

Аннотация

Объектом в работе выбрана трансформаторная подстанция 110/10 кВ «Кулаково» Тюменской области, которая осуществляет питание потребителей прилегающих территорий.

В работе были затронуты следующие задачи:

- определение величин токов короткого замыкания на сборных шинах 110 кВ и 10 кВ данной подстанции;
- выбор типа устанавливаемого оборудования на подстанции;
- расчет установленной мощности силовых трансформаторов СН;
- расчет уставок устанавливаемой релейной защиты и автоматики.

Представленная работа содержит:

- текстовую записку на 56 листах;
- 22 информативные таблицы;
- 7 информативных рисунков;
- чертежи в формате А1 в количестве 6 шт.

Abstract

The graduation project is devoted to reconstruction of electrical equipment and electrical facilities to 110 kV switchyard and 10 kV closed distributive unit on the Kulakovo substation. The explanatory note consists 56 pages and includes 7 figures, 22 informative tables. Also the graduation project has the graphic part on 6 A1 sheets.

The object of this thesis is Kulakovo step-down substation. This substation has voltage of 110/10 kV, consists of 110 kV switchyard and 10 kV closed distributive unit.

The key issue of the graduation project is reconstruction electrical equipment on the substation. The most part of electrical equipment is very old and outdated and now it is needs an upgrade. In this graduation project we analyzed present state of substation, chose main transformers, calculate the currents of short circuits. Further we select the most modern and optimal equipment: high-voltage circuit-breakers (110 kV and 10 kV), high-voltage disconnect switch (110 kV), gas-insulated voltage transformers (110 kV), bus cables, gas-insulated current transformers (110 kV), overvoltage limiters. Also we select switchgear cell (10 kV) with vacuum circuit-breakers (10 kV), current transformers, voltage transformers and auxiliary normal transformer 10/0,4 kV.

In conclusion we'd like to stress that as result of reconstruction Kulakovo substation's is become more modern and reliable and profitable because new equipment is more stable in emergency situations.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Основные показатели ПС «Кулаково».....	7
1.1 Краткое описание земель с. Кулаково	7
1.2 Характеристика района по месту расположения	7
1.3 Основные решения для ПС «Кулаково».....	9
2 Определение значений токов КЗ	10
2.1 Определение величин ТКЗ в точках К1 и К2	12
3 Выбор современного оборудования для ПС «Кулаково»	14
3.1 Выбор мощности силовых трансформаторов	14
3.2 Выбор высоковольтного оборудования.....	15
3.3 Выбор комплектного распределительного устройства наружной установки 10 кВ.....	24
4 Схема сети собственных нужд подстанции	28
4.1 Выбор количества и мощности ТСН.....	29
4.2 Выбор автоматов и проверка селективности	32
4.3 Расчет токов КЗ в сети СН 0,4 кВ	32
4.4 Выполнение защиты сети СН 0,4 кВ	40
4.5 Выбор и проверка кабелей на невозгорание СН.....	46
5 Выбор релейной защиты и автоматики	49
Заключение	52
Список использованных источников	53

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетическая система страны влияет на развитие: экономики, промышленности, агрокомплекса и т.д.

Износ энергетического оборудования на подстанциях в энергетической отрасли является глобальной проблемой в данное время. Сегодня многие крупные государственные и частные компании обновляют свое энергетическое хозяйство через ремонтные программы, тарифные дела и инвестиционные проекты. Статистика на сегодняшний день говорит, что износ энергетического оборудования находится в диапазоне 75-80%, в зависимости от муниципального региона РФ.

Современная тенденция в энергетике – масштабное обновление структуры электрооборудования на подстанциях. Тенденция связана с физическими износами. Физические износы это процессы устаревания структуры систем электроснабжения в результате долгой эксплуатации.

Проделанная работа в рамках модернизации позволит увеличить работоспособность ПС «Кулаково» в целом, а также увеличить современные показатели надежности снабжения и качества электрической энергии, потребителей Тюменской области.

ПАО «Тюменьэнерго» - «Тюменские распределительные сети» крупная электросетевая компания, которая осуществляет транспортировку электрической энергии, а также технологическое присоединение к электрическим сетям.

ТП «Кулаково» 110/10 кВ принадлежит Тюменским распределительным сетям ПАО «Тюменьэнерго» и находится в Тюменском районе, с. Кулаково.

Основной целью представленной работы является увеличение надежности электроснабжения электрической энергией потребителей понизительной подстанции «Кулаково» 110/10 кВ, которая находится в Тюменской области, г. Тобольск. Модернизация вызвана тем, что

находящиеся на территории подстанции «Кулаково» оборудование устарело и изнашивалось.

Согласно поставленной цели, мною были выдвинуты к решению следующие задачи:

1. Прodelать работу в части анализа действующей главной схемы подстанции;
2. Определить значения токов короткого замыкания для установленных уровней напряжения данной подстанции «Кулаково»;
3. Выбрать электротехническое оборудование для РУ-110 кВ и РУ-10кВ данной подстанции;
4. Выбор усовершенствованных средств РЗА, расчет основных уставок защит.

1 Основные показатели ПС «Кулаково»

1.1 Краткое описание земель с. Кулаково

На сегодняшний день, трансформаторная подстанция «Кулаково» территориально располагается в Тюменском районе, Тюменской области, село Кулаково. Схема расположения подстанции представлено на рисунке 1.

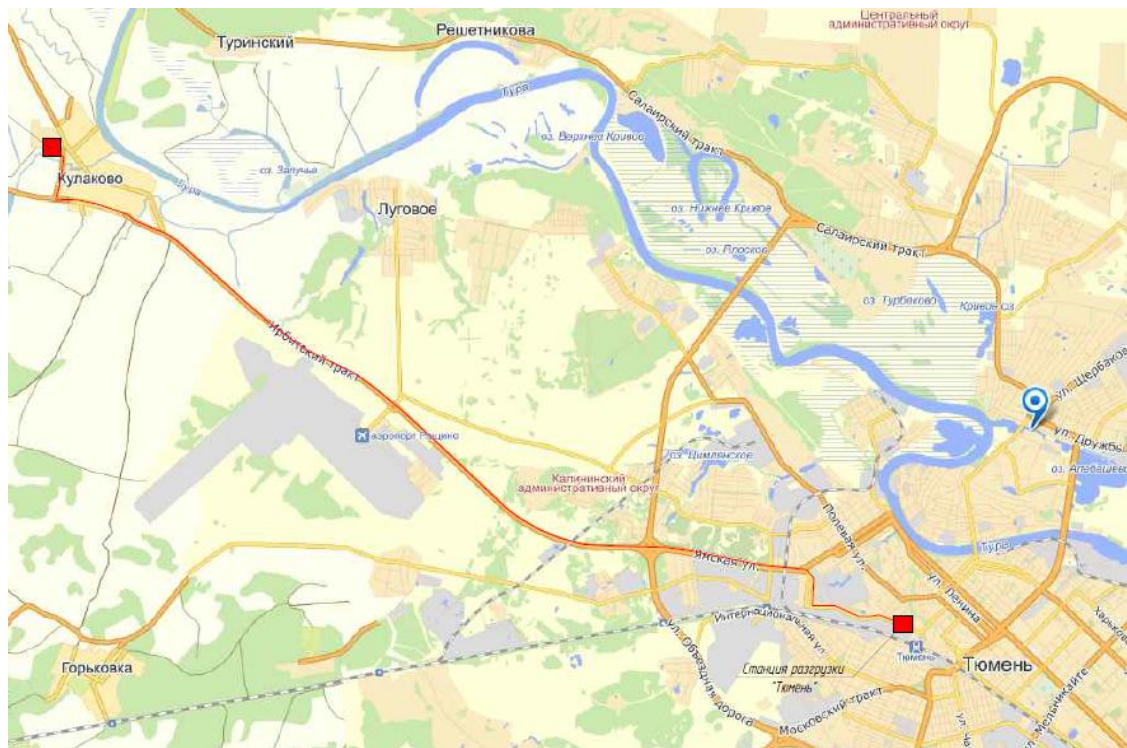


Рисунок 1 - Расположение подстанции на карте

1.2 Характеристика района по месту расположения

Понижительная подстанция «Кулаково» 110/10 кВ, согласно нормативным документам является тупикового типа. Трансформаторная подстанция обеспечивает электрической энергией потребителей села Кулаково.

В административном отношении изыскиваемый объект расположен в Тюменской области, Тюменском районе, 15 км Ирбитского тракта, с.Кулаково. От подстанции 110 кВ Кулаково осуществляется электроснабжение сёл Кулаково, Каменка деревень Луговое, Речкина, Решетникова, Коняшина, Кулига. С южной стороны проходит автодорога

Ирбитский тракт, в северо-западной и западной части исследуемой территории расположено с. Кулаково. Территория покрыта луговой разнотравной растительностью.

Рельеф участка равнинный с общим уклоном на юго-восток. Абсолютные отметки колеблются от 58 м до 60 м. Земли, на которых расположена ПС 110/10 кВ «Кулаково», находятся в ведении ПАО «Тюменьэнерго».

Расчетные климатические параметры приняты на основании СНиП 2-01-01-82 и характеризуются следующими данными.

1. Температура воздуха:

- Максимальная: 41°C ;
- Минимальная: -49°C ;
- Среднегодовая: $+1,5^{\circ}\text{C}$.

2. Максимальный нормативный скоростной напор ветра 650Па III ветровой район. Пляска проводов умеренная.

3. Максимальная нормативная толщина стенки гололеда не менее 3мм .

4. Максимальная продолжительность гроз в год $21,4\text{час/год}$.

5. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов 3м .

6. Снежный покров: $30-60\text{см}$.

7. Сейсмичность района: 6 баллов.

8. Температурная зона: IV.

9. Ветровая нагрузка: 40кг с/м^2 .

В соответствии со СНиП 23-01-99 район относится к III району по гололеду.

Сегодня, подстанция «Кулаково» состоит из двух распределительных устройства:

1. Открытое распределительное устройство 110 кВ (ОРУ-110 кВ);
2. Распределительное устройство 10 кВ (РУ-10 кВ).

Все оборудование выработало свой нормативный срок службы, и подлежит замене. Частичная модернизация подстанции, и локальный ремонт оборудования в данном случае не подойдет.

Выбор оборудования необходимо разработать на основании следующей нормативной документации:

- «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» СТО 153-34.20.122-2009;
- Положение о технической политике ОАО «Тюменьэнерго»;
- «Правилам пожарной безопасности для электрических предприятий» СТО 34.03.301-00 (РД 153-34.0-03.301-00).

1.3 Основные решения для ПС «Кулаково»

Назначение подстанции – надежное и качественное энергоснабжение прилегающей сельской электрической сети 10 кВ. Эксплуатация подстанции, как и многие другие, планируется без постоянного присутствия оперативного и обслуживающего персонала. Обслуживание оборудования осуществляется периодически силами оперативно-выездной бригады.

