

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция системы собственных нужд 0,4 кВ Жигулевской ГЭС»

Студент(ка)

Ф.Ю. Хуртин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.П. Тараканов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

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

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Рассмотрена реконструкция системы собственных нужд 0,4 кВ филиала ПАО «РусГидро» - «Жигулевская ГЭС» (ЖГЭС). Электрооборудование КРУ-0,4 кВ претерпело временной износ и практически исчерпало свой потенциал. Цель реконструкции заключается в необходимости улучшения технического состояния комплектно-распределительных устройств 0,4 кВ. Это достигается путем замены устаревших трансформаторов собственных нужд и основных электрических аппаратов на современные.

Выполнен расчет электрических нагрузок, выбор трансформаторов собственных нужд, расчет токов короткого замыкания, выбор кабелей, выбор электрических аппаратов и приборов. Выполнен выбор защиты от перенапряжений изоляции электрооборудования генераторного напряжения ЖГЭС. Произведен расчет молниезащиты, заземления КРУ-0,4 кВ.

Пояснительная записка выполнена на 60 страницах. Графическая часть выполнена на 6 листах формата А1.

Содержание

	Введение	5
1	Система собственных нужд филиала ПАО «РусГидро» - «Жигулевская ГЭС». Основные потребители системы собственных нужд	7
2	Разработка мероприятий по реконструкции системы собственных нужд 0,4 кВ Жигулевской ГЭС	10
2.1	Цель реконструкции системы собственных нужд 0,4 кВ Жигулевской ГЭС	10
2.2	Разработка технических решений по реконструкции КРУ-0,4 кВ	11
2.3	Выбор схемы электрических соединений собственных нужд Жигулевской ГЭС	12
3	Расчет электрических нагрузок и выбор трансформаторов собственных нужд	15
3.1	Расчет электрических нагрузок	15
3.2	Расчет мощности трансформаторов блочных (1ТБ-8ТБ) и трансформаторов собственных нужд (3ТС-6ТС)	17
4	Замена электрооборудования рабочего и аварийного освещения	25
5	Расчет питающих линий	26
5.1	Выбор кабелей по экономической плотности тока	26
5.2	Проверка силового кабеля отходящего от КРУ-0,4 кВ на термическую стойкость и на невозгорание	27
5.3	Проверка силового кабеля, отходящего от щита освещения, на термическую стойкость и на невозгорание	30
6	Расчет токов короткого замыкания	32
6.1	Условия и методика расчета токов короткого замыкания	32
6.2	Сопrotivления трансформаторов, кабелей, реакторов	33
6.3	Расчет токов короткого замыкания	34
7	Релейная защита трансформаторов собственных нужд 3ТС÷31ТС, 1Т0÷5Т0, блочных трансформаторов 1ТБ÷8ТБ	36
8	Выбор электрических аппаратов и приборов	40
9	Разработка мероприятий по защите от перенапряжений трансформаторов собственных нужд филиала ПАО «РусГидро» - «Жигулевская ГЭС»	45
9.1	Методика расчета уровней перенапряжений в системе собственных нужд ЖГЭС	45
9.2	Выбор защиты от перенапряжений изоляции электрооборудования генераторного напряжения ЖГЭС	49
9.3	Разработка рекомендаций по ограничению перенапряжений и повышению надежности работы сети генераторного напряжения ЖГЭС	53
10	Расчет защитного заземления в КРУ-0,4кВ	55
11	Молниезащита КРУ-0,4 кВ	56
	Заключение	57
	Список использованных источников	58

Введение

Энергетические и технико-экономические показатели ГЭС существенно зависят от природных условий и у разных ГЭС могут существенно различаться.

Агрегаты для каждой ГЭС, как правило, проектируются индивидуально, применительно к характеристикам данной ГЭС. Основным экономическим преимуществом ГЭС перед тепловыми электростанциями является низкая себестоимость электроэнергии, вызванная отсутствием затрат на топливо. В то же время ГЭС, как правило, имеют существенно более высокие начальные капиталовложения. В связи с высокими маневренными возможностями оборудования ГЭС их, как правило, используют в переменной части графика, для покрытия пиковых и полупиковых нагрузок, пользуясь возможностями суточного регулирования стока. При этом число часов использования установленной мощности ГЭС в зависимости от природных условий колеблется в широких пределах – от 1000-1500 часов (пиковые установки) до 5000-6500 часов [1-3].

На нынешнем этапе развития электроэнергетической отрасли характерной чертой в работе ГЭС страны является перенос на них значительной части мощности. Этот процесс объясняется невозможностью стабильной бесперебойной работы тепловых электростанций в условиях постоянных перебоев поставок топлива (газ, мазут, уголь и т.д.) [3].

В такой ситуации ГЭС имеют явные преимущества перед ТЭС. Помимо низкой себестоимости электроэнергии, отсутствия выбросов в окружающую среду, возможности выполнения задач судоходства, водоснабжения, ирригации данного района, гидроэлектростанции не зависят от поставщиков топлива, т.е., в этом плане, абсолютно автономны.

Конечно, в таких условиях изменяется и режим работы ГЭС. Например, филиал ПАО «РусГидро» - «Жигулевская ГЭС», спроектированная как частотно-регулирующая, обладающая высокой маневренностью агрегатов и

предназначенная, как многие и другие ГЭС, для покрытия пиков нагрузок, в настоящее время постоянно работает в базисном режиме и загружена на 70-80% установленной мощности, что не было характерно для эксплуатации ГЭС хотя бы 10 лет назад.

Цель выпускной квалификационной работы - реконструкция КРУ-0,4кВ с целью обеспечения безопасной и надежной работы агрегатных сборок, насосов и системы вентиляции, в свою очередь обеспечивающие надежную и безопасную работу филиала ПАО «РусГидро» - «Жигулевская ГЭС».

Задачи работы:

- анализ системы собственных нужд Жигулевской ГЭС и основных потребителей системы собственных нужд;
- расчет электрических нагрузок собственных нужд и выбор трансформаторов собственных нужд;
- разработка мероприятий по реконструкции системы собственных нужд 0,4 кВ Жигулевской ГЭС.

1 Система собственных нужд филиала ПАО «РусГидро» - «Жигулевская ГЭС». Основные потребители системы собственных нужд

Причиной сравнительно низкой себестоимости электроэнергии ГЭС является не только отсутствие затрат на топливо, но и тем, что процесс производства электроэнергии на ГЭС много проще, чем на ТЭС, а значит проще и система собственных нужд, ниже ее нагрузка (часто в несколько раз чем у ТЭС, а тем более АЭС) [3].

Рассмотрим пример оценки максимальной нагрузки собственных нужд в процентах от установленной мощности различных видов электростанций.

Станция	максимальная нагрузка, %
ТЭЦ:	
Пылеугольная.....	8-14
Газомазутная.....	5-7
КЭС:	
Пылеугольная.....	6-8
Газомазутная.....	3-5
АЭС.....	5-8
ГЭС мощностью:	
До 200 МВт.....	3-2
Свыше 200 МВт.....	1-0,5

Наиболее ответственными рабочими машинами в системе собственных нужд (с.н.) ГЭС являются насосы откачки воды из системы осушения ГЭС, насосы в системе регулирования и смазки гидротурбин, насосы технического водоснабжения, насосы и вентиляторы системы охлаждения генераторов и трансформаторов, вспомогательное устройство системы ионного возбуждения генераторов, пожарные насосы. Допускаемая продолжительность перерыва электроснабжения ответственных электродвигателей и вспомогательных устройств составляет от долей

секунды (вспомогательного устройства системы возбуждения генераторов, водяная смазка подшипников) до нескольких минут (масляные насосы в системе регулирования турбин). Следовательно, все приемники электроэнергии системы с.н. ГЭС, за исключением системы управления, релейной защиты, автоматики и связи, допускают кратковременный перерыв электроснабжения в течение времени действия АВР. В отличие от паротурбинных агрегатов система с.н. гидроагрегатов не нуждается в электроэнергии в процессе останова при внезапном отключении, так как маслonaпорная установка имеет достаточный запас энергии, чтобы закрыть направляющий аппарат и затормозить агрегат.

В отличие от тепловых станций, где основную нагрузку системы с.н. составляет электродвигатели большой мощности, на гидроэлектростанциях применение имеет в основном электродвигатели небольшой мощности, которой целесообразно присоединять к сети 380/220 В.

Рабочие машины системы с.н. ГЭС разделяют на:

- рабочие машины, обслуживающие гидроагрегаты и расположенные около них потребителей;
- рабочие машины и другие приемники электроэнергии общестанционного назначения, размещенные по всей территории ГЭС;
- присоединенные кабели потребителей энергии, не имеющих прямого отношения к станции, но расположенных вблизи нее. Сюда относятся судоходные шлюзы, насосы местных промышленных предприятий, расположенных в здании станции или вблизи него, поселок для обслуживающего персонала и др.

В качестве независимого источника электроэнергии для системы релейных защит, управления, автоматики и связи ГЭС предусматриваются аккумуляторные батареи.

На гидростанциях с большим числом агрегатов относительно большой мощности (на Жигулевской ГЭС их 20) электроснабжение агрегатных и общестанционных приемников электроэнергии от общей сети

нецелесообразно. В этих условиях применение получили схемы с двумя ступенями напряжения, а именно, 6-10 кВ для мощных электроприемников и местной нагрузки и 380/220В для двигателей систем с.н. гидроагрегатов.

Трансформаторы, предназначенные для электроснабжения двигателей с.н. гидроагрегатов, имеют небольшую мощность. Целесообразно применение трансформаторов без масла с сухой изоляцией. Они присоединены к токопроводам генераторов на участке между генератором и выключателем. Для резервирования их предусмотрены трансформаторы, присоединенные к шинам КРУ 10 кВ системы собственных нужд. Мощность каждого трансформатора выбирают достаточной для обеспечения всей присоединенной нагрузки. Сборные шины 10 кВ (КРУ-10 кВ) и 0,4 кВ секционируют через выключатели или автоматы нормально отключенные.

2 Разработка мероприятий по реконструкции системы собственных нужд 0,4 кВ Жигулевской ГЭС

2.1 Цель реконструкции системы собственных нужд 0,4 кВ Жигулевской ГЭС

Реконструкция системы собственных нужд вызвана, прежде всего, необходимостью правильной и безотказной работы Жигулевской ГЭС. Высокая надежность системы собственных нужд позволяет в аварийном и ремонтном режимах обеспечивать работу ГЭС по выдаче максимальной мощности в систему и потребителям.

В целом надежность схемы соединений системы собственных нужд определяется надежностью элементов. Таким образом, важнейшая роль в решении проблемы надежности отводится аппаратуре высокого напряжения (прежде всего выключателям), трансформаторам, шинам КРУ.

Из данных анализа повреждаемости оборудования и аппаратуры высокого напряжения следует, что наиболее повреждаемым элементом схемы является выключатель, как аппарат, работающий в наиболее тяжелых условиях. Предварительным выводом из этого должно быть построение таких схем систем собственных нужд, в которых число выключателей сведено до целесообразного минимума.

В условиях работающей ГЭС с оптимизированной схемой системой собственных нужд единственным приемлемым способом существенного повышения надежности является реконструкция основных ее элементов. Реконструкция КРУ-0.4 кВ с заменой выключателей, очевидно, наиболее полно сможет решить поставленные задачи.

2.2 Разработка технических решений по реконструкции КРУ-0,4 кВ

Комплектно-распределительное устройство Жигулевской ГЭС выполняет функции передачи и распределения электроэнергии, обеспечивая питанием систему общестанционных нужд. Кроме того, КРУ-10 кВ (ячейки № 8, 29) обеспечивает резервирование собственных нужд блоков через трансформаторы ЗТС – 6ТС. КРУ снабжается электроэнергией с трансформаторов 1ТБ-8ТБ.

Расположение КРУ – внутреннее, соответственно и выбор аппаратуры будет производиться с учетом среды работы – серия УЗ (защищенное, умеренный климат). В помещении КРУ осуществляется принудительная вентиляция, поддерживается постоянная температура и влажность воздуха.

Основными потребителями электроэнергии КРУ являются двигатели насосов откачки потерны, МНУ в системе управления гидроагрегатами, вентиляционных систем, охлаждения главных трансформаторов, кранов машинного зала, верхнего и нижнего бьефов, компрессоров высокого давления, агрегатов аварийного освещения ГЭС и др.

Реконструкция КРУ-0,4 кВ заключается в замене блочных трансформаторов и трансформаторов собственных нужд (Resibloc, АВВ), установкой щитов СН-0,4 кВ из панелей напольного исполнения марки TriLine-R, фирмы «АВВ», IP54 с выключателями выкатного исполнения, фирмы «АВВ» [10,14,16,18]:

- марки EmaxE1 на номинальный ток 1600 А (вводные фидера);
- марки Tmax на номинальные токи 250 А, 320 А, 400 А (отходящие фидера).

Панели TriLine-R двухстороннего обслуживания устанавливаются в один ряд на место существующих панелей КРУ-0,4 кВ.

Реконструкция ячеек КРУ должна производиться в условиях действующего производства, так как перерывы в выдаче электроэнергии потребителю недопустимы.

