

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Техническое перевооружение электрооборудования РУ-0,4кВ 15ТС филиала  
ПАО «РусГидро» — «Жигулевская ГЭС»

Обучающийся

Д.А. Гоголев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., профессор, А.А. Романов

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

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Кириллова

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

## Аннотация

Тема выпускной квалификационной работы посвящена разработке проекта технического перевооружения электрооборудования РУ-0,4кВ 15ТС филиала ПАО «РусГидро» — «Жигулевская ГЭС».

В первом разделе выпускной квалификационной работы (ВКР) выполнено описание уникального предприятия – Жигулевской ГЭС (ЖГЭС). Приведена краткая историческая справка об этапах строительства и параметрах основных гидротехнических сооружений в составе одной из крупнейших гидроэлектростанций в Российской Федерации – Жигулевской ГЭС. Так же в объем первого раздела входит описание построения схемы собственных нужд ГЭС и, непосредственно, объекта исследования - распределительного устройства 0,4кВ 15ТС (РУ-0,4кВ 15ТС). В результате изучения паспортов оборудования, нормативно-технической документации доказано, что электрооборудование РУ-0,4кВ 15ТС морально и физически устарело, необходима его полная замена на более современное, надежное и энергоэффективное оборудование.

Во втором разделе работы произвели расчет электрических нагрузок для проектируемого распределительного устройства. Полученные данные необходимы для выполнения расчетов и выбора силового трансформатора с принятым оперативным наименованием 15ТС. Названные расчеты представлены в третьем разделе ВКР.

Расчет токов КЗ произведен с использованием схем прямой и нулевой последовательности для 16 точек КЗ на стороне 0,4кВ (раздел 6). Данные расчёты необходимы для правильного выбора силового оборудования и кабелей, а также проверки его на электродинамическую и термическую стойкость при КЗ (раздел 7).

Выполненная ВКР состоит из 72 страниц печатного текста, 9 основных разделов, 12 таблиц, 11 рисунков, списка литературы из 23 источников. Графическая часть представлена на 6 листах формата А1.

## **Abstract**

In the presented final qualifying work, a project was developed for the reconstruction of the power supply system of the Switchgear-0,4kV 15TS Zhigulevskaya HPP (ZhHPP). A brief description of the enterprise and the object of study itself is given, an analysis of technological disturbances in the auxiliary electrical equipment of the ZhHPP is made according to open statistical data of operation.

A set of technical solutions has been developed to significantly increase the circuit and parametric reliability of the power supply system of the reconstruction object. Calculation of electrical loads by the method of the maximum factor.

The calculation of short-circuit currents made it possible to select modern electrical equipment and check it in accordance with the established requirements. Based on the data obtained, the selection and verification of electrical equipment and conductors for the designed power supply scheme was made.

The work consists of an introduction, conclusion, 9 main sections, a list of references from 23 sources. The total amount of work is 72 pages of typewritten text. Graphic material on the final qualification work is presented in the amount of 6 drawings of A1 format.

## Содержание

Введение.....	4
1 Краткое описание филиала ПАО «РусГидро» — «Жигулевская ГЭС»....	6
1.1 Уникальность предприятия.....	6
1.2 Описание предприятия в целом.....	8
1.3 Описание системы собственных нужд .....	12
1.4 Описание РУ-0,4кВ 15ТС .....	14
1.5 Схема электроснабжения РУ-0,4кВ 15ТС .....	18
2 Расчет электрических нагрузок РУ-0,4кВ 15ТС .....	24
3 Выбор силового трансформатора для РУ-0,4кВ 15ТС.....	30
4 Выбор проводников для РУ-0,4кВ 15ТС .....	33
5 Выбор коммутационных аппаратов для РУ-0,4кВ 15ТС.....	37
6 Расчет токов короткого замыкания.....	41
6.1 Схема замещения прямой последовательности.....	41
6.2 Схема замещения нулевой последовательности.....	46
6.3 Расчет токов короткого замыкания .....	48
7 Проверка выбранного оборудования и кабелей .....	52
8 Расчет уставок релейной защиты .....	58
9 Мероприятия по повышению надежности схемы электроснабжения РУ- 0,4кВ 15ТС.....	62
Заключение.....	68
Список используемых источников.....	69
Приложение А Справочные данные для проверки КЛ .....	71
Приложение Б Исходные данные для расчета уставок защит .....	72

## Введение

Комитет Государственной Думы по энергетике 23 декабря 2020 года в директивном документе «О перспективах развития гидроэнергетики в Российской Федерации» отметил, что «Гидроэнергетика – это основа развития экономики страны». На сегодняшний день данное высказывание является достаточно емким, актуальным и справедливым. От надежного и стабильного функционирования объектов энергетики зависит качество и бесперебойность электроснабжения всех отраслей промышленности Российской Федерации, обеспечение комфортного уровня жизни граждан. С развитием и расширением агломерации крупных городов-мегаполисов, являющихся центром концентрации современной науки, техники, политики, крупных объектов жилищно-коммунального хозяйства, транспорта, потребление электроэнергии в регионах непреодолимо растет, предъявляются все более жесткие требования к качеству поставляемой электроэнергии. Именно поэтому и к объектам энергетики, так же предъявляются повышенные требования по бесперебойности и качеству производства электроэнергии.

Электроэнергия, поставляемая от гидроэлектростанций, является дешевой и экологически чистой, не требующей использования невозобновляемых ресурсов. Поэтому развитие гидроэнергетики – это основа развития страны и общества в целом. Вопросы, касающиеся стабильного функционирования объектов гидроэнергетики, относятся к категории стратегически важных государственных задач. Повышение надежности, энергоэффективности основного и вспомогательного оборудования гидроэлектростанций является актуальной задачей, требующей постоянного мониторинга и оперативных решений. В представленной работе разработан проект реконструкции электрооборудования части схемы электроснабжения системы собственных нужд одной из крупнейших гидроэлектростанций России – Жигулевской ГЭС.

Жигулевская ГЭС строилась с 1951 по 1957 годы. На станции установлено 20 гидроагрегатов. Общая мощность равна 2 млн. 488 тыс. кВт. Годовая выработка составляет 11 млрд. кВт часов. В 1958 году Правительственная комиссия приняла ГЭС в промышленную эксплуатацию.

В первые годы эксплуатации Жигулевская ГЭС была самой мощной гидроэлектростанцией в мире. Через несколько лет это первенство перешло Волжской ГЭС (Волгоградская обл.). Вскоре были построены Братская ГЭС, Красноярская ГЭС, Усть-Илимская ГЭС, Саяно-Шушенская ГЭС. Теперь Жигулевская ГЭС занимает 5 место в стране по мощности.

Цель работы заключается в проведении технического перевооружения электрооборудования РУ-0,4кВ 15ТС филиала ПАО «РусГидро» — «Жигулевская ГЭС».

Для решения поставленной цели предполагается решение следующих задач:

- анализ текущего состояния РУ-0,4кВ 15ТС с выработкой рекомендаций по повышению надежности, энергоэффективности схемы электроснабжения распределительного устройства;
- расчет силовых нагрузок электроприемников, получающих питание с НН 15ТС;
- выбор трансформаторного, кабельного и коммутационного оборудования для проектируемого распределительного устройства;
- расчет уставок релейной защиты.

Данная работа выполнена на актуальную тему, имеет определенную практическую значимость, так как полученные данные могут быть использованы инженерным составом предприятия для проведения аналогичных или смежных расчетов.

# **1 Краткое описание филиала ПАО «РусГидро» — «Жигулевская ГЭС»**

## **1.1 Уникальность предприятия**

В городском округе Жигулевск, Самарской области самым важным и крупным энергетическим объектом является Жигулевская ГЭС. Гидроэлектростанция введена в промышленную эксплуатацию в 1958 году. Жигулёвская ГЭС оборудована самыми крупнейшими гидроагрегатами в своем типе и классе по России, среди аналогичных объектов, эксплуатирует уникальное электротехническое оборудование не имеющая аналогов в мировой гидроэнергетике. Годовая выработка электроэнергии ГЭС составляет более 12 млрд кВт в час, она участвует в покрытии пикового потребления электроэнергии в Центральной части энергосистемы России.

Генеральный проект ГЭС разработан институтом Гидропроект им. С.Я. Жука под руководством члена-корреспондента АН Николаем Александровичем Малышевым. Построена ГЭС строительной организацией Куйбышевгидрострой, руководил строительством профессор Иван Василевич Комзин.

Параметры ее удивляют до сих пор: Жигулевский гидроузел состоит из железобетонного здания самой ГЭС длиной 730 метров, высотой 80 метров и шириной 100м. Объем здания – 4,5 миллиона кубических метров. В нем свободно могли бы разместиться Московский государственный университет, Исаакиевский собор и ряд других зданий.

Бетонная водосливная плотина длиной в километр способна в половодье пропустить около 40 000 кубических метров воды в секунду.

Длина земляной плотины, расположенной между водосливной плотиной и зданием ГЭС, - около 2800 метров.

Два большеразмерных шлюза с судоходными каналами занимают 13,5 км левобережной поймы.

Через все сооружения гидроузла проходят двухпутная железнодорожная магистраль и автомобильная дорога.

Созданное водохранилище площадью 6500 квадратных километров является самым крупным искусственным водоемом в мире.

Сверхдальние линии электропередачи на Москву и на Урал напряжением 500 тысяч вольт не имеют себе равных. На рисунке 1 представлен внешний вид Жигулевской ГЭС.

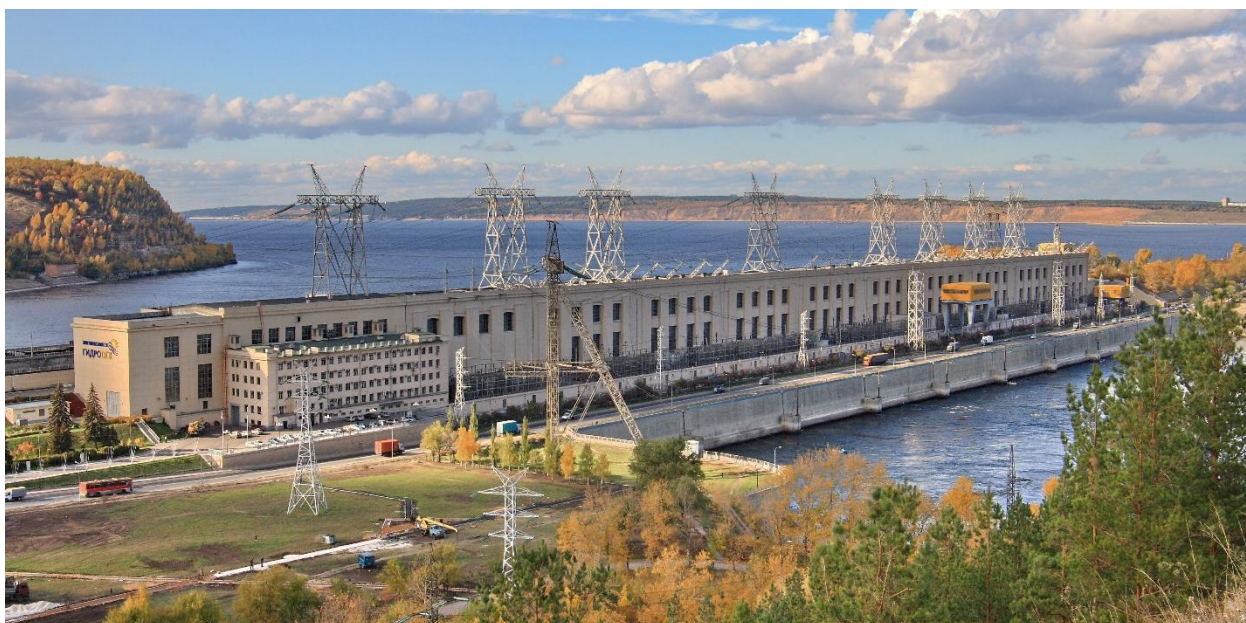


Рисунок 1 – Внешний облик Жигулевской ГЭС

Волжско-Камский каскад ГЭС расположен в пределах Волго-Камского бассейна, занимающего огромную территорию с запада на восток – от Москвы до Урала, с севера на юг – от Валдайской возвышенности, где находится исток реки Волги, до Каспийского моря, куда она впадает. Площадь только части бассейна от верховья до Жигулевской ГЭС составляет около 1 млн. 200 тысяч квадратных километров, что равно сумме территорий Англии, Франции, Германии, Бельгии и Дании. На территории Волго-Камского бассейна проживает около третьей части населения нашей страны. Волга – самая большая река Европы. Длина ее 3 690 км. В год через створ Жигулевского



гидроузла проходит 240 куб. километров воды. На Волге построено 8 ГЭС, из них самые крупные:

Иваньковская – мощность 30 тыс. кВт., построена в 1937 г. вместе с каналом им. Москвы.

Углическая – мощность 110 тыс. кВт., в эксплуатации с 1940 года.

Рыбинская ГЭС – 330 тыс. кВт. Первый агрегат введен в 1941 году. Углическая и Рыбинская ГЭС в период войны имели решающее значение в энергоснабжении Москвы и прилегающих районов. В первый год войны электростанции Москвы и Подмосковья были разрушены оккупантами, и только благодаря этим ГЭС выстояла Москва.

Нижегородская ГЭС – 500 тыс. кВт, первый агрегат введен в строй в 1955 году.

Чебоксарская ГЭС – 1 млн. 400 тыс. кВт.

Жигулевская ГЭС – 2 млн. 488 тыс. кВт. первый агрегат введен в строй в 1955 году.

Саратовская ГЭС – 1млн. 300 тыс. кВт., введена в строй в 1968 году.

Волжская ГЭС – 2млн. 500 кВт, эксплуатируется с 1960 года.

Согласно реформе энергетике в стране все ГЭС страны, в том числе и станции Волжско-Камского каскада, как оптовые производители продают свою продукцию на ОРЭ (оптовый рынок электроэнергии и мощности). Электроэнергия напряжением 500кВ выдается в Центр и на УРАЛ, напряжением 220 и 110 кВ в Самарскую энергосистему [22].

## **1.2 Описание предприятия в целом**

Земляная плотина.

Основание земляной плотины сложено мощными отложениями песков с незначительными прослойками гравия и линзами супесей. Тело плотины намыто из местных разнородных песков. В период ее строительства плавучие земснаряды забирали со дна Волги и из Телячьего острова песок с

помощью стальных труб и насосов, установленных на земснарядах, которые вместе с водой (пульпа) перекачивался по трубам большого диаметра в плотину. При этом песок откладывался в ее профиль.

Ширина плотины по верху 85 метров, по основанию (дну реки) до 500 метров. Высота ее в русле реки 45-50 метров, над Телячьим островом около 28 метров.

Чтобы плотину не размывало волнами водохранилища, высота которых при сильном ветре достигает 3-х метров, напорный откос (со стороны водохранилища) укреплен железобетонными плитами толщиной 0,5 метра. Низовой откос покрыт слоем щебня 0,2 метра для защиты от размыва стекающей воды при весеннем половодье и летних ливнях. От размыва волнами нижнего бьефа в период весеннего паводка низ откоса защищен слоем камня толщиной 1 м.

