

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)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Энергосбережение и энергоэффективность

(направленность (профиль))

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

Модернизация собственных нужд монтажного блока Жигулевской ГЭС

Обучающийся

П. Р. Шипилов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный  
руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

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

Тольятти, 2023

## Содержание

Введение.....	4
1 Основной подход к реконструкции оборудования собственных нужд.....	7
1.1 Необходимость реконструкции собственных нужд .....	7
1.2 Основные рекомендации по системам питания собственных нужд переменного тока.....	11
1.3 Оборудование собственных нужд постоянного тока, нормы и требования.....	24
1.4 Требования нормативной документации, предъявляемой к собственным нуждам .....	26
1.5 Действующая схема собственных нужд .....	30
1.6 Основные технические решения собственных нужд станции .....	33
1.7 Обзор подобных диссертаций прошлых лет.....	34
2 Разработка решений по модернизации собственных нужд монтажного блока .....	36
3 Основные технические решения.....	46
3.1 Схема электроснабжения.....	46
3.2 Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности .....	51
3.3 Общие электротехнические требования к оборудованию подстанций..	53
3.4 Кабельное хозяйство .....	55
3.5 Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования.....	58
3.6 Управление, автоматика, сигнализация собственных нужд.....	60
3.7 Конструктивные решения.....	61
4 Технические решения систем инженерного обеспечения. Заземление, защитные меры безопасности .....	63
4.1 Система заземления. Защитные меры безопасности .....	63
4.2 Перечень мероприятий по экономии электроэнергии .....	65

4.3 Противопожарные мероприятия. Мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций.....	66
4.4 Охрана окружающей среды. Охрана труда. Организация эксплуатации электроустановок.....	67
4.5 Электромагнитная совместимость.....	68
4.6 Мероприятия по предотвращению импульсных помех кабельного хозяйства.....	69
Заключение .....	72
Список используемой литературы и используемых источников.....	74

## Введение

Надежность – это способность объекта сохранять номинальные значения параметров в нормальных и аварийных режимах.

Для безаварийной работы гидроэлектростанции необходимо поддерживать бесперебойную работу собственных нужд для ГЭС. В результате постоянной модернизации и реконструкции гидроэлектростанций в части основного силового оборудования возникает необходимость в модернизации и реконструкции схем собственных нужд, что влечет за собой изменения требований к собственным нуждам. Ранее, при строительстве ГЭС действующие схемы собственных нужд были надежными. На текущий момент работа собственных нужд не отвечает требованиям, которые предъявляются сегодня. В результате вышеизложенной ситуации возникает необходимость модернизировать собственные нужды станции.

Отрицательно отражается все неисправности собственных нужд, которые возникают при работе станции, уменьшая срок полезного использования и как следствие работу станции в целом. В действующем генерирующем оборудовании низкая работа собственных нужд угрожает жизни людей.

Цель данной работы заключается в повышение энергоэффективности схемы собственных нужд монтажного блока. Новая схема позволит полностью исключить имеющиеся недостатки старой действующей схемы.

Более детально рассмотрим цель работы:

- усовершенствование схемы собственных нужд напряжения 10 кВ с включением резервного источника питания для обеспечения необходимого резерва, согласно требованиям;
- полная замена оборудования, которое отработало свой нормативный срок полезного использования;
- обеспечение высокого уровня безопасности, благодаря

применению новейших технических решений с использованием современного оборудования, что обеспечит высокую надежность работы системы в целом с учетом требований Технической политики ПАО «РусГидро»;

- анализ необходимости проведения реконструкции/модернизации собственных нужд филиала ПАО «РусГидро»-«Жигулевская ГЭС» и исследование способов воздействия;
- разработка этапов реконструкции/модернизации собственных нужд, составление основных правил ее проведения и подбор оптимального варианта проведения воздействия.

Для достижения цели необходимо решить ряд следующих задач:

- проанализировать действующие схемы электроснабжения собственных нужд монтажного блока;
- разработать решения по реконструкции/модернизации собственных нужд монтажного блока;
- повысить энергоэффективность схемы электроснабжения собственных нужд монтажного блока.

Объектом исследования является филиал ПАО «РусГидро»-«Жигулевская ГЭС».

Генерирующие станции входят в компанию РусГидро. Правила к модернизации/реконструкции собственных нужд аналогичны с другими станциями с учетом особенностей станций, так как ранее проекты на их строительство отличны друг от друга.

Большую часть все электроэнергии во всем мире производят гидроэлектростанции. Гидроэлектростанции занимают первое место во всей энергосистеме. Они позволяют в нестандартных режимах регулировать график нагрузки, тем самым выполняя главную свою функцию. Так же выработка дешевой электроэнергии делает рынок сбыта более привлекательным. Единственный источник энергии – это текущая вода, которая возобновляется постоянно и бесперебойно, в отличие от других

природных ресурсов (нефть, газ). Так же гидроэнергетика самая безопасная и экологически чистая отрасль. На текущий момент на территории всей России основная часть всего оборудования гидроэлектростанций работает на грани своих технологических ресурсов, исчерпав их максимально. Оборудование функционирует со значительным превышением срока полезного использования. Такая ситуация сложилась в результате многозначительного строительства станций в один и тот же период времени, в 1950-1960 годах. В настоящее время, в результате длительной эксплуатации оборудования станции появилась острая необходимость в масштабной реконструкции и модернизации станций в целом.

К этому времени большая часть гидроэлектростанций объединились в одну большую энергетическую компанию, которая глобально подошла к решению вопроса. ПАО «РусГидро» управляющая большинством гидроэлектростанций каскада занимается реконструкцией/модернизацией своих станций с 2007г по 2015г, что позволило значительно увеличить мощность каскада. Реконструкция/модернизация станций каскада продолжается ускоренными темпами, и к 2023 году планируется увеличить мощности ещё более чем на 520 МВт. Так же в ближайшее время под реконструкцию и модернизацию попадает и Жигулевская ГЭС,

Используя наработанный опыт по реконструкции и модернизации оборудования гидроэлектростанций, которые ведутся с 2007г, компания РусГидро применяет единый подход к модернизации/реконструкции оборудования станций с учетом особенностей строения гидрогенерирующих станций физического и морального оборудования станции.

Ранее не предоставлялось возможным совершить реализацию столь масштабного проекта по модернизации/реконструкции из-за сложившейся экономических трудностей по всей России.

# **1 Основной подход к реконструкции оборудования собственных нужд**

## **1.1 Необходимость реконструкции собственных нужд**

В настоящее время на современных гидроэлектростанциях весь технологический цикл производства электроэнергии автоматизирован, механизирован. На станциях установлены различные механизмы собственных нужд. В качестве запуска этих механизмов собственных нужд чаще всего используется электрический привод. Для управления гидро- и электрическим оборудованием, охлаждением трансформаторов и генераторов станции и другие нужды используется энергия собственных нужд. При выборе источника питания СН большое значение уделяется количеству всей нагрузки на станции для покрытия всех собственных нужд. Само потребление энергии на ГЭС незначительное и составляет от 0,2-2% зависимости от мощности станции.

Главные требования ко всей системе собственных нужд – надежность и экономичность работы механизмов СН. Значимым критерием является надежность, поскольку изменения в эксплуатации механизмов СН повлечет изменения технологического цикла производства электроэнергии. Так же эти изменения могут повлечь за собой аварийных ситуаций на станции. Вся система питания СН заслуживает особого внимания для работы станции в бесперебойном режиме и энергосистемы в целом.

На многих филиалах одной из крупнейшей компании ПАО «РусГидро» с начала 2000-х годов проводится крупномасштабная реконструкция основного силового оборудования и его техническое перевооружение. Точечная замена, которая проходила с затяжным моментом, не останавливала старение другого, немаловажного, оборудования в системы работы по выработке электроэнергии. В связи с этим в 2011 году Совет директоров компании приняла программу, которая более масштабно

позволит обновить большую часть всего парка оборудования гидроэлектростанции.

ПАО «РусГидро» приняла решение о расширении ресурсов всех гидроэлектростанций (филиалов), разработав и утвердив уникальную полномасштабную программу комплексной модернизации и реконструкции станций с использованием нового, высокотехнологичного оборудования. В рамках утвержденной программы будут улучшены все технологические характеристики станций за счет полной замены узлов целиком, а не точечных участков с устаревшим оборудованием. Такой подход к решению вопроса позволяет устранить дополнительные затраты на поиск возможности смежности нового оборудования со старым.

Модернизация можно охарактеризовать как глобальный подход к процессу обновления всего парка оборудования с учетом новых требований и стандартов. Модернизации в основном подлежит комплекс производственно-технического оборудования с учетом экономической эффективности в дальнейшей работе.

Жигулевская ГЭС была введена в эксплуатацию в 1955 году. Несмотря на то, что станция относительно «молодая», по сравнению со станциями Верхневолжского каскада, все же оборудование собственных нужд морально устарело. А также в некоторых случаях и физически устарело за годы эксплуатации. За этот период произошли значительные изменения в нормативно-технических документах, что также существенно снизило его безопасность и эксплуатационную надежность. В сложившейся ситуации, учитывая все аспекты изменений возникла острая необходимость реконструкции или полной ее замены. Система питания собственных нужд также нуждается в комплексной модернизации.

Собственные нужды не обновляли с момента ввода в эксплуатацию станции. В настоящее время на станциях частично проходит реконструкция основного оборудования станций, которые будут удовлетворять действующие стандарты.



Собственные нужды несут на себе немаловажную роль в работе станции. Поэтому и возникает необходимость полной замены для минимизации влияния на весь технологический процесс производства электроэнергии.

В 60-е годы 20 века при строительстве ГЭС и ее эксплуатации была спроектирована схема собственных нужд Жигулевской гидроэлектростанции. В настоящее время существуют более надежные и более экологически чистые трансформаторы, которые на текущий момент выработали свой потенциал и представляют экологическую опасность. Необходима их замена. Из-за отсутствия резерва источника питания при нормальном режиме существующая схема собственных нужд не может гарантировать безопасную работу. В такой ситуации при аварийном режиме может возникнуть потеря всех собственных нужд гидроэлектростанции, что является не допустимым для бесперебойной работы системы. На Жигулевской ГЭС схема собственных нужд подразумевает АВР, но не на всех собственных нуждах, например, на монтажном блоке отсутствует.

Введение дополнительных автоматизированных коммутационных устройств для изменения схем собственных нужд на Жигулевской ГЭС позволит:

- для потребителей собственных нужд ГЭС обеспечить надежную работу;
- автоматизировать все операции с коммутационными устройствами;
- оперативные переключения сделать более безопасными;
- количество межремонтных периодов значительно снизить.

По всей группе компании РусГидро производится поэтапная реконструкция основного силового оборудования и оборудования собственных нужд так как ранее не производилась данная модернизация. Собственные нужды эксплуатируются гораздо больше своего нормативного

срока службы 25 лет [1]. Компания РусГидро комплексно подошла к вопросу реконструкции по всем генерирующим станциям, входящим в группу компании.

В Жигулевской ГЭС в рамках программы комплексной модернизации произведена замена 20 гидроагрегатов. Заменены воздушные выключатели на элегазовые (более надежные) на ОРУ 110, 220, 500 кВ. На текущий момент производится замена собственных нужд.

Существующая схема питания собственных нужд на Жигулевской ГЭС на текущий момент имеет существенные недостатки:

- схема питания не соответствует требованиям, т.к. не обеспечивает требуемый резерв источников питания;
- состоит из оборудования, которое давно отработало свой нормативный срок;
- силовые и контрольные кабели не соответствуют требованиям технической политики компании РусГидро, т.к. не обладают оболочками, не поддерживающими горение;
- РЗА КРУ не соответствует требованиям, т.к. не имеет полноценную защиту от дуговых замыканий и не обеспечивает передачу информации в АСУ ТП.

Для электроснабжения СН ГЭС должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания.

«В качестве независимых источников питания могут приниматься:

- Обмотка низшего напряжения повышающего (блочного) трансформатора при наличии генераторного выключателя и режима постоянного включения повышающего трансформатора со стороны ВН.
- Гидрогенератор.
- Обмотка низшего напряжения автотрансформаторов связи распределительных устройств повышенных напряжений.
- Шины распределительных устройств 35-220 кВ.

- Дизель-генераторы.
- Подстанция местного района, имеющая связь с энергосистемой» [26].

«На время остановки всех гидроагрегатов допускается осуществлять питание электроприемников СН от одного источника питания. В качестве второго источника в этом случае принимаются остановленные гидроагрегаты, при запуске которых обеспечивается подача напряжения на собственные нужды. При этом должна предусматриваться возможность пуска гидроагрегата при отсутствии переменного напряжения в сети СН» [26].

«Для гидроэлектростанций, расположенных в районах с сейсмичностью 8 баллов и более по шкале MSK-64, а также для подземных ГЭС и ГЭС мощностью 50 МВт и более, не имеющих связи с энергосистемой, в качестве дополнительного независимого источника питания СН следует предусматривать использование дизель-генераторов. Мощность дизель-генератора выбирается исходя из обеспечения работы системы автоматического пожаротушения, собственных нужд агрегата для его пуска в работу, приводов затворов водоприемников и водосбросов и других ответственных потребителей, определяемых проектом. В соответствии с этим должна быть построена схема СН с выделением указанных потребителей на специальную сборку ответственных потребителей, автоматически переключаемую в аварийном режиме на питание от дизель-генератора» [26].

## **1.2 Основные рекомендации по системам питания собственных нужд переменного тока**

ГЭС у которых все генераторы включены на шины распределительного устройства (РУ) генераторного напряжения, питание собственных нужд должно осуществляться от этих шин. На электростанциях, на которых все генераторы включены по схеме блоков генератор-трансформатор, питание собственных нужд должно осуществляться путем устройства ответвлений от блока с установкой в цепях этих ответвлений трансформаторов СН.

«При наличии выключателя между генератором и трансформатором

ответвление к СН должно присоединяться между этим выключателем и трансформатором» [26].

«При отсутствии выключателя в цепи блока генератор-трансформатор рекомендуется, по возможности, избегать ответвлений от таких блоков. Исключение могут составлять трансформаторы мощностью до 1000 кВА, предназначенные для питания СН только данного блока» [26].

В соответствии с новыми нормативами, при выводе из строя одного трансформатора для проведения планового или аварийного ремонта, обязательным является замена данного трансформатора на три независимых источника питания для покрытия собственных нужд электростанции в целом. В этом случае для удовлетворения собственных нужд станции, в схемах укрупненного блока, предназначенного для питания СН только данного блока, возможно присоединение трансформатора между генератором и выключателем.

«Использование обмотки низшего напряжения автотрансформаторов связи в качестве источников резервного питания собственных нужд допускается, если обеспечиваются:

- допустимые колебания напряжения на шинах распределительных устройств СН при регулировании напряжения автотрансформатора, в противном случае необходима дополнительная установка регулировочного трансформатора;
- допустимое по условию самозапуска электродвигателей суммарное реактивное сопротивление автотрансформатора, трансформатора собственных нужд и регулировочного трансформатора.

Для обеспечения питания электродвигателей собственных нужд мощностью 200 кВт и более обязательно к применению напряжения от 6 до 10 кВ. В исключительных случаях, для обеспечения питания электродвигателей мощностью 250 кВт допускается напряжение 0,4 кВ. Для обеспечения питания электродвигателей переменного тока применяют напряжение 0,4 кВ.

Схемы собственных нужд переменного тока ГЭС должны выбираться с учетом обеспечения их надежности в нормальных, ремонтных и аварийных

режимах. Электрическая схема собственных нужд может выполняться либо с одним напряжением – 0,4 кВ, либо с двумя напряжениями – 0,4 и 6 (10) кВ. Необходимость напряжения 6 (10) кВ определяется общей величиной и единичной мощностью потребителей СН, наличием электроприемников на напряжение 6 (10) кВ, удаленностью потребителей и их структурой. Как правило, вариант с двумя напряжениями является предпочтительным, использование одного напряжения 0,4 кВ допустимо только для ГЭС небольшой мощности.

