\sqrt{h}}$ при высоте молниеотводов

более 30 м;

h_x – высота защищаемого оборудования, м;

h – высота молниеотвода, м» [18].

«Высота точки защиты, которая расположена посередине между молниеотводами, определяется по формуле, м:

$$h_0 = h - \frac{L}{7 \cdot p}, \quad (55)$$

где L – расстояние между молниеотводами, м» [18].

$1/2$ ширины зоны между молниеотводами на высоте оборудования, которое защищается, определим по [18], м:

$$r_{0x} = 1,5 \cdot h_0 \cdot \frac{0,8 \cdot h_0 - h_x}{0,8 \cdot h_0}, \quad (56)$$

В некоторых случаях молниеотводы могут устанавливаться в произвольном порядке.

В таком случае высота h_x будет меньше, чем фиктивная высота h_0 , как установлено для конкретной пары молниеотводов.

Определим высоту оборудования, которое нужно защитить:

- на ОРУ 220 кВ – 17,0 м, высота молниеотвода – 35 м;
- на ОРУ 27,5 кВ – 5,0 м, высота молниеотвода – 20 м.

В качестве примера, рассчитаем зону защиты молниеотводов № 1-2.

Коэффициент $p = \frac{5,5}{\sqrt{35}} = 0,93$, так как высота молниеотвода более 30 м.

Производим вычисления по формулам (54)– (56):

$$h_0 = 35 - \frac{52,2}{7 \cdot 0,93} = 26,98 \text{ м,}$$

$$r_x = 0,93 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{17}{35}} \cdot (35 - 17) = 18,03 \text{ м,}$$

$$r_{0x} = 1,5 \cdot 26,98 \cdot \frac{0,8 \cdot 26,98 - 17}{0,8 \cdot 26,98} = 8,60 \text{ м.}$$

По точно такому принципу проводится расчет для прочих молниеотводов. Итоги расчетов защитных зон на подстанции представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчетов зон защиты молниеотводов

Соседние молниеотводы	Габариты зон защиты молниеотводов, м							
	h_x	L	h_1	h_2	r_{x1}	r_{x2}	h_0	r_{0x}
1–2	17,00	52,20	35,00	35,00	18,03	18,03	26,98	8,60
2–5	17,00	46,00	35,00	35,00	18,03	18,03	27,93	10,02
1–3	17,00	41,31	35,00	35,00	18,03	18,03	28,65	11,10
3–6	5,00	47,30	35,00	20,00	18,03	18,03	13,24	10,49
1–4	17,00	47,95	35,00	35,00	18,03	18,03	27,63	9,57
6–4	5,00	43,46	20,00	35,00	18,03	18,03	13,79	11,31
2–4	17,00	59,54	35,00	35,00	18,03	18,03	25,85	6,90

Далее будет выполнен расчет контура заземления тяговой подстанции.

4.2 Расчет контура заземления

Исходные данные для расчета заземления приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Исходные данные для расчета заземления

Параметр	Значение
Сопротивление верхнего слоя земли, ρ_1 , Ом · м	400,00
Сопротивление нижнего слоя земли, ρ_2 , Ом · м	80,00
Толщина верхнего слоя грунта, h , м	1,50
Время протекания I_k^1 , t_k , с	0,20
Глубина заложения горизонтальных заземлителей, h_T , м	0,50

Расчет производим по методике, приведенной в [16]

«Длина горизонтальных заземлителей, м:

$$L_T = (20 \div 25) \cdot \sqrt{S}, \quad (57)$$

где S – площадь заземляющего контура открытой части подстанции, $S = 15000 \text{ м}^2$ » [16].

Число вертикальных электродов, шт.:

$$n_B = (0,30 \div 0,35) \cdot \sqrt{S}. \quad (58)$$

«Длина вертикального заземлителя, м:

$$l_g \geq 2 \cdot h. \quad (59)$$

где h – толщина верхнего слоя грунта, м» [16].