Объем насыпи песка тела плотины с примыкающей к ней дамбы составляет 28,5 млн. кубометров. В плиту крепления верхового откоса уложено 120 тыс. кубометров армированного железобетона.

Водосливная плотина.

Плотина предназначена для пропуска воды в период весеннего половодья. Для пропуска воды из водохранилища затворы поднимаются кранами. Вода, стекая по водосливам, развивает большую скорость. Для защиты от размыва песчаного дна ниже плотины находится железобетонный водобой толщиной 5-6 метров по мощному слою камня и щебня. На поверхности водобоя по всей его длине сделаны в шахматном порядке железобетонные шашки-гасители и пороги высотой 2-2,5 метра для гашения скорости потока воды. От размыва берега спасают струе направляющие гасители под углом к потоку для направления в среднюю часть отводящего канала.

За водосбоем находится рисберма из железобетона, затем идет наклонная часть рисбермы, которая спускается по откосу ковша. (Дно плотины в нижнем бьефе напоминает ковш).

Гашение напора потока воды под сооружением осуществляется водонепроницаемыми глиняным понуром шириной 75 м., покрытым железобетонной плитой, а также двумя рядами стального шпунта, забитыми в песчаный грунт на глубину 21 метр.

В бетонную плотину и крепления откосов прилегающих дамб уложено 2,3 мил. Кубометров бетона и железобетона. Выполнено 39 млн. кубометров земляных работ, забито 19,7 тонн стального шпунта.

#### Сороудерживающе сооружение (СУС).

Вода водохранилища приносит к гидростанции много плавающего древесного мусора. Чтобы не пропустить его в турбины, поперек подводящего канала возведено железобетонное сооружение, имеющее вид моста- СУС, в котором установлены стальные сороудерживающие решетки на всю глубину – 35 м. Общая длина СУС 810 метров. Древесный сор, задержанный решетками СУС удаляется грейферами с помощью кранов. Затем грузится на железобетонные платформы и вывозится за пределы сооружения.

#### Турбинное оборудование.

Высота гидроагрегата (турбина и генератор) равна 26,5 м., что соответствует восьмизэтажному дому. Коэффициент полезного действия при полной нагрузке составляет 90,5 процента.

Турбина – поворотно-лопастная, мощностью 126 тыс. кВт. при напоре воды 21 метр, число оборотов 68,2 в минуту, диаметр рабочего колеса между концами лопастей – 9,3 м., вес 426 тонн, коэффициент полезного действия 93,5%, снабжена 6 лопастями из нержавеющей стали весом 18 тонн каждая. Для переноски турбины и генератора в машинном зале есть 2 крана грузоподъемностью по 450 тн каждый.

При работе агрегата полной мощностью через турбину проходит 650-700 кубометров воды в секунду. На выработку 1 киловатт часа электроэнергии расходуется в среднем 20-22 кубометра воды.

Для сохранения высокого КПД при различных напорах и расходах воды лопасти рабочего колеса поворачиваются. Чем больше течет воды через

турбину, тем в более крутое положение поворачиваются лопасти. Поворот их происходит автоматически: маслом под давлением 25 атмосфер синхронно с поворотом лопаток направляющего аппарата. Масло поступает из маслонапорной установки [19].

Направляющий аппарат имеет 32 стальных лопатки высотой по 3,5 м. Вращение их вокруг вертикальной оси каждой производится двумя сервомоторами, в цилиндры которых поступает масло из тех маслонапорных установок под давлением 25 или 63 атмосферы. Масло давит на поршни сервомоторов, которые с помощью штоков поворачивают регулирующее кольцо. Кольцо, поворачиваясь, тянет за собой рычаги, которые поворачивают лопатку направляющего аппарата. Вода, проходя через открытый направляющий аппарат, течет в турбинную камеру и далее в отсасывающую трубу, при этом давит на лопасти рабочего колеса турбины, вращая агрегат. При закрытии лопаток поступление воды в турбинную камеру прекращается и гидроагрегат останавливается.

Генератор – вертикальный, синхронный. Диаметр статора – 17,1 м., диаметр ротора 14,3. вес генератора 1500 тн.

Вес вращающейся части агрегата с давлением воды на лопасти рабочего колеса составляет 3250 тн. Он опирается на горизонтальный подпятник, который расположен на верхней части вала у генератора. Подпятник помещен в ванну, заполненную турбинным смазочным маслом в количестве 30 тн.

От возможного радиального смещения агрегата и раскачивания турбины, ее вал удерживается на месте двумя вертикальными подшипниками, охватывающими вал

С первых дней эксплуатации Жигулевская ГЭС становится центром экспериментальных изысканий. Совместно с научно-исследовательскими и проектными институтами проводится целенаправленная работа по техническому совершенствованию оборудования, повышению его надежности, переоснащению рабочих мест, улучшению условий труда. Исследования коснулись таких малоизученных областей, как оценка

вибрационного состояния агрегатов при различных режимах работы, надежность трансформаторов и гидрогенераторов в несимметричном (двухфазном) режиме и других технических проблем. Эти исследования проводились не только без снижения суммарной выработки электроэнергии, но и при значительном повышении коэффициента использования техники.

На станции испытывалось оборудование, которое в дальнейшем устанавливалось на зарубежных ГЭС. Пример тому – ионная система возбуждения для Асуанского гидроузла (Египет). Арабские и вьетнамские специалисты перенимали опыт у жигулевских энергетиков непосредственно на рабочих местах. На Волжскую ГЭС приезжали за опытом многие специалисты из-за рубежа и действующих электростанций нашей страны.

### **1.3 Описание системы собственных нужд**

Система электроснабжения собственных Жигулевской ГЭС получает питание с шин 110кВ с последующим понижением до классов напряжения 10кВ, 6кВ и 0,4кВ. Основные трансформаторы собственных нужд по станционному классификатору обозначаются 1ТС и 2ТС. Территориально они расположены в границах открытого распределительного устройства 110кВ (ОРУ-110) и предназначены для понижения напряжения 110/10кВ. В свою очередь с шин НН 1ТС и 2ТС получают питание 2 секции 10кВ – КРУ-10кВ-1с и КРУ-10кВ-2с, которые территориально расположены на отм. 37,25 машинного зала в здании ГЭС. С шин 10кВ идет питание и разводка потребителей собственных нужд здания ГЭС и ближайших объектов. Схема построения системы собственных нужд Жигулевской ГЭС представлена на рисунке 2. В схеме собственных нужд задействовано 34 трансформатора собственных нужд, по станционному классификатору они имеют обозначения 3ТС-34ТС. В данной работе объектом реконструкции служит трансформатор 15ТС и РУ-0,4кВ 15ТС, которые территориально расположены на отм. 50,5 монтажного блока здания ГЭС.

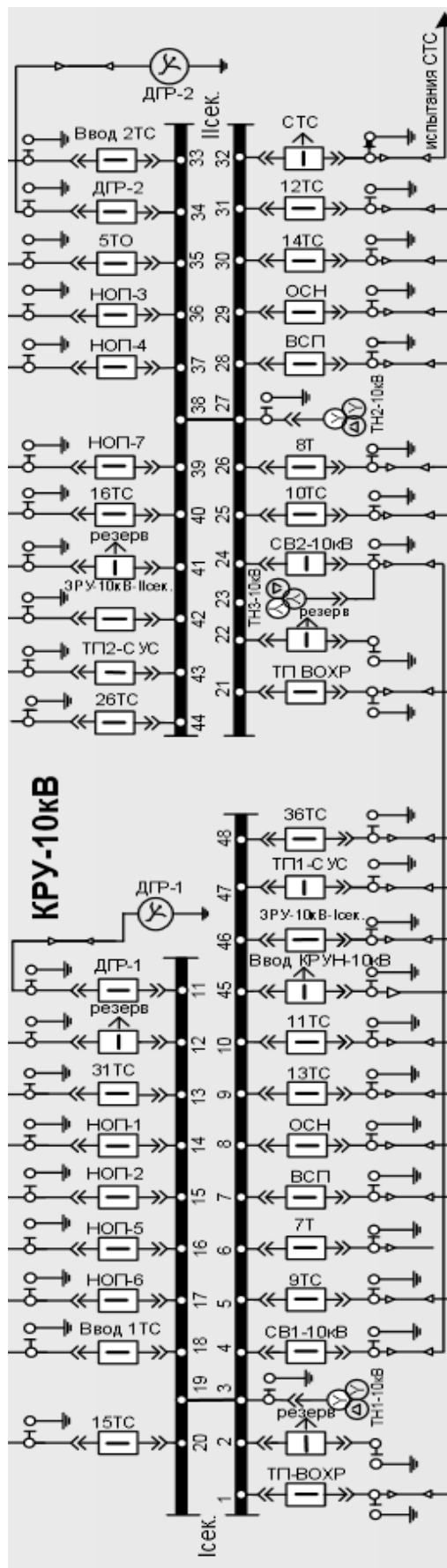


Рисунок 2 - Схема КРУ-10кВ-I и КРУ-10кВ-II секций

Основными потребителями системы собственных нужд Жигулевской ГЭС являются электродвигатели, служащие приводными механизмами для технологического и технического оборудования. На ЖГЭС сформирован список ответственных потребителей собственных нужд, обесточение которых не допускается. В состав названных потребителей входят: маслонасосы МНУ гидроагрегатов; стационарные вентиляторы охлаждения в силовых секциях тиристорной системы самовозбуждения типа СТС-2П; насосы циркуляции масла (НЦМ) в системе охлаждения трансформаторных групп 1ТГ-8ТГ; подзарядные агрегаты системы постоянного тока здания ГЭС. Условно говоря, описанные ответственные потребители СН ЖГЭС можно отнести к потребителям первой категории. Все остальные потребители относятся к 2 категории надежности, то есть режим работы которых допускает перерыв в электроснабжении на время восстановления питания.

На рисунке 2 представлена схема КРУ-10кВ-I и КРУ-10кВ-II секций.

#### **1.4 Описание РУ-0,4кВ 15ТС**

РУ-0,4кВ 15ТС представляет собой распределительное устройство с одинарной системой шин двухстороннего обслуживания. Резервирование потребителей электрической энергии, получающих питание с НН 15ТС, осуществляется от 1 секции щита собственных нужд 16ТС. Внешний вид РУ-0,4кВ 15ТС представлен на рисунке 3.

РУ-0,4кВ 15ТС расположено в здании ГЭС на отметке 50,5 монтажного блока. Отметим, что за отметку «0» условно принят уровень Балтийского моря. РУ-0,4кВ 15ТС состоит из силового трансформатора, имеющего оперативное наименование «15ТС», щита 0,4кВ, а также щита освещения. Одним из фидеров щита 0,4кВ 15ТС является 2 секция щита 0,4кВ 16ТС. РУ-0,4кВ 16ТС территориально располагается в котельной служебного корпуса Жигулевской ГЭС. Оно состоит из питающего трансформатора с принятым оперативным наименованием 16ТС, двух секций 0,4кВ, соединенных между

собой неавтоматическим рубильником с ручным приводом, шкафов и сборок. Схема электроснабжения РУ-0,4кВ 16ТС выполнена с возможностью ручного резервирования от трансформатора 15ТС. При исчезновении напряжения на вводе 15ТС или 16ТС на центральной панели сигнализации в машинном зале проходит аварийная и предупредительная сигнализация неисправности. Далее оперативный персонал в минимальные сроки вручную восстанавливает напряжение на секциях 0,4кВ РУ-0,4кВ 16ТС или РУ0,4кВ 15ТС.



Рисунок 3 – Существующее РУ-0,4кВ 15ТС и щит 0,4кВ 15ТС

Вводной ячейкой для трансформатора 15ТС является яч. № 20 КРУ-10кВ-Пс. Внешний вид названной ячейки представлен на рисунке 4. Она снабжена вакуумным выключателем 10кВ типа ВВ/TEL-10 и комплексом микропроцессорных защит типа SPAC-510. Внешний вид трансформатора 16ТС представлен на рисунке 5.

Оборудование введено в эксплуатацию в 1957 году. В состав оборудования входят:

- два масляных трансформатора 10/0,4кВ по 1000кВА каждый;
- РУ-0,4кВ 15ТС (щит 0,4кВ отм. 50,500);
- РУ-0,4кВ 16ТС (РУ котельной служебного корпуса);
- кабельные связи 10 и 0,4кВ;



- силовые распределительные сборки и ремонтные посты;
- УРЗА ячеек №20 и 40 КРУ-10кВ здания ГЭС.



Рисунок 4 – Вводная ячейка 10кВ трансформатора 15ТС

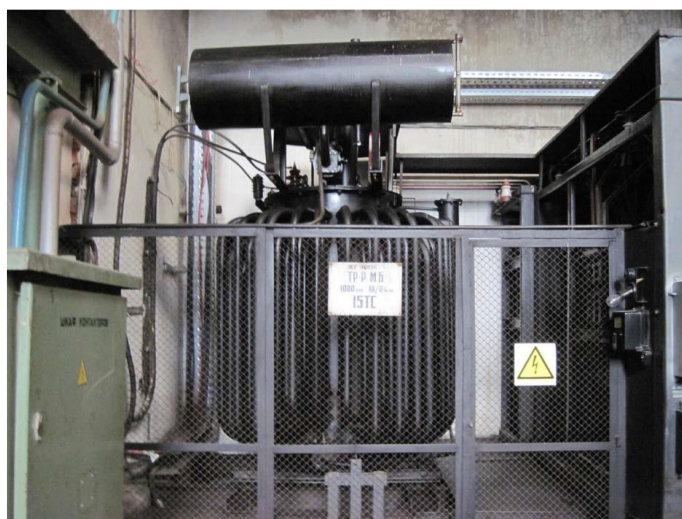


Рисунок 5 – Установленный трансформатор 15ТС ТМ-1000/10/0,4кВ

Трансформатор 15ТС типа ТМ-1000/10/0,4кВ, произведен в 1957 году на Запорожском трансформаторном заводе.

На протяжении всего жизненного цикла оборудования применялась система планово-предупредительного ремонта и технического обслуживания. На сегодняшний день производственно-техническая служба ГЭС столкнулась с проблемой отсутствия оригинальных запасных частей, а также их аналогов, необходимых для восстановления ресурса эксплуатируемого оборудования. Так же обостряет названный факт внутриполитическая обстановка, в условиях которой партнерские отношения с заводом изготовителем просто невозможны. Рассматриваемое оборудование произведено в 60-х годах прошлого столетия, соответствует старым нормам и правилам проектирования. Например, масляный трансформатор 15ТС эксплуатируется без маслоприемника, установлен внутри производственного здания, отсутствуют взрыво- и пожаро-защитные ограждения.

