

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения собственных нужд
Бурейской ГЭС в Амурской области

Исполнитель студент группы 742-об3	_____	М.А. Голощапов
	подпись, дата	
Руководитель Профессор, доктор. техн. наук	_____	Н.В. Савина
	подпись, дата	
Консультант по безопасности и экологичности доцент, канд.техн.наук	_____	А.Б. Булгаков
	подпись, дата	
Нормоконтроль ст. преподаватель	_____	И.А. Лисогурский
	подпись, дата	

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента: Голощапова Максима Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения собственных нужд Бурейской ГЭС в Амурской области

(утверждено приказом от 19.05.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: подробная однолинейная схема собственных нужд 6 кВ, подробная однолинейная схема собственных нужд 0,4 кВ, главная схема электрических соединений Бурейской ГЭС, план расположения оборудования в машинном зале, план расположения оборудования на отметке 147,0 м, данные по электрооборудованию собственных нужд _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): анализ системы электроснабжения, расчёт электрических нагрузок, выбор электрооборудования 6 и 0,4 кВ _____

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 6 листов формата А1 _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – Булгаков А.Б. _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Зав. кафедрой энергетики, профессор, доктор технических наук Савина Н.В. _____

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 120 стр., 13 рисунков, 85 таблиц, 99 формул, 21 источник, 2 приложения.

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ, СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВАКУУМНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ТОКОПРОВОД, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК, НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В работе проведен анализ существующих проблем имеющих место в системе электроснабжения собственных нужд Бурейской ГЭС, разработан вариант повышения надежности электроснабжения потребителей собственных нужд Бурейской ГЭС, в частности разработана актуальная схема переноса трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ и распределительных устройств 6, 0,4 кВ на незатопляемую отметку, благодаря чему значительно снизится вероятность повреждения данного оборудования. Современное оборудование позволит значительно снизить вероятность незапланированного отключения столь важных потребителей собственных нужд как агрегатных, так и общестанционных. Установка современных силовых трансформаторов питания собственных нужд 0,4 кВ так же благоприятно скажется на работе основного оборудования Бурейской ГЭС

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Климатическая характеристика района размещения оборудования	9
2 Характеристика ГЭС и ее роль в ЭЭС	10
2.1 Роль «Бурейской» ГЭС в ОЭС Востока	10
2.2 Технологический процесс выработки электроэнергии ГЭС	10
2.3 Техническая структура «Бурейской» ГЭС	11
2.4 Собственные нужды и их роль в функционировании ГЭС	12
3 Характеристика собственных нужд ГЭС и электроприемников собственных нужд	14
3.1 Анализ схемы распределительного устройства СН 6 кВ	14
3.2 Анализ схемы электроснабжения собственных нужд 0,4 кВ	16
3.3 Характеристика электроприемников собственных нужд	17
4 Анализ существующей системы электроснабжения собственных нужд ГЭС	18
5 Расчет электрических нагрузок собственных нужд	20
6 Выбор и проверка силовых трансформаторов для питания собственных нужд 6/0,4 кВ	32
7 Реконструкция схемы низковольтного электроснабжения	35
7.1 Реконструкция схемы низковольтного электроснабжения	35
7.2 Выбор марки и сечения проводников 0,4 кВ	37
7.3 Расчет токов короткого замыкания 0,4 кВ	45
7.4 Проверка проводников 0,4 кВ по потере напряжения	56
7.5 Выбор и проверка автоматических выключателей 0,4 кВ	61
8 Расчет токов короткого замыкания в РУ 6 кВ	71
9 Выбор оборудования	80
9.1 Выбор типа КРУ 6 кВ	81
9.2 Выбор и проверка выключателей 6 кВ	82
9.3 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ	84

9.4	Выбор трансформаторов тока для секций СН 6 кВ	84
9.5	Выбор трансформаторов напряжения для секций СН 6 кВ	86
9.6	Выбор шин 1, 2, 3, 4 секций КРУ 6 кВ	88
10	Выбор и проверка кабельных линий напряжением 6 кВ	90
10.1	Выбор кабельных линий 10 кВ	90
10.2	Проверка кабельных линий 6 кВ по допустимой потере напряжения	93
10.3	Проверка кабельных линий по термической стойкости	94
11	Условия выполнения реконструкции системы электроснабжения	98
12	Оценка экономической целесообразности принятого варианта реконструкции системы электроснабжения собственных нужд	99
13	Блок микропроцессорной релейной защиты	102
14	Безопасность и экологичность	107
14.1	Безопасность	107
14.2	Экологичность	112
14.3	Чрезвычайные ситуации	114
	Заключение	118
	Библиографический список	119
	Приложение А. Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов 6/0,4 кВ	121
	Приложение Б. Выбор трансформаторов 6/0,4 кВ	122

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВ – автоматический выключатель;

АВР – автоматический ввод резерва;

ВВ – высоковольтный выключатель;

ГЭС – гидроэлектростанция;

КЛ – кабельная линия;

МЗ - микропроцессорная защита;

МТЗ – токовая максимальная защита;

ОУ – огнетушитель;

РУ – распределительное устройство;

ТВ – трансформатор возбуждения;

ТН - трансформатор напряжения;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТТ - трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

Бурейская ГЭС является особо важным объектом электроэнергетики не только Амурской области, но и всего Дальнего Востока, так же значительная часть электрической энергии поступает в Китай. Учитывая то что работа основного оборудования данной гидроэлектростанции в частности гидроагрегатов в значительной степени зависит от надежности электроснабжения потребителей собственных нужд, следовательно, требуется высокий уровень готовности последних к выполнению своих функций. В данной работе основное внимание уделяется повышению качества и надежности всех потребителей собственных нужд Бурейской ГЭС включая как агрегатные – наиболее ответственные без которые не возможна работа гидроэлектростанции так и общестанционных.

Целью данной работы является разработка оптимального варианта реконструкции системы электроснабжения включая перенос трансформаторов собственных нужд и КРУ на более безопасную отметку, для повышения надежности электроснабжения всех вспомогательных устройств гидроэлектростанции

Актуальность работы заключается в том что в настоящее время существует вероятность нарушения электроснабжения потребителей собственных нужд гидроэлектростанции как в связи с физическим износом оборудования так и условиями эксплуатации

Практическая значимость от выполнения данной работы заключается в необходимости разработки оптимального варианта реконструкции и модернизации системы электроснабжения собственных нужд Бурейской ГЭС, это позволит снизить риски перерывов в электроснабжении всех вспомогательных электроустановок, снизить затраты на ремонт оборудования, повысить надежность и бесперебойность электроснабжения.

Для достижения поставленной цели в данной выпускной квалификационной работе рассматривается решение следующих основных задач:

- анализ основных проблем которые имеют место в существующей системе электроснабжения собственных нужд и разработка мероприятий по их устранению

- расчет электрических нагрузок на низком напряжении 0,4 кВ

- выбор и проверка трансформаторов собственных нужд номинальным напряжением 6/0,4 кВ

- расчёт токов короткого замыкания

- выбор необходимого оборудования распределительных устройств включая КРУ, измерительные трансформаторы и.т.д, проверка выбранного оборудования по условиям протекания токов короткого замыкания (динамическая стойкость, термическая стойкость, коммутационная способность)

- аспекты безопасности и экологичность при выполнении реконструкции.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

При выборе электротехнического оборудования собственных нужд «Бурейской» ГЭС, а также при их реконструкции необходимо отдельное внимание уделить климатической характеристике местности где оно будет эксплуатироваться. Температура, при которой будет эксплуатироваться оборудование влияет на климатическое исполнение оборудования, особое значение имеет низшая, высшая и среднегодовая температура, например, ограничители перенапряжений, измерительные трансформаторы имеют определенное климатическое исполнение и соответственно должны выбираться в соответствии с этими данными. Относительная влажность и высота над уровнем моря так же влияют на выбор оборудования, т.к. эти характеристики указываются в паспорте на различные коммутационные аппараты и другие устройства.

«Бурейская» ГЭС расположена в южной части Амурской области, В формировании рельефа района принимают участие отроги хребтов Гурана и Бурейского, а также часть Зейско-Бурейской равнины, отроги хребтов представляют собой невысокие куполообразные вершины, не превышающие тысячи метров над уровнем моря.

В таблице 1 приводятся статистические данные которые понадобятся в дальнейшем при выборе данного оборудования.

Таблица 1 – Климатические характеристика

Параметр	Значение
низшая температура воздуха, °С	- 45,4
среднегодовая температура воздуха, °С	+1,6
высшая температура воздуха, °С	+ 39,4
влажность относительная, %	80
высота над уровнем моря, м	314

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ГЭС И ЕЕ РОЛЬ В ЭЭС

2.1 Роль Бурейской ГЭС в ОЭС Востока

«Бурейская» ГЭС – крупнейшая гидроэлектростанция на Дальнем Востоке, входит в десятку наиболее мощных ГЭС России, годовая выработка электроэнергии составляет 7,1 млрд. кВт×час. Узловая станция энергосистемы Дальнего Востока, она расположена у поселка Талакан, в 200 километрах от столицы Приамурья, на реке Бурей, крупнейшем притоке Амура.

Роль «Бурейской» ГЭС в электроэнергетике дальнего востока имеет очень важное значение т.к. за счет ее работы производится регулирования частоты и активной ОЭС Востока, значительное количество энергии передаётся в хабаровский край и в КНР, создает избыток мощности.

2.2 Технологический процесс выработки электроэнергии ГЭС

Работа гидроэлектростанции основана на принципе передачи кинетической энергии падающей воды на лопасти, турбины которая в свою очередь приводит в действие генератор. Возведенные гидротехнические сооружения обеспечивают стабильный напор воды, который поступает на лопасти турбины. Напор приводит турбину в движение, в результате чего она вращает генераторы. Последние и вырабатывают электроэнергию, которую затем по линиям высоковольтных передач доставляют потребителю.

Основная сложность подобного сооружения – обеспечение постоянного напора воды, что достигается путем возведения плотины. Благодаря ей большой объем воды концентрируется в одном месте. В некоторых случаях используют естественный ток воды, а иногда плотину и деривацию (естественное течение) применяют совместно. В самом здании находится оборудование для ГЭС, основная задача которого заключается в преобразование механической энергии движения воды в электрическую. Эта задача возложена на генератор. Также используется и дополнительное оборудование для контроля работы станции, распределяющие устройства и трансформаторные станции.

На Бурейской ГЭС используется железобетонная гравитационная

плотина, устойчивость и прочность которой обеспечивается собственным весом с опорой на скальное ложе реки. В стационарной части плотины размещены 6 постоянных водоприёмников, а также 3 временных (к настоящему времени забетонированы) водоприёмника, использовавшиеся в период работы первых трёх гидроагрегатов станции на пониженных напорах. За профиль плотины выступают 6 стальных бетонированных водоводов внутренним диаметром 8,5 м каждый. Водоприёмники ГЭС оборудованы сороудерживающими решётками, ремонтными и аварийно-ремонтными затворами. Маневрирование аварийно-ремонтными затворами осуществляется индивидуальными гидроприводами, а решётки и ремонтные затворы обслуживаются козловым краном. Для работы на пониженных напорах использовались 3 временных водоприёмника с не извлекаемыми сороудерживающими решетками и аварийно-ремонтными затворами с гидроприводами.

2.3 Техническая структура Бурейской ГЭС

На рисунке 1 представлена техническая структура Бурейской ГЭС

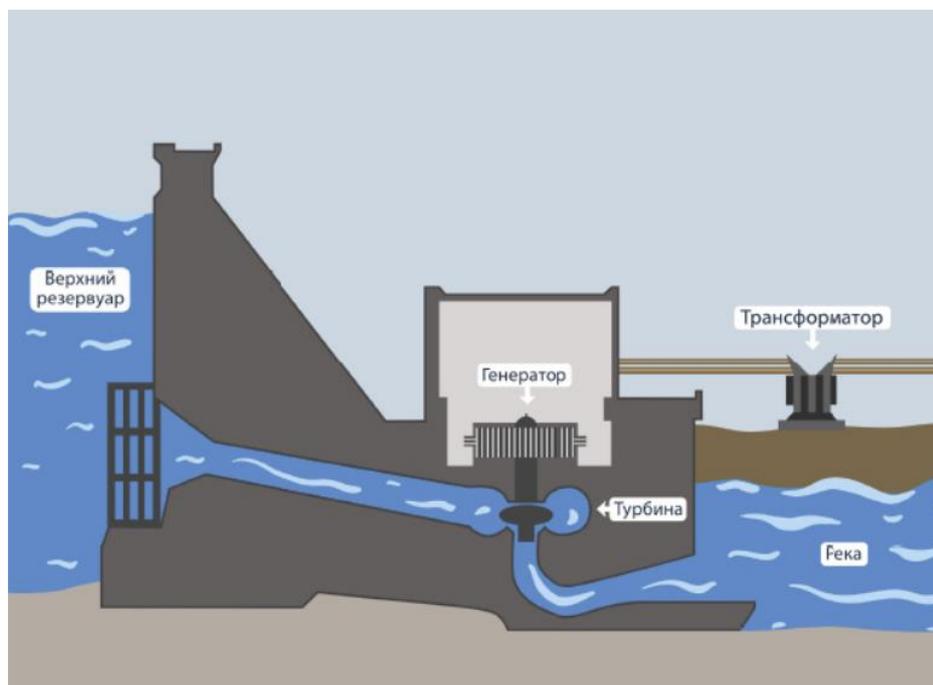


Рисунок 1 – Техническая структура Бурейской ГЭС

Основными элементами ГЭС в данном случае являются:

- верхний резервуар (водохранилище) предназначено для накопления значительного количества воды и создание практического постоянного напора в свою очередь обеспечивающего стабильную выработку электроэнергии гидрогенераторами.

- плотина перекрывает русло реки тем самым способствуя накоплению достаточного для работы гидрооборудования количества воды, и создания соответствующего ее напора

- гидротурбина предназначена для преобразования кинетической энергии, падающей с верхнего бьефа воды в кинетическую энергию вращательного движения вала турбины и установленного в паре с ней гидрогенератора

- гидрогенератор это основное электротехническое оборудования не ГЭС предназначенное для преобразования кинетической энергии вращательного движения вала в данном случае ротора в электрическую энергию заданных параметров

- силовое оборудование включая силовые повышающие трансформаторы и распределительные устройства предназначены для приема электрической энергии одного уровня напряжения от силового генератора и преобразования ее в электрическую энергию более высокого уровня напряжения с целью снижения потерь электроэнергии при передачи ее на дальние расстояния, распределительное устройство в свою очередь позволяет распределить электроэнергию по отходящим линиям электропередачи.

2.4 Собственные нужды и их роль в функционировании ГЭС

Потребители собственных нужд Бурейской ГЭС делятся на агрегатные и обще станционные, рассмотрим их подробно:

Агрегатные – к данной категории потребителей относятся маслonaсосные установки, системы управления охлаждением силовых блочных трансформаторов – эти устройства обеспечивают бесперебойную работы основного оборудования, без них эксплуатация электростанции невозможна.

По надежности питания данные потребители относятся к первой категории и питания должно осуществляться от двух независимых источников, перерыв в электроснабжении не должен превышать времени срабатывания АВР.

Общестанционные – все остальное вспомогательное оборудования, сюда относятся различные системы обогрева и вентиляции, грузоподъемные механизмы, компрессорные станции, осветительные устройства, системы управления оборудованием, и.т.д. Данные потребители по надежности питания относятся ко второй категории и питания должно осуществляться так же от двух независимых источников, перерыв в электроснабжении не должен превышать времени перевода на резервное питание оперативным персоналом обслуживающим данные электроустановки.

3 ХАРАКТЕРИСТИКА СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГЭС И ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД.

3.1 Анализ схемы распределительного устройства СН 6 кВ

В данном разделе рассмотрим схему электрических соединений электрооборудования собственных нужд 6 кВ Бурейской ГЭС, которая представлена на рисунке 2.

Как видно на рисунке собственные нужды 6 кВ представлены в виде двух основных распределительных устройств соответствующим номинальным напряжением, при этом первое РУ выполнено по схеме одна секция шин без секционирования выключателем, на данную секцию приходит два питания от трансформаторов собственных нужд 21Т и 22Т общее количество присоединений в данном случае составляет 30.

Вторая секция собственных нужд напряжением 6 кВ выполнена по аналогичной схеме как и первая но имеет два ввода от трансформаторов 22Т и 23Т, секционирование так же отсутствует, общее количество присоединений составляет в данном случае 27.

Третье распределительное устройство КРУ-3 выполнено по традиционной схеме две секции шин с секционным выключателем снабженным устройством АВР, на каждой секции имеется по 8 присоединений, при этом питание данное РУ получает от первого и второй секций основного РУ-6 кВ.

Т.к. в собственных нуждах Бурейской ГЭС отсутствуют электродвигатели напряжением 6 кВ, поэтому все присоединения указанных РУ питают соответствующие понижающие трансформаторы 6/0,4 кВ остальных распределительных устройств 0,4 кВ.

Оборудование, которое используется в распределительных устройствах 6 кВ:

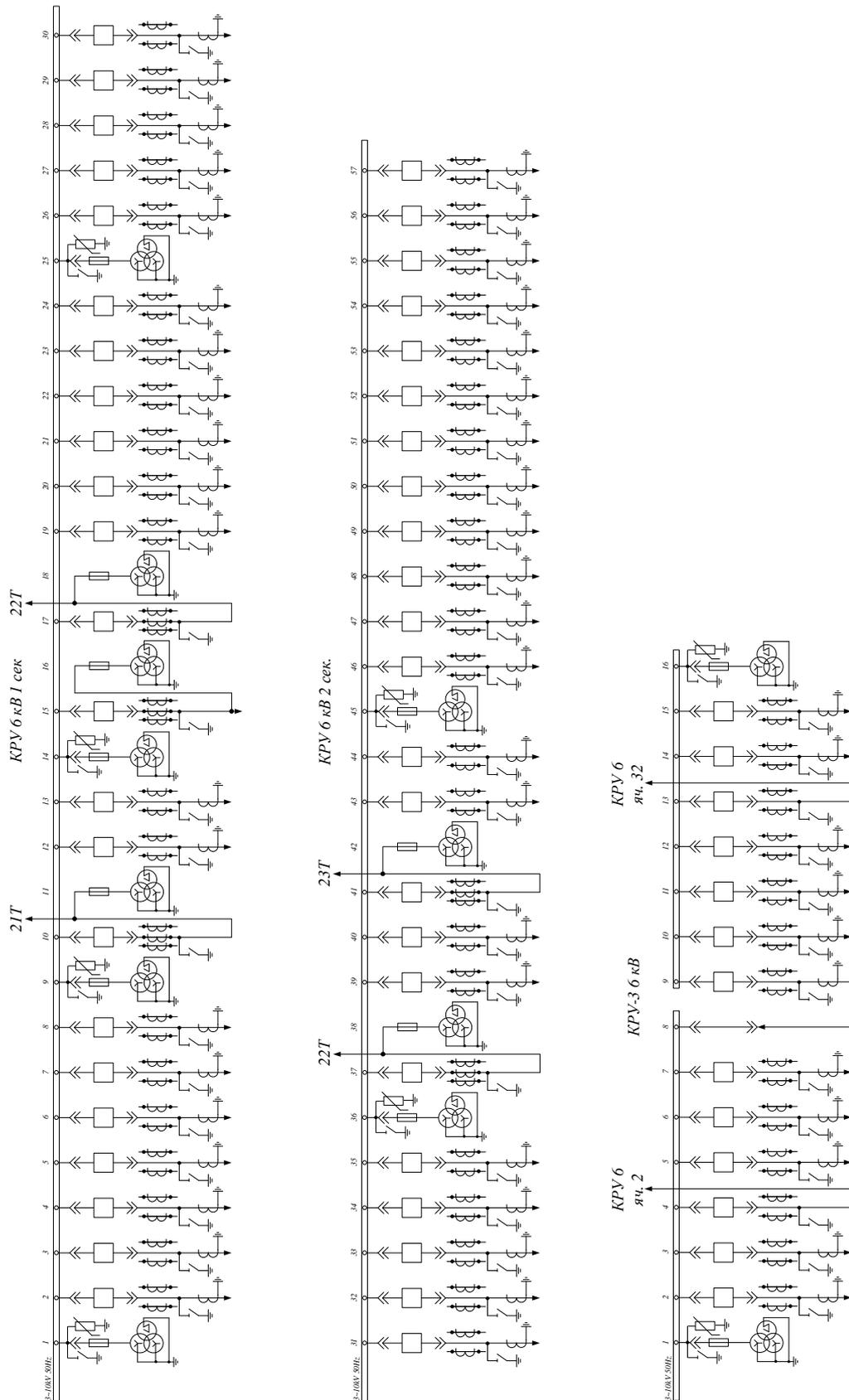


Рисунок 2 – Подробная однолинейная схема распределительных устройств собственных нужд 6 кВ Бурейской ГЭС

Высоковольтные выключатели типа ВВЭ-М-10 – вакуумные выключатели с электромагнитным приводом, устаревшего типа, расположенные на выкатных тележках КРУ, основным достоинством является вакуумная дугогасительная камера которая имеет значительный срок службы, недостатком данного типа устройств является значительные габариты выключателя по сравнению с современными аналогами.

Трансформаторы тока используются типа ТПЛК-6 – проходные с литой изоляцией предназначенные для работы в КРУ.

Трансформаторы напряжения типа НТМИ-6 – трехфазные с масляной изоляцией измерительные номинальным напряжением 6 кВ

3.2 Анализ схемы электроснабжения собственных нужд 0,4 кВ

Распределительные устройства 0,4 кВ Бурейской ГЭС все выполнены по типовой схеме с двумя секциями шин и секционным автоматическим выключателем снабженным устройством АВР. Общее количество таких распределительных устройств 0,4 кВ составляет 13 шт.

Принципиальная схема такого РУ 0,4кВ представлена на рисунке 3:

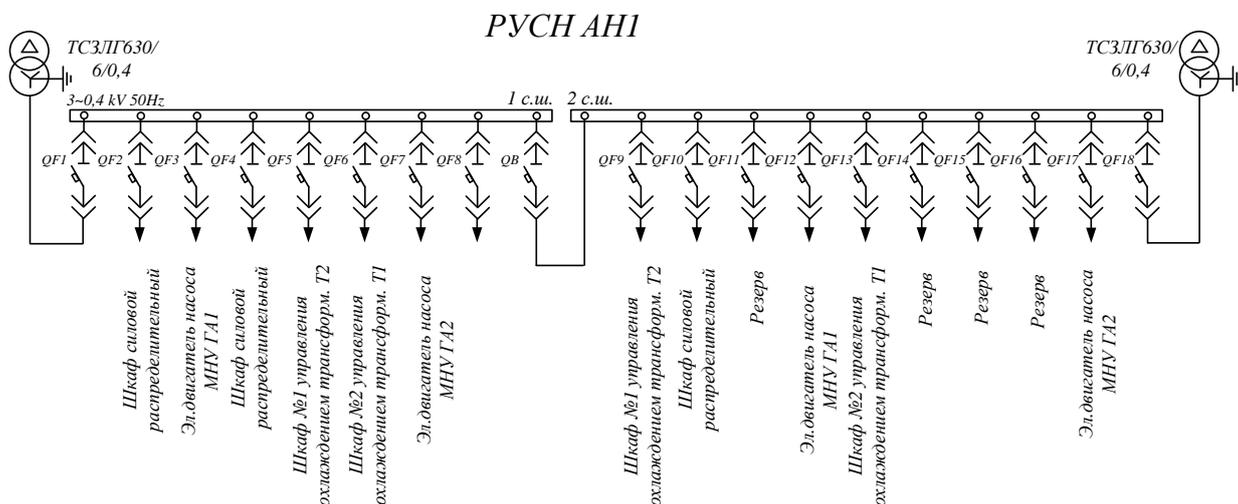


Рисунок 3 – Однолинейная принципиальная схема РУ 0,4 кВ собственных нужд Бурейской ГЭС

Как видно на схеме каждое РУ получает питание от двух силовых трансформаторов 6/0,4 кВ, при этом наличие устройства АВР в значительной степени увеличивает надежность электроснабжения всех подключенных от данного РУ потребителей. В роли коммутационных аппаратов применяются как стационарные автоматические выключатели в паре с рубильниками соответствующего номинального тока, так и автоматические выключатели выкатного типа для удобства обслуживания. Все распределительные устройства 0,4 кВ получают питание через понижающие трансформаторы от указанных ранее распределительных устройств 6 кВ, при этом номинальная мощность трансформаторов 6/0,4 кВ варьируется от 630 кВА до 1000 кВА, трансформаторы используются ТСЗЛГ с естественным воздушным охлаждением в защитном исполнении с литой эпоксидной изоляцией

3.3 Характеристика электроприемников собственных нужд.