2.3 Выбор схемы электрических соединений собственных нужд Жигулевской ГЭС

Выбор схемы электрических соединений собственных нужд относится к одному из существенных вопросов проектирования системы с. н. и зависит, в первую очередь, от принятого способа электроснабжения основных групп потребителей с. н.: агрегатных и общестанционных. При проектировании системы собственных нужд ГЭС было принято решение о раздельном питании агрегатных и общестанционных нужд, как наиболее приемлемое по условиям надежности и экономичности для многоагрегатных электростанций в соответствии с нормами [1-3].

Жигулевская ГЭС имеет раздельное питание системы с.н. каждого из блоков (всего их 8) и общестанционных нужд. Экономичность такой схемы, начиная с четырехагрегатной ГЭС по сравнению со схемой с объединенным питанием агрегатных и общестанционных нагрузок, отображена на рисунке 1.

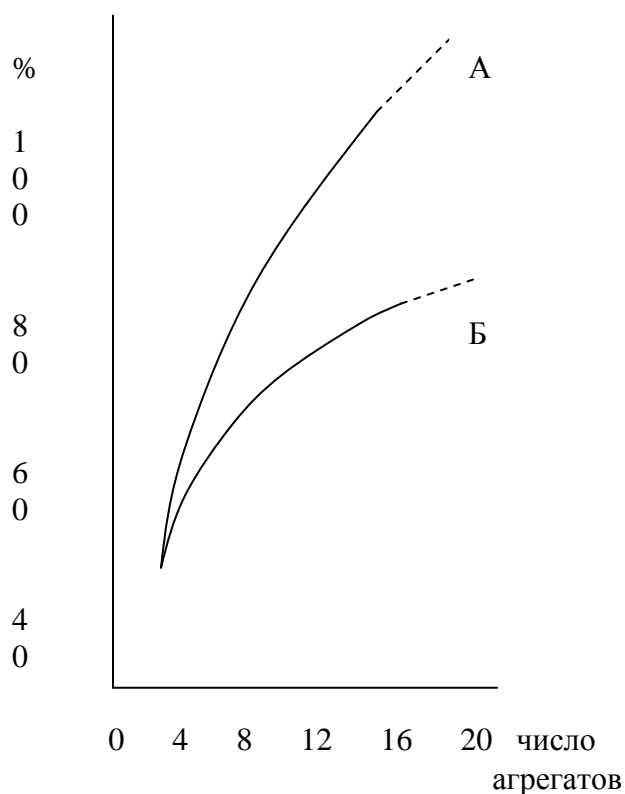


Рисунок 1 - Зависимость стоимости системы с.н. ГЭС от числа агрегатов

Кривые отображают стоимость оборудования, аппаратуры и кабеля для схем с объединенным питанием агрегатных и общестанционных нагрузок (А), и с отдельным (Б).

Из этой кривой следует, что если капитальные затраты на каждую схему при отдельном питании принять за 100%, то удорожание схем объединенным питанием с. н. в зависимости от числа агрегатов будет происходить следующим образом:

Число агрегатов	2	4	6	8	10	12	14	16	20
Удорожание схемы с объединенным питанием с. н., %.....	100	123	131	140	145	148	152	157	160

Справедливость этой зависимости и экономичность схемы с отдельным питанием с.н. следует из кривой (Б) в том случае, когда трансформаторы агрегатных с.н. находятся в непосредственной близости от выводов генератора, присоединяются к нему с помощью открытых шин.

Схема собственных нужд блоков 1-8 Жигулевской ГЭС изображена на рисунке 2. Эта схема характерна тем, что агрегатные сборки получают питание от индивидуальных трансформаторов с.н. 1ТБ-8ТБ каждого из восьми блоков, связанных наглухо с соответствующим генератором, а не от шин общестанционного РУ собственных нужд 10 кВ.

С этой точки зрения принцип питания агрегатных с.н. блоков при помощи трансформатора с глухим ответвлением в сочетании с обычной схемой питания общестанционных нужд обеспечит автономность работы блока, что повысит надежность и удобство обслуживания агрегата.

Таким образом, ясно, что существующая схема наиболее целесообразна. В ходе реконструкции никаких изменений в схеме не производится, т.к. реконструкции подвергаются только коммутационные элементы базовой схемы, а замена или изменение существующей схемы повлечет нарушения в режиме работы ГЭС и может иметь тяжелые последствия.

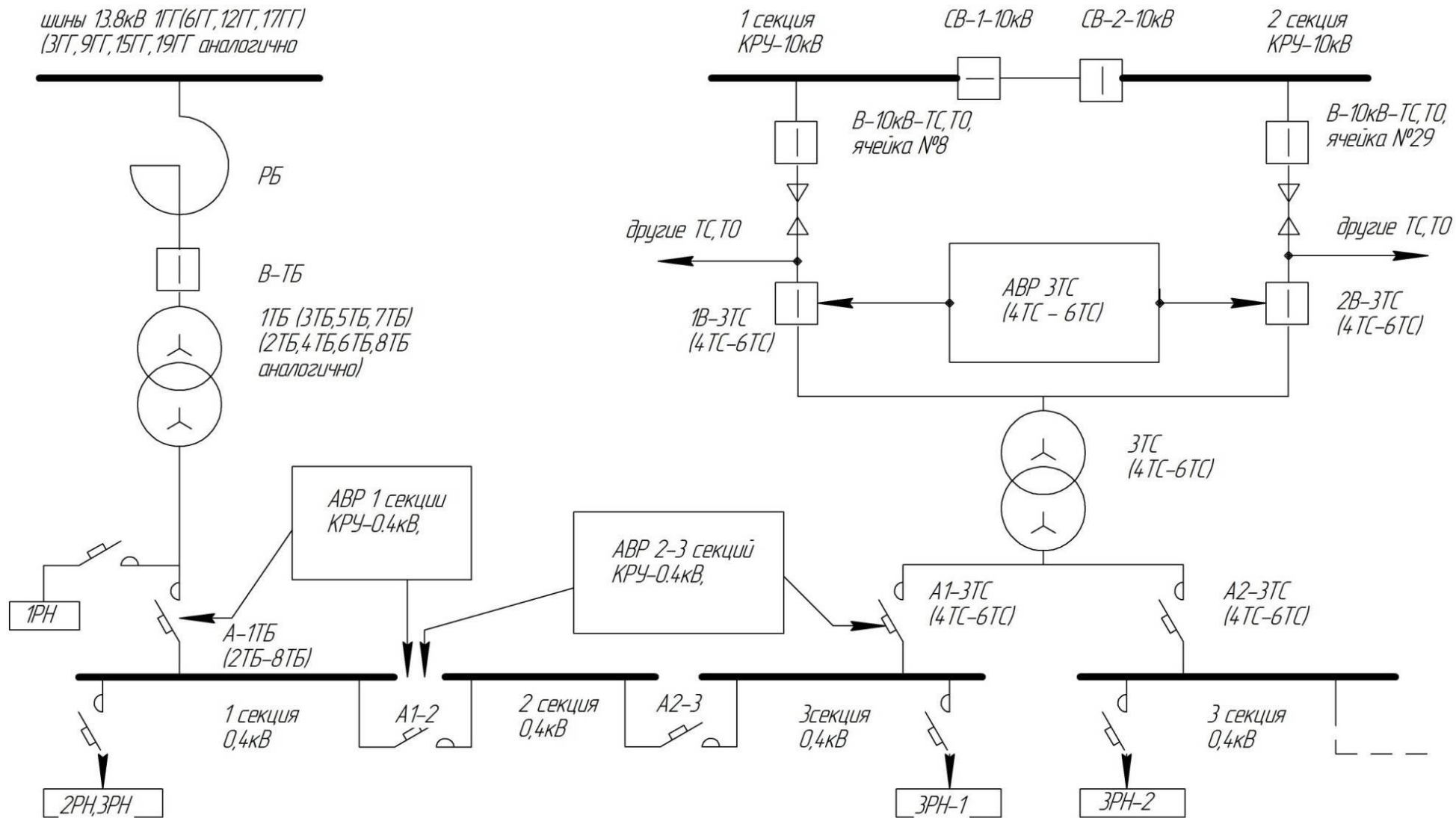


Рисунок 2 - Пояснительная схема резервирования питания собственных нужд блоков 1-8

3 Расчет электрических нагрузок и выбор трансформаторов собственных нужд

3.1 Расчет электрических нагрузок

Все расчеты выполнены на основании данных существующих и перспективных нагрузок по методике [12,18].

КРУ-0,4 кВ блоков 1..8 выполняются трехсекционными. Нормально две секции питаются от трансформатора ТБ своего блока 13,8/0.4кВ, а третья, от трансформатора ТС 10.5/0.4 кВ.

Например, для КРУ-0,4 кВ блока №1 секции I и II в нормальном режиме питаются от трансформатора 1ТБ, а секция III- от трансформатора ЗТС. Для КРУ-0.4 кВ блока №2 секции I и II в нормальном режиме питаются от трансформатора 2ТБ, а секция III- от трансформатора ЗТС [12].

Нагрузки электроосвещения питаются от отдельных трансформаторов 1Т0...4Т0.

Результаты расчета мощности трансформаторов блочных собственных нужд (таблица 1) показывают, что при переносе единственного кабеля, питающего сборку вентиляции №11 с блока №2, секция III на блок №1, секция III, загрузка всех трансформаторов в номинальном режиме будет близка к оптимальной (0,60%...0,75%).

Аварийным режимом считается режим аварийного отключения одного трансформатора (любого) питающего соответствующее КРУ-0,4 кВ «смежных» блоков. При этом оставшиеся два трансформатора несут всю нагрузку этого КРУ:

- при отключении трансформатора 1ТБ всю нагрузку первого блока (секции I, II, III) несет трансформатор ЗТС, а второго блока 2ТБ;

- при отключении трансформатора 2ТБ- всю нагрузку первого блока (секции I, II, III) будет нести трансформатор 1ТБ, а второго блока (секции I, II, III)-трансформатор ЗТС.

- при отключении трансформатора ЗТС нагрузку трех секций первого блока будет нести трансформатор 1ТБ, а второго 2ТБ.

Режим одновременного выхода из строя двух трансформаторов одного КРУ-0,4кВ «смежных» блоков не рассматривается как маловероятный. Работа всех генераторов на ГЭС обычно бывает в течение паводка (примерно два месяца в году). На этот период, не должен назначаться плановый вывод в ремонт блочных трансформаторов с.н..

Расчет выполнен для КРУ-0,4 кВ блоков №1...8 по методике, приведенной в [3,12].

Результаты расчета приведены в таблице 1, из которой следует, что в нормальном режиме трансформаторы 1ТБ (ЗТБ), 2ТБ(4ТБ) и ЗТС(4ТС) имеют загрузку 63(65)%, 67(73)% и 62(43)% соответственно. В аварийном режиме при выходе из строя, например ЗТС(4ТС), трансформаторы 1ТБ (ЗТБ) и 2ТБ (4ТБ) будут загружены на 94(89)% и 99(92)% соответственно.

Следует отметить, что использованная методика обеспечивает некоторый запас в величине расчетной мощности. Так, например, в соответствии с проведенными в восьмидесятых годах обследованиями крупных гидроэлектростанций СССР отношение средней активной мощности к установленной мощности электроприемников ($K_{и}$, о.е.) для крупных ГЭС колеблется в пределах от 0,12 до 0,19. Например, для Волгоградской ГЭС (22 агрегата по 113 мВт) он составляет - 0,17.

По выполненным расчетам для Жигулевской ГЭС средний групповой коэффициент использования составил $K_{и} \sim 0,38$, что подтверждает почти двукратный запас в расчете.

3.2 Расчет мощности трансформаторов блочных (1ТБ-8ТБ) и трансформаторов собственных нужд (ЗТС-6ТС)

Существующая на станции схема блочных с.н. имеет недостаток: трансформаторы 1ТБ...8ТБ и ЗТС...6ТС не являются равнозначными. Это могло бы привести к тому, что даже при ремонте одного из трансформаторов ЗТС...6ТС необходимо было бы отключать питающееся от него КРУ-0.4 кВ. Однако этого не происходит из-за того, что трансформаторы 1ТБ...8ТБ выбраны с большим запасом, каждый может нести нагрузку своего блока. На это в свое время обратил внимание Самарский Энергонадзор, рекомендовавший уменьшить суммарную мощность трансформаторов блочных с.н.

В предлагаемой схеме трансформаторы выбраны мощностью 630 кВА и 1000 кВА. Таким образом, получено:

- Все блочные трансформаторы КРУ-0.4 кВ блоков 1..8 (1ТБ...8ТБ) должны быть заказаны сухими мощностью 630 кВА, с регулированием напряжения под нагрузкой на стороне ВН.

- Все трансформаторы собственных нужд КРУ-0.4 кВ блоков 1..8 (ЗТС...6ТС) должны быть заказаны сухими мощностью 1000 кВА, с регулированием напряжения под нагрузкой на стороне ВН.

- Трансформаторы должны допускать систематическую перегрузку на 5%, если напряжение не превышает номинальное напряжение соответствующего ответвления.

- Трансформаторы должны допускать в аварийных режимах перегрузку на 30% сверх номинальной мощности на время не более чем 3 часа в сутки, если длительная предварительная нагрузка составляла не более 70% номинального тока трансформатора.

В результате полученных данных расчета выбираем сухие трансформаторы Resibloc (ABB, Швейцария) с литой изоляцией из эпоксидной смолы с обмотками, армированными стекловолокном [15].

Данный выбор мотивируется высокой надежностью этих трансформаторов, их совершенством и безопасностью.