На территории площадки подстанции выполняется расширение ОРУ-110кВ, выполненного по схеме «110-4Н» (два блока с отделителями и короткозамыкателями в цепях трансформаторов и неавтоматической перемычкой со стороны линий) до нетиповой схемы «110-5АН» (мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов) выполненное на общей металлической раме.

Действующая подстанция «Кулаково» получает питание от двух линий электропередач 110 кВ:

- ВЛ – 110 кВ «Сибжилстрой-Кулаково»; ВЛ – 110 кВ «Молчаново – Кулаково».

2 Определение значений токов КЗ

Определение значений ТКЗ при проектировании электрической части подстанции необходимо прежде всего для дальнейшего выбора электротехнического оборудования. Для рассмотрения правильности выбора электрических аппаратов и жестких проводников совместно с опорными конструкциями используют расчётные данные КЗ, а именно значения трёхфазного КЗ в усиленном режиме электроэнергетической системы, это в свою очередь позволяет проверить выбранное оборудование на динамическую стойкость.

При расчете токов КЗ необходимо принять следующие существенные допущения:

1. Расчётное напряжение каждого уровня ступени электрической схемы принимается на 5% выше номинального.
2. Не принимаю во внимание сдвиги ЭДС ИП по фазам, входящих в установленную схему. ИП в работе принят единым с бесконечной мощностью $S_{\text{СИС}} = \infty$.
3. Пренебрегаю емкостными токами в воздушных и кабельных линиях.
4. Пренебрегаю токами намагничивания трансформатора.
5. Напряжение энергосистемы неизменно.

Для установления значений токов КЗ необходимо разработать расчетную схему и схему замещения подстанции, в которой все электрические и магнитные связи представлены соответствующими сопротивлениями (рисунок 2 и 3).

Выберу две расчётные точки для определения значений токов КЗ: К1 – на сборных шинах 110 кВ со стороны источника питания; К2 на шинах 10 кВ.

Для расчёта трёхфазного тока короткого замыкания составляем расчётную схему и схему замещения (рисунок 3).

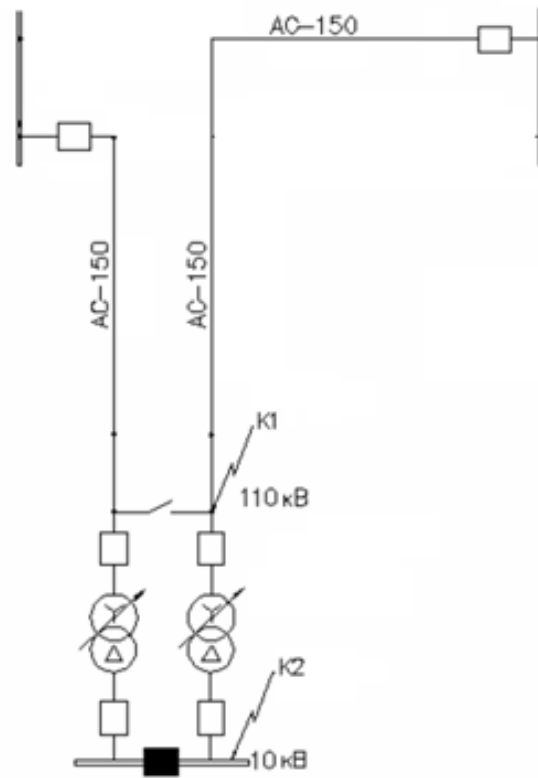


Рисунок 2 – Первичная схема для определения значений ТКЗ

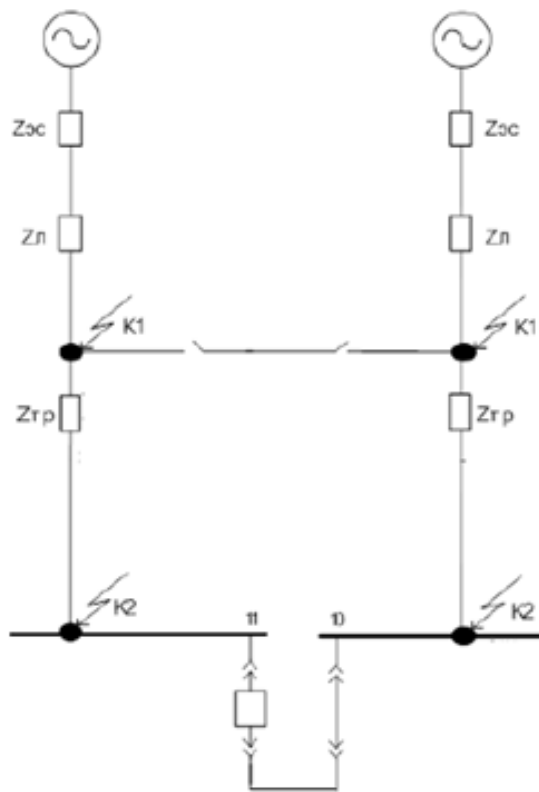


Рисунок 3 – Схема замещения ТКЗ

2.1 Определение величин ТКЗ в точках К1 и К2

Найду на первом этапе, установленную мощность КЗ ИП:

$$S_{кз}^{\text{ИП}} = \sqrt{3} \cdot U_c \cdot I_{кз, \text{макс}}^{\text{ИП}} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 11495 = 2287 \text{ МВА}.$$

Определение сопротивлений элементов расчетной схемы будет осуществляться по прямой последовательности. В расчетах приму базисную мощность, как: $S_{б1} = 1000 \text{ МВА}$.

Определение величины ТКЗ (точка К1):

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

Определение величины ТКЗ (точка К2):

$$I_{\delta 2} = 5,02 \cdot \frac{115}{10,5} = 54,98 \text{ кА}.$$

Найду сопротивление электроэнергетической системы:

$$x_{c, \delta} = \frac{S_{\delta}}{S_{кз}} = \frac{1000}{2287} = 0,43.$$

Сопротивление питающей линии напряжением 110 кВ «Молчаново – Кулаково», находится, как:

$$X_{0, \text{уд}} = 0,4 \text{ Ом/км};$$
$$X_{\delta, \text{л}} = X_{0, \text{уд}} \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0,4 \cdot 12,3 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,3.$$

На следующем этапе определяю сопротивление применяемого трансформатора ТДН-1600/110/10:

$$X_{6T} = \frac{U_{к.в},\%}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{номТ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,6.$$

Окончательные значения ТКЗ (точка К1):

$$\sum X_{к1,\delta} = X_{сб} + X_{1,л\delta} = 0,43 + 0,3 = 0,7;$$

$$I_{но} = \frac{E}{X_{к1,\delta}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{0,7} \cdot 5,02 = 7,82 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot K_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 6,3 \cdot 1,7 = 18,99 \text{ кА}.$$

Окончательные значения ТКЗ (точка К2):

$$\sum K_{2\delta} = \sum K_{1\delta} + X_T = 0,7 + 6,6 = 7,3;$$

$$I_{но} = \frac{1}{7,3} \cdot 54,98 = 7,53 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot K_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 7,53 \cdot 1,9 = 20,03 \text{ кА}.$$

Полученные данные для удобства сведу в таблицу 1.

Таблица 1 – Сводные расчетные данные

Расчетные места на схеме	Величина трехфазного КЗ, А	Величина ударного тока КЗ, А
Точка К1	7820	18990
Точка К2	7530	20030

3 Выбор современного оборудования для ПС «Кулаково»

3.1 Выбор мощности силовых трансформаторов

Согласно технического задания на реконструкцию к установке принимаются силовые трансформаторы типа ТДН-16000 110/10 кВ в количестве двух штук.

Проверим правильность выбора трансформатора согласно плану развития района на 2017 год, в рамках принятой инвестиционной программы «Тюменьэнерго» (таблица 2).

Таблица 2 - Таблица нагрузок ПС

N П/П	Наименование ПС- 110 кВ	Владелец ЦП (ТЭ, Потребитель)	Количество и мощность тр-ров	Перспективная нагрузка ПС на 2017 год	
				P, МВт	Q, МВАр
1	2	3	4	5	6
1	Кулаково	ТЭ	1x6,3	13,18	3,70

Номинальная мощность трансформатора:

$$S_{HT} = \frac{S_P}{K_{3.AB}},$$

где S_P - расчетная мощность потребителей на 2017г; $K_{3.ав}$ - коэффициент допустимой аварийной перегрузки, принимаемый равным 1,1 для охлаждения типа М и максимальной рабочей температуры 40°C.

$$S_{HT} = \frac{\sqrt{13,18^2 + 3,70^2}}{1,1} = 12,45 \text{ МВА}.$$

Выбираем следующий по мощности трансформатор в 16 МВ·А. Трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой на стороне ВН и укомплектован вентиляторами для принудительного

воздушного охлаждения. Трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой на стороне ВН. Номинальная мощность – 16000 кВА, высшее напряжение – 110 кВ, низшее напряжение – 10 кВ. Трансформаторы устанавливаются на свайные фундаменты. Производства АО «Группа «СВЭЛ» г. Екатеринбург.

3.2 Выбор высоковольтного оборудования

Согласно электрической схеме подстанции «110-5АН» к установке на ОРУ-110 кВ принимается следующий перечень оборудования (таблица 3):

Таблица 3 – Перечень оборудования

№ п/п	Наименование, краткая характеристика	Тип	Ед. Измерения	Кол.
ОРУ-110				
1	Силовой баковый элегазовый выключатель 110 кВ со встроенными трансформаторами тока	2500 А, 40 кА	шт.	3
2	Разъединитель 110 кВ с двумя заземляющими ножами	2500 А; 40 кА	шт.	8
3	Разъединитель 110 кВ с одним заземляющим ножом	2500 А; 40 кА	шт.	6
4	Трансформатор напряжения элегазовый 110 кВ	110/√3;0.1/√3; 0.1/√3;0.1	шт.	6
5	Провод (ошиновка)	АС-150/24	м	

3.2.1 Выбор выключателей

Величину расчетного тока буду находить с учетом возможного продолжительного режима перегрузки (40 %):

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 117,57 \text{ А,}$$

где $S_{T.ном}$ – установленная мощность трансформатора из паспорта; U_H – номинальное напряжение той или иной обмотки.

Выключатель баковый элегазовый типа ВЭБ-110 (УЭТМ) исходя из практики используется в открытых распределительных устройствах в электрических сетях, преимущественно в районах с умеренным и холодным климатом (до минус 55°C).

Данные выключатели успешно испытаны на соответствие требованиям российских стандартов.

Выключатель по умолчанию снабжается необходимыми для нормальной работы оборудованием электроподогрева полюсов, которые при снижении температуры окружающей среды до -24°C автоматически включаются и отключаются при - 19°C.