Как указывалось, ранее все электроприемники собственных нужд Бурейской ГЭС в основном получают питание на напряжении 0,4 кВ, к ним относятся различные вентиляционные установки, компрессоры, распределительные щиты освещения, маслонасосные станции, насосы, котлы отопления, системы кондиционирования воздуха, АСУ ТП, щиты узлов связи и ПТК, отдельные осветительные установки, выпрямительные устройства, электрокалориферы, кран. Диапазон коэффициента мощности ($\cos \varphi$) составляет 0,5 - 1

По номинальному напряжению практически все электроустановки подключаются, но номинальное напряжение трёхфазного тока 0,4 кВ промышленной частоты 50 Гц.

По степени надежности все указанные потребители переменного тока относятся как к первой, так и ко второй группе, в соответствии с чем питание первой группы должно быть организовано от двух независимых источников питания, при этом так же должно иметься устройство автоматического ввода резерва при питании с разных секций РУ, перерыв в питании не должен быть больше времени автоматического перевода на резервный источник 0,5-0,7 сек.

4 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГЭС.

Рассмотренные ранее схемы основных распределительных устройств 6 кВ (первая и вторая секция) по своей сути имеют низкую степень надежности т.к. при появлении КЗ происходит полное отключение всей секции и всех присоединений, рекомендуется в данном случае изменить схему каждой секции и разделить ее дополнительно на полусекции с установкой дополнительных секционных выключателей, снабженных устройством АВР, таким образом будет увеличена живучесть схемы электроснабжения собственных нужд. Так же для повышения степени надежности предусматривается замена оборудования на более современное, т.к. в настоящее время предприятиями выпускается оборудование длительное время не требующее обслуживания, а некоторые электроустановки практически не требуют обслуживания на всем сроке эксплуатации, таким образом решается несколько задач в частности связанных с надежностью так и со стоимостью выполнения ремонтов оборудования (снижается эксплуатационная часть затрат на оборудование).

Распределительные устройства 0,4 кВ по схеме питания имеют высокую степень надежности, но тем не менее требуют обновления т.к. в противном случае неизбежны отказы из-за физического износа.

Дополнительным направлением в реконструкции собственных нужд как указывалось ранее предполагается перенос основных трансформаторов собственных нужд на более безопасные отметки для предотвращения затопления.

Принципиальная схема электроснабжения представлена на рисунке 4

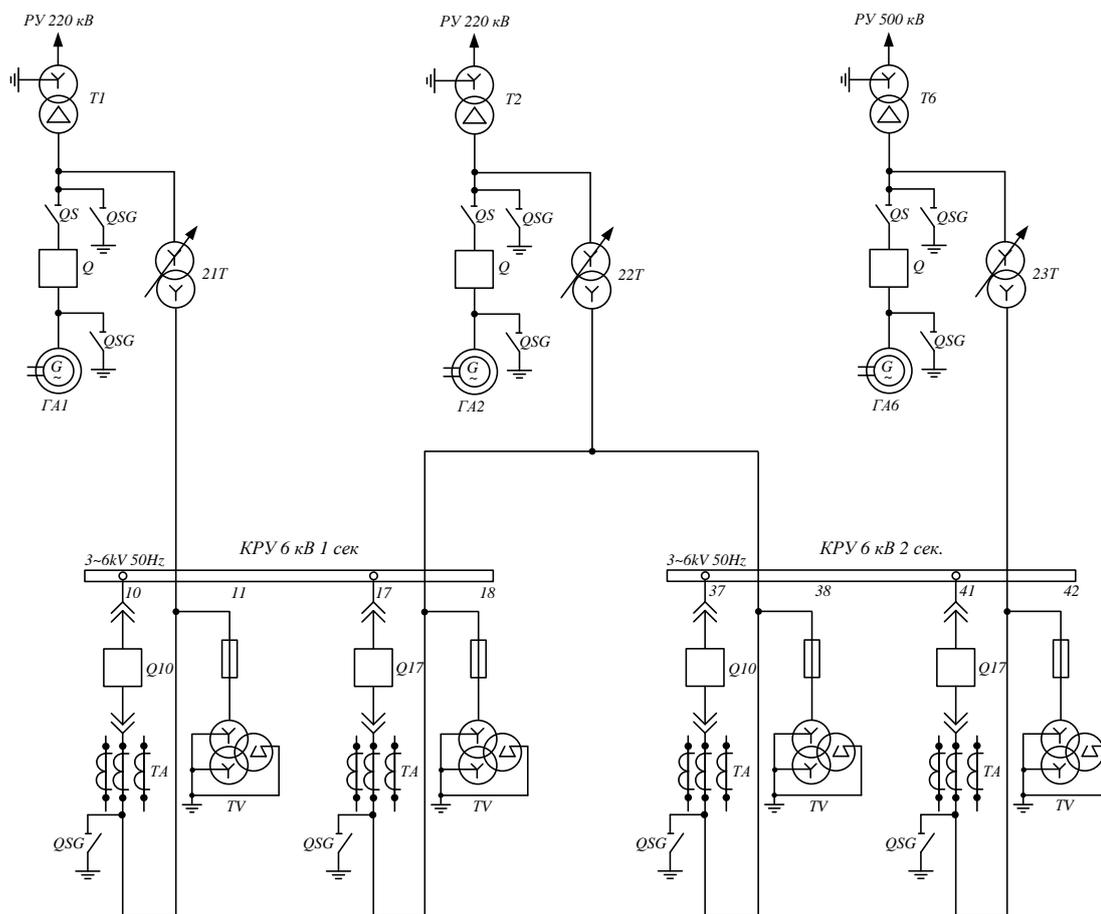


Рисунок 4 – Схема электроснабжения собственных нужд 6 кВ Бурейской ГЭС

Основное питание первой секции собственных нужд 6 кВ осуществляется от трансформатора 21 Т который в свою очередь получает питание от блока №1 в виде отпайки между генератором и блочным трансформатором, резервное питание на первую секцию приходит от трансформатора 22Т который получает питание от блока №2 так же, как и в первом случае. Вторая секция получает основное питание от блока №6 через трансформатор 23Т, резервное питание при необходимости поступает, как и в случае первой секции от трансформатора 22Т.

Анализ показывает, что схемная надежность питания собственных нужд находится на очень высоком уровне, однако имеются проблемы с физическим износом всего электротехнического оборудования 6 и 0,4 кВ, требуется его замена на более современное, так же требуется перенос КРУ 6 кВ 1, 2 сек. а также секций АН1, 2, 3 на незатопляемую отметку.

5 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Расчет электрических нагрузок проводится для определения фактических значений полной мощности и ее составляющих во всех распределительных устройствах, с целью дальнейшей проверки установленного оборудования по коэффициенту загрузки, а также для последующего выбора необходимого оборудования.

При расчете нагрузки применяется метод коэффициента использования механизма, при этом определяется групповой коэффициент использования и эффективное число электроприемников, предварительно определяем групповой коэффициент использования [3]:

$$k_{изр} = \frac{\sum k_{ui} \times P_{номi}}{\sum P_{номi}} \quad (1)$$

где k_{ui} - коэффициент механизма или установки.

$P_{номi}$ - номинальная активная мощность каждого потребителя согласно справочным или паспортным данным (кВт).

Далее определяется эффективное количество электроприемников подключенное к шинам данного РУ по следующей формуле [3]:

$$N_э = \frac{(\sum n_i \times P_{номi})^2}{\sum n_i \times P_{номi}^2} \quad (2)$$

где n_i - количество электроприемников в группе.

На следующем этапе определяется средняя мощность рассматриваемых групп электроприемников подключенных к шинам РУ, с указанием коэффициента использования по с указанной формуле:

$$P_{ср} = \sum k_{ui} \times P_{номi} \quad (3)$$

Используя справочные данные определяем коэффициент расчетной нагрузки, который зависит от группового коэффициента использования и эффективного числа электроприемников. Принимаем для нашего варианта по заданным кривым k_p , далее на основании полученного значения определяется расчетная активная мощность группы электроприемников с использованием следующей формулы [1]:

$$P_p = P_{cp} \cdot k_p \quad (4)$$

Далее определяем значение средней реактивной мощности на шинах РУ:

$$Q_{cp} = \sum k_{ui} \times P_{номi} \times tg\varphi_i \quad (5)$$

Расчетная реактивная мощности при эффективном числе электроприемников менее 10 равна средней реактивной мощности, умноженной на соответствующий коэффициент:

$$Q_p = 1,1 \times Q_{cp} \quad (6)$$

Расчетная реактивная мощности при эффективном числе электроприемников более 10 равна средней реактивной мощности:

$$Q_p = Q_{cp} \quad (7)$$

Определение расчетной мощности нагрузки освещения выполняем через нормированную удельную мощность, приходящуюся на единицу площади освещаемого помещения или периметра по следующей формуле:

$$P_{po} = P_{уд} \cdot S_{ном} \quad (8)$$

где $P_{уд}$ - мощность осветительных приборов приходящаяся на единицу площади производственного помещения (кВт/м²)

$S_{ном}$ - площадь производственного помещения (м²)

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки осветительных приборов через коэффициент мощности:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg} \varphi_l \quad (9)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_l$ - коэффициент реактивной мощности для ламп определенного типа.

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки от отопительных приборов согласно паспортным данным этого оборудования:

$$P_{потоп} = P_{пасп} \quad (10)$$

По приведенным выше параметрам находим расчетную активную мощность нагрузки на шинах РУ от всех категорий нагрузки:

$$P_{p\Sigma} = P_p + P_{po} + P_{потоп} \quad (11)$$

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки:

$$Q_{p\Sigma} = Q_p + Q_{po} \quad (12)$$

Окончательно определяется полная расчетная мощность нагрузки на шинах РУ по следующей формуле:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} \quad (13)$$

Перед определением расчетных мощностей нагрузки необходимо знать технические характеристики электроприемников, для этого в таблицах 2-14 представлена вся необходимая для расчетов информация по всем рассматриваемым распределительным устройствам.

Таблица 2 – Данные по электрической нагрузке 0,4 кВ РУ АН1

№	Наименование	Кол-во	Рном (кВт)	Ки	Cos φ
1 секция					
1	Шкаф силовой распределительный (осв.)	1	8	0,9	0,82
2	Шкаф силовой распределительный (обогрев)	1	60	0,9	1
3	Шкаф силовой распределительный (вент.)	1	40	0,7	0,8
4	Эл. двигатель насоса МНУ ГА1	1	55	0,7	0,8
5	Шкаф силовой распределительный (вент.)	1	112	0,7	0,8
6	Шкаф №1 управления охлаждением трансформ. Т2	1	35	0,7	0,8
7	Шкаф №2 управления охлаждением трансформ. Т2	1	35	0,7	0,8
8	Эл. двигатель насоса МНУ ГА2		55	0,7	0,8
2 секция					
1	Шкаф силовой распределительный (осв.)	1	14	0,9	0,82
2	Шкаф силовой распределительный (отопл.)	1	90	0,9	1
3	Шкаф силовой распределительный (вент.)	1	35	0,7	0,8
4	Эл. двигатель насоса МНУ ГА1	1	55	0,7	0,8
5	Шкаф №2 управления охлаждением трансформ. Т1	1	35	0,7	0,8
6	Шкаф №1 управления охлаждением трансформ. Т1	1	35	0,7	0,8
7	Эл. двигатель насоса МНУ ГА2	1	55	0,7	0,8

Таблица 3 – Данные по электрической нагрузке 0,4 кВ РУ АН2

№	Наименование	Кол-во	Рном (кВт)	Ки	Cos φ
1 секция					
1	Эл. двигатель насоса МНУ ГА3	1	55	0,7	0,8
2	Шкаф силовой распределительный (осв.)	1	19	0,9	0,82
3	Шкаф силовой распределительный (отопл.)	1	90	0,9	1
4	Шкаф силовой распределительный (вент.)	1	32	0,7	0,8
5	Эл. двигатель насоса МНУ ГА4	1	55	0,7	0,8
6	Шкаф №1 управления охлаждением трансформатора	1	63	0,7	0,8
7	Шкаф №2 управления охлаждением трансформатора	1	63	0,7	0,8
2 секция					
1	Шкаф силовой распределительный (осв.)	1	19	0,9	0,82
2	Шкаф силовой распределительный (обогрев)	1	90	0,9	1
3	Шкаф силовой распределительный (вент.)	1	32	0,7	0,8
4	Шкаф №2 управления охлаждением трансформатора	1	63	0,7	0,8
5	Шкаф №1 управления охлаждением трансформатора	1	63	0,7	0,8
6	Эл. двигатель насоса МНУ ГА3	1	55	0,7	0,8
7	Эл. двигатель насоса МНУ ГА4	1	55	0,7	0,8

Таблица 4 – Данные по электрической нагрузке 0,4 кВ РУ АНЗ

№	Наименование	Кол-во	Рном (кВт)	Ки	Cos φ
1 секция					
1	Эл. двигатель насоса МНУ ГА5	1	55	0,7	0,8
2	Шкаф силовой распределительный (осв.)	1	19	0,9	0,82
3	Шкаф силовой распределительный (отопл.)	1	90	0,9	1
4	Шкаф силовой распределительный (вент.)	1	32	0,7	0,8
5	Эл. двигатель насоса МНУ ГА6	1	55	0,7	0,8
6	Шкаф №1 управления охлаждением трансформатора	1	63	0,7	0,8
7	Шкаф №2 управления охлаждением трансформатора	1	63	0,7	0,8
2 секция					
1	Эл. двигатель насоса МНУ ГА6	1	55	0,7	0,8
2	Шкаф силовой распределительный (осв.)	1	19	0,9	0,82
3	Шкаф силовой распределительный (обогрев)	1	90	0,9	1
4	Шкаф силовой распределительный (вент.)	1	32	0,7	0,8
5	Шкаф №1 управления охлаждением трансформатора	1	63	0,7	0,8
6	Шкаф №2 управления охлаждением трансформатора	1	63	0,7	0,8
7	Эл. двигатель насоса МНУ ГА6	1	55	0,7	0,8

Таблица 5 – Данные по электрической нагрузке 0,4 кВ РУСН-3

№	Наименование	Кол-во	Рном (кВт)	Ки	Cos φ
1 секция					
1	Шкаф силовой распределительный (насосы)	1	55	0,7	0,8
2	Шкаф силовой распределительный (осв.)	1	30	0,9	0,82
3	Компрессор высокого давления	1	75	0,65	0,8
4	Компрессор высокого давления	1	160	0,65	0,8
5	Шкаф управления вентиляцией	4	63	0,7	0,8
6	Шкаф силовой распределительный (обогрев)	3	63	0,9	1
2 секция					
1	Щит аварийного освещения	1	63	0,9	1
2	Шкаф силовой распределительный (отопл.)	1	50	0,9	1
3	Компрессор высокого давления	2	75	0,65	0,8
4	Компрессор высокого давления	2	160	0,65	0,8
5	Шкаф силовой распределительный (вент.)	2	63	0,7	0,8
6	Щит узла связи ПТК	1	16	0,8	0,9
7	Шкаф силовой распределительный (обогрев)	2	63	0,9	1
8	Щит АВР АСУ ТП	1	16	0,8	0,9
9	Щит кондиционеров	1	63	0,7	0,8
10	Котел отопления ПТК	1	105	0,8	1

Таблица 6 – Данные по электрической нагрузке 0,4 кВ РУСН-4

№	Наименование	Кол-во	Рном (кВт)	Ки	Cos φ
1 секция					
1	Электрокалориферы	3	21.5	0,8	0,9
2	Шкаф силовой распределительный (осв.)	1	30	0,9	0,82
3	Эл. котел горячего водоснабжения	1	105	0,9	1
4	Эл. котел отопления	2	105	0,8	1
5	Шкаф силовой распределительный (отопл.)	1	180	0,9	1
6	Щит АВР АСУ ТП	1	16	0,8	0,9
7	Вводной щит узла связи ПТК	1	16	0,8	0,9
8	Главный распределительный щит	1	200	0,8	0,85
2 секция					
1	Шкаф управления вентиляцией	3	120	0,7	0,8
2	Эл. котел горячего водоснабжения	1	105	0,9	1
3	Шкаф уличного освещения	1	45	0,9	0,82
4	Эл. котел отопления	2	105	0,8	1
5	Шкаф силовой распределительный (насосы)	1	200	0,7	0,8
6	Шкаф силовой распределительный (вент.)	1	25	0,8	0,85
7	Шкаф силовой распределительный (осв.)	1	16	0,9	0,82
8	Главный распределительный щит	1	200	0,8	0,85
9	Шкаф силовой распределительный (вент.)	1	80	0,8	0,85
10	Шкаф силовой распределительный (осв.)	1	45	0,9	0,82

Таблица 7 – Данные по электрической нагрузке 0,4 кВ РУСН-5

№	Наименование	Кол-во	Рном (кВт)	Ки	Cos φ
1 секция					
1	Устройство выпрямительное	1	70	0,9	0,85
2	Инвертор АСУ ТП	1	25	0,9	0,75
3	Насос полной откачки проточной части турбины	1	250	0,7	0,8
4	Электрокалориферы	3	52,5	0,8	0,9
5	Шкаф силовой распределительный (обогрев)	2	72	0,9	1
6	Шкаф силовой распределительный (насосы)	1	182	0,7	0,8
7	Шкаф уличного освещения	1	16	1	0,82
8	Шкаф силовой распределительный (насосы)	1	130	0,7	0,8
2 секция					
1	Шкаф силовой распределительный (осв.)	3	60	0,9	0,82
2	Насос полной откачки проточной части турбины	2	250	0,7	0,8
3	Шкаф силовой распределительный (сварка)	1	25	0,3	0,35
4	Устройство выпрямительное	1	70	0,9	0,85
5	Шкаф силовой распределительный (сварка)	1	25	0,3	0,35
6	Инвертор АСУ ТП	1	25	0,9	0,75

Таблица 8 – Данные по электрической нагрузке 0,4 кВ РУСН-6

№	Наименование	Кол-во	Рном (кВт)	Ки	Cos φ
1 секция					
1	Шкаф силовой распределительный (насосы)	3	75	0,7	0,8
2	Питание троллеев машинного зала	1	300	0,05	0,5
3	Шкаф силовой распределительный (отопл.)	1	125	0,9	1
4	Электродвигатель насоса пожаротушения	1	250	0,7	0,8
5	Электрокалориферы	3	52,5	0,8	0,9
6	Электродвигатель насоса откачки дренажа	1	132	0,7	0,8
2 секция					
1	Электродвигатель насоса пожаротушения	1	250	0,7	0,8
2	Электрокалориферы	3	52,5	0,8	0,9
3	Электродвигатель насоса откачки дренажа	1	132	0,7	0,8
4	Шкаф силовой распределительный (осв.)	3	75	0,9	0,82
5	Шкаф силовой распределительный (отопл.)	1	125	0,9	1
6	Шкаф силовой распределительный (насосы)	2	175	0,7	0,8
7	Устройство выпрямительное	1	70	0,9	0,85

Таблица 9 – Данные по электрической нагрузке 0,4 кВ РУСН-7

№	Наименование	Кол-во	Рном (кВт)	Ки	Cos φ
1 секция					
1	Шкаф АВР пром. TV	1	16	0,9	0,85
2	Электрокалориферы	3	52,5	0,8	0,9
3	Шкаф силовой распределительный (вент.)	2	80	0,7	0,8
4	Компрессор высокого давления	1	75	0,65	0,8
5	Компрессор высокого давления	1	160	0,65	0,8
6	Шкаф аварийного освещения	1	63	0,9	1
7	Шкаф силовой распределительный (отопление гидроприводов водоприемников)	1	100	0,9	1
8	Электродвигатель насоса пожаротушения	1	200	0,7	0,8
2 секция					
1	Электрокалориферы	3	52,5	0,8	0,9
2	Шкаф силовой распределительный (обогрев)	2	100	0,9	1
3	Шкаф АВР пром. TV	1	16	0,9	0,85
4	Шкаф рабочего освещения	1	160	0,9	0,82
5	Шкаф силовой распределительный (вент.)	2	75	0,7	0,8

Таблица 10 – Данные по электрической нагрузке 0,4 кВ РУСН-8

№	Наименование	Кол-во	Рном (кВт)	Ки	Cos φ
1	2	3	4	5	6
1 секция					
1	Эл. двигатель насоса №1 питьевого водоснабжения	3	75	0,7	0,8

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6
2	Шкаф силовой распределительный	2	75	0,9	0,8
3	Шкаф аварийного освещения	1	63	0,9	1
4	Питание собственных нужд ДГУ-1	1	25	0,7	0,8
5	Рубильник крана правого берега	1	300	0,05	0,5
2 секция					
1	Шкаф силовой распределительный (осв.)	8	55	0,9	0,82
2	Шкаф наружного освещения	1	16	0,9	0,82
3	Рабочее освещения	2	32	0,9	0,82
4	Шкаф силовой распределительный (ВОХР)	1	16	0,9	0,82
5	Шкаф силовой распределительный (обогрев затворов)	1	120	0,9	1

Таблица 11 – Данные по электрической нагрузке 0,4 кВ РУСН-9

№	Наименование	Кол-во	Рном (кВт)	Ки	Cos φ
1 секция					
1	Шкаф силовой распределительный (отопл.)	4	75	0,9	1
2	Рабочее освещение	2	32	0,9	0,82
2 секция					
1	Шкаф силовой распределительный (осв.)	10	50	0,9	0,82
2	Аварийное освещение	1	30	0,9	1
3	Резервное питание СН ДГУ-1	1	25	0,7	0,8
4	Кран козловой	1	200	0,05	0,5

Таблица 12 – Данные по электрической нагрузке 0,4 кВ РУСН-10

№	Наименование	Кол-во	Рном (кВт)	Ки	Cos φ
1 секция					
1	Щитовая насосной	1	16	0,7	0,8
2	Шкаф управления насосами откачки дренажных вод	2	70	0,7	0,8
3	Шкаф силовой распределительный (насосы)	2	75	0,7	0,8
4	Шкаф аварийного освещения	1	16	0,9	1
5	Электродвигатель насоса пожаротушения	1	200	0,7	0,8
2 секция					
1	Шкаф рабочего освещения	1	30	0,9	0,82
2	Щит освещения АСУ КИА	1	16		
3	Шкаф силовой распределительный (вент.)	1	55	0,7	0,8
4	Шкаф управления насосами откачки дренажных вод	2	70	0,7	0,8

Таблица 13 – Данные по электрической нагрузке 0,4 кВ РУСН-11

№	Наименование	Кол-во	Рном (кВт)	Ки	Cos φ
1 секция					
1	Шкаф силовой распределительный	4	100	0,9	0,82
2	Электродвигатель насоса пожаротушения	1	250	0,7	0,8
3	Насосная откачки дренажных вод (резервное питание)	2	70	0,7	0,8
2 секция					
1	Шкаф силовой распределительный (обогрев.)	4	150	0,9	1
2	Насосная откачки дренажных вод (резервное питание)	2	70	0,7	0,8
3	Электродвигатель насоса пожаротушения	1	250	0,7	0,8

Таблица 14 – Данные по электрической нагрузке 0,4 кВ РУСН-14

№	Наименование	Кол-во	Рном (кВт)	Ки	Cos φ
1 секция					
1	Шкаф силовой распределительный (вент.)	2	75	0,7	0,8
2	Шкаф АВР АСУ КИА	1	16	0,9	0,75
3	Дегазационная установка УВДМ-6М	1	75	0,7	0,8
2 секция					
1	АСУ КИА	1	16	0,9	0,75
2	Шкаф силовой распределительный (обогрев.)	3	125	0,9	1

Далее на основании представленных в таблицах данных проводим расчет мощности нагрузки для каждого распределительного устройства в отдельности, для примера проведем данный расчет для РУ АН1:

Групповой коэффициент использования:

$$k_{иср} = \frac{516,4}{664,0} = 0,78$$

Эффективное число электроприемников:

$$N_э = \frac{216019}{41304} = 5 \text{ (шт.)}$$

Средняя активная мощность:

$$P_{cp} = 516,4 \text{ (кВт)}$$

Расчетная активная мощность определяется через расчетный коэффициент k_p зависящий от $k_{изр}$ и N_s , определяется по [3].

$$P_p = 516,4 \cdot 1 = 1934,5 \text{ (кВт)}$$

Средняя реактивная мощность:

$$Q_{cp} = 273,66 \text{ (квар)}$$

Расчетная реактивная мощность:

$$Q_p = 273,66 \cdot 1,1 = 310,2 \text{ (квар)}$$

Полная расчетная мощность:

$$S_p = \sqrt{516,4^2 + 310,2^2} = 597,73 \text{ (кВА)}$$

Подробный расчет нагрузки данного РУ и остальных представлен в приложении А.