В виду различных электроприемников собственных нужд на станции, имеющие различное напряжение и учитывая общепринятое напряжение в местной энергосистеме используют напряжение от 6 или 10 кВ. Но чаще всего применяют напряжение 10 кВ.

Распределительные устройства СН 6 (10) и 0,4 кВ выполняются с одной системой сборных шин. Сборные шины распределительных устройств СН всех напряжений выполняются, как правило, двухсекционными. Каждая из секций присоединяется к отдельному источнику питания, которые, таким образом, являются взаиморезервирующими. На секционном выключателе, как правило, предусматривается устройство АВР» [26].

«Распределение электроэнергии от источников питания на напряжении 6 (10) кВ производится с помощью комплектных распределительных устройств (КРУ), располагаемых в незатапливаемой части ГЭС. КРУ, как правило, выполняется с одной секционированной выключателем на две секции системой шин с устройством АВР. Каждая секция питается от независимого источника питания. При одном КРУ 6 (10) кВ на ГЭС секционирование целесообразно выполнять двумя выключателями, а секции размещать в отдельных помещениях. Выбор способа заземления нейтрали в сети 6 (10) кВ определяется проектом» [25].

«Распределение электроэнергии на напряжении 0,4 кВ организуется, как правило, с помощью комплектных трансформаторных подстанций 6 (10)/0,4 кВ (КТП СН), располагаемых в незатапливаемой части ГЭС. Понижающие трансформаторы КТП подключаются к различным секциям КРУ 6 (10) кВ или к другим независимым источникам питания. Распределительные устройства 0,4 кВ

указанных КТП СН выполняются секционированными с АВР или без него.

Питание электроприемников 0,4 кВ осуществляется или непосредственно от КТП СН, или от вторичных распределительных устройств 0,4 кВ (сборки, шкафы и другие) в зависимости от мощности электроприемников и требований к надежности их питания.

Сеть 0,4 кВ выполняется с глухозаземленной нейтралью. Для защиты персонала питание электроприемников должно выполняться от сети 380/220В с системой заземления TN-S или TN-C-S. Система TN-C-S допустима при сечениях фазных жил кабеля не менее 10 кв. мм для медных жил и 16 кв. мм для алюминиевых жил (для участков схемы от главного распределительного щита до вторичных сборок)» [26].

«Электроснабжение потребителей СН, перерыв питания которых может привести к отказу в работе оборудования и систем, выполняющих защитные функции (пожарные насосы, системы вентиляции путей эвакуации, насосы откачки воды из проточной части гидротурбин и т.п.), к снижению нагрузки ГЭС, отключению или повреждению основного оборудования или к другим нарушениям технологического процесса производства и выдачи электроэнергии предусматривается от распределительных устройств, имеющих автоматическое резервирование питания. Взаимно резервирующие потребители (например, двигатели МНУ) должны присоединяться к разным распределительным устройствам или секциям, питающимся от независимых источников. Перерыв электроснабжения указанных потребителей при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания» [26].

«Для потребителей, не допускающих даже кратковременного перерыва питания (потребители АСУТП, связи), должны применяться агрегаты бесперебойного питания (АБП), резервное питание которых осуществляется от сети СН ГЭС постоянного тока (от аккумуляторной батареи)» [26].

«Электроснабжение оборудования и систем, обеспечивающих нормальные параметры и условия функционирования технологического оборудования и

сооружений (вентиляция, отопление, дренажные насосы, освещение), предусматривается от распределительных устройств с автоматическим резервированием питания или без него в зависимости от допустимого времени перерыва питания» [26].

Для обеспечения электричеством второстепенного оборудования используются источники питания, которые не резервируются от других источников. К таким потребителям можно отнести хозяйственные постройки, водозаборы, котельные и другие.

«Наличие напряжения на каждой из секций КРУ 6(10) кВ, КТП СН и вторичных распределительных устройствах должно обеспечиваться независимо от режима работы ГЭС/ГАЭС (выдача или потребление мощности, режим СК) и состояния отдельных независимых источников питания («в работе» или «отключено»); при этом АВР, как правило, должно вступать в действие только при аварийных отключениях источников питания или при отклонении напряжения в пределах от 25 до 40% номинального» [26].

Схема СН должна обеспечивать самозапуск электродвигателей ответственных механизмов после отключения одного из трансформаторов и срабатывания включения резервного питания.

Питание судоводных шлюзов, входящих в состав сооружений гидроузла, допускается осуществлять от распределительных устройств 6(10) кВ собственных нужд гидростанции. Основным источником питания судоводных шлюзов является питание от подстанции поселка Шлюзовой и при пропадании основного питания происходит резервирование от ЖГЭС.

«От двух независимых источников питания переменного тока, взаимно резервирующих друг друга производится питание сетей рабочего освещения и аварийного освещения безопасности, предназначенного для продолжения работы при аварийном отключении рабочего освещения» [26].

На электростанции на всех объектах, которые требуют постоянного контроля со стороны оперативного и технического персонала находится дополнительно аварийное освещение, постоянно подключенное к системе

постоянного тока электростанции.

«Светильники эвакуационного освещения должны быть присоединены к сети, не зависящей от сети рабочего освещения; резервное питание эвакуационного освещения рекомендуется осуществлять от сети СН постоянного тока, либо применять светильники со встроенными аккумуляторами» [26].

Для помещений, с постоянным пребыванием людей и помещений, которые предназначены для перемещений персонала, а также для световых указателей эвакуационного освещения должна быть обеспечено автоматическое включение освещения безопасности и эвакуационного освещения.

«Электроснабжение механизмов основных и аварийных ремонтных затворов водоприемника и водосброса предусматривается, как правило, от двух сборок (шкафов), каждая из которых подключается к разным секциям распределительных устройств, имеющих независимые источники питания. Питание обогрева сороудерживающих решеток и пазов затворов может не резервироваться при наличии в проекте достаточного обоснования» [26].

Грузоподъемные краны машинного зала и щитового отделения ВБ питаются через троллеи, находящиеся в этих помещениях, а краны сороудерживающего сооружения, водосливной плотины, ремонтных площадок станции токосъемники лыжного типа.

При значительных колебаниях напряжения в системе СН (более 5%) рекомендуется применение стабилизирующих устройств в сетях оперативного переменного тока, а также рабочего и аварийного освещения.

«Мощность любого трансформатора СН определяется, главным образом, получасовым максимумом нагрузки, получаемым в результате анализа всех потребителей СН с учетом возможного совпадения их одновременной работы (участие в максимуме нагрузки). При расчете допускается использовать метод коэффициента одновременности (спроса) нагрузок с учетом электроприемников, длительно находящихся в работе, и электроприемников большой мощности. Мощность каждого трансформатора должна быть проверена по условию пуска наиболее мощных электродвигателей» [26].



«Максимальную единичную мощность трансформаторов с низшим напряжением 0,4 кВ рекомендуется принимать 1000 кВА с напряжением короткого замыкания 8%. Трансформаторы меньшей мощности могут приниматься с напряжением короткого замыкания до 5,5 (6)%. В отдельных случаях допускается применять трансформаторы мощностью 1600 кВА (или большей мощности) с напряжением короткого замыкания 8% с обязательной проверкой всей низковольтной аппаратуры на термическую и динамическую стойкость» [26].

«В качестве защитных аппаратов в цепях 0,4 кВ линий питания вторичных распределительных устройств и электродвигателей, а также в сетях освещения должны применяться автоматические выключатели (автоматы). Автоматы, предназначенные для защиты линий, питающих вторичные распределительные устройства, должны быть селективными, а автоматы, предназначенные для защиты электродвигателей, быстродействующими. Автоматические выключатели, предназначенные для защиты сетей и электрооборудования СН, а также ошиновка распределительных устройств СН должны удовлетворять номинальному напряжению сети, номинальному току цепи, термической и динамической стойкости при коротких замыканиях. Кроме того, к аппаратам защиты предъявляются следующие требования: достаточная чувствительность к многофазным и однофазным коротким замыканиям, надежное отключение предельных токов короткого замыкания, которые могут возникнуть в данной цепи, обеспечение селективной работы защитных аппаратов с ниже- и вышестоящими защитными аппаратами. Кроме того, в отдельных редких случаях в цепях потребителей, подверженных перегрузкам, аппараты защиты должны обеспечивать защиту от перегрузки. При этом, не должно быть отключения цепи при кратковременных перегрузках, связанных с пуском и самозапуском электродвигателей» [26].

Для расчета токов короткого замыкания как в цепях 0.4 кВ, так и для цепей 6(10) кВ существуют специальные стандарты.

«Силовые кабели, предназначенные для подключения трансформаторных подстанций к КРУ 6 (10) кВ, вторичных распределительных устройств и

отдельных потребителей СН, должны выбираться по номинальному напряжению, номинальному току и проверяться по падению напряжения и по условию возгорания. При проверке по условиям возгорания допускается принимать расчетные токи КЗ на расстоянии 20 м от начала кабельной линии напряжением до 1 кВ и 50 м от начала кабельной линии напряжением 6(10) кВ» [26].

На комплектные РУ (КРУ) 6 (10) кВ также разработаны стандарты и нормативно-техническая документация.

Оборудование КРУ должно состоять из шкафов, которые будут соединяться друг с другом через боковые стенки при помощи болтов, и образовывать секции с общей системой шин. Вся аппаратура и приборы вторичной коммутации располагаются внутри шкафов, что обеспечивает компактность.

Для безопасности обслуживающего и оперативного персонала выключатели сети 6(10) кВ должны быть вакуумного исполнения.

«Выключатели высокого напряжения должны быть смонтированы в выдвижных элементах (тележках). Отсек выдвижного элемента образован боковыми стенками, фасадной дверью и дном. От токоведущих частей других отсеков он должен быть отделен металлическими перегородками и изоляционными шторками шторочного механизма. В отсеке выдвижного элемента размещены приспособления и механизмы, обеспечивающие правильное функционирование выдвижного элемента: направляющие для предотвращения опрокидывания выдвижного элемента, рельсы, шина, заземляющая для заземления выдвижного элемента, механизм шторочный с блокировкой шторок, фиксатор выдвижного элемента в рабочем или контрольном (разобращенном) положении. Перемещение выдвижного элемента из контрольного положения в рабочее и обратно должно осуществляться при помощи механизма доводки, установленного на валу» [26].

Сборные шины в шкафах КРУ должны быть отделены в отдельный отсек и крепиться на проходные изоляторы. Сборные шины проходят через все ячейки, доступ к ним закрыт.

Каждая ячейка в КРУ обязательно должна иметь заземляющий нож, для

возможности производства ремонта не только на ячейке КРУ, но и на отходящем кабеле и оборудовании. Защиты каждой ячейки должны выполняться с применением микроэлектроники и микропроцессоров.

«КРУ должны быть оснащены устройствами РЗА, обеспечивающими:

- электрические защиты для всех присоединений;
- измерение электрических параметров тока, напряжения и учета электроэнергии;
- управление (местное и/или дистанционное на всех присоединениях – определяется при конкретном проектировании);
- устройство АВР однократного действия на секционном выключателе;
- земляную защиту минимального напряжения на шинах; дуговую защиту; логическую защиту шин;
- световую сигнализацию положения выключателей, включая вызывную расшифровывающую сигнализацию» [26].

Указанные средства РЗА должны обеспечивать передачу информации в АСУТП ГЭС. Срок службы КРУ нормируется и должен быть не менее 25 лет.

КРУ должно быть предназначено для работы без постоянного обслуживающего персонала. КРУ должно быть ремонтнопригодным, что обеспечивается свободным доступом к сборочным единицам и аппаратам, подлежащим обслуживанию, а также комплектом запасных частей и инструмента (ЗИП).

«Требования безопасности КРУ должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.4-75. В частности, в шкафах КРУ должны быть предусмотрены следующие блокировки:

- блокировка, не допускающая включение или отключение разъединителей при включенном выключателе первичной цепи;
- блокировка между разъединителем и ножами заземления, не допускающая включение разъединителей при включенных ножах заземления либо включение ножей заземления при включенных разъединителях;

- блокировка, не допускающая перемещений выдвижного элемента из рабочего положения в контрольное (разобщенное), а также из контрольного положения в рабочее при включенном положении установленного на выдвижном элементе коммутационного аппарата;
- блокировка, не допускающая включения коммутационного аппарата, установленного на выдвижном элементе, при положении выдвижного элемента в промежутке между рабочим и контрольным положениями;
- блокировка, не допускающая перемещения выдвижного элемента из контрольного в рабочее положение при включенных ножах заземляющего разъединителя;
- блокировка стационарных разъединителей с дверьми или сетчатыми ограждениями, выполненными в виде дверей, не допускающая открывания дверей при включенных разъединителях» [26].

Конструкция шкафов КРУ должна обеспечивать безопасность работ в отсеке выключателя и кабельном отсеке (в том числе работ по присоединению и отсоединению кабелей) при наличии напряжения на сборных шинах КРУ.

Необходимо учесть, что исполнение КРУ в зависимости от места их установки должны соответствовать стандартам и нормативно-технической документации в частности соответствовать ГОСТ 15150-69.

То же самое относится и к комплектным трансформаторным подстанциям (КТП), которые должны соответствовать требованиям ГОСТа 14695-80 и ГОСТа Р 51321.1-2000.

«КТП внутренней установки должны состоять из силовых сухих трансформаторов, выполняемых по ГОСТ 11677-85, распределительного устройства (РУ) 0,4 кВ и шинных мостов. В исключительных случаях (в зависимости от схемы подключения КТП к сети 6(10) кВ) в состав КТП должен входить вводной шкаф с выключателем 6(10) кВ» [26].

Для управления и защиты должны будут выполняться современные требования к устройствам РЗА.

«КТП должны быть оснащены устройствами РЗА, обеспечивающими:

- измерение электрических параметров тока напряжения и учета электроэнергии;
- управление (местное и/или дистанционное на вводах и секционном автомате - определяется при конкретном проектировании);
- устройство АВР однократного действия на секционном автомате;
- защиту от однофазных замыканий на землю в сети 0,4 кВ;
- световую сигнализацию положения выключателей и автоматов, включая вызывную расшифровывающую сигнализацию» [26].

Все средства защит и автоматики должны передавать информацию в АСУТП на рабочие места оперативного персонала ГЭС.

«Конструктивно шкафы РУ 0,4 кВ должны быть выполнены в виде шкафов двухстороннего обслуживания с выдвижными аппаратами (автоматическими выключателями), а также со стационарно установленной аппаратурой в отсеках шкафов. Для транспортировки автоматов массой более 30 кг в комплект поставки КТП должна включаться тележка» [26].

Длительность службы подстанции должна быть не менее 25 лет при условии своевременной замены оборудования, срок службы которого менее 25 лет.

«КТП должна быть предназначена для работы без постоянного обслуживающего персонала. КТП должна быть ремонтнопригодна, что обеспечивается свободным доступом к сборочным единицам и аппаратам, подлежащим обслуживанию, а также комплектом запасных частей и инструмента (ЗИП)» [26].

«Требования безопасности КТП должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.4-75, ГОСТ 12.2.007.6-75, ГОСТ Р 51321.1-2000. В частности, при выдвижении автомата сначала должны размыкаться токоведущие цепи, а затем цепи заземления. При движении автомата в обратном направлении должна обеспечиваться обратная последовательность включения цепи. Конструкция автоматов выдвижного исполнения должна обеспечивать их фиксацию в рабочем и контрольном положениях и иметь блокировку, не позволяющую вкатывать или выкатывать автомат во включенном положении» [26].

Климатическое исполнение КТП в зависимости от места их установки должно соответствовать ГОСТ 15150-69.

Силовые трансформаторы, применяемые в сетях СН ГЭС, должны соответствовать ГОСТ 11677-85.

«Трансформаторы наружной установки, питающие КРУ 6(10) кВ от источников питания СН в соответствии с п. 5.2 настоящего Стандарта, должны быть масляными с естественной циркуляцией воздуха и масла (условное обозначение вида системы охлаждения М или ONAN) или с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (Д или ONAF). Указанные трансформаторы, как правило, должны быть обеспечены РПН» [26].

