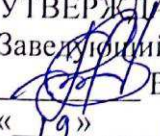


Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ  
институт  
Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и  
электрических сетей  
кафедра




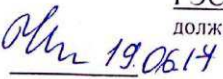
УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
  
В.И. Татарников  
« 19 » 06 2017 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД  
ЧЕБОКСАРСКОЙ ГЭС С ВНЕДРЕНИЕМ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ  
ЗАЩИТ КРУ**

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

13.04.02.06 Гидроэлектростанции

Научный руководитель	 подпись, дата 16.06.17г	Начальник смены станции оперативной службы ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» должность, учёная степень	<u>П.В. Машенцев</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата 16.06.17г.		<u>А.С. Пахомова</u> инициалы, фамилия
Рецензент	 подпись, дата 16.06.17г.	Начальник оперативной службы ПАО «РусГидро»- «Чебоксарская ГЭС» должность, учёная степень	<u>В.В. Рехов</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	 подпись, дата 19.06.17		<u>А.А. Чабанова</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2017

## АННОТАЦИЯ

к магистерской диссертации Пахомовой Анны Сергеевны, студента 2 курса магистратуры Саяно – Шушенского филиала Сибирского федерального университета на тему «Реконструкция электроснабжения собственных нужд Чебоксарской ГЭС с внедрением микропроцессорных защит КРУ».

Магистерская диссертация направлена на решение задач по модернизации собственных нужд Чебоксарской ГЭС.

Актуальность диссертации обусловлена существованием ряда вопросов, возникших в ходе эксплуатации гидроэлектростанции. В первую очередь это связано с моральным старением оборудования, что требует проведения реконструкции. Так же необходимо осуществление работ по доработке схемы питания собственных нужд с целью повышения ее надежности.

Автором проведено исследование особенностей схемы собственных нужд ГЭС, в рамках реконструкции схемы предусмотрена установка разъединителя между трансформаторами собственных нужд (ТСН) и блочными трансформаторами, с которыми они жестко связаны. Произведен расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки аппаратов и токоведущих частей на термическую и динамическую стойкость, для выбора устройств по ограничению этих токов, а также для выбора и оценки устройств релейной защиты. Для этого использовался универсальный алгоритм расчета токов трехфазного короткого замыкания на основе итерационного преобразования электрической схемы.

В исследовании удалось провести анализ и доработку электрической схемы и схемы электроснабжения собственных нужд станции, выбор и проверку электрооборудования: ячеек КРУ 6 кВ, выключателей в распределительном устройстве 6 кВ; разъединителей в цепях ТСН; жестких шин в КРУ 6 кВ; трансформаторов тока 6 кВ; трансформаторов напряжения 6 кВ; сечения питающих кабельных линий для схемы СН ГЭС.

Для защиты объектов подстанции были выбраны устройства релейной защиты на микропроцессорной базе заграничного производства, как наиболее совершенные по сравнению с устройствами на полупроводниковой и электромеханической элементной базе. Были рассчитаны уставки релейной защиты и автоматики в КРУ 6 кВ отходящих линий.

Для экономического обоснования выбранного оборудования был проведен технико – экономический расчет, в результате которого определены основные показатели: стоимость материалов на обслуживание и ремонт, заработная плата ремонтного персонала.

*Ключевые слова:* Чебоксарская ГЭС, собственные нужды (СН), комплектное распределительное устройство (КРУ), трансформатор собственных нужд (ТСН).

## ABSTRACT

to master thesis Pakhomova Anna Sergeyevna, student of the 2nd course of a magistracy of Sayano – Shushensky branch of Siberian Federal University on the theme «Reconstruction of power supply of own needs of Cheboksary hydroelectric power station with the introduction of microprocessor-based protection CRU».

The master's thesis is aimed at solving the task of modernizing their own needs Cheboksarskaya HPP.

The relevance of the thesis is due to the existence of a number of issues that have arisen during the operation of hydroelectric power plants. Primarily this is due to the obsolescence of equipment that requires reconstruction. It is also necessary to carry out works on improvement of power supply of own needs with the aim of increasing its reliability.

The author of the study of the scheme of own needs of HPP in the framework of the reconstruction scheme is envisaged to install a disconnecter between the auxiliary transformers and block transformers with which they are rigidly connected. Calculation of short circuit currents for the selection and verification devices and live parts on thermal and dynamic stability, to select the devices to limit these currents, as well as for selection and evaluation of relay protection. For this purpose we used a universal algorithm of calculation of currents of three-phase short circuit based on iterative conversion circuitry.

The study failed to carry out the analysis and revision of electrical diagrams and schemes of power supply of own needs of the plant, the choice and testing of electrical equipment: cells 6 kV, circuit breakers in the switchgear 6 kV; isolators in circuits of the transformer of own needs; hard tires 6 kV; current transformers 6 kV; voltage transformers 6 kV, the cross section of the supply cable lines for the scheme of own needs of HPP.