Стоит отметить, что выключатели данной серии поставляются на территорию подстанции в максимальной заводской готовности, что позволяет сохранить заводские регулировки, а также упростить монтаж и наладку.

Основные особенности и преимущества выключателя типа ВЭБ-110:

- используется чистый элегаз без добавления присадок;
- высокопрочные изоляторы зарубежного производства;
- повышенный механический ресурс;
- наличие возможности отключения рабочих токов при потере в камере давления газа;
- высокие показатели коммутационного ресурса.

В проекте приняты к установке три элегазовых выключателя бакового типа ВЭБ-110 производства завода УЭТМ-УГМ группы компаний «Энергомаш» г. Екатеринбург.

Условия выбора выключателя представлены в ГОСТ Р 52565-2006. Выбор выключателя осуществляется по следующим критериям:

- Рассмотрение по рабочему напряжению электрической сети:

$$U_{ном} \geq U_{сее.ном};$$

- Рассмотрение по установленному рабочему току сети:

$$I_{ном} \geq I_{max};$$

- Способность отключения симметричного тока:

$$I_{откл.ном} \geq I_{n\tau};$$

- Возможность отсечения аperiodической величины КЗ::

$$i_{a.ном} \geq i_{a\tau};$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 \geq i_{a\tau};$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n\tau} \cdot e^{-\tau/T_a};$$

где T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания (для РУ повышенного напряжения подстанции $T_a = 0,05$ с).

- Рассмотрение характеристик по включающей способности:

$$I_{дин} \geq I_{n0};$$

- Способность выдерживать электродинамические процессы при КЗ:

$$I_{пр.скв} \geq I_{n0},$$

где $I_{пр.скв}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

- Проверка на термическую стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k;$$

$$B_k = I_{н.0}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a);$$

где $t_{откл.}$ - максимально возможный временной интервал отключения повреждения.

Выбор выключателя элегазового бакового типа ВЭБ-110 сводится в таблицу 4.

Таблица 4 – Сравнение параметров выключателя

Технические показатели	Расчет	Равенство	Данные из паспорта
$U_{ном}$, кВ	$U_{ном} = 110$	=	$U_{ном} = 110$
I_n , А	117,57	<	$I_n = 2500$
$I_{но}$, кА	$I_{\Sigma}^{(3)} = 7,82$	<	$I_{но} = 40$
i_a , кА	$i_a = 1,91$	<	$i_{а.ном} = 22,63$
B_k , кА ² ·с	36,69	<	$B_{к.ном} = 4800$
$I_{нс}$, кА	$I_{\Sigma}^{(3)} = 7,82$	<	$I_{нс} = 40$
i_{yo} , кА	$i_{\Sigma yo}^{(3)} = 18,99$	<	$i_{yo} = 102$

3.2.2 Выбор разъединителей

В качестве разъединителя применяется трехполюсный разъединитель наружной установки РПД-110/2500 производства завода УЭТМ-УГМ группы компаний «Энергомаш» г. Екатеринбург.

Применение двигательных приводов с выносным блоком управления позволяет избавиться от кинематической схемы управления ножами и повысить надежность переключения разъединителями.

Разъединитель состоит из трехполюсных групп разъединителей и заземлителей. Каждая группа управляется своим приводом.

Полюса разъединителя - это две поворотные колонки изоляторов, которые установлены на металлической раме и несущих на себе токоведущую систему с двумя проходными и одним размыкаемым в горизонтальной плоскости контактом.

Для разъединителя принята полимерная изоляция.

Основные особенности и преимущества разъединителя РПД-110/2500:

- сварные токопроводы имеющие минимальное количество контактных соединений, обеспечивают стабильное электрическое сопротивление на весь срок службы;
- прочные основания на подшипниках качения могут выдерживать большие механические нагрузки, а следовательно обеспечивать стабильность механических характеристик;
- закупаемые за рубежом шарниры, не нуждаются в обслуживании всего срока эксплуатации;
- высокая безопасность изделия – привод аппарата располагается на опоре;
- металлическая рама покрывается горячим цинком в заводских условиях;
- минимальное ТО при эксплуатации;
- срок эксплуатации заявленный производителем более 40 лет.

Данный тип разъединителей зарекомендовал себя в электрических сетях ПАО «Тюменьэнерго».

Проверку разъединителей необходимо производить по основным параметрам:

- Рассмотрение по рабочему напряжению электрической сети:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

- Рассмотрение по установленному рабочему току сети:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}};$$

- Способность выдерживать электродинамические процессы при КЗ:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}};$$

где $i_{\text{дин}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости).

- Способность выдерживать термические свойства тока КЗ:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}.$$

Выбор разъединителя сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Выбор разъединителя РПД-110

Условия выбора	Методика	Паспорт
$U_{\text{ном}} \geq U_c$	$U_c = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 117,57 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}} = 18,99 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 36,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

3.2.3 Трансформатор тока измерительный

Для передачи сигналов и средствам релейной защиты, автоматики и управления принимаются к установке элегазовые трансформаторы тока типа ТРГ-110 завода УЭТМ-УГМ группы компаний «Энергомаш» г. Екатеринбург.

Трансформатор предназначен для эксплуатации в открытых и в закрытых РУ в районах с умеренным или холодным климатом (до минус

55°C).

Изоляционная среда внутри трансформатора тока ТРГ-110 - элегаз (шестифтористая сера SF6). Контроль за газом осуществляется с помощью сигнализатора плотности установленного в ящике управления.

Данные измерительные трансформаторы успешно прошли полный цикл испытаний на соответствия.

Основные особенности и преимущества:

- использование элегаза делает данный трансформатор тока необслуживаемым в процессе всего срока эксплуатации;
- высокая степень пожаро- и взрывобезопасности;
- срок службы составляет 40 лет;
- измерительной обмотке существует отпайка от половины числа витков.

Стоит отметить, что использование у данных трансформаторов тока специальных уплотнений позволяет обеспечивать утечку не более 0,5% в год от общей массы элегаза.

Проверка выбранных к установке трансформаторов тока производится по следующим параметрам:

- стойкость при сквозных токах КЗ;
- наибольший пик тока динамической стойкости:

$$i_{y\partial} \leq i_{дин};$$

- на термическую стойкость.

Выбор трансформатора тока сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Выбор измерительного трансформатора тока

Расчёт	Паспорт ТРГ-110-У1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 117,57 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$i_{уд} = 18,99 \text{ кА}$	$I_{дин} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 36,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На стороне 110 кВ принимаем элегазовые трансформаторы тока ТРГ-110 производства УЭТМ-УГМ, г. Екатеринбург. Класс точности принимаем 0,2S/10P/10P/10P/10P.

На ПС 110 кВ «Кулаково» на воздушных линиях «Кулаково – Молчаново» и «Кулаково – Сибжилстрой», секционная перемычка, установлены выключатели со встроенными трансформаторами тока.

Вторичная нагрузка измерительных трансформаторов тока складывается из сопротивления проводов, связывающих приборы с ИТТ, сопротивление измерительных приборов, подключенных в цепь ТТ, а также переходного сопротивления в контактах.

Расчет вторичной нагрузки измерительных ТТ представлен в таблице 7.

Таблица 7 - Вторичная нагрузка измерительных ТТ

№	Присоединение	$Z_{ном}, \text{ Ом}$	$L_p, \text{ м}$	$S, \text{ мм}^2$	$R_{пров}, \text{ Ом}$	$Z_{приб}, \text{ Ом}$	$R_{пер}, \text{ Ом}$	$Z_{н}, \text{ Ом}$	$Z_{н}, \%$
1	ВЛ - 110 кВ Кулаково - Сибжилстрой	0,8	30	2,5	0,21	0,008	0,1	0,32	40
2	ВЛ - 110 кВ Кулаково - Молчаново	0,8	90	2,5	0,63	0,008	0,1	0,72	90
3	ВЛ - 110 кВ Секционная перемычка	0,8	40	2,5	0,28	0,008	0,1	0,39	49

Как видно из таблицы 7 расчетные вторичные нагрузки измерительных трансформаторов тока по всем присоединениям удовлетворяют условиям установленного ГОСТ 7746-2001 по вторичной нагрузке ТТ, которая должна

находиться в диапазоне (25-100)% от номинальной. Следовательно установка дополнительных резисторов нецелесообразно.

3.2.4 Выбор ограничителей перенапряжений 110 кВ

В качестве ограничителей перенапряжений применяется ОПН-110/88-10/650(II) производства ЗАО «ФЕНИКС-88».

В сетях с эффективно заземленной нейтралью (110 кВ) (коэффициент замыкания равен 1,5), наибольшее длительно допустимое напряжение ограничителя должно быть не ниже:

$$U_{нс.опн} > U_{нс} / 1,5.$$

Режим напряжений в минимальном режиме по стороне 110 кВ не должно превышать наибольшее напряжение $U_{н.р.} = 126$ кВ. Таким образом, безопасная работа ОПН-110 на ПС обеспечивается при длительно допустимом рабочем напряжении аппарата не менее $U_c = 126 / 1,5 = 85$ кВ.

Таким образом, существует и резерв на снижение длительно допустимого рабочего напряжения ОПН-110, т.е. применение ОПН-110/88-10/650(II) вполне приемлемо с точки зрения надежности работы аппарата и ожидаемый уровень максимальных перенапряжений грозových возмущений.

Номинальное напряжение, класс пропускной способности ОПН, номинальный разрядный ток. По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; 110 \leq 116.$$

Выбранный ОПН соответствует 2-му классу по пропускной способности Пропускная способность по току на импульсах 2 мс, составляет 650 А.

В таблице 8 приведены данные остающихся напряжений ограничителя перенапряжений ОПН-110/88-10/650(II), ЗАО «ФЕНИКС-88».

Таблица 8 - Остающиеся напряжения ограничителя перенапряжений при воздействии грозových импульсов

Тип аппарата	Остающееся напряжение, кВ при максимуме тока, кА				
	3 кА	5 кА	10 кА	20 кА	
ОПН-110/88-10/650(II)		302	329	365	

Ток КЗ при котором гарантируется взрывобезопасность ОПН-110/88-10/650(II) производства ЗАО «ФЕНИКС-88» составляет 65 кА. Фактические значение токов КЗ на ПС 110 кВ «Кулаково» существенно ниже этого уровня (ток трехфазного КЗ на шинах 110 кВ составляет 7,82 кА, ударный ток трехфазного КЗ на шинах 110 кВ составляет 18,99 кА).

Следовательно выбранный ОПН можно использовать на территории подстанции.

3.3 Выбор комплектного распределительного устройства наружной установки 10 кВ

Для распределения электрических нагрузок потребителей принимаются к установке ячейки комплектного распределительного устройства с вакуумными силовыми выключателями с номинальным токами отходящих фидеров в диапазоне 1000 А и 2000 А.

