

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 Реконструкция системы электроснабжения РУ-0,4кВ 16ТС филиала ПАО  
«РусГидро» — «Жигулевская ГЭС»

Обучающийся

Н.А. Пушкин

(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**

В представленной выпускной работе разработан проект реконструкции системы электроснабжения РУ-0,4кВ 16ТС филиала ПАО «РусГидро» — «Жигулевская ГЭС». В работе представлена краткая характеристика предприятия-собственника: описан состав основных сооружений, электротехнического и гидромеханического оборудования, схемы выдачи мощности, схемы собственных нужд электростанции. Подробно рассмотрены потребители электрической энергии, получающие питание от РУ-0,4кВ 16ТС Жигулевской ГЭС. Составлен комплекс технических мероприятий, позволяющих существенно повысить энергоэффективность, надежность и качество эксплуатации РУ-0,4кВ 16ТС ЖГЭС и его фидерных потребителей. Расчет токов короткого замыкания, выполненный по методике Минэнерго РФ, позволил произвести обоснованный выбор и проверку электротехнического оборудования, проводников в соответствии с действующими ГОСТами и стандартами.

## **Abstract**

In the presented final qualifying work, a project for the reconstruction of the power supply system of RU-0,4kV 16TS Zhigulevskaya HPP (ZhGES) was completed. A brief description of the enterprise and the object of research is given, an analysis of technological violations associated with violation of the electromagnetic compatibility of equipment RU-0,4kV 16TS ZhGES is carried out. It is stated that the deterioration of morally and physically obsolete equipment has reached critical values and does not meet modern requirements for the reliability of the design of power supply systems, which, together with increasing accident rates, serves as an indisputable argument for reconstruction. A set of technical solutions has been developed to significantly improve the reliability of the reconstruction object. The calculation of electrical loads by the method of the maximum coefficient, short-circuit currents, the choice of equipment and conductors for the projected power supply scheme RU-0,4kV 16TS ZhGES.

## Содержание

Введение.....	4
1 Общая характеристика объекта исследования.....	6
1.1 Краткая характеристика энергопредприятия .....	6
1.2 Схема собственных нужд Жигулевской ГЭС .....	12
1.3 Существующее положение РУ-0,4кВ 16ТС .....	13
1.4 Основные технические решения .....	16
1.5 Общие электротехнические требования к оборудованию подстанции.....	21
2 Расчет параметров схемы электроснабжения РУ-0,4кВ 16ТС.....	28
2.1 Расчет электрических нагрузок .....	28
2.2 Выбор силового трансформатора для РУ-0,4кВ 16ТС .....	31
2.3 Выбор автоматических выключателей для ЭП РУ-0,4кВ 16ТС .....	34
2.4 Выбор силовых кабелей для РУ-0,4кВ 16ТС .....	36
3 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4кВ РУ-0,4кВ 16ТС.....	40
3.1 Расчет параметров схемы замещения прямой последовательности...	40
3.2 Расчет параметров схемы замещения нулевой последовательности..	44
3.3 Расчет токов короткого замыкания.....	46
3.4 Проверка выбранной аппаратуры и кабелей.....	49
Заключение.....	56
Список используемых источников .....	58

## Введение

На протяжении многих десятилетий остается неизменно справедливым утверждение, что электроэнергетика – это основа развития экономики страны. Особую или стратегически важную роль в энергетике России занимает гидроэнергетика. Она обеспечивает дешевой и экологически чистой энергией все крупные производственные объекты нашей страны. От надежного и безаварийного функционирования оборудования гидроэлектростанций зависит качество работы большинства крупных и средних производственных объектов, жилищно-коммунального сектора, стабильность всей объединённой энергосистемы России. Поэтому вопросам оценки текущего состояния, проведения модернизации и технического перевооружения основного и вспомогательного оборудования гидроэлектростанций стоит уделять особое внимание.

Актуальность темы связана с тем, что техническое перевооружение необходимо с технической и экономической стороны вопроса, так как оборудование претерпело моральный и физический износ. Научная новизна работы заключается в том, что для реконструкции используется самое современное оборудование, ранее не участвующее в работе Жигулевской ГЭС.

Цель работы заключается в проведение реконструкции системы электроснабжения РУ-0,4кВ 16ТС Жигулевской ГЭС.

Для реализации поставленной цели предусмотрено решение следующих задач:

- составить краткую характеристику объекта исследования, произвести оценку возможности и необходимости проведения реконструкции системы электроснабжения РУ-0,4кВ 16ТС Жигулевской ГЭС;
- выполнить расчет параметров схемы электроснабжения, произвести выбор числа и мощности трансформаторов РУ-0,4кВ 16ТС ЖГЭС с учетом перспективного увеличения мощности потребителей собственных нужд (СН) ЖГЭС;

- составить схему замещения и произвести расчет токов короткого замыкания в сети 0,4кВ РУ-0,4кВ 16ТС ЖГЭС;
- осуществить выбор силовых кабельных линий, автоматических выключателей для щита 0,4кВ 16ТС, а также произвести проверку выбранного оборудования.

Практическая значимость работы заключается в том, что отдельные её положения могут быть использованы инженерно-техническими работниками субъектов энергетики для подготовки и проведения реконструкции оборудования собственных нужд энергопредприятия.

Работа состоит из введения, заключения, 3-х основных разделов, списка литературы из 23 источников. Общий объем работы 59 страниц машинописного текста.

## **1 Общая характеристика объекта исследования**

### **1.1 Краткая характеристика энергопредприятия**

«Филиал ПАО «РусГидро» - «Жигулевская ГЭС» самая крупная по мощности и по выработки электроэнергии гидроэлектростанция (ГЭС) Волжско-Камского каскада. Мощность станции составляет 2488 МВт. Жигулевская ГЭС расположена на территории г.о. Жигулевск в Самарской области на участке Самарской Луки в районе Жигулевского створа, где имеется естественное падение рек Уса-Волга» [4].

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.

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.

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.

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.

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].

Земляная плотина.

Основание земляной плотины сложено мощными отложениями песков с незначительными прослойками гравия и линзами супесей. Тело плотины намыто из местных разнозернистых 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.

Соросудерживающее сооружение (СУС).

Вода водохранилища приносит к гидростанции много плавающего древесного мусора. Чтобы не пропустить его в турбины, поперек подводного 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 – поворотнo-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 лопатка 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.

## 1.2 Схема собственных нужд Жигулевской ГЭС

Система электроснабжения собственных нужд 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. В схеме собственных нужд задействовано 34 трансформатора собственных нужд, по станционному классификатору они имеют обозначения 3ТС-34ТС. В данной работе объектом реконструкции служит трансформатор 16ТС и РУ-0,4кВ 16ТС, которые территориально расположены в котельной служебного корпуса.

Основными потребителями системы собственных нужд Жигулевской ГЭС являются электродвигатели, служащие приводными механизмами для технологического и технического оборудования. Совершенно очевидно, что в зависимости от важности технологического оборудования потребители собственных нужд делятся на категории ответственности. На станции принята классификация потребителей собственных нужд в зависимости от степени их ответственности (по аналогии с категориями надежности в электроснабжении). К ответственным потребителям собственных нужд относят: - двигатели маслососов в системе регулирования гидроагрегатов; - циркуляционные масляные насосы в системах охлаждения главных повысительных трансформаторов 1ТГ-8ТГ (тип трансформаторов АОЦТ, ОРЦТ); - подзарядные агрегаты системы постоянного оперативного тока ГЭС; - воздушные вентиляторы охлаждения мостов системы тиристорного

самовозбуждения типа СТС-2П. Названные потребители обеспечивают нормальный режим эксплуатации основного оборудования гидроэлектростанции, поэтому имеют два независимых источника питания и 100% резервирование. Обесточение описанных потребителей не допускается. Остальные потребители, которые не связаны с основным технологическим оборудованием, принято относить к категории неответственных потребителей собственных нужд (по аналогии с категориями надежности в электроснабжении – потребители 2 и 3 категории).