У выбранных трансформаторов не зарегистрировано ни одного случая возникновения трещин в изоляции, например, при резких пиковых перегрузках, благодаря применению эпоксидной смолы без наполнителей и ее ровным нанесением. Обмотки трансформатора выдерживают беспрецедентно большие динамические и термические нагрузки благодаря оригинальным техническим решениям, а именно блочной конструкции обмоток. Идея блочной обмотки заключается в том, что обмотки низкого и высокого напряжения связаны друг с другом посредством реек из стеклопластика и образуют единый твердый блок. Используя заполнение стекловолокном приблизительно на 80% и оптимальным образом сочетая поперечные и крестообразные направления стекловолокон в процессе намотки, удастся получить чрезвычайно прочный блок обмоток с высокой механической прочностью, что исключает любое перемещение обмоток под действием поперечных или продольных сил. Это приводит к высокой устойчивости при коротких замыканиях и стабильности технических характеристик. Принцип блочного исполнения обмоток обеспечивает неизменное расстояние между ними при коротких замыканиях или транспортировке трансформатора.

У трансформаторов Resibloc отсутствует риск образования трещин из-за разных коэффициентов расширения проводника и твердотельной изоляционной смолы.

Технология производства Resibloc с использованием стекловолокна позволяет изготавливать монолитные обмотки очень большого размера благодаря чрезвычайно высокой механической прочности изоляции такого типа. Изоляционная оболочка из эпоксидной смолы, армированной стекловолокном, эффективно защищает обмотки от механических и химических воздействий, полностью исключает проникновение влаги, и за счет этого обмотки практически не требуют технического обслуживания.

Гладкие внешние поверхности обмоток не позволяют скапливаться на них пыли и грязи.

Паспортные данные трансформатора Resibloc-630 10/0,4 IP23 [15]

Мощность, кВА	630
Номинальное напряжение, кВ	10/0,4
Напряжение к.з. , %	6
Потери х.х., Вт	1370
Потери к.з., Вт	6600
Уровень шума, дБ	70
Схема и группа соединений	Y/Д-11

Паспортные данные трансформатора Resibloc-1000 10/0,4 IP23

Мощность, кВА	1000
Номинальное напряжение, кВ	10/0,4
Напряжение к.з. , %	6
Потери х.х., Вт	2000
Потери к.з., Вт	8800
Уровень шума, дБ	73
Схема и группа соединений	Y/Д-11

Таблица 1 – Выбор трансформаторов собственных нужд блоков 1...8

№ п/п	Наименование электроприемника	Группа электроприемников	Количество электроприемников	Эффективное число электроприемников	Суммарная активная мощность, кВт	cosφ	tgφ	Групповой коэффициент использования	Коэффициент максимума	Коэффициент максимума продолжительности 0,5ч	Расчетная максимальная активная мощность, кВт	Расчетная максимальная реактивная мощность, кВА	Расчетная максимальная полная мощность, кВА	Расчетный максимальный ток, А	Полная мощность номинального режима, кВА	Kз=ΣSm(полн)/Sn	Примечание
		A(B,C)	n	nэ				ΣPн	Ки	Kм							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Блок №1, секция1																
1	Насосы МНУ	A	2	2	220	0,8	0,75	0,1	2	1,41	31,1	23,3	38,9	59,1	27,5	0,63	В номинальном режиме мощность секций 1,2, блока №1 несет трансформатор "1ТБ"
2	Охлаждение 1ТГ и прочие нагрузки	B	3		120	0,8	0,75	1		1	120	90	150	227,9	150		
3	Агрегатные сборки	B	12		6,5	0,87	0,58	1		1	6,5	3,8	7,5	11,4	7,5		
	ИТОГО												196	298	185		
	Блок №1, секция2																
1	Вентиляция	B	24	22	182,2	0,8	0,75	0,8		1	145,8	109,3	182,2	276,8	182,2		
2	Прочие нагрузки	B	6		25	0,8	0,75	1		1	25	18,8	31,3	47,5	31,3		
	ИТОГО												213	324	213		
	Блок №1, секция3															0,62	В номинальном режиме мощность секций 3 блока №1 и блока №2 несет трансформатор "3ТС"
1	Насосы МНУ	A	4	4	440	0,8	0,75	0,1	3,43	3,44	151,2	113,4	189	287,2	55		
2	Электроотопление	B			50	1	0	1		1	50	0	50	76	50		
3	Прочие нагрузки	B	6		55	0,87	0,58	0,8		1	44	25,5	50,9	77,3	50,9		
4	Компрессор выс. давления	B	1	1	45	0,75	0,88	0,6		1	27	23,8	36	54,6	36		
	ИТОГО												326	495	192		
Общая мощность секции 1,2,3, блока №1 составляет 590 кВА																	
	Блок №2, секция 3																
1	Насосы МНУ	A	3	3	290	0,8	0,75	0,1	3	2,83	82	61,5	102,5	155,8	36,3		
2	Вентиляция	B	9		127	0,8	0,75	0,8		1	101,6	76,2	127	1930	127		
3	Агрегатные сборки	B	18		10	0,87	0,58	1		1	10	5,8	11,6	17,6	11,6		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
4	Прочие нагрузки	В			20	0,8	0,75	1		1	20	15	25	38	25		
	Блок№2, секция 2																
1	Краны маззала верхнего и нижнего бьефов	С	4	4	270	0,43	1,98	0,06	3,43	3,44	55,7	110,2	123,5	187,6	35,9	0,67	В номинальном режиме мощность секций 1,2, блока №2 несет трансформатор "2ТБ"
2	Прочие нагрузки	В	10		200	0,8	0,75	0,8		1	160	120	200	303,9	200		
	ИТОГО												323	491	236		
	Блок№2, секция1																
1	Насосы МНУ	А	6	6	401	0,8	0,75	0,1	3,04	2,88	115,7	86,8	144,6	219,7	50,1		
2	Вентиляция	В			34,5	0,8	0,75	0,8		1	51,6	38,7	64,5	98	64,5		
3	Компрессор высокого давления	В	1	1	45	0,75	0,88	0,6		1	27	23,8	36	54,6	36		
4	Прочие нагрузки	В			30	0,8	0,75	1		1	30	21,9	37,1	56,4	37,1		
	ИТОГО												282	429	188		
Общая мощность секции 1,2,3, блока №2 составляет 623 кВА																	
	Блок№3, секция1																
1	Агрегатные сборки	В	18		10	0,87	0,58	1		1	10	5,8	11,6	17,6	11,6	0,65	В номинальном режиме мощность секции 1,2, блока №3 несет трансформатор "3ТБ"
2	Насосы МНУ	А	3		330	0,8	0,75	0,1	3	2,89	93,3	70	116,7	177,3	41,3		
3	Охлаждение и прочая нагрузка	В	6		150	0,8	0,75	0,8		1	120	90	150	227,9	150		
	ИТОГО												278	423	203		
	Блок№3, секция2																
1	Вентиляция	В			178	0,8	0,75	0,8		1	142,4	106,8	178	270,4	178		
2	Прочие нагрузки	В			20	0,8	0,75	1,25		1	25	18,8	31,3	47,5	31,3		
	ИТОГО												209	318	209		
	Блок№3, секция3																
1	Насосы МНУ	А	6	6	660	0,8	0,75	0,1	2,4	1,98	130,7	98	163,3	248,2	82,5	0,43	В номинальном режиме мощность секций 3 блока №3 и блока №4 несет
2	Компрессор высокого давления	В	1	1	45	0,75	0,88	0,6		1	27	23,8	36	54,6	36		
3	Прочие нагрузки	В			30	0,8	0,75	0,8		1	24	18	30	45,6	30		
	ИТОГО												648	348	148		

Общая мощность секции 1,2,3, блока № 3 составляет 561 кВА																трансформатор "4ТС"	
Блок№4, секция3																	0,73 В номинальном режиме мощность секций 1,2, блока №4 несет трансформатор "4ТБ"
1	Насосы МНУ	А	3		330	0,8	0,75	0,1	3	2,83	93,3	70	116,7	177,3	41,3		
2	Агрегатные сборки	В	18		10	0,87	0,58	1		1	10	5,8	11,6	17,6	11,6		
3	Прочие нагрузки	В	5		100	0,87	0,58	0,6		1	60	34,8	69,4	105,4	69,4		
ИТОГО													198	300	122		
Блок№4, секция2																	
1	Вентиляция	В			212	0,8	0,75	0,8		1	169,6	127,2	212	322,1	212		
2	Прочие нагрузки	В			20	0,87	0,58	0,6		1	12	7	13,9	21,1	13,9		
ИТОГО													226	343	226		
Блок№4, секция1																	
1	Насосы МНУ	А	6	6	660	0,8	0,75	0,1	2,4	1,98	130,7	98	163,3	248,2	82,5		
2	Охлаждение и прочие нагрузки	В	6		150	0,8	0,75	0,8		1	120	90	150	227,9	150		
ИТОГО													313	476	233		
Общая мощность секции 1,2,3, блока № 4 составляет 581 кВА																0,63 В номинальном режиме мощность секций 1,2, блока №5несет трансформатор "5ТБ"	
Блок№5, секция1																	
1	Насосы МНУ	А	2	2	220	0,8	0,75	0,1	2	1,41	31,1	23,3	38,9	59,1	27,5		
2	Охлаждение 1ТГ и прочие нагрузки	В	3		120	0,8	0,75	1		1	120	90	150	227,9	150		
3	Агрегатные сборки	В	12		6,5	0,87	0,58	1		1	6,5	3,8	7,5	11,4	7,5		
ИТОГО													196	298	185		
Блок №5, секция 2																	
1	Вентиляция	В	24	22	182,2	0,8	0,75	0,8		1	145,8	109,3	182,2	276,8	182,2		
2	Прочие нагрузки	В	6		25	0,8	0,75	1		1	25	18,8	31,3	47,5	31,3		
ИТОГО													213	324	213		
Блок№5, секция3																	
1	Насосы МНУ	А	4	4	440	0,8	0,75	0,1	3,43	3,44	151,2	113,4	189	287,2	55		
2	Электроотопление	В			50	1	0	1		1	50	0	50	76	50		
3	Прочие нагрузки	В	6		55	0,87	0,58	0,8		1	44	25,5	50,9	77,3	50,9		
4	Компрессор выс. давления	В	1	1	45	0,75	0,88	0,6		1	27	23,8	36	54,6	36		
ИТОГО													326	495	192		
0,62 В номинальном режиме мощность секций 3 блока №5 и блока № 6 несет																	

Общая мощность секции 1,2,3, блока №5 составляет 590 кВА																трансформатор "5ТС"
Блок№6, секция3																
1	Насосы МНУ	А	3	3	290	0,8	0,75	0,1	3	2,83	82	61,5	102,5	155,8	36,3	
2	Вентиляция	В	9		127	0,8	0,75	0,8		1	101,6	76,2	127	1930	127	
3	Агрегатные сборки	В	18		10	0,87	0,58	1		1	10	5,8	11,6	17,6	11,6	
4	Прочие нагрузки	В			20	0,8	0,75	1		1	20	15	25	38	25	
ИТОГО													266	404	200	
Блок№6, секция2																
1	Краны маззала верхнего и нижнего бьефов	С	4	4	270	0,43	1,98	0,06	3,43	3,44	55,7	110,2	123,5	187,6	35,9	
2	Прочие нагрузки	В	10		200	0,8	0,75	0,8		1	160	120	200	303,9	200	
ИТОГО													323	491	236	
Блок№6, секция1																
1	Насосы МНУ	А	6	6	401	0,8	0,75	0,1	3,04	2,88	115,7	86,8	144,6	219,7	50,1	
2	Вентиляция	В			34,5	0,8	0,75	0,8		1	51,6	38,7	64,5	98	64,5	
3	Компрессор высокого давления	В	1	1	45	0,75	0,88	0,6		1	27	23,8	36	54,6	36	
4	Прочие нагрузки	В			30	0,8	0,75	1		1	30	21,9	37,1	56,4	37,1	
ИТОГО													282	429	188	
Общая мощность секции 1,2,3, блока №6 составляет 623 кВА																
Блок№7, секция1																
1	Агрегатные сборки	В	18		10	0,87	0,58	1		1	10	5,8	11,6	17,6	11,6	
2	Насосы МНУ	А	3		330	0,8	0,75	0,1	3	2,89	93,3	70	116,7	177,3	41,3	
3	Охлаждение и прочая нагрузка	В	6		150	0,8	0,75	0,8		1	120	90	150	227,9	150	
ИТОГО													278	423	203	
Блок№7, секция2																
1	Вентиляция	В			178	0,8	0,75	0,8		1	142,4	106,8	178	270,4	178	
2	Прочие нагрузки	В			20	0,8	0,75	1,25		1	25	18,8	31,3	47,5	31,3	
ИТОГО													209	318	209	
Блок№7, секция3																
1	Насосы МНУ	А	6	6	660	0,8	0,75	0,1	2,4	1,98	130,7	98	163,3	248,2	82,5	

0,67

трансформатор
"5ТС"В
номинальном
режиме
мощность
секций 1,2,
блока №2
несет
трансформатор
"6ТБ"

0,65

В
номинальном
режиме
мощность
секции 1,2,
блока №3
несет
трансформатор
"7ТБ"

0,43

В
номинальном

2	Компрессор выс. давления	В	1	1	45	0,75	0,88	0,6		1	27	23,8	36	54,6	36	режиме мощность секций 3 блока №3 и блока №4 несет трансформатор "6ТС"	
3	Прочие нагрузки	В			30	0,8	0,75	0,8		1	24	18	30	45,6	30		
	ИТОГО												648	348	148		
Общая мощность секции 1,2,3, блока № 7 составляет 561 кВА																	
	Блок №8, секция3																
1	Насосы МНУ	А	3		330	0,8	0,75	0,1	3	2,83	93,3	70	116,7	177,3	41,3	0,73	
2	Агрегатные сборки	В	18		10	0,87	0,58	1		1	10	5,8	11,6	17,6	11,6		
3	Прочие нагрузки	В	5		100	0,87	0,58	0,6		1	60	34,8	69,4	105,4	69,4		
	ИТОГО												198	300	122		
	Блок №8, секция2																
1	Вентиляция	В			212	0,8	0,75	0,8		1	169,6	127,2	212	322,1	212		
2	Прочие нагрузки	В			20	0,87	0,58	0,6		1	12	7	13,9	21,1	13,9		
	ИТОГО												226	343	226		
	Блок №8, секция1																
1	Насосы МНУ	А	6	6	660	0,8	0,75	0,1	2,4	1,98	130,7	98	163,3	248,2	82,5		
2	Охлаждение и прочие нагрузки	В	6		150	0,8	0,75	0,8		1	120	90	150	227,9	150		
	ИТОГО												313	476	233		
Общая мощность секции 1,2,3, блока № 8 составляет 581 кВА																	

4 Замена электрооборудования рабочего и аварийного освещения

По данным ГЭС на данный момент установлены трансформаторы освещения мощностью 180 кВА. Но, поскольку на настоящее время не производится трансформаторов аналогичной мощности, то для установки выбираем трансформаторы RESIBLOC – 250кВА, $U_n = 10,5/0,4$ кВ [15].