«Трансформаторы, питающие КТП или другие низковольтные щиты с низшим напряжением 0,4 кВ, устанавливаемые внутри помещений, должны быть, как правило, сухими (С или AN), а трансформаторы наружной установки - масляными с естественной циркуляцией воздуха и масла (М или ONAN)» [26].

«В сетях СН должны применяться силовые кабели с медными или алюминиевыми жилами с пластмассовой (поливинилхлоридной) изоляцией или с изоляцией из сшитого полиэтилена. Все кабели должны соответствовать ГОСТ 16442-80, а также требованиям нераспространения горения с низким дымо- и газовыделением (исполнение «нг-LS»)» [26].

«В качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной электрической схемы ГЭС, а также приводов постоянного тока, преобразовательных агрегатов бесперебойного питания (АБП), средств диспетчерского управления и связи, начального возбуждения генераторов, пожарной сигнализации и аварийного освещения для эвакуации на ГЭС предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 220 В» [26].

Количество аккумуляторных батарей принимается в зависимости от мощности ГЭС, количества агрегатов, напряжения распределительных устройств, предназначенных для выдачи мощности, а также взаимного расположения здания станции и распределительных устройств с учетом места размещения устройств

релейной защиты.

«На ГЭС мощностью менее 500 МВт с ОРУ(ЗРУ) от 110 до 330 кВ, расположенными в непосредственной близости от здания станции, как правило, устанавливается одна аккумуляторная батарея. При больших расстояниях между зданием станции и ОРУ(ЗРУ), когда не обеспечиваются допустимые напряжения на электроприемниках постоянного тока, устанавливаются две аккумуляторные батареи: одна – в здании ГЭС, вторая – в корпусе управления ОРУ(ЗРУ) без взаимного резервирования» [26].

На ГЭС мощностью более 500 МВт с ОРУ(ЗРУ) от 110 до 330 кВ независимо от взаимного расположения станции и ОРУ(ЗРУ) устанавливаются, как минимум, две аккумуляторные батареи. Место их установки и целесообразность взаимного резервирования определяются проектом [7].

«На ГЭС любой мощности с ОРУ (ЗРУ) 500 кВ и выше, расположенным в непосредственной близости от здания станции, устанавливаются две аккумуляторные батареи. При больших расстояниях от ОРУ(ЗРУ) до здания станции на ОРУ(ЗРУ) 500 кВ и выше устанавливаются две аккумуляторные батареи, а в здании станции - в зависимости от мощности станции: при мощности менее 500 МВт – одна, а при мощности более 500 МВт – две аккумуляторные батареи» [26].

«Аккумуляторные батареи должны эксплуатироваться в режиме постоянного подзаряда. В качестве зарядно-подзарядных устройств должны приниматься автоматические выпрямительные устройства на базе статических преобразователей трехфазного переменного напряжения в постоянное. Напряжение подзаряда должно соответствовать типу и параметрам аккумуляторной батареи. Подзарядная установка должна обеспечивать стабилизацию напряжения на шинах постоянного тока с отклонениями, не превышающими 1% номинального напряжения. Мощность и напряжение выпрямительных устройств должны быть достаточными для заряда аккумуляторной батареи до емкости, равной 90% номинальной, в течение не более 8 часов (после предшествующего получасового разряда батареи). Для заряда

аккумуляторных батарей должна предусматриваться возможность параллельной работы двух зарядно-подзарядных устройств» [26].

«Аккумуляторные батареи должны подключаться к щиту постоянного тока. На щите предусматриваются две секции шин, соединяемые секционным рубильником. При наличии двух аккумуляторных батарей каждая из них с помощью селективных автоматических выключателей присоединяется к одной из секций шин щита постоянного тока. К каждой из секций также подключаются зарядно-подзарядные устройства. При наличии одной аккумуляторной батареи, она подключается через развилку из двух селективных автоматических выключателей, включаемых каждый на свою секцию шин щита постоянного тока, а зарядно-подзарядные устройства (которых, как правило, два) – к каждой из секций щита. К этим же секциям подключаются линии, отходящие к потребителям постоянного тока» [26].

### **1.3 Оборудование собственных нужд постоянного тока, нормы и требования**

Аккумуляторные батареи должны приниматься закрытого типа или герметизированные. Все аккумуляторы, используемые на собственных нуждах должны соответствовать ГОСТ 26881-86.

Длительность работы всех аккумуляторов, при своевременном техническом обслуживании, должна быть не менее 20 лет.

Для первичной и вторичной коммутации должны применяться современные выключатели и средства управления в качестве аппаратуры

«На каждой секции щита постоянного тока должно быть предусмотрено современное устройство контроля изоляции, имеющее цифровой выход в АСУТП верхнего уровня. На отходящих линиях щита постоянного тока должны быть предусмотрены устройства автоматического обнаружения замыкания на землю. Контроль напряжений на шинах секций щита постоянного тока, контроль тока заряда и подзаряда аккумуляторных батарей должен быть выполнен на



современных цифровых приборах, имеющих выход в АСУТП верхнего уровня. Щит постоянного тока собирается, как правило, из отдельных панелей с задней дверью. В верхней части панелей располагаются секции шин. Аппаратура первичной коммутации располагается на фасадной стороне панелей. Аппаратура первичной коммутации должна быть устойчивой к коротким замыканиям в сети постоянного тока. Расчеты токов короткого замыкания должны выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ 29176-91» [26].

Внутри панелей располагается аппаратура - на передней двери цепи защит, на боковых стенах аппаратура вторичной коммутации. Панели соединяются через боковые стенки и представляют собой единую секцию. Срок службы оборудования комплектного РУ обязательно должен быть не менее 25 лет при том условии, что будет производиться своевременная замена оборудования внутри панелей с более малым сроком службы.

Щит постоянного тока не предназначен для постоянного обслуживания, но при этом необходимо проводить профилактические работы. К Щиту должен быть свободный доступ к оборудованию и аппаратам, подлежащим обслуживанию. Щит должен быть укомплектован запасными частями и инструментом (ЗИП). Безопасность щитов постоянного тока должна соответствовать нормативным документам и гостам - ГОСТ Р 51321.1-2000.

«Емкость аккумуляторной батареи должна выбираться по длительной нагрузке и по нагрузке аварийного разряда, которая в условиях ГЭС принимается в течение 30 минут. Эта емкость должна быть проверена по уровню напряжения на наиболее удаленных от аккумуляторной батареи шинах постоянного тока при совпадении суммарной толчковой нагрузки (сумма токов приводов одновременно отключаемых или включаемых выключателей) и длительной нагрузки в конце получасового аварийного разряда. Величина этого напряжения должна быть не менее 90% номинального напряжения сети постоянного тока» [26].

Допускается работа аккумуляторных батарей с минимальным напряжением 198В и максимальным напряжением 242В во всех режимах. Аккумуляторные батареи должны устанавливаться в специально предназначенных для них

помещениях. Допускается установка в одном помещении нескольких батарей.

«Помещения аккумуляторных батарей, в которых производится заряд аккумуляторов при напряжении более 2,3 В на элемент, относятся к взрывоопасным класса В-1а. Помещения аккумуляторных батарей, работающих в режиме постоянного подзаряда и заряда с напряжением до 2,3 В на элемент, являются взрывоопасными только в периоды формовки батарей и заряда, после их ремонта, напряжением более 2,3 В на элемент. В условиях нормальной эксплуатации с напряжением до 2,3 В на элемент эти помещения не являются взрывоопасными» [26].

Аккумуляторные батареи необходимо устанавливать в закрытых помещениях с вытяжной вентиляцией, без прямого попадания солнечных лучей.

«При установке закрытых или герметизированных аккумуляторов должна предусматриваться механическая (принудительная) приточно-вытяжная вентиляция, рассчитанная на предотвращение взрывоопасной концентрации смеси водорода с воздухом в помещении, и естественная вентиляция в объеме однократного воздухообмена. Оборудование вытяжной вентиляционной установки и светильники должны предусматривать взрывозащищенное исполнение» [26].

Необходимо поддерживать температуру в помещениях, где установлены аккумуляторные батареи, в пределах от 15°С до 25°С для оптимальной работы.

#### **1.4 Требования нормативной документации, предъявляемой к собственным нуждам**

Требования, которые необходимы в системе питания СН определены в следующих стандартах:

- СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования [23];
- СТО 17330282.27.140.020-2008. Системы питания собственных нужд. Условия создания. Нормы и требования [20];
- Техническая политика ПАО «РусГидро» (Протокол №307 Заседания

Совета Директоров ПАО «РусГидро» от 09.04.2020) [27].

В работе собственных нужд ГЭС всегда должно предусматриваться два и более независимых источника питания.

В качестве независимых источников питания могут приниматься:

- обмотка низкого напряжения повышающего (блочного) трансформатора, при наличии генераторного выключателя и режима постоянного включения повышающего трансформатора со стороны ВН;
- гидрогенератор;
- обмотка низшего напряжения автотрансформаторов связи распределительных устройств повышенных напряжений;
- шины распределительных устройств от 35 до 220 кВ;
- дизель-генераторы;
- подстанция местного района, имеющая связь с энергосистемой.

«При остановке всех гидрогенераторов допускается питание электроприемников собственных нужд осуществлять от одного источника питания; в качестве другого источника питания в этом случае принимаются гидрогенераторы, остановленные в резерв, и при запуске они обеспечат подачу напряжения на собственные нужды станции. При отсутствии переменного напряжения в сети собственных нужд должна иметься возможность пуска гидроагрегатов» [23].

Одним из условий на многоагрегатных ГЭС необходимо как минимум три ответвления к общестанционным трансформаторам собственных нужд. Это позволит обеспечить два независимых источника питания собственных нужд в случае вывода в ремонт одного из трансформаторов собственных нужд.

«По конструктивной схеме КРУ должно быть выполнено из отдельных металлических шкафов. Панели, в этом случае, должны соединяться через боковые стенки и представлять собой единую секцию. В шкафах устанавливаются приборы вторичной коммутации, вспомогательные

устройства и аппаратура высокого напряжения.

КРУ должно располагаться непосредственно в здании ГЭС, но может располагаться так же и в других помещениях гидроузла на отметках машинного зала и ниже. КРУ должно обеспечиваться пылевлагозащитой, должно быть отделено капитальной стеной от машинного зала и от другого оборудования. Оборудование КРУ должно быть установлено в безопасном месте, защищенном от затоплений и аварийных ситуаций» [13].

Выключатели 10 кВ должны быть электрогазового или вакуумного исполнения. «На выдвижных элементах конструкции необходимо смонтировать выключатели высокого напряжения. Сам выдвижной элемент должен быть обеспечен боковыми стенками, фасадной дверью и дном. Металлические перегородки и изоляционные шторы шторочного механизма устанавливаются для отделения токоведущих частей других отсеков. Непосредственно в самом отсеке выдвижной конструкции размещаются приспособления и механизмы, которые позволяют правильно функционировать самому выдвижному элементу. Только с использованием механизмов доводки на валу возможно перемещение выдвижного элемента из контрольного положения в рабочее место и обратно.

Отсек сборных шин должен быть отделен перегородкой с проходными изоляторами. В этом отсеке должны быть размещены сборные шины, закрепленные на проходных изоляторах и ответвлениях от сборных шин.

Только с применением микроэлектронной и микропроцессорной элементной базы должны выполняться блоки управления и защиты.

КРУ должны быть оснащены устройствами РЗА, которые обеспечивают:

- электрические защиты для всех присоединений;
- измерение электрических параметров тока, напряжения и учета электроэнергии;
- управление (местное и/или дистанционное на всех присоединениях-определяется при конкретном проектировании);

- устройство АВР однократного действия на секционном выключателе;
- земляную защиту минимального напряжения на шинах;
- дуговую защиту;
- логическую защиту шин;
- световую сигнализацию положения выключателей, включая вызывную расшифровывающую сигнализацию;
- сигнализацию срабатывания и неисправности защит и автоматики.

Указанные средства РЗА должны обеспечивать передачу информации в АСУ ТП ГЭС» [2].

КРУ должно быть предназначено для работы без постоянно обслуживающего персонала. КРУ должно подлежать ремонтам. В связи с этим необходимо обеспечить свободный доступ ко всем сборочным единицам и аппаратам. Сама конструктивная часть шкафов КРУ должна обеспечивать полную безопасность работ в кабельных тоннелях и самом отсеке выключателя.

В основном, при построении электрической схемы питания собственных нужд нужно руководствоваться требованиями по надежности, безопасности персонала, снижение затрат на его эксплуатацию, обеспечение дистанционного, автоматического и автоматизированного управления собственными нуждами.

С использованием автономных резервных источников питания при организации всей электрической схемы собственных нужд на станции предусматривается целая система гарантированного питания [4]. При эксплуатации этой системы допустимо электроснабжение потребителей станции первой категории, а также особой группы таких как грузоподъемные механизмы и приводы для управления затворов гидротехнических сооружений, вся автоматика управления быстропадающих затворов и других конструкций.

Необходимо предусмотреть систему гарантированного питания на

основе автономных резервных источников аварийного электроснабжения при организации электрической схемы питания собственных нужд.

Использовать на всех присоединениях от 0,4 до 35 кВ силовые выключатели. Обязательное условие-обеспечение шин от перенапряжения при применении вакуумных выключателей при всех присоединениях.

### **1.5 Действующая схема собственных нужд**

Для питания СН Жигулевской ГЭС установлено пять понижающих трансформатора: два из них типа ТДНС-10000-13,8/6,3 присоединены к обмоткам низшего напряжения блочных трансформаторов первого, четвертого, шестого, седьмого и восьмого блоков; три трансформатора собственных нужд типа ТДНС-10000-36,75/6,3 подключены к третичной обмотке 35 кВ автотрансформатора связи ОРУ-500 кВ и ОРУ-220 кВ [14].

В качестве привода механизмов СН Жигулевской ГЭС используются асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором относительно небольшой мощности и напряжением 380 В, получающие питание от трансформаторов второй ступени СН 10/0,38 кВ типа ТСЗС-1000/6 и ТСЗС-630/6, т.е. схема собственных нужд построена двухступенчатой по напряжению: для первой ступени принято напряжение 10 кВ, а для второй – 0,4 кВ.

Электроприемники собственных нужд по своему назначению разделяются на 2 категории:

- агрегатные – обслуживают гидроагрегаты;
- общестанционные – размещены по всей территории гидроэлектростанции.

Кроме того, к КРУ-10 кВ СН ГЭС присоединяются электроприемники судоходного шлюза (секция 1КРУ-1, 1КРУ-2).

К более значимым электроприемникам агрегатных собственных нужд относятся электродвигатели насосов системы регулирования и

смазки гидротурбин мощностью от 50 до 110 кВт, насосов системы осушения проточного тракта гидроагрегатов, насосов систем охлаждения генераторов и трансформаторов, электродвигатели систем охлаждения тиристорных преобразователей систем возбуждения генераторов (35 кВт), а также дренажных и насосов откачки вода с крышек турбин (19 кВт). К общестанционным нагрузкам собственных нужд относятся насосные станции технического водоснабжения, насосы системы пожаротушения, компрессоры пневматического хозяйства ГЭС и ОРУ, дренажные насосы, насосы хозяйственного водоснабжения и т.д [20].

Все потребители собственных нужд, в основном, сосредоточены в здании ГЭС (протяженность с учетом монтажной площадки более 760 м, установленная мощность около 42000 кВт). Кроме того, создана сеть наружного освещения транспортных магистралей станционного узла. В числе потребителей собственных нужд ГЭС имеется 12 электродвигателей единичной мощностью по 250 кВт для насосных станций технического водоснабжения, системы осушения проточного тракта гидроагрегата и водосбросов ГЭС, систем пожаротушения, 11 электродвигателей по 200 кВт для компрессорных станций, 16 электрокалориферов по 300 кВт. На ГЭС применен принцип автономности электроснабжения вспомогательных механизмов и агрегатов, осуществляемых с помощью установки индивидуальных трансформаторов. Электропитание потребителей собственных нужд агрегатов принято от индивидуальных комплектных двухтрансформаторных подстанций 10/0,4 кВ мощностью 2×630 кВА с трансформаторами типа ТСЗС-630/10 и щитом 380/220 В типа КТПСН-0,5, рассчитанных на электропитание одного электрического блока (2 или 3 генератора). Как агрегатные, так и общестанционные собственные нужды переменного тока питаются от двух независимых источников и подключены к разным секциям шин КРУ-10 кВ гидроэлектростанции.

