

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части ПС 110/10 кВ «Мусорка»

Студент(ка)

В.К. Терешин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.А. Кувшинов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Объектом данной работы является понизительная подстанция 110/10 кВ «Мусорка» Самарской области.

Основными задачами проекта являлись:

- расчет токов короткого замыкания на стороне ВН и НН подстанции;
- выбор высоковольтного оборудования распределительных устройств ВН и НН подстанции;
- расчет трансформаторов собственных нужд;
- выбор микропроцессорной релейной защиты и автоматики.

Пояснительная записка содержит 53 страницы, 13 рисунков и 15 таблиц. Графический материал представлен на 6 листах формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Описание объекта работы	6
1.1 Характеристика территории с. Мусорка.....	6
1.2 Характеристики понизительной подстанции «Мусорка».....	7
2 Расчет токов короткого замыкания	11
2.1 Расчет токов короткого замыкания в точках К1 и К2	13
3 Выбор и проверка оборудования для ОРУ 110 кВ	16
3.1 Высоковольтный выключатель.....	17
3.2 Разъединитель.....	22
3.3 Трансформатор тока.....	26
3.4 Выбор ограничителя перенапряжения 110 кВ	31
3.5 Выбор жесткой ошиновки распределительного устройства 110 кВ.....	32
4 Выбор оборудования на стороне 10 кВ	33
4.1 Выбор выключателя 10 кВ	35
4.2 Выбор разъединителя на стороне 10 кВ	37
4.3 Выбор трансформатора тока	38
4.4 Выбор ТН	40
4.5 Выбор режима нейтрали сети 10 кВ.....	42
5 Собственные нужды подстанции «Мусорка»	44
5.1 Выбор аккумуляторных батарей	44
6 Выбор релейной защиты и автоматики	47
6.1 Релейная защита трансформатора	47
6.2 Выбор уставок ДЗТ	49
Заключение	52
Список использованных источников	53

Введение

Электричество в настоящее время занимает одно из самых главных мест, как и в развитии общества, так и в развитии инфраструктуры государства.

Электроэнергетика является основой развития производственных сил в любом государстве. Энергетика обеспечивает бесперебойную работу промышленности, сельского хозяйства, транспорта, коммунальных хозяйств. Стабильное развитие экономики России невозможно без постоянно развивающейся энергетики.

Техническое перевооружение, модернизация или реконструкция понизительных подстанций представляет затруднительный процесс по усовершенствованию схем электрических соединений, состава (перечня) электрооборудования и его размещения, пространственной компоновки оборудования на территории подстанции. При реконструкции какого – либо объекта необходимо использовать результаты научных достижений в области электротехники, передового опыта строительства подстанций, а также опыт монтажных и эксплуатационных организаций.

Основными целями при реконструкции понизительных подстанций, сетей и энергосистем являются:

- производство, передача и распределение заданного объема (количества) электрической энергии;
- надёжная и безопасная работа электроустановок и энергосистем в целом;
- соблюдение качества электрической энергии.

ПАО «МРСК – Волги - Самарские распределительные сети», Жигулевское производственное отделение является региональной электросетевой компанией, осуществляющей передачу электрической энергии по распределительным сетям напряжением 0,4 – 110 кВ. Жигулевское ПО обслуживает значимые объекты электрических сетей расположенных на территории Самарской области.

Понизительная подстанция «Мусорка» 110/10 кВ принадлежит Жигулевскому производственному отделению ОАО «МРСК – Волги - Самарские распределительные сети» и находится в Ставропольском районе вблизи села Мусорка.

Целью работы является обеспечение надежной и бесперебойной работы понизительной подстанции «Мусорка».

При проведении реконструкции необходимо решить следующие задачи:

1. Провести анализ действующей электрической схемы подстанции;
2. Расчет токов короткого замыкания для проверки в последующем высоковольтного оборудования;
3. Выбор оборудования на стороне 110 кВ с описанием преимуществ и недостатков выбранного оборудования;
4. Выбор оборудования на стороне 10 кВ с описанием преимуществ и недостатков оборудования;
5. Выбор средств релейной защиты для защиты от повреждений силовых трансформаторов, установленных на понизительной подстанции.

Мероприятия предложенные в ходе реконструкции понизительной подстанции должны в итоге повысить надежность и эффективность электроснабжения потребителей, а также снизить потери электроэнергии в электрических сетях, и как следствие уменьшить затраты на эксплуатацию.

1 Описание объекта работы

1.1 Характеристика территории с. Мусорка

Действующая понизительная подстанция «Мусорка» территориально находится в Ставропольском районе Самарской области село Мусорка. Село Мусорка располагается на трассе Тольятти — Димитровград, соединяющей собой Самарскую и Ульяновскую области.

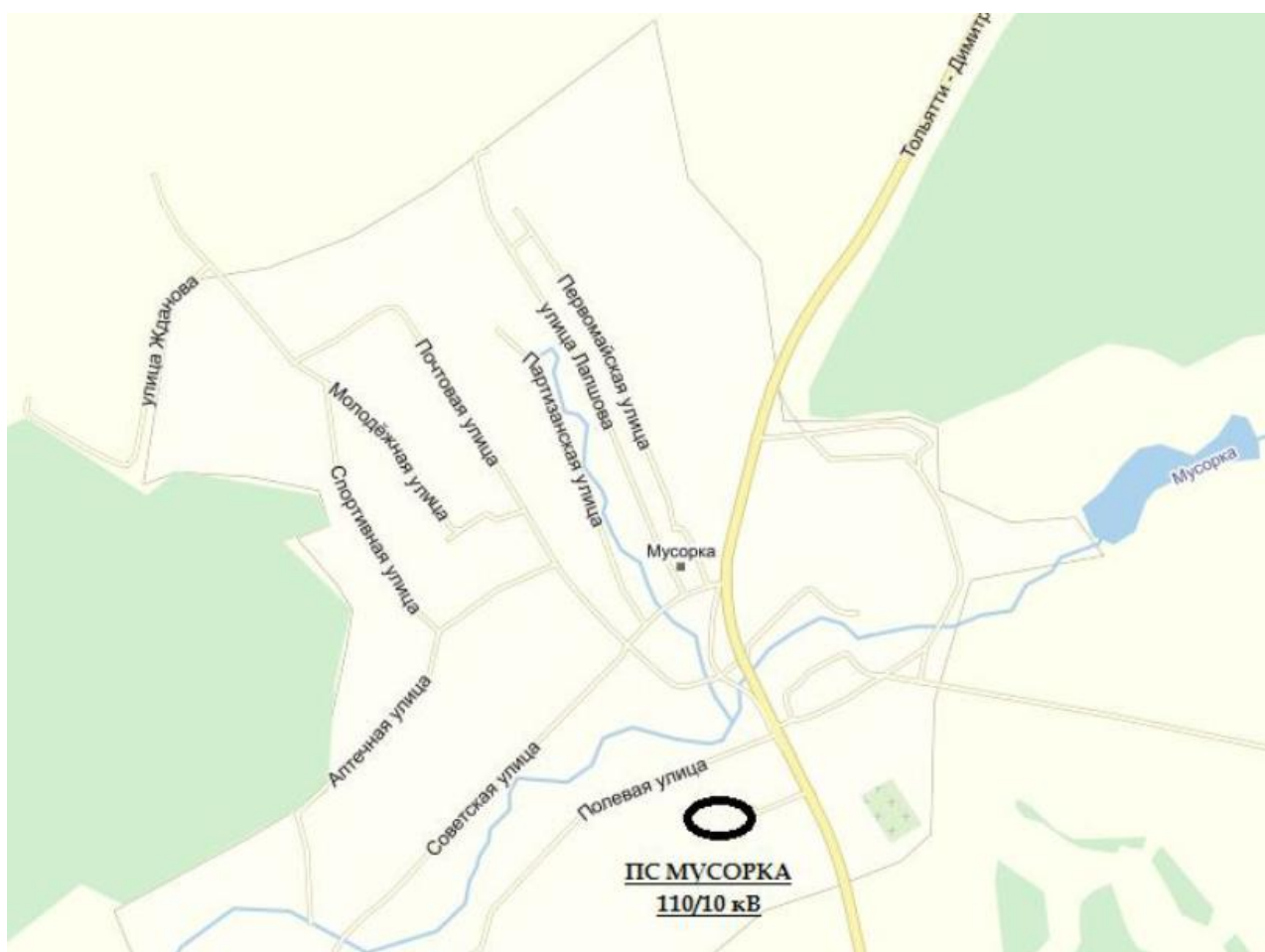


Рисунок 1 – Географическое расположение объекта

1.2 Характеристики понизительной подстанции «Мусорка»

Понизительная подстанция «Мусорка» 110/10 кВ является подстанцией тупикового типа. Данная подстанция предназначена для электроснабжения сельских потребителей села Мусорка и других прилегающих территорий. Подстанция была построена в 70-е годы двадцатого столетия.