For the protection of the substation was chosen as the device of relay protection microprocessor based overseas production, as the most advanced compared to devices based on semiconductor and Electromechanical components. Calculated setpoint relay protection and automatics in the 6 kV outgoing lines.

For an economic justification of selected equipment was conducted techno – economic calculation, which resulted in the identification of basic indicators: the cost of materials for maintenance and repair, salaries of maintenance personnel.

*Keywords: Cheboksary hydroelectric power station, transformer of own needs, complete switchgear, own needs.*

## АВТОРЕФЕРАТ

Собственные нужды являются неотъемлемой частью работы гидроэлектростанции. Они определяются потребностью в электроэнергии для приведения в действие систем и механизмов, рассредоточенных на всем гидроэнергетическом узле, чтобы обеспечить бесперебойную ее работу.

В данной работе в качестве независимого источника питания были выбраны остановленные гидроагрегаты, при запуске которых обеспечивается подача напряжения на собственные нужды. Данный метод реализован путем установки дополнительных разъединителей между трансформаторами собственных нужд и блочными трансформаторами. Благодаря этому в результате непредвиденной аварийной ситуации и потери блочного трансформатора, трансформатор собственных нужд остается в работе, и это не приведет к потери потребителей СН, т.е. обеспечивается надежная работа станции. С другой стороны, при повреждении ТСН, с помощью разъединителя мы сможем отключить его и при этом в работе останется блочный трансформатор и связанные с ним четыре генератора, данное повреждение не приведет к потери генерации и наложении дополнительных штрафов вследствие этого.

Для выбора и проверки аппаратов и токоведущих частей на термическую и динамическую стойкость, а также для выбора и оценки устройств релейной защиты произведен расчет токов короткого замыкания. Для этого использовался универсальный алгоритм расчета токов трехфазного короткого замыкания на основе итерационного преобразования электрической схемы.

Для надежной защиты оборудования используются устройства релейной защиты на микропроцессорной базе, как наиболее совершенные по сравнению с устройствами на полупроводниковой и электромеханической элементной базе. Микропроцессорные комплекты универсальны, функциональны, помехоустойчивы.

Это все выполняется для повышения надежности и безопасности работы станции, упрощения управления и оперативного обслуживания собственных нужд. Установленное оборудование потребует значительно меньших объемов ремонтов на протяжении всего срока эксплуатации.

В результате модернизации схемы собственных нужд обеспечивается бесперебойное питание потребителей СН при плановых и аварийных отключениях различных элементов схемы СН. Любой элемент схемы может быть выведен в ремонт без снижения надежности питания потребителей СН. Главное достоинство – высокая степень эксплуатационной надежности.

В рамках работы проведен технико-экономический расчёт с определением численности и заработной платы обслуживающего персонала, суммы затрат на проведение ремонтных работ.

## СОДЕРЖАНИЕ

Аннотация .....	2
Автореферат.....	4
Введение.....	7
1 Анализ исходных данных и теоретические аспекты проектирования .....	9
1.1 Характеристика источников электроснабжения и потребителей собственных нужд Чебоксарской ГЭС .....	9
1.2 Расчёт токов короткого замыкания .....	10
1.3 Выбор и проверка электрических аппаратов и токоведущих частей СН ГЭС .....	15
1.3.1 Выбор коммутационных аппаратов .....	15
1.3.2 Выбор и проверка трансформаторов тока .....	20
1.3.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения .....	23
1.3.4 Выбор шинной конструкции.....	24
1.3.5 Выбор и проверка сечения кабелей по нагреву током короткого замыкания.....	26
2 Выбор сети 0,4 кВ трансформаторной подстанции питания потребителей СН проектируемого объекта. Выбор способа прокладки сети низкого напряжения	29
2.1 Определение расчетной мощности и нагрузок .....	29
2.1.1 Расчет силовой нагрузки .....	29
2.1.2 Определение месторасположения цеховой подстанции, ее типа, типа трансформаторов, их количество и мощность .....	31
2.1.3 Выбор схемы электроснабжения .....	33
2.1.4 Расчет и выбор параметров схемы .....	34
2.2 Конструктивное выполнение отдельных элементов схемы, устройства комплектные распределительные серии SIMOPRIME .....	39
3 Микропроцессорная релейная защита КРУ 6 кВ.....	45
3.1 Общие положения .....	45
3.2 Основные виды повреждений и ненормальных режимов работы .....	45
3.3 Выбор терминалов релейной защиты и автоматики .....	46
3.4 Расчёт уставок релейной защиты и автоматики КРУ 6 кВ .....	47
3.4.1 Максимальная токовая защита .....	47
3.4.2 Защита от однофазных замыканий на землю .....	49
3.4.3 Логическая защита шин.....	51
3.4.4 Защита минимального напряжения вводного выключателя .....	51
3.4.5 Защита от повышения напряжения .....	52
3.4.6 Автоматическое повторное включение .....	52
3.4.7 Автоматический ввод резерва.....	53
4 Расчет экономических показателей.....	54
4.1 Ремонтный цикл оборудования .....	54
4.2 Методика технико-экономических расчетов в электроснабжении собственных нужд ГЭС .....	61
Заключение .....	67