На Жигулевской ГЭС постепенно ведется замена обычных осветительных установок на энергосберегающие. В большинстве случаев на Жигулевской ГЭС в светильниках используются лампы накаливания. Энергосберегающая светодиодная лампа обладает большей освещенностью, чем лампа накаливания, при меньшей мощности (примерное соотношение мощностей 1:5, таблица 2) [18].

Таблица 2 – Сравнительный анализ ламп накаливания с энергосберегающими лампами

Наименование параметра	Лампа накаливания	Энергосберегающая лампа
Мощность, кВт	$P_1 = 0,1 \text{ кВт}$	$P_2 = 0,02 \text{ кВт}$
Энергопотребление за сутки, кВт ч	$W_1 = 0,1 \cdot 24 = 2,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$	$W_2 = 0,02 \cdot 24 = 0,48 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$
Стоимость потребленной электроэнергии за сутки, руб.	$C_1 = W_1 \cdot \alpha = 2,4 \cdot 2,636 = 6,3$	$C_2 = W_2 \cdot \alpha = 0,48 \cdot 2,636 = 1,3$
Экономия, руб.	$\Delta = C_1 - C_2 = 6,3 - 1,3 = 5$	

Как видно из таблицы 2 использование энергосберегающих ламп дает до 70% экономии электроэнергии.

Можно сделать вывод, что использование энергосберегающих технологий дает ряд преимуществ:

- уменьшение нагрузки освещение на систему освещение, что ведет к еще большему снижению сопутствующих затрат при производстве электроэнергии;
- увеличение резервной мощности в системе;
- повышение энергоэффективности.

5 Расчет питающих линий

5.1 Выбор кабелей по экономической плотности тока

В работе выбраны силовые кабели - 0,4 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена в оболочке, безгалогенные, бронированные, не распространяющие горение, с пониженным выделением дыма, на напряжение 0,6/1 кВ – производства NEXANS [14].

При выборе сечения кабелей учтены требования Циркуляра Ц–02–98(Э) департамента стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России» «О проверке кабелей на невозгорание при воздействии тока короткого замыкания» [9].

Прокладка кабелей предусматривается, в основном, по существующим трассам на кабеленесущих устройствах производства компании «Cablofil» с проходами через стены и перекрытия в противопожарных модулях [1-2,14]. Выбор сечений кабелей приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Выбор сечения кабелей

Наименование электроприемника	Сечение кабельной линии, по экономической плотности тока	Стандартное значение сечения токопроводящей жилы, мм ²
Насосы МНУ	$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.к.}}}{j_{\text{э}}} = \frac{29,55}{3,0} = 9,85$	10
Охлаждение ТГ	$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.к.}}}{j_{\text{э}}} = \frac{75,97}{3,0} = 25,3$	25
Агрегатные сборки	$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.к.}}}{j_{\text{э}}} = \frac{0,95}{3,0} = 0,31$	4
Вентиляция	$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.к.}}}{j_{\text{э}}} = \frac{11,53}{3,0} = 3,8$	4
Электроотопление	$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.к.}}}{j_{\text{э}}} = \frac{76}{3,0} = 25,3$	25
Компрессора высокого давления	$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.к.}}}{j_{\text{э}}} = \frac{54,6}{3,0} = 18,2$	25
Краны машзала верхнего и нижнего бьефов	$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.к.}}}{j_{\text{э}}} = \frac{46,9}{3,0} = 15,63$	25

5.2 Проверка силового кабеля отходящего от КРУ-0,4 кВ на термическую стойкость и на невозгорание

Исходные данные [14]:

Тип кабеля	N2XСНВН-4x35rm/25
Длительно-допустимый ток	162 А
Максимально допустимая рабочая температура кабеля	90°С
Максимально допустимая температура кабеля при К.З.	250°С
Максимальный ток нагрузки	70,2А
Фактическая температура окружающей среды	38°С
Способ прокладки	в воздухе
Поправочный коэффициент на t^0 окр.ср.	0,8 (ПУЭ гл.1.3 [1])
Уставка времени основных защит	0,01с
Уставка времени резервных защит	0,07с
Ток КЗ на шинах	20,156 кА
Ток КЗ в начале кабеля с учетом переходных сопротивлений: шин, болтовых соединений, контактов автоматического выключателя	17,78 кА

Проверка кабеля на допустимую температуру нагрева рабочим током

Значение начальной температуры жилы до КЗ:

$$Q_{и} = Q_0 + (Q_{од} - Q_{окр}) \cdot \left(\frac{I_{раб}}{I_{од}} \right)^2 ;$$

где Q_0 – фактическая температура окружающей среды во время КЗ, °С и равна 38°С;

$Q_{\partial\partial}$ – значение расчетной длительной температуры жилы, $^{\circ}\text{C}$, равная для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение до 1кВ – 90 $^{\circ}\text{C}$;

$Q_{\text{окр}}$ – значение расчетной температуры окружающей среды (воздух) 25 $^{\circ}\text{C}$;

$I_{\text{раб}}$ – значение тока нагрузки, составляет 70,2А;

$I_{\partial\partial}$ – значение расчетного длительно допустимого тока, А.

Длительно допустимый ток с учетом поправочного коэффициента:

$$I_{\partial\partial} = 0,8 \cdot 162 = 129,6 \text{ А}$$

Начальная температура нагрева до КЗ:

$$Q_{\text{н}} = Q_0 + (Q_{\partial\partial} - Q_{\text{окр}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{раб}}}{I_{\partial\partial}} \right)^2 = 38 + (90 - 25) \cdot \left(\frac{70,2}{129,6} \right)^2 = 57^{\circ}\text{C} < 90^{\circ}\text{C}.$$

По допустимой температуре нагрева рабочим током кабель проходит.

Проверка кабеля на возгорание

Определение температуры нагрева жил кабеля током КЗ

Для определения температуры нагрева жил кабеля при действии тока КЗ используем номограмму (циркуляр № Ц-02-98(Э) [9]). Номограмма построена на основании уравнения, выражающего зависимость температуры жилы непосредственно после КЗ от температуры жилы до КЗ, режима КЗ, конструктивных и теплофизических параметров жилы:

$$Q_{\text{к}} = Q_{\text{н}} \cdot e^{\kappa} + a \cdot (e^{\kappa} - 1),$$

где $Q_{\text{к}}$ – температура жилы в конце КЗ;

$Q_{\text{н}}$ – температура жилы до КЗ;

a – величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0 $^{\circ}\text{C}$, равная 228 $^{\circ}\text{C}$;

$$\kappa = \frac{\rho \cdot B_{\text{тер}}}{S^2},$$

где ν – постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, равная для алюминия $45,65 \text{ мм}^4 / (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$ и для меди $19,58 \text{ мм}^4 / (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$;

$B_{\text{мер}}$ – тепловой импульс от тока КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ ($B_{\text{мер}} = I_{\text{кз}}^2 \cdot t$, где $I_{\text{кз}}$ – ток КЗ, t – время действия тока КЗ);

S – сечение жилы, мм^2 .

Проверка кабеля на возгорание от тока КЗ осуществляется при работе резервных защит.

Коэффициент, характеризующий взаимосвязь между тепловым импульсом, сечением жилы и теплофизическими характеристиками материала жилы:

$$\kappa = \frac{\nu \cdot B_{\text{мер}}}{S^2} = \frac{19,58 \cdot 28,45}{35^2} = 0,455.$$

Тепловой импульс от тока КЗ:

$$B_{\text{мер}} = I_{\text{кз}}^2 \cdot (t_{\text{в.отк}} + T_a) = 17,78^2 \cdot (0,07 + 0,02) = 28,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Конечная температура нагрева:

$$Q_{\text{к}} = Q_{\text{н}} \cdot e^{\kappa} + a \cdot (e^{\kappa} - 1) = 57 \cdot e^{0,455} + 228 \cdot (e^{0,455} - 1) = 221 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

Значения расчетных температур токопроводящих жил кабелей при проверке на возгорание не должны превышать $400 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

По условиям возгорания от тока КЗ кабель проходит.

Кроме того, выбранный кабель проходит и по условиям пригодности к эксплуатации после действия тока КЗ, т.к. допустимая температура нагрева кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена при определении пригодности к дальнейшей эксплуатации составляет $250 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (Циркуляр Ц-02-98(Э) [9]).

Таким образом, сечение жил кабеля марки N2ХСНВН, отходящего от СН~0,4кВ должно быть не менее 35 мм^2 [14].

5.3 Проверка силового кабеля, отходящего от щита освещения, на термическую стойкость и на невозгорание

Исходные данные [14]:

Тип кабеля	N2XCHBH-4x10rm/10
Длительно-допустимый ток	74 А
Максимально допустимая рабочая температура кабеля	90°C
Максимально допустимая температура кабеля при К.З.	250°C
Максимальный ток нагрузки	70,2А
Фактическая температура окружающей среды	38°C
Способ прокладки	в воздухе
Поправочный коэффициент на t^0 окр.ср.	0,8 (ПУЭ гл.1.3 [1])
Уставка времени основных защит	0,01с
Уставка времени резервных защит	0,07с
Ток КЗ в начале кабеля при питании щита от трансформатора ТО	5,737кА

Длительно допустимый ток с учетом поправочного коэффициента:

$$I_{\text{дд}} = 0,8 \cdot 74 = 59,2 \text{ А.}$$

Начальная температура нагрева до КЗ:

$$Q_{\text{н}} = Q_0 + (Q_{\text{дд}} - Q_{\text{окр}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{раб}}}{I_{\text{дд}}} \right)^2 = 38 + (90 - 25) \cdot \left(\frac{32}{59,2} \right)^2 = 57^{\circ}\text{C} < 90^{\circ}\text{C}.$$

По допустимой температуре нагрева рабочим током кабель проходит.

Коэффициент, характеризующий взаимосвязь между тепловым импульсом, сечением жилы и теплофизическими характеристиками материала жилы:

$$\kappa = \frac{\sigma \cdot B_{\text{мер}}}{S^2} = \frac{19,58 \cdot 0,99}{10^2} = 0,1933 ;$$

$$B_{мер} = I_{кз}^2 \cdot (t_{в.отк} + T_a) = 5,737^2 \cdot (0,01 + 0,02) = 0,99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

4. Конечная температура нагрева:

$$Q_K = Q_{и} \cdot e^K + a \cdot (e^K - 1) = 57 \cdot e^{0,1933} + 228 \cdot (e^{0,1933} - 1) = 117,14 \text{ } ^\circ\text{C} < 250 \text{ } ^\circ\text{C};$$

Конечная температура нагрева кабеля при токе КЗ ниже допустимой.

Проверка кабеля на возгорание

Проверка кабеля на возгорание осуществляется при работе резервных защит.

Коэффициент, характеризующий взаимосвязь между тепловым импульсом, сечением жилы и теплофизическими характеристиками материала жилы:

$$k = \frac{v \cdot B_{мер}}{S^2} = \frac{19,58 \cdot 2,96}{10^2} = 0,58.$$

Тепловой импульс от КЗ:

$$B_{мер} = I_{кз}^2 \cdot (t_{в.отк} + T_a) = 5,737^2 \cdot (0,07 + 0,02) = 2,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Конечная температура нагрева:

$$Q_K = Q_{и} \cdot e^K + a \cdot (e^K - 1) = 57 \cdot e^{0,58} + 228 \cdot (e^{0,58} - 1) = 278 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Значения расчетных температур токопроводящих жил кабелей при проверке на возгорание не должны превышать 400 $^\circ\text{C}$. Кабель проходит.