### **1.3 Существующее положение РУ-0,4кВ 16ТС**

РУ-0,4кВ 16ТС - двухсекционное распределительное устройство 0,4кВ двухстороннего обслуживания с одинарной секционированной системой шин, секционированной секционным выключателем без автоматического переключения - с ручным резервированием. На шинах щита 0,4кВ предусмотрен секционный автоматический выключатель, который обеспечивает его включение при исчезновении напряжения на одной из секций вручную. Неавтоматическое резервирование позволяет подключение РУ-0,4кВ 16ТС (электроприемников второй категории) к РУ-0,4кВ 15ТС в случае исчезновения напряжения на 16ТС. Внешний вид РУ-0,4кВ 16ТС представлен на рисунке 1.

РУ-01,4кВ 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.



Рисунок 1 – Существующее РУ-0,4кВ 16ТС

Вводной ячейкой для трансформатора 16ТС является яч. № 40 КРУ-10кВ-Is. Она снабжена вакуумным выключателем 10кВ типа ВВ/TEL-10 и комплексом микропроцессорных защит типа SPAC-510. Внешний вид трансформатора 16ТС представлен на рисунке 2.



Рисунок 2 – Трансформатор 16ТС

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.

Трансформатор 16ТС 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 внутривольная 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 16ТС эксплуатируется без маслоприемника в непосредственной близости от основного оборудования, отсутствуют взрыво- и пожаро-защитные ограждения.

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

- электрооборудование РУ-0,4кВ 16ТС морально и физически устарело, его эксплуатация ведется с нарушениями действующих норм и правил. Необходима полная замена электрооборудования РУ-0,4кВ 16ТС на более современное, надежное и энергоэффективное;



- кабельное хозяйство, выполненное кабелями марки СБГ выработало свой ресурс, не способно выдержать возрастающие токовые нагрузки от современного электрооборудования;
- строительные конструкции трансформатора 16ТС подвержены повышенному коррозионному износу и представляю угрозу действующему оборудованию;
- щит 0,4кВ РУ-0,4кВ 16ТС морально и физически устарел, отсутствует возможность подключения новых потребителей.

Названные выше аргументы являются неоспоримыми доказательствами необходимости полной замены оборудования РУ-0,4кВ 16ТС и трансформатора 16ТС.

#### **1.4 Основные технические решения**

Схема электроснабжения.

Схема электроснабжения подстанции 16ТС представлена в графической части на листах 1, 2, на рисунке 3 представлен уменьшенный вариант схемы электроснабжения РУ-0,4кВ 16ТС. Далее по тексту будет представлено описание основных потребителей, получающих питание с НН 16ТС и разработан комплекс технических решений, позволяющий повысить надежность, удобство эксплуатации и энергоэффективность схемы электроснабжения РУ-0,4кВ 16ТС.

Существующими электропотребителями собственных нужд 16ТС являются: ремонтные посты, силовые сборки трансформаторной мастерской, электродкотлы и шкаф питания автоматики котлов, освещение, компьютеры, кондиционеры и многие другие мелкие потребители.

Данным проектом предусмотрено дополнительное подключение проектируемого ремпоста обогрева ротора и статора от 1-ой секции РУ-0,4кВ 16ТС. Условие его включения - на время его работы все потребители

переключаются на 2-ую секцию, а 1-ая секция работает только на прогрев обмоток ротора или статора.

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

При разработке проекта реконструкции подстанции 16ТС, в рамках ВКР были предусмотрены следующие технические решения.

В котельной служебного корпуса здания ГЭС РУ-0,4кВ 16ТС и непосредственно сам трансформатор 16ТС устанавливаются на вновь проектируемые металлоконструкции - РУ-0,4кВ 16ТС устанавливается на прежнее место, а трансформатор устанавливается в коридоре котельной служебного корпуса на место демонтируемого бойлера №5 и выгораживается съемными секциями металлического ограждения.

Питание существующих электроприемников переменного тока предусматривается от проектируемых щитов РУ-0,4кВ 16ТС, 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.

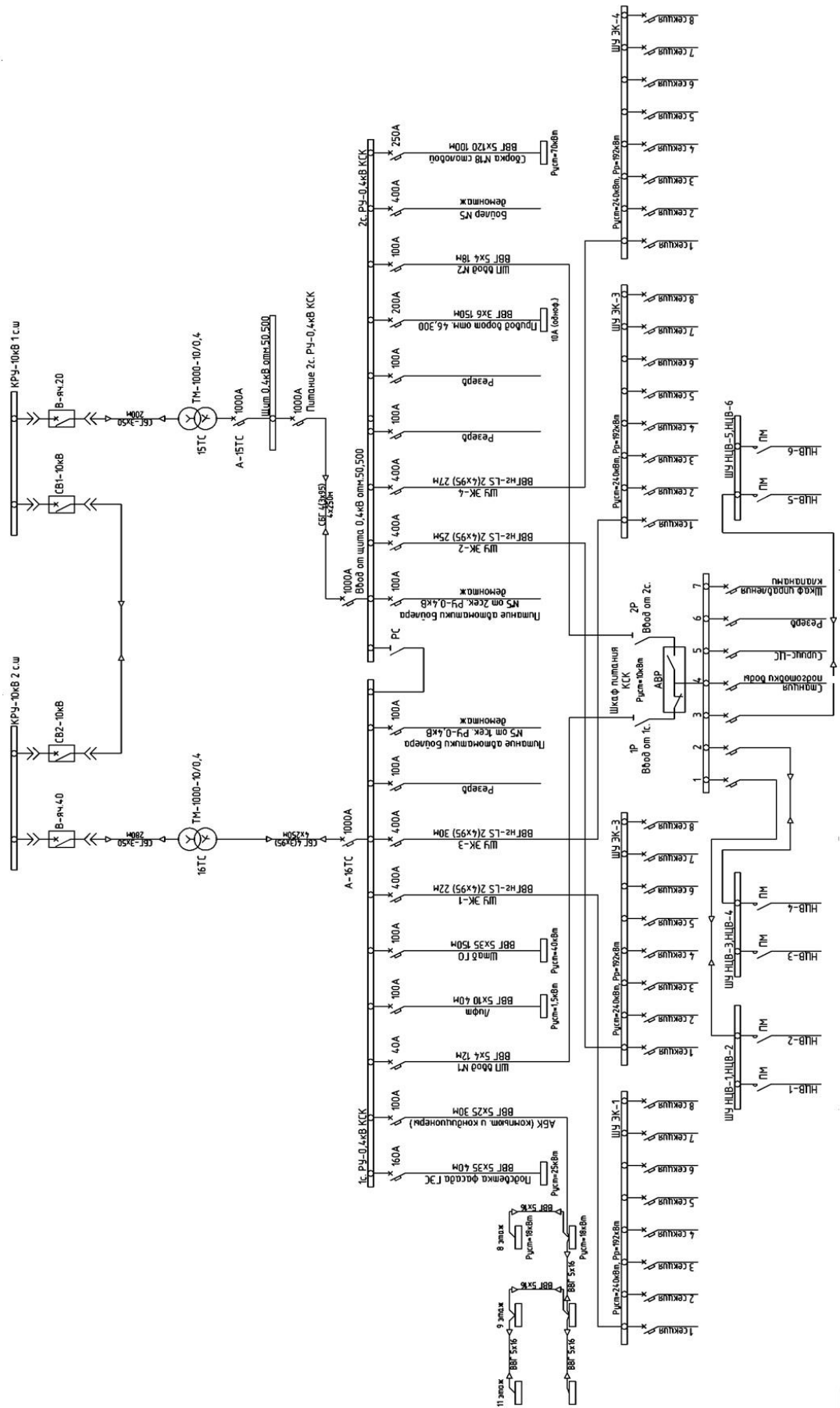


Рисунок 3 – Схема электроснабжения РУ-0,4кВ 16ТС

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 16ТС:

- РУ-0,4кВ 16ТС - двухсекционное распределительное устройство 0,4кВ двухстороннего обслуживания с одинарной секционированной системой шин, секционированной секционным выключателем без автоматического переключения - с ручным резервированием. На шинах щита 0,4кВ предусмотрен секционный автоматический выключатель, который обеспечивает его включение при исчезновении напряжения на одной из секций вручную. Неавтоматическое резервирование позволяет подключение РУ-0,4кВ 16ТС к РУ-0,4кВ 15ТС при исчезновении питания на вводе 16ТС.

