

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 35/10 кВ Ставропольского района Самарской области»

Студент(ка)

П.В. Осипов

(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**

Темой выпускной квалификационной работы является реконструкция электрической части подстанции 35/10 кВ Ставропольского района Самарской области. Объектом работы является понизительная подстанция 35/10 кВ «Жигули» филиала ПАО «МРСК Волги» - Самарские распределительные сети.

Основными задачами работы являются расчет токов короткого замыкания подстанции; выбор современного оборудования на подстанции; расчет трансформаторов собственных нужд; выбор релейной защиты и автоматики.

Пояснительная записка содержит 53 страницы, 16 рисунков и 17 таблиц. Графический материал представлен на 6 листах формата А1.

## Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика объекта проектирования ПС «Жигули».....	8
2 Анализ электрической части «Жигули».....	13
3 Расчет токов короткого замыкания.....	18
4 Выбор и проверка оборудования ПС «Жигули».....	23
5 Собственные нужды подстанции «Жигули».....	42
6 Выбор релейной защиты и автоматики.....	44
Заключение.....	50
Список использованных источников.....	51

## Введение

Электроэнергетика России в настоящее время переживает спад и кризис, а именно: отсутствует приход денежных средств в новое строительство объектов электросетевого хозяйства; срок службы основного электрооборудования приближен к критическим показателям. Электрохозяйство распределительных сетей должно обеспечивать такую работу, чтобы в любой момент можно было покрыть максимальные пиковые нагрузки, а также в кратчайшие сроки устранить перерыв в электроснабжении. Для достижения выше сказанных целей, необходимо иметь современное оборудование, технические показатели которого соответствуют последним образцам.

Накопленный опыт проектирования, строительства и эксплуатации понизительных подстанций в отечественной и зарубежной практике работы электроэнергетических систем в условиях рыночных отношений, появление новых образцов электрооборудования и инновационных материалов позволили сформировать технические требования к подстанциям нового поколения.

Современные тенденции понизительных подстанций направлены на уменьшение эксплуатационного и ремонтного обслуживания, что в свою очередь позволяет осуществить переход к работе без обслуживающего персонала.

Электроэнергетика в России, да и в любой стране мира, в значительной мере определяет уровень развития всего народного хозяйства страны, основой которого являются электрические станции и подстанции.

В последние десятилетия энергетическая отрасль РФ испытывала значительное недофинансирование, это связано с развалом СССР, а также периодическими кризисами в экономике страны. Это привело к тому, что основная часть электростанций и подстанций морально и физически устарели и не соответствуют современным требованиям эргономичности, безопасности, надёжности и эксплуатации. Важнейшей задачей современного развития

электроэнергетики является модернизация или замена устаревшего оборудования электростанций и подстанций, что приводит к увеличению эффективности работы электроэнергетических систем, надежности и бесперебойному снабжению потребителей электроэнергией надлежащего качества.

В последнее время замечена тенденция, в рамках которой территориальные сетевые организации осуществляют мероприятия, направленные на реконструкцию электрических сетей, за счет реализации инвестиционных программ, которые утверждаются Министерством энергетики РФ для каждой организации.

Выпускная квалификационная работа посвящена реконструкции подстанции (ПС) «Жигули» 35/10 кВ, которая расположена в Ставропольском районе Самарской области, рядом с одноименным поселением с. Жигули. Необходимость реконструкции вызвана тем что, установленное на территории ПС электрооборудование морально и физически устарело.

Целью бакалаврской работы является повышение надежности функционирования подстанции в целом и электроснабжения потребителей с. Жигули.

Задачи, решаемые в рамках бакалаврской работы:

1) Замена существующих коммутационно-защитных аппаратов на стороне 35 кВ на более современные, а именно:

- замена морально устаревшего масляного выключателя ВТ – 35/800 на современный вакуумный выключатель;

- замена существующих разъединителей на разъединители РГП-35/1000У1 с электроприводами основных и заземляющих ножей ПД-14-03 У1;

- замена вентильных разрядников РВС-35, которые имеют ряд недостатков на ограничители перенапряжений ОПН-35.

В рамках предусмотренных мероприятий по реконструкции подстанции 35/10 кВ «Жигули» изменения электрической схемы будут отсутствовать.

2) Расчёт токов короткого замыкания для максимального и минимального режимов работы, а также выбор и установка современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики.

Ремонтно-эксплуатационное и техническое обслуживание после реконструкции ПС 35/10 кВ «Жигули» не изменится. В связи с этим увеличения численности рабочих по оперативному, техническому обслуживанию и ремонту подстанции не предусматривается.

При реконструкции подстанции были учтены директивные и другие нормативные правовые документы и акты: Правила устройства электроустановок (ПУЭ), Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (РД 34.20-501.95), а также техническая политика ПАО «Россети».

## 1 Характеристика объекта проектирования ПС «Жигули»

### 1.1 Анализ потребления электрической мощности ПС «Жигули»

Графики нагрузки (суточные, годовые, сезонные) показывают изменение нагрузки за определённый интервал по времени. Основная задача графиков нагрузки (ГН) заключается в определении максимальной мощности подстанции, а также для определения суточных и годовых показаний электропотребления.

ГН строятся с помощью электрических приборов: амперметр, ваттметр. Приборы могут быть самопишущие или стрелочные. В зависимости от типа прибора ГН, могут иметь форму криволинейную или ступенчатую. Для бакалаврской работы в рамках построения годового графика электрических нагрузок использовались показания с счетчиков электрической энергии.

Построение годового ГН в рамках бакалаврской работы, осуществляется на основании ГН за летний и зимний периоды, т.е. в режимные дни энергосистемы. При построении годового ГН исходными данными является нагрузка в МВт, а также время за год (8760 ч).

Продолжительность электропотребления, определяется по следующему выражению:

$$T_i = t_i \cdot N,$$

где  $t_i$  – продолжительность ступеней суточных графиков;  $N$  – количество календарных дней: зимой это 200 дней, летом это 165 дней.

В таблице 1 приведены данные по электропотреблению электрической мощности ПС «Жигули» за 20 июня 2015 г. Приведенные данные получены с помощью установленных приборов на территории ПС «Жигули».

Согласно приведенным данным в таблице 1, был построен суточный график ПС «Жигули» (рисунок 1).

Анализ суточного графика показал, что максимальное значение потребляемой мощности за сутки составило  $P_{\max} = 2,07$  МВт, а минимальное  $P_{\min} = 0,96$  МВт. Согласно нормативным документам коэффициент мощности в сельскохозяйственном секторе составляет примерно  $\cos \varphi = 0,76$ , следовательно, максимальное потребление за сутки (20 июня 2015 г.) составило  $S_{\max} = 2,73$  МВА.

Таблица 1 – Ведомость потребления электрической мощности ПС «Жигули»

Интервал времени, ч	Мощность, МВт	Интервал времени, ч	Мощность, МВт
0:00 – 1:00	1,25	12:00 – 13:00	1,07
1:00 – 2:00	1,06	13:00 – 14:00	1,20
2:00 – 3:00	1,07	14:00 – 15:00	1,20
3:00 – 4:00	0,96	15:00 – 16:00	1,81
4:00 – 5:00	1,18	16:00 – 17:00	1,56
5:00 – 6:00	1,20	17:00 – 18:00	1,24
6:00 – 7:00	1,06	18:00 – 19:00	1,46
7:00 – 8:00	1,42	19:00 – 20:00	1,50
8:00 – 9:00	1,34	20:00 – 21:00	1,52
9:00 – 10:00	1,46	21:00 – 22:00	2,00
10:00 – 11:00	1,65	22:00 – 23:00	1,12
11:00 – 12:00	2,07	23:00 – 24:00	1,33

Подстанция «Жигули» 35/10 кВ вводилась в эксплуатацию с учетом развития микрорайона. Согласно суточному графику был построен годовой график (рисунок 2) ПС «Жигули». Силовой трансформатор марки ТМ – 4 МВА на данный момент работают в номинальном режиме с коэффициентом загрузки 0,65 во время зимнего максимума. Силовые трансформаторы не перегружаются, и находятся в хорошем состоянии, поэтому их замена в рамках реконструкции не целесообразна. Процент загрузки подстанции взят с официального сайта ПАО «МРСК – Волги».