Список сокращений .....	69
Список использованных источников .....	70
Приложение А .....	72-75

## ВВЕДЕНИЕ

Нормальная работа электростанции и безопасность её обслуживания возможны только при условии надёжной работы системы собственных нужд (СН). Поэтому надёжность является основным требованием, которому должна удовлетворять система собственных нужд ГЭС.

Надёжность электроснабжения обеспечивается при выполнении следующих условий:

- при применении быстродействующей релейной защиты, позволяющей уменьшить опасность снижения напряжения в системе СН при КЗ во внешней сети;

- при автоматическом регулировании возбуждения генераторов, обеспечивающем быстрое восстановление нормального напряжения на шинах СН после отключения КЗ;

- при рациональном построении схемы электроснабжения системы СН, в основу которой положено секционирование с присоединением группы электроприемников, относящихся к каждому агрегату, к отдельной секции РУ с отдельным рабочим трансформатором. Благодаря этому КЗ в сети СН вызывают понижение напряжения только у соответствующей группы электроприемников.

Система СН ГЭС должна быть также экономичной. Это означает, что требуемая надёжность должна обеспечиваться при минимально возможных капиталовложениях и расходе электроэнергии.

С момента строительства (80-е годы прошлого века) на Чебоксарской ГЭС не проводилась модернизация оборудования на комплектном распределительном устройстве (КРУ). В настоящее время повышаются требования к генерирующему оборудованию, оно должно отвечать всем необходимым требованиям, для обеспечения надёжной, безопасной и бесперебойной работы станции. Поэтому в ходе реконструкции должны применяться современные устройства РЗА отечественного или иностранного производства. Для защиты объектов подстанции необходимо использовать устройства релейной защиты на микропроцессорной базе, как наиболее совершенные по сравнению с устройствами на полупроводниковой и электромеханической элементной базе. Микропроцессорные комплекты универсальны, функциональны, надёжны, помехоустойчивы.

Структура предлагаемой работы последовательно раскрывает назначение и особенности собственных нужд Чебоксарской ГЭС; предлагается наименее затратный метод доработки действующей схемы и её модернизация путем установки разъединителя между трансформаторами собственных нужд (ТСН) и блочными трансформаторами, с которыми они жестко связаны; рассчитываются токи короткого замыкания для выбора коммутационных аппаратов, терминалов релейной защиты и автоматики; проводится технико-экономический расчёт с целью определения численности и заработной платы обслуживающего персонала, суммы затрат на проведение ремонтных работ.

Результаты данного исследования могут применяться при модернизации действующей схемы собственных нужд ГЭС.



# **1 Анализ исходных данных и теоретические аспекты проектирования**

## **1.1 Характеристика источников электроснабжения и потребителей собственных нужд Чебоксарской ГЭС**

Схема электроснабжения собственных нужд делится на схему агрегатных нужд и общестанционных нужд. Собственные нужды определяются потребностью в электроэнергии для приведения в действие систем и механизмов, рассредоточенных на всем гидроэнергетическом узле, чтобы обеспечить бесперебойную ее работу.

На Чебоксарской ГЭС к наиболее ответственным потребителем агрегатных СН относятся электродвигатели насосов системы регулирования и смазки гидротурбин (55-110 кВт), насосов технического водоснабжения; насосов и вентиляторов системы охлаждения генераторов и трансформаторов; охлаждения тиристорных преобразователей возбуждения генераторов (35 кВт), а также дренажные насосы (16 кВт).

Для этой категории потребителей источником служат специальные отпаечные трансформаторы, «глухо» присоединенные непосредственно к шинам генераторов, которые питают основную секцию шин агрегатных СН. Основная секция резервируется от другого источника – от общестанционных СН.

К общестанционным собственным нуждам относятся все другие потребители, обеспечивающие тот или иной технологический процесс при работе ГЭС (освещение, масляное хозяйство, пневматическое хозяйство, вентиляционные установки, разного рода грузоподъемные механизмы, система осушения проточной части, ремонтные мастерские).

Данная схема собственных нужд обладает следующими достоинствами: надежностью питания потребителей общестанционных и агрегатных СН в нормальных, ремонтных и аварийных режимах; простотой и наглядностью.