Результаты расчета нагрузок всех РУ 0,4 кВ сведен в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчетные данные по нагрузкам

Наименование РУ	$k_{изр}$	N_s	k_p	P_p (кВт)	Q_p (квар)	S_p (кВА)
АН1	0,78	1,00	1,00	516,40	301,02	597,73
АН2	0,79	1,00	1,00	593,20	338,72	683,09
АН3	0,79	1,00	1,00	593,20	338,72	683,09
РУСН-3	0,76	1,92	1,00	1373,05	701,17	1541,72
РУСН-4	0,82	1,52	1,00	1808,64	783,49	1971,05
РУСН-5	0,78	1,62	1,00	1395,40	1004,63	1719,43
РУСН-6	0,70	1,41	1,00	1742,30	1151,81	2088,61
РУСН-7	0,81	1,45	1,00	1313,55	697,28	1487,15
РУСН-8	0,75	2,32	1,00	1059,00	708,25	1274,01
РУСН-9	0,82	4,23	1,00	921,50	466,53	1032,87
РУСН-10	0,72	1,41	1,00	551,10	441,83	706,35
РУСН-11	0,87	2,49	1,00	1546,00	757,57	1721,64
РУСН-14	0,89	2,63	1,00	561,30	157,88	583,08
Сумма				13974,64	7848,9	16089,82

Таким образом в данном разделе проведен расчет нагрузок на шинах 0,4 кВ всех распределительных устройств Бурейской ГЭС, далее проводим расчет

и выбор трансформаторов собственных нужд для питания указанных ранее РУ.

Далее проводим проверку силовых трансформаторов по коэффициенту загрузки, формула для его расчёта выглядит следующим образом [3]:

$$K_з = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_P^2}}{S_{ном} \cdot N} \quad (14)$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора.

N – количество трансформаторов.

Коэффициент загрузки для послеаварийного режима работы рассчитывается как:

$$K_{зн} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_P^2}}{S_{ном}} \quad (15)$$

Значение данного параметра должно удовлетворять условию: для двух трансформаторного РУ (как в нашем случае) $K_з \leq 0,7$, в послеаварийном режиме $K_{зн} \leq 1,4$

Проводим расчёт на примере РУ АН1

$$K_{зн} = \frac{\sqrt{516,4^2 + 301,02^2}}{630 \cdot 2} = 0,47$$

Коэффициент загрузки имеет значение не выше нормативного, следовательно, замена трансформаторов не требуется, далее проводим аналогичный расчет для остальных РУ, результаты сводим в таблицу 16:

Таблица 16 – Расчет коэффициентов загрузки КТП

Наименование РУ	N	$S_{ном}$ (кВА)	$K_з$	$K_{зн}$
1	2	3	4	5
АН1	2	630	0,47	0,94
АН2	2	630	0,54	1,08
АН3	2	630	0,54	1,08
РУСН-3	2	1000	0,77	1,54
РУСН-4	2	1000	0,99	1,97

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5
РУСН-5	2	1000	0,86	1,72
РУСН-6	2	1000	1,04	2,09
РУСН-7	2	1000	0,74	1,49
РУСН-8	2	1000	0,64	1,27
РУСН-9	2	1000	0,52	1,03
РУСН-10	2	1000	0,35	0,71
РУСН-11	2	1000	0,86	1,72
РУСН-14	2	1000	0,29	0,58

Таким образом расчет показывает, что на распределительных устройствах: РУСН - 3, 4, 5, 6, 7, 11 значение коэффициента загрузки как в нормальном, так и в послеаварийном режиме превышает нормативное значение 0,7 и 1,4 соответственно, следовательно, требуется их замена на более мощные.

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ДЛЯ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД 6/0,4 КВ

Ранее было указано что на Бурейской ГЭС требуется модернизация системы электроснабжения собственных нужд, следовательно, данном разделе будет выполняться расчет требуемой мощности и выбор трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ на тех РУ где превышено коэффициент загрузки выше нормативного значения. Предпочтение при выборе нового типа трансформатора будем отдавать имеющим современный тип изоляции – литую.

При определении требуемой мощности силового трансформатора используем метод нормативного коэффициента загрузки.

Рассмотрим подробно алгоритм выбора трансформатора: для определения требуемой мощности воспользуемся следующей формулой [2]:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_T \cdot k} \quad (16)$$

где P_p, Q_p - определенная в предыдущем разделе расчётная активная и реактивная расчетная мощность нагрузки определенной группы потребителей рассчитанная в предыдущем разделе;

n_T - количество трансформаторов согласно категории надежности электроснабжения;

k - коэффициент загрузки трансформаторов (для второй и первой категории 0,7, для двух трансформаторного РУ).

Далее по полученному значению принимаем номинальную мощность равную или более из стандартного ряда мощностей [2]:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{треб}} \quad (17)$$

Проводится повторный расчет коэффициента загрузки с новым значением номинальной мощности.

Определяем требуемую мощность трансформатора на примере РУСН-3:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{1373,05^2 + 701,17^2}}{2 \cdot 0,7} = 1101,23 \text{ (кВА)}$$

По расчетным данным выбираем трансформатор типа ТСЗ-1600/6/0,4 – трехфазный сухой с литой изоляцией номинальной мощностью 1250 кВА и номинальным напряжением 6/0,4 кВ.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме работы для нового типа трансформатора:

$$K_3 = \frac{\sqrt{1373,05^2 + 701,17^2}}{1600 \cdot 2} = 0,62$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме работы для нового типа трансформатора:

$$K_{\text{зн}} = \frac{\sqrt{1373,05^2 + 701,17^2}}{1600} = 1,24$$

Оба коэффициента имеют приемлемое значение не превышающее нормативного, следовательно, расчет окончен, аналогично проводим расчет для остальных РУ, результаты сводим в таблицу 17.

Таблица 17 – Расчетные данные выбору трансформаторов 6/0,4 кВ

РУСН	P_p (кВт)	Q_p (квар)	n_T	$S_{\text{треб}}$ (кВА)	$S_{\text{ном}}$ (кВА)	Маркировка
РУСН-3	1373,05	701,17	2	1101,23	1250	ТСЗ-1250/6/0,4
РУСН-4	1808,64	783,49	2	1407,89	1600	ТСЗ-1600/6/0,4
РУСН-5	1395,4	1004,63	2	1228,16	1250	ТСЗ-1250/6/0,4
РУСН-6	1742,3	1151,81	2	1491,86	1600	ТСЗ-1250/6/0,4
РУСН-7	1313,55	697,28	2	1062,25	1250	ТСЗ-1250/6/0,4
РУСН-11	1546,00	757,57	2	1229,74	1250	ТСЗ-1250/6/0,4

Далее при расчётах потерь мощности в трансформаторах СН нам понадобятся технические характеристики, которые приведены в таблице 18 (характеристики указаны как новых трансформаторов типа ТСЗ, так и установленных в настоящее время ТСЗЛГ):

Таблица 18 – Технические характеристики трансформаторов 6/0,4 кВ

Параметр	ТСЗ-1600/6/0,4	ТСЗ-1250/6/0,4	ТСЗЛГ-1000/6/0,4	ТСЗЛГ-630/6/0,4
U _{ном} (В)	6000/400	6000/400	6000/400	6000/400
S _{ном} (кВА)	1600	1250	1000	630
P _{хх} (кВт)	3,3	2,8	2,4	1,8
P _{кз} (кВт)	18,0	13,0	12,0	7,3
I _{хх} (%)	0,9	0,9	1,0	1,2
и _к (%)	6,3	6,2	6,0	5,4

7 РЕКОНСТРУКЦИЯ СХЕМЫ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

7.1 Реконструкция схемы низковольтного электроснабжения

Системы электроснабжения промышленных предприятий должны обеспечивать следующее [6]:

- 1) экономичность;
- 2) надежность электроснабжения;
- 3) безопасность и удобство эксплуатации;
- 4) качество электрической энергии;
- 5) гибкость системы (возможность дальнейшего развития),
- 6) максимальное приближение источников питания к

электроустановкам потребителей.

Выбор системы электроснабжения промышленного объекта должен осуществляться на основе технико-экономического сравнения нескольких вариантов. При создании системы электроснабжения необходимо учитывать категорию приемников электроэнергии. При определении категории следует руководствоваться требованиями ПУЭ. При этом надо избегать необоснованного отнесения электроприемников к более высокой категории. Электроприемники и отделения цехов разной категории рассматриваются как объекты с разными условиями резервирования.

Надежность электроснабжения потребителя обеспечивается требуемой степенью резервирования. Электроприемники первой и второй категорий должны иметь резервные источники питания. Резервирование необходимо для продолжения работы основного производства в послеаварийном режиме. Питание электроприемников третьей категории не требует резервирования.

В соответствии с ПУЭ для электроприемников первой категории должны предусматриваться два независимых взаимно резервируемых источника питания.

В ряде электроприемников первой категории необходимо выявлять наиболее ответственные (особая группа приемников). Для них предусматривается третий независимый источник питания. В качестве третьего источника питания для особой группы и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников первой категории могут быть использованы собственные электростанции или электростанции энергосистемы (в частности, шины генераторного напряжения), агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т. п. Назначение третьего независимого источника питания — обеспечение безаварийного останова производства. Завышение мощности третьего источника в целях использования его для продолжения работы производства при отключении двух основных независимых источников питания может быть допущено только при выполнении в проекте технико-экономического обоснования.

Ко второй категории следует относить только такое технологическое оборудование, без которого невозможно продолжение работы основного производства на время послеаварийного режима.

Для правильного решения вопросов надежности необходимо различать аварийный и послеаварийный режимы работы. Систему электроснабжения следует строить таким образом, чтобы она в послеаварийном режиме обеспечивала функционирование после необходимых переключений. Мощности независимых источников питания в послеаварийном режиме определяются по степени резервирования системы. При этом используются все дополнительные источники и возможности резервирования.

Существующая система электроснабжения на Бурейской ГЭС имеет очень высокие показатели надежности и эксплуатационных качеств включая небольшие затраты на обслуживание и ремонт, простоту обслуживания, основным недостатком при этом остается физический износ оборудования, следовательно, принимаем решение не менять схему, а проводить замену

оборудования на более современное с последующими необходимыми проверками.

7.2 Выбор марки и сечения проводников 0,4 кВ

В данном разделе проводим расчет сечения проводников и выбор типа кабеля для питания потребителей собственных нужд 0,4 кВ «Бурейской» ГЭС. Как указывалось, ранее принято решение о замене устаревших типов проводников те кабельных линий электропередачи в частности номинальным напряжением 0,4 кВ на более современные.

Сечения кабельных линий электропередачи и марка выбираются по условиям нагрева токами нагрузки с последующей проверкой:

- по термической стойкости от воздействия токов короткого замыкания;

При выборе проводника используем метод расчета длительно допустимого тока и сравнение его с расчётным значением.

Для выбора сечений линий КЛ 0,4 кВ определяется расчетный ток и выбирается стандартное сечение, соответствующее ближайшему большему значению по длительно-допустимому току.

Выбор по длительно допустимому току сводится к сравнению расчетного тока с длительно допустимым [4]:

$$I_p \leq I_{\text{дд}} \quad (18)$$

где I_p – расчетный ток в сечении;

$I_{\text{дд}}$ – длительно допустимый ток для определенного типа проводника

Длительно допустимый ток КЛ определяется по следующему выражению:

$$I_{\text{дд}} = I_{\text{дон}} \cdot k_{\text{ср}} \cdot k_{\text{сн}} \quad (19)$$

где $I_{\text{дон}}$ – допустимый длительный ток одиночного проводника;

$k_{\text{ср}}$ – коэффициент учитывающий температуру среды отличную от расчетной;

$k_{сн}$ – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой прокладке кабелей (при прокладке в кабельных лотках принимается равным 0,92);

Расчетный ток в сечении определяется по выражению:

$$I_P = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (20)$$

где S_p - расчетная мощности в сечении кабельной линии;

U_n - номинальное линейное напряжение кабеля;

Для примера проводим расчет сечения кабеля для питания эл. двигателя насоса МНУ ГА1 который получает питание непосредственно с шин секции АН1, в данном случае формула для расчета принимает вид [4]:

$$I_P = \frac{P_{ном} \cdot k_u}{\cos \varphi \cdot \eta \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4}$$

где η – коэффициент полезного действия двигателя (0,88).

k_u – коэффициент использования механизма.

$$I_P = \frac{55 \cdot 0,7}{0,8 \cdot 0,88 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 79,03 \text{ (A)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение кабеля.

Принимаем на данном участке кабель типа АВВГНГ 3×35+1×16 с виниловой изоляцией и алюминиевыми жилами, длительно допустимым током 90А, прокладка кабеля осуществляется в кабельном лотке в группе с другими кабелями, следовательно, вводится поправочный коэффициент на длительно допустимый ток. Длительно допустимый ток для данного проводника составит:

$$I_{до} = 90,0 \cdot 1 \cdot 0,92 = 82,8 \text{ (A)}$$

Длительно допустимый ток выбранного типа кабеля больше расчетного в данном сечении, следовательно, этот тип кабеля принимается.

Результаты расчета и выбора кабельных линий для всех РУ приведен в таблицах 19-31.

Таблица 19 – Выбор кабелей 0,4 кВ РУ АН1

Наименование потребителей	I_p (А)	Сечение (мм ²)	Ном. ток (А)	$I_{до}$ (А)
Шкафы силовые распределительные	172,02	3×120+1×70	200	184
Эл. двигатель насоса МНУ ГА1	79,03	3×35+1×16	90	82,8
Шкаф силовой распределительный (вент.)	160,93	3×120+1×70	200	184
Шкаф №1 управления охлаждением трансформ. Т2	50,29	3×25+1×16	75	69
Шкаф №2 управления охлаждением трансформ. Т2	50,29	3×25+1×16	75	69
Эл. двигатель насоса МНУ ГА2	79,03	3×35+1×16	90	82,8
Шкафы силовые распределительные	226,1	3×240+1×120	270	248,4
Эл. двигатель насоса МНУ ГА1	79,03	3×35+1×16	90	82,8
Шкаф №2 управления охлаждением трансформ. Т1	50,29	3×25+1×16	75	69
Шкаф №1 управления охлаждением трансформ. Т1	50,29	3×25+1×16	75	69
Эл. двигатель насоса МНУ ГА2	79,03	3×35+1×16	90	82,8

Таблица 20 – Выбор кабелей 0,4 кВ РУ АН2

Наименование потребителей	I_p (А)	Сечение (мм ²)	Ном. ток (А)	$I_{до}$ (А)
1	2	3	4	5
Эл. двигатель насоса МНУ ГА3	79,03	3×35+1×25	90	82,8
Шкафы силовые распределительные	231,82	3×185+1×95	270	248,4
Эл. двигатель насоса МНУ ГА4	79,03	3×35+1×25	90	82,8
Шкаф №1 управления охлаждением трансформатора	90,52	3×50+1×25	110	101,2
Шкаф №2 управления охлаждением трансформатора	90,52	3×50+1×25	110	101,2
Шкафы силовые распределительные	231,82	3×185+1×150	270	248,4

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5
Шкаф №2 управления охлаждением трансформатора	90,52	3×50+1×35	110	101,2
Шкаф №1 управления охлаждением трансформатора	90,52	3×50+1×25	110	101,2
Эл. двигатель насоса МНУ ГА3	79,03	3×35+1×16	90	82,8
Эл. двигатель насоса МНУ ГА4	79,03	3×35+1×16	90	82,8

Таблица 21 – Выбор кабелей 0,4 кВ РУ АНЗ

Наименование потребителей	I_p (А)	Сечение (мм ²)	Ном. ток (А)	$I_{\partial\partial}$ (А)
Эл. двигатель насоса МНУ ГА5	79,03	3×35+1×16	90	82,8
Шкафы силовые распределительные	231,82	3×185+1×95	270	248,4
Эл. двигатель насоса МНУ ГА6	79,03	3×35+1×16	90	82,8
Шкаф №1 управления охлаждением трансформатора	90,52	3×50+1×25	110	101,2
Шкаф №2 управления охлаждением трансформатора	90,52	3×50+1×25	110	101,2
Эл. двигатель насоса МНУ ГА6	79,03	3×35+1×16	90	82,8
Шкафы силовые распределительные	231,82	3×185+1×95	270	248,4
Шкаф №1 управления охлаждением трансформатора	90,52	3×50+1×25	110	101,2
Шкаф №2 управления охлаждением трансформатора	90,52	3×35+1×16	90	82,8
Эл. двигатель насоса МНУ ГА6	79,03	3×35+1×16	90	82,8

Таблица 22 – Выбор кабелей 0,4 кВ РУСН-3

Наименование потребителей	I_p (А)	Сечение (мм ²)	Ном. ток (А)	$I_{\partial\partial}$ (А)
1	2	3	4	5
Шкаф силовой распределительный (насосы)	79,03	3×35+1×16	90	82,8
Шкаф силовой распределительный (осв.)	60,08	3×25+1×16	75	69
Компрессор высокого давления	213,48	3×185+1×95	270	248,4
Шкаф управления вентиляцией	90,52	3×35+1×16	90	82,8
Шкаф силовой распределительный (обогрев)	103,46	3×70+1×35	140	128,8
Щит аварийного освещения	103,46	3×70+1×35	140	128,8

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5
Шкаф силовой распределительный (отопл.)	82,11	3×35+1×16	90	82,8
Компрессор высокого давления	213,48	3×185+1×95	270	248,4
Шкаф силовой распределительный (вент.)	90,52	3×35+1×16	90	82,8
Щит узла связи ПТК	23,35	3×35+1×16	75	69
Шкаф силовой распределительный (обогрев)	103,46	3×70+1×35	140	128,8
Щит АВР АСУ ТП	23,35	3×25+1×16	75	69
Щит кондиционеров	90,52	3×35+1×16	90	82,8
Котел отопления ПТК	137,94	3×95+1×50	170	156,4

Таблица 23 – Выбор кабелей 0,4 кВ РУСН-4

Наименование потребителей	I_p (А)	Сечение (мм ²)	Ном. ток (А)	$I_{\text{до}}$ (А)
1	2	3	4	5
Электрокалориферы	94,15	3×70+1×50	140	128,8
Шкаф силовой распределительный (осв.)	60,08	3×25+1×16	75	69
Эл. котел горячего водоснабжения	172,43	3×185+1×95	270	248,4
Эл. котел отопления	137,94	3×95+1×70	170	156,4
Шкаф силовой распределительный (отопл.)	295,59	3×240+1×120	350	322
Щит АВР АСУ ТП	23,35	3×25+1×16	75	69
Вводной щит узла связи ПТК	23,35	3×25+1×16	75	69
Главный распределительный щит	309,11	3×240+1×120	350	322
Шкаф управления вентиляцией	172,43	3×185+1×95	270	248,4
Эл. котел горячего водоснабжения	172,43	3×185+1×95	270	248,4
Шкаф уличного освещения	90,12	3×70+1×35	140	128,8
Эл. котел отопления	137,94	3×95+1×50	170	156,4
Шкаф силовой распределительный (насосы)	287,38	3×240+1×120	350	322
Шкаф силовой распределительный (вент.)	38,64	3×25+1×16	75	69
Шкаф силовой распределительный (осв.)	32,04	3×25+1×16	75	69
Главный распределительный щит	309,11	3×240+1×120	350	322

1	2	3	4	5
Шкаф силовой распределительный (вент.)	123,64	3×95+1×50	170	156,4
Шкаф силовой распределительный (осв.)	90,12	3×70+1×35	140	128,8

Таблица 24 – Выбор кабелей 0,4 кВ РУСН-5

Наименование потребителей	I_p (А)	Сечение (мм ²)	Ном. ток (А)	$I_{\partial\partial}$ (А)
Устройство выпрямительное	121,71	3×95+1×50	170	156,4
Инвертор АСУ ТП	49,26	3×25+1×16	75	69
Насос полной откачки проточной части турбины	359,22	2(3×120+1×70)	400	368
Электрокалориферы	229,90	3×185+1×95	270	248,4
Шкаф силовой распределительный (обогрев)	118,23	3×70+1×35	140	128,8
Шкаф силовой распределительный (насосы)	261,51	3×240+1×120	350	322
Шкаф уличного освещения	32,04	3×25+1×16	75	69
Шкаф силовой распределительный (насосы)	186,79	3×185+1×95	270	248,4
Шкаф силовой распределительный (осв.)	120,16	3×70+1×35	140	128,8
Насос полной откачки проточной части турбины	359,22	2(3×120+1×70)	400	368
Шкаф силовой распределительный (сварка)	35,19	3×25+1×16	75	69
Устройство выпрямительное	121,71	3×70+1×35	140	128,8
Шкаф силовой распределительный (сварка)	35,19	3×25+1×16	75	69
Инвертор АСУ ТП	49,26	3×25+1×16	75	69
Устройство выпрямительное	121,71	3×95+1×50	170	156,4
Инвертор АСУ ТП	49,26	3×25+1×16	75	69