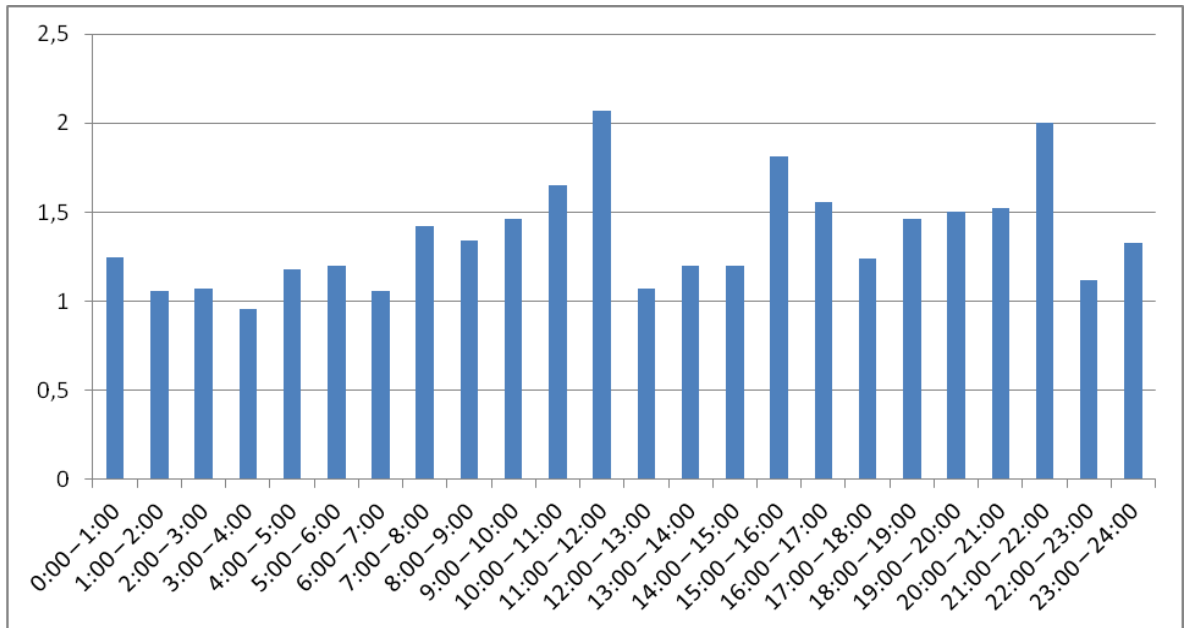


Рисунок 1 – Суточный график ПС «Жигули»

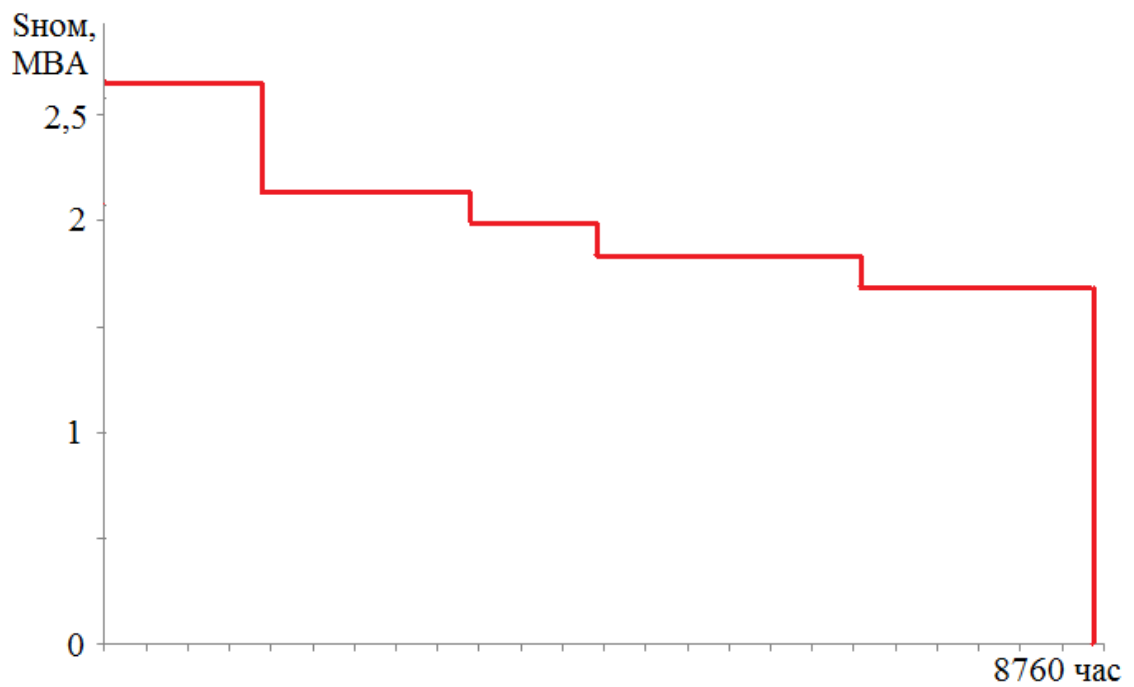


Рисунок 2 – Годовой график ПС «Жигули»

## 1.2 Описание ПС «Жигули»

Понизительные подстанции (ПС) относятся к важному звену системы электроснабжения (СЭС) городских и сельских поселений. В зависимости от территориального нахождения в энергосистеме, функционального назначения,

ПС можно классифицировать на: районные подстанции, подстанции предприятий, подстанции электрифицированного транспорта и др.

Действующая ПС 35/10 кВ «Жигули» расположена в Самарской области вблизи населенного пункта Жигули. Данная подстанция была введена в эксплуатацию в 1979 г., и в настоящее время входит в состав ПАО «МРСК – Волги» - «Самарские РС», и эксплуатируется Жигулёвским производственным отделением.

С ПС «Жигули» получают напряжение 10 кВ потребители, относящиеся ко II и III категории по надёжности электроснабжения, согласно ПУЭ. Питание ПС «Жигули» осуществляется по ВЛ – 35 кВ Жигули.

На рисунке 3 представлена схема расположения ПС 35/10 кВ «Жигули», также на рисунке изображена желтым цветом зона действия данной подстанции. Данная схема получена с помощью программы интерактивной карты центров питания ПАО «МРСК».

Подстанция «Жигули» выполнена, как районная понизительная подстанция с открытым распределительным устройством напряжением:  $U=35$  кВ, и конвертирования её в напряжение распределительной сети – 10 кВ для питания потребителей села.

На реконструируемой ПС установлен один силовой трансформатор типа ТМ-4000/35 У1 мощностью 4 МВА, напряжением 35/10 кВ с устройством регулирования напряжения без возбуждения (ПБВ): 2х2,5%.

На стороне 10 кВ ПС «Жигули» выполнена одной секционированной системой сборных шин с оборудованием 7 линейных ячеек 10 кВ. ПС «Жигули» является подстанцией с односторонним питанием.

Оперативный ток на ПС 35/10 кВ «Жигули» - переменный.

Питание собственных нужд ПС осуществляется от одного трансформатора марки ТМ-25/10.

Защита электрического оборудования ПС «Жигули» от атмосферных перенапряжений, выполняется с помощью вентильных разрядников со стороны 35 кВ, а со стороны 10 кВ – ограничителями перенапряжения (ОПН).