Надежность обеспечивается: наличием нескольких независимых источников питания (1, 2, 3 ТСН); секционированием шин 6 и 0,4 кВ; распределением источников питания по разным системам (шинопроводам) и секциям шин; распределением основных потребителей (общестанционных и агрегатных) по разным секциям шин; обеспечением автоматического ввода резервного питания (АВР) любой секции шин СН всех напряжений и ответственных потребителей.

Распределение электроэнергии от источников питания на напряжении 6 кВ производится с помощью комплектных распределительных устройств (КРУ), располагаемых в незатапливаемой части ГЭС. КРУ выполняется с одной секционированной выключателем на две секции системой шин с устройством АВР. Каждая секция питается от независимого источника питания.

Распределение электроэнергии на напряжении 0,4 кВ организуется с помощью комплектных трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ (КТП СН),

располагаемых в незатапливаемой части ГЭС. Понижающие трансформаторы КТП подключаются к различным секциям КРУ 6 кВ или к другим независимым источникам питания.

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

Необходимость модернизации схемы СН ГЭС обусловлена старением изоляции кабелей и моральным старением оборудования.

В рамках работы предложена реконструкция схемы питания собственных нужд Чебоксарской ГЭС. Электрооборудование распределительных устройств находится в эксплуатации с 1980-х годов, физически и морально устарело и требует замены и приведения в соответствие с современными требованиями и нормами. В связи с этим предусмотрена установка разъединителя между трансформаторами собственных нужд (ТСН) и блочными трансформаторами 1Т и 4Т, так же выбор соответствующих коммутационных аппаратов для повышения надежности и безопасности работы станции, упрощения управления и оперативного обслуживания собственных нужд. Установленное оборудование потребует значительно меньших объемов ремонтов на протяжении всего срока эксплуатации.

## **1.2 Расчёт токов короткого замыкания**

Коротким замыканием (КЗ) является всякое не предусмотренное нормальными условиями работы соединение двух точек электрической цепи (непосредственно или через пренебрежительно малое сопротивление). Причинами КЗ являются механические повреждения изоляции, её пробой из-за перенапряжения и старения, обрывы, набросы и схлёстывания проводов воздушных линий, ошибочные действия персонала. В следствии КЗ в цепях возникают опасные для элементов сети токи, которые могут вывести их из строя. Поэтому для обеспечения надёжной работы электрооборудования, устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), электрической сети в целом производится расчёт токов КЗ.

Токи короткого замыкания рассчитывают для выбора и проверки аппаратов и токоведущих частей на термическую и динамическую стойкость, для выбора устройств по ограничению этих токов, а также для выбора и оценки устройств релейной защиты.

Расчётным является трёхфазное короткое замыкание, т.к. токи КЗ в этом случае имеют максимальные значения. При расчётах токов КЗ принимаются допущения:

а) все источники, участвующие в питании рассматриваемой точки КЗ, работают одновременно и с номинальной нагрузкой;

б) расчётное напряжение каждой ступени схемы электроснабжения принимается на 5 % выше номинального значения;

- в) короткое замыкание наступает в момент времени, при котором ударный ток КЗ будет иметь наибольшее значение;
- г) сопротивление места КЗ считается равным нулю;
- д) не учитывается сдвиг по фазе ЭДС различных источников питания, входящих в расчётную схему;
- е) не учитываются ёмкости, а, следовательно, и емкостные токи в воздушных и кабельных сетях;
- ж) не учитываются токи намагничивания трансформаторов;
- з) напряжение источников питания остаются неизменным.

В связи с необходимостью проверки выбираемого силового и коммутационного электрооборудования на правильную работу в режимах коротких замыканий, а также для правильной работы устройств РЗА расчётным видом КЗ является трёхфазное симметричное КЗ.

В зависимости от назначения расчёта выбираются соответствующие режимы работы электрической сети.

Выбор и проверка коммутационной аппаратуры на термическую стойкость требует, чтобы в ветви с КЗ протекал максимально возможный ток. Этот режим требует включения в расчетной схеме всех источников питания и ветвей связи. Такой режим называется максимальным.

Проверка чувствительности устройств релейной защиты должна производиться с учётом ремонтных режимов сети, при которых отключена часть источников питания и ветвей связи, для того чтобы ток КЗ через проверяемую защиту был минимальным.

Однако, хотя расчётные режимы и виды повреждения для проверки чувствительности устройств РЗА должны устанавливаться, исходя из наиболее неблагоприятных условий работы системы, выбранный режим работы должен быть реально возможным.

В зависимости от назначения расчета токов КЗ выбирают расчетную схему сети, определяют вид КЗ, местоположение точек КЗ на схеме и сопротивления элементов схемы замещения.

Для расчета токов КЗ составляем схему замещения (Приложение А, рисунок А.1) и определяем её параметры.