Таблица 25 – Выбор кабелей 0,4 кВ РУСН-6

Наименование потребителей	I_p (А)	Сечение (мм ²)	Ном. ток (А)	$I_{\partial\partial}$ (А)
1	2	3	4	5
Шкаф силовой распределительный (насосы)	107,77	3×70+1×35	140	128,8
Питание троллеев машинного зала	410,54	2(3×185+1×95)	540	496,8

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5
Шкаф силовой распределительный (отопл.)	205,27	3×185+1×95	270	248,4
Электродвигатель насоса пожаротушения	359,22	2(3×120+1×70)	400	368
Электрокалориферы	229,90	3×185+1×95	270	248,4
Электродвигатель насоса откачки дренажа	189,67	3×185+1×95	270	248,4
Электродвигатель насоса пожаротушения	359,22	2(3×120+1×70)	400	368
Электрокалориферы	229,90	3×185+1×95	270	248,4
Электродвигатель насоса откачки дренажа	189,67	3×185+1×95	270	248,4
Шкаф силовой распределительный (осв.)	150,20	3×95+1×50	170	156,4
Шкаф силовой распределительный (отопл.)	205,27	3×185+1×95	270	248,4
Шкаф силовой распределительный (насосы)	251,45	3×240+1×120	350	322
Устройство выпрямительное	121,71	3×70+1×35	140	128,8

Таблица 26 – Выбор кабелей 0,4 кВ РУСН-7

Наименование потребителей	I_p (А)	Сечение (мм ²)	Ном. ток (А)	$I_{\partial\partial}$ (А)
Шкаф АВР пром. TV	27,82	3×25+1×16	75	69
Электрокалориферы	229,90	3×185+1×95	270	248,4
Шкаф силовой распределительный (вент.)	114,95	3×95+1×50	170	156,4
Компрессор высокого давления	313,55	3×240+1×120	350	322
Шкаф аварийного освещения	103,46	3×70+1×35	140	128,8
Шкаф силовой распределительный	164,21	3×185+1×95	270	248,4
Электродвигатель насоса пожаротушения	287,38	3×240+1×120	350	322
Электрокалориферы	229,90	3×185+1×95	270	248,4
Шкаф силовой распределительный (обогрев)	164,21	3×185+1×95	270	248,4
Шкаф АВР пром. TV	27,82	3×25+1×16	75	69
Шкаф рабочего освещения	320,42	3×240+1×120	350	322
Шкаф силовой распределительный (вент.)	107,77	3×70+1×35	140	128,8

Таблица 27 – Выбор кабелей 0,4 кВ РУСН-8

Наименование потребителей	I_p (А)	Сечение (мм ²)	Ном. ток (А)	$I_{\text{до}}$ (А)
Эл. двигатель насоса №1 питьевого водоснабжения	323,30	3×240+1×120	350	322
Шкаф силовой распределительный	153,95	3×95+1×50	170	156,4
Шкаф аварийного освещения	103,46	3×70+1×35	140	128,8
Питание собственных нужд ДГУ-1	35,92	3×25+1×16	75	69
Рубильник крана правого берега	492,64	2(3×185+1×95)	540	496,8
Шкаф силовой распределительный (осв.)	110,14	3×70+1×35	140	128,8
Шкаф наружного освещения	32,04	3×25+1×16	75	69
Рабочее освещения	64,08	3×25+1×16	75	69
Шкаф силовой распределительный (ВОХР)	32,04	3×25+1×16	75	69
Шкаф силовой распределительный (обогрев затворов)	197,06	3×185+1×150	270	248,4

Таблица 28 – Выбор кабелей 0,4 кВ РУСН-9

Наименование потребителей	I_p (А)	Сечение (мм ²)	Ном. ток (А)	$I_{\text{до}}$ (А)
Шкаф силовой распределительный (отопл.)	123,16	3×70+1×35	140	128,8
Рабочее освещение	64,08	3×25+1×16	75	69
Шкаф силовой распределительный (осв.)	100,13	3×70+1×35	140	128,8
Аварийное освещение	49,26	3×25+1×16	75	69
Резервное питание СН ДГУ-1	35,92	3×25+1×16	75	69
Кран козловой	328,43	3×240+1×120	350	322

Таблица 29 – Выбор кабелей 0,4 кВ РУСН-10

Наименование потребителей	I_p (А)	Сечение (мм ²)	Ном. ток (А)	$I_{\text{до}}$ (А)
1	2	3	4	5
Щитовая насосной	22,99	3×25+1×16	75	69
Шкаф управления насосами откачки дренажных вод	100,58	3×70+1×35	140	128,8
Шкаф силовой распределительный (насосы)	107,77	3×70+1×35	140	128,8

1	2	3	4	5
Шкаф аварийного освещения	26,27	3×25+1×16	75	69
Электродвигатель насоса пожаротушения	287,38	3×240+1×120	350	322
Шкаф рабочего освещения	60,08	3×25+1×16	75	69
Щит освещения АСУ КИА	31,53	3×25+1×16	75	69
Шкаф силовой распределительный (вент.)	79,03	3×70+1×35	140	128,8
Шкаф управления насосами откачки дренажных вод	100,58	3×70+1×35	140	128,8

Таблица 30 – Выбор кабелей 0,4 кВ РУСН-11

Наименование потребителей	I_p (А)	Сечение (мм ²)	Ном. ток (А)	$I_{\partial\partial}$ (А)
Шкаф силовой распределительный	200,26	3×185+1×95	270	248,4
Электродвигатель насоса пожаротушения	307,90	3×240+1×120	350	322
Насосная откачки дренажных вод	100,58	3×70+1×35	140	128,8
Шкаф силовой распределительный (обогрев.)	246,32	3×185+1×95	270	248,4
Насосная откачки дренажных вод	100,58	3×70+1×35	140	128,8
Электродвигатель насоса пожаротушения	359,22	3×240+1×120	350	322

Таблица 31 – Выбор кабелей 0,4 кВ РУСН-14

Наименование потребителей	I_p (А)	Сечение (мм ²)	Ном. ток (А)	$I_{\partial\partial}$ (А)
Шкаф силовой распределительный (вент.)	107,77	3×70+1×35	140	128,8
Шкаф АВР АСУ КИА	31,53	3×25+1×16	75	69
Дезгазационная установка УВДМ-6М	107,77	3×70+1×35	140	128,8
АСУ КИА	31,53	3×25+1×16	75	69
Шкаф силовой распределительный (обогрев.)	205,27	3×185+1×95	270	248,4

Далее будут проводиться проверки выбранных кабельных линий по потере напряжения.

7.3 Расчет токов короткого замыкания 0,4 кВ

Расчет токов короткого замыкания проводится с целью определения их фактических значений в распределительных устройствах и на присоединениях после реконструкции. При расчете используются данные о силовых трансформаторах и выбранных кабельных линиях. После расчета и получения необходимых данных проводится проверка выбранных проводников – кабельных линий по условию термической стойкости.

Используем метод расчета в именованных единицах.

Расчет проводим на примере РУСН-4, в котором установлены силовые трансформаторы типа ТСЗ -1600/6/0,4, расчетная схема для определения токов КЗ на примере присоединения «эл. котел горячего водоснабжения» РУСН 4 представлена на рисунке 5, принятый тип кабельной линии имеет сечение $3 \times 185 + 1 \times 95$ и протяженность 70 м:

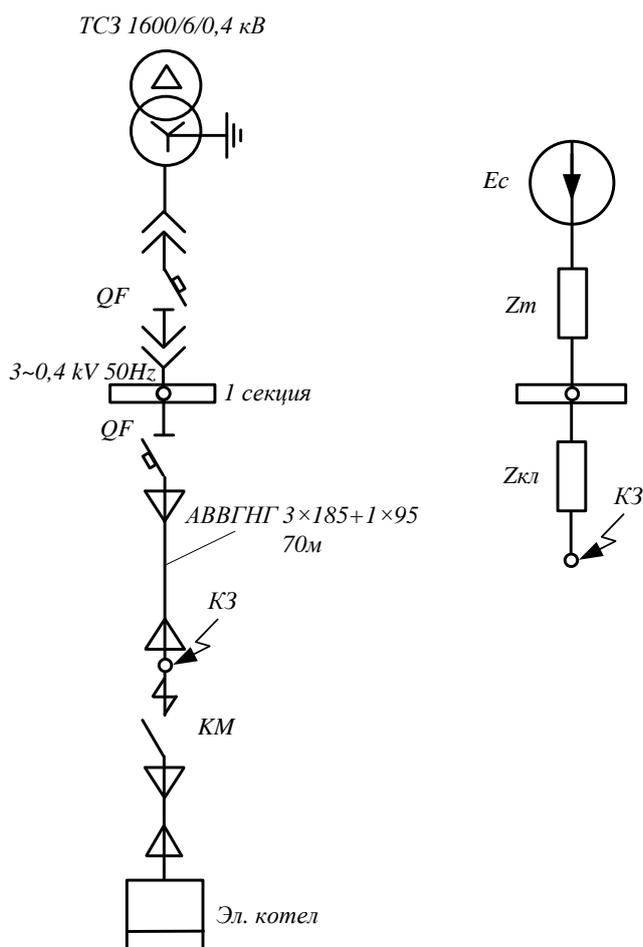


Рисунок 5 – Расчетная схема и схема замещения

Ток трехфазного короткого замыкания в рассматриваемой точке определяется как [7]:

$$I_{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (21)$$

где R_p, X_p - результирующее и активное сопротивление до точки КЗ;
 U_{cp} - напряжение среднего ряда (В);

Результирующее активное сопротивление определяется как:

$$R_p = R_m + R_{кл} \quad (22)$$

где R_m - активное сопротивление трансформатора (Ом);

$R_{кл}$ - активное сопротивление кабельной линии (Ом);

Результирующее реактивное сопротивление определяется как:

$$X_p = X_m + X_{кл} \quad (23)$$

где X_m - реактивное сопротивление трансформатора (Ом);

$X_{кл}$ - реактивное сопротивление кабельной линии (Ом);

Сопротивление трансформатора:

$$R_m = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{cp}^2}{S_{ном}^2} \quad (24)$$

где $\Delta P_{кз}$ - потери короткого замыкания.

$$X_m = \frac{u_p \cdot U_{cp}^2}{S_{ном}} \quad (25)$$

где u_p - Реактивная составляющая напряжения короткого замыкания трансформатора

Реактивная составляющая напряжения короткого замыкания трансформатора:

$$u_p = \sqrt{u_k - \frac{\Delta P_{кз} \cdot 100}{S_{ном}}} \quad (26)$$

где u_p - Реактивная составляющая напряжения короткого замыкания трансформатора

Сопротивление кабельной линии (фазного провода) [7]:

$$R_\phi = r_0 \cdot L \quad (27)$$

$$X_\phi = x_0 \cdot L \quad (28)$$

где r_0, x_0 - удельное активное и реактивное сопротивление кабельной линии (Ом/км);

L - протяженность кабельной линии (км).

Ток однофазного короткого замыкания в рассматриваемой точке определяется как:

$$I_{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_\phi}{Z_n + \frac{Z_m}{3}} \quad (29)$$

где U_ϕ - фазное напряжение (В);

Z_n - полное сопротивление петли фазного и нулевого провода (Ом);

$\frac{Z_m}{3}$ - полное сопротивление трансформатора замыканию на землю (Ом);

Полное сопротивление петли фазного и нулевого провода определяется как:

$$Z_n = \sqrt{(R_\phi + R_N)^2 + (X_\phi + X_N)^2} \quad (30)$$

где R_ϕ, X_ϕ - сопротивления фазного провода (Ом);

R_N, X_N - сопротивления нулевого провода (Ом).

Для примера проводим расчет на примере короткого замыкания в конце кабельной линии.

Определяем сопротивления на рассматриваемом участке сети:

Сопротивление трансформатора:

$$R_m = \frac{3,1 \cdot 400^2}{1600^2} = 0,001 \text{ (Ом)}$$

$$X_m = \frac{2,4 \cdot 400^2}{100 \cdot 1600} = 0,004 \text{ (Ом)}$$

$$u_p = \sqrt{6 - \frac{3,1 \cdot 100}{1600}} = 2,4 \text{ (\%)}$$

Сопротивление кабельной линии (фазного провода):

$$R_\phi = 0,17 \cdot \frac{70}{1000} = 0,01 \text{ (Ом)}$$

$$X_\phi = 0,06 \cdot \frac{70}{1000} = 0,004 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление кабельной линии (нулевого провода):

$$R_N = 0,34 \cdot \frac{70}{1000} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

$$X_N = 0,06 \cdot \frac{70}{1000} = 0,004 \text{ (Ом)}$$

Определяем результирующее сопротивление до точки КЗ.

$$R_p = 0,001 + 0,01 = 0,011 \text{ (Ом)}$$

$$X_p = 0,004 + 0,004 = 0,008 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в рассматриваемой точке:

$$I_{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,011^2 + 0,008^2}} = 14,65 \text{ (кА)}$$

Полное сопротивление петли фазного и нулевого провода:

$$Z_n = \sqrt{(0,01 + 0,02)^2 + (0,004 + 0,004)^2} = 0,03 \text{ (Ом)}$$

Полное сопротивление трансформатора замыканию на землю определяем по справочным данным:

$$\frac{Z_m}{3} = 0,016 \text{ (Ом)}$$

Ток однофазного короткого замыкания в рассматриваемой точке:

$$I_{(1)} = \frac{1,05 \cdot 230}{0,03 + 0,016} = 4,58 \text{ (кА)}$$

По аналогии проводим расчёт для остальных присоединений всех рассматриваемых РУ, результаты сводим в таблицы 32-44.

Таблица 32 – Расчет токов короткого замыкания РУ АН1

Присоединение	Длина	Сечение	$I_{(3)}$ (кА)	$I_{(1)}$ (кА)
Шкафы силовые распределительные	47,00	3×120+1×70	11,06	3,23
Эл. двигатель насоса МНУ ГА1	87,00	3×35+1×16	2,65	0,89
Шкаф силовой распределительный (вент.)	117,00	3×120+1×70	5,81	1,91
Шкаф №1 управления охлаждением трансформ. Т2	87,00	3×25+1×16	1,99	0,75
Шкаф №2 управления охлаждением трансформ. Т2	87,00	3×25+1×16	1,99	0,75
Эл. двигатель насоса МНУ ГА2	112,00	3×35+1×16	2,09	0,66
Шкафы силовые распределительные	72,00	3×240+1×120	11,84	3,45
Эл. двигатель насоса МНУ ГА1	87,00	3×35+1×16	2,65	0,83
Шкаф №2 управления охлаждением трансформ. Т1	87,00	3×25+1×16	1,99	0,75
Шкаф №1 управления охлаждением трансформ. Т1	87,00	3×25+1×16	1,99	0,75
Эл. двигатель насоса МНУ ГА2	87,00	3×35+1×16	2,65	0,83

Таблица 33 – Расчет токов короткого замыкания РУ АН2

Присоединение	Длина	Сечение	$I_{(3)}$ (кА)	$I_{(1)}$ (кА)
1	2	3	4	5
Эл. двигатель насоса МНУ ГА3	87,00	3×35+1×25	2,65	0,83
Шкафы силовые распределительные	47	3×185+1×95	17,01	5,29
Эл. двигатель насоса МНУ ГА4	112	3×35+1×25	2,09	0,66

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5
Шкаф №1 управления охлаждением трансформатора	62	3×50+1×25	5,00	1,53
Шкаф №2 управления охлаждением трансформатора	62	3×50+1×25	5,00	1,53
Шкафы силовые распределительные	72	3×185+1×150	10,71	3,11
Шкаф №2 управления охлаждением трансформатора	87	3×50+1×25	3,70	1,18
Шкаф №1 управления охлаждением трансформатора	87	3×50+1×25	3,70	1,18
Эл. двигатель насоса МНУ ГА3	87	3×35+1×16	2,65	0,83
Эл. двигатель насоса МНУ ГА4	112	3×35+1×16	2,09	0,66

Таблица 34 – Расчет токов короткого замыкания РУ АНЗ

Присоединение	Длина	Сечение	$I_{(3)}$ (кА)	$I_{(1)}$ (кА)
Эл. двигатель насоса МНУ ГА5	87	3×35+1×16	2,65	0,83
Шкафы силовые распределительные	47	3×185+1×95	13,27	3,74
Эл. двигатель насоса МНУ ГА6	112	3×35+1×16	2,09	0,66
Шкаф №1 управления охлаждением трансформатора	77	3×50+1×25	4,13	1,30
Шкаф №2 управления охлаждением трансформатора	102	3×50+1×25	3,19	1,04
Эл. двигатель насоса МНУ ГА6	87	3×35+1×16	2,65	0,83
Шкафы силовые распределительные	82	3×185+1×95	9,92	2,91
Шкаф №1 управления охлаждением трансформатора	102	3×50+1×25	3,19	1,04
Шкаф №2 управления охлаждением трансформатора	77	3×35+1×16	2,98	0,92
Эл. двигатель насоса МНУ ГА6	112	3×35+1×16	2,09	0,66

Таблица 35 – Расчет токов короткого замыкания РУСН-3

Присоединение	Длина	Сечение	$I_{(3)}$ (кА)	$I_{(1)}$ (кА)
1	2	3	4	5
Шкаф силовой распределительный (насосы)	130	3×35+1×16	1,82	0,60
Шкаф силовой распределительный (осв.)	120	3×25+1×16	1,47	0,58
Компрессор высокого давления	145	3×185+1×95	7,00	2,35
Шкаф управления вентиляцией	105	3×35+1×16	2,24	0,73
Шкаф силовой распределительный (обогрев)	145	3×70+1×35	3,16	1,06
Щит аварийного освещения	100	3×70+1×35	4,45	1,46
Шкаф силовой распределительный (отопл.)	150	3×35+1×16	1,59	0,52
Компрессор высокого давления	130	3×185+1×95	7,62	2,54
Шкаф силовой распределительный (вент.)	190	3×35+1×16	1,26	0,42

Продолжение таблицы 35

1	2	3	4	5
Щит узла связи ПТК	120	3×35+1×16	1,97	0,64
Шкаф силовой распределительный (обогрев)	150	3×70+1×35	3,06	1,03
Щит АВР АСУ ТП	850	3×25+1×16	0,21	0,09
Щит кондиционеров	260	3×35+1×16	0,92	0,31
Котел отопления ПТК	45	3×95+1×50	10,73	3,38

Таблица 36 – Расчет токов короткого замыкания РУСН-4

Присоединение	Длина	Сечение	$I_{(3)}$ (кА)	$I_{(1)}$ (кА)
Электрокалориферы	65	3×70+1×50	7,02	2,28
Шкаф силовой распределительный (осв.)	150	3×25+1×16	1,19	0,48
Эл. котел горячего водоснабжения	70	3×185+1×95	14,65	4,58
Эл. котел отопления	30	3×95+1×50	17,76	5,29
Шкаф силовой распределительный (отопл.)	30	3×240+1×120	29,50	8,47
Щит АВР АСУ ТП	850	3×25+1×16	0,21	0,09
Вводной щит узла связи ПТК	120	3×25+1×16	1,48	0,60
Главный распределительный щит	120	3×240+1×120	11,19	3,65
Шкаф управления вентиляцией	65	3×185+1×95	15,55	4,82
Эл. котел горячего водоснабжения	40	3×185+1×95	22,20	6,53
Шкаф уличного освещения	55	3×70+1×35	8,21	2,62
Эл. котел отопления	40	3×95+1×50	14,05	4,35
Шкаф силовой распределительный (насосы)	70	3×240+1×120	17,22	5,34
Шкаф силовой распределительный (вент.)	145	3×25+1×16	1,23	0,50
Шкаф силовой распределительный (осв.)	110	3×25+1×16	1,61	0,65
Главный распределительный щит	160	3×240+1×120	8,72	2,92
Шкаф силовой распределительный (вент.)	40	3×95+1×50	14,05	4,35
Шкаф силовой распределительный (осв.)	140	3×70+1×35	3,37	1,15

Таблица 37 – Расчет токов короткого замыкания РУСН-5

Присоединение	Длина	Сечение	$I_{(3)}$ (кА)	$I_{(1)}$ (кА)
1	2	3	4	5
Устройство выпрямительное	50	3×95+1×50	9,97	3,16
Инвертор АСУ ТП	45	3×25+1×16	3,77	1,40
Насос полной откачки проточной части турбины	65	2(3×120+1×70)	13,49	4,67
Электрокалориферы	180	3×185+1×95	5,87	1,99
Шкаф силовой распределительный (обогрев)	80	3×70+1×35	5,44	1,75
Шкаф силовой распределительный (насосы)	80	3×240+1×120	12,07	4,00
Шкаф уличного освещения	20	3×25+1×16	7,76	2,64

Продолжение таблицы 37

1	2	3	4	5
Шкаф силовой распределительный (насосы)	50	3×185+1×95	14,05	4,54
Шкаф силовой распределительный (осв.)	50	3×70+1×35	8,08	2,51
Насос полной откачки проточной части турбины	90	2(3×120+1×70)	11,27	3,95
Шкаф силовой распределительный (сварка)	50	3×25+1×16	3,41	1,28
Устройство выпрямительное	50	3×70+1×35	8,08	2,51
Шкаф силовой распределительный (сварка)	50	3×25+1×16	3,41	1,28
Инвертор АСУ ТП	55	3×25+1×16	3,12	1,18
Устройство выпрямительное	55	3×95+1×50	9,30	2,97
Инвертор АСУ ТП	55	3×25+1×16	3,12	1,18

Таблица 38 – Расчет токов короткого замыкания РУСН-6

Присоединение	Длина	Сечение	$I_{(3)}$ (кА)	$I_{(1)}$ (кА)
Шкаф силовой распределительный (насосы)	120	3×70+1×35	3,91	1,33
Питание троллеев машинного зала	120	2(3×185+1×95)	13,77	4,80
Шкаф силовой распределительный (отопл.)	130	3×185+1×95	8,64	2,87
Электродвигатель насоса пожаротушения	100	2(3×120+1×70)	13,02	4,48
Электрокалориферы	180	3×185+1×95	6,42	2,19
Электродвигатель насоса откачки дренажа	180	3×185+1×95	6,42	2,19
Электродвигатель насоса пожаротушения	100	2(3×120+1×70)	13,02	4,48
Электрокалориферы	100	3×185+1×95	10,88	3,53
Электродвигатель насоса откачки дренажа	180	3×185+1×95	6,42	2,19
Шкаф силовой распределительный (осв.)	75	3×95+1×50	8,05	2,68
Шкаф силовой распределительный (отопл.)	180	3×185+1×95	6,42	2,19
Шкаф силовой распределительный (насосы)	65	3×240+1×120	18,19	5,60
Устройство выпрямительное	50	3×70+1×35	8,96	2,83

Таблица 39 – Расчет токов короткого замыкания РУСН-7

Присоединение	Длина	Сечение	$I_{(3)}$ (кА)	$I_{(1)}$ (кА)
1	2	3	4	5
Шкаф АВР пром. ТВ	25	3×25+1×16	6,42	2,24
Электрокалориферы	50	3×185+1×95	14,05	4,54
Шкаф силовой распределительный (вент.)	85	3×95+1×50	6,60	2,18
Компрессор высокого давления	145	3×240+1×120	8,19	2,76
Шкаф аварийного освещения	35	3×70+1×35	10,55	3,20