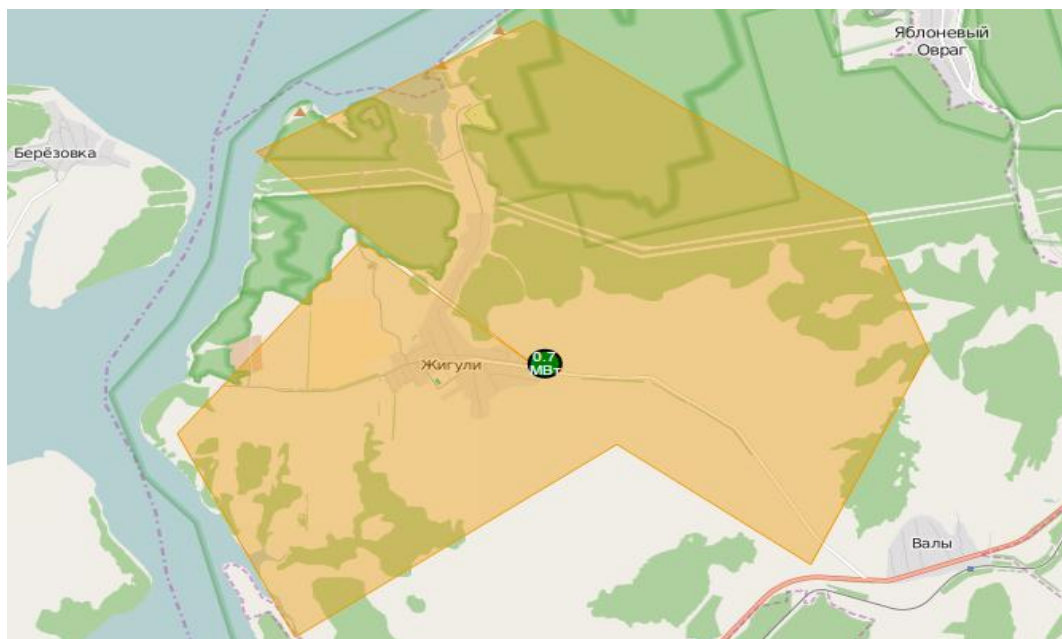


Рисунок 3 – Географическое расположение ПС «Жигули»

Для безопасности людей, живущих в с. Жигули, площадка подстанции обнесена сетчатым забором.

Подстанция функционирует без постоянного обслуживающего персонала. Обслуживание производится оперативно-выездными бригадами. Оперативные действия проводятся ежедневно с 8 – 17 ч.

Основные черты климата районов - холодная зима, жаркое сухое лето и быстрый переход от зимы к лету и от лета к зиме, неустойчивость и недостаточность атмосферных осадков, сухость воздуха, интенсивность процессов испарения и обилие солнечного освещения в течение весенне-летнего сезона.

Самые высокие абсолютные температуры (+43 °С) наблюдаются в июле, а самые низкие (-36 °С) – в конце января. Продолжительность безморозного периода: средняя – 140 дней, наименьшая – 102 день, наибольшая – 176 дней. Продолжительность зимнего периода: средняя – 153 – 157 дней, наименьшая – 126 дней, наибольшая – 168 дней.

Главная схема электрических соединений подстанции является основным показателем, который определяет все основные свойства, особенности и техническую характеристику подстанции в целом.

## **2 Анализ электрической части ПС «Жигули»**

Согласно ПУЭ, распределительное устройство – это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, содержащая электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства. Распределительное устройство, расположенное на открытом воздухе, называется открытым.

Преимущества ОРУ:

- меньший объем строительно-монтажных работ;
- экономия строительных материалов (стали, бетона, ростверки и т.д.);
- меньшие капитальные затраты;
- наименьшие расстояния между аппаратами смежных цепей, в зависимости от типа ошиновки;
- меньшие сроки ввода в эксплуатацию;
- эргономичность, т.е. возможность быстрого демонтажа старого и монтажа нового оборудования.

Недостатки ОРУ:

- менее удобное обслуживание, так как переключение разъединителей и наблюдение за аппаратами производятся на воздухе при любой погоде;
- большая площадь сооружения, в отличие от ЗРУ ;
- подверженность электрических аппаратов температурным и атмосферным катаклизмам, что усложняет их эксплуатацию и принуждает применять аппараты специальной конструкции (для наружной установки), более дорогие.

Как говорилось ранее оборудование, установленное на ПС «Жигули» физически и морально устарело, по этой причине на ПС «Жигули» происходят частые аварийные ситуации.

На данный момент на подстанции применяется схема с выключателем на стороне высшего напряжения. Установлено следующее оборудование на стороне 35 кВ (ОРУ):

1. Масляный выключатель марки ВТ – 35/800 (рисунок 4) с пружинным приводом марки ПП – 67К. Масляный выключатель – это электрооборудование переменного тока, предназначенное для включения и отключения в нормальном режиме и при К.З. электрической цепи. Данный выключатель представляет собой аппарат со встроенными трансформаторами тока типа ТВ-35П. Характеристики выключателя ВТ- 35/800 представлены в таблице 2.



Рисунок 4 – Внешний вид выключателя марки ВТ – 35 кВ

Современная тенденция в сфере электроэнергетики, заключается от ухода масляных выключателей, т.к. данные выключатели имеют ряд существенных недостатков, таких как:

- наличие большого количества масла, что в свою очередь приводит к большим габаритам и массам как самих выключателей, так и распределительных устройств в целом;

- повышенная пожаро- и взрывоопасность;
- необходимость наличия специального масляного хозяйства на территории ПС.

Таблица 2 – Паспортные данные выключателя марки ВТ – 35/800

Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение кВ,	40,5
Номинальный ток, А	800
Номинальный ток отключения, кА	12,5
Номинальный ток включения, кА:	
эффективное значение периодической составляющей	12,5
амплитудный	31
Собственное время отключения при номинальном напряжении, не более, с:	
с приводом ПП-67	0,12
Масса, кг	750
Габариты, мм	1930 x 924 x 1940
Установочные размеры, мм	1795 x 860

2. Разъединитель марки РНДЗ-2-35/1000 (рисунок 5) с пружинным приводом марки ПРН-220М. Основные паспортные параметры приведены в таблице 3. РНДЗ-35 предназначены для коммутационных операций – включения/отключения обесточенных участков электрической сети высокого напряжения 35 кВ.

Таблица 3 – Паспортные параметры РНДЗ-2-35/1000

Номинальный ток, А	1000
Ток термической стойкости, кА	25
Ток электродинамической стойкости, кА	63
Время короткого замыкания главных ножей, с	3
Допустимое тяжение проводов, Н	500
Габариты, мм	1030x540x765
Масса, кг	56,5

Главными недостатками разъединителя такого типа являются неустойчивость к большим ветровым нагрузкам, а также необходим периодический ревизионный осмотр контактной системы.



Рисунок 5 – Разъединитель марки РНДЗ-2-35/1000

3. Разрядник марки РВС-35 кВ У1 (рисунок 6). Данные разрядники предназначены для эксплуатации в районах с умеренным и тропическим климатом. Основные паспортные данные разрядника приведены в таблице 4.

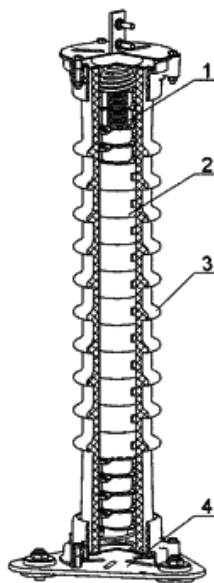


Рисунок 6 – Разрядник марки РВС – 35 кВ

Релейная защита выполнена на электромеханических реле, которые морально устарели и не обеспечивают достаточную надежность электроснабжения потребителей.