На территории подстанции «Мусорка» находится два распределительных устройства:

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

К оборудованию, установленному на ОРУ 110 кВ относятся:

- трехполюсные разъединители марки РНДЗ-2-11-/1000 с рычажным приводом типа ПР-90 и марки РДЗ-1б-110/1000;
- колонковые масляные выключатели типа ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ-1 с пружинным приводом типа ППРК;
- трансформаторы тока типа ТФЗМ -110/300/5 и ТФЗМ-110/800/5;
- трансформаторы напряжения НКФ-110-0,3;
- вентильные разрядники РВС-110 (РВС-33*3);
- силовые трансформаторы ТМН-6300/110/6 кВ;
- в нейтрале силовых трансформаторов установлены в РВС-35+РВС-15 и ЗОН-110 кВ.

РУ-10 кВ имеет систему сборных шин с секционным выключателем (СМВ – 10 кВ связывающий две секции в нормальном режиме отключен) и состоит из 21 ячейки. Число отходящих фидеров 12, 5 из них резервных.

Действующая электрическая схема подстанции приведена на рисунке 2.

РУ-10 кВ выполнено с помощью комплектно-распределительного устройства наружного устройства типа КРУН марки К-59. В состав КРУ типа К-59, относится:

- маломасляные выключатели типа ВК-10/630;
- предохранители типа ПКН-10;

- трансформаторы тока ТЛМ-10-150/5;
- трансформаторы напряжения НАМИ-10.

Установленное оборудование на подстанции «Мусорка» устарело и физически изнашивается. Вследствие этого при разработке мероприятий надо учесть, что все установленное оборудование подлежит замене. Частичная модернизация некоторых устройств в данном случае не подойдет.

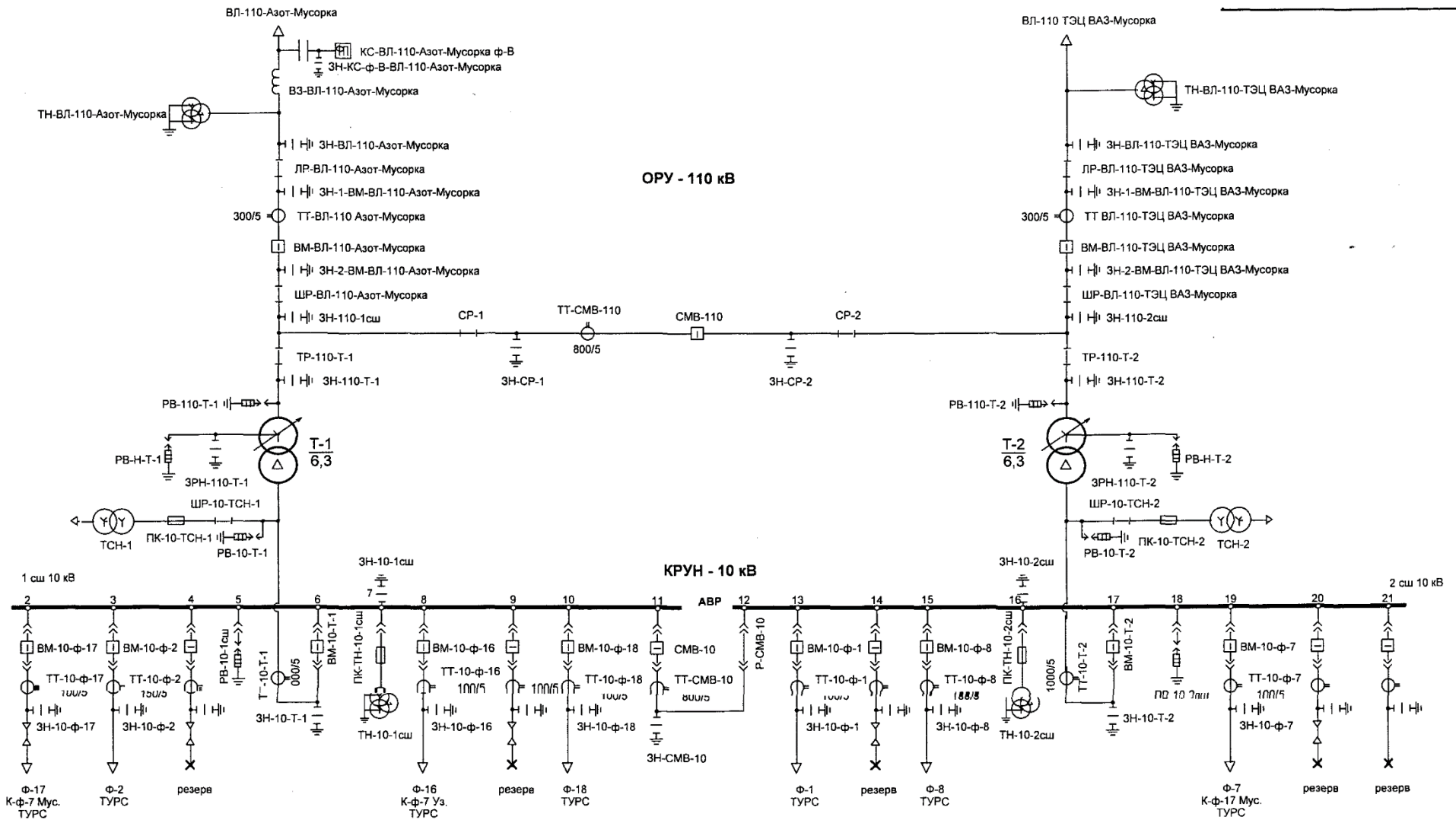


Рисунок 2 – Электрическая схема подстанции «Мусорка»

Для питания собственных нужд понизительной подстанции переменного тока и оперативных цепей 220В установлены два масляных трансформатора типа ТМ 63/10/0,4.

Питание понизительная подстанция «Мусорка» 110/10 кВ получает по двум воздушным линиям 110 кВ с ВЛ-110-Азот-Мусорка и ВЛ-110 ТЭЦ ВАЗ-Мусорка. Воздушные линии электропередач выполнены на железобетонных и металлических опорах с сечением проводов АС-150.

Релейная защита выполнена на электромеханических реле.

Электромеханическую релейную защиту, установленную на подстанции «Мусорка» необходимо заменить, т.к. не обеспечивает достаточную надежность электроснабжения потребителей.

Появление новых мощных электроприемников около подстанции «Мусорка» не ожидается. Следовательно, замена силовых трансформаторов экономически не целесообразна, так как установленные трансформаторы находятся в хорошем состоянии.

Электрическая схема подстанции не нуждается в реконструкции, т.к. отвечает современным требованиям надежности, выдвигаемые компанией МРСК-Волги.

2 Расчет токов короткого замыкания

Расчет величин токов короткого замыкания (КЗ) при проектировании ПС необходим для выбора электрических аппаратов, токоведущих частей, заземляющих устройств, разрядников, средств релейной защиты и т.д. Расчет токов КЗ позволяет производить проверку выбранного высоковольтного оборудования на термическую и электродинамическую стойкости, а также определять параметры срабатывания, чувствительности и селективности действий устройств релейной защиты.

На первоначальном этапе определения токов КЗ необходимо составить расчетную схему и схему замещения расчетной схемы. На рисунке 3 представлена расчётная схема, а на рисунке 4 схема замещения для определения токов короткого замыкания. После составления расчетной схемы (рисунок 3) необходимо определиться с расчетными точками, для которых следует определить токи КЗ (наибольшие токи). Эти точки называются расчетными точками короткого замыкания. Для определения числа и мест точек КЗ, необходимо определиться какое электрооборудование расчетной схемы подлежит проверке на устойчивость от действия токов КЗ, т.е. расчетные точки КЗ выбираются так, чтобы по выбираемому оборудованию протекал наибольший ток КЗ.

Согласно выше сказанному и основным задачам квалификационной работы точка К1 выбирается на шинах ОРУ-110 кВ для проверки коммутационного оборудования, а точка К2 выбирается на системе сборных шин 10 кВ (РУ).

Для расчёта трёхфазного тока короткого замыкания составляем расчётную схему и схему замещения (рисунок 4).