КРУН-10 типа К-59 производства «Самарский электроцит» состоит из отдельных шкафов со встроенными в них аппаратами, приборами измерения, релейной защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Ячейки КРУН располагаются в один ряд. Общее количество ячеек ЗРУ – 20 шт. Из них 2– вводные, 2– трансформаторы напряжения, 1–секционный выключатель, 1–секционный разъединитель, 2–питание ТСН, 2–питание ДГР, 10 - линейные. Вводы в здание выполнены шинными мостами, выходы кабельные. На рисунке 4 представлен устанавливаемый КРУН.

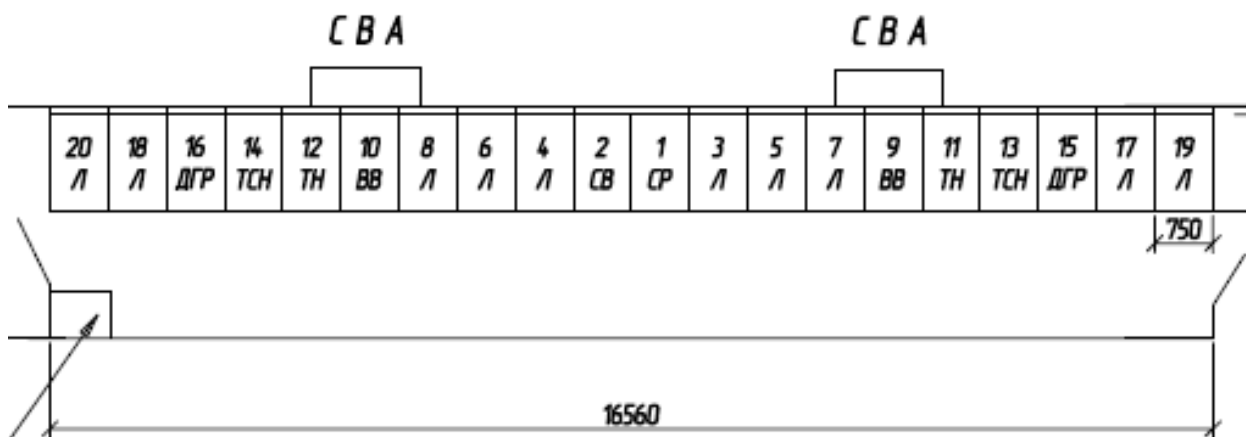


Рисунок 4 –Схема КРУН-10 кВ

Вводные и секционные ячейки с вакуумными выключателями ВВУ-СЭЩ-Э, номинальным током 2000 А. Также в ячейках предусмотрена установка трансформаторов тока ТОЛ-10.

Отходящие ячейки с вакуумными выключателями ВВУ- СЭЩ-Э, номинальным током 1000 А. Также в ячейках предусмотрена установка трансформаторов тока ТОЛ-10.

На каждой секции предусмотрена установка ячейки с трансформатором напряжения НАЛИ-СЭЩ-10-1.

От первой и второй секций запроектировано питание трансформатора собственных нужд ТСН1 и ТСН2 соответственно.

3.3.1 Выбор выключателя

Результаты выбора выключателя ВВУ- СЭЩ-Э на стороне 10 кВ – отходящие линии, представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Сравнение параметров выключателя отходящих линий 10 кВ

Технические показатели	Данные из расчетов	Равенство	Данные из паспорта оборудования
$U_{ном}$, кВ	$U_{ном} = 10$	=	$U_{ном} = 10$
I_n , А	1233	<	$I_n = 2000$

$I_{no}, \text{кА}$	$I_{\Sigma}^{(3)} = 7,53$	<	$I_{no} = 20$
$i_a, \text{кА}$	$i_a = 1,68$	<	$i_{a.ном} = 11,28$
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	21,98	<	$B_{k.ном} = 40$
$I_{nc}, \text{кА}$	$I_{\Sigma}^{(3)} = 7,53$	<	$I_{nc} = 20$
$i_{y\phi}, \text{кА}$	$i_{\Sigma y\phi}^{(3)} = 20,03$	<	$i_{y\phi} = 51$

3.3.2 Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ

Из большого количества представленных на рынке измерительных ТН к установке принимаются измерительные ТН типа НАЛИ-СЭЩ-10-1 производства «Самарский электроцит».

Контроль за функционированием подстанции на стороне НН: 10 кВ, будет осуществляться с помощью комплекта измерительных приборов:

- вольтметра;
- фазного вольтметра;
- электрических счетчиков.

Нагрузки комплектов измерительных аппаратов представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Нагрузка вторичной цепи ТН

Измерительный аппарат	Потребляемая мощность, <i>ВА</i>	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число аппаратов	Мощность потребляемая (расчетная)	
					<i>P, Вт</i>	<i>Q, вар</i>
Вольтметр для измерения значений напряжения	2,0	1	0	1	2	---

Ваттметр для измерения мощности активной	2,0	1	0	1	2	---	
Электрический счетчик (энергии активной)	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7	
Электрический счетчик (энергии реактивной)	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7	
Итого						7,04	7,4

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{7,04^2 + 7,4^2} = 9,91 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Выбранный к установке измерительный ТН типа НАЛИ-СЭЦ-10-1 кВ имеет установленную мощность, с учетом класса точности 0,5 – 75 В·А. Следовательно:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

$$11,7 \leq 75.$$

Из проделанных расчетов, можно утверждать, что выбранный измерительный ТН марки НАЛИ-СЭЦ-10-1, пригоден к установке в ячейках КРУ.

4 Схема сети собственных нужд подстанции

Питание электроприемников СН необходимо выполнить по смешанной (магистрально – радиальной) схеме распределения от щита СН 0,4 кВ, который физически устанавливается в помещении ОПУ. Щит собственных нужд понизительной подстанции 0,4 кВ согласно СТО ПАО «ФСК ЕЭС» выполняется двухсекционным с питанием от двух трансформаторов СН 10/0,4.

Приемниками собственных нужд являются следующие электроприемники: оперативные цепи; электродвигатели приводов высоковольтного оборудования; освещение подстанции; электроотопление помещений; технологические нагрузки, электроподогрев коммутационной аппаратуры высокого напряжения и шкафов, установленных на открытом воздухе и др.

Питание электроприемников СН предусматривается от 3-х фазной электрической сети с заземленной нейтралью напряжением 380/220 В с частотой 50 Гц.

При разработке проекта электроснабжения собственных нужд подстанции необходимо реализовать:

- установка трансформаторов собственных нужд рядом со зданием КРУН-10;
- установка щита собственных нужд в здании ОПУ;
- прокладка силового кабеля от ТСН до щита собственных нужд;
- организация цепей питания и обогрева выключателей 110 кВ;
- организация цепей питания и обогрева приводов разъединителей;
- организация цепей питания щитов собственных нужд ОПУ и КРУН-10 кВ;
- установка шкафов распределения 0,4 кВ (ШР);
- установка шкафов зажимов выключателей (ШЗВ) – для привязки цепей защит, автоматики управления и сигнализации;
- установка шкафов зажимов трансформаторов напряжения.

Проектируемая сеть СН переменного тока в конечном итоге должна быть выполнена кабелем с медными жилами, с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридных композиций пониженной пожароопасности для обеспечения высоких показателей надежности. Прокладка кабеля осуществляется в наземном кабельном лотке. Контрольные и силовые кабели прокладываются отдельно.

4.1 Выбор количества и мощности ТСН

Трансформаторы СН выбираются из условий:

$$S_{ТСН} \geq S_{расч} \text{ (для ПС без постоянного дежурства);}$$

$$S_{ТСН} \geq S_{расч} / K_n \text{ (для ПС с постоянным дежурством),}$$

где K_n – коэффициент допустимой аварийной перегрузки равный 1,0.

За $S_{расч}$ принимается суммарная мощность электрических нагрузок СН в зимний период времени, т.к. она имеет большее значение.

Для ступенчатого регулирования напряжения выбираемые трансформаторы должны иметь устройство ПБВ ($\pm 2 \times 2,5\%$).

Результаты расчет электрических нагрузок собственных нужд подстанции представлены в таблице 11. Аварийные и ремонтные нагрузки в сетях СН представлены в таблице 12.

Таблица 2 - Аварийные и ремонтные нагрузки

Аварийные и ремонтные нагрузки	0,5x2	1
Ремонтные нагрузки	5	5
Суммарная мощность ремонтной нагрузки, кВА	7,2	

Таблица 11 – Расчет электрических нагрузок СН ПС

Наименование ЭП	Кол. ЭП	Номинальная мощность, кВт		$\cos\varphi$	$tg\varphi$	Расчетная нагрузка на трансформатор					
		Одного ЭП кВт	Всех ЭП P_n , кВт			Лето			Зима		
						Коэф. спроса	P, кВт	Q, кВар	Коэф. спроса	P, кВт	Q, кВар
Питание и обогрев РПН	2	0,875	1,75	0,85	0,62	0,2	0,35	0,22	0,8	1,4	0,87
Питание охлаждения трансформаторов	2	0,37	0,74	0,85	0,62	0,8	0,6	0,37	0,2	0,15	0,1
Привод выключателя ВЭБ-110	3	1,1	3,3	0,85	0,62	0,2	0,66	0,41	0,2	0,66	0,41
Привод разъединителя	36	0,75	27	0,75	0,88	0,2	5,4	4,75	0,2	5,4	4,75
Подогрев выключателя ВЭБ-110	3	2,8	8,4	1	0	-	-	-	0,8	6,7	-
Подогрев привода выключателя ВЭБ-110 кВ	3	1,6	4,8	1	0	-	-	-	0,8	3,84	-
Подогрев разъединителя	36x3	0,025	2,7	1	0	1	2,7	-	1	2,7	-
Питание приводов КРУН-10	17	0,28	4,76	0,85	0,62	0,2	0,95	0,6	0,2	0,95	0,6
Освещение ОРУ-110 кВ	9	0,05	0,45	1	0	0,25	0,11	-	0,6	0,27	-
Освещение ОПУ	18+6	0,04+0,08	1,2	1	0	0,25	0,3	-	0,6	0,72	-
Освещение КРУН-10	20+6	0,04+0,08	1,28	1	0	0,25	0,32	-	0,6	0,77	-
Обогрев ОПУ	7	1	7	1	0	-	-	-	0,8	5,6	-
Обогрев ЗРУ	17+17	1+0,1	28,7	1	0	-	-	-	0,8	23	-
ВЗУ	2	14,5	29	1	0	0,12	3,48	-	0,12	3,48	-
ЩСН ЗРУ-10 кВ	1	5,3	5,3	0,8	0,75	0,4	2,12	1,31	0,4	2,12	1,31

На основании полученных результатов (таблица 11) находим, полную нагрузку СН в зимний период:

$$S_3 = \sqrt{P_3^2 + Q_3^2} = \sqrt{57,76^2 + 8,04^2} = 58,6 \text{ кВА.}$$

На территории подстанции будет отсутствовать постоянный дежурный персонал, следовательно максимальная мощность электроприемников СН, равна:

$$S_{расч} = \frac{S_3}{2 * 0,7} = \frac{58,6}{2 * 0,7} = 42,05 \text{ кВА.}$$

В ремонтных условиях:

$$S_T = S_3 + S_{рем} = 58,6 + 7,2 = 65,8 \text{ кВА.}$$

На основании выше представленных расчетов к установке принимаются два трансформатора по 100 кВА типа ТМГ. Принципиальная схема собственных нужд подстанции представлена на рисунке 5.