Электропитание потребителей общестанционных собственных

нужд, расположенных в пределах одного блока, принято от одной из ячеек КРУ-10 кВ, комплектных однострансформаторных подстанций 10/0,4 кВ каждая с трансформаторами типа ТСЗСУ-1000/10 и щитом 380/220 В типа КТПСН-0,5 [22]. Все щиты КТПСН-0,5 комплектуются автоматами типа «Электрон» и А3700. Питание электроприемников систем осушения проточного тракта гидроагрегата, а также насосных станций технического водоснабжения, компрессоров и монтажной площадки также принято от индивидуальных комплектных двухтрансформаторных подстанций 10/0,4 кВ с трансформаторами типа ТСЗСУ-1000/10 и ТСЗС-630/10 и щитами 380/220 В типа КТПСН-0,5. Электросеть, питающая электроприемники собственных нужд гидроэлектростанции, выполнена радиальной.

Все КРУ произведены в 1981 году и находятся в эксплуатации более тридцати лет. Они морально и физически устарели, кроме того, исходя из опыта эксплуатации, существует потребность в щитах с большим количеством ячеек, а для обеспечения надежной работы и безопасности персонала на щитах собственных нужд необходима система мониторинга, отображающая основные параметры и характеристики щита.

Секции соединяются кабельными линиями (перемычками) в замкнутую схему питания СН: кабель марки ААШ6 ( $3 \times 185$ ). Существующие кабели физически устарели и не соответствуют требованиям правил устройства электроустановок и правил технической эксплуатации электрических станций и сетей. Кроме того, силовые кабели не соответствуют современным нормам пожарной безопасности, имеют горючую изоляцию [8]. Значительная часть конструкций имеет явные следы коррозии и, как следствие, уменьшение толщины металла. Ослабленные металлические части не способны выдержать нагрузку силовых кабелей, число которых существенно увеличивается в процессе замены оборудования гидроузла.



## **1.6 Основные технические решения собственных нужд станции**

Для Жигулевской ГЭС в 2016 году ОАО «Гидроремонт-ВКК» по был разработан полный проект реконструкции собственных нужд в котором представили следующие основные технические решения:

- имеющуюся схемы собственных нужд оставить сохранить;
- произвести только замену устаревшего оборудования собственных нужд;
- перед трансформатором собственных нужд произвести установку токограничивающих реакторов.

Практика показала выше представленный вариант реконструкции не приемлемым, т.к. оборудование собственных нужд не устраняет от основных проблем.

Далее были предложены следующие технические условия для реконструкции:

- добавить дополнительные источники питания 6 кВ;
- изменить схему подключения источников питания к КРУ;
- перераспределить, перенаправить потребителей 6 кВ между 1КРУ и 2КРУ;
- установить коммутационный аппарат между трансформаторами собственных нужд и генераторными блоками;
- произвести замену РЗА с возможностью полноценной обработанной связи с АСУ ТП на микропроцессорные защиты более нового поколения;
- с помощью дистанционного управления использование выключателей.

В работе будет рассмотрены и предложены наиболее оптимальные решения вариантов схем собственных нужд с учетом всех полученных выводов и заключений.

## **1.7 Обзор подобных диссертаций прошлых лет**

Предлагаемая диссертация по модернизации собственных нужд станции не единичная.

Схожая диссертация была представлена и рассмотрена в качестве сравнения по Чебоксарской ГЭС. Автором данной диссертации является В.С. Подтяжкин, выпускник Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Сибирский федеральный университет» Саяно-Шушенский филиал в 2020 году.

В ней была рассмотрено повышение надежности схемы собственных нужд 6 кВ Чебоксарской ГЭС. В данной работе были рассмотрены вопросы: анализ действующей схемы электроснабжения собственных нужд монтажного блока; анализ необходимости проведения реконструкции/модернизации собственных нужд филиала ПАО «РусГидро»-«Чебоксарской ГЭС» и исследование способов воздействия; усовершенствование схемы собственных нужд напряжения 6 кВ с включением резервного источника питания для обеспечения необходимого резерва; полная замена оборудования, которое отработало свой нормативный срок полезного использования; обеспечение высокого уровня безопасности, благодаря применению новейших технических решений с использованием современного оборудования; разработка этапов реконструкции/модернизации собственных нужд, составление основных правил ее проведения и подбор оптимального варианта проведения воздействия; повышение энергоэффективности схемы электроснабжения собственных нужд монтажного блока .

Используя наработанный опыт по реконструкции и модернизации оборудования гидроэлектростанций, которые ведутся с 2007г, компания РусГидро применяет единый подход к модернизации/реконструкции оборудования станций с учетом особенностей строения

гидрогенерирующих станций физического и морального оборудования станции.

**Выводы:**

Проведя анализ действующей схемы электроснабжения собственных нужд монтажного блока и анализ необходимости проведения реконструкции/модернизации собственных нужд, можно прийти к выводу: в результате проведения реконструкции/модернизации схем СН станции повысится ее надежность, новое установленное оборудование увеличит потенциал станции, повысится энергоэффективность схемы электроснабжения СН. Это позволит настроить работу системы СН бесперебойно, безаварийно, тем самым увеличивая срок работы основного силового оборудования. В результате воздействия на оборудование, повышение надежности работы позволит достичь установленное бесперебойное питание для потребителей собственных нужд.

## **2 Разработка решений по модернизации собственных нужд монтажного блока**

Действующее предприятие расположено по адресу: 445350, Российская Федерация, Самарская область, г. Жигулевск, ул. Московское шоссе, д. 2, Филиал ПАО «РусГидро»-«Жигулёвская ГЭС».

Жигулевская гидроэлектростанция входит в состав Волжско-Камский каскада ГЭС, расположенного в Волжском речном бассейне России. В состав Волжско-Камский каскада ГЭС входят 12 гидроэлектростанций, в том числе и Жигулёвская ГЭС, которая является второй по мощности гидроэлектростанцией каскада (мощность ГЭС – 2488МВт). Территориально Жигулёвская ГЭС находится в центре каскада среди 12 гидроэлектростанций, являясь шестой ступенью Волжско-Камский каскада ГЭС на Волге. Жигулевская ГЭС, так же, как и другие крупнейшие гидроэлектростанции каскада, выполняет важную задачу покрытия пиковой части нагрузки в Единой энергетической системе РФ и является регулирующей станцией системы.

Основные даты строительства ГЭС:

- 1950 – начало работ;
- 1955 (декабрь) – пуск первого ГА в эксплуатацию;
- 1957 – пуск ГЭС на полную мощность, завершение всех строительно-монтажных работ;
- 1958 (июль) – ввод в эксплуатацию.

В состав основных фондов Жигулевской ГЭС входят здания и сооружения: здание ГЭС с административным корпусом, водосливная плотина, земляная плотина, дамбы 49, 50, 53, 43, судоходные гидротехнические сооружения (шлюзы с подходными каналами, судоходные каналы, водосбросы и водоспуски), донные водосбросы и сороудерживающие сооружения, открытые распределительные устройства напряжением 500, 220 и 110 кВ, от которых отходят 17 линий

электропередач.

Конструктивно здание ГЭС выполнено из монолитного железобетона, разделенное на десять агрегатных секций с 40 донными водосбросами над отсасывающими трубами (по 2 агрегата и по 4 донных водосброса на секцию). В машинном зале здания ГЭС протяженностью 600 м размещено 20 гидроагрегатов с поворотными лопастными турбинами и генераторами зонтичного исполнения.

Установленная мощность ГЭС – 2488 МВт.

Выработка электроэнергии в средний по водности год – 10,5 млрд.кВтч.

Энергоснабжение ГЭС – от системы собственных нужд.

Электрооборудование СН Жигулевской ГЭС введено в эксплуатацию в 1957 году и за этот период подверглось физическому и моральному износу.

Электрооборудование СН Жигулевской ГЭС, подлежащее реконструкции:

- Трансформатор 15ТС и его РУ-0,4 кВ (щит 0,4 кВ отметка 50,500), расположенные на отметке 50,500 монтажного блока здания ГЭС.
- Трансформатор 16ТС, установленный на трансформаторной эстакаде отметка 46.300 здания ГЭС.
- РУ-0,4 кВ 16ТС (РУ котельной служебного корпуса), расположенное в котельной служебного корпуса, здание ГЭС, служебный корпус, 1 этаж.

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

- два масляных трансформатора 10/0,4 кВ по 1000 кВА каждый;
- РУ-0,4 кВ 15ТС (щит 0,4кВ отметка 50.500);
- РУ-0,4 кВ 16ТС (РУ котельной служебного корпуса);
- кабельные связи 10 и 0,4 кВ;
- силовые распределительные сборки и ремонтные посты;

– УРЗА ячеек №20 и 40 КРУ-10 кВ здания ГЭС.

Оборудование имеет значительный моральный и физический износ, так как реконструкция, модернизация или замена оборудования не проводилась на протяжении всего срока службы ГЭС. На протяжении всего периода эксплуатации ежегодно выполняются текущие ремонты оборудования.

Оборудование произведено 60 лет назад и не выпускается в настоящий момент. Еще одной проблемой является отсутствие запасных частей для оборудования, которая потребует в ближайшее время модернизации крепежа высоковольтных вводов трансформаторов, замены шпилек, перепайки отводов. Оборудование установлено по нормам, действующим в период возведения станции, то есть по нормам середины XX века, не отвечающим современным требованиям: конструкция маслоприемника 15ТС не соответствует ПУЭ, масляный трансформатор 15ТС установлен внутри помещения в нарушение требований ПУЭ, маслоприемник масляного трансформатора 16ТС отсутствует.

В ходе обследования основных технических характеристик и состава оборудования подстанций 15ТС и 16ТС было установлено:

- Оборудование подстанций 15ТС и 16ТС (трансформатор и РУ-0,4 кВ) морально и физически устарело и требуется его полная замена на более энергоэффективное оборудование, с высоким сроком службы.
- Кабели 10 кВ марки СБГ-3х50 выработали свой срок эксплуатации и подлежат замене на современные кабели из сшитого полиэтилена.
- Строительные конструкции на участках установки трансформаторов 15ТС и 16ТС в соответствии с СП 13-102-2003 находятся в исправном состоянии.

В здании Жигулевской ГЭС на отметке 50,500 монтажного блока расположен трансформатор 15ТС и его РУ-0,4кВ (щит 0,4 кВ отметка 50,500).

На трансформаторной эстакаде на отметке 46,300 здания Жигулевской ГЭС установлен трансформатор 16ТС. В свою очередь, РУ 0,4 кВ

трансформатора 16ТС (РУ котельной служебного корпуса) размещены в котельной служебного корпуса, здания Жигулевской ГЭС, служебный корпус, 1 этаж. Оборудование введено в эксплуатацию в 1957 году.

В состав оборудования входят два масляных трансформатора 10/0, 4 кВ по 1000 кВА каждый, РУ-0,4 кВ 15ТС (щит 0,4 кВ отметка 50,500), РУ-0,4 кВ 16ТС (РУ котельной служебного корпуса), кабельные связи, силовые распределительные сборки.

Ежегодно проводились вялотекущие ремонты оборудования собственных нужд, а реконструкция, модернизация или замена оборудования не выполнялась на протяжении всего срока службы.

Оборудование произведено 60 лет назад и не выпускается в настоящий момент. Отсутствие запасных частей для оборудования потребует в ближайшее время модернизации крепежа высоковольтных вводов, замены шпилек, перепайки отводов.

Оборудование установлено по нормам середины 20-ого века, не отвечающим требованиям сегодняшнего дня: конструкция маслоприемника масляного трансформатора 15ТС устарела и не соответствует требованиям ПУ; масляный трансформатор 15ТС установлен внутри помещения, что является нарушением современных требований ПУЭ; маслоприемник масляного трансформатора 16ТС отсутствует.

В результате обследования выполнена уточненная существующая схема 15ТС (рисунок 1) и 16ТС (рисунок 2).

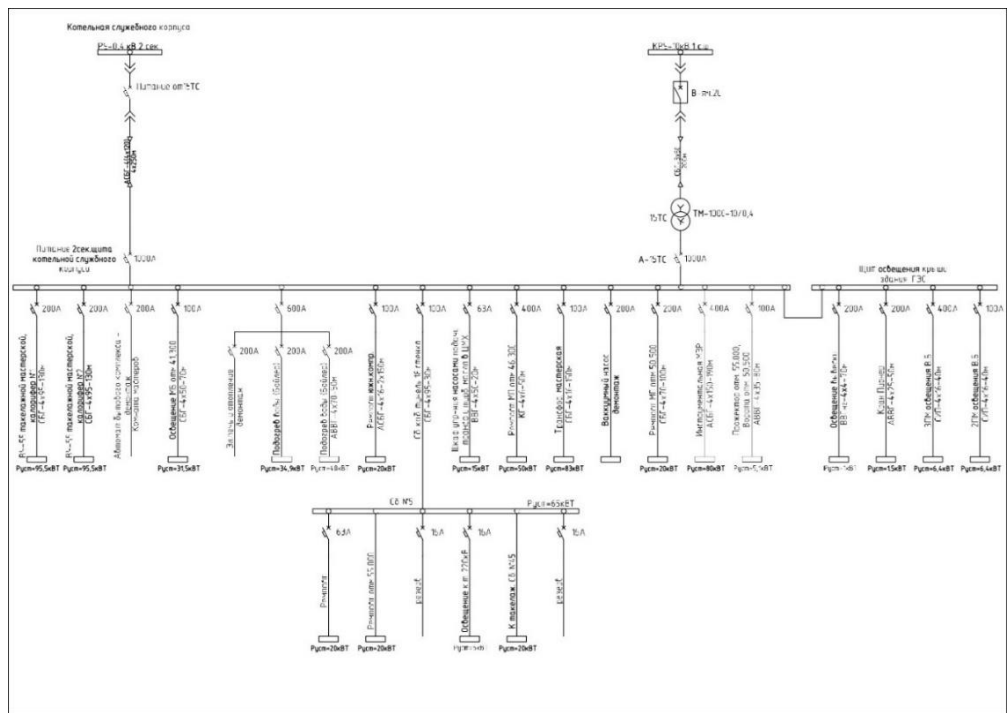


Рисунок 1 – Существующая схема щита 0,4 кВ на отметке 50,5

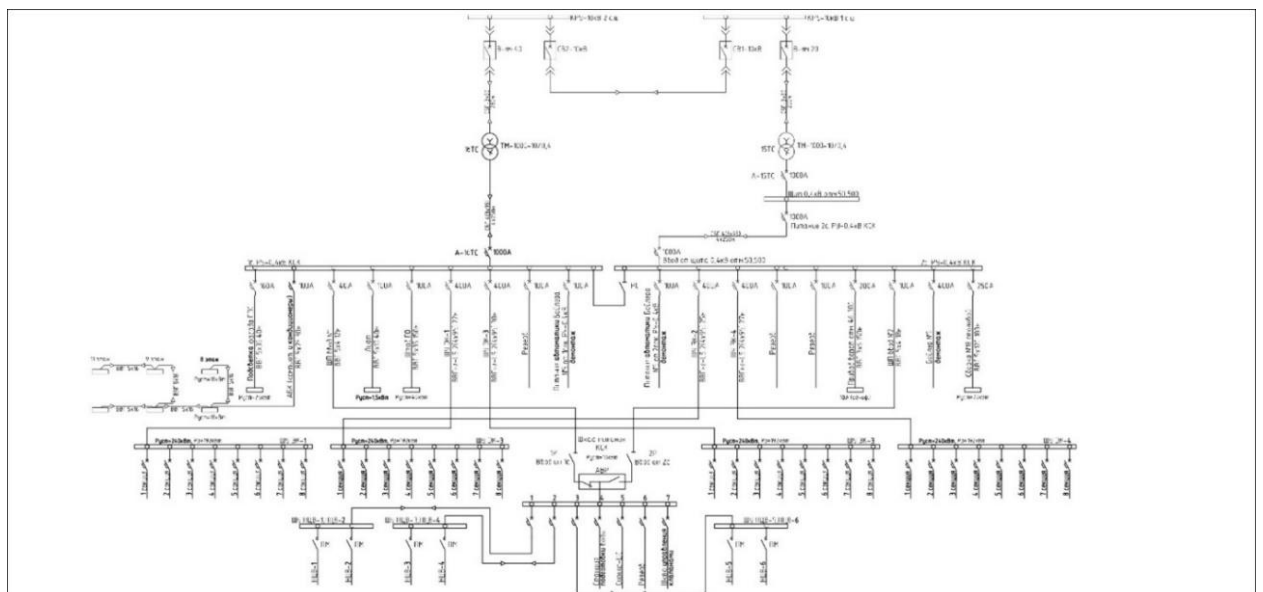


Рисунок 2 – Существующая схема электроснабжения котельной служебного корпуса

«В ходе обследования основных технических характеристик и состава оборудования подстанций было установлено:

- Трансформатор 15ТС – трансформатор масляный ТМ-1000/10/0,4 кВ



Запорожского трансформаторного завода расположен в закрытом помещении монтажного блока на отметке 50,500.