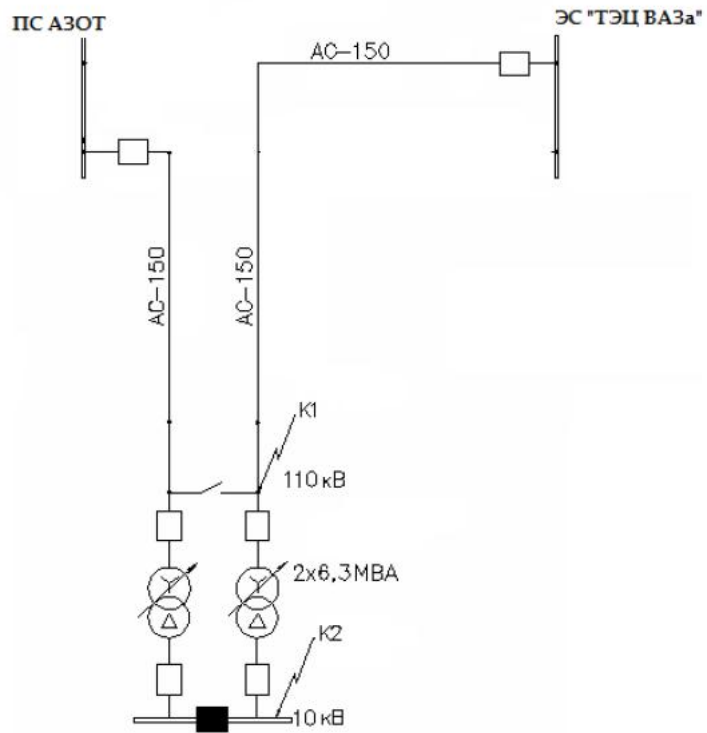


Рисунок 3 – Расчетная схема КЗ

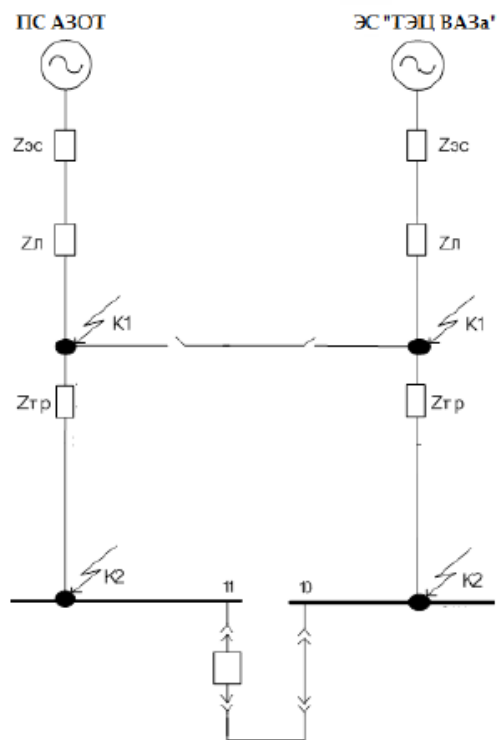


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов КЗ

2.1 Расчет токов короткого замыкания в точках К1 и К2

Расчет токов КЗ производится по следующему нормативному документу: РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования».

Мощность КЗ источника питания:

$$S_{\text{КЗ}}^{\text{с}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{с}} \cdot I_{\text{КЗ, макс}}^{\text{с}} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 11495 = 2287 \text{ МВА.}$$

Расчет сопротивлений элементов схемы замещения прямой последовательности. При расчете принимаем базисную мощность: $S_{\text{б1}} = 1000 \text{ МВА}$.

Расчет тока КЗ в точке К1:

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

Расчет тока КЗ в точке К2:

$$U_{\text{б2}} = 115 \cdot \frac{38,5}{115} = 38,5 \text{ кВ},$$
$$I_{\text{б2}} = 5,02 \cdot \frac{115}{10,5} = 54,98 \text{ кА}.$$

Сопротивление системы:

$$x_{\text{с, б}} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{1000}{2287} = 0,43.$$

Сопротивление ВЛ – 110 кВ «Азот – Мусорка» АС-150мм², L=12,3км с тросом:

$$X_{0,уд} = 0,40 \text{ Ом/км};$$

$$X_{6,л} = X_{0,уд} \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,4 \cdot 12,3 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,37 .$$

Сопротивление силового трансформатора ТДН-6300/110/10:

$$X_{6Т} = \frac{U_{к.в},\%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{номТ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 16,67 .$$

Расчёт токов КЗ в точке К1:

$$\sum X_{к1,6} = X_{с6} + X_{л6} = 0,43 + 0,37 = 0,8 ;$$

$$I_{но} = \frac{E}{X_{к1,6}} \cdot I_6 = \frac{1}{0,8} \cdot 5,02 = 6,3 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot K_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 6,3 \cdot 1,9 = 16,76 \text{ кА} .$$

Расчёт токов КЗ в точке К2:

$$\sum K_{26} = \sum K_{л6} + X_T = 0,8 + 16,67 = 17,47 ;$$

$$I_{но} = \frac{1}{17,47} \cdot 54,98 = 3,15 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot K_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3,15 \cdot 1,9 = 8,44 \text{ кА} .$$

Полученные расчетные данные токов короткого замыкания для удобства представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные расчетов к.з.

Точки К.З.	I_k , кА	$i_{уд}$, кА
$I_{K1}^{(3)}$	6,3	16,76
$I_{K2}^{(3)}$	3,15	8,44

3 Выбор и проверка оборудования для ОРУ 110 кВ

Выбор высоковольтного оборудования на этапе проектирования или реконструкции начинается с определения по заданной электрической схеме расчетных условий, а именно: расчетных рабочих токов присоединений и токов КЗ. Расчетные величины сопоставляются с соответствующими номинальными параметрами высоковольтного оборудования, выбираемых по каталогам и справочникам.

Выбираемое к установке электрооборудование должно обязательно проверяться на термическую и динамическую устойчивость к реальным (расчетным) токам короткого замыкания.

В настоящей работе основное оборудование подстанции выбирается по номинальному напряжению присоединений, максимальному длительному току, по отключающей способности и стойкости к токам короткого замыкания, также при выборе оборудования учтена температура наружного воздуха и степень загрязнения окружающей среды.

Номинальный ток (рабочий) при нормальных условиях эксплуатации:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,7 \text{ А}.$$

Расчетный ток продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки:

$$I_{p.\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 44,4 \text{ А},$$

где $S_{T.\text{ном}}$ – мощность установленного трансформатора; U_H – номинальное напряжение.

3.1 Высоковольтный выключатель

Выключатели высокого напряжения предназначены для оперативной и аварийной коммутаций в электроэнергетических системах. Во включенном положении выключатель должен длительно пропускать токи нагрузки (номинальные рабочие токи электроустановки) и кратковременно – аварийные.

Конструкция высоковольтного выключателя состоит из:

- контактной системы с дугогасительным устройством (камера);
- токоведущих частей (вводные шины);
- корпуса;
- изоляционной конструкции;
- приводного механизма.

Раньше в электроэнергетических системах на 110 кВ применялись масляные баковые, маломасляные колонковые и воздушные выключатели различных типов. За последние годы заметно выросло количество повреждений высоковольтных выключателей различных классов напряжения.

Основными причинами являются:

- износ основных узлов;
- эксплуатация в тяжелых климатических условиях;
- низкое качество ремонта, использование не качественных материалов при ремонте.

В 70-е годы широко использовались масляные и воздушные высоковольтные выключатели которые имеют свои преимущества, и свои существенные недостатки. Основными недостатками выключателей данных типов являются свойства сред, используемых в этих аппаратах для изоляции и гашения дуги.

В настоящее время выключатели с вакуумными и элегазовыми дугогасящими устройствами (ДУ) вытесняют масляные, электромагнитные и воздушные выключатели.

Согласно нормативным документам при реконструкциях понизительных подстанций в ОРУ 110 – 220 кВ из – за отсутствия каких-либо альтернативных вариантов предлагается применять элегазовые выключатели.

Морально и физически устаревшие масляные выключатели типа ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ-1, установленные на ОРУ 110 кВ подстанции «Мусорка» целесообразно заменить на элегазовые выключатели.

К установке на ОРУ 110 кВ понизительной подстанции «Мусорка» предлагаются следующие типы выключателей:

- Выключатель колонковый ВГП-110 производства ОАО ВО «Электроаппарат» г. Санкт-Петербург;
- Выключатель бакового типа ЗАР1DT-145/ЕК производства ЗАО «АК Евроконтракт».