В настоящее время в связи со сложившейся ситуацией в мире, в России идет масштабная политика по импорту замещению. Данная политика также затронула сферу энергетики, таким образом в работе необходимо выбирать оборудование отечественного производства отвечающим современным требованиям.

Таблица 4 – Паспортные параметры РВС – 35

Технические параметры	РВС-35
Напряжения сети, кВ	35
Номинальное напряжение, кВ	40,5
Пробивное напряжение при частоте 50 Гц в сухом состоянии и под дождем, кВ действующее :	78 98
- не менее	
- не более	
Импульсное пробивное напряжение при предразрядном времени от 2 до 20 мкс, кВ - не более	125
Остающееся напряжение при волне импульсного тока 8/20 мкс, кВ, не более	
- с амплитудой тока 3000 А	122
- с амплитудой тока 5000 А	130
- с амплитудой тока 10000 А	143
Токовая пропускная способность :	
- 20 импульсов тока волной 16/40 мкс, кА	10,0
- 20 импульсов тока прямоугольной волной длительностью 2000 мкс, А	150



### 3 Расчет токов короткого замыкания ПС «Жигули»

Короткое замыкание – это процесс нарушения нормального функционирования электрической сети, вызванное аварийной ситуацией: замыкание фаз, замыкание на землю в сетях. Короткое замыкание может возникать по ряду причин: нарушение изоляции; механическое соприкосновение элементов, работающих без изоляции и т.д. При протекании короткого замыкания резко возрастает в электрической сети сила тока, что обычно приводит к механическому, а также к термическому повреждению устройства. В месте короткого замыкания может возникнуть электрическая дуга. При коротком замыкании у потребителей может снизиться питающее напряжение, а также в трёхфазных сетях возникает асимметрия напряжений, нарушающая нормальное электроснабжение.

#### 3.1 Расчет тока трехфазного коротко замыкания

На рисунке 7 представлена расчётная схема, а на рисунке 8 схема замещения.

Исходные данные для расчета:

- Система:

$$U_H = 35 \text{ кВ};$$

$$S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{кз} = 5000 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

- Линия:

$$x_{y01} = 0,42 \text{ Ом} / \text{км};$$

$$l = 13,5 \text{ км};$$

$$U_H = 35 \text{ кВ}.$$

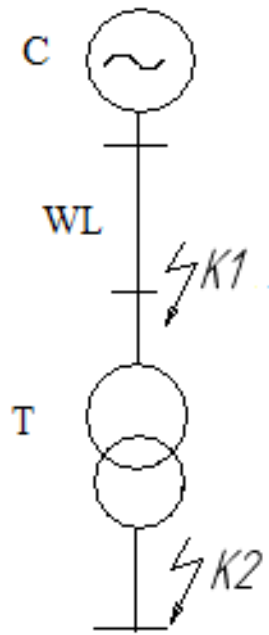


Рисунок 7 – Расчетная схема ПС «Жигули» для определения токов КЗ

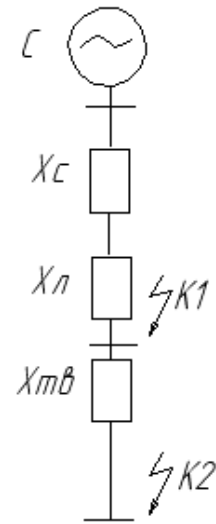


Рисунок 8 – Схема замещения ПС «Жигули» для определения КЗ

- Трансформатор:

$$S_H = 4 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Следующим этапом расчета является определение параметров схемы замещения в относительных единицах.

Система:

$$x_{*b,c} = \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}};$$

$$x_{*b,c} = \frac{1000}{5000} = 0,2.$$

Трансформатор:

$$x_{*\bar{b},T_e} = \frac{U_{к.в},\%}{100} \frac{S_{\bar{b}}}{S_{номТ}};$$

$$x_{*\bar{b},T_e} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{4} = 18,75;$$

Линия:

$$x_{*\bar{b},л} = x_{уд} l \frac{S_{\bar{b}}}{U_{cp}^2};$$

$$x_{*\bar{b},л} = 0,4 \cdot 13,5 \cdot \frac{1000}{37^2} = 3,94,$$

где  $U_{к.в} = 7,5\%$  - напряжение короткого замыкания для трансформатора марки ТМ мощностью  $S_{ном} = 4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ).

Короткое замыкание в точке К1. Результирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{*рез(\bar{b})} = x_{*\bar{b},c} + x_{*\bar{b},л};$$

$$x_{*рез(\bar{b})} = 0,2 + 3,94 = 4,14.$$

Базисный ток:

$$I_{\bar{b}} = \frac{S_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{b}}};$$

$$I_{\bar{b}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*\bar{b}}}{x_{*рез(\bar{b})}} \cdot I_{\bar{b}};$$

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{4,14} \cdot 15,6 = 3,77 \text{ кА}.$$

Ударный ток к.з.:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial};$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 3,77 \cdot 1,8 = 9,57 \text{ кА},$$

где  $k_{y\partial} = 1,8$  – ударный коэффициент по справочным данным.

Короткое замыкание в точке К2. Результирующее сопротивление до точки К2:

$$x_{*рез(\bar{b})} = x_{*\bar{b},c} + x_{*\bar{b},л} + x_{*\bar{b},T_г} = 0,2 + 3,94 + 18,75 = 22,89.$$

Базисный ток:

$$I_{\bar{b}} = \frac{S_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{b}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,1 \text{ кА}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*\bar{b}}}{x_{*рез(\bar{b})}} \cdot I_{\bar{b}} = \frac{1}{22,89} \cdot 55,1 = 2,41 \text{ кА}.$$

Ударный ток к.з.:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 2,41 \cdot 1,96 = 6,7 \text{ кА},$$

где  $k_{уд} = 1,96$  – ударный коэффициент.

Данные расчетов токов КЗ сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Данные расчета токов КЗ

№ п/п	$U_H$ , кВ	$K_{уд}$	$I_K^{(3)}$ , кА	$i_{уд}$ , кА
К1	37	1,8	3,77	9,57
К2	10,5	1,96	2,41	6,7

## **4 Выбор и проверка оборудования ПС «Жигули»**

В электрической сети линий установлены электрические аппараты, которые необходимы для эксплуатационных операций: включений/отключений, во время аварийных перегрузках и коротких замыканиях, а также для отключения аппаратов питающих линий от сборных шин или от сети при их текущих и плановых ремонтах.

При выборе изготовителя электрического оборудования, необходимо учитывать следующие требования:

- наличие сервисного центра работающего в режиме 24/7;
- успешный опыт поставки электрооборудования на производственные площадки;
- инновационные решения в конструкциях оборудования;
- наличие технических решений для не стандартных проектов.

### **4.1 Выбор и проверка оборудования на стороне 35 кВ**

#### **4.1.1 Высоковольтный выключатель**

Морально и физически устаревший масляный выключатель типа ВТ-35/800, установленный на ОРУ 35 кВ ПС «Жигули» целесообразно заменить на вакуумный выключатель.

Вакуумные выключатели одни из самых современных типов высоковольтных выключателей. Данный тип выключателей широкого нашел применение в распределительных устройствах 6 – 35 кВ, также идут разработки по внедрению данных выключателей в РУ 110 кВ.

Достоинства вакуумных выключателей заключается в следующем: простота конструкции; минимальные затраты на ремонт, т.е. при выходе из строя дугогасительной камеры производится замена одного блока; возможность работы выключателя в любом положении в пространстве; высокая степень коммутационной износостойкости; малые размеры; высокие показатели пожаро- и взрывобезопасности; отсутствие шума при коммутационных

операциях; удобство эксплуатации обслуживающим персоналом; малые эксплуатационные затраты.

Недостатки у вакуумных выключателей, также имеются: небольшие номинальные токи и токи отключения отечественных аналогов (разработки с высокими показателями имеет только компания АВВ.