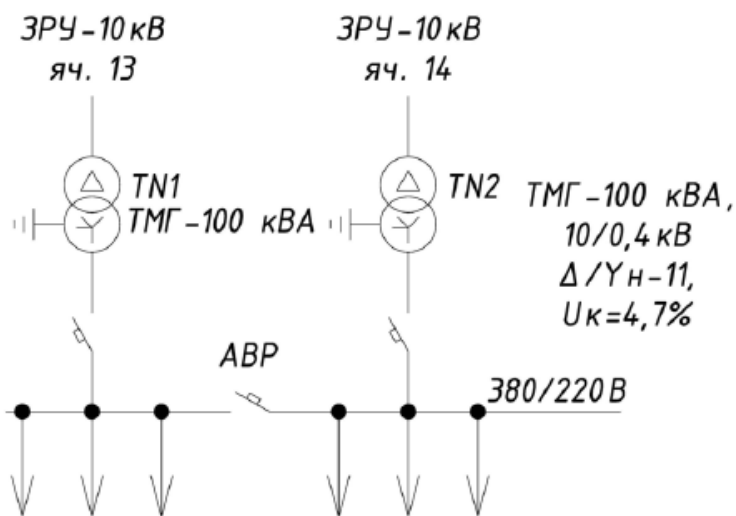


Рисунок 5 – Принципиальная схема СН ПС

Результаты выбора и основные параметры ТСН сведены в таблицу 13. Подключение трансформаторов по высокой и низкой сторонах – кабелем снизу.

Таблица 13 – Основные параметры ТСН

Мощность трансформатора, кВА	Номинальное напряжение, кВ		Потери, Вт		Uкз, %	Iхх, %	Транспортная масса, кг
	ВН	НН	ХХ	КЗ			
100	10	0,4	270	1970	4,7	2,1	540

4.2 Выбор автоматов и проверка селективности

Автоматические выключатели, устанавливаемые в панелях ЩСН 0,4 кВ (в ОПУ), выбираются по номинальным значениям тока и напряжения; по отключающей способности, а также проверяются на динамическую и термическую стойкости при КЗ.

Автоматические выключатели ЩСН 0,4 кВ и силовых сборок обеспечивают селективное отключение КЗ на защищаемом участке.

4.3 Расчет токов КЗ в сети СН 0,4 кВ

Расчеты токов КЗ в электрических сетях до 1 кВ выполняются для выбора коммутационной аппаратуры, силовых кабелей и другого электрооборудования, прежде всего для последующей проверки их по условиям термической и динамической стойкости, а также для определения уставок защиты и автоматики.

Расчеты проводятся в именованных единицах, сопротивления расчетной схемы приводятся к напряжению РУНН 0,4 кВ.

Короткие замыкания рассчитываются на сборных шинах 0,4 кВ ЩСН (точка К1) и на вторичных силовых сборках за кабелем КЛп (точка К2), рисунок 5. В расчете дуговых КЗ в точке К1 необходимо применить снижающий коэффициент K_C . Параметры элементов расчетной схемы приведены в таблицах 14, 15, 16.

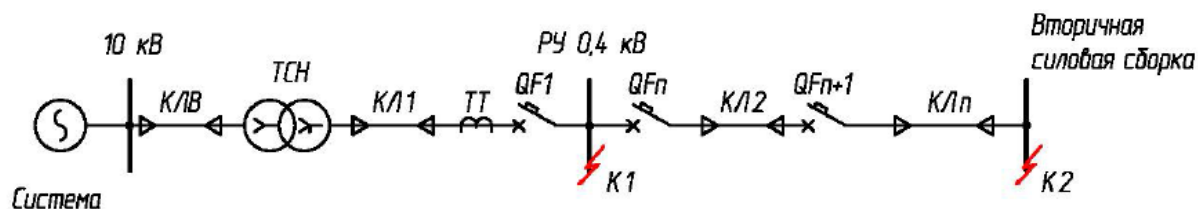


Рисунок 5 – Расчетная схема определения токов КЗ

Переходные сопротивления контактов и контактных соединений кабелей в расчетных выражениях для определения суммарного активного сопротивления R_{Σ} не учитываются, т.к. эти сопротивления учтены при построении характеристик зависимости коэффициента K_C от полного суммарного сопротивления до места КЗ.

Таблица 14 – Технические параметры системы 10 кВ

$I_{КЗ}$	Мощность трехфазного КЗ на шинах 10 кВ
11,15 кА	$S_{КЗ} = \sqrt{3} \cdot I_{КЗ} \cdot U_{ВН} = \sqrt{3} \cdot 11,15 \cdot 10,5 = 202,77 \text{ МВА}$

Таблица 15 – Кабели силовые 0,4 кВ

Обозначение	Тип	U_N , кВ	Сечение кабеля	Длина, м
КЛВ	АПвПу-10	10	3x35	40
КЛ1	АВВГ	0,4	3x185	80
КЛп	ВВГнг-LS	0,4	5x10	25

Таблица 16 – Автоматические выключатели

Обозначение	I_N , А	$R_{КВ}$, мОм	$X_{КВ}$, мОм
QF1	400	0,67	0,30
QFN	32	7,27	3,64

Схема замещения прямой (обратной) последовательности представлена на рисунке 6, схема замещения нулевой последовательности – на рисунке 7. Результаты расчета параметров схемы замещения сведены в таблицу 17.

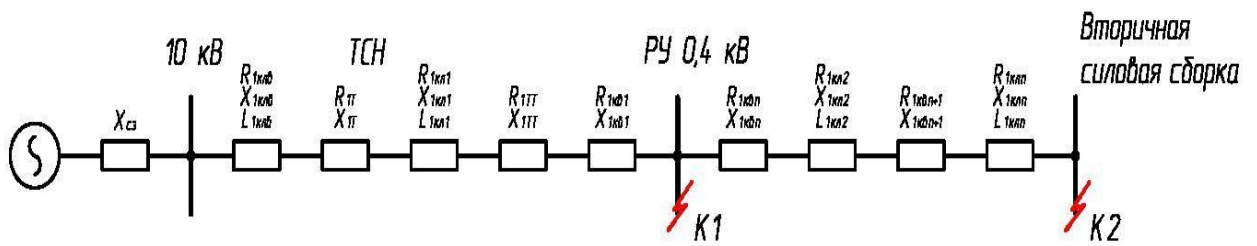


Рисунок 6 – Схема замещения прямой (обратной) последовательности

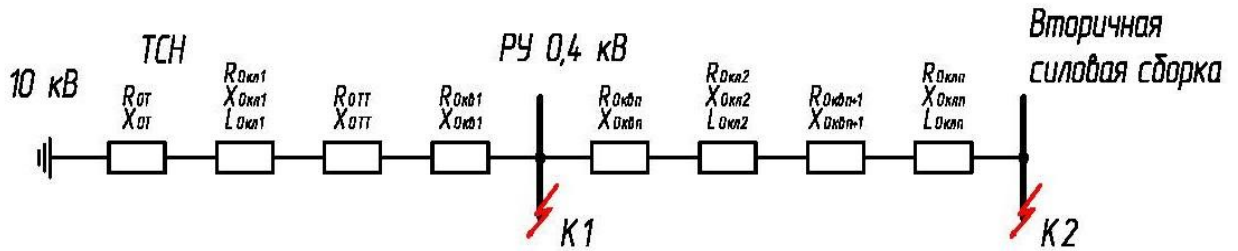


Рисунок 7 – Схема замещения нулевой последовательности

Сопротивления линий КЛ1 и КЛ2(N) определяются по удельным сопротивлениям кабеля и их длинам.

Таблица 17 – Определение расчетных сопротивлений

Элемент схемы	Исходный параметр	Расчётные данные, мОм	
Система 10 кВ	$S_{K3}=202,77$ МВА	$X_{C3} = U_n^2 \cdot 1000 / S_{K3} = 0,4^2 \cdot 1000 / 202,77 = 0,789$	
Кабельная линия КЛВ	АПвПу-10, 3x35 $l=40$ м; $r_{y\partial l}=1,1$ мОм; $x_{y\partial l}=0,061$ мОм; $r_0=10r_1$, $x_0=3,5x_1$	$R_1=R_2=44$ $R_0=440$	$X_1=X_2=2,44$ $X_0=8,54$
Трансформатор	$u_k=4,7\%$; $S_T=100$ кВА	$R_1=R_2=31,52$ $R_0=31,52$	$X_1=X_2=68,27$ $X_0=68,27$
Кабельная линия КЛ1	АВВГ, 3x185 $l=80$ м, $r_{y\partial l}=0,208$ мОм, $x_{y\partial l}=0,056$ мОм	$R_1=R_2=16,64$ $R_0=166,4$	$X_1=X_2=4,48$ $X_0=15,68$
Кабельная линия КЛН	ВВГнг-LS, 5x10 $l=25$ м, $r_{y\partial l}=2,26$ мОм, $x_{y\partial l}=0,048$ мОм	$R_1=R_2=56,5$ $R_0=565$	$X_1=X_2=1,20$ $X_0=4,2$

4.3.1 Расчет значений трехфазного КЗ в точке К1

По схеме замещения прямой последовательности вычисляем общее сопротивление до не обходимой точки короткого замыкания (К1, К2).
Производим расчет для точки К1.

Определяем сопротивление суммарное в точке К1:

$$R_{\Sigma K1} = 44 + 31,52 + 16,64 + 0,05 + 0,67 = 92,88 \text{ мОм};$$
$$X_{\Sigma K1} = 0,789 + 2,44 + 68,27 + 4,48 + 0,07 + 0,3 = 76,35 \text{ мОм}.$$
$$Z_{\Sigma K1}^{(3)} = \sqrt{92,88^2 + 76,35^2} = 120,23 \text{ мОм}.$$

Ток трехфазного металлического замыкания – К1:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 120,23} = 1,92 \text{ кА}.$$

Находим соотношение $X_{\Sigma K1}/R_{\Sigma K1}$ для определения ударного коэффициента $K_{уд}$:

$$\frac{X_{\Sigma K1}}{R_{\Sigma K1}} = \frac{76,35}{92,88} = 0,82.$$

Этому соотношению соответствует $K_{уд} = 1,1$.