Необходимо провести сравнительный анализ двух видов выключателей и сделать выбор в пользу более экономичного и технически выгодного варианта. Сравнительный анализ технических характеристик выключателей типов ВГП-110 и ЗАР1DT-145/ЕК представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Сравнительный анализ технических характеристик выключателей

Наименование параметра	ВГП-110-40 У1	ЗАР1DT-145/ЕК
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный ток, А	2500	до 3150
Номинальный ток отключения, кА	40	до 40
Ток термической стойкости	40	до 40
Собственное время отключения, с.	0,03	0,034
Полное время отключения, сек.	0,055	0,057
Собственное время включения, с.	0,6	0,063
Гарантийный срок, лет	5	5
Цена, руб.	3 981 000	4 352 000

После анализа данных таблицы 2, выбор сделан в пользу выключателя типа ВГП-110, так как данный вид выключателя обладает необходимыми

техническими характеристиками, по ценовому показателю является наиболее экономически выгодным.

Выключатель типа ВГП 110 представлен на рисунок 5.

Выключатель ВГП-110, как и любой аппарат, является пожаробезопасным. Материалы, поддерживающие горение, отсутствуют в конструкции изделия. Выключатель ВГП-110 является взрывобезопасным, что отличает его от многих аналогов. Металлическая мембрана и демпфер, сглаживающий воздействие ударных волн, возникающих при коммутациях, защищают каждый высоковольтный полюс от разрушения при резком повышении давления в камере.

Необходимо проверить выключатель типа ВГП-110 на возможность установки на ОРУ 110 кВ подстанции «Мусорка». Проверку выключателей необходимо производить по важнейшим параметрам:

1) проверка по напряжению:

$$\begin{aligned}U_{ном} &\geq U_{сет.ном}; \\U_{ном} &= 110кВ; \\U_{сет.ном} &= 110кВ; \\110кВ &= 110кВ.\end{aligned}$$

2) проверка по длительному току

Установленное оборудование, подлежащее замене, рассчитано на рабочие токи 1250А. В последнее время в мире и России идет тенденция к увеличению электропотребления, следовательно, новое оборудование должно отвечать этим тенденциям. В связи с этим выбран выключатель с рабочим током 2500А.

$$\begin{aligned}I_{ном} &\geq I_{max}; \\I_{max} &= 44,4А; \\I_{ном} &= 2500 А; \\2500 А &\geq 44,4А.\end{aligned}$$



Рисунок 5 – Выключатель ВГП-110-40 У1

3) проверка на симметричный ток отключения

$$I_{откл.ном} \geq I_{нт};$$

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА.}$$

$$I_{нт} = 6,3 \text{ кА;}$$

$$40 \text{ кА} \geq 6,3 \text{ кА.}$$

4) проверка возможности отключать апериодическую составляющую тока КЗ:

$$i_{a.ном} \geq i_{ат};$$

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

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 = \sqrt{2} \cdot 45 \cdot 40 / 100 = 20,04;$$

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

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 6300 \cdot e^{-0,054/0,05} = 3020,22 \text{ A};$$

$$\tau = 0,01 + t_{с.в.};$$

$$\tau = 0,01 + 0,044 = 0,054 \text{ с};$$

$$20,04 \geq 3,02,$$

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

5) проверка по включающей способности.

$$I_{дин} \geq I_{н0},$$

$$I_{дин} = 40 \text{ кА},$$

$$I_{н0} = 6,3 \text{ кА},$$

$$40 \geq 6,3.$$

где $i_{вкл}$ - наибольший пик тока включения, $I_{вкл}$ - номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей).

б) проверка на электродинамическую стойкость

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$$

$$81 \geq 16,36,$$

$$I_{пр.скв} \geq I_{н0},$$

$$40 \geq 16,36,$$

где $i_{пр.скв}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу, $I_{пр.скв}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

7) проверка на термическую стойкость

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k;$$

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

$$B_k = 6,3^2 \cdot (0,054 + 0,05) = 4,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{откл}$ - максимальное время отключения повреждения на этом участке (включая действие релейной защиты).

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$4800 \geq 4,12.$$

Из произведенных расчетов сделан вывод о возможности установки выключателя марки ВГП-110-40 У1 на ОРУ 110 кВ понизительной подстанции «Мусорка», так как технические параметры выключателя удовлетворяют всем условиям проверки.

3.2 Разъединитель

Разъединители, устанавливаемые в ОРУ, должны обладать соответствующей изоляцией и надежно выполнять свои функции.

В целях улучшения обслуживания подстанции «Мусорка», разъединители 110 кВ предусмотрены с электродвигательными приводами главных ножей и выносными блоками управления.

Выбранный разъединитель должен удовлетворять следующим показателям:

а) по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

б) по току:

$$I_{пик} \leq I_{ном};$$

в) по электродинамической стойкости:

$$I_{уд} \leq I_{дин};$$

г) по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}.$$

Устаревшие разъединители типов РНДЗ-2-11-/1000 с рычажным приводом типа ПР-90 и марки РДЗ-1б-110/1000, установленные на ОРУ 110 кВ понизительной подстанции «Мусорка» подлежат замене при реконструкции. Разъединители выполнены в виде отдельных полюсов. Эти разъединители не имеют электродвигательного привода, а переключаются мускульной силой человека, что не безопасно для оперативного персонала. Так как срок службы разъединителей истек, их фарфоровые изоляторы представляют угрозу разрушения в момент переключений.

К установке на ОРУ 110 кВ подстанции «Мусорка» предлагаются следующие типы трёхполюсных разъединителей с электродвигательным приводом и изоляторами из полимерных материалов:

- Разъединитель SGF 123n производства ЗАО «АББ-УЭТМ»;
- Разъединитель РГП СЭЩ 110 кВ.

Необходимо провести сравнительный анализ двух видов разъединителей и сделать выбор в пользу более экономичного и технически выгодного

варианта. Сравнительный анализ технических характеристик разъединителей типов SGF 123n и РГП СЭЩ 110 кВ представлен в таблице 3.

После анализа данных таблицы 3, выбор сделан в пользу разъединителя типа РГП СЭЩ 110 кВ, так как данный вид разъединителя обладает необходимыми техническими характеристиками, по ценовому показателю является наиболее экономически выгодным.

Таблица 3 – Сравнительный анализ технических характеристик разъединителей

Наименование параметра	SGF 123n	РГП СЭЩ 110кВ
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный ток, А	1600(2500)	1250(2000)
Ток термической стойкости, кА	40	40
Ток эл.динамической стойкости, кА	100	100
Цена, руб.	320 000	250 000

Внешний вид разъединителя представлен на рисунок 6.

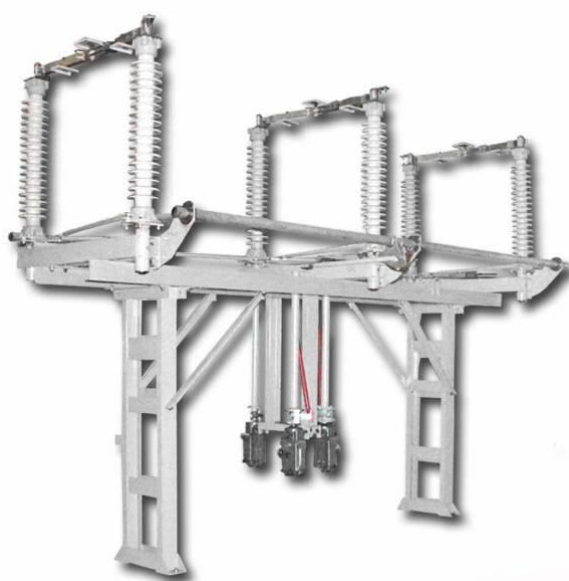


Рисунок 6 – Разъединитель типа РГП СЭЩ 110 кВ

Необходимо проверить разъединитель РГП СЭЩ 110 кВ на возможность установки на ОРУ 110 кВ понизительной подстанции «Мусорка». Проверку разъединителей необходимо производить по основным параметрам:

1) проверка по напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$$
$$110кВ = 110кВ$$

2) проверка по длительному току:

Выбираем к установке разъединители с рабочим током 2000А.

3) проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{дин} \geq i_{уд};$$
$$i_{дин} = 100кА;$$
$$i_{уд} \geq 16,36кА;$$
$$100кА \geq 16,36кА,$$

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

4) проверка на термическую стойкость

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k;$$
$$B_k = I_{н.0}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a);$$
$$B_k = 6,3^2 \cdot (0,054 + 0,05) = 4,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{откл.}$ - максимальное время отключения повреждения на этом участке (включая действие релейной защиты).

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$
$$4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 4,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Из произведенных расчетов сделан вывод о возможности установки разъединителя марки РГП СЭЩ 110 кВ на ОРУ 110 кВ понизительной подстанции «Мусорка», так как технические параметры выключателя удовлетворяют всем условиям проверки.