Общая длина вертикальных заземлителей, м:

$$L_B = n_B \cdot \ell_\epsilon. \quad (60)$$

Расстояние между вертикальными заземлителями, м:

$$a \geq 2 \cdot \ell_\epsilon. \quad (61)$$

Сопротивление заземляющего контура, Ом:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_r + L_B}. \quad (62)$$

«Эквивалентное сопротивление грунта, Ом·м:

$$\rho_3 = \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^\alpha \cdot \rho_2. \quad (63)$$

где ρ_1 – сопротивление верхнего слоя земли, Ом·м ;

ρ_2 – сопротивление нижнего слоя земли, Ом·м ;

A, α – коэффициенты, зависящие от параметров заземлителей» [16].

Коэффициенты A, α :

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{\ell_\epsilon + h_r}{\sqrt{S}}, \quad (64)$$

$$0 \leq \frac{\ell_\epsilon + h_r}{\sqrt{S}} \leq 0,1,$$

$$A = 0,355 - 0,25 \cdot \frac{\ell_\epsilon + h_r}{\sqrt{S}}, \quad (65)$$

$$0,1 \leq \frac{\ell_\epsilon + h_r}{\sqrt{S}} \leq 0,5,$$

$$\alpha = 0,19 \cdot \left(1 + \lg \frac{4,8 \cdot h}{l_B} \right), \quad (66)$$

$$0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1,$$

$$\alpha = 0,43 \cdot \frac{h - h_T}{l_B} + 0,27 \cdot \lg \frac{a}{l_B} + 0,04, \quad (67)$$

$$1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10.$$

Произведем вычисления по формулам (57)–(67):

$$L_T = 25 \cdot \sqrt{15000} = 3061,86 \text{ м},$$

$$n_B = 0,35 \cdot \sqrt{15000} = 42,87 \text{ шт.},$$

$$l_\epsilon \geq 2 \cdot 1,5 = 3 \text{ м},$$

$$L_B = 43 \cdot 5 = 215 \text{ м},$$

$$a \geq 2 \cdot 5 = 10 \text{ м}.$$

n_B принимаем равным 43 шт. l_ϵ принимаем равным 5 м, это максимальное значение. a принимаем равным 10 м.

Определяем значение дроби $\frac{l_\epsilon + h_T}{\sqrt{S}}$:

$$0 \leq 0,05 \leq 0,1,$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,5}{\sqrt{15000}} = 0,41.$$

Определяем значение дроби $\frac{\rho_1}{\rho_2}$:

$$1 \leq 5 \leq 10,$$

$$\alpha = 0,43 \cdot \frac{1,5 - 0,5}{5} + 0,27 \cdot \lg \frac{10}{5} + 0,04 = 2,07 \cdot 10^{-1},$$

$$\rho_3 = \left(\frac{400}{80} \right)^{2,07 \cdot 10^{-1}} \cdot 80 = 111,63 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$R_3 = 0,41 \cdot \frac{111,63}{\sqrt{15000}} + \frac{111,63}{3061,86 + 215} = 0,41 \text{ Ом}.$$

Проверяем полученное значение R_3 :

$$R_3 \leq [R_3], \quad (68)$$

где $[R_3]$ – допустимое значение, 0,5 Ом, принимаем по [16].

Проверяем полученное значение:

$$0,41 \leq 0,5.$$

Условие выполняется.

Выводы по разделу 4

Установлено, что для молниезащиты тяговой подстанции требуется 6 молниеотводов, а для защитного заземления 43 вертикальных электрода.

5 Релейная защита

Релейная защита трансформаторов выполнена в шкафах ШЭ2607 (рисунок 7).



Рисунок 7 – Шкаф ШЭ2607

Если рассматривать шкаф ШЭ2607, то можно отметить, что он создан для работы, как главная защита автотрансформатора с регулировочным линейным трансформатором, или же с ошиновкой по стороне НН.

Схема подключения ШЭ2607 приведена на рисунке 8.