Определяем ударный ток в точке К1:

$$i_{уд} = 1,1 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,92 = 2,99 \text{ кА}.$$

Ток трехфазного дугового КЗ будет равен:

При $Z_{\Sigma K1}^{(3)} = 120,23 \text{ мОм}$, и определяется, как: $I_{КД}^{(3)} = I_{КМ}^{(3)} \cdot K_C$;

$K_{C1} = 0,801$ при $t_{КЗ} < 0,05 \text{ с}$;

$$K_{C2} = 0,714 \text{ при } t_{K3} > 0,05 \text{ с.}$$

$$I_{KD}^{(3)} = 1,92 \cdot 0,801 = 1,54 \text{ кА}, t_{K3} \approx 0;$$

$$I_{KD}^{(3)} = 1,92 \cdot 0,714 = 1,37 \text{ кА}, t_{K3} \geq 0,05.$$

4.3.2 Расчет значений двухфазное КЗ в точке К1

Ток двухфазного металлического, будет равен:

$$I_{KM}^{(2)} = 0,865 \cdot I_{KM}^{(3)} = 0,865 \cdot 1,92 = 1,66 \text{ кА.}$$

Проверяем:

$$I_{KM}^{(2)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 138,8} = 1,66 \text{ кА};$$

$$Z_{\Sigma}^{(2)} = \frac{2}{\sqrt{3}} \sqrt{92,88^2 + 76,35^2} = 138,8 \text{ мОм.}$$

Ток двухфазного дугового КЗ будет равен:

При $Z_{\Sigma}^{(2)} = 138,8 \text{ мОм}$, и определяется, как: $I_{KD}^{(2)} = I_{KM}^{(2)} \cdot K_C$;

$$K_{C1} = 0,818 \text{ при } t_{K3} < 0,05 \text{ с};$$

$$K_{C2} = 0,73 \text{ при } t_{K3} > 0,05 \text{ с.}$$

$$I_{KD}^{(2)} = 1,66 \cdot 0,818 = 1,36 \text{ кА}, t_{K3} \approx 0;$$

$$I_{KD}^{(3)} = 1,66 \cdot 0,73 = 1,21 \text{ кА}, t_{K3} \geq 0,05.$$

4.3.3 Расчет значений однофазного КЗ в точке К1

Предварительно определяем суммарное активное и индуктивное сопротивление нулевой последовательности до точки К1 из схемы замещения:

$$R_{0\Sigma} = 31,52 + 166,4 + 0,05 + 0,67 = 198,64 \text{ мОм};$$

$$X_{0\Sigma} = 68,27 + 15,68 + 0,07 + 0,3 = 84,32 \text{ мОм}.$$

Полное суммарное сопротивление цепи до точки (К1) при однофазном КЗ:

$$Z_{\Sigma}^{(1)} = \frac{1}{3} \sqrt{(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2};$$

$$Z_{\Sigma}^{(1)} = \frac{1}{3} \sqrt{(2 \cdot 92,88 + 198,64)^2 + (2 \cdot 76,35 + 84,32)^2} = 150,53 \text{ мОм}.$$

Ток однофазного дугового КЗ будет равен:

При $Z_{\Sigma}^{(1)} = 150,53 \text{ мОм}$, и определяется, как: $I_{КД}^{(1)} = I_{КМ}^{(1)} \cdot K_C$;

$$K_{C1} = 0,81 \text{ при } t_{КЗ} < 0,05 \text{ с};$$

$$K_{C2} = 0,722 \text{ при } t_{КЗ} > 0,05 \text{ с}.$$

$$I_{КД}^{(2)} = 1,53 \cdot 0,81 = 1,24 \text{ кА}, t_{КЗ} \approx 0;$$

$$I_{КД}^{(3)} = 1,53 \cdot 0,722 = 1,10 \text{ кА}, t_{КЗ} \geq 0,05.$$

4.3.4 Расчет значений трехфазного КЗ в точке К2

За точку К2 в качестве примера принята точка КЗ на шинах шкафа распределения. Расчёт токов КЗ на других линиях выполняется аналогично.

Определяем сопротивление суммарное в точке К2:

$$R_{\Sigma К1} = 44 + 31,52 + 16,64 + 0,05 + 0,67 + 7,27 + 56,5 = 156,65 \text{ мОм};$$

$$X_{\Sigma К1} = 0,789 + 2,44 + 68,27 + 4,48 + 0,07 + 0,3 + 3,64 + 1,2 = 81,19 \text{ мОм}.$$

$$Z_{\Sigma К1}^{(3)} = \sqrt{156,65^2 + 81,19^2} = 176,44 \text{ мОм}.$$

Ток трехфазного металлического замыкания – К2:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 176,44} = 1,31 \text{ кА}.$$

Находим соотношение $X_{\Sigma K1}/R_{\Sigma K1}$ для определения ударного коэффициента $K_{уд}$:

$$\frac{X_{\Sigma K1}}{R_{\Sigma K1}} = \frac{81,19}{156,65} = 0,52.$$

Этому соотношению соответствует $K_{уд}=1$.

Определяем ударный ток в точке К2:

$$i_{y\partial} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,31 = 1,85 \text{ кА}.$$

Ток трехфазного дугового КЗ будет равен:

При $Z_{\Sigma K1}^{(3)} = 176,44 \text{ мОм}$, и определяется, как: $I_{КД}^{(3)} = I_{КМ}^{(3)} \cdot K_C$;

$K_{C1} = 0,867$ при $t_{КЗ} < 0,05 \text{ с}$;

$K_{C2} = 0,775$ при $t_{КЗ} > 0,05 \text{ с}$.

$I_{КД}^{(3)} = 1,31 \cdot 0,867 = 1,14 \text{ кА}$, $t_{КЗ} \approx 0$;

$I_{КД}^{(3)} = 1,31 \cdot 0,775 = 1,02 \text{ кА}$, $t_{КЗ} \geq 0,05$.

4.3.5 Расчет значений двухфазное КЗ в точке К2

Ток двухфазного металлического, будет равен:

$$I_{КМ}^{(2)} = 0,865 \cdot I_{КМ}^{(3)} = 0,865 \cdot 1,31 = 1,133 \text{ кА}.$$

Проверяем:

$$I_{KM}^{(2)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 203,74} = 1,134 \text{ кА};$$

$$Z_{\Sigma}^{(2)} = \frac{2}{\sqrt{3}} \sqrt{156,65^2 + 81,19^2} = 203,74 \text{ мОм}.$$

Ток двухфазного дугового КЗ будет равен:

При $Z_{\Sigma}^{(2)} = 203,74 \text{ мОм}$, и определяется, как: $I_{KD}^{(2)} = I_{KM}^{(2)} \cdot K_C$;

$K_{C1} = 0,932$ при $t_{KЗ} < 0,05 \text{ с}$;

$K_{C2} = 0,839$ при $t_{KЗ} > 0,05 \text{ с}$.

$I_{KD}^{(2)} = 1,133 \cdot 0,932 = 1,06 \text{ кА}$, $t_{KЗ} \approx 0$;

$I_{KD}^{(3)} = 1,133 \cdot 0,839 = 0,95 \text{ кА}$, $t_{KЗ} \geq 0,05$.

4.3.6 Расчет значений однофазного КЗ в точке К2

Предварительно определяем суммарное активное и индуктивное сопротивление нулевой последовательности до точки К2 из схемы замещения:

$$R_{0\Sigma} = 31,52 + 166,4 + 0,05 + 0,67 + 7,27 + 565 = 770,91 \text{ мОм};$$

$$X_{0\Sigma} = 68,27 + 15,68 + 0,07 + 0,3 + 3,64 + 4,2 = 92,16 \text{ мОм}.$$

Полное суммарное сопротивление цепи до точки (К2) при однофазном КЗ:

$$Z_{\Sigma}^{(1)} = \frac{1}{3} \sqrt{(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2};$$

$$Z_{\Sigma}^{(1)} = \frac{1}{3} \sqrt{(2 \cdot 156,65 + 770,91)^2 + (2 \cdot 81,19 + 92,16)^2} = 371,2 \text{ мОм}.$$

Ток однофазного дугового КЗ будет равен:

При $Z_{\Sigma}^{(1)} = 371,2 \text{ МОм}$, и определяется, как: $I_{КД}^{(1)} = I_{КМ}^{(1)} \cdot K_C$;

$K_{C1} = 0,938$ при $t_{КЗ} < 0,05 \text{ с}$;

$K_{C2} = 0,845$ при $t_{КЗ} > 0,05 \text{ с}$.

$I_{КД}^{(2)} = 0,622 \cdot 0,938 = 0,583 \text{ кА}$, $t_{КЗ} \approx 0$;

$I_{КД}^{(3)} = 0,622 \cdot 0,845 = 0,526 \text{ кА}$, $t_{КЗ} \geq 0,05$.

Сводная таблица расчетов значений токов КЗ представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Сводная таблица расчета ТКЗ

Виды КЗ	Трехфазное КЗ				Двухфазное КЗ			Однофазное КЗ		
	$I_{КМ}$, кА	$I_{КМ,нач}$, кА	$I_{КД,уст}$, кА	$I_{уд}$, кА	$I_{КМ}$, кА	$I_{КД}$, кА	$I_{КД}$, кА	$I_{КМ}$, кА	$I_{КД}$, кА	$I_{кд}$, кА
К1	1,92	1,54	1,37	2,99	1,66	1,36	1,21	1,53	1,24	1,1
К2	1,31	1,14	1,02	1,85	1,13	1,06	0,95	0,62	0,58	0,52

4.4 Выполнение защиты сети СН 0,4 кВ

На основании результатов расчетов КЗ, представленных в таблице 18, линии, в конце которых дуговой (min) ток КЗ ниже уставки I_{sd} головных АВ, т.е. находится не в зоне резервирования, должны быть переведены на один уровень защиты ниже и подключаться через распределительные щиты с соблюдением следующего условия

$$K_{\psi} = \frac{I_{КМ}^{(1)}}{I_{с.о.}} \geq 1,5,$$

где $I_{с.о.} = 5 \cdot I_{ТЕПЛ.расч}$. Расчет представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Сводная таблица АВ и кабелей отходящих линий ЩСН