- Щит 0,4 кВ 15ТС, состоящий из одной секции, с двумя вводными выключателями марки АВН-10 ( $I_{ном} = 1000$  А) и фидерными выключателями (марки: ВА04-36, А3124, А3134, А3726, А3144), расположен в закрытом помещении на отметке 50,500 МБ. Наглухо к щиту 0,4 кВ 15ТС включен щит освещения крыши здания ГЭС (с автоматическими выключателями и магнитными пускателями для автоматического управления освещением из ППУ).
- Трансформатор 16ТС – трансформатор масляный ТМ-1000/10/0,4 кВ Запорожского трансформаторного завода, установлен на открытой площадке трансформаторной эстакады вблизи работающего оборудования.
- Щит 0,4 кВ 16ТС, состоящий из двух секций, с двумя вводными выключателями марки АВН-10 ( $I_{ном} = 1000$  А) на каждой секции, секционированных для неавтоматического резервирования секционным разъединителем марки РВ-10, и с фидерными выключателями (марки: ВА04-36, А311, ТmaxТ5N400), расположено в закрытом помещении котельной служебного корпуса вблизи работающего оборудования.
- Кабельные линии 10 кВ питания 15ТС и 16ТС марки СБГ-3 × 50 проложены в кабельном тоннеле здания ГЭС и ОРУ-500 кВ в закрытом помещении.
- Трансформатор 15ТС установлен на двух сварных (двутавром) металлических балках из горячекатаных швеллеров 14. Металлические балки опираются на монолитные железобетонные стенки высотой 670 мм от уровня пола. Монолитные стенки выполнены замкнутыми, образуя под трансформатором пространство размерами 1,9 × 2,5 м. Во время эксплуатации монолитные стенки не получили повреждений. Отсутствуют следы коррозии и повреждений

у опорных металлических несущих балок. Обнаружены локальные следы протечек масла трансформатора на опорные балки. В результате обследования установлено, что строительные конструкции трансформатора 15ТС находятся в исправном состоянии.

- Трансформатор 16ТС предполагается установить в коридоре вблизи КСК взамен бойлера №5. Несущими конструкциями на данном участке является монолитное железобетонное перекрытие здания ГЭС. В результате обследования конструкций монолитного железобетонного перекрытия повреждений и дефектов не выявлено. Обследуемые конструкции находятся в исправном состоянии» [5,6].

Морально и физически устаревшее оборудование подстанций 15ТС и 16ТС (трансформатор и РУ-0,4 кВ) требует полной замены на более энергоэффективное оборудование, с высоким сроком службы [15]. Заменить на современные кабели из сшитого полиэтилена имеющие, устаревшие кабели 10 кВ марки СБГ-3 × 50, которые выработали свой срок эксплуатации. Строительные конструкции на участках установки трансформаторов 15ТС и 16ТС в соответствии с СП 13-102-2003 находятся в исправном состоянии.

Предлагается:

- Заменить существующие масляные трансформаторы на сухие типа ТСЗ-1000-10/0,4 АО «Группа «СВЭЛ»;
- Электрическая схема РУ-0,4 кВ должна обеспечивать взаимное неавтоматическое резервирование. В схеме РУ-0,4 кВ применить автоматические выключатели выкатного исполнения фирмы АВВ вводные и секционный – марки Еmax2 с номинальным током 2000 А, отходящие – марки ТmaxТ1-Т5 с соответствующими существующим нагрузкам уставками). Применение автоматических выключателей выкатного исполнения фирмы АВВ обосновано условием п.7.1 технических требований к договору (однотипность оборудования, применяемого в КРУ-0,4 кВ Жигулевской ГЭС), а также для

взаимозаменяемости. Рекомендуемые принципиальные схемы подстанций 15ТС и 16ТС представлены на рисунке 3 и рисунке 4 соответственно;

- Подстанцию 15ТС со щитом 0,4 кВ установить на прежнее место, а трансформатор 16ТС установить в коридоре около КСК вместо бойлера №5, выгородив его металлическим ограждением со съемными секциями. Щит 0,4 кВ КСК установить на прежнее место. Предлагаемые планы размещения 15ТС и 16ТС представлены на рисунке 5 и рисунке 6 соответственно.

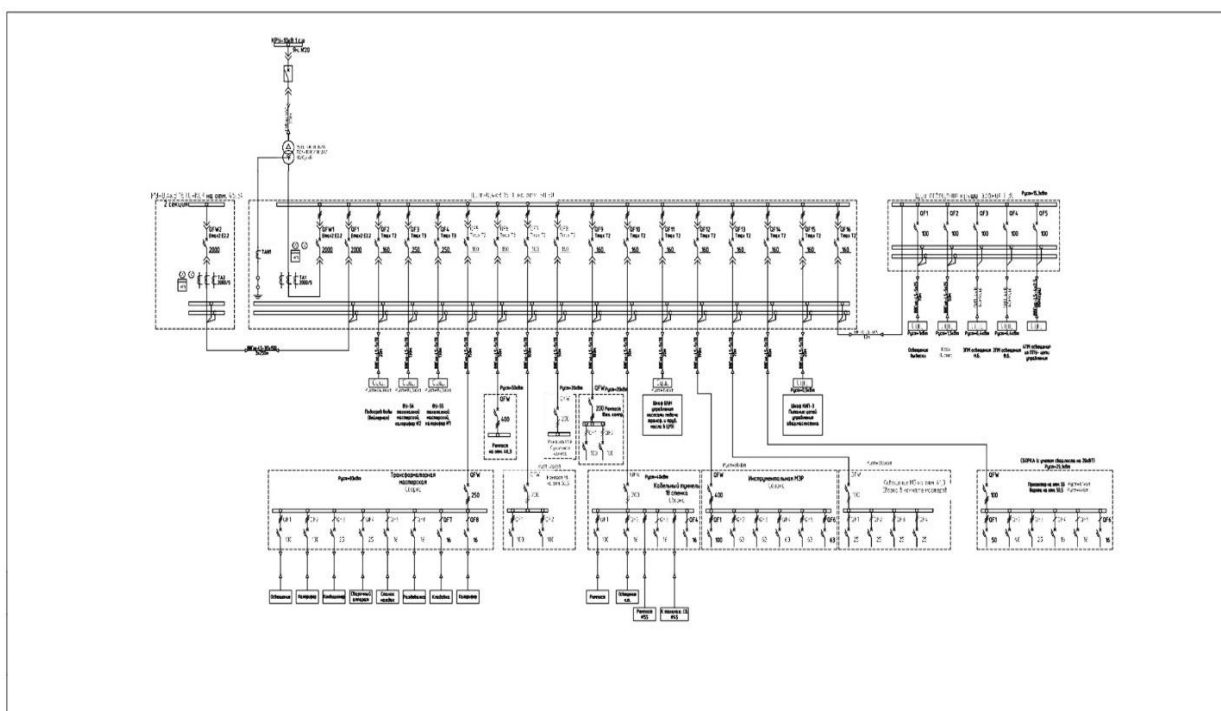


Рисунок 3 – Принципиальная схемы подстанции 15ТС

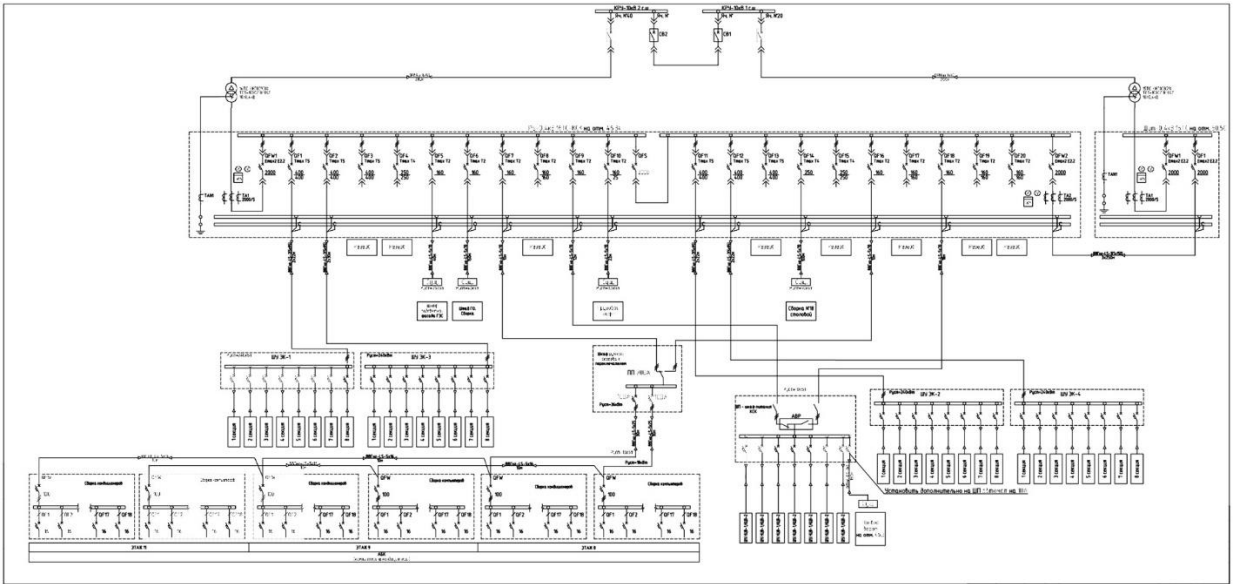


Рисунок 4 – Принципиальная схемы подстанции 16ТС

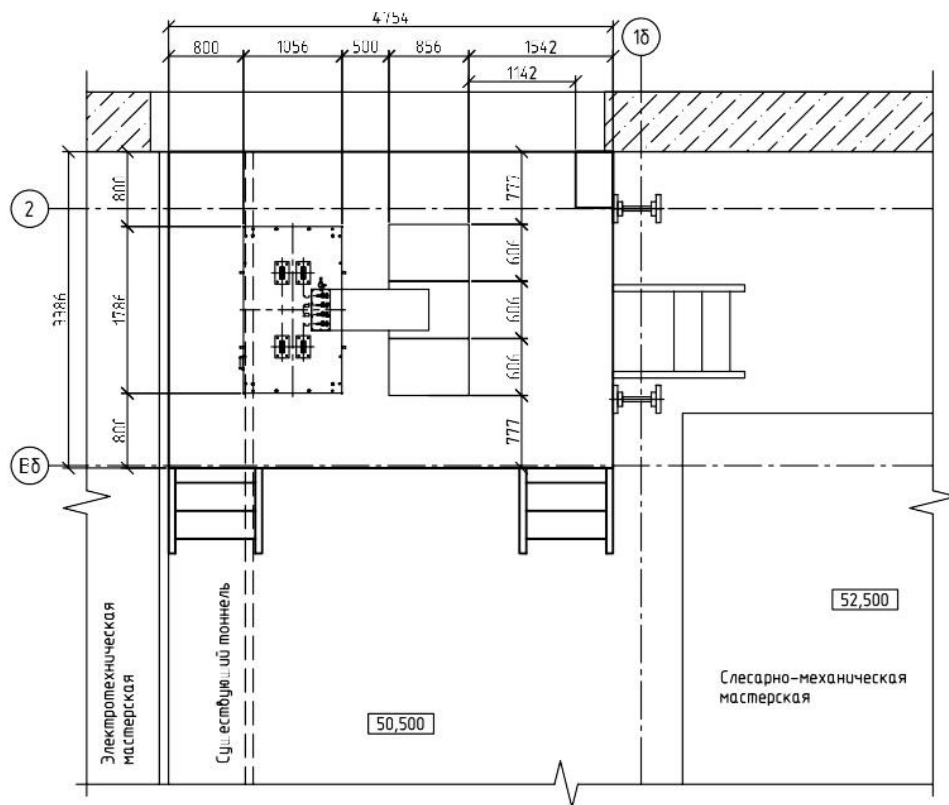


Рисунок 5 – Установка трансформатора 15ТС

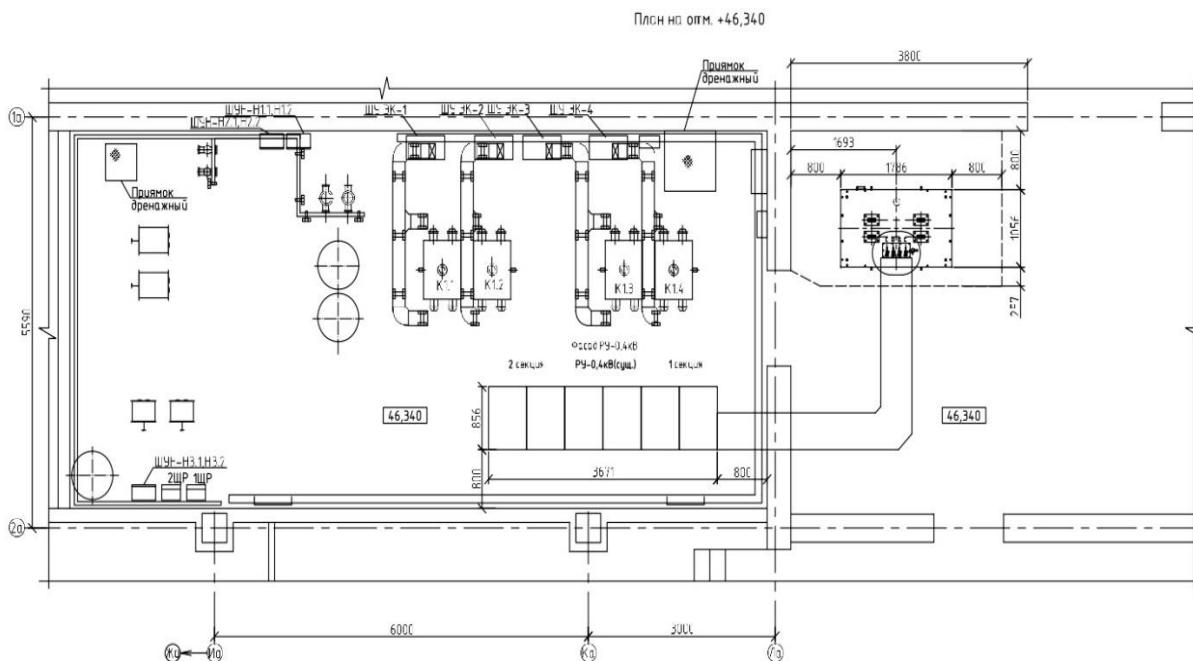


Рисунок 6 – Установка трансформатора 16ТС

#### Выводы:

Проведя анализ действующей схемы электроснабжения собственных нужд монтажного блока, анализ необходимости проведения реконструкции/модернизации собственных нужд и обследование основных технических характеристик и состава оборудования подстанций были разработаны решения по реконструкции/модернизации собственных нужд монтажного блока.