Панели РУ-0,4кВ 16ТС комплектуются шкафами заводского изготовления модульной конструкции с выкатными или втычными автоматическими выключателями производства фирмы «ABB». Шкафы предназначены для ввода и распределения электроэнергии, управления и включают в себя аппараты коммутации силовых цепей, защиты, управления и автоматики.

Щиты РУ-0,4кВ 16ТС необходимо укомплектовать необходимыми электроизмерительными приборами: вольтметрами, амперметрами, электронными счетчиками активной энергии на стороне 0,4кВ.

Контроль потребления электроэнергии на собственные нужды подстанций 16ТС 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 рессор и установка их на место демонтируемого морально устаревшего оборудования. Шкафы скомплектованы из металлических навесных корпусов с аппаратами защиты производства фирмы «ABB».

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 электропитового оборудования учитывались следующие условия:

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

## **1.5 Общие электротехнические требования к оборудованию подстанции**

Кабельное хозяйство.

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).

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 приняты 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 выполнить с шагом крепления не более чем через 2м. Секции лотков крепятся к опорным конструкциям. Сборка секций лотков в кабельные трассы выполняется при помощи болтовых соединений.

Управление, автоматика, сигнализация собственных нужд.

Управление выключателями КРУ-10кВ ОСН ГЭС секция 1 яч.20 и секция 2 яч.40 предусматривается вручную со шкафов КРУ-10кВ и шкафа ввода 0,4кВ 16ТС.

Управление автоматическими выключателями вводов рабочего и резервного питания и секционным выключателем РУ-0,4кВ предусматривается вручную с шкафа ввода 0,4кВ 16ТС.

Для шин секций РУ-0,4кВ предусматривается ручное включение резервирования.

Для РУ-0,4кВ предусматривается сигнализация, выполняемая в следующем объеме:

- световая сигнализация положения автоматических выключателей вводов рабочего и резервного питания;
- световая сигнализация положения секционного выключателя;
- световая сигнализация аварийного отключения;
- звуковая и световая сигнализация вызова персонала в помещение РУ СН-0,4кВ, действующая при нарушениях нормального режима работы и при неисправностях.

Конструктивные решения.

Установка 16ТС.

Трансформатор 16ТС устанавливается взамен существующего. Существующий трансформатор располагается на открытой площадке силовых трансформаторов Жигулевской ГЭС.

Установка нового трансформатора 16ТС предусматривается в здании в коридоре вблизи КСК на месте существующего бойлера №5. Перед выполнением работ по установке трансформатора существующий бойлер и его опорные конструкции подлежат демонтажу.

Установка трансформатора 16ТС предусматривается на монолитное железобетонное перекрытие. Для установки трансформатора выполняются закладные детали, выполненные из листа по ГОСТ 19903-74 толщиной 30мм и длиной 1170мм. Для подключения трансформатора в конструкции перекрытия выполняется отверстие 100мм.

Место установки трансформатора выгораживается ограждением с калиткой по серии 5.407-131.

Шкафы управления трансформатора 16ТС устанавливаются на закладные в полу детали, выполненные из прокатных швеллеров 10 по ГОСТ 8240-97.

Технические решения систем инженерного обеспечения. Заземление, защитные меры безопасности.

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 16ТС используются проектируемые металлоконструкции, на которые установлено данное оборудование (трансформаторы и РУ-0,4кВ), соединенные при помощи сварки стальной полосой 40х4 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 Ф10мм, приварив её к кабельным конструкциям, и присоединить ее по концам трасс стальной полосой 4х40мм 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.

Вывод по разделу.

В данном разделе ВКР представили описание предприятия-собственника объекта проектирования, произвели анализ текущего состояния электрооборудования и схемы электроснабжения РУ-0,4кВ 16ТС ЖГЭС с выработкой рекомендаций по повышению их надежности и энергоэффективности.

## 2 Расчет параметров схемы электроснабжения РУ-0,4кВ 16ТС

### 2.1 Расчет электрических нагрузок

Для выполнения расчетов по определению электрических нагрузок потребителей электроэнергии, получающих питание от 1 и 2 секций РУ-0,4кВ 16ТС необходимо собрать данные по номинальной мощности этих потребителей. На рисунке 3 представлена схема электроснабжения РУ-0,4кВ 16ТС на которой обозначены все фидера рассматриваемой схемы электроснабжения. Используя паспорта электрооборудования занесем данные по составу и номинальным мощностям оборудования в таблицу 3. Далее по мере выполнения расчетов наполнение таблицы 3 будет изменяться и дополняться.

Основным методом расчета электрических нагрузок для промышленных объектов является метод коэффициента максимума. В соответствии с названной методикой на первом этапе выполнения расчетов необходимо произвести сбор и анализ сведений по количеству электроприемников, их единичной мощности и номинальным данным. Полученные сведения сведем в таблицу 3.

Для электроприемников, работающих в повторно-кратковременном режиме (ПКР) необходимо по выражению (1) выполнить приведение их мощности к длительному режиму работы, которому соответствует продолжительность включения 100%.

$$P_{ном} = P_{пасп} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (1)$$

где  $P_{пасп}$  - паспортная мощность электроприемников (данные берутся из таблицы 3);

$ПВ$  - продолжительность включения.

По справочным данным, приведенным в [8, 15] определяются значения величин ( $k_u$ ) и ( $\cos \varphi$ ) для всех электроприемников, представленных в таблице 3. Все рассчитанные величины так же заносим в таблицу 3.

В соответствии с используемой методикой необходимо по выражению (2) рассчитать величину суммарной активной мощности для всех электроприемников, получающих питание с шин НН 16ТС:

$$P_{H.\Sigma} = P_{НОМ} \cdot n, \quad (2)$$

где  $n$  - кол-во электроприемников.

Найдем величину коэффициента силовой сборки по математическому выражению:

$$m = \frac{P_{H.МАКС}}{P_{H.МИН}}. \quad (3)$$

В соответствии с алгоритмом расчетов [5] произведем расчеты средней активной и реактивной мощности для каждого потребителя щита собственных нужд РУ-0,4кВ 16ТС, а также общую среднюю нагрузку на низкой стороне трансформатора 16ТС:

$$P_C = K_{II} \cdot P_{H.\Sigma} \quad (4)$$

$$Q_C = P_C \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (5)$$

По математическим выражениям (6), (7), (8) определим средние значения  $k_u$ ,  $\operatorname{tg} \varphi_{cp}$  и  $\cos \varphi_{cp}$ :

$$K_{II.CP} = \frac{\sum P_C}{\sum P_{H.\Sigma}}, \quad (6)$$

$$\cos \varphi_{cp} = \frac{\sum P_c}{\sum S_c}, \quad (7)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{cp} = \frac{\sum Q_c}{\sum P_c}. \quad (8)$$

По выражению (9) рассчитаем количество эффективного числа электроприемников:

$$n_{\text{э}} = \frac{\left( \sum P_n \right)^2}{\sum n \cdot P_n^2}. \quad (9)$$

Используя паспорта электрооборудования, а так же справочные данные, полученные из технической литературы [17] определим значения  $K_M$  для всех фидеров в функции от  $n_{\text{э}}$  и  $k_u$ . Расчетные данные запишем в таблицу 3. 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  $n_{\text{э}} > 10$ .

Для реализации дальнейших расчетов необходимо знать значения величин расчетной активной и реактивной мощности для каждого фидера и на НН 16ТС [7].

$$P_P = K_M \cdot P_C, \quad (10)$$

$$Q_P = K'_M \cdot Q_C. \quad (11)$$

По выражению (12) найдем полную расчётную мощность для каждого электроприемника и на шинах 0,4кВ 16ТС:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}. \quad (12)$$

Заключительным этапом расчета электрических нагрузок является определение расчетного тока для каждого электроприемника отдельно и общего на секции шин 0,4кВ РУ-0,4кВ 16ТС:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (13)$$

Все полученные данные заносим в таблицу 1.

## 2.2 Выбор силового трансформатора для РУ-0,4кВ 16ТС

В предыдущем разделе был произведен расчет электрических нагрузок на шинах 0,4кВ щита собственных нужд РУ0,4кВ 16ТС, то есть рассчитана нагрузка на НН трансформатора для проектируемого распределительного устройства. Исходными данными для расчета и выбора трансформатора пойдут значения из таблицы 1, а именно величина  $S_{\Sigma p} = 685,2$  кВА.