В ходе изучения паспортов оборудования, нормативно-технической документации можно сделать следующие выводы и рекомендации:

- электрооборудование РУ-0,4кВ 15ТС морально и физически устарело, его эксплуатация ведется с нарушениями действующих норм и правил. Необходима полная замена электрооборудования РУ-0,4кВ 15ТС на более современное, надежное и энергоэффективное;
- кабельное хозяйство, выполненное кабелями марки СБГ выработало свой ресурс (рисунок 6), не способно выдержать возрастающие токовые нагрузки от современного электрооборудования;
- строительные конструкции трансформатора 15ТС подвержены повышенному коррозионному износу и представляют угрозу действующему оборудованию;
- щит 0,4кВ РУ-0,4кВ 15ТС морально и физически устарел, отсутствует возможность подключения новых потребителей.

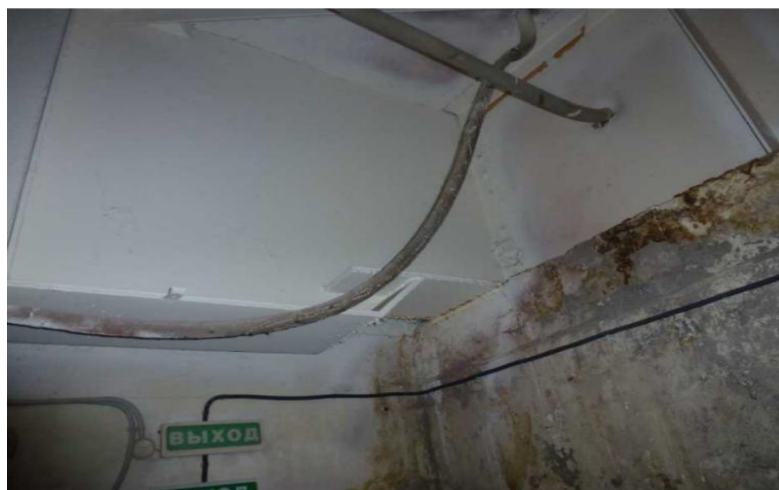


Рисунок 6 – Кабельные линии 10кВ питания 15ТС

Названные выше аргументы являются неоспоримыми доказательствами необходимости полной замены оборудования РУ-0,4кВ 15ТС и трансформатора 15ТС.

### **1.5 Схема электроснабжения РУ-0,4кВ 15ТС**

Схема электроснабжения подстанции 15ТС представлена в графической части на листах 1, 2, на рисунке 7,8 представлен уменьшенный вариант схемы электроснабжения РУ-0,4кВ 15ТС и 2 секции РУ-0,4В 16ТС.

Существующими электропотребителям собственных нужд монтажного блока здания ГЭС на отметке 50.5 являются: ремонтные посты, силовые сборки трансформаторной мастерской и инструментальной МЭР, шкафы вентсистем такелажной мастерской, бойлерная, электрокотлы и шкаф питания автоматики котлов, освещение, компьютеры, кондиционеры и многие другие мелкие потребители.

Потребители электрической энергии - электрокотлы и шкаф питания автоматики котлов, компьютеры, кондиционеры относятся к потребителям 2-ой категории, все остальные относятся к потребителям 3-ей категории.

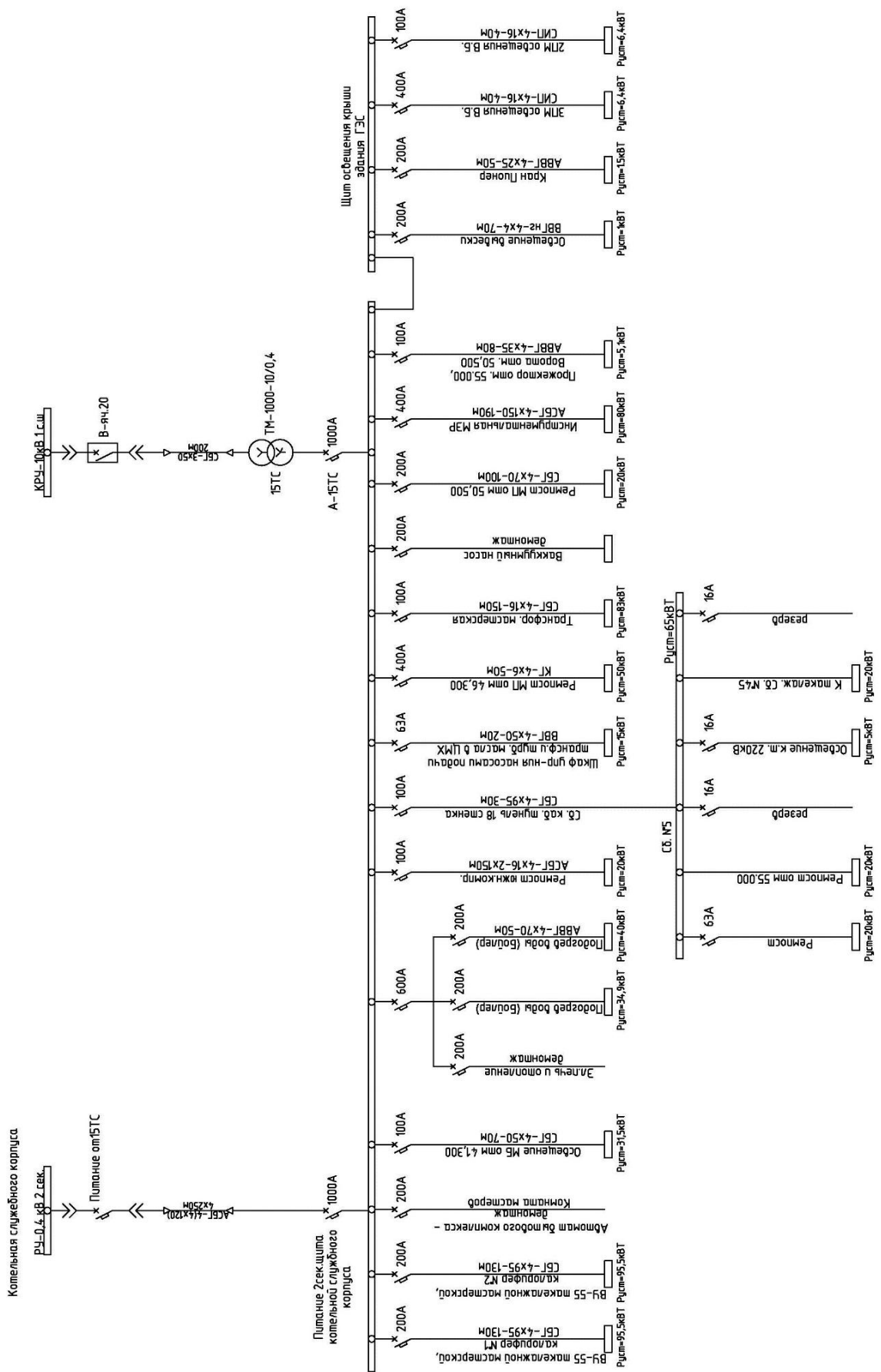


Рисунок 7 – Схема электроснабжения РУ-0,4кВ 15ТС

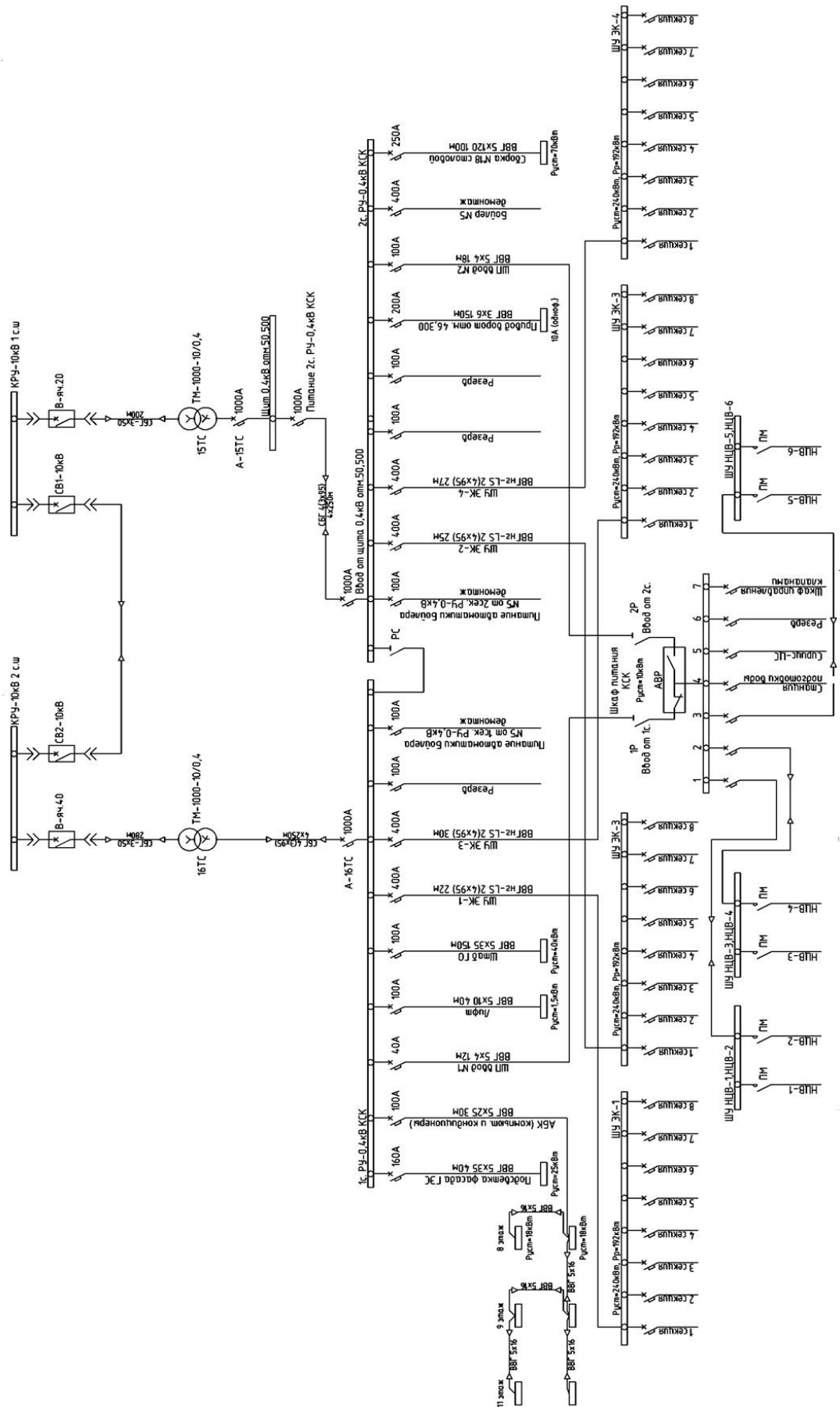


Рисунок 8 – Схема электроснабжения 2 секции РУ-0,4кВ 16ТС

При разработке проекта реконструкции подстанции 15ТС, в рамках ВКР были предусмотрены следующие технические решения.

Трансформатор 15ТС и РУ-0,4кВ 15ТС устанавливаются на вновь проектируемых металлоконструкциях с сохранением высоты установки оборудования 0,6м от отметки 50.500 и оборудование выгораживается новым сетчатым ограждением.

Питание существующих электроприемников переменного тока предусматривается от проектируемого щита собственных нужд РУ-0,4кВ 15ТС, устанавливаемых на существующие места, взамен старых, но на вновь проектируемые металлоконструкции.

Питание проектируемого распределительного устройства РУ-0,4кВ 16ТС предусматривается через шинный мост (поставляется в комплекте с РУ-0,4кВ) от проектируемых понизительных трансформаторов 15ТС и 16ТС, которые подключаются кабелем 10кВ (с изоляцией из сшитого полиэтилена) к существующим ячейкам №20 и 40 1-ой и 2-ой секций КРУ-10кВ здания ГЭС. Проектом предусмотрена реконструкция ячеек №20 и 40 КРУ-10кВ в части замены старых микропроцессорных блоков управления и защиты и блоков управления существующих выключателей 10кВ на современные.

РУ-0,4кВ 15ТС и РУ-0,4кВ 16ТС связаны между собой для взаиморезервирования кабелем ВВГнг-LS сечением 3(5x150). Сечение и количество кабелей выбираются из условия обеспечения питания всей нагрузки по одной линии в случае повреждения одной из них или обесточивания одной из секций РУ-0,4кВ.

Трансформаторы устанавливаются в соответствии с требованиями ПУЭ.

Подключение обмоток трансформатора со стороны 10кВ к ячейкам №20 и 40 КРУ-10кВ осуществляется кабелем 10кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена марки ПвБПнг-НФ. Подключение обмоток трансформатора со стороны 0,4кВ к РУ-0,4кВ осуществляется шинным мостом, поставляемым в комплекте с РУ-0,4кВ.

Для приема и распределения СН предусматривается установка распределительного устройства собственных нужд РУ-0,4кВ 15ТС:

– РУ-0,4кВ 15ТС представляет собой распределительное устройство с одинарной системой шин двухстороннего обслуживания.

Панели РУ-0,4кВ 15ТС комплектуются шкафами заводского изготовления модульной конструкции с выкатными или втычными автоматическими выключателями производства фирмы «Электроштит Самара». Шкафы предназначаются для ввода и распределения электроэнергии, управления и включают в себя аппараты коммутации силовых цепей, защиты, управления и автоматики.

Щиты РУ-0,4кВ 15ТС необходимо укомплектовать необходимыми электроизмерительными приборами: вольтметрами, амперметрами, электронными счетчиками активной энергии на стороне 0,4кВ.

Контроль потребления электроэнергии на собственные нужды подстанций 15С предусматривается электронными счетчиками активной энергии, установленными в вводных (со стороны трансформаторов) ячейках РУ-0,4кВ.

Качество электроэнергии должно соответствовать требованиям ГОСТ 13109-97.

При коротких замыканиях предусматривается селективность работы защитных аппаратов с нижестоящими и вышестоящими защитными и коммутационными аппаратами.

Сеть электроснабжения электрооборудования собственных нужд принимается на напряжении 380/220 В, 50 Гц, с глухозаземленной нейтралью типа TN-S. Схема электроснабжения переменным током на напряжении 380 В представляет из себя трехфазную систему токоведущих проводников с пятью проводами, на напряжении 220 В - однофазная с тремя проводами.

Проектом предусмотрена замена существующих силовых сборок и ремпостов и установка их на место демонтируемого морально устаревшего

оборудования. Шкафы скомплектованы из металлических навесных корпусов с аппаратами защиты производства фирмы «Электроцит Самара».

Выбор оборудования и аппаратуры выполнен по номинальным параметрам, проведены проверки оборудования по термической и динамической стойкости к токам короткого замыкания.

Все распределительные сети имеют защиту от токов КЗ и от перегрузки. Защита сети осуществляется аппаратами защиты - автоматическими выключателями, отключающими защищаемую электрическую сеть при аварийных режимах. Номинальные токи уставок автоматических выключателей выбираются по расчетным токам защищаемых участков сети.

При компоновке электрощитового оборудования учитывались следующие условия:

- стесненность, необходимость сохранения места расположения в существующих габаритах;
- сохранение существующих (нижнего или верхнего) подвода кабелей.

Выводы по разделу.