В рамках данной работы предложено: заменить морально и физически устаревшее оборудование на современное, более энергоэффективное, надежное и безопасное оборудование; заменить существующие устаревшие масляные трансформаторы на более экологически безопасные сухие; заменить устаревшие кабели 10 кВ, которые выработали свой срок эксплуатации, на современные силовые кабели из сшитого полиэтилена; применить автоматические выключатели (вводные, секционный и отводящие) выкатного исполнения; применить новую схему подстанций; применить новые планировочные решения по размещению подстанций.

### 3 Основные технические решения

#### 3.1 Схема электроснабжения

Схема электроснабжения подстанций 15ТС и 16ТС представлена на рисунке 7 и рисунке 8 соответственно.

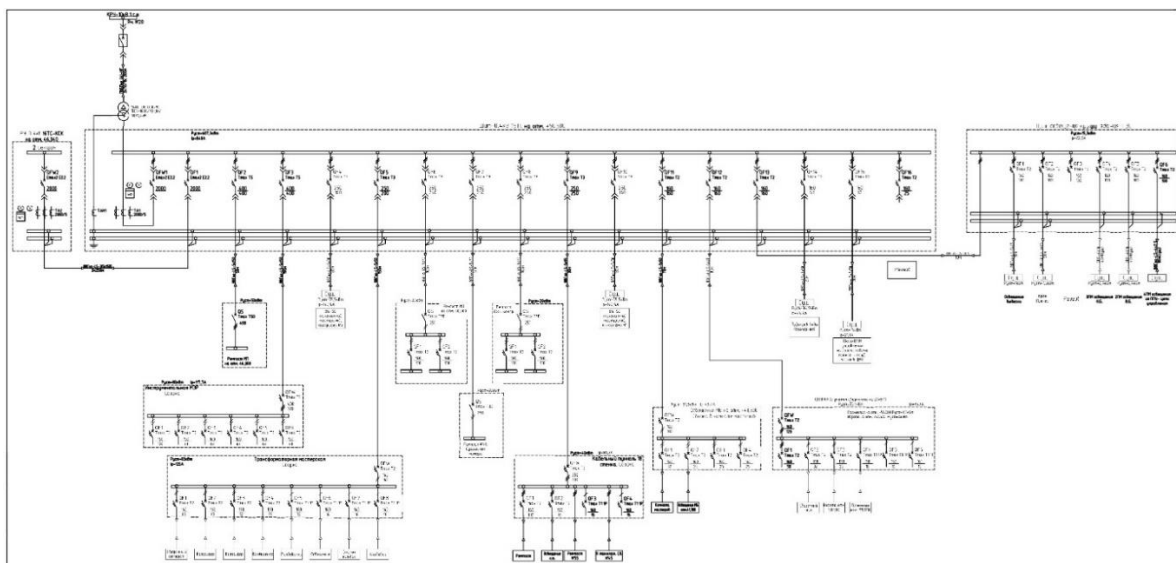


Рисунок 7 – Схема электроснабжения подстанции 15ТС

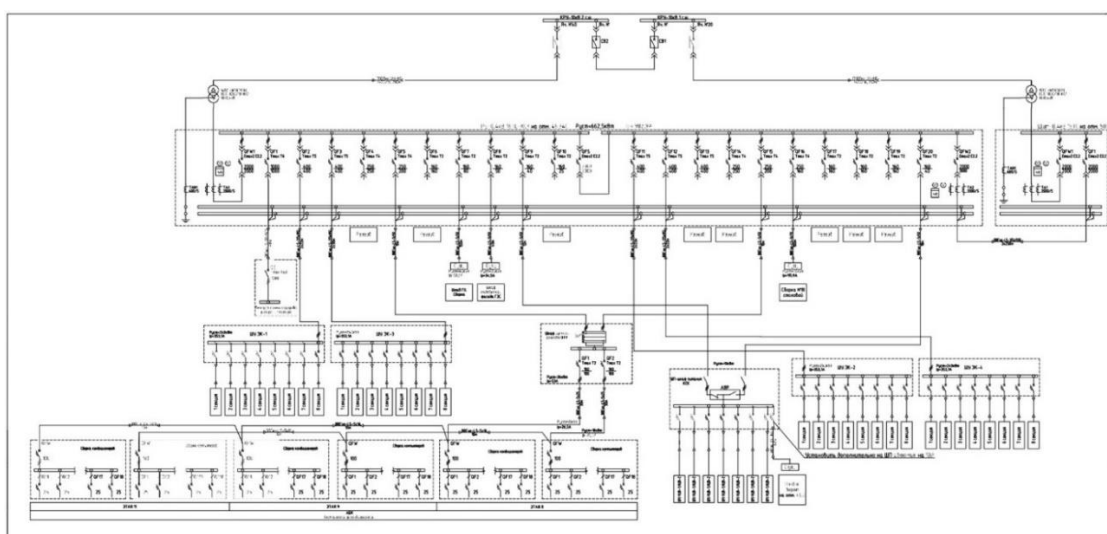


Рисунок 8 – Схема электроснабжения подстанции 16ТС

Существующими электропотребителям собственных нужд монтажного блока здания ГЭС на отметке 50,500 и котельной служебного корпуса здание ГЭС, служебный корпус, 1 этаж являются: ремонтные посты, силовые сборки трансформаторной мастерской и инструментальной МЭР, шкафы вентсистем такелажной мастерской, бойлерная, электродкотлы и шкаф питания автоматики котлов, освещение, компьютеры, кондиционеры и многие другие мелкие потребители [16]-[20].

Предлагается дополнительное подключение проектируемого ремпоста обогрева ротора и статора от 1-ой секции РУ-0,4 кВ 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.

Для подстанций 15ТС и 16ТС на отметке 50,500 монтажного блока здания ГЭС предусматривается:

- Трансформатор 15ТС и РУ-0,4 кВ 15ТС устанавливаются на вновь проектируемых металлоконструкциях с сохранением высоты установки оборудования 0,6 м от отметки 50,500 и оборудование выгораживается новым сетчатым ограждением;
- В котельной служебного корпуса, здание ГЭС, служебный корпус, 1 этаж: Трансформатор 16ТС и РУ-0,4 кВ 16ТС устанавливаются на вновь проектируемые металлоконструкции. (РУ-0,4 кВ 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-0,4 кВ 15ТС и РУ-0,4 кВ

16ТС, устанавливаемых на существующие места, взамен старых, но на вновь проектируемые металлоконструкции.

Питание проектируемых распределительных устройств РУ-0,4 кВ 15ТС и РУ-0,4 кВ 16ТС, предусматривается через шинный мост (поставляется в комплекте с РУ-0,4 кВ) от проектируемых понизительных трансформаторов 15ТС и 16ТС, мощностью по 1000 кВА каждый, которые подключаются кабелем 10 кВ (с изоляцией из сшитого полиэтилена) к существующим ячейкам №20 и 40 1-ой и 2-ой секций КРУ-10 кВ здания ГЭС. Предлагается реконструкция ячеек №20 и 40 КРУ-10 кВ в части замены старых микропроцессорных блоков управления и защиты и блоков управления существующих выключателей 10 кВ на современные.

РУ-0,4 кВ 15ТС и РУ-0,4 кВ 16ТС связаны между собой для взаиморезервирования кабелем ВВГнг-LS сечением 3 (5 × 150). 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-0,4 кВ и по длительно допустимым токовым нагрузкам с проверкой по потере напряжения в нормальном режиме работы.

К установке рекомендуется оборудование – сухие трансформаторы ТСЗ-1000/10-У3, производства АО «Группа «СвердловЭлектро» (СВЭЛ). Трансформатор ТСЗ-1000/10-У3 трехфазный двухобмоточный, номинальной мощностью 1000 кВА, номинальное напряжение ВН-10 кВ, НН-0,4 кВ. Схема и группа соединения обмоток Д/У-11.

Трансформатор устанавливается в соответствии с требованиями ПУЭ.

Подключение обмоток трансформатора со стороны 10 кВ к ячейкам №20 и 40 КРУ-10 кВ осуществляется кабелем 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена марки ПвБПнг-НФ [20]-[23]. Подключение обмоток трансформатора со стороны 0,4 кВ к РУ-0,4 кВ осуществляется шинным мостом, поставляемым в комплекте с РУ-0,4 кВ.

Для приема и распределения СН предусматривается установка



распределительных устройств собственных нужд РУ-0,4 кВ 15ТС и РУ-0,4 кВ 16ТС:

- РУ-0,4 кВ 15ТС представляет собой распределительное устройство с одинарной системой шин двухстороннего обслуживания;
- РУ-0,4 кВ 16ТС - двухсекционное распределительное устройство 0,4 кВ двухстороннего обслуживания с одинарной секционированной системой шин, секционированной секционным выключателем без автоматического переключения- с ручным резервированием. На шинах щита 0,4 кВ предусмотрен секционный автоматический выключатель, который обеспечивает его включение при исчезновении напряжения на одной из секций вручную. Неавтоматическое резервирование позволяет подключение РУ-0,4 кВ 16ТС (электроприемников второй категории) к РУ-0,4 кВ 15ТС в случае выхода из строя трансформатора основного питания – 16ТС. В случае выхода из строя трансформатора 15ТС, эта схема также позволяет запитать РУ-0,4 кВ 15ТС от щита РУ-0,4 кВ 16ТС.

«Панели РУ-0,4 кВ 15ТС и РУ-0,4 кВ 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» [14].

Необходимыми электроизмерительными приборами: вольтметрами на сборных шинах 0,4 кВ, амперметрами на вводах 0,4 кВ, электронными счетчиками активной энергии на стороне 0,4 кВ комплектуются щиты РУ-0,4 кВ.

Контроль потребления электроэнергии на собственные нужды подстанций 15ТС и 16ТС предусматривается электронными счетчиками активной энергии, установленными в вводных (со стороны трансформаторов) ячейках РУ-0,4 кВ.

Качество электроэнергии должно соответствовать требованиям ГОСТ 13109-97.

При коротких замыканиях предусматривается селективность работы защитных аппаратов с нижестоящими и вышестоящими защитными и коммутационными аппаратами [22].

В состав РУ-0,4 кВ входят следующие панели:

- отходящие;
- вводные (с ручным включением резерва);
- секционные (только для 16ТС- с ручным включением резерва).

Сеть электроснабжения электрооборудования собственных нужд принимается на напряжении 380/220 В, 50 Гц, с глухозаземленной нейтралью типа TN-S (нулевой рабочий и нулевой защитный проводники разделены на всем протяжении сети, при этом нулевые рабочие –N и нулевые защитные – PE проводники не допускается подключать под общие зажимы).

На напряжении 380 В, для схемы питания переменным током, принимается трехфазная система токоведущих проводников с пятью проводами, на напряжении 220 В – однофазная с тремя проводами.

«Для повышения надежности питания сборок компьютеров и кондиционеров предусматривается двухстороннее питание этих шкафов через шкаф ручного резерва ШРР, запитанного двумя кабелями с разных секций щита РУ-0,4 кВ 16ТС» [12].

Предлагается 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 «ABB».

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

Выбор аппаратуры и кабелей в сети 0,4 кВ выполнен в соответствии с

требованиями действующих «Правил устройств электроустановок» (ПУЭ) и РД 153-34.0-20.527-98, чтобы обеспечить защиту электрических сетей и допустимые уровни падения напряжения у электроприемников [15].

Все распределительные сети имеют защиту от токов короткого замыкания и от перегрузки. Защита сети осуществляется аппаратами защиты – автоматическими выключателями, отключающими защищаемую электрическую сеть при аварийных режимах. По расчетным токам защищаемых участков сети выбираются выключатели с номинальными токами уставок автоматических выключателей.

При компоновке электрощитового оборудования учитывались следующие условия:

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

### **3.2 Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности**

Основными потребителями подстанций 15ТС и 16ТС являются существующие электроприемники на напряжение 0,4 кВ и электроосвещение.

Установленная (расчетная мощность) потребителей 0,4 кВ составит:

- для РУ-0,4 кВ 15ТС – 607,3 кВт/ 426 кВт;
- для РУ-0,4 кВ 16ТС – 662,5 кВт/ 538 кВт.

Общая расчетная мощность в аварийном режиме при выходе из строя одного трансформатора составляет минус 954 кВт.

Данные о электроприемниках напряжением 0,4 кВ, их количестве, установленной и расчетной мощности приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные о электроприемниках напряжением 0,4кВ

Наименование электроприемника	Р <sub>уст</sub> , кВт	Р <sub>расч</sub> , кВт
<b>РУ-0,4кВ 15ТС</b>		
Такелажная мастерская: шкаф ВУ	191	152,8
Сборка Комната мастеров и освещение МБ	31,5	26,8
Бойлерная	34,9	28,1
Ремпост №46, сушильная камера	20	6
Ремпост, южная компрессорная	20	6
Сборка кабельного тоннеля 18 стенки	40	36
ШУ насосов турбинного и трансформаторного масла	15	12
Ремпост МП, отметка 46,300	50	15
Сборка Трансформаторная мастерская	83	56,2
Ремпост МП, отметка 50,500	20	6
Сборка Инструментальная МЭР	80	64
Сборка Ворота. Прожектор. Сварка	25,1	10,3
Щит освещения крыши здания ГЭС	14,3	12,4
Итого	607,3	426,5
<b>РУ-0,4кВ 16ТС</b>		
Подсветка фасада	25	21,3
АБК Кондиционеры	18	14,4
АБК Компьютеры	18	14,4
ШП КСК + привод ворот	10	8
Грузовой малый лифт	1,5	0,9
Штаб ГО	40	32
ШУ-ЭК1-4 (2раб + 2рез)	480	384
Сборка №18 Столовая	70	63
Сборка обогрева ротора и статора (резерв)	-	-
Итого:	662,5	538

### 3.3 Общие электротехнические требования к оборудованию подстанций

Планы подстанций 15ТС и 16ТС представлены на рисунке 9 и рисунке 10 соответственно.