Присоединение	Длина, м	Марка кабеля	Сечение кабеля, мм ²	I _{ном.} АВ, А	I _{уд.} , кА	I _{км} ⁽³⁾	I _{км} ⁽¹⁾
Шины 0,4 кВ	80	АВВГ	3x185	1,83		1,92	1,53
ШОВ-1	25	ВВГнг-LS	5x10			1,76	1,48
Питание привода W1G-Q1 P=1,1 кВт	10	ВВГнг-LS	4x2,5	2,92		1,636	1,401
Питание привода W1G-QS1 P=0,75 кВт	20	ВВГнг-LS	4x2,5	1,99		1,34	1,161
Питание привода W1G-QS2 P=0,75 кВт	5	ВВГнг-LS	4x2,5	1,99		1,82	1,55
Питание привода W1G-QS3 P=0,75 кВт	15	ВВГнг-LS	4x2,5	1,99		1,48	1,27
Питание привода X1- QS1 P=0,75 кВт	40	ВВГнг-LS	4x2,5	1,99		0,974	0,855
Обогрев полюсов W1G-Q1 P=2,8 кВт	10	ВВГнг-LS	5x2,5	7,44		1,636	1,401
Обогрев привода W1G- Q1 P=1,60 кВт	10	ВВГнг-LS	5x2,5	4,25		1,636	1,401
Обогрев ШЭВ P=0,10 кВт	10	ВВГнг-LS	3x2,5	0,46		1,70	1,48
Обогрев привода W1G- QS2 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		1,508	1,295
Обогрев привода W1G- QS3 P=0,085 кВт	15	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		1,43	1,21
Шкаф управления W1G-QS1 P=0,085 кВт	25	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		1,23	1,07
ШОВ-2	30	ВВГнг-LS	5x10			1,39	1,17
Питание привода W1G- QSG1.1 P=0,75 кВт	5	ВВГнг-LS	4x2,5	1,99		1,23	1,06
Питание привода W1G- QSG1.2 P=0,75 кВт	5	ВВГнг-LS	4x2,5	1,99		1,13	0,98

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8
Питание привода W1G-QSG2 P=0,75 кВт	5	ВВГнг-LS	4x2,5	1,99		1,63	1,40
Питание привода W1G-QSG3.1 P=0,75 кВт	5	ВВГнг-LS	4x2,5	1,99		1,34	1,16
Питание привода W1G-QSG3.2 P=0,75 кВт	5	ВВГнг-LS	4x2,5	1,99		1,23	1,06
Питание привода X1- QSG1.1 P=0,75 кВт	5	ВВГнг-LS	4x2,5	1,99		0,91	0,80
Питание привода X1- QSG1.2 P=0,75 кВт	5	ВВГнг-LS	4x2,5	С		0,85	0,75
Обогрев привода W1G-QSG2 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		1,63	1,40
Обогрев привода W1G-QSG1.2 P=0,085 кВт	15	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		1,23	1,06
Обогрев привода W1G-QS1 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		1,13	0,98
Обогрев привода W1G-QSG1.1 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		1,04	0,91
Шкаф управления X2-QS1 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		1,13	0,98
Шкаф управления X-QS1 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		1,04	0,91
Шкаф управления W1G-QS3 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,97	0,86
Шкаф управления X1-QS1 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,91	0,80
Шкаф управления W1G-QS2 P=0,085	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,85	0,75

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8
Шкаф управления W1G-QS3 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,80	0,71
Обогрев привода W1G-QSG3.1 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		1,34	1,61
Обогрев привода W1G-QSG3.2 P=0,085 кВт	10	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		1,13	0,98
Обогрев привода X1-QSG1.1 P=0,085 кВт	10	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,97	0,86
Обогрев привода X1-QS1 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,91	0,80
Обогрев привода X1-QSG1.2 P=0,085 кВт	10	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,80	0,71
Обогрев привода Т 1G-QS4 P=0,085 кВт	10	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,72	0,64
Обогрев привода Т 1G-QSG4 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,68	0,61
Питание привода X2-QS1 P=0,75 кВт	5	ВВГнг-LS	4x2,5	1,99		1,04	0,91
Питание привода X2- QSG1.1 P=0,75 кВт	5	ВВГнг-LS	4x2,5	1,99		0,97	0,86
Питание привода X2- QSG1.2 P=0,75 кВт	5	ВВГнг-LS	4x2,5	1,99		0,91	0,80
Питание привода X2-QS2 P=0,75 кВт	5	ВВГнг-LS	4x2,5	1,99		1,04	0,91
Питание привода X2- QSG2.1 P=0,75 кВт	5	ВВГнг-LS	4x2,5	1,99		0,97	0,86

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8
Питание привода X2-QSG2.2 P=0,75 кВт	5	ВВГнг-LS	4x2,5	1,99		0,91	0,80
Питание привода X-QS1 P=0,75 кВт	20	ВВГнг-LS	4x2,5	1,99		0,85	0,75
Питание привода X-QSG1 P=0,75 кВт	5	ВВГнг-LS	4x2,5	1,99		0,80	0,71
Питание привода X-QS2 P=0,75 кВт	20	ВВГнг-LS	4x2,5	1,99		0,85	0,75
Питание привода X-QSG2 P=0,75 кВт	5	ВВГнг-LS	4x2,5	1,99		0,80	0,71
Питание привода X2-Q1 P=1,1 кВт	10	ВВГнг-LS	4x2,5	2,92		0,97	0,86
Обогрев полюсов X2-Q1 P=2,8 кВт	10	ВВГнг-LS	5x2,5	7,44		0,97	0,86
Обогрев привода X2-Q1 P=1,60 кВт	10	ВВГнг-LS	5x2,5	4,25		0,97	0,86
Обогрев ШЭВ X2-Q1 P=0,10 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,46		0,80	0,71
Обогрев привода X2-QS1 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		1,04	0,91
Обогрев привода X2-QSG1.1 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,97	0,86
Обогрев привода X2-QSG1.2 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,91	0,80
Обогрев привода X-QS1 P=0,085 кВт	15	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,76	0,67
Обогрев привода X-QSG1 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,72	0,64
Обогрев привода X2-QS2 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		1,04	0,91

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8
Обогрев привода X2-QSG2.1 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,97	0,86
Обогрев привода X2-QSG2.2 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,91	0,80
Обогрев привода X-QS1 P=0,085 кВт	15	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,76	0,67
Обогрев привода X-QSG1 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,72	0,64
ШОБ-3	60	ВВГнг-LS	5x10			0,86	0,72
Шкаф управления W2G-QS1 P=0,085 кВт	25	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,92	0,79
Шкаф управления X2-QS2 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,86	0,74
Шкаф управления X-QS2 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,83	0,72
Шкаф управления W2G-QS3 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,76	0,66
Шкаф управления X1-QS2 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,72	0,63
Шкаф управления W2G-QS2 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,69	0,60
Шкаф управления W2G-QS3 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,65	0,57
Обогрев привода W2G-QS3 P=0,085 кВт	15	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		1,06	0,90
Обогрев привода W2G-QSG3.1 P=0,085 кВт	5	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,99	0,84

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8
Обогрев привода W2G-QSG3.2 P=0,085 кВт	10	ВВГнг-LS	3x2,5	0,39		0,86	0,74

Таблица 20 – Сводная таблица проверки на чувствительность

Присоединение	$I_{KM}^{(1)}$	$I_{н.расц}$	$I_{с.о.}$	$K_{сц}$
Обогрев баков и приводов 110 кВ	1,81	32		
Питание приводов выключателей и разъединителей 110 кВ	1,81	40	400	4,52
Сварочный пост ОРУ 110 кВ	1,02	63	630	1,62
Питание АУОТ-М	0,78	10	100	7,8
Обогрев шкафов РЗА в КРУН	0,92	63	630	1,46
Собственные нужды ОПУ	1,67	10	100	16,7
Питание РПН Т1	0,78	10	100	7,8
Освещение шкафов РЗА в КРУН	0,92	10	100	9,2
Освещение шкафов РЗА в ОПУ	1,89	10	100	18,9
Аппаратура связи. Ввод 1	2,16	6	60	36,0
Шкаф АИИСКУЭ. Ввод 1	2,16	6	60	36,0
Питание АСУТП	1,12	6	60	18,7
Питание РАС №1	1,49	6	60	24,8

4.5 Выбор и проверка кабелей на невозгорание СН

Данный раздел выполняется с целью предотвращения пожара в кабельном хозяйстве при отказе основной релейной защиты силового кабеля, когда КЗ отключается резервной защитой со значительно большей выдержкой по времени. За расчетный принимается ток КЗ в точке на расстоянии 18 м от начала кабеля, при этом также учитывается ток дугового КЗ. В качестве примера выполним расчет кабеля на невозгорание ВВГнг-LS 5×10, который идет до шкафа распределения выключателя ШОВ-1.

Тепловой импульс тока КЗ определяется по выражению:

$$B_K = (I_{к.р.}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_{а.э}) = 1,74^2 \cdot (0,05 + 0,02) = 0,21,$$

где $I_{к.р.}^{(3)}$ - расчетный ток, для дугового КЗ через переходные сопротивления, кА; $t_{откл}$ - время отключения КЗ автоматом, с; $T_{а.э}$ - эквивалентная постоянная времени затухания апериодического тока КЗ от удаленных источников, принимается равной 0,02 с.

Значение начальной и конечной температуры жилы до КЗ можно определить по формуле:

$$Q_H = Q_0 + (Q_{дон} - Q_{окр}) \left(\frac{I_{раб}}{I_{дон}} \right)^2 = 15 + (70 - 25) \left(\frac{20,7}{66} \right) = 29,1^0 C;$$

$$Q_K = Q_H \cdot e^k + \alpha \cdot (e^k - 1) = 29,1 \cdot e^{0,04} + 228 \cdot (e^{0,04} - 1) = 39,8 + 85 = 124,8^0 C.$$

Вывод – температура нагрева токопроводящей жилы кабеля ВВГнг-LS 5×16 не превышает значения расчетной температуры токопроводящих жил кабеля (160 °С), кабель годен к эксплуатации после воздействия тока КЗ. Проверка селективности автоматических выключателей и проверка кабелей на невозгорание таблица 21.