В данном разделе ВКР выполнено описание Жигулевской ГЭС и непосредственно объекта реконструкции РУ-0,4кВ 15ТС. Описаны основные потребители и электрооборудование распредустройства, приведена оценка их текущего состояния, позволяющее обоснованно утверждать о необходимости проведения реконструкции. Разработаны технические решения, позволяющие повысить надежность, энергоэффективность, удобство в обслуживании и эксплуатации РУ-0,4кВ 15ТС.



## 2 Расчет электрических нагрузок РУ-0,4кВ 15ТС

«В данном разделе работы будет выполнен расчет электрических нагрузок электроприемников напряжением 380В, получающих питание от шин НН трансформатора 15ТС согласно схемам электроснабжения, приведенных на рисунках 7, 8. Расчеты выполняются в соответствии с существующими методиками» [1, 2, 7, 9].

В самом начале выполнения расчетов необходимо знать точные данные по среднесменным расчетным нагрузкам приемников электрической энергии (ПЭЭ), получающих питание от РУ-0,4кВ 15ТС, а также их суммарную мощность и расчетный коэффициент (коэффициенту максимума). Используемый метод расчетов [3, 4] удовлетворяет требованиям по максимальной погрешности в расчетах и нашел широкое применение для определения расчетной нагрузки на различных уровнях системы электроснабжения отдельных цехов и всего промышленного предприятия в целом.

«В соответствии с описанной методикой расчетов, по данным производственно-технической службы Жигулевской ГЭС, используя справочную литературу необходимо определить коэффициенты мощности и использования, для групп ПЭЭ объекта технического перевооружения» [1]. «Если в справочной литературе нет достоверной информации по искомому производственному цеху промышленного предприятия, то принимаются данные по схожему цеху. Если схожего цехового производства найти не удастся, то данные коэффициенты принимаются из диапазонов 1 и 2 исходя из предполагаемого к установке электрического оборудования, а также режима его работы» [7]:

$$K_{и} = 0,2 \dots 0,9, \quad (1)$$

$$\cos \varphi = 0,5 \dots 0,9. \quad (2)$$

«Для каждого из ПЭЭ, приведенных в таблице 2 находим значения  $k_{\text{н}}$  и  $\cos \varphi$  по справочным данным из» [15]. Полученные данные заносим в таблицу 1.

«Далее необходимо произвести анализ режимов работы ПЭЭ и выполнить приведение мощностей трехфазной нагрузке к длительному режиму работы, который характеризуется параметром продолжительности включения (ПВ) равным 100%. Для приемников электрической энергии режим работы которых отличается от длительного необходимо произвести перерасчет нагрузки по известному выражению» [3].

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{пасп}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}}, \quad (3)$$

где  $P_{\text{пасп}}$  - величина паспортной мощности ПЭЭ,

$\text{ПВ}$  – значение продолжительности включения.

По выражению (4) определим суммарную активную мощность для каждого ПЭЭ для РУ-0,4кВ 15ТС:

$$P_{\text{н.с}} = P_{\text{ном}} \cdot n, \quad (4)$$

где  $n$  - численность ПЭЭ.

«Для каждого ПЭЭ необходимо рассчитать величину средней нагрузки по известным выражениям для активной и реактивной составляющей» [8].

$$P_{\text{с}} = K_{\text{И}} \cdot P_{\text{н.с}}, \quad (5)$$

$$Q_{\text{с}} = K_{\text{И}} \cdot P_{\text{н.с}} \cdot \text{tg } \varphi. \quad (6)$$

«Далее из справочной литературы находится расчетный коэффициент [2]. Для его определения следует знать количество эффективных электрических приемников и коэффициент использования (формула 5)» [2]:

$$K_P = f(K_{II}; n_{\text{Э}}). \quad (7)$$

Практика расчетов допускает сокращение количества расчетных данных и упрощение процедуры расчетов – при значении параметра  $K'_M = 1,1$ ,  $n_{\text{Э}} \leq 10$  и  $K'_M = 1$  при  $n_{\text{Э}} > 10$ .

«По количеству эффективных электрических приемников и коэффициенту использования определяем расчетные активные и реактивные мощности по формулам 8,9 и 10» [1]:

$$P_P = K_P \cdot P_C, \quad (8)$$

$$Q_P = 1,1 \cdot Q_C \text{ при } n_{\text{Э}} \leq 10, \quad (9)$$

$$Q_P = Q_C \text{ при } n_{\text{Э}} > 10. \quad (10)$$

Полная расчетная мощность определяется по выражению (11):

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}. \quad (11)$$

Расчетный ток для ПЭЭ РУ-0,4кВ 15ТС найдем по равенству (12):

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (12)$$

Все полученные расчетным путем данные по выражениям (1) - (12) для удобства визуализации информации и выполнения дальнейших расчетов заносим в таблицу 1.

Таблица 1 – Расчет нагрузок для РУ-0,4кВ 15ТС

Исходные данные							Расчетные данные					Расчетная мощность			
По данным ЖГЭС				Справочные данные			P <sub>c</sub> , кВт	Q <sub>c</sub> , кВАр	n·P <sub>n</sub> <sup>2</sup>	n <sub>э</sub>	K <sub>м</sub>	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , кВАр	S <sub>p</sub> , кВА	I <sub>p</sub> , А
Наименование ЭП	Кол. ЭП, шт.	P <sub>n</sub> , кВт		k <sub>и</sub>	cosφ/tgφ										
		Одного ЭП	Общая		cosφ	tgφ									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Шкаф ВУ-55	1	94,9	94,9	0,6	0,8	0,58	75,9	55,1	9006			75,9	52,1	91	141
Шкаф ВУ-56	1	94,9	94,9	0,6	0,8	0,58	75,9	55,1	9006			75,9	52,1	91	141
Комната мастеров и освещение МБ:	общ.	32,1													
комната мастеров	1	23,1	23,1	0,8	0,85	0,4	19,6	9,2	533,6			19,6	7,1	20,3	30,2
Освещение МБ отм.41,3	1	9	9	0,8	0,85	0,4	7,65	3,6	81			7,65	3,4	9	13,4
Подогрев воды (бойлер-баня):	общ.	35,3													
-бойлер	1	19	19	0,85	0,85	0,4	16,1	7,6	361			16,1	5,9	17,5	25,5
-калорифер	1	10	10	0,85	0,85	0,4	8,5	4	100			8,5	3,1	7,8	12,1
-сушка	1	2,2	2,2	0,85	0,85	0,4	1,87	0,88	4,84			1,87	0,7	1,4	2,8
-освещение	1	4,1	4,1	0,7	0,85	0,4	3,4	1,64	16,8			3,4	1,3	3,6	5,2
Ремпост №46	1	19,8	19,8	0,4	0,5	2,68	9,9	53,1	392			9,9	14,9	17,2	26,0
Ремпост южн. компрессорной	1	19,5	19,5	0,4	0,5	2,68	9,7	52,3	380,2			9,7	14,9	17,2	26,0
Сборка каб. тоннеля 18 ст.	1	39,5	39,5	0,8	0,9	0,58	35,5	22,9	1560,2			35,5	25,2	44,3	64,7
ШУ насосами турб. и тр. масла в ЦМХ	1	14	14	0,7	0,9	0,58	12,6	8,1	196			12,6	8	15,5	21,6

Продолжение таблицы 1

Ремпост МП отм. 46.3	1	52	52	0,4	0,3	2,34	15,6	121,7	2704			15	34,7	42,1	63,1
Трансф-ная мастерская:	общ.	79													
-освещение	1	8,1	8,1	0,8	0,9	0,4	7,3	3,2	65,6			7,3	2,2	7,7	11,0
-калорифер №1	1	8	8	0,75	0,7	1,23	5,6	9,8	64			5,6	9,1	13,2	18,9
-кондиционер	1	7	7	0,6	0,6	1,23	4,2	8,6	49			4,2	6	8	13,3
-сварочник	1	19	19	0,25	0,3	2,68	5,7	50,9	361			5,7	15	17,7	27,0
-станок	1	1,8	1,8	0,2	0,4	2,68	0,7	4,8	3,24			0,7	1	1,6	2,2
-раздевалка	1	13,1	13,1	0,7	0,8	0,58	10,5	7,6	171,6			10,5	7,8	14,4	23,1
-кладовка	1	0,9	0,9	0,7	0,8	0,58	0,72	0,52	0,81			0,72	0,4	0,98	1,7
-калорифер №2	1	21,1	21,1	0,7	0,85	0,4	17,9	8,4	445,2			17,9	6,1	17,7	27,4
Ремпост МП отм.50,5	1	19,5	19,5	0,4	0,5	2,68	9,7	52,2	380,2			9,7	14,3	17,1	24,8
Инструментальная МЭР	1	85	85	0,85	0,9	0,54	76,5	45,9	7225			76,5	44,4	78,2	118,4
Прожектор	1	1,15	1,15	0,8	0,85	0,4	0,97	0,46	1,32			0,97	0,35	0,95	1,6
Ворота	1	3,8	3,8	0,8	0,5	1,23	1,9	4,6	14,4			1,9	4	6,3	9,0
Освещение вывески	1	0,9	0,9	0,8	0,8	0,4	0,72	0,36	0,8			0,72	0,25	1,0	1,3
Кран «Пионер»	1	1,2	1,2	0,9	1	1,33	1,2	1,6	1,4			1,2	2,6	3,5	5,0
Освещение ВБ	1	6,7	6,7	0,75	0,85	0,4	5,7	2,7	44,9			5,7	2	6,1	9,4
Освещение НБ	1	6,7	6,7	0,75	0,85	0,4	5,7	2,7	44,9			5,7	2	6,1	9,4
Итого на НН			606,8				426,5	320,3	32715,1	11	1	426,5	352,3	553,2	840,5
Потери												8,53	35,2	36,2	
Итого на ВН												435,1	387,5	589,4	

Значения всех величин, полученных при расчетах сводим в таблицу 1. Данные таблицы 1 послужат основой для дальнейших расчетов по выбору количества и мощности силовых трансформаторов для питания проектируемого РУ-0,4кВ 15ТС, по выбору коммутационных электрических аппаратов и проводников. В ходе выполнения проекта данные таблицы 4 будут пополняться.

Выводы по разделу.

В данном разделе работы выполнен расчет электрических нагрузок электроприемников напряжением 380В, получающих питание от шин НН трансформатора 15ТС согласно схемам электроснабжения. В первом разделе ВКР были собраны сведения по уровням нагрузок, количеству и мощности потребителей, по характеру нагрузок, которые и послужили основой расчетов для раздела 2. Используя метод коэффициента максимума были определены номинальные мощности ПЭЭ, их паспортные данные согласно типовым таблицам и как итог расчетные мощности по каждому потребителю, а также суммарные расчетные мощности на шинах НН 15ТС.

### 3 Выбор силового трансформатора для РУ-0,4кВ 15ТС

Расчет мощности трансформатора 15ТС ЖГЭС.

«При выборе трансформатора для РУ-0,4кВ 15ТС необходимо руководствоваться методикой выбора трансформаторов для питания оборудования СН энергообъектов, представленной в» [8]. Исходными данными послужат результаты расчетов нагрузок, сведенные в таблицу 1.

«Количество трансформаторов и линий, питающих электроприемники, принимаются в зависимости от категории надежности электроснабжения потребителей. Для потребителей II и III категории надежности при существующем запасе трансформаторов на складах следует устанавливать подстанции с одним трансформатором» [4].

«Два трансформатора устанавливается на подстанции при преобладании потребителей I и II категории.

При расчете номинальной мощности трансформаторов учитываются следующие факторы:

- расчетная нагрузка;
- число часов использования максимума нагрузки;
- перспективы развития предприятия» [9].

Описанные положения являются основополагающими при расчете и выборе силовых трансформаторов для энергопредприятий, поэтому в дальнейшем используем их в работе.

«Прежде чем приступить к определению мощности трансформаторов необходимо произвести расчет потерь в трансформаторе по известным выражениям» [12].

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_P, \quad (13)$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_P, \quad (14)$$

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta P_T^2 + \Delta Q_T^2}. \quad (15)$$

Полученные результаты сведем в таблицу 1.

На следующем этапе следует определить мощность трансформаторов, планируемых к установке для электроснабжения РУ-0,4кВ 15ТС по выражению (16):

$$S_T \geq \frac{S_P}{K_3 \cdot N_T}, \quad (16)$$

«где  $S_T$  – полная мощность одного трансформатора, кВА;

$S_P$  – полная мощность, определенная расчетным способом, по цеху или цехам с учетом компенсации реактивной мощности, кВА;

$K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора;

$N_T$  – количество трансформаторов в цеховой ПС».

«Из методического пособия [1] определяется коэффициент загрузки и число трансформаторов. Эти величины выбираются исходя из категории надежности энергоснабжения электрических приемников» [6].

«Расчетная мощность трансформатора округляется до ближайшей стандартной мощности по шкале: ГОСТ 11920 – 85, ГОСТ 12965 – 85» [18].

«Исходными данными при выборе мощности трансформатора послужит значение расчетной мощности на стороне ВН трансформатора с учетом потерь, но без учета мощности и состава компенсирующих устройств» [11].

$$S_T \geq S_P = 0,7 \cdot S_{P(BH)} = 412,58 \text{ кВА}. \quad (17)$$

«Так как схема электроснабжения РУ-0,4кВ 15ТС предусматривает автоматическое резервирование 1 секции РУ-0,4кВ КСК, то при выборе мощности трансформатора следует учесть величину нагрузки на данной секции. По расчетным данным, предоставленным группой ЭТО ПТС ЖГЭС величина расчетной мощности электроприемников РУ-0,4кВ КСК составляет 479,64 кВА» [5]. Поэтому для выбора мощности питающего трансформатора



используем значение  $S_p = 902,253 \text{ кВА}$ . По справочным данным [18] к установке принимаем трансформатор 15ТС отечественного производства типа ТСЗ-1000-10/0,4 компании «Электроцит Самара». В таблице 2 приведены технические характеристики выбранного трансформатора.

Таблица 2 - Технические характеристики трансформатора 15ТС

Наименование параметров	Единица измерения	16ТС
Тип трансформатора	-	ТСЗ
Номинальная мощность	кВА	1000
Номинальный ток: ВН	А	57,7
Номинальный ток: НН	А	1443,4
Группа соединения	-	D/Y <sub>Н</sub> -1 1
Номинальные напряжение В-Н	кВ	10+5%/0,4
Ток холостого хода	А	0,4%
Потери холостого хода	кВт	1,675
Потери КЗ	кВт	10,265
Напряжение короткого замыкания	%	5,78
Вес	кг	5460

Приведем расшифровку принятого трансформатора ТСЗ – трансформатор трехфазный, сухой, защитного исполнения.

Вывод по разделу.

В данном разделе ВКР произведен расчет и выбор силового трансформатора для питания РУ-0,4кВ 15ТС. По результатам проведенных расчетов к установке был принят трансформатор типа ТСЗ-1000-10/0,4 производства компании «Электроцит Самара».

#### **4 Выбор проводников для РУ-0,4кВ 15ТС**

Раскладка кабелей выполняется с соблюдением действующих нормативных документов, с учетом обеспечения надежности и пожарной безопасности.