Расчёт производится приближенным методом в относительных единицах, поэтому надо принять базисные условия. Паспортные данные трансформаторов и автотрансформаторов связи станции с системой приведены в Приложении А. За базисную мощность принимаем номинальную мощность системы, за базисное напряжение – среднее номинальное напряжение ступени КЗ, тогда:  $S_6 = 400 \text{ МВА}$ ;  $U_6 = U_{\text{ср.ном}}$ ;  $U_6 = 6,3 \text{ кВ}$ .

Базисные токи рассчитываются следующим образом:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6\text{III}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 36,7 \text{ кА.} \quad (1.1)$$

Далее рассчитываем сопротивления элементов схемы замещения:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}} = 0,23 \cdot \frac{400}{91,8} = 1,0 \text{ о. е.}; \quad (1.2)$$

$$x_{\Gamma 1,2,3} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ},\Gamma}} = \frac{13,1}{100} \cdot \frac{400}{400} = 0,131 \text{ о. е.}; \quad (1.3)$$

$$x_{\Gamma 4} = \frac{11,2}{100} \cdot \frac{400}{400} = 0,112 \text{ о. е.};$$

$$x_{\Gamma 5} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{400}{200} = 0,105 \text{ о. е.};$$

$$x_{\Gamma \text{CH} 1,2,3} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ},\Gamma}} = \frac{7,9}{100} \cdot \frac{400}{10} = 3,16 \text{ о. е.} \quad (1.4)$$

Автотрансформатор:

$$U_{\text{KB}} = 0,5 \cdot (U_{\text{KBC}} + U_{\text{KBH}} - U_{\text{KCH}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 33,5 - 21) = 11,5 \%; \quad (1.5)$$

$$U_{\text{KC}} = 0,5 \cdot (U_{\text{KBC}} + U_{\text{KCH}} - U_{\text{KBH}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 21 - 33,5) = 0 \%; \quad (1.6)$$

$$U_{\text{KH}} = 0,5 \cdot (U_{\text{KBH}} + U_{\text{KCH}} - U_{\text{KBC}}) = 0,5 \cdot (33,5 + 21 - 10,5) = 22 \%. \quad (1.7)$$

$$x_{* \text{AT}}^{\text{B}}(\delta) = \frac{U_{\text{KB}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}} \cdot 3 = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{400}{167} \cdot 3 = 0,825 \text{ о. е.}; \quad (1.8)$$

$$x_{* \text{AT}}^{\text{C}}(\delta) = 0, \text{ т. к. } U_{\text{KC}} = 0 \% \text{ — не учитываем};$$

$$x_{* \text{AT}}^{\text{H}}(\delta) = \frac{U_{\text{KH}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}} \cdot 3 = \frac{22}{100} \cdot \frac{400}{167} \cdot 3 = 1,581 \text{ о. е.} \quad (1.9)$$

Найдём ток короткого замыкания в точке К1 и точке К5, для это свернем схему замещения:

$$x_1 = \frac{x_{\Gamma 17} \cdot x_{\Gamma 18}}{x_{\Gamma 17} + x_{\Gamma 18}} + x_{\Gamma 5} = \frac{1 \cdot 1}{1 + 1} + 0,105 = 0,605 \text{ о. е.};$$

$$x_2 = x_{\Gamma 16,15,14,13} + x_{\Gamma 4} = 0,25 + 0,112 = 0,362 \text{ о. е.};$$

$$x_3 = x_1 || x_2 = \frac{0,605 \cdot 0,362}{0,605 + 0,362} = 0,226 \text{ о. е.};$$

$$x_4 = x_3 + x_{\text{AT},\text{B}} + x_{\text{AT},\text{C}} = 0,226 + 0,825 + 0 = 1,051 \text{ о. е.};$$

$$x_5 = x_{\Gamma_{12,11,10,9}} + x_{T_3} = 0,25 + 0,131 = 0,381 \text{ о. е.};$$

$$x_6 = x_{\Gamma_{8,7,6,5}} + x_{T_2} = 0,25 + 0,131 = 0,381 \text{ о. е.};$$

$$x_7 = x_5 || x_6 = \frac{0,381}{2} = 0,191 \text{ о. е.};$$

$$x_8 = x_7 || x_4 = \frac{0,191 \cdot 1,051}{0,191 + 1,051} = 0,162 \text{ о. е.};$$

$$x_9 = x_8 + x_{T_1} = 0,162 + 0,131 = 0,293 \text{ о. е.};$$

$$x_{10} = x_9 || x_{\Gamma_{1,2,3,4}} = \frac{0,293 \cdot 0,25}{0,293 + 0,25} = 0,135 \text{ о. е.};$$

$$x_{11} = x_{10} + x_{T_{CH1}} = 0,135 + 3,16 = 3,295 \text{ о. е.};$$

$$I_{noK1} = \frac{1,02 \cdot I_6}{3,3} = \frac{1,02 \cdot 36,7}{3,3} = 11,3 \text{ кА}; \quad (1.10)$$

$$I_{noK5} = \frac{1,02 \cdot I_6}{3,31} = \frac{1,02 \cdot 36,7}{3,31} = 11,31 \text{ кА}.$$