Продолжение таблицы 39

1	2	3	4	5
Шкаф силовой распределительный	250	3×185+1×95	4,43	1,53
Электродвигатель насоса пожаротушения	210	3×240+1×120	6,15	2,11
Электрокалориферы	80	3×185+1×95	10,75	3,50
Шкаф силовой распределительный (обогрев)	80	3×185+1×95	10,75	3,50
Шкаф АВР пром. TV	25	3×25+1×16	6,42	2,24
Шкаф рабочего освещения	35	3×240+1×120	17,38	5,80
Шкаф силовой распределительный (вент.)	140	3×70+1×35	3,26	1,09

Таблица 40 – Расчет токов короткого замыкания РУСН-8

Присоединение	Длина	Сечение	$I_{(3)}$ (кА)	$I_{(1)}$ (кА)
Эл. двигатель насоса №1 питьевого водоснабжения	160	3×240+1×120	7,61	2,57
Шкаф силовой распределительный	160	3×95+1×50	3,77	1,31
Шкаф аварийного освещения	25	3×70+1×35	13,10	3,92
Питание собственных нужд ДГУ-1	175	3×25+1×16	1,01	0,41
Рубильник крана правого берега	160	2(3×185+1×95)	9,03	3,32
Шкаф силовой распределительный (осв.)	165	3×70+1×35	2,79	0,94
Шкаф наружного освещения	75	3×25+1×16	2,32	0,90
Рабочее освещения	20	3×25+1×16	7,76	2,64
Шкаф силовой распределительный (ВОХР)	80	3×25+1×16	2,18	0,85
Шкаф силовой распределительный (обогрев затворов)	60	3×185+1×150	12,77	4,13

Таблица 41 – Расчет токов короткого замыкания РУСН-9

Присоединение	Длина	Сечение	$I_{(3)}$ (кА)	$I_{(1)}$ (кА)
Шкаф силовой распределительный (отопл.)	100	3×70+1×35	4,45	1,46
Рабочее освещение	40	3×25+1×16	4,21	1,55
Шкаф силовой распределительный (осв.)	65	3×70+1×35	6,51	2,06
Аварийное освещение	65	3×25+1×16	2,66	1,02
Резервное питание СН ДГУ-1	150	3×25+1×16	1,18	0,47
Кран козловой	260	3×240+1×120	5,16	1,78

Таблица 42 – Расчет токов короткого замыкания РУСН-10

Присоединение	Длина	Сечение	$I_{(3)}$ (кА)	$I_{(1)}$ (кА)
1	2	3	4	5
Щитовая насосной	45	3×25+1×16	3,77	1,40
Шкаф управления насосами откачки дренажных вод	100	3×70+1×35	4,45	1,46

Продолжение таблицы 42

1	2	3	4	5
Шкаф силовой распределительный (насосы)	135	3×70+1×35	3,38	1,13
Шкаф аварийного освещения	55	3×25+1×16	3,12	1,18
Электродвигатель насоса пожаротушения	80	3×240+1×120	12,07	4,00
Шкаф рабочего освещения	25	3×25+1×16	6,42	2,24
Щит освещения АСУ КИА	65	3×25+1×16	2,66	1,02
Шкаф силовой распределительный (вент.)	25	3×70+1×35	13,10	3,92
Шкаф управления насосами откачки дренажных вод	110	3×70+1×35	4,08	1,35

Таблица 43 – Расчет токов короткого замыкания РУСН-11

Присоединение	Длина	Сечение	$I_{(3)}$ (кА)	$I_{(1)}$ (кА)
Шкаф силовой распределительный	90	3×185+1×95	9,95	3,26
Электродвигатель насоса пожаротушения	90	3×240+1×120	11,27	3,74
Насосная откачки дренажных вод	75	3×70+1×35	5,76	1,85
Шкаф силовой распределительный (обогрев.)	105	3×185+1×95	8,94	2,94
Насосная откачки дренажных вод	90	3×70+1×35	4,90	1,59
Электродвигатель насоса пожаротушения	100	3×240+1×120	10,56	3,51

Таблица 44 – Расчет токов короткого замыкания РУСН-14

Присоединение	Длина	Сечение	$I_{(3)}$ (кА)	$I_{(1)}$ (кА)
Шкаф силовой распределительный (вент.)	25	3×70+1×35	13,10	3,92
Шкаф АВР АСУ КИА	370	3×25+1×16	0,48	0,20
Дегазационная установка УВДМ-6М	250	3×70+1×35	1,88	0,65
АСУ КИА	235	3×25+1×16	0,76	0,31
Шкаф силовой распределительный (обогрев.)	235	3×185+1×95	24,30	8,94

В ходе расчета были определены фактические значения токов трехфазного и однофазного короткого замыкания на присоединениях распределительных устройств 0,4 кВ «Бурейской» ГЭС, полученные данные, используем в дальнейших расчетах для проверки кабельных линий и коммутационных аппаратов.

7.4 Проверка проводников 0,4 кВ по потере напряжения.

Потеря напряжения является основным параметром при работе кабельной линии и определяет насколько сильно происходит снижение напряжения вдоль кабельной линии, при этом если значение потери

напряжения превышает нормативное значение, следовательно, требуется увеличить сечение и повторить расчет. Необходимо при расчетах подбирать такое сечение кабельной линии чтобы оно было минимальным по экономическим соображениям, но и проходило проверку по потере напряжения. В данном разделе будет решаться данная задача, при этом исходными данными для расчета являются технические характеристики кабельной линии в частности ее погонное активное и реактивное сопротивление, а также протяженность.

Выполняем проверку выбранных сечений кабельных линий по потере напряжения по следующей формуле:

$$\Delta U = (P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_p \cdot x_0 \cdot L) \cdot \frac{100}{U_n^2} \quad (31)$$

где r_0 – погонное активное сопротивление (Ом/км);

x_0 – погонное реактивное сопротивление (Ом/км);

P_p – расчетная активная мощность в сечении (кВт);

Q_p – расчетная реактивная мощность в сечении (квар);

L – протяженность КЛ (м).

Расчет проводим на примере эл. двигателя насоса МНУ ГА1:

$$\Delta U = (38,5 \cdot 0,92 \cdot 0,087 + 28,9 \cdot 0,06 \cdot 0,087) \cdot \frac{100}{0,4^2} = 2,02 (\%)$$

Потеря напряжения не должна превышать 5%, следовательно, кабель прошел проверку, далее проводим аналогичный расчет для остальных кабелей, сводим результаты в таблицы 45-57:

Таблица 45 – Проверка кабельных линий РУ АН1

Присоединение	Сечение	L (км)	ΔU (%)
Шкафы силовые распределительные	3×120+1×70	47,00	1,15
Эл. двигатель насоса МНУ ГА1	3×35+1×16	87,00	2,02
Шкаф силовой распределительный (вент.)	3×120+1×70	117,00	3,56
Шкаф №1 управления охлаждением трансформ. Т2	3×25+1×16	87,00	1,15
Шкаф №2 управления охлаждением трансформ. Т2	3×25+1×16	87,00	1,15
Эл. двигатель насоса МНУ ГА2	3×35+1×16	112,00	2,5
Шкафы силовые распределительные	3×240+1×120	72,00	3,25
Эл. двигатель насоса МНУ ГА1	3×35+1×16	87,00	2,02
Шкаф №2 управления охлаждением трансформ. Т1	3×25+1×16	87,00	1,15
Шкаф №1 управления охлаждением трансформ. Т1	3×25+1×16	87,00	1,15
Эл. двигатель насоса МНУ ГА2	3×35+1×16	87,00	2,02

Таблица 46 – Проверка кабельных линий РУ АН2

Присоединение	Сечение	L (км)	ΔU (%)
Эл. двигатель насоса МНУ ГА3	3×35+1×25	87,00	2,02
Шкафы силовые распределительные	3×185+1×95	47	0,66
Эл. двигатель насоса МНУ ГА4	3×35+1×25	112	2,5
Шкаф №1 управления охлаждением трансформатора	3×50+1×25	62	1,01
Шкаф №2 управления охлаждением трансформатора	3×50+1×25	62	1,01
Шкафы силовые распределительные	3×185+1×150	72	2,15
Шкаф №2 управления охлаждением трансформатора	3×50+1×25	87	1,15
Шкаф №1 управления охлаждением трансформатора	3×50+1×25	87	1,15
Эл. двигатель насоса МНУ ГА3	3×35+1×16	87	2,02
Эл. двигатель насоса МНУ ГА4	3×35+1×16	112	2,5

Таблица 47 – Проверка кабельных линий РУ АН3

Присоединение	Сечение	L (км)	ΔU (%)
1	2	3	4
Эл. двигатель насоса МНУ ГА5	3×35+1×16	87	2,02
Шкафы силовые распределительные	3×185+1×95	47	0,78
Эл. двигатель насоса МНУ ГА6	3×35+1×16	112	2,5
Шкаф №1 управления охлаждением трансформатора	3×50+1×25	77	1,03
Шкаф №2 управления охлаждением трансформатора	3×50+1×25	102	1,25
Эл. двигатель насоса МНУ ГА6	3×35+1×16	87	2,02

1	2	3	4
Шкафы силовые распределительные	3×185+1×95	82	1,23
Шкаф №1 управления охлаждением трансформатора	3×50+1×25	102	1,25
Шкаф №2 управления охлаждением трансформатора	3×35+1×16	77	1,03
Эл. двигатель насоса МНУ ГА6	3×35+1×16	112	2,5

Таблица 48 – Проверка кабельных линий РУСН-3

Присоединение	Сечение	L (км)	ΔU (%)
Шкаф силовой распределительный (насосы)	3×35+1×16	130	1,15
Шкаф силовой распределительный (осв.)	3×25+1×16	120	1,25
Компрессор высокого давления	3×185+1×95	145	2,15
Шкаф управления вентиляцией	3×35+1×16	105	4,25
Шкаф силовой распределительный (обогрев)	3×70+1×35	145	4,26
Щит аварийного освещения	3×70+1×35	100	2,36
Шкаф силовой распределительный (отопл.)	3×35+1×16	150	3,56
Компрессор высокого давления	3×185+1×95	130	2,05
Шкаф силовой распределительный (вент.)	3×35+1×16	190	4,25
Щит узла связи ПТК	3×35+1×16	120	3,26
Шкаф силовой распределительный (обогрев)	3×70+1×35	150	3,15
Щит АВР АСУ ТП	3×25+1×16	850	4,88
Щит кондиционеров	3×35+1×16	260	4,65
Котел отопления ПТК	3×95+1×50	45	0,56

Таблица 49 – Проверка кабельных линий РУСН-4

Присоединение	Сечение	L (км)	ΔU (%)
Электрокалориферы	3×70+1×50	65	1,25
Шкаф силовой распределительный (осв.)	3×25+1×16	150	2,56
Эл. котел горячего водоснабжения	3×185+1×95	70	1,56
Эл. котел отопления	3×95+1×50	30	1,05
Шкаф силовой распределительный (отопл.)	3×240+1×120	30	1,26
Щит АВР АСУ ТП	3×25+1×16	850	4,56
Вводной щит узла связи ПТК	3×25+1×16	120	3,25
Главный распределительный щит	3×240+1×120	120	2,56
Шкаф управления вентиляцией	3×185+1×95	65	0,56
Эл. котел горячего водоснабжения	3×185+1×95	40	0,45
Шкаф уличного освещения	3×70+1×35	55	1,56
Эл. котел отопления	3×95+1×50	40	1,14
Шкаф силовой распределительный (насосы)	3×240+1×120	70	1,99
Шкаф силовой распределительный (вент.)	3×25+1×16	145	4,12
Шкаф силовой распределительный (осв.)	3×25+1×16	110	3,12
Главный распределительный щит	3×240+1×120	160	4,54
Шкаф силовой распределительный (вент.)	3×95+1×50	40	1,14
Шкаф силовой распределительный (осв.)	3×70+1×35	140	3,97

Таблица 50 – Проверка кабельных линий РУСН-5

Присоединение	Сечение	L (км)	ΔU (%)
Устройство выпрямительное	3×95+1×50	50	1,42
Инвертор АСУ ТП	3×25+1×16	45	1,28
Насос полной откачки проточной части турбины	2(3×120+1×70)	65	1,85
Электрокалориферы	3×185+1×95	180	4,11
Шкаф силовой распределительный (обогрев)	3×70+1×35	80	2,27
Шкаф силовой распределительный (насосы)	3×240+1×120	80	2,27
Шкаф уличного освещения	3×25+1×16	20	0,57
Шкаф силовой распределительный (насосы)	3×185+1×95	50	1,42
Шкаф силовой распределительный (осв.)	3×70+1×35	50	1,42
Насос полной откачки проточной части турбины	2(3×120+1×70)	90	2,55
Шкаф силовой распределительный (сварка)	3×25+1×16	50	1,42
Устройство выпрямительное	3×70+1×35	50	1,42
Шкаф силовой распределительный (сварка)	3×25+1×16	50	1,42
Инвертор АСУ ТП	3×25+1×16	55	1,56
Устройство выпрямительное	3×95+1×50	55	1,56
Инвертор АСУ ТП	3×25+1×16	55	1,56

Таблица 51 – Проверка кабельных линий РУСН-6

Присоединение	Сечение	L (км)	ΔU (%)
Шкаф силовой распределительный (насосы)	3×70+1×35	120	3,41
Питание троллеев машинного зала	2(3×185+1×95)	120	3,41
Шкаф силовой распределительный (отопл.)	3×185+1×95	130	3,69
Электродвигатель насоса пожаротушения	2(3×120+1×70)	100	2,84
Электрокалориферы	3×185+1×95	180	4,11
Электродвигатель насоса откачки дренажа	3×185+1×95	180	4,25
Электродвигатель насоса пожаротушения	2(3×120+1×70)	100	2,84
Электрокалориферы	3×185+1×95	100	2,84
Электродвигатель насоса откачки дренажа	3×185+1×95	180	5,11
Шкаф силовой распределительный (осв.)	3×95+1×50	75	2,13
Шкаф силовой распределительный (отопл.)	3×185+1×95	180	5,11
Шкаф силовой распределительный (насосы)	3×240+1×120	65	1,85
Устройство выпрямительное	3×70+1×35	50	1,42

Таблица 52 – Проверка кабельных линий РУСН-7

Присоединение	Сечение	L (км)	ΔU (%)
1	2	3	4
Шкаф АВР пром. ТВ	3×25+1×16	25	0,71
Электрокалориферы	3×185+1×95	50	1,42
Шкаф силовой распределительный (вент.)	3×95+1×50	85	2,41
Компрессор высокого давления	3×240+1×120	145	4,12
Шкаф аварийного освещения	3×70+1×35	35	0,99
Шкаф силовой распределительный	3×185+1×95	250	4,10

1	2	3	4
Электродвигатель насоса пожаротушения	3×240+1×120	210	4,96
Электрокалориферы	3×185+1×95	80	2,27
Шкаф силовой распределительный (обогрев)	3×185+1×95	80	2,27
Шкаф АВР пром. ТВ	3×25+1×16	25	0,71
Шкаф рабочего освещения	3×240+1×120	35	0,99
Шкаф силовой распределительный (вент.)	3×70+1×35	140	3,97

Таблица 53 – Проверка кабельных линий РУСН-8

Присоединение	Сечение	L (км)	ΔU (%)
Эл. двигатель насоса №1 питьевого водоснабжения	3×240+1×120	160	4,54
Шкаф силовой распределительный	3×95+1×50	160	4,54
Шкаф аварийного освещения	3×70+1×35	25	0,71
Питание собственных нужд ДГУ-1	3×25+1×16	175	4,97
Рубильник крана правого берега	2(3×185+1×95)	160	4,54
Шкаф силовой распределительный (осв.)	3×70+1×35	165	4,68
Шкаф наружного освещения	3×25+1×16	75	2,13
Рабочее освещения	3×25+1×16	20	0,57
Шкаф силовой распределительный (ВОХР)	3×25+1×16	80	2,27
Шкаф силовой распределительный (обогрев затворов)	3×185+1×150	60	1,70

Таблица 54 – Проверка кабельных линий РУСН-9

Присоединение	Сечение	L (км)	ΔU (%)
Шкаф силовой распределительный (отопл.)	3×70+1×35	100	2,84
Рабочее освещение	3×25+1×16	40	1,14
Шкаф силовой распределительный (осв.)	3×70+1×35	65	1,85
Аварийное освещение	3×25+1×16	65	1,85
Резервное питание СН ДГУ-1	3×25+1×16	150	4,26
Кран козловой	3×240+1×120	260	4,38

Таблица 55 – Проверка кабельных линий РУСН-10

Присоединение	Сечение	L (км)	ΔU (%)
1	2	3	4
Щитовая насосной	3×25+1×16	45	1,28
Шкаф управления насосами откачки дренажных вод	3×70+1×35	100	2,84
Шкаф силовой распределительный (насосы)	3×70+1×35	135	3,83
Шкаф аварийного освещения	3×25+1×16	55	1,56
Электродвигатель насоса пожаротушения	3×240+1×120	80	2,27
Шкаф рабочего освещения	3×25+1×16	25	0,71
Щит освещения АСУ КИА	3×25+1×16	65	1,85

1	2	3	4
Шкаф силовой распределительный (вент.)	3×70+1×35	25	0,71
Шкаф управления насосами откачки дренажных вод	3×70+1×35	110	3,12

Таблица 56 – Проверка кабельных линий РУСН-11

Присоединение	Сечение	L (км)	ΔU (%)
Шкаф силовой распределительный	3×185+1×95	90	2,55
Электродвигатель насоса пожаротушения	3×240+1×120	90	2,55
Насосная откачки дренажных вод	3×70+1×35	75	2,13
Шкаф силовой распределительный (обогрев.)	3×185+1×95	105	2,98
Насосная откачки дренажных вод	3×70+1×35	90	2,55
Электродвигатель насоса пожаротушения	3×240+1×120	100	2,84

Таблица 57 – Проверка кабельных линий РУСН-14

Присоединение	Сечение	L (км)	ΔU (%)
Шкаф силовой распределительный (вент.)	3×70+1×35	25	0,71
Шкаф АВР АСУ КИА	3×25+1×16	370	4,50
Дегазационная установка УВДМ-6М	3×70+1×35	250	3,10
АСУ КИА	3×25+1×16	235	4,67
Шкаф силовой распределительный (обогрев.)	3×185+1×95	235	3,10

Все проводники проходят проверку на потерю напряжения, следовательно, их оставляем для монтажа.

7.5 Выбор и проверка автоматических выключателей 0,4 кВ

В качестве комплектного распределительного устройства 0,4 кВ принимаем тип: «НЕВА» 2000

В данном разделе проводим выбор и проверку автоматических выключателей ВА04-36-34, для питания потребителей 0,4 кВ, в связи с реконструкцией.

Используем метод сравнения номинальных параметров автоматических выключателей с расчетными данными.

Условия выбора и проверки автоматического выключателя:

- Соответствие номинального напряжения автоматического выключателя номинальному напряжению сети [17]:

$$U_{\text{выкл}} \geq U_{\text{сети}} \quad (323)$$

- Номинальный ток теплового расцепителя должен быть не меньше наибольшего расчетного тока нагрузки, длительно протекающего по защитному элементу:

$$I_{\text{ном.т.р.}} \geq I_p \quad (33)$$

- Проверка по току электромагнитного расцепителя:

$$I_{\text{расц}} \geq k_n \cdot I_n \quad (34)$$

где I_n - пиковый (пусковой) ток ЭП;

k_n - коэффициент отстройки от пускового тока

- Проверка по току электромагнитного расцепителя при трехфазном КЗ:

$$\frac{I_{(3)}}{I_{\text{расц}}} \geq 1,25 \quad (35)$$

где $I_{(3)}$ - ток трехфазного короткого замыкания;

- Проверка по току электромагнитного расцепителя при однофазном КЗ:

$$\frac{I_{(1)}}{I_{\text{расц}}} \geq 1,25 \quad (36)$$

где $I_{(1)}$ - ток однофазного короткого замыкания;

Для примера проводим выбор и проверку автоматического выключателя для питания эл. двигателя насоса МНУ ГА1 который получает питание непосредственно с шин, расчетный ток определен ранее:

$$I_p = 79,03 \text{ (A)}$$

Выбираем по номинальному току и напряжению автоматический выключатель типа ВА04-36-34 номинальным током 80 А, и током

электромагнитного расцепителя 630 А, проводим сравнение параметров выбранного типа выключателя.

По номинальному напряжению сети напряжению сети

$$0,4 \geq 0,4 \text{ (кВ)}$$

Отстройка от номинального тока

$$80,0 \geq 79,03 \text{ (А)}$$

Отстройка от пускового тока, определяем значение пускового тока эл двигателя:

$$I_n = k_n \cdot I_p \quad (37)$$

где k_n - коэффициент кратности пускового тока эл двигателя

$$I_n = 7 \cdot 79,03 = 553,21 \text{ (А)}$$

$$630 \geq 553,21 \text{ (А)}$$

- проверка по току электромагнитного расцепителя при трехфазном КЗ:

$$\frac{2650}{630} = 4,2 \geq 1,25$$

- Проверка по току электромагнитного расцепителя при однофазном КЗ:

$$\frac{890}{630} = 1,41 \geq 1,25$$

Таким образом данный выключатель проходит проверку по всем параметрам, следовательно, его принимаем к установке, аналогично проводим расчет автоматических выключателей для остальных присоединений, результаты расчета указаны в таблицах 58-70.