«Силовые кабели 10кВ предусматриваются с медными жилами, с изоляцией из сшитого полиэтилена и с оболочкой из безгалогенной композиции, не распространяющей горение, не выделяющий коррозионно-активных газообразных продуктов при горении (с индексом нг- HF)» [12].

«Силовые кабели низкого напряжения предусматриваются с медными жилами, с изоляцией и оболочкой из поливинилхлорида, с низким дымо- и газовыделением (с индексом нг- LS)» [11].

«Для контрольных цепей предусматривается использование экранированных контрольных кабелей с медными жилами, с изоляцией и оболочкой из поливинилхлорида, с низким дымо- и газовыделением (с индексом нг- LS)» [19].

Тип системы токоведущих проводников силовых сетей - трехфазная с пятью проводами для напряжения 380В и однофазная с тремя проводами для напряжения 220В.

Силовые кабели выбираются по следующим условиям:

- пропускной способности при продолжительной работе;
- устойчивости при действии термических и динамических нагрузок при коротких замыканиях;
- способу прокладки.

Сечения кабелей принимаются по условию обеспечения динамической стойкости аппаратуры и термической стойкости кабелей при коротких замыканиях, а также по допустимому падению напряжения у потребителей. Выбранное сечение кабелей проверяется по допустимой потере напряжения.

Трассировка кабелей решается комплексно для силовых и контрольных кабелей всех назначений.

Расположение кабельных лотков и прокладка кабелей в них выполняются с учетом требований по электромагнитной совместимости. Крепление кабельных конструкций для прокладки кабельных лотков к опорным строительным конструкциям выполняется с шагом крепления не более чем через 2 м. Секции лотков крепятся к опорным конструкциям. Сборка секций лотков в кабельные трассы выполняется при помощи болтовых соединений.

При расчете и выборе силовых кабельных линий для электрооборудования необходимо учитывать место его установки и характеристики источника питания. Далее представим формульные выражения, используемые при расчетах.

По формуле (18) определим значения токов в кабельной линии (КЛ), подключенной к шинам НН силового трансформатора:

$$I_T = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{Н.Т}}, \quad (18)$$

где  $U_{Н.Т}$  – номинальное напряжение силового трансформатора, кВ  
(принимается равным  $U_{Н.Т} = 0,4$  кВ).

По выражению (19) рассчитаем величину токов в КЛ, от которых получают питание распределительные устройства или пункты:

$$I_{ПУ} = \frac{S_{МПУ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Н.Т}}, \quad (19)$$

где  $U_{Н.Т}$  – номинальное напряжение силового трансформатора, кВ.

«Для выбора сечения проводника по условиям нагрева токами нагрузки сравниваются расчетный ток  $I_p$  и допустимый  $I_{доп}$  для провода с учетом способа его прокладки» [5]. При этом должно соблюдаться следующее соотношение:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_p}{K_{\text{п}}} \quad (20)$$

«Выбор сечения и марки проводников производится по значениям допустимого тока ПЭЭ, рассчитанного по формулам (18) и (19), величины которого представлены в таблице 3. Далее необходимо согласно требованиям и рекомендациям ПУЭ [4] определить сечение проводников по условию нагрева» [5]. Результаты проведенных расчетов и выбора проводников представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты выбора кабельных линий для РУ-0,4кВ 15ТС

Номер фидера	I <sub>p</sub> , А	Параметры кабельной линии		
		Кабель		Длина, км
		Тип	Сечение	
QF1	832.6	ВВГнг – LS	3(5x150)	0,25
QF2	322	ВВГнг – LS	5x150	0,05
QF3	117,7	ВВГнг – LS	5x150	0,19
QF4	140.5	ВВГнг – LS	5x70	0,13
QF5	119.7	ВВГнг – LS	5x50	0,15
QF6	196	ВВГнг – LS	5x70	0,1
QF7	196	ВВГнг – LS	5x70	0,05
QF8	196	ВВГнг – LS	5x70	0,18
QF9	66.2	ВВГнг – LS	5x95	0,03
QF10	140.5	ВВГнг – LS	5x70	0,13
QF11	43.4	ВВГнг – LS	5x50	0,07

Продолжение таблицы 3

QF12	35,2	ВВГнг – LS	5x50	0,08
QF13	22.9	ВВГнг – LS	5x70	0,01
QF14	45,3	ВВГнг – LS	5x50	0,02
QF15	21.1	ВВГнг – LS	5x50	0,02

«Ввод от шин НН 15ТС до шин 380В щита 0,4кВ предлагается выполнить медным шинопроводом в защитном корпусе. В таблице 4 представлены результаты выбора шинопровода по методике аналогичной выбору проводников, используемой для кабельных линий» [15].

Таблица 4 – Выбор шинопроводов для РУ-0,4кВ 15ТС

№ пп	Наименование параметра	Параметры шинопровода
Тип шинопровода М1т 8×100		
1	Номинальное напряжение, кВ	0,4
2	Номинальный ток сборных шин, А	2080
3	Сечение, мм <sup>2</sup>	800
4	Материал сборных шин	медь
5	Габариты (ВхГхШ)	2100x800x600мм

Выводы по разделу.

В данном разделе работы представлена и описана методика выбора проводников для питания потребителей электрической энергии на класс напряжение 0,4кВ. В соответствии с данной методикой выполнен расчёт и выбор силовых кабелей для РУ-0,4кВ 15ТС.

## 5 Выбор коммутационных аппаратов для РУ-0,4кВ 15ТС

В данном разделе работы выполним выбор автоматических выключателей для каждого из ПЭЭ РУ-0,4кВ 15ТС, а также вводных автоматов А-15ТС и А-16ТС и секционного автомата.

Для выполнения расчетов по выбору автоматических выключателей необходимо воспользоваться методикой выбора коммутационного оборудования, описанной в [12]. Используя расчетные данные, сведенные в таблицу 1 произведем расчёт допустимого (или расчетного) тока в каждой линии по выражению (20):

$$I_{д} = \frac{P_{н}}{\sqrt{3} \cdot U_{н} \cdot \cos \varphi \cdot \eta}. \quad (21)$$

Далее необходимо по выражениям (22) и (23) произвести выбор автоматических выключателей из каталогов производителей электрооборудования [7]:

$$I_{н.а} \geq I_{н.р} \geq 1,25 \cdot I_{д}, \quad (22)$$

где  $I_{н.р}$  – номинальный ток расцепителя, А;

$I_{н.а}$  – номинальный ток автоматического выключателя, А.

$$U_{н.а} \geq U_{с}, \quad (23)$$

где  $U_{н.а}$  – номинальное напряжение автомата, В;

$U_{с}$  – номинальное напряжение сети, В.

В таблице 5 представлены результаты расчетов по выбору автоматических выключателей для проектируемой схемы электроснабжения РУ-0,4кВ 15ТС.

Таблица 5 – Выбор автоматических выключателей РУ-0,4кВ 15ТС

№ автомата	Параметры автомата			Параметры расцепителя		
	Типоразмер корпуса	Тип	$I_{на}, А$	Тип	$I_{пр}, А$	$K_{ч}^{(1)}$
QF1	AS-20D	ВА-СЭЩ-В	2000	OCR	2000	3,99
QFW2	AS-20D	ВА-СЭЩ-В	2000	OCR	2000	3,99
QFW1	AS-20D	ВА-СЭЩ-В	2000	OCR	2000	3,99
QFS1	AS-20D	ВА-СЭЩ-В	2000	OCR	2000	3,99
QF2	TS400	ВА-СЭЩ	400	ETM	400	23,23
QF3	TS400	ВА-СЭЩ	400	ETM	400	12,53
QF4	TS400	ВА-СЭЩ	250	ETM	160	27,00
QF5	TS400	ВА-СЭЩ	250	ETM	200	15,15
QF6	TS400	ВА-СЭЩ	250	ETM	250	19,96
QF7	TS400	ВА-СЭЩ	250	ETM	250	29,04
QF8	TS400	ВА-СЭЩ	250	ETM	250	13,44
QF9	TS400	ВА-СЭЩ	250	ETM	250	37,44
QF10	TS400	ВА-СЭЩ	250	ETM	160	27,00
QF11	TS400	ВА-СЭЩ	160	ETM	160	31,81
QF12	TS400	ВА-СЭЩ	160	ETM	160	29,25
QF13	TS400	ВА-СЭЩ	160	ETM	160	71,19
QF14	TS400	ВА-СЭЩ	160	ETM	63	150,95
QF15	TS400	ВА-СЭЩ	160	ETM	32	297,19

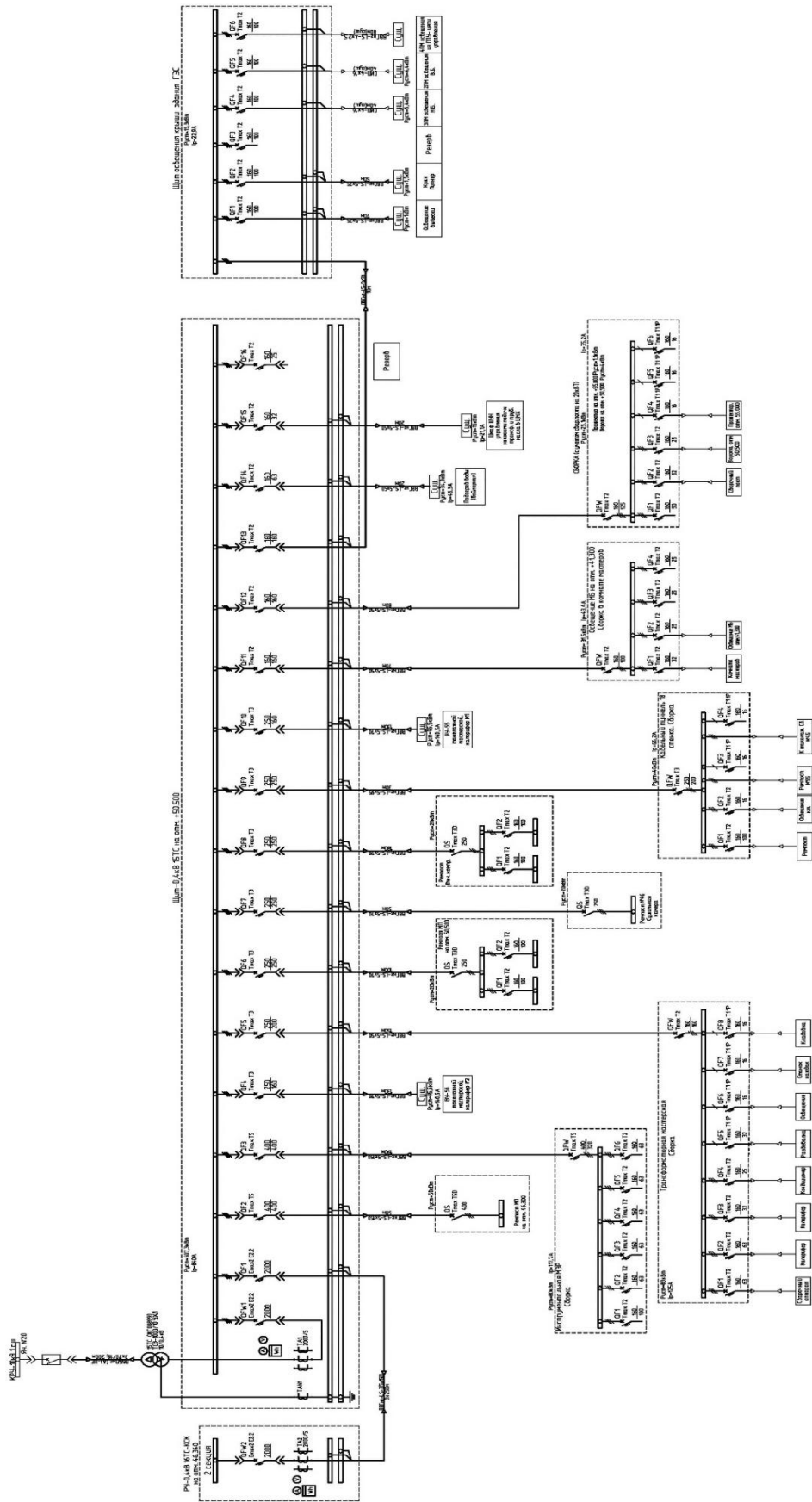


Рисунок 9 – Схема электрических соединений РУ-0,4кВ 15ТС после реконструкции





Рисунок 10 – Внешний вид автоматических выключателей фирмы «Электрощит Самара» серии ВА-СЭЩ-В и ВА-СЭЩ

К установке были приняты автоматические выключатели производства фирмы «Электрощит Самара» серии ВА-СЭЩ-В и ВА-СЭЩ. Внешний вид данного оборудования представлен на рисунке 10.

На рисунке 9 представлена схема электрических соединений РУ-0,4кВ 15ТС ЖГЭС после проведения реконструкции и выбора электрических аппаратов и кабелей.

Выводы по разделу.

В данном разделе ВКР произведен расчет и выбор современного и энергоэффективного коммутационного оборудования – автоматических выключателей для проектируемой после технического перевооружения схемы электрических соединений РУ-0,4кВ 15ТС.

## 6 Расчет токов короткого замыкания

### 6.1 Схема замещения прямой последовательности

Для дальнейшей проверки кабелей, коммутационного оборудования и правильной настройки устройств релейной защиты и автоматики, необходимо рассчитать токи трехфазного короткого замыкания на стороне ВН, НН трансформатора 15ТС, на шинах 0,4кВ и на каждом фидерном присоединении РУ-0,4кВ 15ТС.

Методика расчета токов КЗ подробно описана в ГОСТ 28249-93 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1кВ» [5]. Поэтому целесообразно представить основные формулы, общую схему выбора точек КЗ и полученные результаты. Схема расчета токов КЗ в системе электроснабжения (СЭС) РУ-0,4кВ 15ТС ЖГЭС с выбором точек КЗ представлена на рисунке 11.

«При расчёте токов КЗ в электроустановках, получающих питание непосредственно от сети энергосистемы, допускается считать, что понижающие трансформаторы подключены к источнику неизменного по амплитуде напряжения через эквивалентное индуктивное сопротивление. Значение данного сопротивления (мОм), приведенное к ступени низшего напряжения сети, следует рассчитывать по формуле (24)» [5, 6].

$$X_C = \frac{U_{cp.HH}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{K3BH}^{(3)} \cdot U_{cp.BH}} \quad (24)$$



Для корректного выполнения расчетов по выражению (23) необходимо знать значения токов трехфазных КЗ на стороне ВН 15ТС и 16ТС, то есть на шинах 10кВ СН ЖГЭС. По данным ПТС ЖГЭС значения данных токов составляют  $I_{кз}^{(3)} = 4,549$  кА на ВН 15ТС и  $I_{кз}^{(3)} = 4,501$  кА на ВН 16ТС.

По результатам расчета  $X_c = 1,93$  мОм.

«Далее по выражению (25) для понижающего трансформатора определяется величина активного сопротивления прямой последовательности (мОм), приведенная к ступени НН сети» [13].

$$P_{mp} = \frac{P_k \cdot U_{cp.HH}^2}{S_{mp}^2} \cdot 10^6. \quad (25)$$

По результатам расчета  $P_{mp} = 1,63$  мОм.