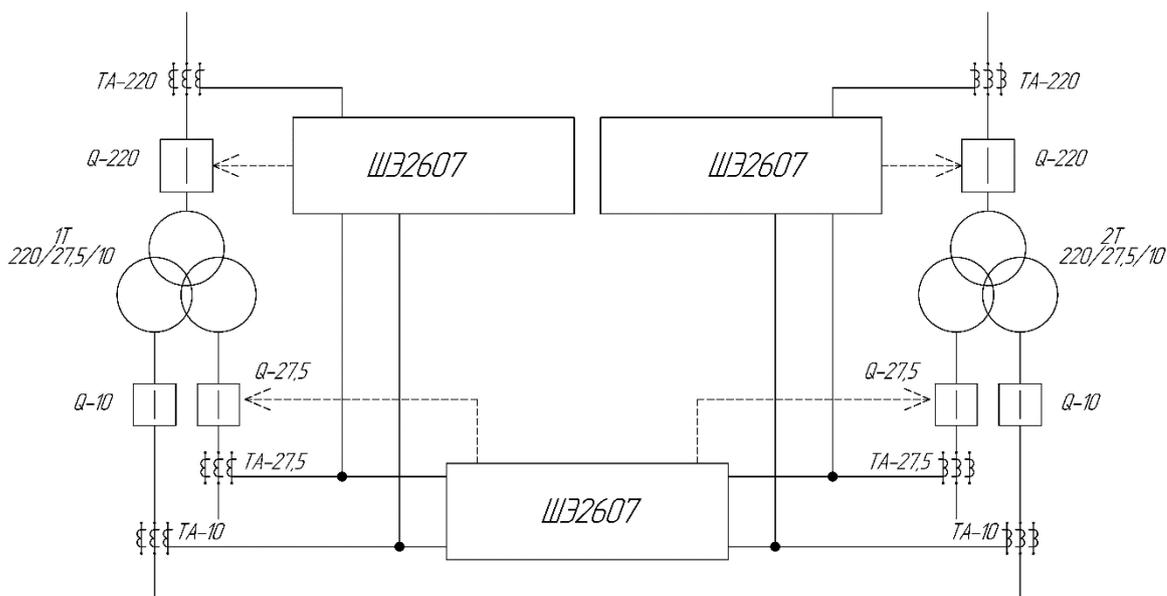


Рисунок 8 – Схема подключения ШЭ2607

Шкаф ШЭ2607 выполняется в двух комплектациях. Что касается первого комплекта, то он предусматривает:

- дифференциальную защиту по току Т ДЗТ;
- устройство для контроля изоляции, которая стоит на высоковольтных вводных каналах КИВ ВН Т;
- УРОВ СН;
- максимальная защита по току низкого напряжения, с пуском на основе напряжения;
- устройство, защищающее оборудование от перегрузки;
- пусковое реле, отвечающее за включение охлаждающей автоматики;
- контроль изоляции по части низкого напряжения;
- устройство пуска системы пожаротушения;
- приемник сигналов от датчиков высокой температуры трансформаторного масла или ЛРТ.

Во втором комплекте представлены:

- токовая дифференциальная защита ошиновки низкого напряжения (ДЗО НН);

- токовые максимальные защиты (МТЗ) 1(2) и 3(4) секций НН с пуском по напряжению;
- логические защиты шин 1(2) и 3(4) секций НН;
- защиты минимального напряжения 1(2) и 3(4) секций НН;
- реле тока УРОВ НН.

Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ) 1Т (2Т) предназначена для защиты автотрансформаторов от внутренних повреждений.

Подключена на ТТ, встроенные во вводы 220 1Т (2Т), выносные ТТ В-27,5 1 (2)Т, встроенные во ввод ТТ-27,5 (2) Т.

В защищаемую зону ДЗТ входит 1 (2) Т и ошиновка 27,5 кВ. ДЗТ действует на закрытие отсечного клапана и отключение с запретом АПВ и пуском УРОВ-220, УРОВ-27,5:

- В-220 1Т (2Т);
- В-27,5 Т(2Т).