Таблица 58 – Выбор АВ 0,4 кВ РУ АН1

Наименование потребителей	I_p (А)	Тип АВ	Ном. ток (А)	$I_{расц}$ (А)
Шкафы силовые распределительные	172,02	ВА04-36-34	200	2500
Эл. двигатель насоса МНУ ГА1	79,03	ВА04-36-34	80	630
Шкаф силовой распределительный (вент.)	160,93	ВА04-36-34	200	2500
Шкаф №1 управления охлаждением трансформ. Т2	50,29	ВА04-36-34	63	500
Шкаф №2 управления охлаждением трансформ. Т2	50,29	ВА04-36-34	63	500
Эл. двигатель насоса МНУ ГА2	79,03	ВА04-36-34	80	630
Шкафы силовые распределительные	226,1	ВА04-36-34	320	3200
Эл. двигатель насоса МНУ ГА1	79,03	ВА04-36-34	80	630
Шкаф №2 управления охлаждением трансформ. Т1	50,29	ВА04-36-34	63	500
Шкаф №1 управления охлаждением трансформ. Т1	50,29	ВА04-36-34	63	500
Эл. двигатель насоса МНУ ГА2	79,03	ВА04-36-34	80	630

Таблица 59 – Выбор АВ 0,4 кВ РУ АН2

Наименование потребителей	I_p (А)	Тип АВ	Ном. ток (А)	$I_{расц}$ (А)
Эл. двигатель насоса МНУ ГА3	79,03	ВА04-36-34	80	630
Шкафы силовые распределительные	231,82	ВА04-36-34	320	3200
Эл. двигатель насоса МНУ ГА4	79,03	ВА04-36-34	80	630
Шкаф №1 управления охлаждением трансформатора	90,52	ВА04-36-34	100	750
Шкаф №2 управления охлаждением трансформатора	90,52	ВА04-36-34	100	750
Шкафы силовые распределительные	231,82	ВА04-36-34	320	3200
Шкаф №2 управления охлаждением трансформатора	90,52	ВА04-36-34	100	750
Шкаф №1 управления охлаждением трансформатора	90,52	ВА04-36-34	100	750
Эл. двигатель насоса МНУ ГА3	79,03	ВА04-36-34	80	630
Эл. двигатель насоса МНУ ГА4	79,03	ВА04-36-34	80	630

Таблица 60 – Выбор АВ 0,4 кВ РУ АНЗ

Наименование потребителей	I_p (А)	Тип АВ	Ном. ток (А)	$I_{расц}$ (А)
Эл. двигатель насоса МНУ ГА5	79,03	ВА04-36-34	80	630
Шкафы силовые распределительные	231,82	ВА04-36-34	320	3200
Эл. двигатель насоса МНУ ГА6	79,03	ВА04-36-34	80	630
Шкаф №1 управления охлаждением трансформатора	90,52	ВА04-36-34	100	750
Шкаф №2 управления охлаждением трансформатора	90,52	ВА04-36-34	100	750
Эл. двигатель насоса МНУ ГА6	79,03	ВА04-36-34	80	630
Шкафы силовые распределительные	231,82	ВА04-36-34	320	3200
Шкаф №1 управления охлаждением трансформатора	90,52	ВА04-36-34	100	750
Шкаф №2 управления охлаждением трансформатора	90,52	ВА04-36-34	100	750
Эл. двигатель насоса МНУ ГА6	79,03	ВА04-36-34	80	630

Таблица 61 – Выбор АВ 0,4 кВ РУСН-3

Наименование потребителей	I_p (А)	Тип АВ	Ном. ток (А)	$I_{расц}$ (А)
Шкаф силовой распределительный (насосы)	79,03	ВА04-36-34	80	630
Шкаф силовой распределительный (осв.)	60,08	ВА04-36-34	63	500
Компрессор высокого давления	213,48	ВА04-36-34	320	3200
Шкаф управления вентиляцией	90,52	ВА04-36-34	100	750
Шкаф силовой распределительный (обогрев)	103,46	ВА04-36-34	125	1000
Щит аварийного освещения	103,46	ВА04-36-34	125	1000
Шкаф силовой распределительный (отопл.)	82,11	ВА04-36-34	100	750
Компрессор высокого давления	213,48	ВА04-36-34	320	3200
Шкаф силовой распределительный (вент.)	90,52	ВА04-36-34	100	750
Щит узла связи ПТК	23,35	ВА04-36-34	25	200
Шкаф силовой распределительный (обогрев)	103,46	ВА04-36-34	125	1000
Щит АВР АСУ ТП	23,35	ВА04-36-34	25	200
Щит кондиционеров	90,52	ВА04-36-34	100	750
Котел отопления ПТК	137,94	ВА04-36-34	160	1000

Таблица 62 – Выбор АВ 0,4 кВ РУСН-4

Наименование потребителей	I_p (А)	Тип АВ	Ном. ток (А)	$I_{расц}$ (А)
Электрокалориферы	94,15	ВА04-36-34	100	750
Шкаф силовой распределительный (осв.)	60,08	ВА04-36-34	63	500
Эл. котел горячего водоснабжения	172,43	ВА04-36-34	200	2500
Эл. котел отопления	137,94	ВА04-36-34	160	1000
Шкаф силовой распределительный (отопл.)	295,59	ВА04-36-34	320	3200
Щит АВР АСУ ТП	23,35	ВА04-36-34	25	200
Вводной щит узла связи ПТК	23,35	ВА04-36-34	25	200
Главный распределительный щит	309,11	ВА04-36-34	320	3200
Шкаф управления вентиляцией	172,43	ВА04-36-34	200	2500
Эл. котел горячего водоснабжения	172,43	ВА04-36-34	200	2500
Шкаф уличного освещения	90,12	ВА04-36-34	100	750
Эл. котел отопления	137,94	ВА04-36-34	160	1000
Шкаф силовой распределительный (насосы)	287,38	ВА04-36-34	320	3200
Шкаф силовой распределительный (вент.)	38,64	ВА04-36-34	40	400
Шкаф силовой распределительный (осв.)	32,04	ВА04-36-34	40	400
Главный распределительный щит	309,11	ВА04-36-34	320	3200
Шкаф силовой распределительный (вент.)	123,64	ВА04-36-34	125	1000
Шкаф силовой распределительный (осв.)	90,12	ВА04-36-34	100	750

Таблица 63 – Выбор АВ 0,4 кВ РУСН-5

Наименование потребителей	I_p (А)	Тип АВ	Ном. ток (А)	$I_{расц}$ (А)
1	2	3	4	5
Устройство выпрямительное	121,71	ВА04-36-34	125	1000
Инвертор АСУ ТП	49,26	ВА04-36-34	63	500
Насос полной откачки проточной части турбины	359,22	ВА04-36-34	4000	4000
Электрокалориферы	229,90	ВА04-36-34	320	3200
Шкаф силовой распределительный (обогрев)	118,23	ВА04-36-34	125	1000

Продолжение таблицы 63

1	2	3	4	5
Шкаф силовой распределительный (насосы)	261,51	BA04-36-34	320	3200
Шкаф уличного освещения	32,04	BA04-36-34	40	400
Шкаф силовой распределительный (насосы)	186,79	BA04-36-34	200	2500
Шкаф силовой распределительный (осв.)	120,16	BA04-36-34	125	1000
Насос полной откачки проточной части турбины	359,22	BA04-36-34	400	4000
Шкаф силовой распределительный (сварка)	35,19	BA04-36-34	40	400
Устройство выпрямительное	121,71	BA04-36-34	125	1000
Шкаф силовой распределительный (сварка)	35,19	BA04-36-34	40	400
Инвертор АСУ ТП	49,26	BA04-36-34	63	500
Устройство выпрямительное	121,71	BA04-36-34	125	1000
Инвертор АСУ ТП	49,26	BA04-36-34	63	500

Таблица 64 – Выбор АВ 0,4 кВ РУСН-6

Наименование потребителей	I_p (А)	Тип АВ	Ном. ток (А)	$I_{расц}$ (А)
1	2	3	4	5
Шкаф силовой распределительный (насосы)	107,77	BA04-36-34	125	1000
Питание троллеев машинного зала	410,54	BA04-36-34	630	5000
Шкаф силовой распределительный (отопл.)	205,27	BA04-36-34	320	3200
Электродвигатель насоса пожаротушения	359,22	BA04-36-34	400	4000
Электрокалориферы	229,90	BA04-36-34	320	3200
Электродвигатель насоса откачки дренажа	189,67	BA04-36-34	200	2500
Электродвигатель насоса пожаротушения	359,22	BA04-36-34	400	4000
Электрокалориферы	229,90	BA04-36-34	320	3200
Электродвигатель насоса откачки дренажа	189,67	BA04-36-34	200	2500
Шкаф силовой распределительный (осв.)	150,20	BA04-36-34	160	1000
Шкаф силовой распределительный (отопл.)	205,27	BA04-36-34	320	3200

Продолжение таблицы 64

1	2	3	4	5
Шкаф силовой распределительный (насосы)	251,45	ВА04-36-34	320	3200
Устройство выпрямительное	121,71	ВА04-36-34	125	1000

Таблица 65 – Выбор АВ 0,4 кВ РУСН-7

Наименование потребителей	I_p (А)	Тип АВ	Ном. ток (А)	$I_{расц}$ (А)
Шкаф АВР пром. ТВ	27,82	ВА04-36-34	40	400
Электрокалориферы	229,90	ВА04-36-34	320	3200
Шкаф силовой распределительный (вент.)	114,95	ВА04-36-34	125	1000
Компрессор высокого давления	313,55	ВА04-36-34	400	4000
Шкаф аварийного освещения	103,46	ВА04-36-34	125	1000
Шкаф силовой распределительный	164,21	ВА04-36-34	200	2500
Электродвигатель насоса пожаротушения	287,38	ВА04-36-34	320	3200
Электрокалориферы	229,90	ВА04-36-34	320	3200
Шкаф силовой распределительный (обогрев)	164,21	ВА04-36-34	200	2500
Шкаф АВР пром. ТВ	27,82	ВА04-36-34	40	400
Шкаф рабочего освещения	320,42	ВА04-36-34	400	4000
Шкаф силовой распределительный (вент.)	107,77	ВА04-36-34	125	1000

Таблица 66 – Выбор АВ 0,4 кВ РУСН-8

Наименование потребителей	I_p (А)	Тип АВ	Ном. ток (А)	$I_{расц}$ (А)
1	2	3	4	5
Эл. двигатель насоса №1 питьевого водоснабжения	323,30	ВА04-36-34	400	4000
Шкаф силовой распределительный	153,95	ВА04-36-34	160	1000
Шкаф аварийного освещения	103,46	ВА04-36-34	125	1000
Питание собственных нужд ДГУ-1	35,92	ВА04-36-34	40	400
Рубильник крана правого берега	492,64	ВА04-36-34	630	5000
Шкаф силовой распределительный (осв.)	110,14	ВА04-36-34	125	1000

Продолжение таблицы 66

1	2	3	4	5
Шкаф наружного освещения	32,04	ВА04-36-34	40	400
Рабочее освещения	64,08	ВА04-36-34	80	630
Шкаф силовой распределительный (ВОХР)	32,04	ВА04-36-34	40	400
Шкаф силовой распределительный (обогрев затворов)	197,06	ВА04-36-34	200	2500

Таблица 67 – Выбор АВ 0,4 кВ РУСН-9

Наименование потребителей	I_p (А)	Тип АВ	Ном. ток (А)	$I_{расц}$ (А)
Шкаф силовой распределительный (отопл.)	123,16	ВА04-36-34	125	1000
Рабочее освещение	64,08	ВА04-36-34	80	630
Шкаф силовой распределительный (осв.)	100,13	ВА04-36-34	125	1000
Аварийное освещение	49,26	ВА04-36-34	63	500
Резервное питание СН ДГУ-1	35,92	ВА04-36-34	40	400
Кран козловой	328,43	ВА04-36-34	400	4000

Таблица 68 – Выбор АВ 0,4 кВ РУСН-10

Наименование потребителей	I_p (А)	Тип АВ	Ном. ток (А)	$I_{расц}$ (А)
Щитовая насосной	22,99	ВА04-36-34	25	200
Шкаф управления насосами откачки дренажных вод	100,58	ВА04-36-34	125	1000
Шкаф силовой распределительный (насосы)	107,77	ВА04-36-34	125	1000
Шкаф аварийного освещения	26,27	ВА04-36-34	40	400
Электродвигатель насоса пожаротушения	287,38	ВА04-36-34	320	3200
Шкаф рабочего освещения	60,08	ВА04-36-34	63	500
Щит освещения АСУ КИА	31,53	ВА04-36-34	40	400
Шкаф силовой распределительный (вент.)	79,03	ВА04-36-34	80	630
Шкаф управления насосами откачки дренажных вод	100,58	ВА04-36-34	125	1000

Таблица 69 – Выбор АВ 0,4 кВ РУСН-11

Наименование потребителей	I_p (А)	Тип АВ	Ном. ток (А)	$I_{расц}$ (А)
Шкаф силовой распределительный	200,26	ВА04-36-34	320	3200
Электродвигатель насоса пожаротушения	307,90	ВА04-36-34	320	3200
Насосная откачки дренажных вод	100,58	ВА04-36-34	125	1000
Шкаф силовой распределительный (обогрев.)	246,32	ВА04-36-34	320	3200
Насосная откачки дренажных вод	100,58	ВА04-36-34	125	1000
Электродвигатель насоса пожаротушения	359,22	ВА04-36-34		

Таблица 70 – Выбор АВ 0,4 кВ РУСН-14

Наименование потребителей	I_p (А)	Тип АВ	Ном. ток (А)	$I_{расц}$ (А)
Шкаф силовой распределительный (вент.)	107,77	ВА04-36-34	125	1000
Шкаф АВР АСУ КИА	31,53	ВА04-36-34	40	400
Дегазационная установка УВДМ-6М	107,77	ВА04-36-34	125	1000
АСУ КИА	31,53	ВА04-36-34	40	400
Шкаф силовой распределительный (обогрев.)	205,27	ВА04-36-34	320	3200

Все автоматические выключатели прошли проверку, следовательно, их принимаем к установке на рассматриваемых распределительных устройствах

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В РУ 6 КВ

Короткими называют замыкания между фазами в электроустановках, замыкания фаз на землю в сетях с глухо заземлёнными и эффективно заземлёнными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Короткие замыкания в электроустановках возникают при повреждении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений могут быть разными: старение и вследствие этого пробой изоляции, обрывы проводов и падение на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при различных работах, удары молнии в линию электропередачи и др.

Чаще всего замыкания в электроустановках происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте нарушения изоляции. Иногда возникают металлические замыкания без такого сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов коротких замыканий рассматривают металлические, без учета переходных сопротивлений.

В данном разделе проводим расчет токов короткого замыкания и их составляющих с целью последующей проверки оборудования распределительных устройств по условиям протекания данных токов.

Расчет проводим с использованием метода относительных единиц и среднего ряда напряжений. Данный расчет проводим для КЗ на 1, 2, 3, 4 сек. 6 кВ, для примера проведем расчет токов КЗ для 1 сек 6 кВ. На рисунке 7 представлена расчетная схема для расчета токов КЗ

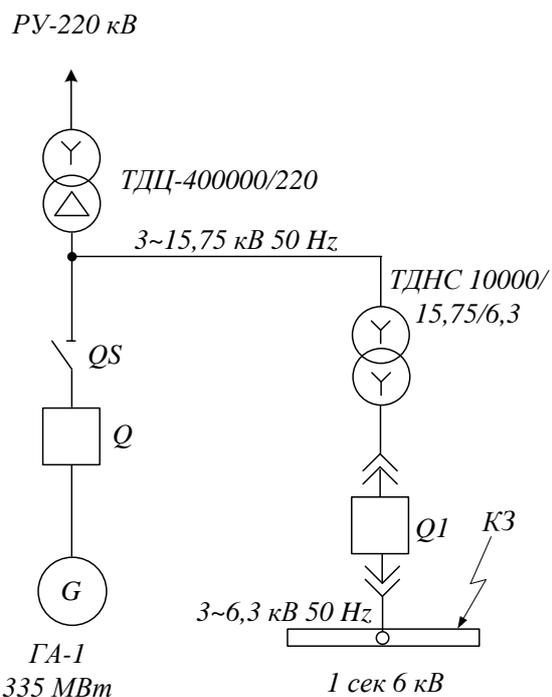


Рисунок 6 – Расчетные точки КЗ

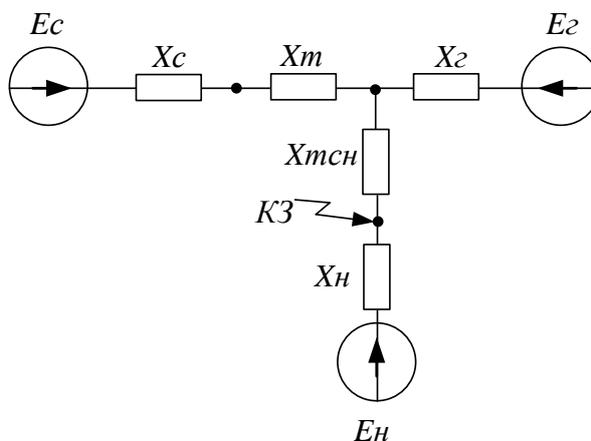


Рисунок 7 – Схема замещения

Базисные условия указаны в таблице 71:

Таблица 71 – Базисные условия

Базисная мощность (МВА)	Базисное напряжение на стороне 220 (кВ)	Базисное напряжение на стороне 15,75 (кВ)	Базисное напряжение на стороне 6 (кВ)
400	230	15,75	6,3

Определяем базисный ток для необходимой ступени трансформации по следующей формуле:

$$I_{B6} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B6}} \quad (38)$$

$$I_{B6} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 36,65 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления всех элементов схемы замещения в относительных единицах приведенные к базисным условиям (о.е.):

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 220 кВ Бурейской ГЭС определяется через ток трехфазного короткого замыкания на данном РУ:

$$X_C = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{K3}} \quad (39)$$

где U_B – базисное напряжение на стороне 220 кВ;

I_{K3} - ток трехфазного короткого замыкания.

$$X_C = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 26,5} = 0,04$$

Определяем сопротивление обмоток силового блочного трансформатора ТДЦ 400000/220:

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_n} \quad (40)$$

где $u_{K\%}$ – напряжение короткого замыкания данного трансформатора;

S_n - номинальная мощность трансформатора.

$$X_T = \frac{11}{100} \cdot \frac{400}{400} = 0,11 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивления обмоток силового трансформатора собственных нужд 21Т:

$$X_{\text{ТСН}} = \frac{u_{\text{К\%}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{н}}} \quad (41)$$

$$X_{\text{ТСН}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{400}{10} = 4,2 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки (на стороне 6 кВ):

$$X_{\text{н}} = 0,35 \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{н}}} \quad (42)$$

где $S_{\text{н}}$ – мощность нагрузки на секции рассчитана ранее.

$$X_{\text{н}} = 1,2 \cdot \frac{400}{16,1 \cdot 0,5} = 59,62 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление гидрогенератора №1:

$$X_{\text{Г}} = x_{\text{д}} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{н}}} \quad (43)$$

где $x_{\text{д}}$ – сверхпереходное сопротивление по продольной оси (о.е.)

$$X_{\text{Г}} = 0,136 \cdot \frac{400}{335/0,85} = 0,14$$

После определения значений всех элементов схемы замещения проводим последовательное преобразование относительно точки короткого замыкания. Подробное сворачивание схемы представлено на рисунках 8, 9, 10, 11, 12:

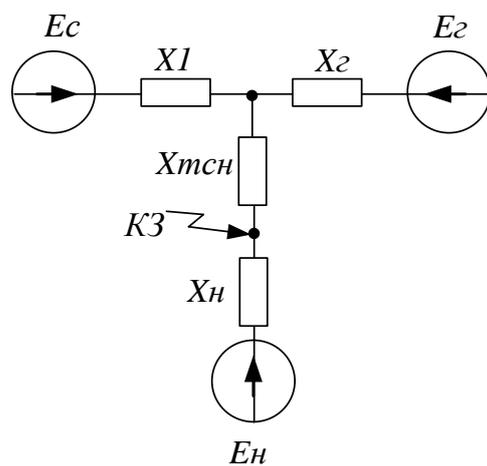


Рисунок 8 – Преобразование №1

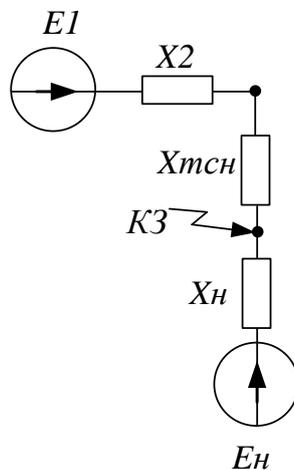


Рисунок 9 - Преобразование №2

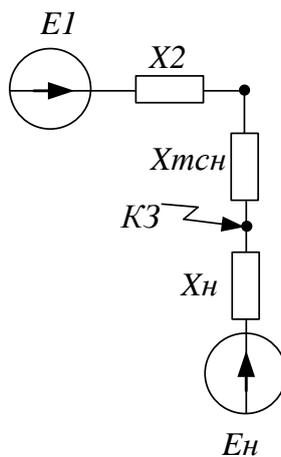


Рисунок 10 - Преобразование №3

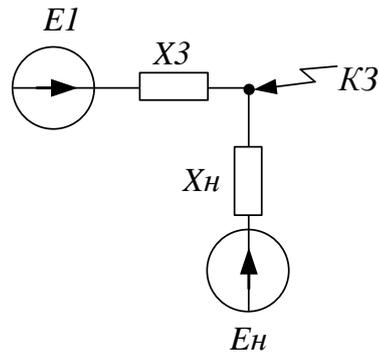


Рисунок 11 - Преобразование №4

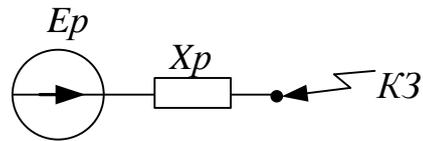


Рисунок 12 - Окончательное преобразование

Определяем параметры схемы замещения после преобразования, сопротивления:

$$X1 = X_C + X_T \quad (44)$$

$$X1 = 0,04 + 0,11 = 0,15 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = \frac{X_\Gamma \cdot X1}{X_\Gamma + X1} \quad (45)$$

$$X2 = \frac{0,14 \cdot 0,15}{0,14 + 0,15} = 0,145 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = X2 + X_{TCH} \quad (46)$$

$$X3 = 0,145 + 4,2 = 4,35 \text{ (о.е.)}$$

$$Xp = \frac{X3 \cdot X_H}{X3 + X_H} \quad (47)$$

$$Xp = \frac{4,35 \cdot 59,62}{4,35 + 59,32} = 4,1$$

Проводим преобразование ЭДС по следующим формулам (ЭДС энергосистемы в относительных единицах составляет – 1, ЭДС обобщенной нагрузки – 0,85, генератора 1,05):

$$E_1 = \frac{X_{Г} \cdot E_{С} + X_1 \cdot E_{Г}}{X_{Г} + X_1} \quad (48)$$

$$E_1 = \frac{0,14 \cdot 1 + 0,15 \cdot 1,05}{0,14 + 0,15} = 1,02 \text{ (о.е.)}$$

$$E_p = \frac{X_{Н} \cdot E_1 + X_3 \cdot E_{Н}}{X_3 + X_{Н}} \quad (49)$$

$$E_p = \frac{59,62 \cdot 1,02 + 4,35 \cdot 0,85}{59,62 + 4,35} = 0,98$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке:

$$I_{no} = \frac{E}{X} \cdot I_{Б6} \quad (50)$$

$$I_{no} = \frac{0,98}{4,1} \cdot 36,65 = 8,76 \text{ (кА)}$$

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{T_{OB}}{T_a}} \quad (51)$$

T_{OB} – время отключения выключателя с учетом минимального времени работы защиты.

T_a – постоянная времени.

Постоянная времени определяется по справочным данным для расчетного места КЗ:

$$T_a = 0,03 \quad (52)$$

Определяем значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 8,76 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,03}} = 1,68 \text{ (кА)}$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (53)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 8,76 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 21,26 \text{ (кА)}$$

В дальнейшем при выборе оборудования указанные данные будут использованы в расчетах.

Расчет теплового импульса (с учетом максимального времени работы защиты):

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (T_{OB} + T_a) \quad (54)$$

T_{OB} – время отключения выключателя с учетом максимального времени работы резервной защиты.

$$B_k = 8,76^2 \cdot (2 + 0,03) = 153,47 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Аналогично проводится расчет и для второй секции, результаты расчета приведены в таблице 72

Таблица 72 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	I_{no} , (кА)	I_{at} , (кА)	$I_{y\delta}$, (кА)	B_k , (кА ² с)
Шины 1,2 сек 6 кВ	8,76	1,68	21,26	153,47
Шины 3,4 сек 6 кВ	8,56	1,62	21,02	150,23

Далее проводим выбор и проверку станционного оборудования для первой и второй секций 6 кВ.

9 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

В данном разделе проводится выбор и проверка следующего станционного оборудования: выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, жесткая ошиновка, приборы контроля и учета электроэнергии в схеме собственных нужд: 1, 2 сек 6 кВ Бурейской ГЭС

Определяем максимальные рабочие токи вводных выключателей РУ 6 кВ 1, 2, 3, 4 сек. [6]:

$$I_M = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (55)$$

где S_n – номинальная мощность трансформатора питания СН;

U_n – номинальное напряжение;

$$I_M = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 922,84 \text{ (A)}$$

Определяем максимальные рабочие токи секционных выключателей РУ 6 кВ 1, 2, 3, 4 сек. [6]:

$$I_M = \frac{S_n \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (56)$$

где S_n – номинальная мощность трансформатора питания СН;

U_n – номинальное напряжение;

$$I_M = \frac{10 \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 458,22 \text{ (A)}$$

Т.к. токи короткого замыкания и их составляющие практически одинаковы для двух секций то проводим выбор и проверку оборудования одновременно для обеих секций, при этом расчетные данные принимаем как для первой секции.