«Из равенства (26) находим величину индуктивного сопротивления прямой последовательности, приведенное к ступени НН сети и справедливое для понижающего трансформатора (мОм)» [13]:

$$X_{mp} = \sqrt{U_k^2 \cdot \left( \frac{100 \cdot P_k}{S_{mp}} \right)^2} \cdot \frac{U_{cp.HH}^2}{S_{mp}} \cdot 10^4. \quad (26)$$

По результатам расчета  $X_{mp} = 9,46$  мОм.

«Суммарное активное сопротивление различных контактов и контактных соединений определяется согласно приложения 2 ГОСТ 28249-93» [5] и составляет величину  $R_k = 0,003 \cdot 4 = 0,012$  мОм.

Для выполнения дальнейших расчетов согласно изложенной методики необходимо воспользоваться данными по величинам переходных сопротивлений выбранных силовых кабелей, которые приведены в таблице 6. «Так же следует указать, что значения активных ( $R_{KB}$ ) и индуктивных ( $X_{KB}$ )

сопротивлений токовых катушек и переходных сопротивлений подвижных контактов автоматических выключателей выбраны в соответствии с приложением 2 ГОСТ 28249-93» [4].

Таблица 6 – Параметры кабельной сети РУ-0,4кВ 15ТС

Обозначение фидера	Параметры кабельной линии к потребителю					
	Сечение	Длина, км	$X_{уд.}$ , Ом/км	$R_{уд.}$ , Ом/км	$X_{кб.}$ , Ом	$R_{кб.}$ , Ом
QF1	3(5x150)	0,25	0,063	0,122	0,005	0,01
QF2	5x150	0,05	0,063	0,122	0,003	0,006
QF3	5x150	0,19	0,063	0,122	0,012	0,023
QF4	5x70	0,13	0,065	0,26	0,008	0,034
QF5	5x50	0,15	0,066	0,37	0,01	0,056
QF6	5x70	0,1	0,065	0,26	0,007	0,026
QF7	5x70	0,05	0,065	0,26	0,003	0,013
QF8	5x70	0,18	0,065	0,26	0,012	0,047
QF9	5x95	0,03	0,064	0,37	0,002	0,006
QF10	5x70	0,13	0,065	0,26	0,008	0,034
QF11	5x50	0,07	0,066	0,37	0,005	0,026
QF12	5x50	0,08	0,066	0,37	0,005	0,03
QF13	5x70	0,01	0,065	0,26	0,001	0,003
QF14	5x50	0,02	0,066	0,37	0,001	0,007
QF15	5x50	0,02	0,066	0,37	0,001	0,007

«Активные и индуктивные сопротивления прямой последовательности кабельных линий, приведённые к базисной ступени напряжения, рассчитываются по формулам» [17].

$$R_{KB} = r \cdot l \cdot \left( \frac{U_{\delta}}{U_n} \right)^2, \quad (27)$$

$$X_{KB} = x \cdot l \cdot \left( \frac{U_{\delta}}{U_n} \right)^2. \quad (28)$$

Результаты расчетов параметров схемы замещения прямой последовательности СЭС РУ-0,4кВ 15ТС представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Параметры схемы замещения прямой последовательности

	$X_C$ , МОм	$R_{mp}$ , МОм	$X_{mp}$ , МОм	$R_{KB}$ , МОм	$X_{KB}$ , МОм	$R_K$ , МОм	$R_{KB1}$ , МОм	$X_{KB1}$ , МОм	$R_{KB1}$ , МОм	$X_{KB1}$ , МОм	$R_{KB2}$ , МОм	$X_{KB2}$ , МОм
K1	1,93	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	-	-	-	-	-	-
K2	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	0,14	0,08	10,2	5,2	0,14	0,08
K3	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	6,1	3,1	0,65	0,17
K4	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	23,2	12	0,65	0,17
K5	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	33,8	8,4	-	-
K6	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	55,5	9,9	1,1	0,5
K7	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	26	6,5	1,1	0,5
K8	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	13	3,2	1,1	0,5
K9	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	46,8	11,7	1,1	0,5
K10	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	5,8	1,9	1,1	0,5
K11	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	33,8	8,4	-	-
K12	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	25,9	4,6	1,1	0,5
K13	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	29,6	5,3	1,1	0,5
K14	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	2,6	0,6	-	-
K15	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	7,4	1,3	-	-
K16	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	7,4	1,3	-	-

Далее рассчитаем схему замещения нулевой последовательности.

## 6.2 Схема замещения нулевой последовательности

«Для расчета параметров схемы замещения нулевой последовательности используем схему расположения точек КЗ, представленную на рисунке 11. В классическом исполнении и согласно методике, описанной в [5], применим метод симметричных составляющих для расчетов токов несимметричных КЗ. Для этого несимметричная система представляется в виде симметричных составляющих посредством составления схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей» [18].

«В схему замещения прямой последовательности должны быть введены все элементы исходной расчетной схемы, причем при расчете начального значения периодической составляющей тока несимметричного КЗ автономные источники, синхронные и асинхронные электродвигатели, а также комплексная нагрузка должны быть учтены сверхпереходными ЭДС и сверхпереходными сопротивлениями» [5, 12].

«Схема замещения обратной последовательности имеет исходный набор элементов СЭС, описанный и включенный в схему прямой последовательности. Причем для нахождения величин сопротивлений обратной последовательности необходимо использовать справочные данные из каталогов» [9, 10].

Далее представим обозначения некоторых величин, используемых при расчетах. Алгоритм и методика расчетов аналогичны вышеизложенным. Результаты проведенных расчетов представлены в таблице 8.

« $R_{0TP}$  и  $X_{0TP}$  - активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора» [11]. Для трансформаторов, обмотки которых соединены по схеме  $\Delta/Y_0$ , при расчете КЗ в сети низшего напряжения эти сопротивления следует принимать равными

соответственно активным и индуктивным сопротивлениям прямой последовательности [5].

« $R_{0KB}$  и  $X_{0KB}$  - активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности кабеля» [11].

Таблица 8 – Параметры схемы замещения нулевой последовательности

	$R_{0mp}$ , МОм	$X_{0mp}$ , МОм	$R_{0KB}$ , МОм	$X_{0KB}$ , МОм	$R_{0K}$ , МОм	$R_{0KB1}$ , МОм	$X_{0KB1}$ , МОм	$R_{0KB1}$ , МОм	$X_{0KB1}$ , МОм	$R_{KB2}$ , МОм	$X_{KB2}$ , МОм
K1	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	-	-	-	-	-	-
K2	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	0,14	0,08	10,167	5,250	0,14	0,08
K3	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	6,100	3,150	0,65	0,17
K4	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	23,180	11,970	0,65	0,17
K5	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	33,800	8,450	-	-
K6	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	55,500	9,900	1,1	0,5
K7	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	26,000	6,500	1,1	0,5
K8	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	13,000	3,250	1,1	0,5
K9	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	46,800	11,700	1,1	0,5
K10	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	5,820	1,920	1,1	0,5
K11	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	33,800	8,450	-	-
K12	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	25,900	4,620	1,1	0,5
K13	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	29,600	5,280	1,1	0,5
K14	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	2,600	0,650	-	-
K15	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	7,400	1,320	-	-
K16	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	7,400	1,320	-	-

Далее приступим к расчету токов короткого замыкания в схеме.



### 6.3 Расчет токов короткого замыкания

«Расчет токов трехфазного КЗ. При реализации схемы электроснабжения ЭП от энергосистемы через понижающий трансформатор для выполнения расчетов токов КЗ следует начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ ( $I_{КЗ}^{(3)}$ ) определять по формуле (29). Отметим, что в выражение (26) не учитывается подпитка КЗ от ЭД» [2].

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{U_{cp.HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \quad (29)$$

«где  $R_{1\Sigma}$  – это суммарное активное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ;

$X_{1\Sigma}$  – это суммарное индуктивное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ» [7].

Для рассматриваемой СЭС данные сопротивления состоят из следующих описанных выше величин:

$$R_{1\Sigma} = R_{mp} + R_{KB} + R_K, \quad (30)$$

$$X_{1\Sigma} = X_C + X_{mp} + X_{KB}. \quad (31)$$

В соответствие с методикой, подробно описанной в [7], «учет электрической дуги в месте КЗ рекомендуется производить введением в расчетную схему активного сопротивления дуги  $R_d$ , которое определяется на базе вероятностных характеристик влияния устойчивой (непогасающей) дуги на ток КЗ» [21]. Среднее значение активного сопротивления дуги в начальный момент КЗ допустимо определять по формуле:

$$R_D = \sqrt{\frac{U_{cp.HH}^2}{3 \cdot I_{K3}^{(3)2} \cdot k_C^2} - X_{1\Sigma}^2 - R_{1\Sigma}}, \quad (32)$$

«где  $k_C$  - среднестатистическое значение поправочного коэффициента, учитывающего снижение тока в первоначальный момент возникновения дугового КЗ по сравнению с током металлического КЗ» [19].

Величину тока металлического КЗ находим по выражению:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{cp.HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{Z_k^{(3)}}}, \quad (33)$$

«где  $Z_k^{(3)}$  - сопротивление схемы до точки КЗ в зависимости от вида замыкания» [17].

При трехфазном КЗ находится как  $Z_k^{(3)} = \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}$ .

Величина тока дугового КЗ в начальный момент времени имеет среднее значение и определяется:

$$I_{K3.D}^{(3)} = \frac{U_{cp.HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{1\Sigma} + R_D)^2 + X_{1\Sigma}^2}}. \quad (34)$$

«Расчет токов однофазного КЗ. Согласно описанной ранее методики расчета токов трехфазных коротких замыканий сохраним некую общность рассуждений в вопросе описания рассматриваемой схемы электроснабжения – напряжение рассматриваемой электроустановки ограничивается величиной 1кВ, питание осуществляется с шин ВН через понижающий трансформатор. В этом случае величину периодической составляющей тока однофазного КЗ от энергосистемы определяют из выражения» [15]

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cp.HH}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (35)$$

«где  $R_{1\Sigma}$  и  $X_{1\Sigma}$  - суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивление прямой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм;

$R_{0\Sigma}$  и  $X_{0\Sigma}$  - суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивление нулевой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм» [15].

Результаты расчетов токов КЗ приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчетов токов КЗ

	$R_{1\Sigma}$ , мОм	$X_{1\Sigma}$ , мОм	$K_c$ , мОм	$R_d$ , мОм	$R_{0\Sigma}$ , мОм	$X_{0\Sigma}$ , мОм	$I^{(3)}_{K3}$ , А	$I^{(3)}_{K3,Д}$ , А	$I^{(1)}_{K3}$ , А
К1	1,78	11,47	0,67	11,38	1,78	9,54	19,89	13,23	13,55
К2	12,23	16,88	0,71	11,76	12,23	14,95	11,08	7,87	7,97
К3	9,18	14,96	0,70	11,13	9,18	13,03	13,15	9,15	9,29
К4	26,26	23,78	0,76	13,62	26,26	21,85	6,52	4,97	5,01
К5	36,68	20,42	0,78	12,98	36,68	18,49	5,50	4,30	4,32
К6	59,48	22,37	0,83	13,63	59,48	20,44	3,63	3,02	3,03
К7	29,98	18,97	0,76	12,46	29,98	17,04	6,51	4,97	4,99
К8	16,98	15,72	0,72	11,05	16,98	13,79	9,98	7,19	7,26
К9	50,78	24,17	0,82	13,74	50,78	22,24	4,11	3,35	3,36
К10	9,80	14,39	0,70	10,70	9,80	12,46	13,26	9,22	9,36
К11	36,68	20,42	0,78	12,98	36,68	18,49	5,50	4,30	4,32
К12	30,08	17,29	0,76	12,12	30,08	15,36	6,66	5,06	5,09

Продолжение таблицы 9

К13	33,78	17,95	0,77	12,45	33,78	16,02	6,04	4,66	4,68
К14	5,68	12,82	0,68	10,54	5,68	10,89	16,46	11,17	11,39
К15	10,48	13,49	0,69	10,13	10,48	11,56	13,51	9,37	9,51
К16	10,48	13,49	0,69	10,13	10,48	11,56	13,51	9,37	9,51

После проведенных расчетов необходимо выполнить проверку выбранной аппаратуры и проводников по полученным данным.

Выводы по разделу.

В данном разделе ВКР произведен расчет токов КЗ для РУ-0,4кВ 15ТС. Была составлена схема для выполнения расчетов, выбраны основные точки КЗ – на шинах НН 15ТС, на шинах щита 0,4кВ и на кабельных линиях отходящих фидеров, всего выбрано 16 точек КЗ на схеме. По результатам расчетов наибольшее значение тока трехфазного короткого замыкания получилось в точке К1 - 19,89 А. Полученные результаты необходимы для проверки выбранного коммутационного оборудования, проводников и расчетов уставок релейной защиты.

## 7 Проверка выбранного оборудования и кабелей

В данном разделе выполним проверку выбранного оборудования и кабелей на электродинамическую и термическую стойкость. Проверка элементов СЭС является обязательным и необходимым условием качественного электроснабжения потребителей электрической энергии.

Проверку кабелей следует производить в соответствии с указаниями государственных стандартов, а именно ГОСТ Р 52736-2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания» [4].

«Согласно названной выше методики в первую очередь выполним проверку выбранных КЛ на допустимую температуру нагрева рабочим током. По выражению (36) рассчитаем величину начальной температуры жилы до КЗ» [21]

$$Q_u = Q_0 + (Q_{\text{дд}} - Q_{\text{окр.}}) \cdot \left( \frac{I_{\text{раб.}}}{I_{\text{дд}}} \right)^2, \quad (36)$$

«где  $Q_0$  - фактическая температура окружающей среды во время КЗ, °С

( $Q_0 = 30$  °С);

$Q_{\text{дд}}$  - значение расчётной длительной температуры жилы, °С, равная для кабелей с изоляцией из ПВХ на напряжение до 1 кВ - 70°С;

$Q_{\text{окр.}}$  - значение расчетной температуры окружающей среды (воздух), °С ( $Q_{\text{окр.}}$  - 25°С);

$I_{\text{раб.}}$  - значение тока нагрузки, А (см. таблицу 5);

$I_{\text{дд}}$  - значение расчетного длительно допустимого тока, А» [21].

Следует отметить, что значения всех табличных величин, необходимых для выполнения расчетов по выражению (35) приведены в приложении А в таблице А.1.

По выражению (37) найдем величину  $I_{\partial\partial}$ :

$$I_{\partial\partial} = 0,88 \cdot I_{\partial\partial, \partial\partial\partial\partial}. \quad (37)$$

По выражению (38) выполним расчет значения температуры нагрева до возникновения короткого замыкания:

$$Q_u = Q_0 + (Q_{\partial\partial} - Q_{\text{окр.}}) \cdot \left( \frac{I_{\text{раб.}}}{I_{\partial\partial}} \right)^2. \quad (38)$$

В соответствии с выбранной методикой расчетов далее необходимо определить температуру нагрева жил кабеля при воздействии тока КЗ ( $Q_k$ ).