Газовая защита 1Т (2Т) предназначена для защиты трансформаторов от внутренних повреждений.

При появлении газа в газовом реле (верхний контакт) действует на сигнал, при увеличении объёма газа в газовом реле (нижний контакт) действует на отключение трансформатора аналогично ДЗТ.

Струйная защита РПН 1Т (2Т) предназначена для защиты баков РПН трансформатора от внутренних повреждений. Действует на отключение трансформатора аналогично ДЗТ.

Автоматическое ускорение защит 1 (2) Т стороны 220 кВ не используется.

«Автоматическое ускорение защит 1 (2) Т стороны 27,5 кВ.

При включении выключателя В-27,5 (2) Т или заменяющего его ОВ-110 кВ вручную или от устройства АГТВ (после отключения повреждения) ускоряются:

- 1 зоны ДЗ стороны 27,5 кВ;
- 2 ступени ТЗНЛ стороны.

Оперативное ускорение резервных защит 1 (2) Т стороны 220 кВ.

При выводе из работы защиты ДЗО 1 (2) Т переключающим устройством вводится оперативное ускорение резервных защит 1 (2) АТ стороны 220 кВ.

При этом ускоряются:

- 2 зона ДЗ на стороне 220 кВ;
- 2 направленная ступень ТЗНН на стороне 220 кВ.

Оперативное ускорение резервных защит 1 (2) Т стороны 27,5 кВ.

При выведении из работы защиты ДЗШ-27,5 кВ переключающим устройством вводится оперативное ускорение резервных защит 1 (2) Т стороны 27,5 кВ. При этом ускоряются:

- 1 зона ДЗ на стороне 110 кВ;
- 2 направленная ступень ТЗНЛ на стороне 27,5 кВ.

На 1 (2) Т выполнены автоматические ускорения 27,5 кВ, действующие при включении В-27,5 (2) АТ от Ку или АПВ.

На 1 (2) Т выполнены оперативные ускорения 2 ступени стороны 27,5 кВ и 1 зоны ДЗ-27,5 кВ. Данные ускорения используются при выводе из работы ДЗШ-27,5 1 (2) СШ.

На 1 (2) Т выполнены оперативные ускорения 2 ступени стороны 220 кВ и 2 зоны ДЗ-220 кВ. Ускорение используется при выводе из работы ДЗО-220» [9].

Для линий 220 кВ применяется дистанционная защита, обозначенная как ДЗ-220. Эта система подключается к трансформаторам тока (ТТ-220 кВ) и к цепям напряжения через устройства 1ТН-10 и 2ТН-10. Защитная система ДЗ-220 разделена на три ступени или зоны защиты, каждая из которых предназначена для реагирования с различной задержкой времени на события в сети. «Первая зона активирует защиту с минимальной выдержкой времени, используя устройство СВ-220; вторая зона реагирует с промежуточной выдержкой времени, активируя В-220 1Т (2Т) с автоматическим повторным включением (АПВ); третья зона вмешается с максимальной выдержкой времени, отключая устройство 1Т (2Т) со всех сторон с запретом АПВ» [9].

Аналогичная система дистанционной защиты, обозначенная как ДЗ-27,5, используется для линий 27,5 кВ. Эта система также подключена к трансформаторам тока (ТТ-27,5), встроенным во вводы, и к цепям напряжения через 1ТН-10 и 2ТН-10. Защита организована в три зоны с аналогичной структурой реагирования: первая зона с ШСВ-27,5, вторая зона с В-27,5 1Т (2Т), и третья зона, отключающая 1Т (2Т) со всех сторон с запретом АПВ.

Дополнительно, токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП 220) применяется на стороне 220 кВ. Эта защита направлена на обнаружение и реагирование на короткие замыкания на землю в сети 220 кВ. ТЗНП 220 подключена к встроенным ТТ на 220 кВ и к цепям напряжения через 1 (2) Н-220. «Функционирование этой защиты также ступенчатое и включает: первую ступень с СВ-220 без запрета АПВ, вторую ступень с В-220 1 (2) Т с АПВ и третью ступень, отключающую 1 (2) Т со всех сторон с запретом АПВ.