3.3 Трансформатор тока

На территории ОРУ 110 кВ ПС «Мусорка» согласно ряду положений трансформаторы тока должны устанавливаться, как перед высоковольтными выключателями, так и встраиваться в ввода силовых трансформаторов.

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов реле (1 или 5 А), а также для «отделения» цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Физически и морально устаревшие трансформаторы тока типов ТФЗМ - 110/300/5 и ТФЗМ-110/800/5, установленные на ОРУ 110 кВ подстанции подлежат замене при реконструкции.

К установке на ОРУ 110 кВ понизительной подстанции «Мусорка» предлагаются следующие типы трансформаторов тока:

- Трансформатора тока наружной установки ТФЗМ 110Б;
- Трансформатор опорный литой ТОЛ- 110 УХЛ1.

Необходимо провести сравнительный анализ двух видов трансформаторов тока и сделать выбор в пользу более экономичного и технически выгодного варианта. Сравнительный анализ технических характеристик трансформаторов тока типов ТФЗМ 110Б и ТОЛ- 110 УХЛ1 представлен в таблице 4.

После анализа данных таблицы 4, выбор сделан в пользу трансформатора тока типа ТОЛ-110 УХЛ1, так как данный вид трансформатора тока обладает необходимыми техническими характеристиками, по ценовому показателю

является наиболее экономически выгодным. Трансформатор тока марки ТОЛ-110 УХЛ1 представлен на рисунке 7.

Литые трансформаторы тока типа ТОЛ-110 по сравнению с масляными и элегазовыми аналогами имеют некоторые преимущества:

- не требуют обслуживания в ходе эксплуатации, в отличие от элегазовых, которые требуют высококвалифицированного обслуживания;
- электрическая изоляция ТОЛ-110 соответствует требованиям ГОСТ 1516-96;
- ТОЛ-110 пригоден для эксплуатации в районах со II и III степенью загрязнения по ГОСТ 9920-89;
- литые трансформаторы ТОЛ-110 значительно меньше по размерам по сравнению с элегазовыми;

ТОЛ-110 является экологически чистым высоковольтным трансформатором.

Таблица 4 – Сравнительный анализ технических характеристик трансформаторов тока

Наименование параметра	ТФЗМ 110Б	ТОЛ-110 УХЛ1
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный первичный ток, А	2000	2000
Номинальная частота, Гц	50	50
Номинальный вторичный ток	5	5
Число вторичных обмоток	3	3
Ток электродинамической стойкости, кА	120	153
Класс точности	0,5	0,5
Цена, руб.	153 400	145 000



Рисунок 7 – Трансформатор тока ТОЛ-110 УХЛ1

Необходимо проверить трансформатор тока ТОЛ-110 на возможность установки на ОРУ 110 кВ (1, 2 сш) подстанции «Мусорка». Проверку трансформаторов тока необходимо производить по основным параметрам:

- 1) Проверка по напряжению:

$$\begin{aligned}U_{ном} &\geq U_{сет.ном}; \\U_{ном} &= 110\text{кВ}; \\U_{сет.ном} &= 110\text{кВ}; \\110\text{кВ} &= 110\text{кВ}.\end{aligned}$$

- 2) Проверка по длительному току:

Выбираем к установке трансформаторы тока с первичным током 2000А.

- 3) Проверка на электродинамическую стойкость.

$$\begin{aligned}i_{дин} &\geq i_{yd}; \\i_{дин} &= 153\text{кА}; \\i_{yd} &= 16,36\text{кА}; \\153\text{кА} &\geq 16,36\text{кА},\end{aligned}$$

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

4) Проверка на термическую стойкость:

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k ;$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 60^2 \cdot 3 = 10800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$10800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 4,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

5) Проверка по вторичной нагрузке.

$$Z_2 \leq Z_{2 \text{ ном}} ,$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока; $Z_{2 \text{ ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности ($Z_{2 \text{ ном}}=30 \text{ Ом}$).

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на ОРУ 110 кВ осуществляется с помощью следующих контрольно-измерительных приборов: амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор, счетчики энергии. Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Данные контрольно-измерительных приборов

№ п/п	Прибор	Тип	S прибора [В·А]
1	Амперметр	Э-351	0.5
2	Счетчик активной энергии	СА4У – И672 М	2.5
3	Счетчик реактивной энергии	СР4У – И673 М	2.5
4	Варметр	Н-395	2
5	Частотомер	Э352	3
	Итого		10,5

$$Z_2 \approx r_2$$

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}},$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов

$$r_{\text{приб.}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}},$$

$$r_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}.$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{10.5}{5^2} = 0.42,$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами; I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

$r_{\text{к}}$ принимаем равным 0,1 Ом. Т.к. присоединено большое количество измерительных приборов.

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 30 - 10.5 - 0.1 = 19.4 \text{ Ом}.$$

Принимая длину соединительных проводов 100 м с медными жилами, определяем сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{19,4} = 0.09 \text{ мм}^2$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм²

Из произведенных расчетов сделан вывод о возможности установки Трансформатор тока марки ТОЛ-110 УХЛ1 на ОРУ 110 кВ подстанции «Мусорка», так как технические параметры трансформатора тока удовлетворяют всем условиям проверки.

3.4 Выбор ограничителя перенапряжения 110 кВ

На многих подстанциях для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений высоковольтного оборудования используются вентильные разрядники. Данный вид оборудования имеет ряд существенных недостатков:

- высокое значение коэффициента нелинейности материалов (тервита и вилита);
- нестабильность напряжений пробоя;
- высокий уровень шума при работе.

На ПС «Мусорка» для защиты от перенапряжений стоят вентильные разрядники, которые морально и физически устарели. Поэтому к установке принимаем ОПН-110/88-10/800 (Ш) ХЛ1 ЗАО «Феникс 88», г. Новосибирск (рисунок 8).

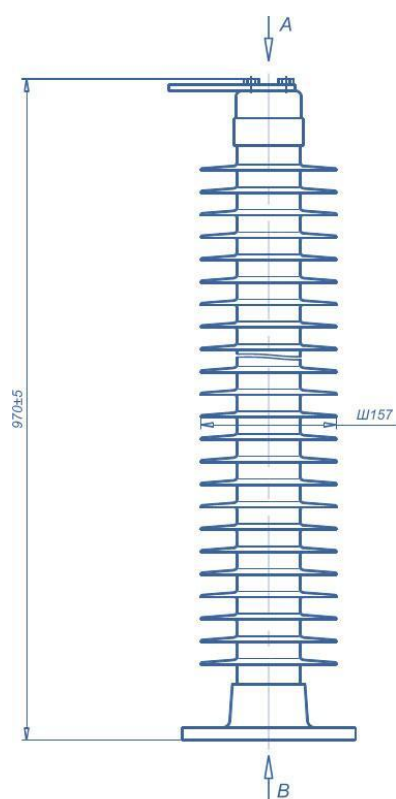


Рисунок 8 – ОПН-110 ХЛ1

3.5 Выбор жесткой ошиновки распределительного устройства 110 кВ

Для установки на подстанции «Мусорка» выбирается жесткая ошиновка на класс напряжения 110 кВ (ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки).

Выбранные шинные конструкции (жесткая ошиновка) проверяется по следующим параметрам:

1. Экономической плотности тока:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{31,7}{1} = 31,7 \text{ A}.$$

2. По длительному допустимому току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{дон}};$$

$$I_{\text{max}} = 31,7 \text{ A} \leq I_{\text{дон}} = 520 \text{ A}.$$

3. Проверка по условиям коронирования:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 24,846 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{9,772}} \right) = 27,222 \text{ кВ/см};$$

$$E = 0,354 \frac{U_{\text{ном}}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср.э}}}{r_0}} = 0,354 \frac{115}{9,772 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 500}{9,772}} = 2,302 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0;$$

$$2,463 \leq 24,5.$$

4. Проверка по нагреву током максимального режима:

$$I_{\text{P.max}} = 31,7 \text{ A} \leq I_{\text{дл.дон}} = 925 \text{ A},$$

где $I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток шины (1915Т) наружной установки при следующих характеристиках шины: наружный диаметр трубчатой шины равен 70 мм, внутренний диаметр трубчатой шины равен 64 мм.

5. Проверка по термической стойкости:

- Сечение шины:

$$S_{сеч} = \frac{\pi \cdot (D^2 - d^2)}{4} = \frac{3,14 \cdot (70^2 - 64^2)}{4} = 631,4 \text{ мм}^2;$$

$$S_{сеч} = 631,4 \text{ мм}^2 \geq \frac{\sqrt{B}}{C_T} = 62,42_k.$$

6. Проверка по электродинамической стойкости:

- Механическое напряжение в шине:

$$b_{MAX} = 7,149 \text{ МПа} \leq b_{доп} = 0,7 \cdot b_B = 247 \text{ МПа}$$

где b_{MAX} – механическое напряжение в шине; $b_{доп}$ – допустимое механическое напряжение как 70% от предела прочности.