Для определения названной температуры  $Q_k$  необходимо воспользоваться приложением 1 ГОСТ Р 52736-2007, где приведены справочные номограммы и поправочные коэффициенты, необходимые для выполнения расчетов. «Номограмма построена на основании уравнения, выражающего зависимость температуры жилы непосредственно после КЗ от температуры жилы до КЗ, режима КЗ, конструктивных и теплофизических параметров жилы» [9]. Запишем выражение для определения  $Q_k$ :

$$Q_k = Q_u \cdot e^k + a \cdot (e^k - 1), \quad (39)$$

«где  $Q_k$  - температура жилы на конце КЗ, °С;

$Q_u$  - температура жилы до КЗ, °С;

$a$  - величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0°С, равная 228°С» [22, 23].

Важным разделом проверки КЛ при производстве расчетов является проверка на возгорание от воздействия тока КЗ – способность материала проводника выдерживать термическое воздействие.

«Коэффициент, характеризующий взаимосвязь между тепловым

импульсом, сечением жилы и теплофизическими характеристиками материала жилы» [8, 12]:

$$k = \frac{b \cdot B_{тер.}}{S^2}, \quad (40)$$

«где  $b$  - постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, равная для меди  $19,58 \text{ мм}^2 / (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$ ;

$S$  - сечение жилы,  $\text{мм}^2$ ;

$B_{тер.}$  - тепловой импульс от тока КЗ» [16].

«Поскольку  $t_{в.откл.} > 3 \cdot T_a$ , то интеграл Джоуля определяется по формуле 41» [3]:

Для определения  $B_{тер.}$  запишем выражение:

$$B_{тер.} = I_{КЗ}^2 \cdot t \cdot (t_{в.откл.} + T_a), \quad (41)$$

где  $t_{в.откл.}$  – собственное время отключения выключателя;

$T_a$  – время работы защит.

«Далее производится проверка кабеля на термическую стойкость в случае короткого замыкания по формуле 42» [5].

$$S \geq \frac{\sqrt{B_{тер.}}}{C_m}. \quad (42)$$

По формуле 43 определяется минимальный ток термической стойкости:

$$I_{тер} = \frac{S \cdot C_m}{\sqrt{t_{в.откл.} + T_a}} \quad (43)$$

«Проверка кабеля на термическую стойкость производится по условию»  
[9].

$$I_{\text{тер}} > I_{\text{п.о.}} \quad (44)$$

Результаты произведенных расчетов сведены в таблицу 10. Все КЛ РУ-0,4кВ 15ТС удовлетворяют условиям по термической стойкости и невозгоранию.

Таблица 10 – Проверка КЛ на термическую стойкость и невозгорание

Наименование фидера	$I_{\text{дл. доп.}},$ А	$I_{\text{дл.}},$ А	$I_{\text{кз.}},$ А	$B_{\text{тер.}},$ кА <sup>2</sup> ·с	$Q_u, \text{ }^\circ\text{C}$	$Q_k, \text{ }^\circ\text{C}$
Ремпост на отм. 46,3	305	268,4	13,3	39,03	34,9	44
Инструментальная МЭР. Сборка	305	268,4	13,3	39,03	38,6	56,5
ВУ-56 такелажной мастерской	180	158,4	13,3	39,03	65,4	114,9
Трансфор. Мастерская. Сборка	180	158,4	13,3	39,03	58,1	157,2
Ремпост МП на отм. 50,5	180	158,4	13,3	39,03	32,2	122,4
Ремпост №46. Сушильная камера	180	158,4	13,3	39,03	32,2	122,4
Ремпост Южн. компр.	180	193,6	13,3	39,03	32,2	122,4
Каб. туннель 18 стенка. Сборка	220	457,6	13,3	39,03	35,3	81,5
ВУ-55 такелажной мастерской	180	457,6	13,3	39,03	65,4	114,9
Освещение МБ на отм. 41,3	145	228,8	13,3	39,03	35,2	243,8
Сборка. Прожектор на отм. 55. Ворота на отм. 50,5	145	158,4	13,3	39,03	33,4	240,6
Щит освещения крыши здания ГЭС	180	158,4	13,3	39,03	30,9	120,7
Подогрев воды (бойлерная)	145	158,4	13,3	39,03	35,7	244,6
Шкаф ШУН подачи трансф. и труб, масла в ЦМХ	180	158,4	13,3	39,03	31,2	236,7



Проверка автоматических выключателей должна выполняться по следующим условиям:

- на надежность срабатывания:

$$I_{КЗ}^{(1)} \geq 3I_{нр} . \quad (45)$$

- на отключающую способность:

$$I_{откл.} \geq \sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{(3)} . \quad (46)$$

Результаты выбора и проверки расцепителей автоматических выключателей приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Проверка расцепителей автоматических выключателей

Номер автомата	Расчетный ток нагрузки, А	Параметры автомата		Параметры расцепителя									
		Тип	I <sub>н</sub> , А	Тип	I <sub>н</sub> , кА	Уставки							
						L (t=k/I <sup>2</sup> )			I				
						I <sub>1</sub> , xI <sub>н</sub>	I <sub>1</sub> , кА	t <sub>1</sub> , сек.	on/off	I <sub>3</sub> , xI <sub>н</sub>	I <sub>3</sub> , кА	k <sup>(3)</sup> <sub>ч</sub>	k <sup>(1)</sup> <sub>ч</sub>
QF1	832,6	ВА-СЭЩ-В	2000	OCR	2000	0,97	1940	0,2	off	15	-	-	-
QF2	322	TS400	400	ETM	400	0,9	360	0,2	on	10	4	2,29	2,32
QF3	117,7	TS400	400	ETM	400	0,7	280	0,2	on	6	2,4	2,07	2,09
QF4	140,5	TS400	250	ETM	160	1	160	0,2	on	10	1,6	2,69	2,70
QF5	119,7	TS400	250	ETM	200	0,85	170	0,2	on	10	2	1,51	1,52
QF6	196	TS400	250	ETM	250	1	250	0,2	on	10	2,5	1,99	2,00
QF7	196	TS400	250	ETM	250	1	250	0,2	on	10	2,5	2,88	2,90
QF8	196	TS400	250	ETM	250	1	250	0,2	on	10	2,5	1,34	1,34

Продолжение таблицы 11

QF9	66,2	TS400	250	ETM	250	0,7	175	0,2	on	10	2,5	3,69	3,74
QF10	140,5	TS400	250	ETM	160	1	160	0,2	on	10	1,6	2,69	2,70
QF11	43,4	TS400	160	ETM	160	0,7	112	0,2	on	10	1,6	3,16	3,18
QF12	35,2	TS400	160	ETM	160	0,7	112	0,2	on	10	1,6	2,91	2,93
QF13	22,9	TS400	160	ETM	160	0,7	112	0,2	on	10	1,6	6,98	7,12
QF14	45,3	TS400	160	ETM	63	1	63	0,2	on	10	0,63	14,87	15,1
QF15	21,1	TS400	160	ETM	32	0,85	27,2	0,2	on	10	0,32	29,28	29,7

Выводы по разделу.

В данном разделе ВКР представлен алгоритм проверки правильности выбора КЛ и автоматических выключателей в соответствии с рекомендациями ГОСТ Р 52736-2007. По описанному алгоритму произвели необходимые проверки, результаты указывают на качественное совпадение данных предварительного расчета.

## 8 Расчет уставок релейной защиты

Произведем расчет уставок основных защит вводной ячейки для трансформатора 15 ТС и оборудования РУ-0,4кВ 15ТС. Вся справочная информация, необходимая для производства вычислений приведена в приложении Б, сведена в таблицы Б.1-Б.5.

Максимальная токовая защита (МТЗ).

Первая ступень МТЗ ( $I \gg \gg$ ) - токовая отсечка.

Первичная уставка срабатывания защиты находится по выражению:

$$I_{с.з.} \geq k_{отс.} \cdot I_{кз max}^{(3)}, \quad (47)$$

где  $k_{отс.}$  - коэффициент отстройки (1,1÷1,15 для цифровых реле), принимаем значение 1,15.

Вторичная уставка срабатывания защиты, умноженная на  $I_{ном}$  находится по выражению:

$$I = \frac{I_{с.з.}}{n_{ТТ}} \cdot I_{ном}. \quad (48)$$

Вторичная уставка срабатывания защиты находится по выражению:

$$I_{сз} = \frac{I_{с.з.}}{n_{ТТ}}, \quad (49)$$

Произведем расчет чувствительности защиты при двухфазном КЗ в конце линии 10,5 кВ. Для этого найдем коэффициент чувствительности:

$$k_{ч}^{(2)} = \frac{k_{сх}^{(2)} \cdot I_{кз min}^{(3)}}{I_{сз}} = 4,38, \quad (50)$$

где  $k_{сх}^{(2)}$  коэффициент схемы, который для для трехфазной трехрелейной схемы составляет значение  $\frac{\sqrt{3}}{2}$ .

Защита чувствительна, так как значение выражения (50) больше 2.

Вторая ступень МТЗ ( $I \gg$ ).

Произведем расчет уставок для двух вариантов отстройки срабатывания защиты.

Отстройка от тока самозапуска нагрузки (с учетом перегрузки трансформатора на 40%).

Первичная уставка срабатывания защиты находится по выражению:

$$I_{с.з.} \geq k_{сзп} \frac{k_n}{k_b} \cdot I_{кз\ max}^{(3)}, \quad (51)$$

где  $k_{сзп}$  - коэффициент самозапуска, равный 1,3;

$k_n$  - коэффициент надежности равный 1,1;

$k_b$  - коэффициент возврата (взяты из паспортных данных SPAC-810-Л).

Вторичная уставка срабатывания защиты, умноженная на  $I_{ном}$  находится по выражению (48).

Отстройка от уставки автомата на вводе 0,4кВ.

Первичная уставка срабатывания защиты находится по выражению:

$$I_{с.з.} \geq 1,1 \cdot I_{сз0,4}, \quad (52)$$

где  $I_{сз0,4}$  - уставка защиты от КЗ автомата на вводе 0,4кВ, приведенная

$$\text{к стороне 10кВ. } I_{сз0,4} = \frac{1940 \cdot 0,4}{10} = 77,6 \text{ А.}$$

Вторичная уставка срабатывания защиты, умноженная на  $I_{ном}$  находится по выражению (48).

Произведем расчет чувствительности защиты при двухфазном КЗ в конце линии 10,5 кВ. Для этого найдем коэффициент чувствительности по выражению (50). Значение  $k_{\text{ч}}^{(2)} = 31,52 (> 2)$ , следовательно защита чувствительна. Так же необходимо проверить чувствительность защиты при двухфазном КЗ за трансформатором по выражению (49). Значение  $k_{\text{ч}}^{(2)} = 5,29 (> 2)$ , следовательно защита чувствительна.

Третья ступень МТЗ (I>) – перегрузка.

Первичная уставка срабатывания защиты находится по выражению:

$$I_{\text{с.з.}} \geq 1,2 \cdot I_{\text{раб.мах}}. \quad (53)$$

Вторичная уставка срабатывания защиты, умноженная на  $I_{\text{ном}}$  находится по выражению (48).

Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ).

Защита отстраивается от броска емкостного тока присоединения.

Первичная уставка срабатывания защиты находится по выражению:

$$I_{\text{с.з.}} \geq k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{б}} \cdot I_{\text{с}}, \quad (54)$$

где  $k_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки, равен 1,2;

$k_{\text{б}}$  - коэффициент броска емкостного тока (2÷3 для сети с изолированной нейтралью);

$I_{\text{с}}$  – емкостной ток замыкания на землю, А.

Устройство резервирования отказов выключателя (УРОВ).

Отстройка срабатывания защиты производится 10% от номинальной нагрузки присоединения.

Первичная уставка срабатывания защиты находится по выражению:

$$I_{\text{с.з.УРОВ}} \geq 0,1 \cdot I_{\text{раб.мах}}. \quad (55)$$

Вторичная уставка срабатывания защиты, умноженная на  $I_{ном}$  находится по выражению:

$$I_{BF} = \frac{I_{с.з.}}{n_{ТТ}} \cdot I_{ном}. \quad (56)$$

В таблице 12 сведены все значения рассчитанных уставок защит, время срабатывания каждой из них и вид воздействия.

Таблица 12 – Уставки защит РУ-0,4кВ 15ТС

Название защиты		Уставка по току			Уставка по времени, с	Действие на:
		перв., А	втор., $\times I_n$	втор., А		
Первая ступень МТЗ (токовая отсечка)	$I_{>>>}$	900	18,0	90	0,04	откл. вык-ля
					0	реле "Пуск МТЗ"
Вторая ступень МТЗ	$I_{>>}$	125	2,5	12,50	1	откл. вык-ля
					0	реле "Пуск МТЗ"
Третья ступень МТЗ (защита от перегрузки по току)	$I_{>}$	100	2,0	10,0	10	сигнал
Защита от замыканий на землю	$3I_{0>}$	1,16	-	-	1	сигнал
УРОВ	$I_{BF}$	6,0	0,12	0,60	0,4	реле УРОВ

Выводы по разделу.

В данном разделе произведен выбор и расчет уставок защит для вводной ячейки 10кВ трансформатора 15ТС. Отметим, что все выбранные защиты входят в комплекс микропроцессорных защит SPAC-810-Л. Рассчитаны и выбраны основные быстродействующие защиты, обладающие достаточной надёжностью, быстродействием и селективностью на заданном участке схемы электроснабжения. При необходимости выбранный набор защит может быть увеличен за счет программирования комплекса SPAC-810-Л.

## **9 Мероприятия по повышению надежности схемы электроснабжения РУ-0,4кВ 15ТС**

В данном разделе сформулируем комплекс технических мероприятий, позволяющих повысить надежность, энергоэффективность, качество эксплуатации РУ-0,4кВ 15ТС.

Система заземления.

В проекте принимается система заземления типа TN-S.

Все металлические нетоковедущие части электроустановок (электрооборудование, металлоконструкции для установки трансформаторов и РУ-0,4кВ, металлические ограждения электрооборудования, металлические корпуса панелей и шкафов), в нормальном режиме не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под ним вследствие нарушения изоляции, заземляются в соответствии с требованиями главы 1.7 ПУЭ.

Для защитного заземления оборудования используется нулевой защитный проводник (РЕ).

В соответствии с главой 1.7 ПУЭ электрооборудование подлежит заземлению путем присоединения к внутреннему контуру заземления помещений с помощью специально проложенных проводников. В проекте заземление осуществляется присоединением посредством проводников ПГС-25 (панелей и шкафов) или сталью полосовой ГОСТ 103-2006, не менее, чем в двух местах, к существующему контуру заземления здания ГЭС. Присоединения заземляющих проводников выполняются по второму классу соединений.

В качестве заземления подстанции 15ТС используются проектируемые металлоконструкции, на которые установлено данное оборудование (трансформаторы и РУ-0,4кВ), соединенные при помощи сварки стальной полосой 40x4 к общему контуру заземления ГЭС в 4-х точках. Металлоконструкции для установки трансформаторов и РУ-0,4кВ соединить между собой по концам металлоконструкций и через каждые 2 метра по длине.