II ступень ТЗНН имеет оперативное ускорение. Оперативное ускорение вводится при выводе ДЗО-220 1 (2) С.

Токовая защита нулевой последовательности на стороне 27,5 кВ (ТЗНП 110) подключена к ТТ, встроенным во вводы 27,5 кВ 1 (2) Т, и по цепям напряжения к 1 (2) ТН-27,5 и направлена в сеть 27,5 кВ. Защищает 1 (2) Т от КЗ на землю в сети 27,5 кВ. Защиты выполнены направленными, трехступенчатыми и действует на отключение:

- с первой выдержкой времени на отключение ШСВ-27,5 без запрета АПВ;
- со второй выдержкой времени - на отключение В-27,5 1 (2) Т с АПВ;
- с третьей выдержкой времени - на отключение 1 (2) Т со всех сторон с запретом АПВ.

Токовая защита обратной последовательности (ТЗОП) с приставкой для действия при 3-х фазных КЗ подключена к Т, встроенным во вводы 220 кВ 1 (2)Т, и по цепям напряжения к 1(2) ТН-220. Защищает 1 (2) АТ от внешних несимметричных КЗ в сети 220 кВ выполнена на фильтре тока и напряжения

обратной последовательности и реагирует на внешние междуфазные КЗ на стороне 220 кВ» [8].

«Направленная ступень ТЗОП выполнена направленной от Т к шинам 220 кВ и имеет три выдержки времени на отключение:

- с первой выдержкой времени — на отключение СВ-220;
- со второй выдержкой — на отключение В-220 1 (2) Т с АПВ;
- с третьей выдержкой времени — на отключение Т со всех сторон, с запретом АПВ.

Ненаправленная ступень ТЗОП имеет три выдержки времени на отключение:

- с первой выдержкой времени — на отключение ШСВ-220;
- со второй выдержкой — на отключение В-110 1 (2) Т с АПВ;
- с третьей выдержкой времени – на отключение Т со всех сторон, с запретом АПВ» [8].

«Максимальная токовая защита от междуфазных КЗ на стороне 10 кВ (МТЗ от МФКЗ в сети 10 кВ) подключена к ТТ, встроенным во ввода на стороне 10 кВ 1 (2)Т, с выдержкой времени действует на отключение 1 (2)АТ со всех сторон с запретом АПВ.

Защита от неполнофазного режима 1 (2) Т на стороне 220 кВ (ЗНФР) необходима для исключения неполнофазного режима работы 1 (2) Т. С выдержкой времени действует на отключение 1 (2) Т.

Защита от не переключения фаз выключателя В-220 1(2) Т ЗНПФ.

Выполнена на выключателях, имеющих индивидуальный привод на каждой фазе (В-220 1Т, В-220 2Т, СВ-220). Предназначена для исключения неполнофазного режима работы выключателя. Защита выполнена в схеме управления выключателем 220 кВ и действует на отключение выключателя при его неполнофазном включении (отключении) без пуска УРОВ-220» [9].

«Защита от понижения и повышения уровня масла в расширителе бака и в баке контакторов РПН, выполнена от реле уровня масла (РУМ), действует

на «сигнал» при понижении или повышении уровня масла ниже/выше отметки $+1-45^{\circ}\text{C}$ действует на «сигнал».

Защита от перегрева масла действует на «сигнал» при достижении температуры верхних слоев масла выше $+70^{\circ}\text{C}$.

Защита при потере охлаждения автотрансформатора запускается при отключении всех охладителей 1 (2) АТ и действует на отключение 1(2) Т, при следующих условиях:

- через 10 минут при нагрузке 100 % и выше верхних слоев масла $+75^{\circ}\text{C}$;
- через 30 минут при t верхних слоев масла выше $+75^{\circ}\text{C}$;
- через 60 минут независимо от нагрузки и t верхних слоев масла.