Для точного и качественного выбора питающего трансформатора в соответствии с методикой [3], необходимо произвести расчет потерь активной, реактивной и полной мощности для всех ЭП секции 0,4кВ.

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_P, \quad (14)$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_P, \quad (15)$$

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta P_T^2 + \Delta Q_T^2}. \quad (16)$$

Все значения заносим в таблицу 1.



Таблица 1 – Результаты расчета нагрузок для РУ-0,4кВ 16ТС

Исходные данные							Рассчитанные значения					Расчетная мощность			
По потребителям				Справочная информация			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
Название фидера	Кол-во ЭП, шт.	P <sub>n</sub> , кВт		k <sub>и</sub>	cosφ/tgφ										
		Един-ая	Всего		cosφ	tgφ									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Подсветка фасада	1	25	25	0,8	0,95	0,35	21,25	6,1	631			20,9	7,9	21,8	33,8
АБК Кондиционеры	1	18	18	0,85	0,8	0,64	13,8	9,08	326			15,1	8,9	18,1	27
АБК Компьютеры	1	18	18	0,85	0,8	0,64	13,8	9,08	326			15,1	8,9	18,1	27
ШП КСК + привод ворот	1	10	10	0,85	0,8	0,64	8,5	5,06	99			9	5,35	10,2	15,2
Грузовой малый лифт	1	1,5	1,5	0,65	0,85	0,7	0,87	0,72	2,36			0,87	0,65	1,42	1,9
Штаб ГО	1	40	40	0,85	0,8	0,64	33	18,99	1599			33	20,87	37,7	60,1
ШУ –ЭК 1÷4 (2раб+2рез)	2	240	480	0,85	0,8	0,64	376	237,9	115198			386	262,3	465,1	707,4
Сборка №18 Столовая	1	70	70	0,9	0,8	0,64	64	38	4896			64	44	77,1	116,2
Итого на ШНН			664,8				536,82	326,4	122999	3	1	538	360,5	647,6	983,9
Потери												10,76	36,05	37,62	
Итого на ВН												548,8	396,5	685,2	

Определим значение мощности трансформатора с учетом данных, полученных в выражении (16), но без учета компенсации реактивной мощности. Отметим, что компенсация реактивной мощности в системе электроснабжения собственных нужд Жигулевской ГЭС не требуется, так как данная функция выполняется непосредственно системой автоматического возбуждения генераторов. Как было описано в начале ВКР, основное питание собственных нужд ГЭС осуществляется от трансформаторов 1ТС и 2ТС, которые по стороне ВН запитаны с шин 110кВ ОРУ-110. Поэтому режим работы потребителя собственных нужд ГЭС зависит от регулирования уровней напряжения в прилегающей сети генераторами станции.

$$S_T \geq S_p = 0,7 \cdot S_{p(BH)} = 479,64 \text{ кВА}. \quad (17)$$

На рисунке 3 приведены схемы электроснабжения РУ-0,4кВ 16ТС, как видно из схемы, резервирование щита собственных нужд происходит от трансформатора 15ТС через секционный автоматический выключатель. Поэтому при выборе мощности трансформатора 16ТС необходимо учесть нагрузку на стороне НН 15ТС. По данным производственно-технической службы ГЭС для 15ТС  $S_p = 422,613 \text{ кВА}$ . Поэтому в расчетах по выбору мощности питающего трансформатора будем использовать значение  $S_p = 902,253 \text{ кВА}$ .

При выборе типа и мощности трансформатора 16ТС используем рекомендации ПУЭ, ПОТЭУ, ПТЭ и электронные каталоги заводов изготовителей электрооборудования [8]. К установке принимаем трансформатор сухого типа мощностью 1000кВА ТСЗ-1000-10/0,4. Технические данные выбранного оборудования приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Технические данные трансформатора ТСЗ-1000-10/0,4

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>H</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

ТСЗ – трансформатор сухой, защитного исполнения.

### 2.3 Выбор автоматических выключателей для ЭП РУ-0,4кВ 16ТС

В разделе ВКР произведем расчет и выбор автоматических выключателей для проектируемого объекта. Согласно существующей схемы электроснабжения РУ-0,4кВ 16ТС, представленной на рисунке 3, замене подлежат автоматы фидеров, вводные автоматы, планируемый к установке секционный автомат, а также коммутационное оборудование новых потребителей с учетом перспективного развития схемы электроснабжения.

Выбор автоматических выключателей произведём по выражению:

$$I_p = \frac{\Sigma P_p}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot \cos \varphi} \quad (18)$$

Далее выполняем проверку в соответствии с методикой [8]:

$$I_p < I_{нр} , \quad (19)$$

где  $I_{нр}$  - величина тока расцепителя автомата (А) – находится по каталогу производителя.

Все дальнейшие расчеты произведем по описанному выше алгоритму. Исходными данными послужат результаты, сведенные в таблицу 3. В таблице 3 и таблице 4 представлены результаты выбора автоматических выключателей для проектируемого РУ.

Таблица 3 – Выбор автоматических выключателей для РУ-0,4кВ 16ТС

Наименование ЭП / № автомата	Автомат		Расцепитель			I <sub>p</sub> , А	
	Тип	I <sub>на</sub> , А	Тип	I <sub>нр</sub> , А	к <sub>ч</sub> <sup>(1)</sup>		
щит 0,4кВ 1 сек.							
Шкаф управления ЭК-1	QF2	$T_{max T5}$	400	ТМА	400	30,13	353,1
Шкаф управления ЭК-3	QF3	$T_{max T5}$	400	ТМА	400	29,08	353,1
Шкаф ручного резерва	QF5	$T_{max T4}$	250	ТМА	200	55,80	53
Штаб ГО. Сборка	QF7	$T_{max T2}$	160	ТМД	80	38,38	60,1
Шкаф подсветка фасада ГЭС	QF8	$T_{max T2}$	160	ТМД	50	144,60	33,8
Шкаф питания КСК	QF9	$T_{max T2}$	160	ТМД	40	252,25	15,2
щит 0,4кВ 2 сек.							
Шкаф управления ЭК-2	QF11	$T_{max T5}$	400	ТМА	400	30,18	353,1
Шкаф управления ЭК-4	QF12	$T_{max T5}$	400	ТМА	400	30,18	353,1

Продолжение таблицы 3

Шкаф ручного резерва	QF15	$T_{max T4}$	250	TMA	200	55,80	53
Сборка №18 столовой	QF16	$T_{max T4}$	250	TMA	160	32,19	116,2
Шкаф питания КСК	QF20	$T_{max T2}$	160	TMD	40	253,12	13,9

Таблица 4 – Выбор вводных и секционных автоматов для РУ-0,4кВ 16ТС

Позиционное обозначение автомата	Назначение	Параметры				Макс. нагрузка на секцию, А
		Автомат		Расцепитель		
		Тип	$I_{на}, А$	Тип	$I_{нр}, А$	
QFW1	Ввод от 16ТС	$E_{max2.E2.2}$	2000	Ekip DIP LI	2000	832,6
QFW2	Ввод от 15ТС	$E_{max2.E2.2}$	2000	Ekip DIP LI	2000	832,6
QFS1	Секционный автомат	$E_{max2.E2.2}$	2000	Ekip DIP LI	2000	832,6

К установке были приняты автоматические выключатели производства фирмы АВВ типа  $T_{max}$  и  $E_{max}$ .

#### 2.4 Выбор силовых кабелей для РУ-0,4кВ 16ТС

«Выбор сечения и марки проводников производится по значениям допустимого тока ЭП, рассчитанного по формуле (18), величины которого представлены в таблицах 3,4. Далее необходимо согласно требованиям и рекомендациям ПУЭ [4] определить сечение проводников по условию нагрева [5]. Отметим, что при выборе сечения проводников следует так же учитывать величину  $I_{нр}$  (таблица 3,4)» [6]. Результаты расчетов по выбору проводников для реконструируемого распределительного устройства представлены в таблице 5. В таблице 5 приведены сведения о наименовании фидеров щита 0,4кВ 16ТС, которым соответствует номер автоматического выключателя. С

целью оптимизации объема информации далее целесообразно в табличных данных оперировать номером автомата фидера.