4 Выбор оборудования на стороне 10 кВ

Распределительное устройство, собранное из стандартизированных ячеек собранных на промышленных предприятиях называется комплектным распределительным устройством.

Распределительное устройство 10 кВ выполнено в виде комплектно-распределительного устройства наружной установки, с выкатными тележками и маломасляными выключателями марки ВК. Масляные выключатели 10 кВ типа ВК, давно сняты с производства. Вследствие этого существуют сложности с приобретением запасных комплектующих к выключателям, кроме того, они морально устарели. Привода применяемые для управления данными выключателями ПП-61к также устарели и выработали

своей эксплуатационный ресурс. В данный момент существуют сложности при регулировке приводов. Поэтому принимаем решение о замене морально устаревших масляных выключателей на современные вакуумные выключатели с электромагнитными приводами.

В замен старых ячеек с масляными выключателями, к установке на подстанции принимаем ячейки КРУ-10 наружного типа марки КРУ – СЭЩ – 59, с вакуумными выключателями и другим вспомогательным электрооборудованием. Данное комплектно-распределительное устройство обладает безграничными возможностями в отношении встраиваемого оборудования. Также стоит отметить, что в эти КРУ возможно встраивать масляные, вакуумные и даже элегазовые выключатели. Данная серия более современная и широко применяется во многих распределительных сетях.

Так как на территории подстанции «Мусорка» окружающая среда не имеет химически опасных примесей к установке были выбраны ячейки КРУ типа КРУ – СЭЩ – 59 (рисунок 9) с климатическим исполнением ХЛ1, компании «Производственно-коммерческая компания «КЭРС» г. Москва. Основные технические характеристики выбранной ячейки КРУ представлены в таблице 6.



Рисунок 9 – КРУ типа КРУ – СЭЩ – 59

Номинальный ток (рабочий) при нормальных условиях эксплуатации:

$$I_{норм} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,8 \text{ А}.$$

Расчетный ток продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки:

$$I_{р.мах} = 1,4 \cdot \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 485,55 \text{ А},$$

где $S_{Т.ном}$ – мощность установленного трансформатора; U_H – номинальное напряжение.

Таблица 6 – Паспортные данные КРУ типа КРУ – СЭЩ – 59

Номинальное напряжение, кВ	6, 10
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный ток главных цепей, А	1000
Номинальный ток отключения установочного выключателя, кА (вакуумных выключателей)	20
Вид изоляции	воздушная

4.1 Выбор выключателя 10 кВ

Выключатели для распределительного устройства 10 кВ выбирается по таким же параметрам, что и выключатель на стороне 110 кВ. К установке принимается вакуумный выключатель марки ВВ/TEL (РК «Таврида Электрик») (рисунок 10). Вводные и секционные выключатели выбираются с номинальным значением по току 1000 А, т.к. должно выполняться следующее выражение:
 $I_{ном.выкл}=10000 \text{ А} > I_{р.мах}=485,55 \text{ А}.$



Рисунок 10 – ВВ/TEL-10-40/2500

Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 7.

Таблица 7 – Вакуумный выключатель 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{мах} = 485,55 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п.о}^3 = 3,15 \text{ кА}$	$I_{откл.ном.} = 20 \text{ кА}$
$i_{а.,г} = 5,5 \text{ кА}$	$i_{а.,ном} = 20,04 \text{ кА}$
$I_{дин} = 8,44 \text{ кА}$	$I_{п.о} = 20 \text{ кА}$
$B_{к} = 1,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кном} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Стоит отметить, что необходимо также выбрать вакуумные выключатели на отходящие линии со своими параметрами по рабочему току. Выбираются выключатели типа ВВ/TEL-10-20 с номинальным значением тока 630 А.

Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор выключателей на стороне 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 121,1 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{п.о}^3 = 3,15 \text{ кА}$	$I_{откл.ном.} = 20 \text{ кА}$
$i_{а.,\tau} = 5,5 \text{ кА}$	$i_{а.,ном} = 20,04 \text{ кА}$
$I_{дин} = 8,44 \text{ кА}$	$I_{п.о} = 20 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 1,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa.ном} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.2 Выбор разъединителя на стороне 10 кВ

В шкафах КРУ также для создания видимого разрыва в электрической сети применяются линейные разъединители. В вводных и секционных шкафах устанавливаются разъединители типа РВР(3)-10/1000У1 (рисунок 11) с номинальным значением по току 1000 А. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 9.

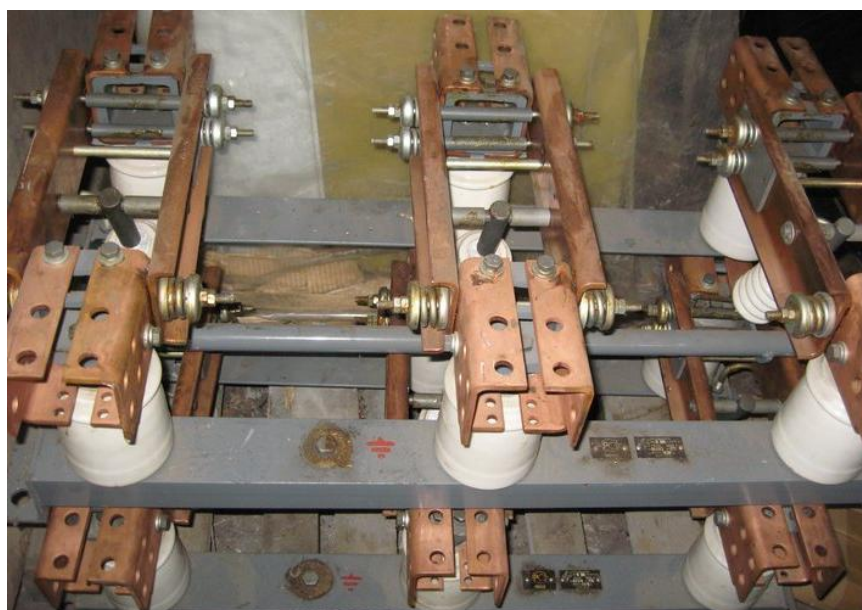


Рисунок 11 – Разъединитель РВР(3)-10/1000У1

Таблица 9 – Выбор разъединителя в вводных шкафах КРУ

Расчётные величины	Каталожные данные разъединителя
$U_c = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 485,55 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{y\partial} = 8,44 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$
$B_k = 1,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.3 Выбор трансформатора тока

Выбираем и проверяем трансформатор тока: ТОЛ – СЭЩ – 10 кВ ЗАО «Самарский электроцит» г. Самара. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 10. Трансформатор тока ТОЛ – СЭЩ – 10 кВ обеспечивает передачу сигнала измерительной информации измерительным приборам.

Таблица 10 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока ТОЛ

Расчётные данные	Данные ТОЛ-СЭЩ 10 кВ
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 485,55 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
$i_{y\partial} = 8,44 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 1,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На низкой стороне контроль за работой силового трансформатора (двухобмоточного) ведут с помощью следующего комплекта приборов: амперметр, ваттметр, варметр, счетчик активной и реактивной энергии. Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 10.

Расчет вторичной нагрузки трансформатора тока:

$$r_{приб} = \frac{10,2}{5^2} = 0,45 \text{ Ом.}$$

Для ТОЛ-СЭЩ 10 кВ в классе 0,5 $Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом.}$

Допустимое сопротивление провода:

$$r_{пров} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_{к};$$

$$r_{пров} = 1,2 - 0,45 - 0,1 = 0,65 \text{ Ом.}$$

Для подстанции применяю кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого 60 м, трансформаторы тока соединены в неполную звезду, поэтому $l_{расч} = \sqrt{3} \cdot l$, тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{расч}}{r_{пров}};$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,65} = 4,51 \text{ мм.}$$

Таблица 10 – Данные контрольно-измерительных приборов

№ п/п	Прибор	Тип	S прибора [В·А]
1	Амперметр	ЭА-0702	0,5
2	Счетчик активной энергии	ЕвроАльфа	3,6
3	Счетчик реактивной энергии	ЕвроАльфа	3,6
4	Варметр	Н-395	2
5	Ваттметр	Ц-301/1	0,5
	Итого		10,2

Принимаю контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением 5 мм².

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{5} = 0,59 \text{ Ом.}$$

Таким образом, вторичная нагрузка составляет:

$$r_2 = 0,45 + 0,59 + 0,1 = 1,14 \text{ Ом.}$$

Трансформатор тока ТОЛ – СЭЦ – 10 кВ представлен на рисунке 18.