Не допускается работа 1 (2) Т в режиме холостого хода со всеми отключенными охладителями.

Автоматика охлаждения действует:

- на включение циркуляционных насосов основных и резервных групп охлаждения — при включении 1 (2) Т любым из выключателей В-220/27,5/10 1(2) АТ и включены постоянно;
- на включение 1 рабочей группы охладителей — при включении 1 (2) АТ и достижении t масла 500°C ;
- на включение 2 рабочей группы охладителей — при достижении t масла 50°C или нагрузки 1 (2) АТ 40%;
- на включение 3 резервной группы охладителей — при отключении какой-либо группы охладителей (1, 2);
- автоматическое ускорение защит 1 (2) Т стороны 220 кВ не используется;
- автоматическое ускорение защит 1 (2) Т стороны 27,5 кВ» [9].

При включении выключателя В-27,5 1 (2) Т или заменяющего его ОВ-27,5 кВ вручную или от устройства АГТВ (после отключения повреждения) ускоряются:

- 1 зоны ДЗ стороны 27,5 кВ;

- 2 ступени ТЗНЛ стороны;
- оперативное ускорение резервных защит 1 (2) Т стороны 220 кВ.

При выводе из работы защиты ДЗО 1 (2) Т переключающим устройством вводится оперативное ускорение резервных защит 1 (2) Т стороны 220 кВ. При этом ускоряются:

- 2 зона ДЗ на стороне 220 кВ;
- 2 направленная ступень ТЗНН на стороне 220 кВ;
- оперативное ускорение резервных защит 1 (2) Т стороны 110 кВ.

При выведении из работы защиты ДЗШ-27,5 кВ переключающим устройством вводится оперативное ускорение резервных защит 1 (2) Т стороны 110 кВ. При этом ускоряются:

- 1 зона ДЗ на стороне 27,5 кВ;
- 2 направленная ступень ТЗНЛ на стороне 27,5 кВ.

Выводы по разделу 5.

Релейная защита трансформаторов выполнена в шкафах ШЭ2607. Если рассматривать шкаф ШЭ2607, то можно отметить, что он создан для работы, как главная защита автотрансформатора с регулировочным линейным трансформатором, или же с ошиновкой по стороне НН.

Заключение

Результатом бакалаврской работы является проект системы электроснабжения тяговой подстанции 220-27,5-10 кВ ЭЧ-1 ОАО «РЖД», г. Челябинск.

В первом разделе для ОРУ-220 кВ выбрана схема 4Н «мостик» с разъединителями в рабочей перемычки, без ремонтной перемычки, РУ-27,5 кВ имеет двухфазную рабочую, секционированную разъединителями и запасную систему шин, а РУ-10 кВ представляет собой комплектное распределительное устройство.

Во втором разделе установлено, что мощность тяговой обмотки понижающих трансформаторов составила 32662,01 кВА, мощность обмотки 10 кВ понижающих трансформаторов составила 3779,27 кВА. Суммарная максимальная мощность подстанции составила 35715,45 кВА.

К установке на тяговой подстанции приняты понижающие трансформаторы типа ТДТНЖ-40000/220 76У1, номинальная мощность которых $S_{н.тр} = 40$ МВА, номинальные напряжения обмоток $U_{ВН} = 230$ кВ, $U_{СН} = 27,5$ кВ, $U_{НН} = 11,0$ кВ; $P_X = 66$ кВт; $P_K = 240$ кВт; $U_{К.ВН-СН} = 12,5$ %; $U_{К.ВН-НН} = 22,0$ %; $U_{К.СН-НН} = 9,5$ %.

В третьем разделе для выбора оборудования тяговой подстанции выполнен расчет рабочих токов. Для проверки оборудования тяговой подстанции выполнен расчет токов КЗ, а также теплового импульса.