К установке на ОРУ 35 кВ предлагаются следующие типы вакуумных выключателей:

– выключатель вакуумный марки ВР35НСМ производства ЗАО «Высоковольтный союз» г. Екатеринбург;

– выключатель вакуумный марки ВВН – СВЭЛ – 35 кВ производства АО «Группа Свердлов Электро», г. Екатеринбург.

Необходимо провести сравнительный анализ двух видов выключателей и сделать выбор в пользу более экономичного и технически выгодного варианта.

Сравнительный анализ технических характеристик предполагаемых выключателей отображен в таблице 6.

После сравнительного анализа данных таблицы 6, выбор сделан в пользу вакуумного выключателя типа ВВН – СВЭЛ – 35 кВ, так как данный вид выключателя обладает необходимыми характеристиками, и по ценовой политике является наиболее экономически выгодным и целесообразным.

Выключатели серии ВВН – СВЭЛ – 35 кВ предназначены для коммутационных операций в электрических цепях при различных режимах в трехфазных сетях, возможность установки как в ОРУ, так и в ЗРУ.

Выключатель АО «Группа СВЭЛ» состоит из трех полюсов, каждый из которых собран на отдельной крышке. Полюса соединены между собой в один общий комплект междуполюсными муфтами. Выключатель управляется электромагнитным приводом.

По желанию Заказчика ввода могут быть изготовлены из с фарфора, так и кремнийорганического материала. Вакуумный выключатель типа ВВН – СВЭЛ – 35 кВ представлен на рисунок 9.

Таблица 6 – Сравнительный анализ технических характеристик выключателей

Наименование параметра	ВР35НСМ	ВВН – СВЭЛ – 35 кВ
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5	40,5
Номинальный ток, А	1600	до 1600
Номинальный ток отключения, кА	20	25
Ток термической стойкости	20	25
Ток электродинамической стойкости	52	62,5
Собственное время отключения, с.	0,055	0,04
Полное время отключения, сек.	0,07	0,06
Срок службы, лет	30	30
Гарантийный срок, лет	5	5
Цена, руб.	799 000	701 000



Рисунок 9 – Вакуумный выключатель ВВН – СВЭЛ – 35 кВ

Необходимо проверить выключатель типа ВВН – СВЭЛ – 35 кВ на возможность установки на ОРУ 35 кВ ПС «Жигули». Проверку выключателей необходимо производить по важным параметрам, предусмотренных ГОСТ.

Проверку выключателей необходимо производить по следующим параметрам:

- 1) проверка по напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном};$$



2) проверка по длительному току

$$I_{ном} \geq I_{max};$$

3) проверка на симметричный ток отключения

$$I_{откл.ном} \geq I_{н\tau};$$

4) проверка возможности отключать апериодическую составляющую тока КЗ:

$$i_{a.ном} \geq i_{a\tau};$$

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

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

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:

$$I_{дин} \geq I_{н0};$$

6) проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{пр.скв} \geq I_{н0},$$

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

7) проверка на термическую стойкость

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k;$$

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

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

Расчетные токи продолжительного режима:

$$I_{max} = \frac{S_{Г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62,5 \text{ A.}$$

Выбор и расчет высоковольтного выключателя сведены в таблице 7.

Таблица 7 - Выбор выключателей на стороне 35кВ

Параметры для выбора	Расчётные величины	ВВН – СЭЩ – 35 кВ
$U_{ном} \geq U_c$	$U_c = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 62,5 \text{ A}$	$I_{ном} = 1600 \text{ A}$
$I_{откл.ном} \geq I_{нт}$	$I_{нт} = 3,77 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$
$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$i_{ат} = 1,96 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 15,9 \text{ кА}$
$I_{дин} \geq I_{н0}$	$I_{н0} = 3,77 \text{ кА}$	$I_{дин} = 25 \text{ кА}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 9,57 \text{ кА}$	$i_{дин} = 62,5 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 1,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Из произведенных расчетов сделан вывод о возможности установки вакуумного выключателя марки ВВН – СВЭЛ – 35 кВ на ОРУ 35 кВ, так как технические параметры выключателя удовлетворяют всем условиям проверки приведённым в ГОСТ 687 – 78.

#### 4.1.2 Выбор разъединителя на стороне 35 кВ

Разъединителем является контактный аппарат, предназначенный для коммутационных операций (включение/отключение). Основная задача аппарата это изоляция предварительно отключенной части электрической системы, от

смежных частей распределительного устройства, находящихся под напряжением.

Устаревший разъединитель РНДЗ-2-35/1000 (разъединитель, наружной установки, двухколонковый с двумя заземляющими ножами), установленные на ОРУ 35 кВ ПС «Жигули» подлежат замене при реконструкции. Разъединитель выполнен в виде отдельных полюсов (часть их смонтирована пополюсно, а часть соединена трубчатыми тягами в один трехполюсный аппарат). Срок службы разъединителей истек, их фарфоровые изоляторы представляют угрозу разрушения в момент переключений.

К установке на ОРУ 35 кВ предлагаются следующие типы трёхполюсных разъединителей с изоляторами из полимерных материалов:

- Разъединитель РДЗ.2 – 35Б/1000 УХЛ1 производства ЗАО «Энерготехника» г. Мытищи;
- Разъединитель РГП – СЭЩ – 35 кВ ЗАО «Самарский электроцит» г. Самара.

Необходимо провести сравнительный анализ двух видов разъединителей и сделать выбор в пользу более экономичного и технически выгодного варианта. Сравнительный анализ технических характеристик разъединителей типов РДЗ.2 – 35Б/1000 и РГП – СЭЩ – 35 кВ представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Сравнительный анализ технических характеристик разъединителей

Наименование параметра	РДЗ.2 – 35Б/1000	РГП – СЭЩ – 35 кВ
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5	40,5
Номинальный ток, А	1000	1000
Ток термической стойкости, кА	16	20
Ток эл.динамической стойкости, кА	40	50
Время протекания номинального кратковременного выдерживаемого тока (время короткого замыкания), с.		
- для главных ножей	3	3
- для заземляющих ножей	1	1
Цена, руб.	87000	84000

Из сравнительного анализа (таблицы 8), выбор сделан в пользу разъединителя типа РГП – СЭЩ – 35 кВ, так как данный вид разъединителя обладает необходимыми техническими характеристиками, а также имеет низкую цену по сравнению с другим аналогом. Внешний вид разъединителя представлен на рисунок 10.



Рисунок 10 – Разъединитель типа РГП – СЭЩ – 35 кВ

Необходимо проверить разъединитель РГП – СЭЩ – 35 кВ на возможность установки на ОРУ 35 кВ ПС «Жигули». Проверку разъединителей необходимо производить по основным параметрам:

- 1) проверка по номинальному напряжению сети:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- 2) проверка по длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном};$$

- 3) проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{y\partial} \leq i_{\text{дин}};$$

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

4) проверка на термическую стойкость:

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

Расчетные параметры при выборе разъединителя приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор разъединителей

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные разъединителя РГП – СЭЩ – 35 кВ
$U_{\text{ном}} \geq U_c$	$U_c = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$	$I_{\text{мах}} = 62,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{y\partial}$	$i_{y\partial} = 9,57 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 1,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Опираясь на полученные данные (таблица 9), видим, что разъединитель РДЗ-СЭЩ 35/1000 УХЛ1, выбран правильно и пригоден к установке на ОРУ – 35 кВ ПС «Жигули».

#### 4.1.3 Выбор ограничителя перенапряжения

Ограничители перенапряжений (ОПН) предназначены для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений, установленного оборудования.

Выбор ОПН необходимо выполнять в соответствии нормативного документа: Методические указания по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35кВ РАО «ЕЭС России.