В здании ГЭС имеется существующий контур заземления, выполненный из искусственных и естественных заземлителей.

В качестве естественных заземлителей здания ГЭС используются существующие металлические конструкции и арматура железобетонных конструкций, имеющих надежное соприкосновение с землей.

Кабельные металлические конструкции должны быть заземлены в соответствии со СНиП 3.03.06-85 и ПУЭ. Для заземления проектируемых кабельных конструкций по трассе кабелей проложить сталь круглую  $\Phi 10$  мм, приварив её к кабельным конструкциям, и присоединить ее по концам трасс стальной полосой 4x40 мм при помощи сварки к контуру заземления ГЭС.

Защитные меры безопасности.

В целях электробезопасности в проекте выполняется система уравнивания потенциалов. Элементы системы уравнивания потенциалов предназначаются для создания условий, обеспечивающих защиту людей от поражения электрическим током.

Основная система уравнивания потенциалов предусматривает присоединение к главной заземляющей шине РУ-0,4кВ защитных проводников (РЕ-проводников) питающей сети, внутреннего контура заземления ГЭС.

В качестве главной заземляющей шины используется нулевая защитная шина РЕ РУ-0,4кВ, присоединяемая к корпусу распределительного устройства. От главной заземляющей шины до заземлителя прокладывается не менее двух заземляющих проводников, присоединяемых к заземлителю в разных точках.

С целью уравнивания потенциалов к сети заземления присоединяются:

- металлические части строительных конструкций;
- металлические каркасы щитов и шкафов;
- металлические конструкции для прокладки кабелей;
- металлические трубы электропроводок;
- закладные металлоконструкции под электрооборудование.



Перечень мероприятий по экономии электроэнергии.

В энергетической стратегии развития РФ до 2035 года сформулированы четкие цели, направленные в первую очередь на экономию энергоресурсов, то есть экономию электроэнергии. В проекте ВКР разработан комплекс технических решений, позволяющих добиться повышения энергоэффективности и экономии энергоресурсов в системе электроснабжения СН Жигулевской ГЭС. Назовем основные из них:

- применение схемы электроснабжения собственных нужд ГЭС наиболее рациональной с точки зрения технико-экономических показателей;
- применение коммутационного электрооборудования, проводников, устройств защиты и автоматики исходя из критериев технико-экономической целесообразности.

Применение в проекте современного оборудования и аппаратуры, средств защиты, автоматики, измерения, учёта и контроля качества электроэнергии существенно повышает энергоэффективность предприятия и исключает нерациональный расход энергетических ресурсов.

Проектом предусматривается установка в ячейках №20, 40 КРУ-10кВ новых современных средств защиты электрической сети на микропроцессорной базе типа SPAC-810Л. Применение микропроцессорных устройств позволяет выявить и ликвидировать возможные аварийные режимы работы электросилового оборудования с минимальными потерями электрической энергии.

Для учёта активной мощности в цепях переменного тока стороны 0,4кВ 16ТС в проекте предусмотрено применение современных счётчиков электроэнергии типа СЭТ 4ТМ.03М класса точности 0,5S. Данное требование позволяет в режиме реального времени получать достоверную информацию по энергопотреблению, архивировать ее и производить анализ полученных данных.

Противопожарные мероприятия.

Электротехнической частью проекта предусматривается ряд мероприятий, обеспечивающих пожарную безопасность здания.

Пожарная безопасность обеспечивается следующими проектными решениями:

- использованием электрооборудования, не содержащего горючих изоляционных материалов и масел (шкафы РУ-0,4кВ, сухие трансформаторы и др.);
- применением кабелей в оболочках, не распространяющих горение;
- прокладкой взаимно резервирующих кабелей по изолированным в противопожарном отношении трассам;
- применением огнестойких уплотнений в местах проходов кабелей через строительные конструкции;
- выбором типов аппаратов защиты электросетей и уставок аппаратов с учетом токов короткого замыкания и перегрузок;
- выполнением заземления в соответствии с современными требованиями.

Мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций.

Для обеспечения сохранности устанавливаемого оборудования и кабельных сетей, а также безопасной эксплуатации электроустановок проектом предусматриваются следующие мероприятия:

- защита от перегрузки тепловыми расцепителями автоматических выключателей всех потребителей и кабелей к ним;
- защита автоматическими выключателями от однофазных токов короткого замыкания всех потребителей и кабелей к ним;
- выполнение заземления (зануления) электрооборудования.

Охрана окружающей среды.

Данной работой предусмотрена замена масляных трансформаторов на сухие. В результате этой замены воздействие на окружающую среду от трансформаторов улучшится (отсутствие масла). Дополнительных источников воздействия на окружающую среду в рамках данного проекта не предвидится.

После разборки демонтируемых трансформаторов, их составные - масло и металл утилизируются от территории ГЭС на 40км.

#### Электромагнитная совместимость

Силовое оборудование является источником мощных электромагнитных полей, создающих помехи в линиях передачи информации.

Задача защиты от помех решается следующими мероприятиями:

- применением схем и конструкций устройств управления и защиты, защищенных от помех;
- рациональным заземлением оборудования управления и защиты и кабельных сетей;
- применением специальных кабелей и способов их монтажа и прокладки.

Для снижения воздействия токов и напряжений промышленной частоты корпуса коммутационных аппаратов, шкафов и т.д. присоединяются к заземляющему устройству здания ГЭС.

Шкафы РУ-0,4кВ устанавливаются на закладные металлоконструкции, имеющие связь с заземляющим устройством, и присоединяются к ним с помощью сварки или болтовых соединений.

При прокладке силовых и контрольных кабелей необходимо соблюдение требований нормативных и руководящих документов в электроэнергетике, соблюдать расстояние между названными кабелями - не менее 0,25 метров между силовыми и контрольными кабелями.

Мероприятия по предотвращению импульсных помех кабельного хозяйства.

Для снижения уровня помех во вторичных цепях проектом предусматриваются следующие мероприятия:

- расстояние между силовыми и контрольными кабелями при параллельной прокладке трасс принимается в соответствии с требованиями СО 34.20.116-93;

- выполнение требований ПУЭ, СО 34.20.116-93 и других действующих нормативных документов при выполнении систем заземления.

Для кабелей управления выполняются мероприятия по защите от импульсных помех в соответствии с РД 34.20.166-93.

Технические мероприятия, обеспечивающие электромагнитную совместимость устройств вторичной коммутации и силового электротехнического оборудования, предусматриваются в соответствии с требованиями СО 34.35.311-2004.

Основные мероприятия включают:

- прокладкой кабелей цепей вторичной коммутации в существующих кабельных лотках;
- разводкой кабелей из кабельных лотков к шкафам в металлических трубах, прокладкой силовых и контрольных кабелей в разных лотках.
- применением экранированных контрольных кабелей (типа КВВГЭнг-LS) и заземлением экранов с обоих концов в местах концевой разделки кабелей;
- присоединением к шине заземления свободных проводников кабелей;
- соединением металлических элементов труб, лотков и экранов кабелей с общими шинами заземления объекта.

Выводы по разделу.

В данном разделе ВКР сформулирован перечень технических мероприятий, позволяющих повысить надежность, энергоэффективность, качество эксплуатации РУ-0,4кВ 15ТС.

## Заключение

Выполнена выпускная квалификационная работа, посвящённая решению важной технической задачи - техническое перевооружение электрооборудования РУ-0,4кВ 15ТС филиала ПАО «РусГидро» — «Жигулевская ГЭС». По результатам проведенной работы можно сделать следующие выводы и заключения.

В первом разделе произвели подробное описание предприятия – филиал ПАО «РусГидро» — «Жигулевская ГЭС». Анализ существующей схемы электроснабжения объекта технического перевооружения позволил выявить слабые места, существенно снижающие надежность и удобство эксплуатации.

Произвели сбор и анализ данные о потребителях щита собственных нужд РУ-0,4кВ 15ТС, который позволил выполнить расчет электрических нагрузок по методу коэффициента максимума. Расчетная мощность на шинах НН 15ТС составляет  $S_p = 553,2$  кВА.

Выполнен расчет и выбор силового трансформатора для питания РУ-0,4кВ 15ТС. В результате к установке был принят трансформатор типа ТСЗ-1000-10/0,4 производства компании «Электрощит Самара».

По итогам выбора кабельных линий и автоматических выключателей к установке принято коммутационное оборудование компании «Электрощит Самара» серии ВА-СЭЩ-В и ВА-СЭЩ и кабельные линии ВВГнг-LS производства АО «Самарская кабельная компания».

Произведен расчет токов КЗ, наибольшее значение получилось в точке К1 - 19,89 А. Полученные данные позволили проверить оборудование на электродинамическую и термическую стойкость.

Определенные в ВКР задачи полностью выполнены, что позволило достигнуть реализации поставленной в работе цели - техническое перевооружение электрооборудования РУ-0,4кВ 15ТС филиала ПАО «РусГидро» — «Жигулевская ГЭС».

## Список используемых источников

1. Астахов, Ю.Н. Накопители энергии в электрических системах / Ю.Н. Астахов, В.А. Веников. – Москва: Форум, 2016.
2. Ахметов, Р.Б. Перспективы использования нетрадиционных источников энергии / Р.Б. Ахметов. – М.: Информэнерго, 2015.
3. Вершинский, Н.В. Преобразование электроэнергии / Н.В. Вершинский. – М.: Наука, 2019.
4. ГОСТ 8024-93 Допустимые температуры нагрева токоведущих частей, контактных соединений и контактов аппаратов и электротехнических устройств переменного тока на напряжение свыше 1000 В.
5. ГОСТ Р 52736-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания.
6. Киреева Э.А., Шерстнев С.Н., под общим ред. Шерстнева С.Н. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике (с примерами расчетов). - Москва, 2013. - 864с.
7. Конюхова Е.А. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий (теория и примеры): учебное пособие. М.: РУСАЙНС, 2017. 160 с.
8. Кубарьков Ю.П., Сулейманова Л.М. Анализ и оценка уровней технических и коммерческих потерь в элементах электрических сетей при решении задач энергосбережения // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Тез. докл. 8-й Междунар. науч. – технич. конф. студ. и аспирантов, т. 1. М.: МЭИ (ТУ), 2002. С. 306 – 307.
9. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Интернет Инжиниринг, 2005. 47с.
10. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т. М. : Изд-во «Энергия», 2006. Т.4.

11. Наумов, И.В. Электроснабжение: учебное пособие. М.: АМГУ, 2014. 381 с.
12. Непорожний, П.С. Введение в гидроэнергетику: Учеб. пособие для вузов / П.С. Непорожний, В.И. Обрезков. – М.: Энергоиздат, 2017.
13. Оборудование нетрадиционной и малой энергетики: Справочник-каталог / Под ред. Ю.Д. Арбузова; 2-е изд. – М.: Изд-во АО ВИЭН, 2018.
14. Ополева, Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов учеб. пособие / Г.Н. Ополева. – М.: Форум; ИНФРА-М, 2018. – 416 с.
15. Раушенбах, Г. Справочник по проектированию внутрицехового электроснабжения / Г. Раушенбах; Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 2017.
16. Сичкарев, В.И. Основы исследования и разработки волновых энергетических станций / В.И. Сичкарев. – Владивосток: ДВНЦ АН РФ, 2017.
17. Фалеев, Д.С. Прогнозная оценка стоимости электроэнергии, получаемой с помощью солнечных батарей / Д.С. Фалеев // Бюллетень научных сообщений. – Хабаровск: ДВГАПС, 2018. – С. 59.
18. Шефтер, Я.И. Использование энергии ветра / Я.И. Шефтер. – М.: Энергоатомиздат, 2020.
19. Cassidy E. S., Peter Z. G. Introduction to Energy: tutorial. Cambridge: Cambridge University Press, 2017. 440 p.
20. Jensen C. F. Online location of faults on AC cables in underground transmission systems. Alborg: Department of energy technology, 2014. 221 p
21. Prostean O., Kilyeni S., Barbulescu C., Vuc G., Borlea I. Unconventional sources for electric substation ancillary services power supply // Proceedings of 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power -ICHQP 2010, Bergamo, 2010, pp. 1-6.
22. Sugita, M. Relationship Between the Voltage Distribution Ratio and the Post Arc Current in Double-Break Vacuum Circuit Breakers / M. Sugita // in IEEE Transactions on Plasma Science, vol. 37, no. 8, pp. 1438-1445.
23. Watts H.D. Large industrial enterprises electrical supply systems // Industrial engineering. 2016. 470 p.

Приложение А  
Справочные данные для проверки КЛ

Таблица А.1 – Справочные данные для проверки КЛ РУ-0,4кВ 15ТС

Исходные данные:	
Тип кабеля	ВВГ НГ(А)-LS
Длительно-допустимый ток, $I_{дл.доп.}$ , А	взято из ПУЭ гл.1.3
Максимально допустимая рабочая температура кабеля, $Q_{од}$ , °С	70°С (взято из каталога на кабель)
Максимально допустимая температура кабеля при К.З., $Q_{МАХ}$ , °С	350°С (взято из ГОСТ Р 527362007)
Максимальный ток нагрузки, $I_{раб}$ , А	см. таблицу 6
Фактическая температура окружающей среды, $Q_o$ , °С	(см. таблица 6) 30°С
Способ прокладки	в воздухе
Поправочный коэф-т на $t_{окр.ср.}$	0,88 (взято из ПУЭ гл.1.3)
Трёхфазный ток КЗ на шинах, кА	см. таблицу 12



## Приложение Б

### Исходные данные для расчета уставок защит

Таблица Б.1 - Параметры защищаемого трансформатора 10/0,4кВ

Тип	$S_{ном}$ , кВА	$U_k$	$X_{тр}$ , Ом	$I_c$ , А
ТСЗ	1000	6%	6,615	0,03

Таблица Б.2 - Параметры кабельной линии 10,5кВ к трансформатору

Тип	Длина, м	$r_{уд}$ , Ом/км	$x_{уд}$ , Ом/км	$I_{C,уд}$ , А/км	$r$ , Ом	$x$ , Ом	$I_c$ , А
ПВБПнг(А)-НФ 3х70/16	200	0,342	0,098	1,4	0,068	0,02	0,28

Таблица Б.3 - Расчетные величины токов 3-х фазного КЗ

Расчетная точка КЗ	Наименование	$r$ , Ом	$x$ , Ом	$I_{кз}$ , А
К1	Шины 10,5 кВ	-	1,311	4623
К3	Конец каб. линии 10кВ	0,068	1,331	4550
К5	За тр-ром 10/0,4кВ	0,068	7,946	763

Таблица Б.4 – Данные трансформатор тока в ячейке 10кВ

Тип МП УРЗА	Номинальный ток ТТ, А		$n_{тт}$	Кол-во ТТ	Тип схемы
	Первичный	Вторичный			
SPAC-810-Л21 2322	50	5	10	3	трехфазная трехрелейная схема

Таблица Б.5 – Данные трансформатора тока нулевой последовательности

Тип	$n_{ТТ0}$	
ТДЗЛ	30/1	30