РУ-220 кВ комплектуется выключателями ВГТ-220П 40/2000 УХЛ, РУ-27,5 кВ комплектуется выключателями ВБЭС-35Ш 25/100 УХЛ-1, КРУ-10 кВ комплектуется выключателями VD4-12, которые удовлетворяет всем проверкам.

РУ-220 кВ комплектуется разъединителями РГП-2-220/1000УХЛ-1, РУ-27,5 кВ комплектуется разъединителями РГ-В-2-35/1000УХЛ-2, которые удовлетворяет всем проверкам. КРУ-10 кВ комплектуются ячейками КРУ «Классика» серии D-12Р, в которых разъединители отсутствуют.

Для РУ-220 кВ выбран трансформатор тока ТВ–220–I, для РУ-27,5 кВ выбран трансформатор тока ТОЛ–35, для КРУ-10 кВ выбран трансформатор тока ТОЛ–10.

Для РУ-220 кВ выбран трансформатор напряжения НКФ–220–П1–У1, для РУ-27,5 кВ выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ–35–65–У1, для КРУ-10 кВ выбран трансформатор напряжения ЗНОЛП–10 У2.

В четвертом разделе установлено, что для молниезащиты тяговой подстанции требуется 6 молниеотводов, а для защитного заземления 43 вертикальных электрода.

В пятом разделе показано, что релейная защита трансформаторов выполнена в шкафах ШЭ2607. Если рассматривать Шкаф ШЭ2607, то можно отметить, что он создан для работы, как главная защита автотрансформатора с регулировочным линейным трансформатором, или же с ошиновкой по стороне НН.

Список используемых источников

1. Андреев В.А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. М.: Высшая школа, 2017. 256 с.
2. Варенцов В.М., Бурьяноватый А.И., Агунов А.В. Электроснабжение железных дорог. Часть 2 : учебное пособие. Санкт-Петербург : ПГУПС, 2022. 149 с
3. Варенцов В.М., Бурьяноватый А.И., Иванов М.А., Агунов А.В., Жемчугов В.К., Степанская О.А., Сорин Б.П. Электроснабжение железных дорог. Часть 1 : учебное пособие. Санкт-Петербург : ПГУПС, 2022. 141 с.
4. ГОСТ 14209–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения: 29.09.2024).
5. ГОСТ Р 59279-2020 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электрические сети. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций. Типовые решения. Рекомендации по применению. [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 29.09.2024).
6. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. 343 с.
7. Климова Г.Н. Электроэнергетические системы и сети. Энергосбережение. Учебное пособие для прикладного бакалавриата. М.: Юрайт, 2019. 180 с.
8. Кондратьев Ю.В., Незевак В.Л. Проектирование релейной защиты тяговых подстанций : учебно-методическое пособие, 2-е изд., перераб. и доп. Часть 1. Омск : ОмГУПС, 2020. 42 с.
9. Кондратьев Ю.В., Незевак В.Л. Проектирование релейной защиты тяговых подстанций : учебно-методическое пособие, 2-е изд., перераб. и доп. Часть 2. Омск : ОмГУПС, 2020. 27 с.

10. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.
11. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Изд-во ДЕАН, 2022. 192 с.
12. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Изд-во ЦентрМаг, 2022. 584 с.
13. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Электронный ресурс]: URL: <https://www.elec.ru/viewer?url=/files/013/000001404/attfile/rd-153-340-20527-98.pdf> (дата обращения: 29.09.2024).
14. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие. М.: Форум, 2021. 383 с.
15. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 365 с.
16. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. М. : Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
17. СТО 56947007- 29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200088422/titles> (дата обращения: 26.10.2023).
18. Устройство молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций: Сборник документов. Серия 17. Выпуск 27. М. : Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2017. 144 с.
19. Чернов Ю.А. Электроснабжение железных дорог. М.: ФГБОУ «УМЦ ЖДТ», 2016. 406 с.
20. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: Форум, Инфра. 2019. 136 с.