9.1 Выбор типа КРУ 6 кВ

Перед выбором типа выключателя принимаем к установке комплектное распределительное устройство напряжением 6 кВ для электроснабжения потребителей собственных нужд типа К10-06М «КЕДР».

Комплектное распределительное устройство «КЕДР» состоит из разных ячеек, соединенных между собой. Электрическое соединение ячеек внутри щита осуществляется с помощью сборных шин. Постоянная электрическая связь всех металлических корпусов обеспечивается с помощью подключения корпуса ячеек к главной заземляющей сборной шине РУ. Электрические кабели вторичных цепей проходят через щит над отсеками автоматики. Подключение этих кабелей возможно с любой стороны, а также сверху и снизу каждой ячейки.

Ячейка представляет собой заземленную металлическую оболочку, соответствующую требованиям международных стандартов. Это ячейка бронированного типа, то есть все отсеки разделены металлическими перегородками друг от друга:

- 1) сборные шины (по заказу - изолированные или без изоляции),
- 2) выкатной элемент (выключатель, тележка разъединителя или тележка трансформаторов напряжения),
- 3) кабельные присоединения высокого напряжения, заземляющий разъединитель, датчики и, возможно, трансформаторы напряжения,
- 4) отсек автоматики и релейной защиты.

По специальному заказу возможна поставка ячеек с изолированными друг от друга отсеками магистральных шин. Для этого используются специальные изоляторы.

Изоляция между токопроводящими частями обеспечивается воздушными промежутками.

Устройство комплектное распределительное негерметизированное типа К10-06М "Кедр" Кедр в металлической оболочке, трехфазного переменного тока напряжением 6-10 кВ для сетей с изолированной или заземленной через дуго-гасительных реактор нейтрально, предназначенное для приёма и распределения электроэнергии.

9.2 Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Выбор выключателей для СН секций 1, 2, 3, 4 осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$$

Термическая стойкость выключателя 6 кВ проверяется через интеграл Джоуля:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости выключателя 6 кВ;

$t_{тер}$ - время термической стойкости выключателя 6 кВ,

B_k - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость выключателя 6 кВ проверяется по выражению:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд}$$

где $I_{пр.скв}$ - предельный сквозной ток выключателя 6 кВ;

$I_{дин}$ - ток электродинамической стойкости выключателя 6кВ.

Первоначально для вводных ячеек принимаем выключатель вакуумный отечественного производства ВВЭ-М-10-1000.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 73:

Таблица 73 – Выбор и проверка вводных выключателей 6 кВ 1, 2, 3, 4 секций

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток (А)	1000	922,84	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения (кА)	20	8,76	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения (кА)	51	21,26	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения (кА)	20	8,76	$I_{откл} \geq I_{по}$
Номинальное значение апериодической составляющей (кА)	8,48	1,68	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток (кА)	51	21,26	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость (кА ² с)	1200	153,47	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит по всем параметрам его принимаем к установке.

Первоначально для секционных ячеек принимаем выключатель вакуумный отечественного производства ВВЭ-М-10-630.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 74:

Таблица 74 – Выбор и проверка секционных выключателей 6 кВ 1, 2, 3, 4 секций

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток (А)	630	458,22	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения (кА)	20	8,76	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения (кА)	51	21,26	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения (кА)	20	8,76	$I_{откл} \geq I_{по}$
Номинальное значение апериодической составляющей (кА)	8,48	1,68	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток (кА)	51	21,26	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость (кА ² с)	1200	153,47	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит по всем параметрам его принимаем к установке в качестве рабочего и резервного ввода секций.

9.3 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ.

Ограничители перенапряжений выполнены как одно колонковые аппараты опорного типа вертикальной установки и предназначены для защиты электрических аппаратов от грозовых и коммутационных перенапряжений

Принимаем к установке в РУ 6 кВ ОПН-6/11-10(I) проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению сравнение параметров приведено в таблице 75.

Таблица 75 – Выбор и проверка ОПН 1, 2, 3, 4 секций 6 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	3,81	3,46	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 6 проходит проверку по данному показателю.

9.4 Выбор трансформаторов тока для секций СН 6 кВ

Активная вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов ее значение можно определить по следующей приближенной формуле:

$$R_{2ТТ} = R_{нр} + R_{приб} + R_{кон} \quad (57)$$

где $R_{нр}$ - сопротивление соединительных проводов;

$R_{приб}$ - сопротивление приборов;

$R_{кон}$ - сопротивление контактов.

Сопротивление контактов $R_{кон}$ принимается равным 0,1 Ом

Находим сопротивление соединительных проводов:

$$R_{np} = \frac{\rho \cdot L}{f} \quad (58)$$

где L - длина соединительных проводов для РУ СН 6 кВ;

f - сечение соединительного провода.

ρ удельное сопротивление провода;

$$R_{np} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Для определения величины сопротивления приборов необходимо найти их общую мощность, для этого в таблице 76 приведены данные по приборам подключенным к рассматриваемым трансформаторам тока.

Таблица 76 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока вводов 1, 2, 3, 4 секций 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка (ВА)
Амперметр	Э-350	0,5
Многофункциональный прибор учета	Альфа А1800 (Метроника)	1,0
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Сумма		2,5

Тогда сопротивление приборов:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I^2}$$

где $S_{приб}$ - полная мощность приборов;

I - вторичный ток трансформаторов тока.

$$R_{приб} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ (Ом)}$$

Находим суммарное сопротивление вторичной нагрузки трансформаторов тока

$$R_{2TT} = 0,43 + 0,1 + 0,1 = 0,63 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока для для вводных ячеек 1, 2, 3, 4 сек. 6 кВ ТПЛК - 6 с номинальным током первичной обмотки 1000 А. Сравнение параметров приведено в таблице 77.

Таблица 77 – Проверка выбранного ТТ для вводных ячеек 1, 2, 3, 4 секций 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток (А)	1000	922,84	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток (кА)	52	21,26	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость (кА ² с)	3675,0	153,47	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка (Ом)	5	0,63	$R_{2ном} \geq R_{2TT}$

Выбранные трансформаторы тока проходят проверку по всем требованиям.

9.5 Выбор трансформаторов напряжения для секций СН 6 кВ

Трансформаторы напряжения выбирают по нагрузке:

$$S_{2ном} \geq S_2$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность вторичных цепей;

S_2 - нагрузка приборов.

В данном разделе проводится расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения 1, 2, 3, 4 секций. Для этого в таблице 78 приведены данные о подключенных к трансформатору напряжения приборах 1, 2 сек.

Таблица 78 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 1, 2 секций 6 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Нагрузка (ВА)
Вольтметр	Э-335	2	2
Многофункциональный прибор учета	Альфа А1800 (Метроника)	25	1
Сумма			29

Принимаем трансформатор напряжения типа: НАМИ – 6.

Сравнение параметров выбранного трансформатора напряжения приведен в таблице 79.

Таблица 79 – Проверка выбранного ТН 1,2 секций 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	75 ВА	29 ВА	$S_{ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора проходит проверку его принимаем к установке.

В таблице 80 приведены данные о подключенных к трансформатору напряжения приборах 3,4 сек.

Таблица 80 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 3, 4 секций 6 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Нагрузка (ВА)
Вольтметр	Э-335	2	2
Многофункциональный прибор учета	Альфа А1800 (Метроника)	24	1
Сумма			26

Принимаем трансформатор напряжения типа: НАМИ – 6.

Сравнение параметров выбранного трансформатора напряжения приведен в таблице 81.

Таблица 81 – Проверка выбранного ТН 3, 4 секций 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	75 ВА	26 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора проходит проверку его принимаем к установке.

9.6 Выбор шин 1, 2, 3, 4 сек КРУ 6 кВ

Т.к. токи короткого замыкания и рабочие токи на секциях шин 1, 2, 3, 4 практически не отличаются то расчет проводим по наибольшим значениям, в качестве токоведущих шин принимаем одинаковые для всех секций полосы из специального сплава сечением 80/6 мм сечением 4,8 см², Шины располагаем в одной плоскости, устанавливаем их плашмя на изоляторы.

Выполняем проверку на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C} = \frac{\sqrt{153,47}}{95} = 0,13 \text{ (см}^2\text{)} \quad (59)$$

где C - вспомогательный коэффициент для материала шин.

Сечение принятой шины больше чем минимальное значение, следовательно, оно проходит проверку по термической стойкости, далее проверяем шины на механическую прочность, определяем расстояние между изоляторами одной фазы через момент инерции и сечение.

Момент инерции шин:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \text{ (см}^3 \times \text{см)} \quad (60)$$

Максимальное расстояние между изоляторами:

$$L_M = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{F_{\min}}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95 \quad (61)$$

где $F_{шин}$ - сечение шины (см²)

Принимаем расстояние менее расчетного (0,9м)

Проводим проверку на динамическую стойкость определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании на шинах

$$f_{2P} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I_{y\delta}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{21260^2}{0,4} = 723,3 \text{ (Н/м)} \quad (62)$$

где $I_{y\delta}$ – ударный ток короткого замыкания.

a - межфазное расстояние.

Проводим расчет механического напряжения в материале шин, определяем момент сопротивления по формуле:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \text{ (см}^3\text{)} \quad (63)$$

Определяем напряжение в материале шин при протекании во время ударного тока КЗ

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{I_{y\delta}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{21260^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 9,15 \text{ (МПа)} \quad (64)$$

Данное напряжение не должно превышать 60% от разрушающего для выбранного материала шин равного 36 МПа, следовательно, можно сделать вывод что выбранная конструкция проходит проверку по динамической стойкости.

10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6 КВ

10.1 Выбор кабельных линий 10 кВ

В данном разделе проводим выбор кабельных линий для питания трансформаторов 6/0,4 кВ питания РУ АН-1,2,3.

В качестве метода расчета применяется определение расчетного тока в сечении кабельной линии по заданным значениям расчетной мощности, определенной ранее, далее проводится выбор подходящего сечения кабеля и сравнение расчетного значения тока с длительно допустимым которое так же рассчитывается в зависимости от условий прокладки.

Выбор по длительно допустимому току сводится к сравнению расчетного тока с длительно допустимым [3]:

$$I_p \leq I_{\text{дд}} \quad (65)$$

где I_p – расчетный ток в сечении;

$I_{\text{дд}}$ – длительно допустимый ток КЛ:

$$I_{\text{дд}} = I_{\text{дон}} \cdot k_{\text{ср}} \cdot k_{\text{сн}} \quad (66)$$

где $I_{\text{дон}}$ – допустимый длительный ток одиночного проводника.

$k_{\text{ср}}$ – коэффициент, учитывающий температуру среды отличную от расчетной;

$k_{\text{сн}}$ – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой прокладке кабелей;

Расчетный ток в сечении определяется по выражению:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (67)$$

где P_p, Q_p - расчетная активная и реактивная мощность протекающая по кабельной линии;

U_n - номинальное линейное напряжение кабельной линии;

Для примера проводим расчет и выбор кабельных линий для питания трансформаторов 6/0,4 кВ РУ АН-1 для этого определяем потери мощности в силовом трансформаторе при питании 2-х секций от него в ремонтном режиме при отключении второго.

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторное [1]:

$$\Delta P_T = \Delta P_K \cdot k_3^2 + \Delta P_X \quad (68)$$

$$\Delta Q_T = \frac{u_{K3\%} \cdot S_{PHH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} + \frac{i_{XX\%} \cdot S_{НОМ}}{100} \quad (69)$$

где S_{PHH} - полная расчетная мощность на шинах РУ 0,4 кВ;

$u_{K3\%}$ - паспортное значение напряжения КЗ;

$i_{XX\%}$ - паспортное значение тока XX.

Расчётная мощность нагрузки на стороне ВН определяется как:

$$P_{PВН} = P_{PHH} + \Delta P_T \quad (70)$$

$$Q_{PВН} = Q_{PHH} + \Delta Q_T \quad (71)$$

Проводим расчет:

$$\Delta P_T = 7,3 \cdot 0,94^2 + 1,8 = 8,25 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_T = \frac{5,4 \cdot 597,73^2}{100 \cdot 630} + \frac{1,2 \cdot 630}{100} = 38,18 \text{ (квар)}$$

Определим нагрузку, приведенную к стороне ВН трансформатора:

$$P_{PВН} = 516,4 + 8,25 = 524,65 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{PBH} = 301,02 + 38,18 = 340,08 \text{ (квар)}$$

Проводим расчет тока:

$$I_P = \frac{\sqrt{P_{PBH}^2 + Q_{PBH}^2}}{\sqrt{3} \cdot 6,3} \quad (72)$$

$$I_P = \frac{\sqrt{524,65^2 + 340,08^2}}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 57,29 \text{ (А)}$$

Проводим выбор кабеля, принимаем на данном участке кабель типа АПвПу 3×50 имеющий изоляцию из сшитого полиэтилена и длительно допустимый ток 170 А, при расчете длительного тока отталкиваемся от того что условия прокладки не отличаются от расчетных, вводим расчетный коэффициент при групповой прокладке:

$$I_{\partial\partial} = 170,0 \cdot 1 \cdot 0,92 = 156,4 \text{ (А)}$$

Длительно допустимый ток выбранного типа кабеля значительно больше расчетного в данном сечении, следовательно, этот тип кабеля оставляем.

Далее проводим типа и сечений остальных участков, результаты расчета приведены в таблице 82.

Таблица 82 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Присоединение	I_P (А)	Марка и сечение проводника	$I_{\partial\partial}$ (А)
Трансформатор питания 1 сек 0,4 кВ РУ АН1	57,29	АПвПу 3×50	156,4
Трансформатор питания 2 сек 0,4 кВ РУ АН1	57,29	АПвПу 3×50	156,4
Трансформатор питания 1 сек 0,4 кВ РУ АН2	65,54	АПвПу 3×50	156,4
Трансформатор питания 2 сек 0,4 кВ РУ АН2	65,54	АПвПу 3×50	156,4
Трансформатор питания 1 сек 0,4 кВ РУ АН3	65,54	АПвПу 3×50	156,4
Трансформатор питания 2 сек 0,4 кВ РУ АН3	65,54	АПвПу 3×50	156,4

Все выбранные сечения проходят проверку тк расчетный ток в сечении не превышает длительно допустимого значения.

10.2 Проверка кабельных линий 6 кВ по допустимой потере напряжения

Принятые кабельные линии необходимо проверить по условиям потери напряжения, в данном разделе проводим соответствующий расчет.

Потеря напряжения в участке КЛ определяется по следующей формуле [4]:

$$\Delta U = (P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_p \cdot x_0 \cdot L) \cdot \frac{100}{U_n^2} \quad (73)$$

где r_0 – погонное активное сопротивление (Ом/км);

x_0 – погонное реактивное сопротивление (Ом/км);

P_p – расчетная активная мощность в сечении (кВт);

Q_p – расчетная реактивная мощность в сечении (квар);

L – протяженность КЛ (км).

Расчет проводим на примере участка от РУСН 6 кВ до трансформатора питания 1 сек 0,4 кВ РУ АН-1:

$$\Delta U_{12} = (524,65 \cdot 0,82 \cdot 0,05 + 340,08 \cdot 0,13 \cdot 0,05) \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,59 (\%)$$

Потеря напряжения в нормальном режиме не должна превышать 5%, следовательно, выбранное сечение проходит проверку, далее проводим расчет суммарной потери напряжения на остальных фидерах результаты заносим в таблицу 83

Таблица 83 – Расчет потерь напряжения на каждом фидере

Присоединение	ΔU (%)
Трансформатор питания 1 сек 0,4 кВ РУ АН1	0,59
Трансформатор питания 2 сек 0,4 кВ РУ АН1	1,18
Трансформатор питания 1 сек 0,4 кВ РУ АН2	0,39
Трансформатор питания 2 сек 0,4 кВ РУ АН2	0,78
Трансформатор питания 1 сек 0,4 кВ РУ АН3	0,39
Трансформатор питания 2 сек 0,4 кВ РУ АН3	0,49

Проводники проходят проверку по потере напряжения расчет окончен.

10.3 Проверка кабельных линий по термической стойкости

В данном разделе проводим расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ с целью дальнейшей проверки КЛ по термической стойкости к данным токам.

Расчетные точки короткого замыкания принимаем на выводах трансформаторов 6/0,4 кВ питания сек АН1, 2, 3. Расчет проводим в именованных единицах. Для примера проводим расчет токов короткого замыкания на выводах трансформатора питания 1 сек 0,4 кВ РУ АН-1. Схема замещения представлена на рисунке 13

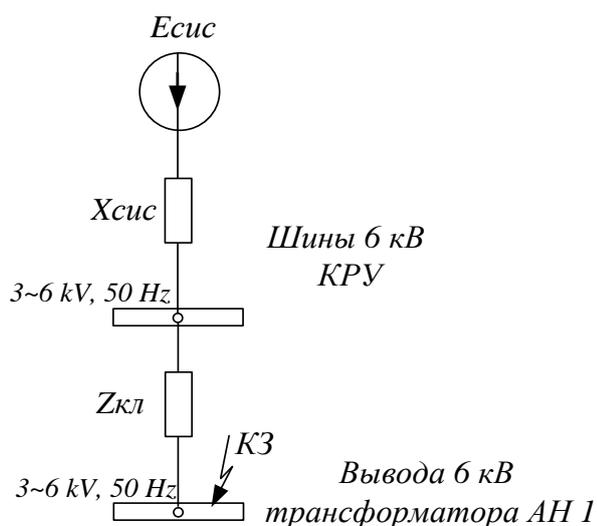


Рисунок 13 – Схема замещения участка сети

Активные и индуктивные сопротивления КЛ [2]:

$$X_{кл} = x_0 \cdot L \quad (74)$$

$$R_{кл} = r_0 \cdot L \quad (75)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление КЛ.

$$X_{кл} = 0,17 \cdot 0,05 = 0,01 \text{ (Ом)}$$

$$R_{кл} = 0,39 \cdot 0,05 = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 6 кВ КРУ:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} \quad (76)$$

где U_{cp} - напряжение среднего ряда, принимается равным 6,3 кВ.

$I_{кз}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах 6 кВ КРУ рассчитан ранее.

$$X_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 8,76} = 0,41 \text{ (Ом)}$$

Результирующее сопротивление до точки КЗ:

$$X_p = X_c + X_{кл} \quad (77)$$

$$X_p = 0,41 + 0,01 = 0,42 \text{ (Ом)}$$

$$R_p = R_{кл} = 0,02 \text{ (Ом)} \quad (78)$$

Определяем периодическую составляющую тока короткого замыкания по следующей формуле :

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (79)$$

$$I_{по} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,02^2 + 0,42^2}} = 8,65 \text{ (кА)}$$

Проводим расчет постоянной времени для каждой точки КЗ:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (80)$$

где ω - синхронная частота напряжения сети 314 рад/с.

$$T_a = \frac{0,42}{314 \cdot 0,02} = 0,07$$

Выполняем расчет теплового импульса, при этом время протекания тока короткого замыкания должно учитывать полное время отключения выключателя и время работы защиты с учетом ступеней селективности, принимается равным 0,6 сек:

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (T_{об} + T_a) \quad (81)$$

где $T_{об}$ - полное время отключение выключателя сек.

$$B_k = 8,61^2 \cdot (0,6 + 0,07) = 44,48 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

По аналогичным формулам проводится расчет токов короткого замыкания на кабельных линиях питания трансформаторов питания РУ АН1, 2, 3 результаты расчета сводим в таблицу 84.

Таблица 84 – Расчет токов КЗ и теплового импульса

Точка КЗ	$I_{по}$ (кА)	B_k (кА ² с)
Вывода 6 кВ трансформатора питания 1 сек 0,4 кВ РУ АН1	8,61	44,48
Вывода 6 кВ трансформатора питания 2 сек 0,4 кВ РУ АН1	8,23	40,64
Вывода 6 кВ трансформатора питания 1 сек 0,4 кВ РУ АН2	8,65	44,89
Вывода 6 кВ трансформатора питания 2 сек 0,4 кВ РУ АН2	8,60	44,38
Вывода 6 кВ трансформатора питания 1 сек 0,4 кВ РУ АН3	8,62	44,58

Вывода 6 кВ трансформатора питания 2 сек 0,4 кВ РУ АН3	8,63	44,69
--	------	-------

Далее проводим проверку выбранных КЛ по термической стойкости к токам КЗ с использованием полученных значений теплового импульса.

Проверку на термическую стойкость кабельной линии будем выполнять исходя из значения максимального теплового импульса принятого типа КЛ, на примере КРУ 6 кВ – трансформатор питания 1 сек 0,4 кВ АН-1 (принят типе кабеля АПвПу 3×50), рассчитываем для него максимальный тепловой импульс согласно паспортным данным (предельный ток односекундного КЗ составляет 8,1 кА) [2]:

$$B_{кмакс} = 8,1^2 \cdot 1 = 65,61 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Сравниваем данное значение со значением полученным ранее

Проводник проходит проверку при условии:

$$B_{кмакс} \geq B_k \tag{82}$$

$$65,61 \geq 44,48$$

В данном случае проводник проходит проверку.

Аналогично проводим расчет для остальных КЛ, результаты в таблице 85

Таблица 85 – Проверка КЛ по термической стойкости

Точка КЗ	B_k (кА ² с)	$B_{кмакс}$ (кА ² с)
Вывода 6 кВ трансформатора питания 1 сек 0,4 кВ РУ АН1	44,48	65,61
Вывода 6 кВ трансформатора питания 2 сек 0,4 кВ РУ АН1	40,64	65,61
Вывода 6 кВ трансформатора питания 1 сек 0,4 кВ РУ АН2	44,89	65,61
Вывода 6 кВ трансформатора питания 2 сек 0,4 кВ РУ АН2	44,38	65,61
Вывода 6 кВ трансформатора питания 1 сек 0,4 кВ РУ АН3	44,58	65,61
Вывода 6 кВ трансформатора питания 2 сек 0,4 кВ РУ АН3	44,69	65,61

Все сечения прошли проверку, далее проводим расчет потери напряжения

11 УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Система электроснабжения собственных нужд Бурейской ГЭС является особо ответвлённым потребителем электрической энергии поэтому полностью прекратить электроснабжение невозможно т.к. понадобится прекратить работу основного оборудования, следовательно, при выполнении реконструкции будут выполняться следующие условия:

- на первоначальном этапе проводится монтаж электрооборудования расчет и выбор которого выполнен в данной работе, места расположения КРУ 6 кВ и РУ АН-1, 2, 3 так же указаны в данной работе.

- после планового вывода в ремонт одного из гидроагрегатов производится вывод в ремонт соответственно и трансформатора собственных нужд 21Т, 22Т, 23Т который получает от него питание, с последующим переключением питания от него на новое КРУ 6 кВ.

- после ввода в работу трансформаторов собственных нужд 21Т, 22Т, 23Т производится постановка под напряжение нового КРУ 6 кВ.

- далее производится поочередный перевод присоединений на новое КРУ 6 кВ.