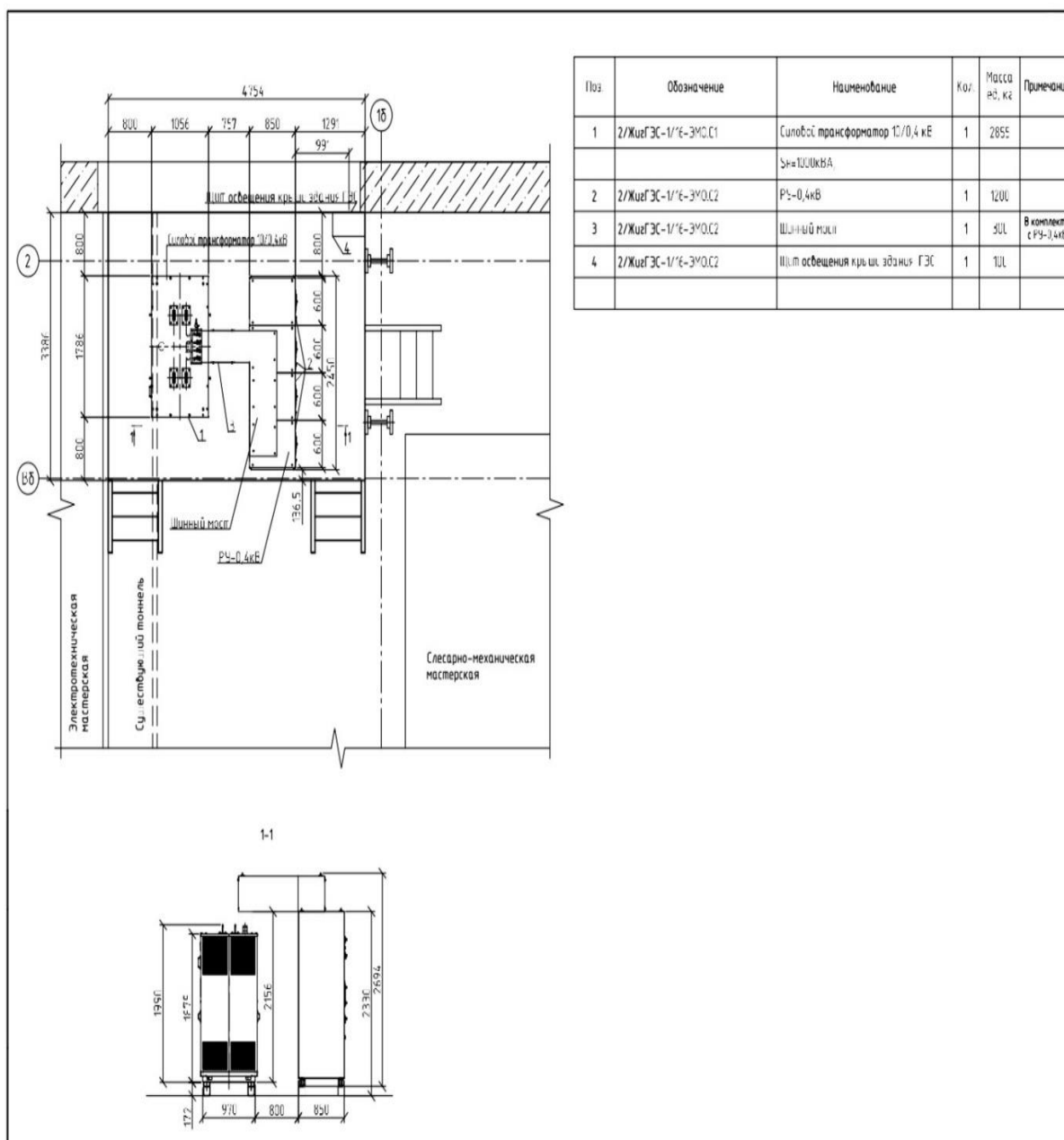


Рисунок 9 – План подстанции 15ТС

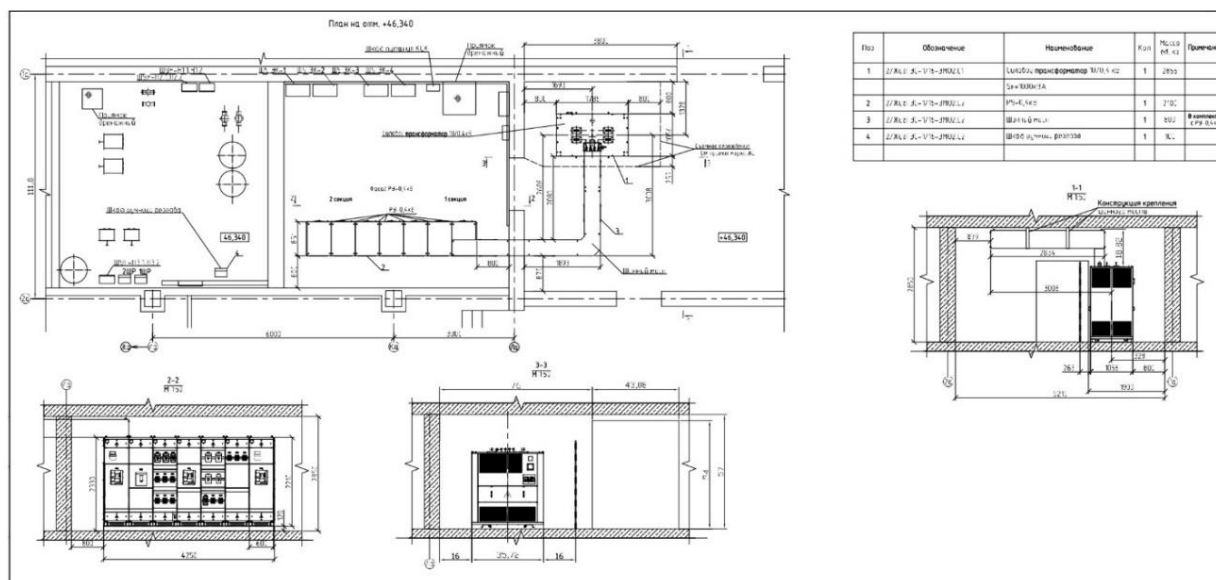


Рисунок 10 – План подстанции 16ТС

В помещениях размещения оборудования подстанций 15ТС и 16ТС проходы обслуживания, находящиеся с лицевой стороны щитовых устройств, соответствуют следующим требованиям:

- ширина проходов в свету не менее 0,8 м, высота проходов в свету не менее 1,9 м. Ширина проходов обеспечивает удобное обслуживание и перемещение оборудования;
- кабельные конструкции, размещаемые над проходами, расположены на высоте не менее 1,9 м [25].

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния выбраны и установлены таким образом, чтобы:

- вызываемое нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или иные сопутствующие ее работе явления (искрение, т.п.) не могли причинить вред обслуживающему персоналу, а также привести к повреждению оборудования и возникновению короткого замыкания (КЗ) или замыкания на землю;

- при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;
- при снятом напряжении, с какой-либо цепи, относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному техническому обслуживанию и ремонту без нарушения нормальной работы соседних цепей;
- была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования. Конструкции, на которых установлено электрооборудование, аппараты, токоведущие части и изоляторы шинных мостов, выдерживают нагрузки от их веса, коммутационных операций, воздействия КЗ, а также сейсмических воздействий.

Замки в дверях помещений 15ТС и 16ТС должны открываться одним и тем же трехгранным ключом. Замки всех дверей РУ-0,4 кВ, сборок и постов должны также открываться одним и тем же трехгранным ключом.

Отверстия в стенах после прокладки токопровода 16ТС и других коммуникаций (кабелей) заделываются материалом, обеспечивающим огнестойкость не ниже огнестойкости ограждающей конструкции, но не менее 45 минут.

### **3.4 Кабельное хозяйство**

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

В соответствии с «Правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий» СО 34.03.301-00 все кабели принимаются с изоляцией, не распространяющей горение (с индексом нг-LS) [9].

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-НФ).

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

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 380 В и однофазная с тремя проводами для напряжения 220 В.

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. При выборе сечения кабелей учтены требования Циркуляра Ц-02-98(Э) департамента стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России» от 16.03.1998 г. «О проверке кабелей на невозгорание при воздействии тока короткого замыкания» [9]-[10]. Выбранное сечение кабелей проверяется по допустимой потере напряжения.

Питающие и распределительные сети, и контрольные сети выполняются кабелем на напряжение 0,6/1 кВ с медными жилами с поливинилхлоридной изоляцией в оболочке с низким газо- и дымовыделением, не распространяющей горение марки ВВГнг-LS и КВВГнг-LS, прокладываемым по стенам и перекрытиям с креплением



скобами, в трубах с креплением скобами по стене на высоте до 2-х метров и по кабельным конструкциям проектируемым (фирмы ДКС) и существующим кабельным конструкциям организованных кабельных трасс здания ГЭС, местами с частичной их заменой новыми кабельными конструкциями, взамен существующих непригодных для эксплуатации.

Прокладка кабелей выполняется организованными потоками с соблюдением современных требований пожарной безопасности, предъявляемых к кабельному хозяйству и с учетом требований по электромагнитной совместимости. 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 2 м. Секции лотков крепятся к опорным конструкциям. Сборка секций лотков в кабельные трассы выполняется при помощи болтовых соединений.

Силовые кабели и вторичные кабели цепей управления прокладываются по разным трассам. При невозможности их прокладки по разным трассам расстояние от контрольных кабелей до силовых кабелей 380 В – не менее 0,4 метра. Для экранированных цепей указанные выше расстояния снижаются в 1,5-2 раза.

Прокладка взаимно резервирующих ответственных кабельных линий (силовых линий, линий управления) предусматривается по разным кабельным трассам – в разных трассах кабельных лотков. При невозможности их прокладки по разным трассам расстояние от контрольных кабелей до силовых кабелей 380 В не менее 0,4 метра [18]. Для экранированных цепей указанные выше расстояния снижаются в 1,5-2 раза.

Прокладка силовых кабелей в лотках предусматривается однорядно, контрольных кабелей – послойно или пучками (в соответствии с

требованиями ПУЭ) максимальным размером в диаметре не более 100 мм.

В местах прохода кабелей через проемы стен и перекрытий устанавливаются противопожарные кабельные проходки (отрезки труб) с применением огнестойких материалов для уплотнения проходов кабелей через строительные конструкции.

Выходы кабелей из металлических кабельных лотков должны выполняться с использованием штуцеров, металлических рукавов или труб. Прокладка одиночных кабелей от кабельных трасс до шкафов выполняется в стальных трубах.

Открыто проложенные кабели, а также все кабельные муфты должны снабжаться бирками с обозначениями. На бирках кабелей в конце и начале линии указывается марка, напряжение, сечение, номер или наименование линии; на бирках соединительных муфт – номер муфты, дата монтажа.

### **3.5 Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования**

К разработке рабочей документации выполнен расчет токов короткого замыкания на сторонах 10 кВ и 0,4 кВ, методика которого описана ниже в формулах (1)-(5) [11].

Определяется полное сопротивление питающей линии до точки короткого замыкания по формуле 1:

$$Z_{л} = \sqrt{R_{л}^2 + X_{л}^2}, \quad (1)$$

где  $R_{л}$  – активное сопротивление линии, Ом;

$X_{л}$  – реактивное сопротивление линии, Ом.

Расчет производится для каждого участка линии с различным сечением и/или материалом проводника, с последующим суммированием сопротивлений всех участков по формуле 2:

$$Z_{пл} = Z_{л1} + Z_{л2} + \dots + Z_{лn}. \quad (2)$$

Активное сопротивление линии определяется по формуле 3:

$$R_{л} = L_{\phi 0} \cdot \frac{\rho}{S}, \quad (3)$$

где  $L_{\phi 0}$  – сумма длин фазного и нулевого проводника линии, м;

$\rho$  – удельное сопротивление, Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$S$  – сечение проводника, мм<sup>2</sup>.

Реактивное сопротивление линии определяется по формуле 4:

$$X_{л} = L_{\phi 0} \cdot \frac{0,6}{1000}. \quad (4)$$

Сопротивление трансформатора зависит от множества факторов, таких как мощность, конструкция трансформатора и главным образом схема соединения его обмоток. Для упрощенного расчета сопротивление трансформатора при однофазном коротком замыкании  $Z_{тр(1)}$  принималось из справочных данных.

Ток однофазного короткого замыкания определяется по следующей формуле 5:

$$I_{кз} = \frac{U_{\phi}}{(Z_{тр(1)} + Z_{пл})}, \quad (5)$$

где  $U_{\phi}$  – фазное напряжение сети, В;

$Z_{тр(1)}$  – сопротивление питающего трансформатора при однофазном коротком замыкании, Ом;

$Z_{пл}$  – полное сопротивление питающей линии (цепи фаза-ноль) от питающего трансформатора до точки короткого замыкания, Ом.

На основании результатов расчета токов короткого замыкания значение трехфазного тока короткого замыкания на шинах секций РУ-0,4 кВ:

- РУ-0,4 кВ 15ТС при подключении к КРУ-10 кВ ОСН ГЭС (секция 1 ячейка 20) составляет 13,23 кА;
- РУ-0,4 кВ 16ТС при подключении к КРУ-10 кВ ОСН ГЭС (секция 2 ячейка 40) составляет 13,21 кА.

На основании расчета токов короткого замыкания выполнен выбор основного электротехнического оборудования. Оборудование шкафов РУ-0,4 кВ принимается с номинальным током отключения не менее 20 кА.

### **3.6 Управление, автоматика, сигнализация собственных нужд**

Для обеспечения надежности и безопасности работы оборудования станции используются современные микропроцессорные блоки управления и защиты.

Управление выключателями КРУ-10 кВ ОСН ГЭС секция 1 ячейка 20 и секция 2 ячейка 40 предусматривается вручную со шкафов КРУ-10 кВ и шкафов ввода 0,4 кВ 15ТС и 16ТС.

Управление автоматическими выключателями вводов рабочего и резервного питания и секционным выключателем РУ-0,4 кВ предусматривается вручную со шкафов ввода 0,4 кВ 15ТС и 16ТС.

Для шин секций РУ-0,4 кВ предусматривается ручное включение резервирования. Для РУ-0,4 кВ 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 РУСН-0,4 кВ, действующая при нарушениях нормального режима.

### 3.7 Конструктивные решения

Предлагается установка нового трансформатора 15ТС взамен существующего. Перед установкой нового трансформатора производится демонтаж существующих опорных конструкций трансформатора и шкафов управления. Демонтажу подлежат металлические опорные балки, бетонные стенки, на которые опираются балки, сетчатое ограждение и металлические лестницы.

Установка нового трансформатора 15ТС выполняется на проектируемую металлическую площадку размерами  $3,386 \times 4,754$  м, высотой 600 мм от пола.

На площадке производится установка трансформатора 15ТС, шкафов управления и щита освещения. Несущими конструкциями площадки являются металлические балки из швеллера 16 по ГОСТ 8240-97 и стойки из квадратной трубы  $100 \times 8$  по ГОСТ 30245-2003.

Стойки площадки крепятся к существующему перекрытию здания анкерами HILTI HSL-3-GM16/25. Площадка покрывается стальным настилом по ГОСТ 8568-77 с чечевичным рифлением. Для подъема на площадку предусматриваются лестницы высотой 600 мм по серии 1.450.3-7.94. На проектируемой площадке выполняется ограждение из сетчатых панелей по серии 5.407-131.

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 30 мм и длиной 1170 мм.

Для подключения трансформатора в конструкции перекрытия выполняется отверстие диаметром 100 мм. 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.

Выводы:

Проведя анализ действующей схемы электроснабжения собственных нужд монтажного блока, анализ необходимости проведения реконструкции/модернизации собственных нужд и обследование основных технических характеристик и состава оборудования подстанций были сделаны следующие выводы и предложения: оборудование подстанций 15ТС и 16ТС (трансформатор и РУ-0,4 кВ) имеет достаточно значительный моральный и физический износ, поэтому требуется полная замена устаревшего и изношенного оборудования на современное, более энергоэффективное и надежное оборудование, с более длительным сроком службы; силовые кабели 10кВ марки СБГ-3×50 имеют достаточно значительный моральный и физический износ, так как выработали свой срок эксплуатации, поэтому подлежат полной замене на современные, более безопасные силовые кабели с медными или алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена; строительные конструкции на участках установки трансформаторов 15ТС и 16ТС, в соответствии с проведенным техническим обследованием строительных конструкций, согласно СП 13.102.2003, имеют незначительный моральный и физический износ, находятся в исправном состоянии, поэтому подлежат ремонту и восстановлению.

## **4 Технические решения систем инженерного обеспечения. Заземление, защитные меры безопасности**

### **4.1 Система заземления. Защитные меры безопасности**

При модернизации 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 и ГОСТ Р 50571.3-94 ч.4 «Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током» [15].

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. 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 [3]-[4]. Присоединения заземляющих проводников выполняются по второму классу соединений по ГОСТ10434 «Соединения контактные электрические. Общие технические требования».

В качестве заземления подстанций 15ТС и 16ТС используются металлоконструкции, на которые установлено данное оборудование (трансформаторы и РУ-0,4 кВ), соединенные при помощи сварки стальной полосой 40 × 4 к общему контуру заземления ГЭС в 4-х точках. Металлоконструкции для установки трансформаторов и РУ-0,4 кВ 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 кабельных конструкций по трассе кабелей проложить сталь круглую  $\Phi 10$  мм, приварив её к кабельным конструкциям, и присоединить ее по концам трасс стальной полосой  $4 \times 40$  мм при помощи сварки к контуру заземления ГЭС.

В целях электробезопасности применяется основная система уравнивания потенциалов. Проводники 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-0,4 кВ защитных проводников (РЕ-проводников) питающей сети, внутреннего контура заземления ГЭС.