Найдём ток короткого замыкания в точке К2:

$$x_1 = x_{\Gamma_{1,2,3,4}} + x_{T_1} = 0,25 + 0,131 = 0,381 \text{ о. е.};$$

$$x_2 = x_{\Gamma_{5,6,7,8}} + x_{T_2} = 0,25 + 0,131 = 0,381 \text{ о. е.};$$

$$x_3 = x_{\Gamma_{9,10,11,12}} + x_{T_3} = 0,25 + 0,131 = 0,381 \text{ о. е.};$$

$$x_4 = \frac{0,381}{3} = 0,127 \text{ о. е.};$$

$$x_5 = x_{\Gamma_{17,18}} + x_{T_5} = 0,5 + 0,105 = 0,605 \text{ о. е.};$$

$$x_6 = x_{\Gamma_{13,14,15,16}} + x_{T_4} = 0,25 + 0,112 = 0,362 \text{ о. е.};$$

$$x_7 = x_5 || x_6 = \frac{0,605 \cdot 0,362}{0,605 + 0,362} = 0,226 \text{ о. е.};$$

$$x_8 = x_4 || x_7 = \frac{0,127 \cdot 0,226}{0,127 + 0,226} = 0,08 \text{ о. е.};$$

$$x_9 = x_{AT,B} + x_{AT,H} + x_{TCH2} + x_8 = 0,825 + 1,581 + 3,16 + 0,08 = 5,65 \text{ о. е.};$$

$$I_{\text{поК2}} = \frac{1,02 \cdot 36,7}{5,65} = 6,62 \text{ кА.}$$

Найдём ток короткого замыкания в точке К3:

$$x_1 = x_{Г1,2,3,4} + x_{Т1} = 0,25 + 0,131 = 0,381 \text{ о. е.};$$

$$x_2 = x_{Г5,6,7,8} + x_{Т2} = 0,25 + 0,131 = 0,381 \text{ о. е.};$$

$$x_3 = x_{Г9,10,11,12} + x_{Т3} = 0,25 + 0,131 = 0,381 \text{ о. е.};$$

$$x_4 = \frac{0,381}{3} = 0,127 \text{ о. е.};$$

$$x_5 = x_4 + x_{AT,B} + x_{AT,C} = 0,127 + 0,825 + 0 = 0,952 \text{ о. е.};$$

$$x_6 = x_{Г17,18} + x_{Т5} = 0,5 + 0,105 = 0,605 \text{ о. е.};$$

$$x_7 = x_5 || x_6 = \frac{0,952 \cdot 0,605}{0,952 + 0,605} = 0,370 \text{ о. е.};$$

$$x_8 = x_7 + x_{Т4} = 0,37 + 0,112 = 0,482 \text{ о. е.};$$

$$x_9 = x_{Г13,14,15,16} || x_8 = \frac{0,25 \cdot 0,482}{0,25 + 0,482} = 0,160 \text{ о. е.};$$

$$x_{10} = x_9 + x_{TCH3} = 0,16 + 3,16 = 3,32 \text{ о. е.};$$

$$I_{\text{поК3}} = \frac{1,02 \cdot I_6}{3,32} = \frac{1,02 \cdot 36,7}{3,32} = 11,3 \text{ кА.}$$

Найдём ток короткого замыкания в точке К4 (Приложение А, рисунок А.2):

Марка кабеля ЦААБл сечением (3x95) мм<sup>2</sup> со следующими параметрами: активное удельное сопротивление  $r_0 = 0,167$  Ом/км, реактивное удельное сопротивление  $x_0 = 0,073$  Ом/км, длиной линии  $l = 0,15$  км.

$$r_{*кб(б)} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,167 \cdot 0,15 \cdot \frac{400}{6,3^2} = 0,25 \text{ о. е.};$$

$$x_{*кб(б)} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_б^2} = 0,073 \cdot 0,15 \cdot \frac{400}{6,3^2} = 0,11 \text{ о. е.};$$

$$z_{*кб(б)} = \sqrt{r_{*кб(б)}^2 + x_{*кб(б)}^2} = \sqrt{0,25^2 + 0,11^2} = 0,27 \text{ о. е.};$$

$$I_{поК4} = \frac{1,02 \cdot I_б}{0,27 + 3,3} = \frac{1,02 \cdot 36,7}{3,57} = 10,4 \text{ кА.}$$

Зная значения токов короткого замыкания, произведем выбор и проверку электрических аппаратов и токоведущих частей собственных нужд ГЭС.