Таблица 5 – Результаты выбора кабельных линий к потребителям РУ-0,4кВ 16ТС

Обозначение автомата	Параметры кабельной линии к потребителю						
	Кабель		Длина, км	Х <sub>уд.</sub> , Ом/км	R <sub>уд.</sub> , Ом/км	X <sub>кб.</sub> , Ом	R <sub>кб.</sub> , Ом
	Тип	Сечение					
QF2	ВВГнг-LS	2(5x95)	0,022	0,064	0,194	0,001	0,002
QF3	ВВГнг-LS	2(5x95)	0,03	0,064	0,194	0,001	0,003
QF5	ВВГнг-LS	5x50	0,01	0,066	0,37	0,001	0,004
QF7	ВВГнг-LS	5x50	0,15	0,066	0,37	0,01	0,056
QF8	ВВГнг-LS	5x50	0,04	0,066	0,37	0,003	0,015
QF9	ВВГнг-LS	5x50	0,012	0,066	0,37	0,001	0,004
QF11	ВВГнг-LS	2(5x95)	0,022	0,064	0,194	0,001	0,002
QF12	ВВГнг-LS	2(5x95)	0,022	0,064	0,194	0,001	0,002
QF15	ВВГнг-LS	5x50	0,01	0,066	0,37	0,001	0,004
QF16	ВВГнг-LS	5x70	0,1	0,065	0,26	0,007	0,026
QF20	ВВГнг-LS	5x50	0,018	0,066	0,37	0,001	0,007
QFW2	ВВГнг-LS	3(5x150)	0,25	0,063	0,122	0,005	0,010

«Так как ввод 0,4кВ от трансформатора 16ТС до 1 секции РУ-0,4кВ КСК предполагается выполнить медным шинопроводом в закрытом корпусе, то целесообразно представить выбор медного шинопровода для ввода 0,4кВ от 16ТС и выбор медных шин для 1 и 2 секций РУ-0,4кВ КСК. Алгоритм выбора аналогичен описанному ранее при выборе кабельных линий. Результаты выбора представлены в таблице 6» [9].

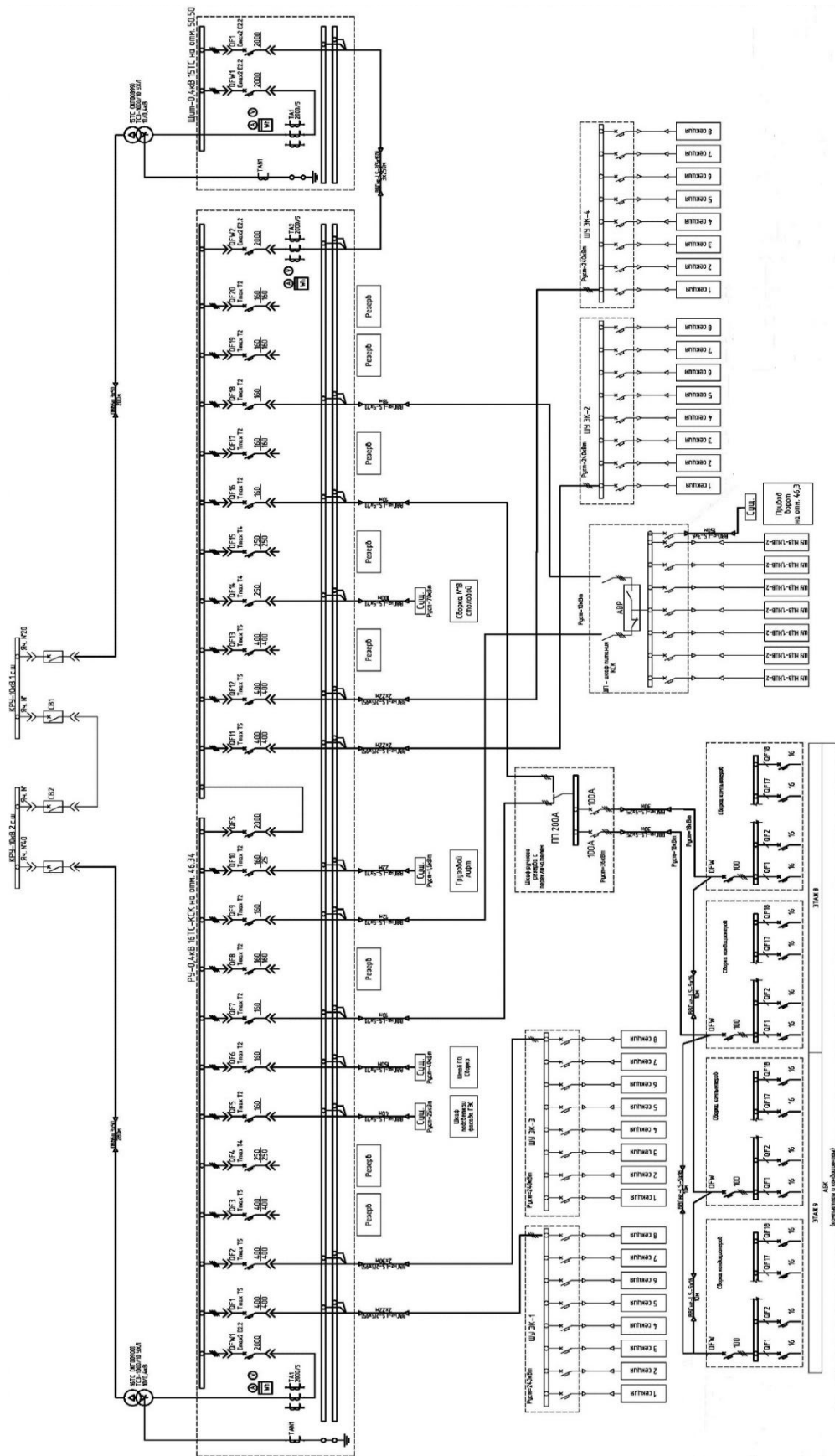


Рисунок 4 – Схема электрических соединений РУ-0,4кВ 16ТС ЖЭС после реконструкции

Таблица 6 – Результаты выбора шинпровода для РУ-0,4кВ 16ТС ЖГЭС

№ пп	Наименование параметра	Параметры шинпровода
Тип шинпровода 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)	2100х800х600мм
6	Вес 1м, кг	7,15

На рисунке 4 представлена схема электрических соединений РУ-0,4кВ 16ТС ЖГЭС после проведения реконструкции и выбора электрических аппаратов и кабелей.

Выводы. В данном разделе произведен расчет электрических нагрузок потребителей РУ-0,4кВ 16ТС, выбор силового трансформатора, коммутационных аппаратов и проводников.



### 3 Расчет токов короткого замыкания для РУ-0,4кВ 16ТС

#### 3.1 Расчет параметров схемы замещения прямой последовательности

Исходными данными для расчетов токов короткого замыкания (КЗ) в сети 0,4кВ РУ-0,4кВ 16ТС служат полученные ранее значения параметров схемы электроснабжения, которые приведены в таблицах 1-6. «В названных таблицах активное ( $R_{KB}$ ) и индуктивное ( $X_{KB}$ ) сопротивления токовых катушек и переходных сопротивлений подвижных контактов автоматических выключателей указаны согласно приложения 2 ГОСТ 28249-93» [4].

«Необходимым параметром являются значения токов трехфазных КЗ на высокой стороне трансформаторов 15ТС и 16ТС, то есть на шинах 10кВ СН ЖГЭС. По данным ПТС ЖГЭС значения данных токов составляют  $I_{КЗ}^{(3)} = 4,529$  кА на ВН 15ТС и  $I_{КЗ}^{(3)} = 4,501$  кА на ВН 16ТС» [21].

«Методика расчета токов КЗ подробно описана в ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1кВ. Поэтому целесообразно представить основные формулы, общую схему выбора точек КЗ и полученные результаты. Схема расчета токов КЗ в системе электроснабжения (СЭС) РУ-0,4кВ 16ТС ЖГЭС с выбором точек КЗ представлена на рисунке 5» [19].

«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» [10].