Рисунок 12 – Трансформатор тока ТОЛ -10 кВ

4.4 Выбор ТН

Из обширного перечня трансформаторов напряжения к установке принимается трансформатор напряжения марки НАМИ – 10 кВ (рисунок 13), к которому присоединяются измерительные приборы и приборы контроля изоляции.

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на стороне 10 кВ осуществляется с помощью следующих контрольно-измерительных приборов: вольтметр, вольтметр фазный, фазометр, частотомер. Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Контрольно-измерительные приборы во вторичной цепи ТН

Прибор	Типы приборов	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							$P, Вт$	$Q, вар$
Вольтметр	Э – 351	2,0	1	1	0	1	2	---
Ваттметр	Ц-301/1	2,0	1	1	0	1	2	---
Счетчик активной энергии	САЭ – 681	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Счетчик реактивной энергии	СР4-И673М	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Итого							7,04	7,4

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

Выбранный трансформатор напряжения НАМИ – СЭЦ – 10 кВ имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков, 75 В·А. Таким образом:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

$$11,7 \leq 75.$$

Следовательно, трансформатор будет работать в выбранном классе точности. Из произведенных расчетов сделан вывод о возможности установки трансформатора напряжения марки НАМИ – СЭЦ – 10 кВ, так как технические параметры трансформатора напряжения удовлетворяют всем условиям проверки.

4.5 Выбор режима нейтрали сети 10 кВ

Большое внимание на этапах проектирования электрических сетей уделяется режиму работы нейтрали 10 кВ. Необходимо оптимально выбрать режим заземления нейтрали сети 10 кВ (способ заземления нейтрали), так как он определяет многие технические решения в работе понизительной трансформаторной подстанции.

На данный момент в РФ разрешаются следующие способы заземления нейтрали:

- Изолированная;
- Заземленная нейтраль через дугогасящий реактор;
- Заземленная нейтраль через сопротивление.

Для определения оптимального режима работы нейтрали на стороне 10 кВ необходимо знать тип электрической сети на стороне НН. Отходящие линии от подстанции «Мусорка» выполнены с помощью воздушных линий электропередач. В таблице 12 представлены подходящие режимы работы нейтрали для данного типа сети.

Таблица 12 - Режимы нейтрали электрической сети

Тип электрической сети	$U_{ном.с}$	Суммарный емкостной ток	Режим нейтрали
Сети на ВЛ	6–35 кВ	До (10 А)	Изолированная нейтраль
			Заземление через высокоомный резистор
		Более (10 А)	Заземление через ДГР

Необходимо определить значения емкостного тока каждой секций распределительного устройства низкого напряжения 10 кВ:

$$I_c = \frac{U_{ном} \cdot I_{ВЛ}}{K},$$

где $U_{НОМ.С} = 10$ кВ; $L_{ВЛ}$ – длины воздушных линий; $K = 6$ – поправочный коэффициент.

В таблице 13 представлены суммарные емкостные токи каждой секции распределительного устройства 10 кВ.

Таблица 12 – Емкостные токи секций 10 кВ

Секция РУ НН 10 кВ	Емкостной ток секции	Режим нейтрали
Секция №1 (тр-р №1)	8,3 А	Изолированная
Секция №2 (тр-р №2)	8,2 А	Изолированная

Согласно полученным результатам (таблица 13) значения суммарных емкостных токов секций сборных шин не превышают 10 А, из этого следует что режим работы нейтрали остается прежним без добавления дополнительного сопротивления или реактора.

5 Собственные нужды подстанции «Мусорка»

Расчет собственных нужд подстанции 110/10 кВ «Мусорка» сведен в таблицу 14.

На реконструируемой подстанции в период эксплуатации потребность в воде, газе, топливе отсутствует.

Мощность трансформаторов СН после реконструкции составит:

$$S_{T.ном} = \frac{S_{T.ном}}{K_{\Pi}} = 97,13 / 1,4 = 69,38 \text{ кВА},$$

где K_{Π} – коэффициент допустимой аварийной перегрузки, принят равным 1,4.

К установке принимаются трансформаторы собственных нужд типа ТМГ-100/10/0,4 производства ОАО «Тольяттинский трансформатор». Оперативный постоянный ток на ПС будет организован на основе аккумуляторной батареи и двух зарядно-выпрямительных устройств с размещением в ОПУ, с автоматическим поиском «земли» в сети постоянного оперативного тока без отключения присоединений. В нормальном режиме работы ПС оборудование постоянного оперативного тока питается от подзарядных устройств, от которых также одновременно подзаряжается аккумуляторная батарея.

Проектом предусматривается установка подзарядного устройства типа ПЗНП-60-300-М2-УХЛ4 производства МПОТК «Технокомплект».

5.1 Выбор аккумуляторных батарей

На понизительной подстанции «Мусорка» будет использоваться постоянный оперативный ток. Для создания постоянного оперативного тока на подстанции необходимо установить аккумуляторные батареи (АБ) закрытого типа. Выбранные батареи должны быть экологически чистыми и безопасными в обслуживании.

Таблица 14 – Собственные нужды подстанции «Мусорка»

№ п/п	Наименование нагрузки	Кол-во ЭП, шт.	Pн одного ЭП, кВт	Суммарная мощность, кВт	cosφ	tgφ	Расчётная нагрузка на трансформатор		
							Км	P _р , кВт	Q _р , кВар
1	Двигатели приводов разъединителей и ЗН	38	0,5	19	0,85	0,62	0,6	12	7,44
2	Приводы выключателей 110 кВ	3	0,5	2	0,85	0,62	0,6	2	0
3	Освещение ОРУ	-	-	3	0,85	0,62	1	3	1,86
4	Питание РПН Т1 и Т2	2	1	2	0,85	0,62	0,6	1,2	0,74
5	Обогрев привода РПН	2	0,2	0,5	1	0	1	0,4	0
6	Освещение ОПУ	-	-	4	0,85	0,62	1	4	2,5
7	Отопление КРУН – 6 кВ	38	0,5	19	1	0	1	19	0
8	Освещение КРУН – 6 кВ	-	-	5	0,85	0,62	1	5	3,1
9	Аварийное освещение	-	-	0,8	1	0	1	0,8	-
10	Цепь оперативной блокир.	1	0,5	0,5	0,85	0,62	0,7	0,5	0,3
11	АИISKУЭ	1	4	4	1	0	1	4	0
12	Питание аппаратуры связи	-	-	0,5	0,85	1	1	0,5	0
13	Питание источника постоянного тока	2	11,7	23,4	0,87	0,57	1	23,4	13,4
14	Пожарная сигнализация	1	1,5	1,5	1	0	1	1,5	0
15	Эл.сварка	-	-	10	0,6	1,33	1	10	13,3
				Итого			-	87,3	42,64
				Суммарная нагрузка, кВА				97,13	

Для выбора номинальной емкости аккумуляторных батарей типа OGi, необходимо определить наибольшую величину тока по низкой стороне трансформаторов собственных нужд. Определяем наибольший ток низшей стороны:

$$I_{MAX.CH} = \frac{S_{TCH}}{\sqrt{3} * U_{HH}} = \frac{100}{\sqrt{3} * 0,4} = 144,5A.$$

К установке принимаются две аккумуляторные батареи типа OGi компании WBR Batterien GmbH (Германия). К установке принимается аккумуляторная батарея типа OGi с номинальной емкостью $C_{НОМ} = 200$ (А· час).

6 Выбор релейной защиты и автоматики

6.1 Релейная защита трансформатора

Согласно главе 3 Правил устройств электроустановок (ПУЭ) для защиты силовых трансформаторов к установке должны быть приняты следующие защиты:

- токовая отсечка (ТО);
- дифференциальная защита (ДЗТ);
- максимальная токовая защита (МТЗ);
- газовая защита (ГЗ);
- защита от перегрузки с действием на сигнал.

В настоящее время электротехническая промышленность изготавливает большое количество микропроцессорных средств релейной защиты. Был проведен сравнительный анализ современных микропроцессорных устройств релейной защиты, согласно которому к установке были приняты микропроцессорные блоки Сириус.

Для защиты силовых трансформаторов были выбраны микропроцессорные терминалы типа «Сириус-Т». Стоит отметить, что основной защитой силового трансформатора является дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ).

ДЗТ подключается через два трансформатора тока, которые располагаются с обеих сторон трансформатора. При использовании микропроцессорных устройств появляется возможность подключить трансформаторы тока со всех сторон в «звезду». Данное обстоятельство позволяет снизить нагрузку на вторичные цепи, так как уменьшается коэффициент схемы. Также стоит отметить, что на рабочую характеристику терминала не влияет ток нулевой последовательности, который автоматически устраняется.