Согласно нормативному документу, ОПН должны выбираться по следующим условиям: допустимое рабочее напряжение  $U_{\text{нр}}$ ; по номинальному напряжению  $U_{\text{онн}}$ ; по величине импульсного разрядного тока  $I_p$ ; по величине коммутационных перенапряжений; по величине грозовых перенапряжений; защитному уровню ограничителя; величине тока срабатывания

противовзрывного устройства (ток взрывобезопасности)  $I_{дон}$ ; по механической нагрузке.

1. Выбор наибольшего длительно допустимого напряжения ОПН, согласно ГОСТ 721.

Для сети 35 кВ с учетом технического задания ближайшее значение  $U_{нро}=40,5$  кВ. Приняты ОПНп производства «Завода энергозащитных устройств» г. Санкт- Петербург.

2. Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности. Выбранные ОПН имеют ток срабатывания противовзрывного устройства и номинальный разрядный ток равными 40 кА и 10 кА соответственно, что выше тока трехфазного КЗ на шинах ВН подстанции (3,77 кА).

3. Выбор класса энергоемкости. Величина энергоемкости ограничителя ОПНп- 35/40,5-10/550 УХЛ1 – 2,9 кДж/кВ.

4. Проверка по защитному уровню ОПН при коммутационных перенапряжениях. Выбранный ОПНп- 35/40,5-10/550 УХЛ1 (рисунок 11) соответствует заявленным требованиям.



Рисунок 11 – ОПНп – 35/40,5-10/550 УХЛ1

5. Проверка ОПН по механическим характеристикам. Ограничители опорного должны выдерживать механические нагрузки: от ветра со скоростью 30 м/с; от ветра со скоростью 15 м/с при гололеде с толщиной стенки льда до 20 мм.

#### 4.1.4 Выбор гибких шин на стороне 35 кВ

1. По экономической плотности тока:

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{62,5}{1} = 62,5 \text{ мм}^2,$$

следовательно выбираем АС – 95 мм<sup>2</sup>

2. длительно допустимому току:

$$I_{\text{max}} = 62,5 \leq I_{\text{дл.дон}} = 102 \text{ А}.$$

3. на термическую стойкость проверка не производится, так как шины расположены на открытом воздухе.

4. по условию коронированию:

$$1,07E \leq 0,8E_0;$$

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,7}} \right) = 33,73 \text{ кВ / см};$$

$$E = 0,354 \frac{U_{\text{ном}}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{сп}}}{r_0}} = 0,354 \frac{37}{0,7 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{0,7}} = 1,91 \text{ кВ / см};$$

$$1,07 \cdot 1,91 \leq 0,8 \cdot 33,73;$$

$$2,0437 \leq 26,984.$$

Согласно по полученным данным выбранные гибкие шины проходят по условию коронирования.

#### **4.1.5 Выбор трансформатора тока**

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов, реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения обслуживающего и эксплуатационного персонала.

К установке на ОРУ 35 кВ предлагаются следующие типы трансформаторов тока:

- Трансформатора тока наружной установки ТФЗМ 35Б;
- Трансформатор опорный литой ТОЛ- 35 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 – 35Б и ТОЛ – 35 УХЛ1 представлен в таблице 10.

После анализа данных таблицы 10, выбор сделан в пользу трансформатора тока типа ТОЛ-35 УХЛ1, так как данный вид трансформатора тока обладает необходимыми техническими характеристиками, по ценовому показателю является наиболее экономически выгодным. Трансформатор тока марки ТОЛ-35 УХЛ1 представлен на рисунке 12.

Литые трансформаторы тока типа ТОЛ – 35 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-35 соответствует требованиям ГОСТ 1516-96;
- ТОЛ-35 пригоден для эксплуатации в районах со II и III степенью загрязнения по ГОСТ 9920-89;
- литые трансформаторы ТОЛ-35 значительно меньше по размерам по сравнению с элегазовыми;





Рисунок 12 – Трансформатор тока ТОЛ-35УХЛ1

Таблица 10 – Сравнительный анализ технических характеристик трансформаторов тока

Наименование параметра	ТФЗМ 35Б	ТОЛ-35 УХЛ1
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5	40,5
Номинальный первичный ток, А	300	300
Номинальная частота, Гц	50	50
Номинальный вторичный ток	5	5
Номинальная нагрузка вторичной обмотки при $\cos\varphi=0,8$ ; ВА:	30	30
Трехсекундный ток термической стойкости, кА	15	15
Ток электродинамической стойкости, кА	63	63
Класс точности	0,5	0,5
Цена, руб.	120 400	116 000

Необходимо проверить трансформатор тока ТОЛ-35 на возможность установки на ОРУ 35 кВ ПС «Жигули». Проверку трансформаторов тока необходимо производить по основным параметрам. Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 11. Для измерения основных показателей на стороне ВН к установке принимается Меркурий – 230 ART ЗАО «Микрон-Энерго» г.Москва. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 12.

Таблица 11 – Данные контрольно-измерительных приборов

№ п/п	Прибор	Тип	S прибора [В·А]
1	Амперметр	Ртутный – 230 АРТ	0,1
	Итого		0,1

Расчет вторичной нагрузки трансформатора тока:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004 \text{ Ом.}$$

Для ТОЛ-СЭЩ 35 в классе точности 0,5:  $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом.}$

Допустимое сопротивление провода:

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

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,004 - 0,1 = 1,096 \text{ Ом.}$$

На территории подстанции используется кабель с алюминиевыми жилами, длина которого составляет 60 м, схема соединения трансформатора тока - неполная звезда, вследствие этого:  $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$ , тогда:

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

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{1,096} = 2,67 \text{ мм.}$$

Принимаю контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{4} = 0,73 \text{ Ом.}$$

Таким образом, вторичная нагрузка составляет:

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

Таблица 12 – Расчёт трансформатора тока 35 кВ

Расчётные данные	Данные ТОЛ-СЭЩ 35
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 62,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$
$i_{уд} = 6,7 \text{ кА}$	$I_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 1,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

#### 4.2 Выбор и проверка оборудования на стороне 10 кВ

В настоящее время при напряжении 6-10 кВ, всю большую популярность получают комплектные распределительные устройства (КРУ) с вакуумными выключателями, иногда с элегазовыми выключателями. Преимущества КРУ с вакуумными выключателями:

- минимальные эксплуатационные затраты;
- высокие параметры по взрыво- и пожаробезопасности;
- устойчивость к механическим нагрузкам (удары, вибрации);
- малые габариты;
- экологически чистые;
- малые временные сроки на монтаж.

Выбираем ячейку КРУ типа КРУ – СЭЩ – 59 (рисунок 13) с климатическим исполнением ХЛ1, производство ЗАО «Самарский электроцит» г. Самара.

Расчетные токи продолжительного режима:

$$I_{max} = \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 220,2 \text{ А.}$$



Рисунок 13 - КРУ типа КРУ – СЭЦ – 59

#### 4.2.1 Выбор выключателей на 10 кВ

Выключатель выбирается по таким же параметрам, что и выключатель на высокой стороне. К установке принят выключатель ВВ/TEL-10-31,5/1000 (рисунок 14).

Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 13.

Таблица 13 – Вакуумный выключатель 10 кВ

Выключатель ВВ/TEL-10-31,5/1000	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 220,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{н,о}^3 = 2,41 \text{ кА}^3$	$I_{откл.ном.} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{а.,\tau} = 1,4 \text{ кА}$	$i_{а.,ном} = 20,04 \text{ кА}$
$I_{дин} = 2,41 \text{ кА}$	$I_{н,о} = 31,5 \text{ кА}$
$B_{к} = 0,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кном} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$



Рисунок 14 – ВВ/TEL-10-31,5/1000

#### 4.2.2 Выбор трансформатора тока

Выбираем и проверяем трансформатор тока: ТОЛ – СЭЩ – 10 ЗАО «Самарский электроцит» г. Самара. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 14. Трансформатор тока ТОЛ – СЭЩ – 10 кВ (рисунок 15) обеспечивает передачу сигнала измерительной информации измерительным приборам.