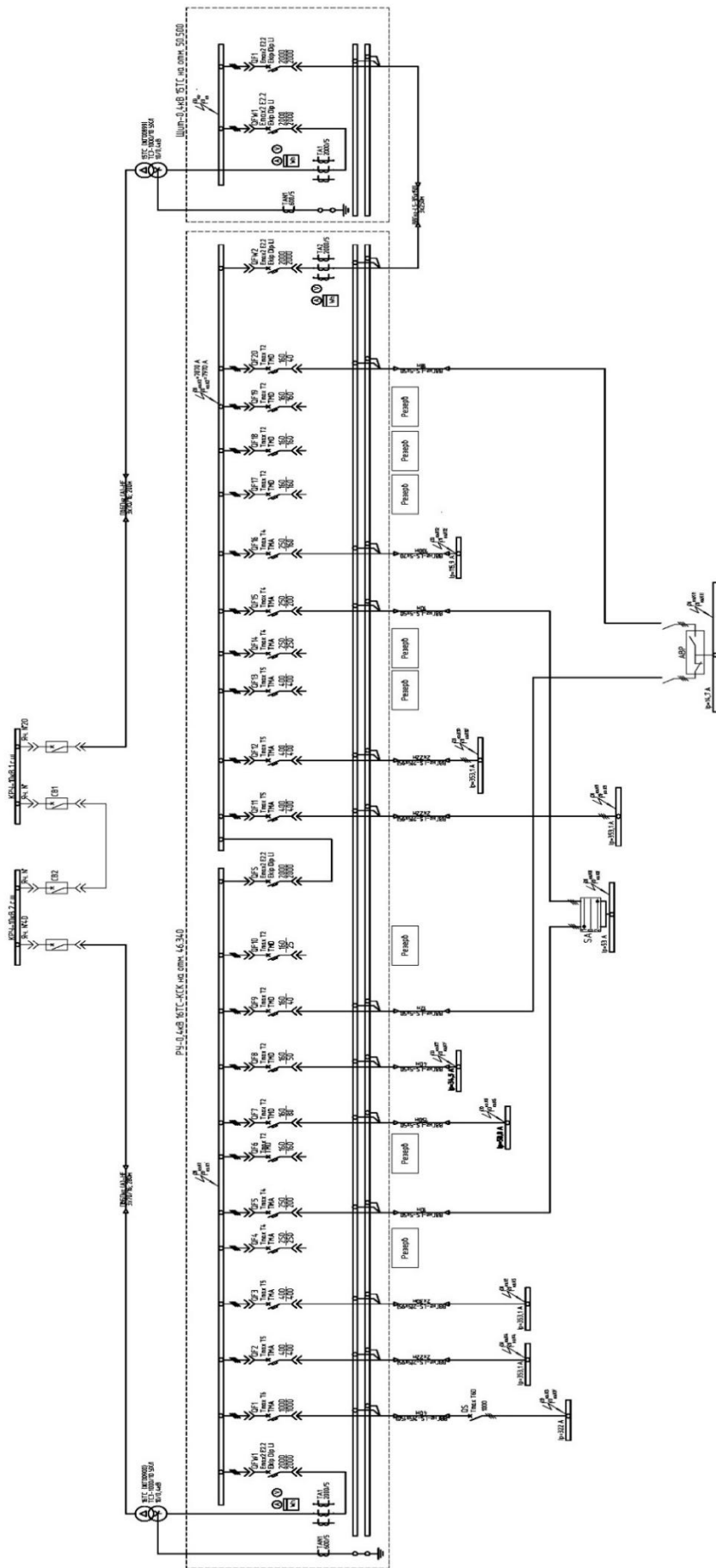


Рисунок 5 – Схема расчета токов КЗ для схемы РУ-0,4кВ 16ТС ЖГЭС

Значение названного сопротивления (мОм), приведенное к ступени НН сети 0,4кВ РУ-0,4кВ 16ТС, следует рассчитывать по формуле [10]:

$$X_C = \frac{U_{cp.HH}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{K3BH}^{(3)} \cdot U_{cp.BH}} \quad (20)$$

«По результатам расчета  $X_C=1,93$  мОм» [4].

«По выражению (21) для понижающего трансформатора определяется величина активного сопротивления прямой последовательности (мОм), приведенная к ступени НН сети» [19].

$$P_{mp} = \frac{P_k \cdot U_{cp.HH}^2}{S_{mp}^2} \cdot 10^6 \quad (21)$$

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

«Из равенства (22) находим величину индуктивного сопротивления прямой последовательности, приведенное к ступени НН сети и справедливое для понижающего трансформатора (мОм)» [15].

$$X_{mp} = \sqrt{U_k^2 \cdot \left( \frac{100 \cdot P_k}{S_{mp}} \right)^2} \cdot \frac{U_{cp.HH}^2}{S_{mp}} \cdot 10^4 \quad (22)$$

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

«Суммарное активное сопротивление различных контактов и контактных соединений определяется согласно приложения 2 ГОСТ 28249-93 и составляет величину  $R_K=0,003 \cdot 4=0,012$  мОм» [8].

«Активные и индуктивные сопротивления прямой последовательности кабельных линий, приведённые к базисной ступени напряжения,

рассчитываются по формулам» [17].

$$R_{KB} = r \cdot l \cdot \left( \frac{U_{\delta}}{U_n} \right)^2, \quad (23)$$

$$X_{KB} = x \cdot l \cdot \left( \frac{U_{\delta}}{U_n} \right)^2. \quad (24)$$

В таблице 7 и таблице 8 сведены результаты расчетов токов КЗ применительно к схеме замещения прямой последовательности для РУ-0,4кВ 16ТС.

Таблица 7 - Расчетные значения параметров схемы замещения прямой последовательности при питании от 16ТС

	$X_c,$ 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
К1	1,95	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012						
К3	1,95	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	0,14	0,08	2,44	1,26	0,14	0,08
К4	1,95	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	2,13	0,71		
К5	1,95	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	2,91	0,96		
К6	1,95	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	55,50	9,90		
К7	1,95	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	14,80	2,64		
К8	1,95	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	3,70	0,66		
К11	1,95	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	4,44	0,79		

Таблица 8 - Расчетные значения параметров схемы замещения прямой последовательности при питании от 15ТС

	$X_c,$ 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
K2	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	0,14	0,08	10,17	5,25	0,14	0,08
K8	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	3,7	0,66		
K9	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	2,13	0,7		
K10	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	2,13	0,7		
K11	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	6,66	1,19		
K12	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	26,0	6,5		

Полученные значения элементов схемы замещения прямой последовательности послужат основой для дальнейших расчетов.

### **3.2 Расчет параметров схемы замещения нулевой последовательности**

«Для расчета параметров схемы замещения нулевой последовательности используем схему расположения точек КЗ, представленную на рисунке 5. 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 включённый 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 аналогичные вышеизложенным. Результаты проведенных расчетов представлены в таблице 9» [6].

« $R_{0TP}$  и  $X_{0TP}$  - активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора» [11]. «Для трансформаторов, обмотки которых соединены по схеме  $\Delta/Y0$ , 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 9 – Результаты расчетов параметров схемы замещения нулевой последовательности

	$R_{0mp}$ , МОм	$X_{0mp}$ , МОм	$R_{0KB}$ , МОм	$X_{0KB}$ , МОм	$R_{0к}$ , МОм	$R_{0KB1}$ , МОм	$X_{0KB1}$ , МОм	$R_{0KB2}$ , МОм	$X_{0KB2}$ , МОм	$R_{KB2}$ , МОм	$X_{KB2}$ , МОм
К1	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012						
К2	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	0,14	0,08	10,18	5,25	0,14	0,08
К3	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	0,14	0,08	2,44	1,26	0,14	0,08
К4	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	2,13	0,71		
К5	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	2,91	0,96		
К6	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	55,50	9,9		

Продолжение таблицы 9

К7	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	14,80	2,64		
К8	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	3,70	0,66		
К9	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	2,13	0,71		
К10	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	2,13	0,71		
К11	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	4,44	0,79		
К12	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	26,0	6,5		

Полученные значения элементов схемы замещения обратной последовательности послужат основой для дальнейших расчетов.

### 3.3 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 (25). Отметим, что в выражение (25) не учитывается подпитка КЗ от ЭД» [2].