- на напряжении 0,4 кВ перевод присоединений производится аналогично высокому напряжению, при этом необходимо учитывать такую возможность при останове определенного гидроагрегата.

- после полного перевода всех присоединений 6 и 0,4 кВ производится демонтаж незадействованного оборудования.

12 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

В данном разделе проводится расчет капиталовложений на реконструкцию распределительных устройств и замену кабельных линий собственных нужд Бурейской ГЭС.

Определяем стоимость РУ 6 кВ:

$$K_{ру6} = N_{яч6} \cdot K_{яч6} \quad (83)$$

где $N_{яч6}$ - количество ячеек выключателей 6 кВ (ед.);

$K_{яч6}$ - стоимость одной ячейки выключателя 6 кВ (млн. руб/ед.) [21].

$$K_{ру6} = 51 \cdot 1,19 = 60,69 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем стоимость РУ 0,4 кВ:

$$K_{ру0,4} = N_{яч0,4} \cdot K_{яч0,4} \quad (84)$$

где $N_{яч0,4}$ - количество ячеек КРУ 0,4 кВ (ед.);

$K_{яч0,4}$ - стоимость одной ячейки КРУ 0,4 кВ (млн. руб/ед.) [21].

$$K_{ру0,4} = 33 \cdot 0,52 = 17,16 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем стоимость трансформаторов 6/0,4 кВ:

$$K_{тр} = N_{тр} \cdot K_{тр} \quad (85)$$

где $N_{тр}$ - количество трансформаторов 6/0,4 кВ (ед.);

$K_{тр}$ - стоимость одного трансформатора 6/0,4 кВ (млн. руб./ед.) [21].

$$K_{тр} = 12 \cdot 4,38 = 52,56 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем стоимость кабельных линий 6 кВ:

$$K_{кл6} = L_{кл6} \cdot K_{кл6} \quad (86)$$

где $L_{кл6}$ - суммарная протяженность КЛ 6 кВ (км.);

$K_{кл6}$ - удельная стоимость КЛ 6 кВ (млн. руб./км.) [21].

$$K_{кл6} = 0,69 \cdot 1,22 = 0,84 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем стоимость кабельных линий 0,4 кВ:

$$K_{кл0,4} = L_{кл0,4} \cdot K_{кл0,4} \quad (87)$$

где $L_{кл0,4}$ - суммарная протяженность КЛ 0,4 кВ (км.);

$K_{кл0,4}$ - удельная стоимость КЛ 0,4 кВ (млн. руб./км.) [21].

$$K_{кл0,4} = 5,6 \cdot 0,34 = 1,9 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = K_{руб} + K_{ру0,4} + K_{тр} + K_{кл6} + K_{кл0,4} \quad (88)$$

$$K_{нс} = 60,69 + 17,16 + 52,56 + 0,84 + 1,9 = 133,15 \text{ (млн. руб.)}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{\Sigma} \cdot \alpha_{ам} \quad (89)$$

Г

Нормы отчислений на амортизацию определяются [9]:

е

$\alpha_{ам}$

100

– нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (90)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования.

$$I_{АМ} = 133,15 \cdot \frac{1}{20} = 5,65 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки [9]:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot K_{\Sigma} \quad (91)$$

где $\alpha_{ЭК.ПС} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций.

$$I_{ЭКС} = 133,15 \cdot 0,059 = 7,85 \text{ (млн. руб.)}$$

Проводим расчет приведенных годовых затрат по следующей формуле:

$$З = I_{\Sigma} + E \cdot K_{\Sigma} \quad (92)$$

где I_{Σ} – суммарные годовые издержки;

E – норма дисконтирования (о.е.) [9].

$$З = 5,65 + 7,85 + \frac{10,5}{100} \cdot 133,15 = 27,48 \text{ (млн. руб.)}$$

Таким образом произведенные расчеты показали, что стоимость реализации проекта по реконструкции подстанции СН составят 133,15 млн. руб. при этом издержки на амортизацию оборудования составят 5,65 млн. руб./год, а на его эксплуатацию 7,85 млн. руб./год., приведенные затраты в год 27,48 млн. руб.

13 БЛОК МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

В системе электроснабжения 6 кВ СН Бурейской ГЭС в качестве устройства защиты присоединений с вакуумными выключателями принят блок защиты Миком, рассмотрим его подробно.

Возможности блока позволяют проектным и пусконаладочным организациям на основе логических сигналов типовых и фиксированных функциональных схем защит и автоматики учитывать индивидуальные особенности проекта защищаемого присоединения.

Программное обеспечение, созданное предприятием-изготовителем, является базовым функциональным программным обеспечением, в нем реализуются функции защит и автоматики, сигнализации, сервисные функции и функции диагностики блока. Изменение осуществляется только на предприятии-изготовителе.

Дополнительные функциональные схемы, создаваемые для учета индивидуальных особенностей проекта защищаемого присоединения, входят в состав программного модуля конфигурации. Для создания модуля следует использовать программный комплекс "Конфигуратор - МТ". Модуль включает в себя: - уставки защит и автоматики; - дополнительные функциональные схемы; - настройки связи блока с АСУ/ПЭВМ; - настройки функций синхронизации времени блока; - настройки таблицы подключений блока; - настройки таблицы назначений блока.

Таблица подключений блока позволяет использовать дискретные входы для привязки их к входным сигналам функциональных схем.

Таблица назначений блока позволяет: - использовать свободно назначаемые выходные реле для привязки к ним сигналов с дискретных входов блока; - использовать свободно назначаемые выходные реле для привязки к ним логических сигналов функциональных схем; - создавать дополнительные записи для журнала сообщений и журнала аварий; -

выполнять настройку светоизлучающих диодов (светодиодов); - выполнять настройку состава осциллограмм.

В комплект поставки блока входит пример реализации, созданный предприятием-изготовителем

Выходные сигналы функциональных схем могут быть использованы в таблице назначений блока, а также переданы в АСУ. Выходные сигналы функциональных схем могут быть использованы для создания схем ПМК.

Программный комплекс "Конфигуратор - МТ" предоставляет возможность установки паролей для разделения на следующие уровни доступа: служба РЗА (изменение уставок, просмотр и управление) и служба АСУ (изменение коммуникационных настроек).

Для создания дополнительных функциональных схем, учитывающих особенности проекта защищаемого присоединения, доступны следующие элементы: - дискретные входы, перечень которых приведен в таблице 3; - кнопки лицевой панели "F1" и "F2"; - входные сигналы АСУ, перечень которых приведен в таблице 7; - входные сигналы функциональных схем, - выходные сигналы функциональных схем; - свободно назначаемые дискретные выходы

Назначение дискретных входов в таблице подключений блока производится в виде перекрестной связи между дискретным входом (графа) и входным сигналом функциональных схем БФПО (строка) (пример назначения свободно назначаемого дискретного входа "Вход" на входной сигнал функциональных схем БФПО "Квитир. внеш."). Допускается прямое или инверсное подключение дискретного входа.

Функции защиты

Токовая отсечка (ТО)

ТО предназначена для быстрой ликвидации междуфазных коротких замыканий.

ТО выполняется с контролем трех фазных токов. Схема подключения аналоговых сигналов, в случае установки трансформаторов тока в двух фазах

подключение к блоку осуществляется в соответствии с типовой инструкцией. Ступени ТО могут быть введены в действие программными ключами S101 и S102 для первой и второй ступени соответственно.

Предусмотрена возможность работы первой и второй ступени ТО с контролем от реле направления мощности (РНМ). Ввод РНМ производится программными ключами S143, S145 для первой и второй ступени соответственно. Предусмотрен выбор варианта работы ТО при прямом или обратном направлении мощности. Выбор варианта осуществляется программными ключами S144, S146 для первой и второй ступени соответственно.

При междуфазных коротких замыканиях вблизи места установки защиты, сопровождающихся значительным снижением напряжения, подводимого к реле, РНМ работает "по памяти". В этом случае на реле в течение 200 мс сохраняется фаза напряжения предаварийного режима. По истечении 200 мс состояние РНМ фиксируется. Возврат РНМ осуществляется при восстановлении значения напряжения выше 7 В. Для готовности работы РНМ "по памяти" необходимо наличие на зажимах РНМ напряжения выше 9 В в течение не менее 60 мс.

При неготовности РНМ работать "по памяти" формируется логический сигнал "недост.", ступени ТО работают в ненаправленном режиме.

Для блокировки пуска ступеней ТО предусмотрены логические сигналы "ТО 1 блок." и "ТО 2 блок.". Блокировка осуществляется наличием логической единицы.

Максимальная токовая защита (МТЗ)

МТЗ предназначена для защиты от междуфазных коротких замыканий и перегрузки защищаемого присоединения. Первая ступень имеет независимую или зависимую времятоковую характеристику. Вторая ступень имеет независимую время токовую характеристику.

Ступени МТЗ могут быть введены в действие программными ключами S103 и S104 для первой и второй ступени соответственно.

Выбор времятоковой характеристики производится программным ключом S109 (по умолчанию первая ступень МТЗ выполняется независимой). Блок обеспечивает возможность работы первой ступени с четырьмя типами обратозависимых времятоковых характеристик:

Для зависимой характеристики возможен выбор одной из четырёх зависимых времятоковых характеристик.

Тип времятоковой характеристики задаётся уставкой в программном комплексе "Конфигуратор - МТ" при выборе типа обратозависимой времятоковой характеристики.

Вторая ступень МТЗ может быть использована с действием на отключение и сигнализацию или с действием только на сигнализацию. Ввод действия второй ступени МТЗ на отключение производится программным ключом S117.

Для первой ступени МТЗ с независимой времятоковой характеристикой может быть введен пуск по напряжению (программный ключ S122 - ввод контроля линейного напряжения и программный ключ S123 - ввод комбинированного пуска с контролем напряжения обратной последовательности и линейного напряжения). Условием пуска первой ступени МТЗ является снижение любого линейного напряжения ниже уставки "МТЗ РН У1" или увеличение напряжения обратной последовательности выше уставки "МТЗ РН U2". При использовании комбинированного пуска МТЗ по напряжению применять уставки по времени менее 0,1 с не рекомендуется.

Контроль напряжения для комбинированного пуска МТЗ выводится при неисправности цепей напряжения. Для вывода контроля исправности цепей напряжения необходимо ввести программный ключ S150.

Предусмотрена возможность работы первой ступени МТЗ с контролем от РНМ. Ввод РНМ производится программным ключом S147. При использовании направленной МТЗ предусмотрен выбор варианта её работы при прямом или обратном направлении мощности. Выбор варианта осуществляется программным ключом S148.

Для блокировки первой или второй ступени МТЗ предусмотрены логические сигналы "МТЗ 1 ст. блок." и "МТЗ 2 ст. блок." соответственно.

Ускорение МТЗ (УМТЗ)

УМТЗ предназначено для ускорения действия первой ступени МТЗ при включении выключателя и коротком замыкании в защищаемой зоне. УМТЗ может быть введено в действие программным ключом S106.

После исчезновения сигнала "РПО" в течение 1 с и при пуске первой ступени МТЗ с выдержкой времени "УМТЗ Т" выдается сигнал на отключение выключателя.

Предусмотрена блокировка УМТЗ (программный ключ S160) по наличию напряжений на секции шин и до вводного выключателя.

Для блокировки работы УМТЗ предусмотрен сигнал "УМТЗ блок.". 4.1.4

Логическая защита шин (ЛЗШ)

ЛЗШ предназначена для ускорения действия МТЗ выключателя источника питания при коротком замыкании на шинах присоединения. 4.1.4.2

Ввод в работу ЛЗШ осуществляется программным ключом S128.

14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В представленной работе проводится реконструкция и модернизация систем электроснабжения собственных нужд Бурейской ГЭС для повышения надежности их питания. Предполагается перенос части распределительных устройств на отметки более безопасные в отношении затопления при чрезвычайных ситуациях, дополнительно с этим проводится замена устаревшего оборудования включая распределительные устройства 6 и 0,4 кВ а так же питающие их трансформаторы собственных нужд

14.1 Безопасность

При реконструкции системы электроснабжения собственных нужд Бурейской ГЭС должны соблюдаться требования государственных нормативных документов и локальных документов монтажных организаций.

Рассмотрим основные требования техники безопасности при различного рода работах в электроустановках собственных нужд Бурейской ГЭС

Общие требования охраны труда при работе в действующих электроустановках:

Работы в действующих электроустановках должны проводиться:

- по заданию на производство работы, определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы - наряду-допуску;

- по распоряжению;

- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Капитальный ремонт электрооборудования напряжением выше 1000 В, работа на токоведущих частях без снятия напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В, должны выполняться по технологическим картам или проекту производства работ (далее - ППР), утвержденным руководителем

организации (обособленного подразделения) или техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом-допуском, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации

Выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду-допуску должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд. Согласование оформляется до начала подготовки рабочего места по второму наряду записью «Согласовано» на лицевой стороне второго наряда-допуска, располагаемой в левом нижнем поле документа с подписями работников, согласующих документ.

В электроустановках напряжением до 1000В при работе под напряжением необходимо:

- снять напряжение с расположенных вблизи рабочего места других токоведущих частей, находящихся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение, или оградить их;

- работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом диэлектрическом ковре;

- применять изолированный или изолирующий инструмент, предназначенный для работ под напряжением на токоведущих частях, и пользоваться диэлектрическими перчатками.

- Не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а также использовать ножовки, напильники, металлические метры и другие металлические инструменты и приспособления, не предназначенные для выполнения работ под напряжением.

Не допускается при работе около не ограждённых токоведущих частей располагаться так, чтобы эти части находились сзади работника или по обеим сторонам от него.

Работа в электроустановках должна производиться с применением электрозащитных средств, предназначенных для выполнения конкретного метода работ и класса напряжения электроустановки.

Работники, работающие в помещениях с электрооборудованием (за исключением щитов управления, релейных и им подобных), в ЗРУ и ОРУ, в подземных сооружениях, колодцах, туннелях, траншеях и котлованах, а также участвующие в обслуживании и ремонте ВЛ, должны пользоваться защитными касками.

Общие требования охраны труда при работе на коммутационных аппаратах:

Допуск к работе на коммутационном аппарате разрешается после выполнения технических мероприятий, предусмотренных правилами по охране труда, обеспечивающих безопасность работы, включая мероприятия, препятствующие ошибочному срабатыванию коммутационного аппарата.

Для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке разрешается при несданном наряде-допуске временная подача напряжения в цепи оперативного тока, силовые цепи привода, а также подача воздуха на выключатели.

Установку снятых предохранителей, включение отключенных автоматов и открытие задвижек для подачи воздуха, а также снятие на время опробования плакатов безопасности должен осуществлять оперативный персонал.

Операции по опробованию коммутационного аппарата имеет право осуществлять производитель работ, если на это получено разрешение выдавшего наряд-допуск и подтверждено записью в строке «Отдельные указания» наряда-допуска, либо оперативный персонал по требованию производителя работ.

После опробования, при необходимости продолжения работы на коммутационном аппарате, оперативным персоналом должны быть

выполнены технические мероприятия, требуемые для допуска бригады к работе.

Общие требования охраны труда при работе в комплектных распределительных устройствах

При работе на оборудовании тележки или в отсеке шкафа КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить в ремонтное положение; шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат безопасности «Стой! Напряжение»; на тележке или в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат «Работать здесь».

При работах вне КРУ на подключенном к нему оборудовании или на отходящих ВЛ и КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа; шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакаты «Не включать! Работают люди» или «Не включать! Работа на линии».

Оперировать выкатной тележкой КРУ с силовыми предохранителями разрешается под напряжением, но без нагрузки.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в цепях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ, КВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ.

В РУ, оснащенных вакуумными выключателями, испытания дугогасительных камер повышенным напряжением с амплитудным значением более 20 кВ необходимо выполнять с использованием специального экрана для защиты работников от возникающих рентгеновских излучений.

Общие требования охраны труда при работе на кабельных линиях:

Перед разрезанием кабеля или вскрытием муфт следует удостовериться в том, что работа будет выполняться на подлежащем ремонту кабеле, что этот кабель отключен и что выполнены технические мероприятия.

На рабочем месте подлежащий ремонту кабель определяется:

при прокладке в туннеле, коллекторе, канале - прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам;

при прокладке кабелей в земле - сверкой их расположения с чертежами прокладки.

Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или режущего наконечника. На КЛ с двухсторонним питанием отсутствие напряжения проверяется проколом дистанционным способом с двух сторон от места повреждения кабеля или соединительной муфты.

В туннелях, коллекторах, колодцах, траншеях, где проложено несколько кабелей, и на других кабельных сооружениях приспособление должно быть с дистанционным управлением. Приспособление должно обеспечить прокол или разрезание оболочки до жил с замыканием их между собой и заземлением.

При проколе кабеля следует пользоваться диэлектрическими перчатками и средствами защиты от термических рисков электрической дуги (спецодеждой, средствами защиты лица и глаз), при этом необходимо стоять на изолирующем основании сверху траншеи на максимальном расстоянии от прокалываемого кабеля.

Прокол кабеля должны выполнять два работника: допускающий и производитель работ или производитель и ответственный руководитель работ. Один из них, прошедший специальное обучение, непосредственно прокалывает кабель, а второй - наблюдает.

На КЛ электростанций и подстанций, где длина и способ прокладки кабелей позволяют, пользуясь чертежами, бирками, кабелеискательным аппаратом, точно определить подлежащий ремонту кабель, разрешается по усмотрению работника, выдающего наряд-допуск, не прокалывать кабель перед его разрезанием или вскрытием муфты.

14.2 Экологичность

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара в данной работе предусматривается сооружение маслоприемников на силовом трансформаторе собственных нужд.

На Бурейской ГЭС в ходе реконструкции планируется замена устаревшего и установка вместо него современного силового трансформатора питания собственных нужд с соответствующим маслоприемником, тип принятого трансформатора: ТДНС 10000/15,75/6,3 номинальной мощностью 10 МВА и номинальным напряжением 15,75/6,3 кВ, габаритные размеры Д×Ш×В: 4,5×3,15×4,88 м и массой масла 8,4 т.

При определении геометрических характеристик маслоприемника учитываем следующие условия [11]:

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1 м.

2) Маслоприемник должен предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [11].

Маслоприемник выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [11].

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Проводим расчет геометрических данных маслоприемника.

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} \quad (93)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{\text{трм}} = \frac{8,4}{0,88} = 9,55 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{мн}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (94)$$

где A , B – длина и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{\text{мн}} = (4,15 + 2 \cdot 1) \cdot (3,15 + 2 \cdot 1) = 33,48 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{бн}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (95)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{\text{бн}} = (4,5 + 3,15) \cdot 2 \cdot 4,88 = 74,66 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара:

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = K_n \cdot t \cdot (S_{\text{мн}} + S_{\text{бн}}) \cdot 10^{-3} \quad (96)$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (33,48 + 74,66) \cdot 10^{-3} = 38,93 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды:

$$V_{тмH2O} = V_{трм} + 0,8 \cdot V_{H2O} \quad (97)$$

$$V_{тмH2O} = 9,55 + 0,8 \cdot 38,93 = 40,69 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости $V_{тмH2O}$:

$$H_{мп} = \frac{V_{тмH2O}}{S_{мп}} \quad (98)$$

$$H_{мп} = \frac{40,69}{33,48} = 1,22 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [11]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [11]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [11]:

$$H_{пмп} = H_{мп} + H_{en} + H_z \quad (99)$$

$$H_{пмп} = 1,22 + 0,05 + 0,25 = 1,52 \text{ (м)}$$

14.3 Чрезвычайные ситуации

Пожарная безопасность на Бурейской ГЭС предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности на Бурейской ГЭС являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара в собственных нуждах составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горячей среды; устранением образования в этой среде источника зажигания; поддержанием температуры горячей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты на Бурейской ГЭС составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита в собственных нуждах Бурейской ГЭС обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих, либо трудно горючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения, изоляцией горючей среды от оборудования;
- предотвращением распространения пожара за пределы;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными временем огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей из пожара;
- системами оповещения о пожаре;
- применением пожарной сигнализации;
- организацией пожарной охраны объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных

отсеков и секций, кабельных полуэтажей;

- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций при повреждении;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре (трансформаторного масла);
- применением огнепреграждающих устройств (ОЗП);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам, огнезащитным перегородкам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри рассматриваемого помещения. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери, перегородки.

Виды пожарной техники, применяемые на Бурейской ГЭС.

Пожарная техника, предназначенная для защиты электрооборудования, классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные специальные устройства.

На Бурейской ГЭС широко применяют установки водяного, пенного, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой на Бурейской ГЭС является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, она нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования в частности трансформаторов.

В РУ собственных нужд на Бурейской ГЭС определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории Бурейской ГЭС и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения обеспечены первичными средствами пожаротушения: огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители на секциях собственных нужд Бурейской ГЭС размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему [20].

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, на секциях собственных нужд Бурейской ГЭС, а также на территории, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура углекислотных, химических, воздушно - пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители находящиеся на улице переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители допускается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной работе был разработан один из вариантов повышения надежности электроснабжения потребителей собственных нужд Бурейской ГЭС. В частности, разработана актуальная схема переноса трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ и распределительных устройств 6, 0,4 кВ на незатопляемую отметку, благодаря чему значительно снизится вероятность повреждения данного оборудования. В работе так же рассмотрены вопросы замены устаревшего оборудования на современное в частности это касается распределительных устройств номинальным напряжением 6 и 0,4 кВ, что так же поспособствует увеличению качества электроснабжения ответственных потребителей разного уровня напряжения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2008. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 8 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 9 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 10 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

12 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.

13 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2006

14 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2009г. №21.

15 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2006. №10.

16 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2006.

17 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008

18 Постановление Правительства РФ от 01.01.2016 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2016), 2016.

19 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2010 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2010.

20 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

21 Приказ Министерства энергетики РФ от 17 января 2019 г. № 10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства»

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов 6/0,4 кВ

Наименование РУ	N	$S_{ном}$ (кВА)	K_3	$K_{3п}$
АН1	2	630	0,47	0,94
АН2	2	630	0,54	1,08
АН3	2	630	0,54	1,08
РУСН-3	2	1000	0,77	1,54
РУСН-4	2	1000	0,99	1,97
РУСН-5	2	1000	0,86	1,72
РУСН-6	2	1000	1,04	2,09
РУСН-7	2	1000	0,74	1,49
РУСН-8	2	1000	0,64	1,27
РУСН-9	2	1000	0,52	1,03
РУСН-10	2	1000	0,35	0,71
РУСН-11	2	1000	0,86	1,72
РУСН-14	2	1000	0,29	0,58

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Выбор трансформаторов 6/0,4 кВ

РУСН	P_p (кВт)	Q_p (квар)	n_T	$S_{треб}$ (кВА)	$S_{ном}$ (кВА)	Маркировка
РУСН-3	1373,05	701,17	2	1101,23	1250	ТСЗ-1250/6/0,4
РУСН-4	1808,64	783,49	2	1407,89	1600	ТСЗ-1600/6/0,4
РУСН-5	1395,4	1004,63	2	1228,16	1250	ТСЗ-1250/6/0,4
РУСН-6	1742,3	1151,81	2	1491,86	1600	ТСЗ-1250/6/0,4
РУСН-7	1313,55	697,28	2	1062,25	1250	ТСЗ-1250/6/0,4
РУСН-11	1546,00	757,57	2	1229,74	1250	ТСЗ-1250/6/0,4