6 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ необходим, прежде всего, для правильного и технически обоснованного выбора электрических аппаратов и проводников схемы [7]. Расчет уставок фидеров так же основан на расчетных данных токов КЗ. Максимальным током КЗ принят ударный ток трехфазного КЗ на землю на шинах КРУ-0,4 кВ.

6.1 Условия и методика расчета токов короткого замыкания

Расчетные формулы и базисные условия для расчета токов КЗ следующие.

Сопротивление трансформатора:

$$x = \frac{I_K S_{\delta} 1}{100 S_n n},$$

где n - число параллельно включенных трансформаторов.

Сопротивление реактора

$$x = \frac{x_{\%} S_{\delta}}{100 S_n} = \frac{x_{\%} S_{\delta}}{100 3I_n U_n},$$

где x - падение напряжения на реакторе в %.

Для расчета токов КЗ начальное значение периодической составляющей тока КЗ

$$I = \frac{E''}{x}$$

где E'' - результирующая ЭДС в относительных единицах, E''=1,05; X - суммарное сопротивление до места КЗ.

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ в месте КЗ:

$$I_{кз} = I(\delta) \cdot I_{\delta}$$

Базисный ток

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}$$

на напряжение 0,4 кВ $I_6 = 144$ кА;

на напряжение 13,8 кВ $I_6 = 4,18$ кА.

Ток КЗ двухфазный

$$I_{KЗ(2)} = \frac{\sqrt{3}I_{KЗ(3)}}{2}$$

Ток срабатывания отсечки $I_{CO} = K_H \cdot I_{KЗ}$.

Ток КЗ однофазный $I_{KЗ(1)} = 3 \cdot U_{\phi} \cdot \omega \cdot C_{уд} \cdot I_{KЗ}$.

Чувствительность токовой отсечки проверяется по $I_{KЗ(2)}$ в т. КЗ:

$$K_{\psi} = \frac{I_{KЗ\text{мин}}}{I_{CO}}$$

6.2 Сопротивления трансформаторов, кабелей, реакторов

Расчет сопротивлений трансформаторов, кабелей, реактора сведен в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет сопротивлений трансформаторов, кабелей, реактора

Расчет параметров схемы замещения						
		Исходные данные			Расчетные величины	
Система 10 кВ	$E = U_{\delta}$ (кВ)	$I^{(3)}_{KЗ}$ (кА)			x_c (Ом)	
	10,5	4,766			1,272	
Трансформатор 10/0,4кВ	Тип	Сном(кВА)	u_k		X_{mp} (Ом)	
	ABB	1000	6%		6,615	
	ABB	250	6%		26,46	
Кабель 10кВ	N2ХЕНВ 3*70	r_{y0} (Ом/км)	x_{y0} (Ом/км)	L (км)	r (Ом)	x (Ом)
		0,268	0,103	0,06	0,016	0,006
		0,268	0,103	0,02	0,005	0,002
		0,268	0,103	0,22	0,059	0,023
		0,268	0,103	0,27	0,072	0,028
		0,268	0,103	0,02	0,005	0,002
		0,268	0,103	0,22	0,059	0,023
		0,268	0,103	0,45	0,121	0,046
		0,268	0,103	0,02	0,005	0,002
		0,268	0,103	0,22	0,059	0,023
		0,268	0,103	0,25	0,067	0,026
		0,268	0,103	0,02	0,005	0,002
0,268	0,103	0,22	0,059	0,023		
Кабель 0,4кВ	4*N2ХНВН 4*150+1*95	0,103	0,07	0,18	0,004	0,003

6.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов 3-х фазного короткого замыкания сведен в таблицу 5, схема замещения изображена на рисунке 3.

Таблица 5 – Расчет токов КЗ

1. Питание от 1-ой секции КРУ-10кВ СН						
Место КЗ	$U_{\delta} (кВ)$					
	10,5			0,4		
	$r(Ом)$	$x(Ом)$	$I^{(3)}_{кз} (кА)$	$r(Ом)$	$x(Ом)$	$I^{(3)}_{кз} (кА)$
К1	0,000	1,272	4,766			
К2	0,012	1,278	4,744			
К3	0,015	1,280	4,736			
К5	0,058	1,302	4,653			
К6	0,110	1,328	4,548			
К7	0,114	1,330	4,540			
К9	0,156	1,352	4,454			
К10	0,012	27,738	0,219	0,0000	0,0403	5,737
К11	0,015	7,895	0,768	0,0000	0,0115	20,156
К13	0,058	7,917	0,766	0,0001	0,0115	20,100
К14	0,110	27,788	0,218	0,0002	0,0403	5,727
К15	0,114	7,945	0,763	0,0002	0,0115	20,026
К17	0,156	7,967	0,761	0,0002	0,0116	19,970
К18				0,0045	0,0146	15,114
К19				0,0045	0,0146	15,096
К20				0,0046	0,0146	15,043
К21				0,0047	0,0147	14,957
2. Питание от 2-ой секции КРУ-10кВ СН						
К1	0,000	1,272	4,766			
К8	0,087	1,317	4,595			
К9	0,091	1,318	4,587			
К7	0,133	1,340	4,501			
К5	0,181	1,365	4,402			
К4	0,185	1,367	4,394			
К3	0,228	1,389	4,308			
К16	0,087	27,777	0,218	0,0001	0,0403	5,729
К17	0,091	7,933	0,764	0,0001	0,0115	20,057
К15	0,133	7,955	0,762	0,0002	0,0115	20,001
К13	0,181	7,980	0,759	0,0003	0,0116	19,936
К12	0,185	27,827	0,218	0,0003	0,0404	5,718
К11	0,228	8,004	0,757	0,0003	0,0116	19,874
К21				0,0046	0,0147	15,030
К20				0,0047	0,0147	14,982
К19				0,0047	0,0147	14,929
К18				0,0048	0,0148	14,877

Схема замещения - питание от первой секции КРУ-10кВ

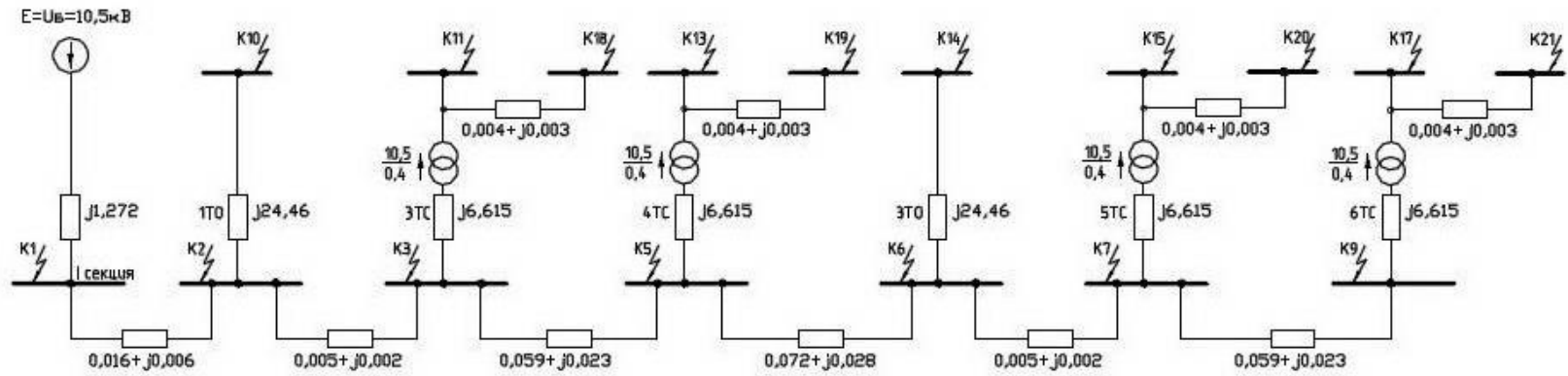


Схема замещения - питание от второй секции КРУ-10кВ

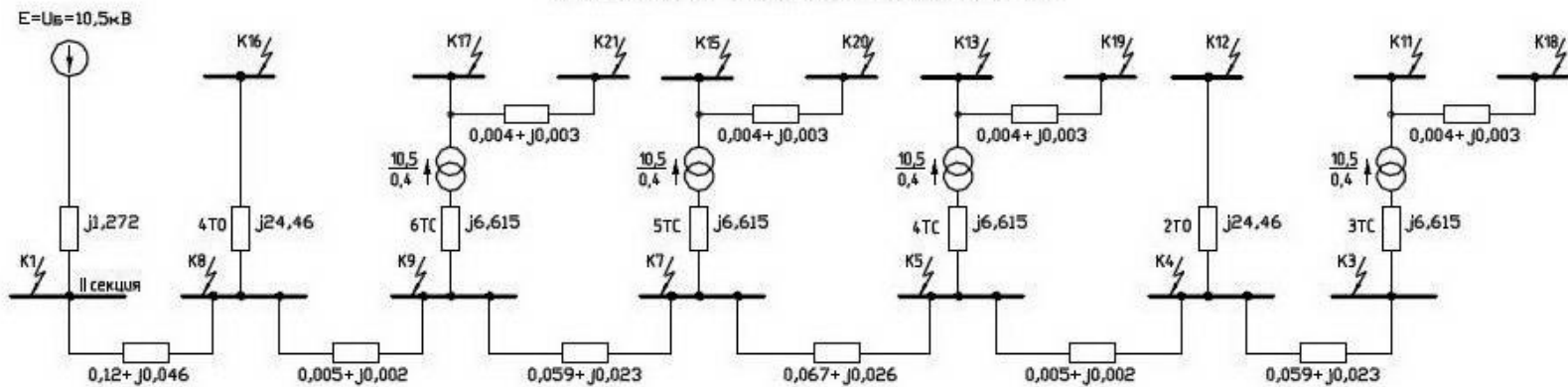


Рисунок 3 - Схемы замещения КРУ 0,4кВ

7 Релейная защита трансформаторов собственных нужд 3ТС÷31ТС, 1Т0÷5Т0, блочных трансформаторов 1ТБ÷8ТБ

Все блочные трансформаторы 1ТБ-8ТБ, трансформаторы освещения 1Т0-4Т0, трансформаторы собственных нужд с масляными выключателями, распределенными по территории ЖГЭС (в РУ собственных нужд блоков) оснащены двухступенчатыми максимальными токовыми защитами, выполненными с помощью электромагнитных реле. Все трансформаторы собственных нужд с вакуумными выключателями ВВ/TEL-10 в ячейках КРУ-10(6)кВ 1 - 2 секций укомплектованы микропроцессорными комплектами защит типа SPAC, выполняющими функции трехступенчатой максимальной токовой защиты и двухступенчатой токовой защиты нулевой последовательности, а также комбинированными реле SPAJ и SPAU. Комплекты SPAC позволяют также выполнять функции автоматического повторного включения - АПВ - выключателей ячеек 10кВ, ускорения защит при включении и защиты от обрыва фаз выключателя, которые в ячейках КРУ-10(6)кВ ЖГЭС не используются [17].

В комплектах SPAC 801.111, установленных в ячейках КРУ-10кВ потребительских трансформаторов собственных нужд, задействованы все три ступени МТЗ и одна ступень ТЗНП; для обеспечения селективности третья ступень МТЗ выполнена с инверсной характеристикой настройки, соответствующей стандартам BS142 и МЭК 255-4, все остальные ступени имеют время - токовую характеристику.

В ячейках трансформаторов собственных нужд 9ТС-14ТС в дополнение к комплектам SPAC 801.111 установлены комбинированных реле SPAJ140С, в которых задействована только одна вторая ступень ТЗНП с нормальной инверсной характеристикой настройки, выполненной согласно стандарту МЭК 255-4. ТЗНП комплектов SPAJ140С действуют на отключение через комплект SPAC 801 ячейки соответствующего трансформатора [21].