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{U_{cp.HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \quad (25)$$

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

$X_{1\Sigma}$  – это суммарное индуктивное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ» [5].

Отметим, что применительно к системе электроснабжения РУ-0,4кВ

16ТС описанные выше сопротивления будут включать в себя следующие элементы:

$$R_{1\Sigma} = R_{\text{тр}} + R_{\text{КВ}} + R_{\text{К}}, \quad (26)$$

$$X_{1\Sigma} = X_{\text{С}} + X_{\text{тр}} + X_{\text{КВ}}. \quad (27)$$

«В соответствии с методикой, подробно описанной в справочной литературе, учет электрической дуги в месте КЗ рекомендуется производить введением в расчетную схему активного сопротивления дуги  $R_{\text{д}}$ , которое определяется на базе вероятностных характеристик влияния устойчивой (непогасающей) дуги на ток КЗ. Среднее значение активного сопротивления дуги в начальный момент КЗ допустимо определять по формуле» [17].

$$R_{\text{д}} = \sqrt{\frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{3 \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)2} \cdot k_{\text{С}}^2} - X_{1\Sigma}^2 - R_{1\Sigma}}, \quad (28)$$

«где  $k_{\text{С}}$  - среднестатистическое значение поправочного коэффициента, учитывающего снижение тока в первоначальный момент возникновения дугового КЗ по сравнению с током металлического КЗ» [14].

По выражению (29) найдем значение тока трехфазного короткого замыкания для всех выбранных точек КЗ.

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.НН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{Z_k^{(3)}}}, \quad (29)$$

«где  $Z_k^{(3)}$  - сопротивление схемы до точки КЗ в зависимости от вида замыкания» [16].



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:

$$I_{КЗ.Д}^{(3)} = \frac{U_{ср.НН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{Д})^2 + X_{1\Sigma}^2}} \quad (30)$$

«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» [14].

$$I_{КЗ}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{ср.НН}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} \quad (31)$$

«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» [14].

Результаты расчетов токов КЗ приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчетов токов КЗ

	$R_{I\Sigma}$ , мОм	$X_{I\Sigma}$ , мОм	$K_c$ , мОм	$R_d$ , мОм	$R_{0\Sigma}$ , мОм	$X_{0\Sigma}$ , мОм	$I^{(3)}_{КЗ}$ , А	$I^{(3)}_{КЗ.Д}$ , А	$I^{(1)}_{КЗ}$ , А
К1	1,78	11,49	0,67	11,40	1,78	9,54	19,85	13,21	13,53
К2	12,23	16,88	0,71	11,76	12,23	14,95	11,08	7,87	7,97
К3	4,50	12,91	0,68	11,05	4,50	10,96	16,88	11,42	11,66
К4	4,57	12,37	0,67	10,59	4,57	10,41	17,51	11,80	12,05
К5	5,34	12,62	0,68	10,50	5,34	10,67	16,85	11,40	11,63
К6	58,58	22,09	0,83	13,61	58,58	20,14	3,69	3,06	3,07
К7	17,88	14,83	0,72	10,75	17,88	12,88	9,94	7,16	7,23
К8	6,58	12,65	0,68	10,16	6,78	10,90	16,19	11,00	11,16

Все значения сопротивлений схемы замещения в таблице 10 представлены в мОм, токи КЗ в амперах (А).

### 3.4 Проверка выбранной аппаратуры и кабелей

Кабели проверяются согласно ГОСТ Р 52736-2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания» [4].

#### «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, $Q_{дд}$ , °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 3

Фактическая температура окружающей среды,  $Q_0$ , °C см. таблица 3 30°C

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 10»[22]

«Проверка кабеля на допустимую температуру нагрева рабочим током. Значение начальной температуры жилы до КЗ находится по формуле» [4].

$$Q_u = Q_0 + (Q_{\partial\partial} - Q_{окр.}) \cdot \left( \frac{I_{раб.}}{I_{\partial\partial}} \right)^2, \quad (32)$$

«где  $Q_0$  - фактическая температура окружающей среды во время КЗ, °C ( $Q_0 = 30$  °C);

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

$Q_{окр.}$  - значение расчетной температуры окружающей среды (воздух), °C ( $Q_{окр.} = 25$ °C);

$I_{раб.}$  - значение тока нагрузки, А (см. таблицу 3);

$I_{\partial\partial}$  - значение расчетного длительно допустимого тока, А» [7].

Длительно допустимый ток с учётом поправочного коэффициента определяется по выражению:

$$I_{\partial\partial} = 0,88 \cdot I_{\partial\partial.дон.} \quad (33)$$

Исходная температуры жилы до нагрева термическим действием тока КЗ:

$$Q_u = Q_0 + (Q_{\partial\partial} - Q_{окр.}) \cdot \left( \frac{I_{раб.}}{I_{\partial\partial}} \right)^2. \quad (34)$$

«Для определения температуры нагрева жил кабеля при действии тока КЗ используем номограмму (ГОСТ Р 52736-2007). Номограмма построена на основании уравнения, выражающего зависимость температуры жилы непосредственно после КЗ от температуры жилы до КЗ, режима КЗ, конструктивных и теплофизических параметров жилы» [20]. Температуры жилы после воздействия тока КЗ определяется по выражению:

$$Q_k = Q_u \cdot e^k + a \cdot (e^k - 1), \quad (35)$$

«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» [11].

«Проверка кабеля на невозгорание от тока КЗ осуществляется при работе резервных защит. Коэффициент, характеризующий взаимосвязь между тепловым импульсом, сечением жилы и теплофизическими характеристиками материала жилы» [5, 17].

$$k = \frac{b \cdot B_{тер.}}{S^2}, \quad (36)$$

«где  $b$  - постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, равная для меди 19,58мм<sup>2</sup>/(кА<sup>2</sup>·с);

$S$  - сечение жилы, мм<sup>2</sup>;

$B_{тер.}$  - тепловой импульс от тока КЗ» [17].

Значение параметра  $B_{тер.}$  определим по выражению:

$$B_{тер.} = I_{КЗ}^2 \cdot t \cdot (t_{в.откл.} + T_a), \quad (37)$$

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

$T_a$  – время работы защит.

«Значение расчетных температур токопроводящих жил кабелей при проверке на возгорание не должны превышать 350°C (согласно ГОСТ Р 52736-2007)» [4]. Минимально-допустимое сечение кабелей, отходящих от РУ-0,4кВ 16ТС принято 50мм<sup>2</sup>. Результат расчётов представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты проверки кабелей на термическую стойкость и возгорание

Номер фидера	$I_{\text{раб}}, \text{ A}$	$t_{\text{в.от}}, \text{ с}$	Марк а кабе ля	$S, \text{ мм}^2$	$I_{\text{дл.доп}}, \text{ A}$	$I_{\text{дл.}}, \text{ A}$	$I_{\text{кз.}}, \text{ A}$	$V_{\text{те п.}}, \text{ кА}$	$Q_{\text{тс}}, \text{ }^\circ\text{C}$	$Q_{\text{тс}}, \text{ }^\circ\text{C}$
QF1	500,0	0,4	ВВГнг(А)-LS	2(5x150)	610,0	536,8	13,3	39,03	69,04	73,9
QF2	353,1	0,4	ВВГнг(А)-LS	2(5x95)	440,0	387,2	13,3	39,03	67,42	73,7
QF3	353,1	0,4	ВВГнг(А)-LS	2(5x95)	440,0	387,2	13,3	39,03	67,42	73,7
QF5	53,0	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x50	145,0	127,6	13,3	39,03	37,76	248,4
QF7	58,8	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x50	145,0	127,6	13,3	39,03	39,56	251,6
QF8	34,5	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x50	145,0	127,6	13,3	39,03	33,29	240,4
QF9	18,0	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x50	145,0	127,6	13,3	39,03	30,90	236,1
QF11	353,1	0,4	ВВГнг(А)-LS	2(5x95)	440,0	387,2	13,3	39,03	67,42	73,74
QF12	353,1	0,4	ВВГнг(А)-LS	2(5x95)	440,0	387,2	13,3	39,03	67,42	73,74
QF15	53,0	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x50	145,0	127,6	13,3	39,03	37,76	248,4
QF16	115,9	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x70	180	158,4	13,3	39,03	30,58	120,3

Проанализировав полученные данные по результатам проверки силовых кабельных линий можно сделать вывод о том, что сечения КЛ выбраны правильно, соответствуют расчетным токам нагрузки электроприемников и в аварийных режимах способны выдерживать воздействие токов коротких замыканий.