### 1.3 Выбор и проверка электрических аппаратов и токоведущих частей СН ГЭС

#### 1.3.1 Выбор коммутационных аппаратов

При выборе выключателей руководствуются следующими условиями:

1) по роду установки: открытое распределительное устройство (ОРУ) или закрытое распределительное устройство (ЗРУ);

2) номинальное напряжение выключателя ( $U_{ном.выкл}$ ) должно соответствовать номинальному напряжению электроустановки ( $U_{ном.эу}$ ):

$$U_{ном.выкл} \geq U_{ном.эу}; \quad (1.11)$$

3) выключатель должен быть рассчитан на нагрев в длительном режиме:

$$I_{ном.выкл} \geq I_{раб.утяж}, \quad (1.12)$$

где  $I_{ном.выкл}$  — номинальный ток выключателя.

4) при выборе выключателя по номинальному току отключения ( $I_{ном.откл}$ ) должно соблюдаться условие:

$$I_{ном.откл} \geq I_{n,\tau}, \quad (1.13)$$

где  $I_{n,\tau}$  — периодическая составляющая тока КЗ к времени размыкания контактов выключателя ( $\tau$ ).

Для выбора номинальных токов аппаратов, сечений шин и кабелей проектируемого РУ и распределительной сети необходимо определить рабочие токи нормального  $I_{раб.норм}$  и утяжеленного  $I_{раб.утяж}$  режимов.

Расчетное время  $\tau$  определяют как сумму собственного времени отключения выключателя ( $t_{\text{соб.выкл}}$ ) и минимального времени срабатывания реле защиты принимаемого равным 0,01 с:

$$\tau = 0,01 + t_{\text{соб.выкл}}; \quad (1.14)$$

5) условие выбора по полному току отключения:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.откл}} \cdot (1 + \beta_{\text{ном}}) \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.т}} + i_{\text{а.т}}, \quad (1.15)$$

где  $\beta_{\text{ном}}$  – номинальное относительное содержание апериодической составляющей в токе выключателя, рисунок 2.37 [2];

$i_{\text{а.т}}$  – номинальное значение апериодической составляющей тока отключения вычисляется по формуле:

$$i_{\text{а.т}} = i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о}} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (1.16)$$

где  $I_{\text{п.о}}$  – периодическая составляющая тока КЗ, для расчетной схемы типа «система»  $I_{\text{п.о}} = I_{\text{п.т}}$ ;

$T_a$  – постоянная времени апериодической составляющей тока КЗ ( $T_a = 0,01$  с), таблица 12.3 [13];

б) проверка по номинальному току включения ( $I_{\text{ном.вкл}}$ ):

$$I_{\text{ном.вкл}} \geq I_{\text{п.о}}; \quad (1.17)$$

7) условие электродинамической стойкости выключателя:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (1.18)$$

где  $i_{\text{пр.скв}}$  – наибольший предельный сквозной ток выключателя, таблица 2.75 [2];

$i_{\text{уд}}$  – ударный ток трехфазного КЗ;

8) условие термической стойкости выключателя:

$$I_{\text{ном.терм.ст}}^2 \cdot t_{\text{ном.терм.ст}} \geq B_{\text{к}}, \quad (1.19)$$

где  $t_{\text{ном.терм.ст}}$  – номинальное время термической стойкости, таблица 2.75 [2];

$B_{\text{к}}$  – интеграл Джоуля, для расчетной схемы типа «система» интеграл Джоуля определяется как:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (1.20)$$



где  $t_{откл}$  – время отключения определяется по:

$$t_{откл} = t_{полн.откл} + t_{осн.рз}, \quad (1.21)$$

где  $t_{полн.откл}$  – полное время отключения выключателя, таблица 2.75 [2];

$t_{осн.рз}$  – время срабатывания основной защиты, страница 414 [2];

9) проверка по переходному восстанавливаемому напряжению (ПВН).

Для присоединения трансформатора связи с системой напряжением 6 кВ:

$$I_{раб.норм} = \frac{S_{ном,т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном,с}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 874,9 \text{ А}; \quad (1.22)$$

$$I_{раб.утяж} = \frac{S_{ном,т} \cdot k_{пер}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном,с}} = \frac{10000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1224,8 \text{ А}. \quad (1.23)$$

Для присоединения отходящей кабельной линии:

$$I_{раб.норм} = \frac{S_{ном,т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном,с}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 87,5 \text{ А};$$

$$I_{раб.утяж} = \frac{S_{ном,т} \cdot k_{пер}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном,с}} = \frac{1000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 122,5 \text{ А}.$$

Для стороны высшего напряжения ТСН:

$$I_{раб.норм} = \frac{S_{ном,т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном,с}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 418,41 \text{ А};$$

$$I_{раб.утяж} = \frac{S_{ном,т} \cdot k_{пер}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном,с}} = \frac{10000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 585,77 \text{ А}.$$

Выбранные по условию рабочих режимов проводники и аппараты необходимо проверить на электродинамическую и электротермическую стойкость к токам короткого замыкания, а выключатели выбрать по коммутационной способности.