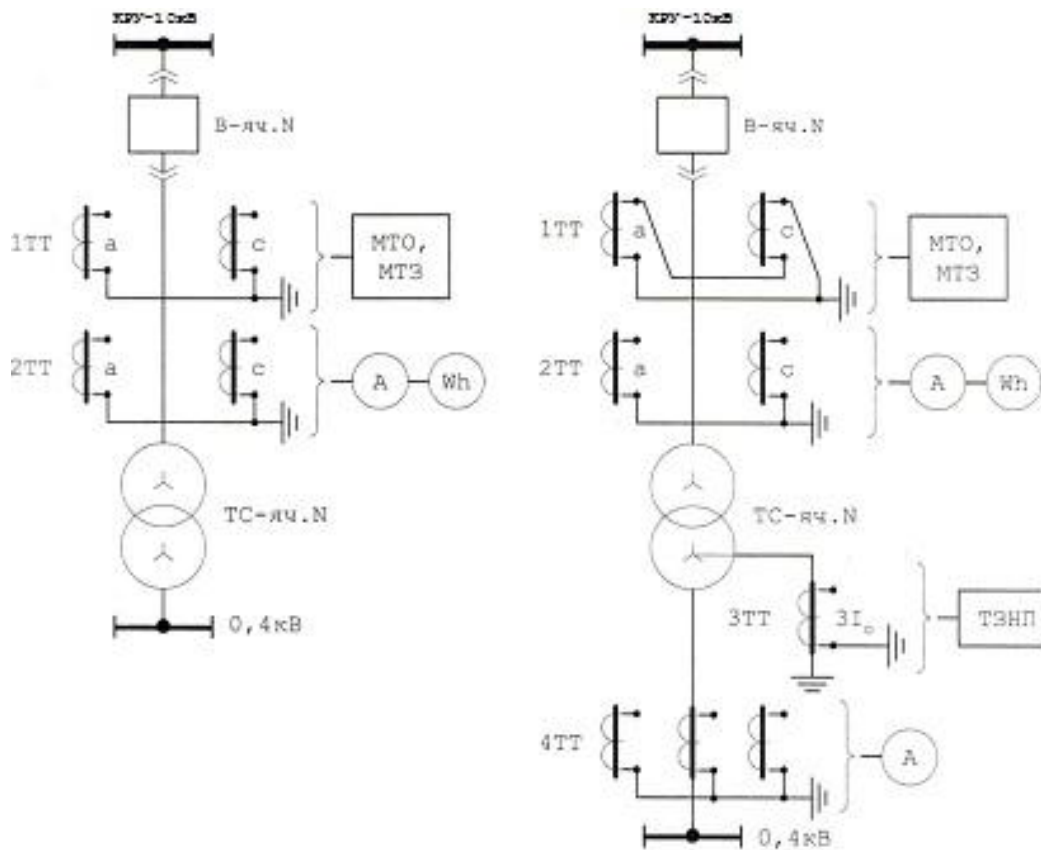


Рисунок 4 - Структурная схема информационных цепей вторичной коммутации удаленных ячеек 10кВ

В микропроцессорных комплектах защит типа SPAC 801 предусмотрены дополнительные возможности повышения эффективности: удвоение уставок МТЗ при включении выключателя присоединения для отстройки защит от пусковых токов, задание двух групп уставок защит - основных и вспомогательных - с возможностью автоматического перехода с одной группы уставок на другую, выполнение функции защиты от обрыва фаз. Однако в ячейках КРУ-10кВ, 1 и 2 секций, перечисленные функции не используются.

Шкаф ячейки вакуумного выключателя ВВ/TEL-10 представляет собой жесткую конструкцию, состоящую из корпуса шкафа, в котором размещены высоковольтная часть и стационарный релейный отсек.

Высоковольтная часть шкафа ячейки разделена на три отсека: отсек выкатного элемента, отсек ввода/вывода, отсек сборных шин. В отсеке

ввода/вывода находятся трансформаторы тока ячейки 10кВ, неподвижные контакты, шины, заземляющий разъединитель.

С целью уменьшения разрушающего воздействия избыточного давления газов при коротких замыканиях конструкцией ячейки 10кВ предусмотрена установка клапанов разгрузки - легко открываемых потоком газа крышек; каждый высоковольтный отсек шкафа имеет свой клапан разгрузки.

В закрытом положении клапаны разгрузки фиксируются пластинами. Положение клапанов разгрузки, открытое или закрытое, контролируется с помощью установленных на корпусе шкафа путевых выключателей. После дугового короткого замыкания внутри высоковольтного отсека шкафа клапаны следует вручную вернуть в исходное положение и зафиксировать пластинами.

Максимальная токовая защита или токовая отсечка ячейки 10кВ с масляным выключателем действует на отключение соответствующего выключателя присоединения, а при наличии схемы АВР - и на отключение автомата со стороны 0,4кВ.

Блочные трансформаторы 1ТБ-8ТБ дополнительно оснащены схемами сигнализации перегрузки, срабатывающими при возрастании тока через трансформатор до величины $I_{сраб.} = 42$ А и имеющими выдержку времени $t = 3,5$ сек.

Защита большинства присоединений 0,4кВ выполняется с помощью автоматов, выбранных по условиям селективности, и в редких случаях - посредством устройств максимальной токовой защиты.

Защита понижающих трансформаторов с глухозаземленной нейтралью от однофазных и двухфазных замыканий на землю осуществляется токовыми защитами, подключенными к специальным трансформаторам тока нулевой последовательности с обозначением $3I_0$.

Токовая защита нулевой последовательности стороны 0,4 кВ действует, как правило, на отключение выключателя 10 кВ или 13,8 кВ

защищаемого присоединения, а при наличии схемы автоматического включения резерва и на отключение автомата со стороны 0,4кВ.

Трансформаторы собственных нужд 15ТС, 16ТС, 17ТС, 18ТС, 26ТС, номинальная мощность которых составляет $P_{НОМ.} = 1000$ кВА, оснащены газовой защитой, действующей в зависимости от сложившихся условий на сигнал или на отключение.

Контроль за тепловым состоянием трансформаторов собственных нужд обычно не производится; на ЖГЭС только трансформаторы 17ТС и 18ТС оснащены электроконтактными манометрами, от контактов которых при достижении температурой в баке этого трансформатора уровня $t = 65^{\circ}\text{C}$ проходит предупредительный сигнал.

8 Выбор электрических аппаратов и приборов

Для щита СН-0,4 кВ принята схема с одинарной системой сборных шин. В помещении РУ собственных нужд 0,4 кВ (отм.+37,250) предусматривается установка щита СН-0,4 кВ (КРУ-0,4) из панелей напольного исполнения марки TriLine-R, фирмы «ABB», IP54, с выключателями выкатного исполнения, фирмы ABB [22]:

- марки EmaxE1 на номинальный ток 1600А (вводные и секционные фидера);

- марки Tmax на номинальные токи 250А, 320А, 400А, 1250А (отходящие фидера).

Панели TriLine-R двухстороннего обслуживания устанавливаются в один ряд на место существующих панелей КРУ-0,4.

Агрегатные сборки предусматриваются напольного и навесного исполнения, фирмы «ABB», IP54, с вводными выключателями выкатного исполнения марки Tmax и с выключателями на отходящих фидерах стационарного исполнения марки Tmax. Данные сборки устанавливаются на место существующих сборок.

В проекте выбраны силовые кабели 0,4 кВ из сшитого полиэтилена в оболочке, безгалогенные, бронированные, не распространяющие горение, с пониженным выделением дыма, на напряжение 0,6/1 кВ – производства NEXANS.

Для разделки кабелей используются концевые муфты производства NEXANS.

При выборе сечения кабелей учтены требования Циркуляра Ц-02-98(Э) департамента стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России» «О проверке кабелей на невозгорание и при воздействии тока короткого замыкания» [9].

Прокладка кабелей предусматривается, в основном, по существующим трассам на кабеленесущих устройствах производства компании «Cablofit» с проходами через стены и перекрытия в противопожарных модулях.

Для заземления использовать РЕ-проводник кабеля, начиная от панелей КРУ-0,4 кВ.

Все металлические, в нормальном режиме, не находящиеся под напряжением, части электрооборудования должны быть заземлены в соответствии с ПУЭ (система TN-C-S) [1]. При этом нулевые рабочие (N) и нулевые защищенные (PE) проводники не допускается подключать под общие зажимы [1].

Оборудование:

Щит 0,4 кВ, переменного тока, с горизонтальным расположением фидеров, с шинами N и PE, состоящий из 3-х секций. Динамическая эл.стоякость не менее 36 кА.

1-ая секция:

1. Панель вводная. А- (номер блока)ТБ

- с вводным 4-х полюсным автоматическим выключателем выкатного исполнения, с электронным расцепителем PR123/P-LSIG и диалоговым блоком PR120/D-M – 8шт. QFW1

- с трансформатором тока 1600/5А, класс 0,5, 20VA – 24шт. ТА

- с трансформатором тока для нейтрали 800/5 – 8шт. ТА1N

- с вольтметром, шкала 0-400V – 8шт. PV1

- с амперметром, шкала 1500/5А – 8шт. PA1

- со счетчиком электроэнергии, 3-х фазн., трансформаторного включения с установкой на ДИН-рейку. BW1

2. Панель распределения:

- с фидерными 3-х полюсным автоматическим выключателем выкатного исполнения, с электронным расцепителем PR222DS/P-LSIG (Tmax T4N250) – 8шт. QF1, QF2, QF3, QF4, QF12, QF13, QF14, QF15, QF16, QF17, QF18

-с фидерным 3-х полюсным автоматическим выключателем выкатного исполнения, с электронным расцепителем PR222DS/P-LSIG(Tmax T4N320) – 56шт. QF5- QF11

2-ая секция:

1. Панель секционная с АВР. А1-2

-с секционным 3-х полюсным автоматическим выключателем выкатного исполнения, с электронным расцепителем PR123DS/P-LSIG и диалоговым блоком PR120/D-M – 8шт. QFS 1

2. Панели распределительные

- с фидерными 3-х полюсным автоматическим выключателем выкатного исполнения, с электронным расцепителем PR222DS/P-LSIG (Tmax T4N250) – 88шт. QF1, QF2, QF3, QF4, QF5, QF8, QF9, QF10, QF11, QF12, QF13

-с фидерным 3-х полюсным автоматическим выключателем выкатного исполнения, с электронным расцепителем PR222DS/P-LSIG(Tmax T4N320) – 16шт. QF6- QF7

3-я секция:

1. Панель секционная с АВР. А2-3

-с секционным 3-х полюсным автоматическим выключателем выкатного исполнения, с электронным расцепителем PR123DS/P-LSIG и диалоговым блоком PR120/D-M – 8шт. QFS2

2. Панели распределительные

- с фидерными 3-х полюсным автоматическим выключателем выкатного исполнения, с электронным расцепителем PR222DS/P-LSIG (Tmax T4N250) – 72шт. QF2, QF4, QF5, QF6, QF7, QF9, QF10, QF11, QF12

-с фидерным 3-х полюсным автоматическим выключателем выкатного исполнения, с электронным расцепителем PR222DS/P-LSIG(Tmax T4N320) – 8шт. QF3

-с фидерным 3-х полюсным автоматическим выключателем выкатного исполнения, с электронным расцепителем PR222DS/P-LSIG(Тmax Т5N400) – 16шт. QF1,QF8

-с фидерным 3-х полюсным автоматическим выключателем выкатного исполнения (Тmax Т7N1250) – 32шт. QF13, QF14, QF15, QF16

Панель ввода отдельностоящая А2-(номер)ТС

-с вводным 4-х полюсным автоматическим выключателем выкатного исполнения с электронным расцепителем PR123/P-LSIG и диалоговым блоком PR123/D-M(Emax E1N 1600) – 8шт. QFW2

-с трансформатором тока 1600/5А, класс 0,5, 20VA – 24шт. ТА

-с вольтметром, шкала 0-400V – 8шт. PV1

-с амперметром, шкала 1500/5А – 8шт. PA1

- со счетчиком электроэнергии, 3-х фазн., трансформаторного включения с установкой на ДИН-рейку. BW2

Выкатной заземлитель для заземления верхних выводов. F1

Выкатной заземлитель для заземления нижних выводов. F2

Сборка, IP54. Динамическая стойкость не менее 63кА.

Агрегатная сборка:

1) Блок АВР;

2) Автоматический выключатель 3-х полюсный $I_n=250A$, с электронным расцепителем PR222DS/P-LSIG $I_{н.р.}=100A$, выкатного исполнения;

3) Автоматический выключатель 3-х полюсный $I_n=160A$, с термоманитным расцепителем TMD $I_{н.р.}=16A$, выкатного исполнения;

4) Автоматический выключатель однополюсный $I_n=160A$, с термоманитным расцепителем TMF $I_{н.р.}=160A$, выкатного исполнения;

Сборка, IP54. Динамическая стойкость не менее 63 кА. Сборка №8

1) Автоматический выключатель 3-х полюсный $I_n=250A$, с электронным расцепителем PR222DS/P-LSIG $I_{н.р.}=160A$, выкатного исполнения;

2) Автоматический выключатель 3-х полюсный $I_n=160A$, с термоманитным расцепителем TMD $I_{н.р.}=40A$, стационарного исполнения;

3) Автоматический выключатель 3-х полюсный $I_n=160A$, с термоманитным расцепителем TMD $I_{н.р.}=50A$, стационарного исполнения;

4) Автоматический выключатель однополюсный $I_n=160A$, с термоманитным расцепителем TMF $I_{н.р.}=160A$, стационарного исполнения;

5) Розетка со встроенным УЗО, 16А, 30мА, для открытой установки, с защитными шторками, влагозащищенная, IP44

Сборка, IP54. Динамическая стойкость не менее 63кА. Сборка №12

1) Автоматический выключатель 3-х полюсный $I_n=320A$, с электронным расцепителем PR222DS/P-LSIG $I_{н.р.}=250A$, выкатного исполнения;

2) Автоматический выключатель 3-х полюсный $I_n=160A$, с термоманитным расцепителем TMD $I_{н.р.}=160A$, стационарного исполнения;

3) Автоматический выключатель 3-х полюсный $I_n=160A$, с термоманитным расцепителем TMD $I_{н.р.}=100A$, стационарного исполнения.

9 Разработка мероприятий по защите от перенапряжений трансформаторов собственных нужд филиала ПАО «РусГидро» - «Жигулевская ГЭС»

9.1 Методика расчета уровней перенапряжений в системе собственных нужд ЖГЭС

На Жигулевской ГЭС наблюдались случаи повреждения трансформатора собственных нужд работающего блока при включении со стороны 500 кВ другого ненагруженного блочного трансформатора. В связи с этим необходимо определить возможный уровень перенапряжений, возникающих при этой коммутации на трансформаторе с.н. работающего блока, с целью выяснения причин повреждения и разработки мероприятий по защите от перенапряжений. Для расчета перенапряжений при этой коммутации разработана методика расчета, расчетная схема замещения, определены ее параметры и проведены расчеты перенапряжений.