По представленному алгоритму необходимо произвести проверку существующей кабельной линии, соединяющей шины НН 16ТС и ячейку 10 кВ №20 КРУ-10кВ-Іс.

«Исходные данные:

Тип кабеля	ПвБПнг(А)-НФ
Длительно-допустимый ток, $I_{дл.доп.}$ , А	196°С (циркуляр Ц-02-98(Э))
Максимально допустимая рабочая температура кабеля, $Q_{дд}$ , °С	90°С (взято из каталога на кабель)
Максимально допустимая температура кабеля при К.З., $Q_{МАХ}$ , °С	250°С (взято из каталога на кабель)
Максимальный ток нагрузки, $I_{раб}$ , А	см. таблицу 3
Фактическая температура окружающей среды, $Q_o$ , °С	см. таблицу 3 30°С
Способ прокладки	в воздухе
Поправочный коэф-т на $t^{\circ}_{окр.ср.}$	0,88 (взято из ПУЭ гл.1.3)
Трёхфазный ток КЗ на шинах, кА	см. таблицу 10» [4].

«Значение расчетных температур токопроводящих жил кабелей при проверке на возгорание не должны превышать 350°С (согласно ГОСТ Р 52736-2007)» [9]. Минимально-допустимое сечение кабеля, отходящего от КРУ-10кВ яч.20 к трансформатору 15ТС принято 70мм<sup>2</sup>. Результат расчётов производится по описанному выше алгоритму и представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты проверки кабеля питания 16ТС на термическую стойкость и возгорание

Номер фидера	$I_{раб}$ , А	$t_{в.откл.}$	Марка кабеля	$S$ , мм <sup>2</sup>	$I_{дл.доп.}$ , А	$I_{дл.}$ , А	$I_{кз.}$ , А	$V_{тер.}$ , кА <sup>2</sup> ·с	$Q_u$ , °С	$Q_k$ , °С
16ТС-Н1	80,78	0,04	ПвБПнг (А)-НФ	3x70/16	196,0	172,5	4,6	2,97	44,26	47,51

Следующим этапом проверки выбранного электрооборудования является проверка автоматических выключателей. Согласно методики [20] автоматические выключатели должны проверяться по следующим критериям:

- проверка надежности срабатывания производится по выражению:

$$I_{КЗ}^{(1)} \geq 3I_{нр} . \quad (38)$$

- проверка отключающей способности производится по выражению:

$$I_{откл.} \geq \sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{(3)} . \quad (39)$$

Выбор и проверка чувствительности уставок расцепителей автоматических выключателей представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка чувствительности уставок расцепителей автоматических выключателей

Номер автомата	Расчетный ток нагрузки, А	Параметры автомата		Параметры расцепителя									
				Тип	I <sub>n</sub> , кА	Уставки							
		L (t=k/I <sup>2</sup> )				I							
		I <sub>1</sub> , xI <sub>n</sub>	I <sub>1</sub> , кА			t <sub>1</sub> , сек.	on/off	I <sub>3</sub> , xI <sub>n</sub>	I <sub>3</sub> , кА	k <sup>(3)</sup> <sub>ч</sub>	k <sup>(1)</sup> <sub>ч</sub>		
QF1	322	Tmax T6	1	TMA	1	0,7	0,7	0,2	on	5	5	2,28	2,33
QF2	353,1	Tmax T5	0,4	TMA	0,4	1	0,4	0,2	on	10	4	2,95	3,01
QF3	353,1	Tmax T5	0,4	TMA	0,4	1	0,4	0,2	on	10	4	2,85	2,91
QF5	53	Tmax T4	0,25	TMA	0,2	0,7	0,14	0,2	on	10	2	5,50	5,58
QF7	58,8	Tmax T2	0,16	TMD	0,08	1	0,08	0,2	on	10	0,8	3,83	3,84
QF8	34,5	Tmax T2	0,16	TMD	0,05	1	0,05	0,2	on	10	0,5	14,32	14,46

Продолжение таблицы 13

QF9	14,7	Tmax T2	0,16	TMD	0,04	0,7	0,028	0,2	on	10	0,4	24,13	25,23
QF11	353,1	TmaxT5	0,4	TMA	0,4	1	0,4	0,2	on	10	4	2,96	3,02
QF12	353,1	Tmax T5	0,4	TMA	0,4	1	0,4	0,2	on	10	4	2,96	3,02
QF15	53	Tmax T4	0,25	TMA	0,2	0,7	0,14	0,2	on	10	2	5,50	5,58
QF16	115,9	Tmax T4	0,25	TMA	0,16	0,9	0,144	0,2	on	10	1,6	3,20	3,22
QF20	14,7	Tmax T2	0,16	TMD	0,04	0,7	0,028	0,2	on	10	0,4	24,13	25,23

Вывод по разделу.

В данном разделе ВКР произведена проверка правильности выбора электрооборудования и кабелей для реконструируемого РУ-0,4кВ 16ТС. По результатам проведенных расчетов можно сделать выводы, что электрооборудование и кабели выбраны правильно и способны обеспечить требуемый уровень безопасности и надежности.



## Заключение

В рамках выполнения выпускной квалификационной работы была поставлена задача, заключающаяся в проведении реконструкции электрооборудования РУ-0,4кВ 16ТС Жигулевской ГЭС. Проект был разделен на несколько частей, на каждом этапе решалась важная техническая задача, позволяющая переходить к следующему этапу. Представим полученные результаты.

На первом этапе выполнения работы было выполнено краткое описание предприятия - филиал ПАО «РусГидро» — «Жигулевская ГЭС», произвели анализ текущего состояния электрооборудования и схемы электроснабжения РУ-0,4кВ 16ТС ЖГЭС. Результаты проведенного анализа указывают, что оборудование не отвечает установленным нормам, требованиям, имеются признаки морально и физически устаревшего оборудования. Доказано, что эксплуатация такого оборудования сопряжена с финансовыми потерями и рисками для собственника. Названные аргументы формально являются обоснованием для проведения полной реконструкции электрооборудования РУ-0,4кВ 16ТС ЖГЭС. Для качественной реализации поставленной цели проекта был сформулирован комплекс технических решений, позволяющих существенно повысить надежность, безопасность, энергоэффективность и качество эксплуатации электрооборудования и схемы электроснабжения РУ-0,4кВ 16ТС.

На следующем этапе выполнения ВКР произвели расчет силовых нагрузок на 1 и 2 секциях РУ-0,4кВ 16ТС ЖГЭС, с учетом освещения  $S_p=902\text{кВА}$ . На основе полученных данных по нагрузкам выполнили расчет и выбор силового трансформатора. К установке был принят трансформатор ТСЗ-1000-10/0,4 производства АО «Группа «СВЭЛ».

Расчет электрических нагрузок позволил произвести выбор силовых кабельных линий и автоматических выключателей для схемы электроснабжения РУ-0,4кВ 16ТС. К установке были приняты автоматические

выключатели производства фирмы АВВ типа  $T_{max}$  и  $E_{max}$ . Силовые кабельные линии на напряжение 10кВ и 0,4кВ выполнены кабелем с медными жилами из сшитого полиэтилена с индексом нг- HF и нг- LS соответственно.

Важным этапом выполнения работы стал расчет токов короткого замыкания, позволяющий произвести выбор и проверку электротехнического оборудования, проводников для РУ-0,4кВ 16ТС ЖГЭС, отвечающего современным требованиям и нормам проектирования. Проанализировав полученные данные по результатам проверки силовых кабельных линий и автоматических выключателей можно сделать вывод о том, что сечения КЛ выбраны правильно, соответствуют расчетным токам нагрузки электроприемников и в аварийных режимах способны выдерживать воздействие токов коротких замыканий. Выбор и проверка чувствительности уставок расцепителей автоматических выключателей так же указывает на правильность проведенных расчетов.

Достигнута поставленная цель исследования – выполнена реконструкция системы электроснабжения РУ-0,4кВ 16ТС 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.