Рабочая характеристика терминала «Сириус-Т» (рисунок 13) состоит из четырех рабочих участков.

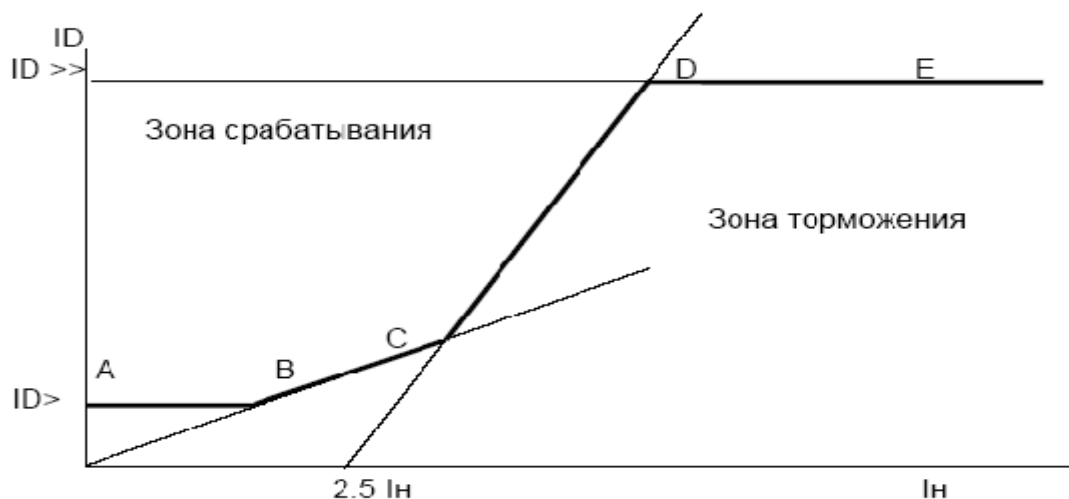


Рисунок 13 – Рабочая характеристика терминала «Сириус-Т»

Общую характеристику терминала можно описать двумя показателями:

ID – дифференциальный ток; I_H – тормозной ток.

Рабочий участок АВ является начальным. На участке АВ ток срабатывания защиты не зависит от торможения. В точке В начальный участок (характеристика) пересекается с первой тормозной характеристикой. Данный отрезок имеет наклон $P1$ и берет свое начало от начала координат. Данная характеристика работает при малых ТКЗ, т.е. в тех случаях когда погрешность ТТ невелика.

Вторая тормозная характеристика, и имеет более крутой наклон ($P2$), чем первая тормозная характеристика. Данный отрезок предназначен для при больших значения токов КЗ.

И последним участком является отрезок DE, где ток срабатывания не зависит от тормозного тока.

Ломаная линия ABCDE (рисунок 13) представляет общую характеристику ДЗТ.

Также в терминале предусмотрена блокировка позволяющая отстроить ДЗТ от броска тока намагничивания при подаче напряжения (блокировка по второй гармонике).

Выбор уставок ДЗТ выполняется по следующим условиям:

- Коэффициент торможения P1 на отрезке АВ определяется с учетом погрешности ТТ при КЗ. Погрешность не должна превышать 5%;
- Коэффициент торможения P2 определяется с учетом погрешности ТТ при КЗ. Погрешность не должна превышать 10%;
- Ток блокировки по второй гармонике принимается 12%, согласно рекомендациям завода изготовителя.

Высокая точность работы микропроцессорных терминалов, коэффициент запаса принимается равными 1,2.

6.2 Выбор уставок ДЗТ

Выбор уставок микропроцессорной ДЗТ сводится к определению параметров тормозной характеристики и проверки чувствительности. Расчёт общих уставок ДЗТ представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Общие уставки ДЗТ

Наименование	Расчетная формула	110 кВ	10 кВ
Напряжение обмоток, кВ	$U_{НОМ}$	115	10,5
Первичные номинальные токи, А	$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	31,66	346,8
Соединение обмоток ТТ		Y	Y
Коэффициент трансформации ТТ	$k_{TP} = \frac{I_H \cdot k_{cx}}{5}$	6,32	69,4
Принятый коэффициент трансформации ТТ	k_{TP}	100/5	1000/5
Номинальный первичный ток ТТ, А	I_{HTA}	100	1000
Базисный ток, А	$I_B = \frac{I_H}{I_{HTA}}$	0,32	0,35
Максимальные первичные токи КЗ, А		6,3	3,15

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:

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

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:

$$P2 = k_3 (k_{ан} \cdot k' + k'') = 1,2 (5 \cdot 10 + 16) = 37,$$

где k_{an} – коэффициент характеризующий рост погрешности.

Принимаем минимально возможное: 40%.

4. Уставка второй ступени дифференциального тока (отсечки).

Отстройка от небаланса при внешних КЗ:

$$I_D \geq I_{K3, \max} \cdot k_3 \cdot k_{an} \cdot (k' + k'') = 6.3 \cdot 1.2 \cdot (0.1 + 0.16) \text{ A}$$

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.

$$I_D \geq 6 \cdot I_H = 6.32 \cdot 31.6 \text{ A.}$$

Уставка на реле:

$$199.71 / I_{HTA} = 199.71 / 100 = 1.99 .$$

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 выпускной квалификационной работе произведена реконструкция понизительной подстанции 110/10 кВ «Мусорка». На первых этапах работы были проведены расчеты значений токов трёхфазного короткого замыкания, для дальнейшего выбора нового оборудования подстанции. После разработки мероприятий по реконструкции подстанции, к установке было принято следующее оборудование:

- на стороне 110 кВ: элегазовый выключатель марки ВГП-110-40 У1; трансформатор тока ТОЛ – 110 УХЛ1; разъединитель марки РГП СЭЩ 110 кВ ХЛ1;

- на стороне 10 кВ: были выбраны ячейки КРУ типа КРУ-СЭЩ-70 наружной установки.

Также в произведена замена морально устаревшей электромеханической релейной защиты на микропроцессорные терминалы защит типа «Сириус-Т». Произведена замена трансформаторов собственных нужд понизительной подстанции «Мусорка».

В результате выполненной реконструкции, подстанция «Мусорка» стала соответствовать всем современным нормам и требованиям.

Список использованных источников

1. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергоатомиздат, 2005.
2. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. СПб.: Энерготомиздат, 2003.
3. Сенько, В.В. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Методические указания к курсовому проектированию. Тольятти, ТГУ, 2010.
4. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. пособие для вузов/ Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. – Энергоатомиздат, 2011.
5. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций/ Рожкова Л.Д., Козулин В.С. -М.: Энергомиздат, 2003.
6. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Барыбина Ю.Г. и др. - М.: Энергоатомиздат, 2000.
7. Клементьев, В.Р. Монтаж внутризаводских электроустановок/ Клементьев В.Р. Магазинник Л.Т. –М.: Энергоатомиздат, 2006.
8. Околович, М.Н. Проектирование электрических станций. –М.: Энергоатомиздат, 2005.
9. Петрова, С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. –М.: Энергоатомиздат, 2003.
10. Проектирование электрической части станций и подстанций/ Ю.Г. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. –Л.: Энергоатомиздат, 2005.
11. Усов, В.И. Электрическая часть электростанций. –М.: Энергоатомиздат, 2007.
12. Макаров. Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ: в 6 т.: учеб.-произв. изд. Т.1/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2000.

13. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- производ. изд. Т.2/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2003.
14. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- производ. изд. Т.3/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2004.
15. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- производ. изд. Т.5/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2005.
16. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- производ. изд. Т.6/ под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Изд-во «Энергия», 2006.
17. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98/ под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.
18. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005.
19. Камнев, В.Н. Чтение схем и чертежей электроустановок/ В.Н. Камнев. – М.: Энергоатомиздат, 2006.
20. Свирен, С.Я. Электрические станции и подстанции: пособие по дипломному проектированию/ С.Я. Свирен - М.: Интермет Инжиниринг, 1990.
21. Мукосеев, Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий/ Ю.Л. Мукосеев. – М.: Энергия, 2003.
22. Двоскин, Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств/ Л.И. Двоскин - М.: Энергоатомиздат, 2005.
23. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций/ Л.Д.Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – М.: Изд. центр «Академия», 2004.
24. Басс, Э.И. Релейная защита электроэнергетических установок/ Э. И. Басс – М.: Энергоатомиздат, 2002.

25. McDonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. McDonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с
26. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. – 290 с.
27. Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering) / J. M. Gers, E. D. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.
28. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 с.
29. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.