В качестве защитного аппарата целесообразно использовать нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН). Это современный защитный аппарат повсеместно заменяющий вентильные разрядники. Для выбора основных параметров ОПН необходимо знать требуемый уровень ограничения перенапряжений. С этой целью были определены выдерживаемые уровни перенапряжений для всего оборудования генераторного напряжения, которые сопоставлялись с расчетным уровнем перенапряжений [24-28].

Уровень выдерживаемых изоляцией электрооборудования напряжений при коммутационных и грозовых воздействиях определяется уровнем испытательных напряжений, который нормируется ГОСТ 15161 [4].

Номинальное напряжение генератора блока ЗТГ составляет 13,8 кВ. Этому напряжению соответствует класс изоляции электрооборудования по ГОСТ 1516.1 [4] - 15 кВ.

Для масляных трансформаторов, к которым относятся блочные трансформаторы, переход от испытательного напряжения к выдерживаемому изоляцией электрооборудования уровню коммутационных перенапряжений определяется по формуле, исходя из одноминутного испытательного напряжения ($U_{1мин}$),

$$U_{выд} = K_{и} \cdot K_{к} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{1мин},$$

где $K_{и}$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при более коротком импульсе по сравнению с испытательным, $K_{и}=1,3$; $K_{к}$ - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействий перенапряжений и возможное старение изоляции, $K_{к} = 0,9$.

Для аппаратов (выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения) принимается $K_{и}=1,1$ и $K_{к} = 1,0$.

Сухие трансформаторы, к которым относятся трансформаторы собственных нужд, имеют так называемую облегченную изоляцию, которая характеризуется, во-первых, более низким уровнем одноминутного испытательного напряжения по сравнению с электрооборудованием с нормальной изоляцией, а во-вторых, для нее не нормируется и она не испытывается грозowymi импульсами. Для таких трансформаторов $K_{и}=1,0$ и $K_{к} = 1,0$.

Выдерживаемый уровень грозowych перенапряжений для электрооборудования, работающего в сети с изолированной нейтралью определяется по формуле:

$$U_{выд} = 1,1 \cdot (U_{пги} - 0,5U_{н}).$$

Трансформатор собственных нужд имеет меньший уровень выдерживаемых перенапряжений по сравнению с другим электрооборудованием генераторного напряжения. Однако следует учитывать, что этот уровень достаточно высок. Для генераторного напряжения 13,8 кВ возможные повышения напряжения частоты 50 Гц определяются двумя режимами; включен или отключен генераторный

выключатель. При включенном выключателе допустимый уровень повышения напряжения определяется допустимым напряжением на генераторе и не должен превышать $1,1 U_h = 15,2$ кВ, где U_h - номинальное напряжение генератора. При отключенном выключателе допустимое повышение напряжения определяется наибольшим рабочим напряжением сети и составляет по ГОСТ 1516.1 [4] - 15,2 кВ. Следует учитывать, что повышение напряжения до линейного напряжения возможно только при однофазном замыкании (ОЗ). В нормальном режиме оборудование работает при фазном напряжении. Длительность ОЗ для генератора определяется временем действия релейной защиты, которая отключает генератор при ОЗ. Длительность существования ОЗ при отключенном генераторном выключателе допустимо на электрооборудовании 6 часов.

Таким образом, в эксплуатации уровень повышения напряжения частоты 50 Гц на генераторном напряжении во всех режимах не должен превышать 15,2 кВ ($U_\phi = \sqrt{2} \cdot 15,2 / \sqrt{3} = 12,4$ кВ). В этом случае уровень выдерживаемых перенапряжений для трансформатора собственных нужд составляет $52,2 / 12,4 = 4,21 U_\phi$. Такой уровень коммутационных перенапряжений достаточно высок и его превышение в эксплуатации имеет малую вероятность.

Расчетные кривые напряжений на трансформаторе собственных нужд при включении ненагруженного блочного трансформатора рассчитаны в программе ATP - EMTP (Alternative Transients Program - Electromagnetic Transients Program) [23] и приведены на рисунках 5 и 6. Каждая фаза включается в свой максимум напряжения на контактах выключателя 500 кВ.

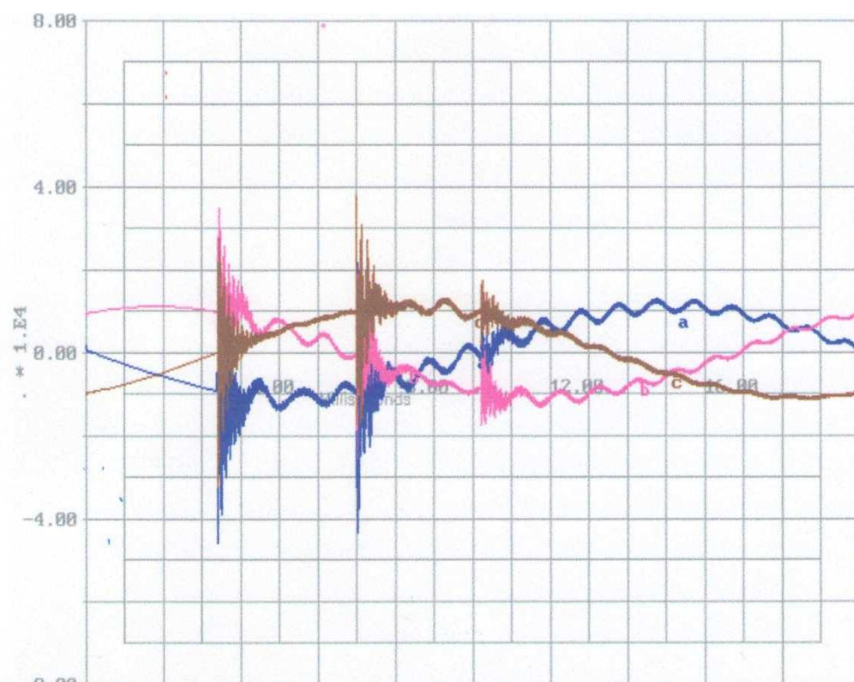


Рисунок 5 - Расчетные неограниченные напряжения на трансформаторе собственных нужд блока ЗТГ при включении холостого блочного трансформатора 2ТГ выключателем 500 кВ

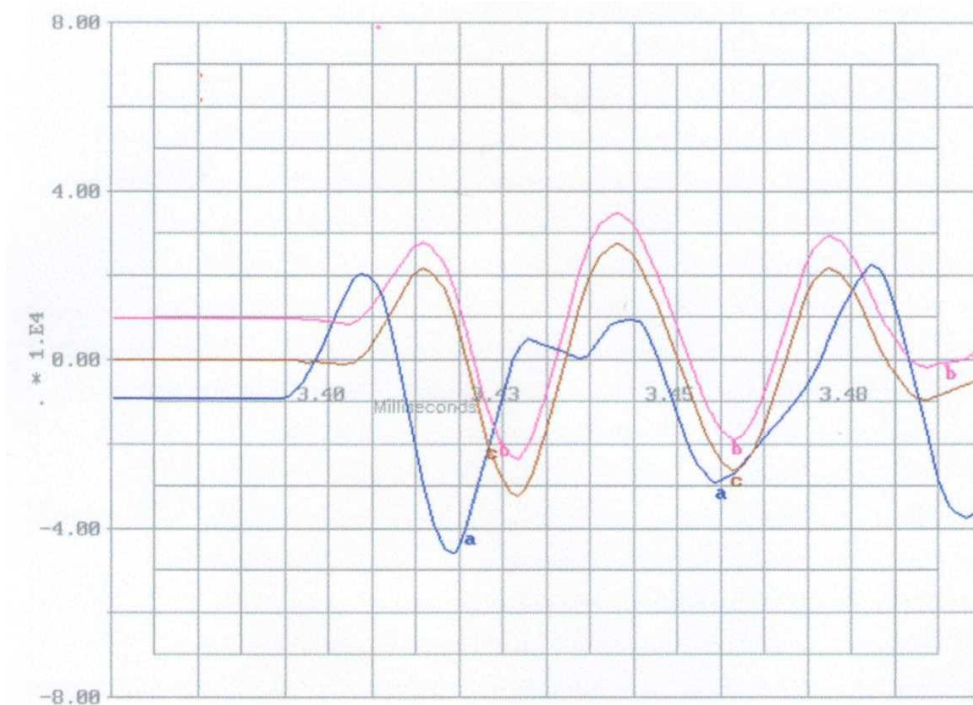


Рисунок 6 - Расчетные неограниченные напряжения па трансформаторе собственных нужд блока ЗТГ в диапазоне времени от 3,3 до 3,5 мс при включении холостого блочного трансформатора 2ТГ выключателем 500 кВ

Из рисунков 5 и 6 видно, что наибольшие перенапряжения образуются при включении первой фазы. В диапазоне времени до 150 мкс после коммутации каждой фазы выключателя 500 кВ максимальные перенапряжения составляли 47 кВ., т.е. близки к выдерживаемому уровню перенапряжений изоляцией трансформатора собственных нужд, который был определен выше.

По данным ЖГЭС трансформатор собственных нужд блока ЗТГ повреждался в 2.06.1989, 1.1-1995 и 27.08.2001 г. Ремонты этого трансформатора могли привести к снижению уровня выдерживаемых перенапряжений. Проверка их изоляции одноминутным испытательным напряжением 15 кВ не дает представления о выдерживаемом уровне коммутационных перенапряжений, а только характеризует возможность его работы при рабочем напряжении

Учитывая, что за время длительной эксплуатации уровень изоляции трансформатора собственных нужд понижается, особенно с учетом многочисленных ремонтов, можно считать возможным повреждение трансформатора собственных нужд при такой коммутации.

Следует учитывать, что вероятность такого повреждения невелика и определяется вероятностью включения выключателя 500 кВ в максимум напряжения на контактах выключателя.

9.2 Выбор защиты от перенапряжений изоляции электрооборудования генераторного напряжения ЖГЭС

Выдерживаемый уровень перенапряжений изоляцией нового электрооборудования генераторного напряжения ЖГЭС достаточно высок и превышает величину рассчитанных ранее величин перенапряжений. Повреждаемость трансформатора собственных нужд может быть связана со снижением выдерживаемого уровня перенапряжений за период эксплуатации.

Вентильный разрядник РВС-35 не защищает изоляцию электрооборудования класса 15 кВ. Пробивное напряжение разрядника РВС-35 при 50 Гц равно 78-95 кВ, что практически в 2 раза выше выдерживаемого уровня напряжения электрооборудования класса 15 кВ.

Снизить воздействующие перенапряжения на изоляцию трансформатора собственных нужд можно с помощью нелинейного ограничителя перенапряжений (ОПН). ОПН - это разрядник без искровых промежутков, рабочее сопротивление которого выполнено из высоко нелинейных варисторов на базе окиси цинка. Если у вентильного разрядника рабочие сопротивления имеют коэффициент нелинейности порядка 0,2, то у ограничителя коэффициент нелинейности варисторов в области коммутационных воздействий составляет 0,04. В нормальном режиме ограничитель находится под фазным напряжением сети, и через него протекает ток порядка десятых долей миллиампер. При превышении напряжения на ОПН ток через него резко возрастает и составляет сотни и тысячи ампер при воздействии коммутационных и грозовых перенапряжений [20].

Для проведения расчетов по определению уровня защиты от перенапряжений необходимо знать вольт-амперную характеристику ОПН. Эта характеристика определяется наибольшим рабочим напряжением ограничителя, его защитным уровнем и пропускной способностью.

Для генераторного напряжения ЖГЭС наибольшее рабочее напряжение на трансформаторе собственных нужд определяется режимом однофазного замыкания на землю при отключенном генераторном выключателе. Такой режим может существовать по ПТЭ 6 часов. Однако учитывая, что наибольшее рабочее напряжение электрооборудования класса 15 кВ составляет 17,5 кВ, а эксплуатационное напряжение в сети генераторного напряжения 13,8 кВ составляет 15,2 кВ, то однофазное замыкание на землю может существовать длительно без ограничения по времени. Таким образом,

наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН может быть принято 15,0 кВ.

Защитный уровень ограничителя определяется требуемым уровнем ограничения коммутационных перенапряжений. Выдерживаемое напряжение изоляцией трансформатора собственных нужд составляет 52,2 кВ. Учитывая возможное снижение уровня изоляции, трансформатора собственных нужд, примем защитный уровень ОПН равным 0,8 от выдерживаемого напряжения, т.е. 41 кВ.

Этим двум параметрам в наибольшей степени соответствуют ограничители фирмы АББ УЭТМ [22], параметры которых приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Основные параметры ОПН фирмы АББ УЭТМ с наибольшим рабочим напряжением 15 кВ

Тип ОПН	Polim I-15	Polim S-15	Polim H-15
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	15	15	15
Номинальное напряжение, кВ	19	19	19
Остающиеся напряжение па импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой 500 А	37,1	36,9	
Остающиеся напряжение на импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой 1000 А	38,5	38,1	37,0
Остающиеся напряжение на импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 5 кА	43,7	42,8	41,8
Амплитуда тока пропускной способности, А	550	1000	1350
Допустимая удельная энергия, кДж/кВ	5,5	9,0	13,3
Ток взрывопредохранительного устройства, кА	40	65	65
Длина пути утечки, мм	867	867	867
Масса, кг	5,6	7,9	11
Высота, мм	360	360	360

Таким образом, при защите от перенапряжения трансформатора собственных нужд блока ЗТГ следует ориентироваться на защиту ограничителем фирмы АББ УЭТМ.