На низкой стороне контроль за работой двухобмоточного трансформатора ведут с помощью следующего комплекта приборов: амперметр, ваттметр, варметр, счетчик активной и реактивной энергии. Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 15.

Таблица 14 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока ТОЛ-10кВ

Расчётные данные	Данные ТОЛ-СЭЩ 10 кВ
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 220,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{y0} = 6,7 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_{к} = 0,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кном} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 15 – 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



Рисунок 15 – ТОЛ – СЭЩ – 10 кВ

Расчет вторичной нагрузки трансформатора тока:

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

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

Допустимое сопротивление провода:

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

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

На территории подстанции используется кабель с алюминиевыми жилами, длина которого составляет 60 м, схема соединения трансформатора тока - неполная звезда, вследствие этого:  $l_{расч} = \sqrt{3} \cdot l$ , тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{расч}}{r_{пров}};$$
$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,65} = 4,51 \text{ мм.}$$

К установке принимается контрольный кабель с жилами из алюминия, сечением 5 мм<sup>2</sup>.

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

Таким образом, вторичная нагрузка составляет:

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

#### **4.2.3 Подбор трансформатора напряжения**

Из предлагаемого перечня трансформаторов напряжения к установке принимается трансформатор напряжения НАМИ – 10 кВ АО «Группа СВЭЛ».

Контроль за режимом работы электрооборудования на стороне 10 кВ осуществляется с помощью следующих контрольно-измерительных приборов: вольтметр, вольтметр фазный, фазометр, частотомер. Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 16.

Выбранный трансформатор напряжения НАМИ – СВЭЛ – 10 кВ имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимым 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 – СВЭЛ – 10 кВ, так как технические параметры трансформатора напряжения удовлетворяют всем условиям проверки.

Таблица 16 – 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	ЕвроАльфа	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Счетчик реактивной энергии	ЕвроАльфа	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Итого							7,04	7,4

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



## 5 Собственные нужды подстанции «Жигули»

В зависимости от типа, мощности ПС питание потребителей собственных нужд (СН) осуществляется от специально установленных трансформаторов одного или двух в зависимости от ответственности потребителей СН.

К потребителям СН подстанции относятся оперативные цепи, электродвигатели устройств охлаждения силовых трансформаторов, компрессоров, подогрев выключателей и приводов, шкафов КРУ и КРУН, зарядное устройство, вентиляция, отопление, освещение и т.д.

На простейших и одотрансформаторных ПС – как правило, устанавливается один трансформатор СН.

Для определения мощности трансформатора СН суммируется мощность всех потребителей СН и учитывается коэффициент загрузки.

На данный момент питание собственных нужд на территории подстанции «Жигули» осуществляется от одного трансформатора марки ТМ-25/10/0,23. При замене данного трансформатора собственных нужд планируется поменять оперативный ток с переменного на выпрямленный, а также произвести замену масляного трансформатора СН на современные сухие трансформаторы.

### 5.1 Расчет собственных нужд подстанции

Данная подстанция является одотрансформаторной, следовательно трансформатор собственных нужд устанавливается также один.

При установке одного трансформатора его мощность берется по полной суммарной мощности потребителей собственных нужд:

$$S_{T.C.H.} = k_3 \cdot \sum P_{i.C.H.}$$

Результаты расчета сводятся в таблицу 17.

На основании данных таблицы 17 для подстанции «Жигули» был выбран один трансформатор собственных нужд мощностью ТСЗ–25 кВА компании АО «Группа СВЭЛ» г. Екатеринбург.

Таблица 17 – Выбор мощности трансформатора собственных нужд

№ п/п	Наименование потребителей	Общая потребляемая мощность $P_{с.н.}$ , кВт, при установленной мощности трансформаторов ПС
1	Устройство охлаждения для силового трансформатора	1,0
2	Подогрев выключателей и приводов	4,4
3	Подогрев шкафов КРУН	1,0
4	Подогрев приводов разъединителей	0,6
5	Подогрев релейного шкафа	1,0
6	Освещение ОРУ	2,0
7	Привод выключателя	1
8	Привод разъединителя	1
9	Отопление КРУН	1
10	Освещение КРУН	3
11	Пожарная сигнализация	1,5
	Итого	17,5 кВт
	Всего	16,2 кВт (с учетом коэффициента загрузки $K_z=0,92$ )

## **6 Выбор релейной защиты и автоматики**

### **6.1 Общие положения**

Основной задачей релейной защиты на подстанции является обнаружение повреждений или ненормальных режимов и по возможности быстрая выдача управляющего сигнала на отключение повреждённой части или сигнализация о возникновении ненормальных режимов.

Дифференциальная защита на подстанции «Жигули» выполнена на дифференциальных реле типа ДЗТ-11. На силовом трансформаторе в качестве защиты от внешних токов короткого замыкания, предусмотрена максимальная токовая защита (МТЗ-35, МТЗ-6) на базе реле тока РТ-40 – на отключение. Защита от перегрузки выполнена на основе реле тока РТ-40.

Как видно, устройства релейной защиты на подстанции выполнены на устаревшей электромеханической аппаратуре. Эта аппаратура физически изношена, её характеристики отстают от современных требований по точности, энергопотреблению, возможности работать в экстремальных условиях. Поэтому необходимо выполнить модернизацию подстанции с переводом средств РЗА на современную базу.

Установим блоки микропроцессорной защиты фирмы «ALSTOM».

Устройства защиты фирмы «ALSTOM» кроме функций непосредственной защиты и автоматики выполняют и дополнительные функции:

- автоматический непрерывный контроль состояния устройства;
- измерение текущих величин тока, напряжения, а также вычисление на их основании мощности, сопротивления токов и напряжений прямой, обратной последовательности, дифференциального тока дифзащит;
- регистрация аварийных событий срабатывания устройства защиты и автоматики;
- передача информации на верхний уровень;
- управление устройством и выключателем присоединения с верхнего уровня.

Устройства серии MiCOM P632 обеспечивают быстродействующую трехсистемную дифференциальную защиту, используя характеристику с тремя участками наклона и два дифференциальных органа с высокой уставкой, совместно с функцией торможения при бросках тока намагничивания трансформатора, торможения при перенасыщении и торможения сквозным током. Приведение амплитуд и векторной группы выполняется просто введением номинальных данных обмоток трансформатора и установленных на них ТТ.

Кроме того, в устройства включено множество вспомогательных защитных функций. Функции защиты, которые имеются не в единственном количестве, легко назначаются для работы на определенной обмотке. Устройства P632 имеют четыре группы уставок для простоты их адаптации к изменяющимся режимам работы системы, удобный интерфейс пользователя, а также различные интерфейсы обмена данными, обеспечивают легкость изменения уставок всего устройства и считывания всех регистраторов, представленных в большом количестве. Несколько интегрированных протоколов обмена данными позволяют обмениваться данными с системой управления подстанции или системой SCADA практически любого типа.

MiCOM P632 обеспечивают гибкость при интеграции устройств в систему защиты подстанции.

## **6.2 Релейная защита трансформатора**

На основании данных полученных при ознакомлении с ПУЭ, были выбраны следующие типы защит:

- MiCOM P632 – дифференциальная защита СТ;
- MiCOM P124 – для защиты от внешних КЗ на стороне 35 кВ;
- MiCOM P122 – для защиты от внешних КЗ на стороне 10 кВ;

Защита от перегрузки трансформатора реализована в реле MiCOM P632 и MiCOM P122.