В качестве главной заземляющей шины используется нулевая защитная шина РЕ РУ-0,4 кВ, 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, щитов и шкафов;
- металлические конструкции для прокладки кабелей;
- металлические трубы электропроводок;
- закладные металлоконструкции под электрооборудование.



## 4.2 Перечень мероприятий по экономии электроэнергии

В целях сокращения расходов электроэнергии предусматривается мероприятие, направленное на достижение максимальной эффективности энергосбережения – выбор электрических аппаратов, токоведущих устройств в соответствии с требованиями.

Применение современного оборудования и аппаратуры, средств защиты, автоматики, измерения, учёта и контроля качества электроэнергии существенно повышает энергоэффективность предприятия и исключает нерациональный расход энергетических ресурсов, как в процессе строительства, так и в режиме эксплуатации.

Предусматривается установка в ячейках №20, 40 КРУ-10 кВ 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 и исключает нерациональный расход энергетических ресурсов предприятия.

Для учёта активной мощности в цепях переменного тока стороны 0,4 кВ 15ТС и 16ТС применены счётчики типа СЭТ 4ТМ.03М класса точности 0,5S. Счётчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 30206-94.

Применение указанных счетчиков позволяет иметь полную и достоверную информацию по энергоучёту энергетических ресурсов. Полученная информация по энергоучёту позволит более эффективно проводить мероприятия, направленные на достижение максимальной эффективности энергосбережения и поможет исключить нерациональный расход энергетических ресурсов, как в процессе строительства, так и в режиме эксплуатации станции.

### **4.3 Противопожарные мероприятия. Мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций**

Также предусматривается ряд мероприятий, обеспечивающих пожарную безопасность здания [19].

Пожарная безопасность обеспечивается следующими решениями:

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

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

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

#### **4.4 Охрана окружающей среды. Охрана труда. Организация эксплуатации электроустановок**

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 не предвидится.

После разборки демонтируемых трансформаторов, их составные – масло и металл утилизируются.

Обслуживание силового электрооборудования должно производиться квалифицированным персоналом в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТЭ) и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТБ) [17].

Силами персонала производится обслуживание, мелкий и средний ремонт оборудования и сетей.

Все работы, должны выполняться в соответствии с требованиями:

- СП 48.13330.2019 Организация строительства;
- СП 12-136-2002 Решение по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ;
- Приказ Минтруда России от 24.07.2013 N 328н Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок;
- Правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями, РД 34.03.204;
- Правила технической эксплуатации электрических сетей и сетей РФ №229 от 19 июня 2003г;
- СТО РусГидро 02.01.62-2012 Гидроэлектростанции. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования.

Работа по модернизации будет производиться на действующих

электроустановках вблизи работающего оборудования и силовых кабелей под напряжением.

Рабочий персонал должен быть обучен и аттестован в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по охране труда и безопасной работе персонала соответствующий характеру работы и иметь допуск к соответствующим видам работ [21].

При выполнении работ персоналу использовать сертифицированные средства индивидуальной защиты: спецодежду, спецобувь, рукавицы, защитные каски.

#### **4.5 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 другого оборудования присоединяются к заземляющему устройству здания ГЭС.

Шкафы РУ-0,4 кВ устанавливаются на закладные металлоконструкции, имеющие связь с заземляющим устройством, и присоединяются к ним с помощью сварки или болтовых соединений. Для снижения входного сопротивления рабочего заземления закладные элементы, проложенные в полу, для каждого ряда панелей РУ-0,4 кВ соединяются между собой на

сварке по концам и в промежуточных точках с шагом 2 метра стальной полосой сечением  $4 \times 40$  мм.

Для снижения уровня импульсных помех при коротком замыкании и коммутациях в первичных цепях силовые кабели и кабели с цепями управления, измерения и сигнализации прокладываются по разным трассам. При прокладке их по одной трассе расстояние между ними принимается не менее 0,5 м. Для защиты от кондуктивных помех применяются экранированные кабели.

Силовые и контрольные кабели должны быть проложены (согласно требованиям ПУЭ) по разным трассам, либо с разнесением не менее чем на 0,25 метров между силовыми и контрольными кабелями.

Кабельные конструкции из проводящих материалов должны заземляться на обоих концах и в местах пересечения других металлических элементов. Также должна быть обеспечен металлический контакт между конструкциями.

При прокладке вторичных кабелей необходимо применять кабели с экраном.

#### **4.6 Мероприятия по предотвращению импульсных помех кабельного хозяйства**

Заземляющее устройство и прокладка кабелей выполнены с учётом требований СО 34.20.116-93 «Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех».

Для снижения уровня помех во вторичных цепях 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.

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

Основные технические мероприятия включают:

- компоновочные решения размещения трасс кабелей;
- выбор трассы прокладки кабельных лотков, типа кабельной канализации с учетом требований ЭМС.

Также предусматриваются следующие технические решения по соответствию заземляющего устройства требованиям электробезопасности и электромагнитной совместимости:

- для снижения уровней напряжений и токов промышленной частоты при коротких замыканиях на землю выполняется система выравнивания потенциала;
- выбор сечения и материала заземлителей и заземляющих проводников. Допустимые уровни воздействий импульсных помех, возникающих при коммутациях силового оборудования и КЗ в первичных цепях, обеспечиваются:
- 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.

Защита от электромагнитных полей радиочастотного диапазона обеспечивается за счет естественных экранов – металлических корпусов шкафов.

Для обеспечения качественного электропитания переменным током вторичного оборудования применяется система электропитания типа TN-S.

Для защиты от кондуктивных помех от внешних электромагнитных полей применяются экранированные кабели.

Для защиты от взаимного влияния цепей различного назначения силовые кабели и контрольные кабели вторичного оборудования прокладываются на расстоянии не менее 0,25 м.

Выводы:

Проведя анализ действующей схемы электроснабжения собственных нужд монтажного блока, анализ необходимости проведения реконструкции/модернизации собственных нужд и обследование основных технических характеристик и состава оборудования подстанций были приняты технические решения систем инженерного обеспечения. Исследования показали детали разработки проведения реконструкции и модернизации схемы собственных нужд станции, на основании которых разработаны технические решения систем инженерного обеспечения. Заземление, защитные меры безопасности:

- усиление защитных мер безопасности и замена системы заземления;
- перечень мероприятий по экономии электроэнергии после проведения модернизации с применением современного оборудования;
- противопожарные мероприятия и мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций с использованием современных материалов не содержащие горючие вещества;
- замена масляных трансформаторов на сухие.

## Заключение

В результате проведения реконструкции/модернизации схем собственных нужд станции повышается ее надежность, увеличивается потенциал нового установленного оборудования. Это позволяет настроить работу системы собственных нужд бесперебойно, безаварийно, тем самым увеличивая срок работы основного силового оборудования. Новое современное оборудование позволяет правильной эксплуатации всего оборудования. Все в комплексе позволяет достичь высокую надежность работы на всех объектах станции.

Для выполнения поставленных цели и задач в работе произведен анализ множества отечественных источников литературы и нормативных документов, а также проанализированы подходы к решению подобных задач в иностранных источниках [28]-[32].

В ходе проведения обследования оборудования получены данные для разработки проекта по модернизации. По результатам проведения анализа полученных данные доказано, что возникла острая необходимость модернизации/реконструкции схемы собственных нужд станции.

Исследования показали детали разработки проведения реконструкции и модернизации схемы собственных нужд станции.

Предложено:

- Замена существующих масляных трансформаторов на сухие типа ТСЗ-1000-10/0,4 АО «Группа «СВЭЛ»;
- Электрическая схема РУ-0,4 кВ, которая должна обеспечивать взаимное неавтоматическое резервирование. В схеме РУ-0,4 кВ применить автоматические выключатели выкатного исполнения фирмы АВВ вводные и секционный – марки Еmax2 с номинальным током 2000 А, отходящие - марки ТmaxТ1-Т5 с соответствующими существующим нагрузкам уставками). Применение автоматических выключателей выкатного исполнения фирмы АВВ обосновано



условием п.7.1 технических требований к договору (однотипность оборудования, применяемого в КРУ-0,4 кВ Жигулевской ГЭС), а также для взаимозаменяемости;

- Подстанцию 15ТС со щитом 0,4 кВ установить на прежнее место, а трансформатор 16ТС установить в коридоре около КСК вместо бойлера №5, выгородив его металлическим ограждением со съемными секциями. Щит 0,4 кВ КСК установить на прежнее место.

В результате воздействия на оборудование, повышение надежности работы позволит достичь установленное бесперебойное питание для потребителей собственных нужд.

Современное оборудование КРУ имеет простую конструктивную часть является ремонтнопригодным, обеспечивая свободный доступ для его обслуживания. При переключениях будет возможно дистанционное управление, что позволит обеспечить безопасность персонала, а также подробно получать все данные о работе оборудования и системы в целом в АСУ ТП.

Автоматизация работы ДГУ позволит исключить возможность падения напряжения в случае потери собственных нужд во время подготовки к пуску ДГУ и исключить неудачные попытки пуска гидроагрегата от ДГУ.

В результате выполнения данной работы была достигнута основная цель: предложено усовершенствование схемы собственных нужд напряжения 10 кВ с включением резервного источника питания для обеспечения необходимого резерва; разработаны этапы реконструкции/модернизации собственных нужд, составлены основные правил ее проведения и подбор оптимального варианта проведения реконструкции/модернизации с обеспечением высокого уровня безопасности и надежности работы системы, благодаря применению новейших технических решений.

Результаты данной работы возможны к применению при проведении реконструкции/модернизации имеющихся схем собственных нужд ГЭС.

## Список используемой литературы и используемых источников

1. Балабанов В.Н. Надежность электроустановок: учебно- методическое пособие. Хабаровск: ДВГУПС, 1999. 96 с.
2. ГОСТ Р 21.1101-2020 Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации. Введен 01.01.2021. М.: Стандартинформ, 2020. 27 с.
3. ГОСТ Р 58882-2020 Заземляющие устройства. Системы уравнивания потенциалов. Заземлители. Заземляющие проводники. Технические требования. Введен 1.01.2021. М.: Стандартинформ, 2021. 40 с.
4. ГОСТ 21.613-2014 Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации силового электрооборудования. Введен 01.07.2015. М.: Стандартинформ, 2015. 95 с.
5. Инструкция по эксплуатации комплектных распределительных устройств 1КРУ, 2КРУ. Индивидуальный номер №16. Филиал ПАО «РусГидро» – «Жигулевская ГЭС», 2019. 51 с.
6. Инструкция по эксплуатации оборудования РУ, кабельных помещений и заземляющих устройств. Индивидуальный номер ИЭ-03/03-205- 2021. Филиал ПАО «РусГидро» – «Жигулевская ГЭС», 2019. 48 с.
7. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (с изменениями на 6 мая 2023)// Консультант плюс: справочно-правовая система.
8. РД 34.03.350-98 Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО «ЕЭС России» с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной безопасности. Введен 01.04.1998. М.: НЦ ЭНАС, 1998. 17 с.
9. РД 153-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. Введен 01.06.2000. М.: НЦ ЭНАС, 2004. 122 с.
10. РД 153-34.0-49.101-2003 Инструкция по проектированию противопожарной защиты электрических предприятий. Введен 21.05.2003.

М.: НЦ ЭНАС, 2003. 31 с.

11. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Введен 23.03.1998. М.: НЦ ЭНАС, 2002. 149 с.

12. СП 112.13330.2011 Пожарная безопасность зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 21-01-97. Введен 19.07.2011. М.: Стандартинформ, 2011. 24 с.

13. СП 56.13330.2011 Производственные здания. Актуализированная редакция СНиП 31-03-2001 (с Изменениями N 1, 2, 3). Введен 28.01.2022. М.: ФГБУ «РСТ», 2021. 68 с.

14. СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства. Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85. Введен 17.06.2017. М.: Стандартинформ, 2017. 102 с.

15. СО 153-34.20.120-2003 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Утвержден 08.07.2002. [Электронный ресурс]: Публичное акционерное общество «Федеральная генерирующая компания – РусГидро». URL: <http://www.rushydro.ru> (дата обращения: 3.03.2023).

16. СО 153-34.20.501-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ (ПТЭ). Утвержден 19.06.2003. [Электронный ресурс]: Публичное акционерное общество «Федеральная генерирующая компания – РусГидро». URL: <http://www.rushydro.ru> (дата обращения: 3.03.2023).

17. СО 153-34.20.501-2003 (ПТЭ ЭС-2003) Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Ц-02-98(Э). Циркуляр РАО «ЕЭС России». О проверке кабеля на возгорание при воздействии тока короткого замыкания. Введен 19.06.2003. М.: ЭНАС, 2003. 161с.

18. СО 153-34.20.120-2003 Правила устройств электроустановок. Издание седьмое. Введен 1.10.2003. М.: ЭНАС, 2012. 461с.

19. СП 6.13130.2009 Системы противопожарной защиты.

Электроустановки низковольтные. Требования пожарной безопасности. Введен 6.10.2021. М.: Стандартинформ, 2021. 11с.

20. СТО 70238424.27.140.020-2010 Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. Введен 30.09.2010. Москва: НП «ИНВЭЛ», 2010. 29с.

21. СТО 17330282.27.140.015-2021. Гидроэлектростанции. Организации эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. Введен 30.07.2008. [Электронный ресурс]: Публичное акционерное общество «Федеральная генерирующая компания – РусГидро». URL: <http://www.rushydro.ru> (дата обращения: 10.03.2023).

22. СТО 17330282.27.140.008-2008. Системы питания собственных нужд ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. Введен 30.07.2008. [Электронный ресурс]. Публичное акционерное общество «Федеральная генерирующая компания – РусГидро». URL: <http://www.rushydro.ru> (дата обращения: 5.04.2023).

23. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. Введен 30.07.2012. [Электронный ресурс]. Публичное акционерное общество «Федеральная генерирующая компания – РусГидро». URL: <http://www.rushydro.ru> (дата обращения: 5.04.2023).

24. СТО 59012820.29.020.005-2011. Правила переключений в электроустановках. Введен 29.07.2014. [Электронный ресурс]: Публичное акционерное общество «Федеральная генерирующая компания – РусГидро». URL: <http://www.rushydro.ru> (дата обращения: 10.03.2023).

25. СТО РусГидро 02.03.130-2015. Гидроэлектростанции. Техническое освидетельствование зданий, сооружений, основного и вспомогательного оборудования, технологических систем. Нормы и требования. [Электронный ресурс]. Публичное акционерное общество «Федеральная генерирующая компания – РусГидро». URL: <http://www.rushydro.ru> (дата обращения: 15.03.2023).

26. СТО 17330282.27.140.020-2008. Система питания собственных

нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. [Электронный ресурс]. Публичное акционерное общество «Федеральная генерирующая компания – РусГидро». URL: <http://www.rushydro.ru> (дата обращения: 15.03.2023).

27. Техническая политика ПАО «РусГидро»-2020. [Электронный ресурс]. Публичное акционерное общество «Федеральная генерирующая компания – РусГидро». URL: <http://www.rushydro.ru> (дата обращения: 15.03.2023).

28. Costinaş S., Georgescu S. C., Oprea I. Smart solutions for the auxiliary power supplies schemes in hydropower plants. University «Politehnica» of Bucharest Scientific Bulletin, Series C: Electrical Engineering, 2014. Т. 76, №. 3. с. 245-253.

29. Kaunda C. S., Kimambo C. Z., Nielsen T. K. Hydropower in the context of sustainable energy supply: a review of technologies and challenges //International Scholarly Research Notices, 2012. Т. 2012.

30. Krstić D. B. et al. Presentation plan of the reconstruction and upgrade hydroelectric power plant'Zvornik'. Tehnika, 2016. Т. 71. №. 3. с. 372-377.

31. Wade J. A. Electrical auxiliary supply systems for hydro-electric power plants. IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution). IET Digital Library, 1986. Т. 133. №. 3. с. 148-153.

32. Yi Y., Xie J., Yi N. Study On Relay Protection Coordination In Complex Auxiliary Power System. International Conference on Electrical and Control Engineering. IEEE, 2010. с. 4309-4311.