Были проведены расчеты по определению уровня ограничения перенапряжений с помощью ограничителя с параметрами Polim I-15

Расчеты проводились в программе АТР - ЕМТР [23]. На рисунке 7 приведены напряжения трех фаз на трансформаторе с.н. блока ЗТГ при включении выключателя 500 кВ и токи трех фаз через ОПН.

Из рисунка 7 следует, наибольший уровень перенапряжений, ограниченных ОПН, не превышает 35 кВ, а ток через ОПН не превышает 210 А. Такой уровень перенапряжений ниже принятого выдерживаемого уровня перенапряжений даже с учетом возможного старения изоляции трансформатора собственных нужд. Поскольку частота перенапряжений достаточно велика, то рассеиваемая в ограничителях энергия мала и составляет 80 Дж за одну коммутацию, что соответствует удельной энергии 5,4 Дж/кВ наибольшего рабочего напряжения.

ОПН, устанавливаемый для ограничения перенапряжений на трансформаторе собственных нужд блока ЗТГ ЖГЭС, должен удовлетворять следующим требованиям:

1. Наибольшее рабочее длительно допустимое напряжение не должно быть ниже 15 кВ;
2. Защитный уровень, т.е. напряжение на ограничители при ограничении коммутационных перенапряжений, не должен превышать 41 кВ;
3. Нормируемая удельная энергия не должна быть ниже 1,5 кДж/кВ наибольшего рабочего длительно допустимого напряжения;
4. Длина пути утечки не должна быть менее 270мм.

Всем перечисленным выше требованиям удовлетворяет ограничитель перенапряжений Polim I-15 фирмы АББ УЭТМ.

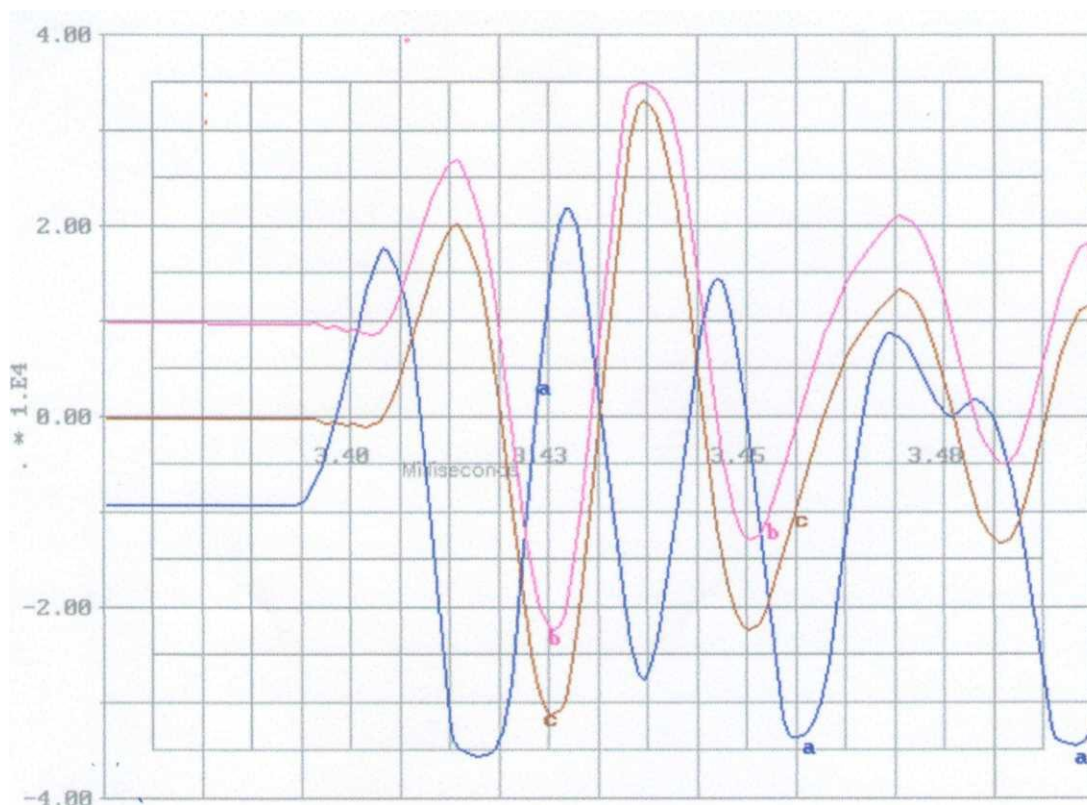


Рисунок 7- Расчетные напряжения ЗТГ в диапазоне времени от 3,3 до 3,5 мс на трансформаторе СН блока и подключенном ОПН на генераторном напряжении типа Polim I-15 при включении холостого блочного трансформатора 2ТГ выключателем 500 кВ

9.3 Разработка рекомендаций по ограничению перенапряжений и повышению надежности работы сети генераторного напряжения ЖГЭС

На трансформаторе собственных нужд с помощью ОПН возможно ограничить перенапряжения до уровня $35 \text{ кВ} = 2,85 U_{\phi}$. Это достаточно глубокий уровень перенапряжений, который ниже напряжения ранее принятого в качестве выдерживаемого уровня перенапряжений (41 кВ).

Импульсные перенапряжения могут быть понижены с помощью повышения емкости сети генераторного напряжения. С этой целью за рубежом рекомендуется установка емкости порядка 0,2 мкФ на фазу.

Следует учитывать, что облегченная изоляция (пониженная величина одноминутного испытательного напряжения и отсутствие испытаний

импульсным испытательным напряжением), длительная эксплуатация и многочисленные ремонты могли снизить реальный уровень изоляции трансформатора собственных нужд ниже 41 кВ. В этом случае ОПН не спасает трансформатор собственных нужд от повреждений даже при незначительных перенапряжениях. Поэтому следует рассмотреть возможность замены трансформатора собственных нужд на новый, более совершенный. В настоящее время сухие трансформаторы, которые ранее изготавливались по ГОСТ 1516.1 [4] должны быть сняты с производства. Новый ГОСТ 1516.3 [5] нормирует чуть более высокий уровень одноминутного испытательного напряжения (38кВ) и импульсное испытательное напряжений (напряжение полного грозового импульса равное 75 кВ). Выдерживаемый уровень перенапряжений такого трансформатора и надежность его работы достаточно высоки и существенно выше сухого трансформатора, изготовленного по ГОСТ 1516.1.

Таким образом, по защите от перенапряжения трансформаторов собственных нужд филиала ПАО «РусГидро» - «Жигулевская ГЭС» разработаны следующие мероприятия:

1. Замена трансформатора собственных нужд на новый, изготовленный в соответствии с требованиями ГОСТ 1516.3.

2. До замены трансформатора собственных нужд на новый, рекомендуется установка на генераторном напряжении ОПН Polim I-15 фирмы АББ УЭТМ [22]. ОПН может быть установлен либо непосредственно на выводах трансформатора собственных нужд, либо на выводах блочного трансформатора.

10 Расчет защитного заземления в КРУ-0,4 кВ

В качестве заземляющего устройства в КРУ-10-I используются железобетонные конструкции здания – фундамент [11].

Сопротивление естественного заземления (сопротивление растекания фундамента):

$$R_e = 0,52 \cdot \frac{\rho_{\text{эк}}}{\sqrt{S}} \text{ (Ом)},$$

где: $\rho_{\text{эк}}$ - эквивалентное удельное сопротивление (Ом/км); S - площадь здания (м^2).

$$\rho_{\text{эк}} = \rho \cdot k_C \text{ (Ом/км)},$$

где: ρ - удельное сопротивление по роду грунта, $\rho = 100 \text{ Ом*м}$ (грунт-суглинок); k_C - коэффициент сезонного изменения, $k_C = 1,6$.

$$\rho_{\text{эк}} = 100 \cdot 1,6 = 160 \text{ Ом/км}$$

По ПУЭ допустимое сопротивление заземлителя $R_z \leq 4 \text{ Ом}$

$$R_e = 0,52 \cdot \frac{160}{\sqrt{1440}} = 2,2 < 4 \text{ Ом},$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ [1].

Применение искусственного заземлителя не требуется. Основанием для использования арматуры железобетонного фундамента в качестве заземлителей является свойство бетона его влажном состоянии иметь проводимость, сопоставляемую с проводимостью грунта, окружающего фундамент, одновременно слой бетона защищает стальную арматуру от коррозии.

11 Молниезащита КРУ-0,4 кВ

Молниезащита – комплекс защитных устройств и мероприятий, предназначенных для обеспечения безопасности людей, сооружений, оборудования и материалов от возможных взрывов, возгораний и разрушений, возникающие при разряде молнии [11].

Так как помещение КРУ-0,4 находится внутри здания ГЭС на отметке 37,25, а само здание полностью защищено посредством молниеотводов и грозозащитных тросов, которые присоединены к общему контуру заземления и установлены на опорах 500 кВ, которые в свою очередь установлены на крыше здания, что вместе составляет высоту 119,50 м.

Заключение

В выпускной квалификационной работе для разработки мероприятий по реконструкции собственных нужд 0,4 кВ филиала ПАО «РусГидро» - «Жигулевская ГЭС» определены расчетные нагрузки №1-№8 блоков; определены мощность трансформаторов блочных 1ТБ-8ТБ, а также трансформаторов собственных нужд 3ТС-6ТС.

Рассчитаны токи коротких замыканий в заданных точках схемы собственных нужд филиала ПАО «РусГидро» - «Жигулевская ГЭС»; выбраны и проверены электрические аппараты системы собственных нужд 0,4 кВ.

Разработаны рекомендации по ограничению перенапряжений и повышению надежности работы сети генераторного напряжения филиала ПАО «РусГидро» - «Жигулевская ГЭС».

Выполнен расчет защитного заземления и молниезащиты КРУ-0,4.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. 7-е издание- М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. - М.; Ростов н/Д: МарТ, 2009.
3. СТО 17330282.27.140.015-2008. Гидроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. - Дата введения - 2008 - 07 – 30.
4. ГОСТ 1516.1. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.
5. ГОСТ 1516.3. Электрооборудование переменного тока на напряжение от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.
6. Строительные нормы и правила. СНиП IV-5-82. Часть IV. «Сметные нормы и правила» (утв. постановлением Госстроя СССР от 30 июня 1982 г. №169).
7. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. - СПб: ЭНАС, 1999.
8. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования - М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.
9. Циркуляр Ц-02-98(Э). О проверке кабелей на возгорание при воздействии тока короткого замыкания.
10. Вакуумная коммутационная техника ТавридаЭлектрик - М., 2013.
11. Долин, П.А. Основы техники безопасности в электроустановках. - М: Энергоатомиздат, 2014.

12. Инструкция по эксплуатации комплектных распределительных устройств (КРУ) ВоГЭС им.Ленина. - Жигулевск: ОАО Жигулевская ГЭС, 2001.

13. Лисовский, Г.С. Электрическая часть гидроэлектростанций. Главные схемы электрических соединений/ Г.С. Лисовский, Б.З. Уманский, Б.С. Успенский, М. Э. Хейфиц - М.: Энергия, 2012.

14. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ : в 6 т.: учеб.-произв. изд. Т. 4 / Е.Ф. Макаров; под ред. И.Т. Горюнова [и др.]. - М. : Папирус Про, 2005.

15. Миронов, И.А. Проблема выбора режимов заземления нейтрали в сетях 6- 35 кВ / И.А. Миронов. //Электро. -2006. - № 5. - С. 34-38.

16. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций: справочные материалы для дипломного и курсового проектирования/ Неклепаев Б.Н, Крючков И.П. - М: Энергоатомиздат, 2014.

17. Овчаренко, Н. И. Микропроцессорные комплексы релейной защиты и автоматики распределительных электрических сетей. - М.: НТФ Энергопрогресс, «Энергетик», 2012.

18. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чикова. - М. : Academia, 2011.

19. Справочник по проектированию электроосвещения/ Под ред. Кнорринга Г. М. - М: Энергия, 2013.

20. Сивокобыленко, В. Ф. Повышение надежности работы сетей 6-10 КВ в режимах замыкания фазы на землю / Сивокобыленко В. Ф., В. К. Лебедев, Р. П. Сердюков. // Наукові праці Донецького національного технічного університету. - 2011. - №11(186).

21. Шмурьев, В. Я. Цифровые реле. / В.Я. Шмурьев. - СПб.: Наука. - 2001.

22. <http://www.centrcom.ru/catalog/37/41/abb-uetm/>

23. <http://www.ece.mtu.edu/atp/>

24.IEC 62271-200 AC metal-enclosed switchgear and control gear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV. Edition 1.0. International standard. 2003.

25.IEEE Green Book: IEEE STD. - C37.101.: ANSI/IEEE Std 142-1982, 2007.

26.Burgess, R. Minimising the risk of cross-country faults in systems using arc suppression coils / R. Burgess, A. Ahfock // University of southern Queensland, Australia. —2011. - № 7. - P. 703-711.

27.Das, J.C. Transients in electrical systems: textbook / J.C. Das. - USA. - Mcgrawhill. - 2010.

28.Michalik, M. Application of the wavelet transform to backup protection of MV networks – Wavelet phase comparison method / M. Michalik, T.M. Okraszewski // Power Tech Conference Proceedings. - 2003. - № 2. – 6 p.