Первичный номинальный ток трансформатора в рамках выбор уставок для дифференциальной защиты:

$$I_{в.н.} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 66,1 A;$$

$$I_{н.н.} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 220,2 A.$$

Уставку по торможению в цифровых микропроцессорных терминалах, необходимо определять, как отношение дифференциального тока ( $I_d$ ) к тормозному току ( $I_t$ ). Данный параметр выражается в процентах:

$$\frac{I_d}{I_t} = K_n(K_a \cdot \varepsilon + \Delta U),$$

где  $K_n$  - коэффициент надежности ( $K_n = 1,2$ );  $\varepsilon$  - погрешность трансформаторов тока ( $\varepsilon = 10\%$ );  $K_a$  - коэффициент, характеризующий рост погрешности при больших токах ( $K_a = 1,5$ );  $\Delta U$  - диапазон регулирования коэффициента трансформации защищаемого трансформатора,  $\Delta U = 4\%$ , т.к. на трансформаторе отсутствует РПН.

$$\frac{I_d}{I_t} \geq 1,2(1,5 \cdot 10 + 4) = 22,8\%.$$

Принимается 30%-ная тормозная характеристика. Указанное значение выставляется в реле в качестве уставки дифференциальной защиты.

Чувствительность дифференциальной защиты оценивается при минимальном токе двухфазного КЗ на выводах НН трансформатора по формуле:

$$K_{\text{ч}} = I_{k3, \text{min}}^{(2)} / (0,3 I_{\text{ном.тр}}) \geq 2,$$

где  $I_{k3.min}^{(2)}$  -приведенный к стороне ВН двухфазный ток КЗ, А.

$$Kч = 3280 / (0,3 \cdot 66,1) = 165,2 \geq 2 .$$

Торможение при КЗ (трехфазное) на шинах НН подстанции, определяется по формуле:

$$Id = \left( \frac{Id}{It} \right)_{уст} \frac{I_{k.3.max}^{(3)}}{I_{ном.тр}}$$

Согласно этому:

$$Id = 30 \cdot 3280 / 66,1 = 1488 \% ,$$

т.е. уставка возросла примерно в 49 раз.

В случае превышения тока КЗ свыше  $6I_{ном.тр}$  срабатывает дифференциальная токовая отсечка. Характеристики токовой отсечки трансформатора, определяется:

$$I_{СЗ.ТО} = K_{отс} \cdot I_{кmax} ,$$

где  $K_{отс}$  - коэффициент отстройки, принимаемый для цифровых реле 1,1...1,2;  $I_{кmax}$  – ток трехфазного короткого замыкания в конце защищаемого элемента, кА.

$$I_{СЗ.ТО} = 1,2 \cdot 220,2 = 264,2 А.$$

Вычисляем ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з}} \cdot K_{\text{сх}}}{n_T},$$

где  $I_{\text{с.р}}$  – ток срабатывания защиты (первичный);  $n_T$  – коэффициент трансформации ТТ;  $K_{\text{сх}}$  – коэффициент схемы:  $K_{\text{сх}} = 1$  и при полном или неполном треугольнике  $K_{\text{сх}} = \sqrt{3}$ .

$$I_{\text{с.р}} = \frac{264,2 \cdot 1}{60} = 4,4 \text{ А.}$$

Принимаем к уставке на устройстве  $I_{\text{с.р.у}} = 5 \text{ А}$ , с действием на отключение.

Согласно вышесказанному, ток срабатывания на первичной стороне трансформатора, будет:

$$I_{\text{с.з.у}} = 60 \cdot 5 = 300 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч.о}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{к3min}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.у}}};$$

где  $K_{\text{ч.о}}$  – коэффициенты чувствительности защиты соответственно в основной зоне.

$$K_{\text{ч.о}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1530}{300} = 4,4 \geq 2,$$

т.е. условие выполняется.

Выберем уставки для защиты от перегрузки, ток срабатывания равен:

$$I_{C.3} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{PAE.MAX}.$$

$$I_{C.3} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 66,1 = 75,7 A.$$

Вычислим ток срабатывания реле:

$$I_{C.P} = \frac{75,7}{60} = 1,3 A.$$

Принимаем к уставке на устройстве  $I_{c.p.y} = 1,3 A$ , с действием на сигнал.

Тогда ток срабатывания на первичной стороне будет:

$$I_{c.z.y} = 1,3 \cdot 60 = 78 A.$$

Согласно приведенным расчетам приняли к установке MICOM P122 и MICOM P632 (рисунок 16), потому что данные виды защит удовлетворяют всем требованиям для защиты трансформатора.



Рисунок 16 – Терминал MICOM P632



## Заключение

В выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция понизительной подстанции 35/10 «Жигули» Самарской области в связи с моральным и физическим износом основного оборудования, а именно: был произведён расчет токов трёхфазного короткого замыкания и по ним выбрано оборудование подстанции. При выборе оборудования подстанции был проведен сравнительный анализ современного электротехнического высоковольтного оборудования. Согласно проделанным расчетам к установке было принято:

- на стороне 35 кВ: вакуумный выключатель марки ВВН-СВЭЛ-35/1600 УХЛ1; трансформатор тока ТОЛ-35 УХЛ, ограничитель перенапряжения; разъединитель марки РГП СЭЩ-35 кВ;

- на стороне 10 кВ: были выбраны ячейки КРУ типа КРУ – СЭЩ – 59 наружной установки с климатическим исполнением ХЛ1, производство ЗАО «Самарский электрощит» г. Самара.

Также в работе была произведена замена морально устаревшей релейной защиты на микропроцессорные терминалы защит типа «MISOM P632» производства ЗАО «Areva». Была произведена замена трансформаторов собственных нужд понизительной подстанции «Жигули» на сухие трансформаторы.

В результате произведённой реконструкции главной понизительной подстанции она соответствует 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, 1989.
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, 1990.
7. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. Барыбина Ю.Г. и др. - М.: Энергоатомиздат, 1990.
8. Белецкий, О.В. Обслуживание электрических подстанций/ Белецкий О.В., Лезнов С.И., Филатов А.А. –М.: Энергоатомиздат, 1990.
9. Клементьев, В.Р. Монтаж внутризаводских электроустановок/ Клементьев В.Р. Магазинник Л.Т. –М.: Энергоатомиздат, 1996.
10. Околович, М.Н. Проектирование электрических станций. –М.: Энергоатомиздат, 2005.
11. Петрова, С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. –М.: Энергоатомиздат, 2003.
12. Проектирование электрической части станций и подстанций/ Ю.Г. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. –Л.: Энергоатомиздат, 1985.

13. Усов, В.И. Электрическая часть электростанций. –М.: Энергоатомиздат, 1987.
14. 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, 1999.
15. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.-произв. изд. Т.2/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2003.
16. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.-произв. изд. Т.3/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2004.
17. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.-произв. изд. Т.5/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2005.
18. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.-произв. изд. Т.6/ под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Изд-во «Энергия», 2006.
19. 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.
20. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005.
21. Камнев, В.Н. Чтение схем и чертежей электроустановок/ В.Н. Камнев. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
22. Свирен, С.Я. Электрические станции и подстанции: пособие по дипломному проектированию/ С.Я. Свирен - М.: Интермет Инжиниринг, 1990.
23. Мукосеев, Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий/ Ю.Л. Мукосеев. – М.: Энергия, 1973.
24. Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок/ Б.Ю. Липкин – М.: Высшая школа, 1990.
25. Двоскин, Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств/

Л.И. Двоскин - М.: Энергоатомиздат, 1985.

26. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций/ Л.Д.Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – М.: Изд. центр «Академия», 2004.

27. Басс, Э.И. Релейная защита электроэнергетических установок/ Э. И. Басс – М.: Энергоатомиздат, 2002.

28. Mcdonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. Mcdonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с

29. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. – 290 с.

30. 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.

31. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 с.

32. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.