Таблица 21 – Проверка селективности автоматических выключателей и проверка кабелей на возгорание

№ Пан.	Точка КЗ	Автомат	Марка кабеля	Ток КЗ в конце линии	Ток КЗ на 20м	Q_0	$I_{расч.}$	$I_{дл}$	Q_n	k	Q_k
		$I_{ном.,A}$				°C	A	A	°C	-	°C
Панель 1Н	К1	32	ВВГнг-LS 5x10	1,74	1,74	25	20,7	66	29,1	0,04	39,3
	К2	40	ВВГнг-LS 5x10	0,98	0,98	25	31,8	66	36,7	0,013	40,16
	К3	63	ВВГнг-LS 5x10	0,75	0,75	25	43	66	44,3	0,04	55,4
	К4	10	ВВГнг-LS 4x2,5	0,92	0,92	25	4	27	16	0,188	66,5
	К5	63	ВВГнг-LS 5x10	1,6	1,6	25	35,7	66	39,3	0,04	50,2
	К6	10	ВВГнг-LS 5x4	0,75	0,75	25	5,4	37	16	0,05	28,5
	К7	10	ВВГнг-LS 4x2,5	0,88	0,88	25	4	27	16	0,188	66,5
	К8	10	ВВГнг-LS 3x2,5	1,81	1,81	25	4,3	27	16	0,188	66,5
	К9	10	ВВГнг-LS 3x2,5	2,07	2,07	25	3,2	27	15,6	0,188	65,9
	К10	6	ВВГнг-LS 3x4	2,07	2,07	25	5,5	37	16	0,05	28,5
	К11	6	ВВГнг-LS 3x2,5	1,07	1,07	25	1,3	27	15	0,188	65,2
	К12	6	ВВГнг-LS 3x2,5	1,43	1,43	25	3,3	27	15,7	0,188	66
	К13	6	ВВГнг-LS 3x2,5	1,74	1,74	25	1,3	27	15,1	0,188	65,4

5 Выбор релейной защиты и автоматики

Выбор уставок микропроцессорной ДЗТ сводится к определению параметров тормозной характеристики и проверки чувствительности. Расчёт общих уставок ДЗТ представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Общие уставки ДЗТ

Наименование	Расчетная формула	110 кВ	10 кВ
Напряжение обмоток, кВ	$U_{\text{НОМ}}$	115	10,5
Первичные номинальные токи, А	$I_{\text{Н}} = \frac{S_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}$	117,57	1233
Соединение обмоток ТТ		Y	Y
Коэффициент трансформации ТТ	$k_{\text{ТР}} = \frac{I_{\text{Н}} \cdot k_{\text{сх}}}{5}$	23,5	246,6
Принятый коэффициент трансформации ТТ	$k_{\text{ТР}}$	2500/5	2000/5
Номинальный первичный ток ТТ, А	$I_{\text{НТА}}$	100	1000
Базисный ток, А	$I_{\text{Б}} = \frac{I_{\text{Н}}}{I_{\text{НТА}}}$	0,32	0,35
Максимальные первичные токи КЗ, А		7,85	7,3

1. Уставка первой ступени ДЗТ (отрезок АВ). Согласно инструкции завода принимается:

$$ID \geq 0.2,$$

где $ID >$ – ток срабатывания первой ступени, приведенный к номинальному току трансформатора.

Уставка реле:

$$I_d \geq ID \cdot I_{Б.ВН} = 0,2 \cdot 0,32 = 0,064,$$

где I_d – уставка устанавливаемая на реле; $I_{Б.ВН}$ – базисный ток стороны 110 кВ трансформатора.

Данная уставка может задаваться в диапазоне: $0,15 \div 1,5$. Принимаем минимальную уставку 0,15:

$$ID \geq 0,15 / 0,32 = 0,45.$$

Из выше приведенной формы видно, что уставка равна $0,45I_n$.

Коэффициент торможения Р1 на отрезке АВ:

$$P1 = k_3 (k' + k'') \geq 1,2 (1 + 16) \geq 25,2,$$

где k_3 – коэффициент запаса равен 1.2; k' – погрешность трансформаторов тока, k'' – диапазон регулирования коэффициента трансформации (РПН).

Принимаем: 25%

3. Наклон рабочей характеристики второго участка:

$$P2 = k_{ан} (k' + k'') \geq 1,2 (5 \cdot 10 + 16) \geq 37,$$

где $k_{ан}$ – коэффициент характеризующий рост погрешности.

Принимаем минимально возможное: 40%.

4. Уставка второй ступени дифференциального тока (отсечки).

Отстройка от небаланса при внешних КЗ:

$$ID \geq I_{K3, \max} \cdot k_3 \cdot k_{\text{ан}} \cdot (k' + k'') = 6,3 \cdot 1,2 \cdot (0,1 + 0,16) \text{ A}$$

Отстройка от броска тока намагничивания:

Полученный расчетом ток сравнивается с номинальным током силового трансформатора и, если это отношение меньше 6, то ток берется равным шестикратному номинальному току трансформатора.

$$ID \geq 6 \cdot I_H = 6,32 \cdot 31,6 \text{ A.}$$

Уставка на реле:

$$199,71 / I_H TA = 199,71 / 100 = 1,99.$$

Полученный ток округляется до ближайшего большего целого числа, которое и задается в качестве уставки. Может регулироваться в пределах от 1 до $30 I_H$.

Заключение

В представленной работе была проделана комплексная модернизация трансформаторной подстанции 110/10 кВ «Кулаково» Тюменской области.

На первом этапе своей работы мною были проведены расчеты величин токов КЗ, значения которых в дальнейшем были использованы для выбора современного электротехнического оборудования: на стороне 110 кВ, а также на стороне 10 кВ.

Силовые трансформаторы устанавливаемые на подстанции выбраны с учетом инвестиционной программы ПАО «Тюменьэнерго».

Также в работе были произведены расчеты уставок микропроцессорных терминалов защиты типа «Сириус-Т». В работе была затронута тема по реконструкции собственных нужд подстанции «Кулаково».

Произведен выбор уставок отходящих линий на стороне 0,4 кВ.

В результате проделанной работе, трансформаторная подстанция 110/10 кВ «Кулаково» соответствует современным нормам и требованиям.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. 7-е издание / Ред. Л.Л. Жданова, Н. В. Ольшанская. М.: НЦ ЭНАС, 2013. – 104 с.
2. Ополева, Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов. Учебное пособие/ Г. Н. Ополева. - М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. - 416 с.
3. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования /ред. Б.Н. Неклепаев. М.: НЦ ЭНАС, 2013. – 144 с.
4. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ [Электронный ресурс]/ — Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, 2012.— 108 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/22738.html>.— ЭБС «IPRbooks»
5. Титков, В.В. Перенапряжения и молниезащита. Учебное пособие / В.В. Титков, Ф.Х Халилов. - Лань, 2016. – 224 с.
6. Сибикин, Ю.Д. Электрические подстанции. Учебное пособие / Ю.Д Сибикин. – РадиоСофт, 2014. – 416 с.
7. Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А.— Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом МЭИ, 2015.— 296 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/42262.html>.— ЭБС «IPRbooks»
8. Воропай, Н.И. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. / Н.И. Воропай, Г.Ф. Ковалев. – Энергия, 2013. – 304 с.
9. Кудрин, Б.И. Электроснабжение. / Б.И. Кудрин. - М. : Academia, 2012. - 352 с.
10. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Кузнецов С.М.—

Электрон. текстовые данные.— Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013.— 92 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45148.html>.— ЭБС «IPRbooks»

11. Кузнецов С.М. Электронная защита от токов короткого замыкания и автоматика в распределительных устройствах 6-10 кВ тяговых и трансформаторных подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Кузнецов С.М.— Электрон. текстовые данные.— Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2010.— 104 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45456.html>.— ЭБС «IPRbooks»

12. Коломиец Н.В. Режимы работы и эксплуатация электрооборудования электрических станций [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Коломиец Н.В., Пономарчук Н.Р., Елгина Г.А.— Электрон. текстовые данные.— Томск: Томский политехнический университет, 2015.— 72 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/55206.html>.— ЭБС «IPRbooks»

13. Короткие замыкания и выбор электрооборудования [Электронный ресурс]: учебное пособие для вузов/ И.П. Крючков [и др.].— Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом МЭИ, 2012.— 568 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/33170.html>.— ЭБС «IPRbooks»

14. Электрические станции и сети [Электронный ресурс]: сборник нормативных документов/ — Электрон. текстовые данные.— М.: ЭНАС, 2013.— 720 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/17820.html>.— ЭБС «IPRbooks».

15. Электроснабжение. Расчет токов короткого замыкания [Электронный ресурс]: методические указания к практическим и курсовой работам/ — Электрон. текстовые данные.— Липецк: Липецкий государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2014.— 47 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/55184.html>.— ЭБС «IPRbooks»

16. Филиппова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учебник/ Филиппова Т.А.— Электрон. текстовые данные.— Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2014.— 294 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45211.html>.— ЭБС «IPRbooks»

17. Коннов А.А. Электрооборудование жилых зданий [Электронный ресурс]/ Коннов А.А.— Электрон. текстовые данные.— Саратов: Профобразование, 2017.— 254 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/63811.html>.— ЭБС «IPRbooks»

18. Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ [Электронный ресурс]: учебно-справочное пособие для вузов/ Крючков И.П., Пираторов М.В., Старшинов В.А.— Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом МЭИ, 2015.— 142 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/57019.html>.— ЭБС «IPRbooks»

19. Analysis of Power Transformer Insulation Design Using FEM [Электронный ресурс] / Tathagat Chakraborty, Akik Biswas, Sudha R. – Режим доступа : <http://www.ijscce.org/attachments/File/v2i3/C067305231..>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 17.05.2017).

20. Single phase AC-DC power factor corrected converter with high frequency isolation using buck converter [Электронный ресурс] / R. Ramesh, U. Subathra, M. Ananthi – Режим доступа: http://www.ijera.com/papers/Vol4_issue3/Version%206/M43067982.pdf., свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 17.05.2017).

21. Wireless Power Transfer [Электронный ресурс] / Abhijeet Orke, Arvind Rathod, Monali Waghmare, Vishakha Sahane, Pravin Sagoriya, – Режим доступа : http://www.iraj.in/journal/journal_file/journal_pdf/1-53-140006635873-75.pdf., свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 17.05.2017).

22. Improving Power System Transient Stability with Static Synchronous Series Compensator [Электронный ресурс] / Prechanon Kumkratug – Режим доступа : <http://thescipub.com/PDF/ajassp.2011.77.81.pdf>., свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 17.05.2017).

23. High-Power Transformer-Less Wind Energy Conversion System with Permanent Magnet Wind Generator [Электронный ресурс] / M. Ranjith Kumar, D. Kumaraswamy – Режим доступа : <http://www.ijesrt.com/issues%20pdf%20file/Archives-2014/September-2014/35.pdf>., свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 17.05.2017).

24. Wadhva, C. L. Electrical power systems (7th ed.)/ C. L. Wadhva – 7th ed - New Age International Publishers, 2016. – 970 p.

25. Rajput, Er. R.K. A Textbook of Power System Engineering / Er. R.K. Rajput – 2 ed - Laxmi Publications, 2015. – 1174 p.

26. Gowda, H.N.S. Power Transformers Technology and Practice / H.N.S. Gowda, P. Ramachandran - HNS Gowda, 2014. – 826 p.

27. Padilla, E. Substation Automation Systems: Design and Implementation / E. Padilla - Wiley-Blackwell, 2015. – 304 p.

28. Koch, H. J. Gas Insulated Substations / H. J. Koch - Wiley-Blackwell, 2014. – 490 p.