Расчет  $\tau$  и  $t_{откл}$  производится по формулам:

$$\tau = t_{рз.min} + t_{соб.в}; \quad (1.24)$$

$$t_{откл} = t_{рз.осн} + t_{полн.откл}, \quad (1.25)$$

а результаты расчетов сведены в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Время действия релейной защиты присоединений

Присоединение	Тип релейной защиты	Время действия КЗ	$\tau, c$	$t_{откл}, c$
Кабельная линия	МТЗ	1,0	0,025	1,04

Для определения токов короткого замыкания определяются расчетные условия. В понятие расчетных условий входят: расчетная схема, вид, точка и время короткого замыкания.

Далее ведется расчет токов короткого замыкания для всех расчетных точек. Расчетная точка: К1 (КЗ); расчетный вид: К<sup>(3)</sup>; расчетная схема: система; расчетное время:  $t_{откл} = 1,04$  с.

Считая периодический ток КЗ от системы незатухающим во времени, применим его действующее значение в точке К1:

$$I_{ноК1} = I_{ноКЗ} = 11,3 \text{ кА}; \quad I_{но,с} = I_{н\tau,с} = 11,3 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} = i_{y\partial,с} = \sqrt{2} \cdot I_{н.с} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.c}}}\right) = \sqrt{2} \cdot 11,3 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,1}}\right) = 30,35 \text{ кА}; \quad (1.26)$$

$$i_{a,\tau} = i_{a,с,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о.с.} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a.c}}} = \sqrt{2} \cdot 11,3 \cdot e^{-\frac{0,025}{0,1}} = 12,41 \text{ кА}. \quad (1.27)$$

Интеграл Джоуля для схемы типа «система» по формуле:

$$B = I_{н.с.}^2 \cdot (t_{откл} + T_{a.c}) = 11,3^2 \cdot (1,04 + 0,1) = 145,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (1.28)$$

Расчетная точка: К4; расчетный вид: К<sup>(3)</sup>; расчетная схема: система; расчетное время:  $t_{откл} = 1,04$  с.

Считая периодический ток КЗ от системы незатухающим во времени, применим его действующее значение в точке К4.

$$I_{ноК4} = 10,4 \text{ кА}; \quad I_{но,с} = I_{н\tau,с} = 10,4 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} = i_{y\partial,с} = \sqrt{2} \cdot I_{н.с} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.c}}}\right) = \sqrt{2} \cdot 10,4 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,1}}\right) = 28,01 \text{ кА};$$

$$i_{a,\tau} = i_{a,с,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о.с.} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a.c}}} = \sqrt{2} \cdot 10,4 \cdot e^{-\frac{0,025}{0,1}} = 11,45 \text{ кА}.$$

Интеграл Джоуля для схемы типа «система» по формуле:

$$B = I_{н.с.}^2 \cdot (t_{откл} + T_{a.c}) = 10,4^2 \cdot (1,04 + 0,1) = 123,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты расчетов приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Параметры для выбора и проверки высоковольтного оборудования

Присоединение		$I_{н.о} = I_{н.т}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$	$i_{а,т}, \text{кА}$	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
НН ТСН	$U = 6 \text{ кВ}$	11,3	30,35	12,41	145,56
Кабель	$U = 6 \text{ кВ}$	10,4	28,01	11,45	123,30

Выберем выключатель  $Q1$ , установленный в цепи низшего напряжения ТСН. Наметим по условиям рабочего режима:  $I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{н.выкл}}, U_{\text{н.выкл}} \geq U_{\text{н.уст}}$  и по роду установки вакуумный выключатель типа ВВЭ-10-2500/20 с параметрами:  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ ;  $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$ ;  $I_{\text{ном.откл}} = 20 \text{ кА}$ ;  $I_{\text{норм.терм}} = 20 \text{ кА}$ ;  $t_{\text{норм.терм}} = 4 \text{ с}$ ;  $I_{\text{ном.д.ст}} = 32 \text{ кА}$ ;  $\beta_{\text{ном}} = 0,6$ .

Проверка выбранного выключателя приведена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Выбор и проверка выключателя НН ТСН

Параметры ВВЭ-10-2500/20		Расчетные данные
Внутренней установки		КРУ
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	>	$U_{\text{ном.ру}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	>	$I_{\text{раб.утяж}} = 1224,8 \text{ А}$
$I_{\text{ном.откл}} = 20 \text{ кА}$	>	$I_{\text{п.т}} = 11,3 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.откл}} (1 + \beta_{\text{ном}}) = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,6) = 45,25 \text{ кА}$	>	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{п.т}} + i_{а,т} = \sqrt{2} \cdot 11,3 + 12,41 = 28,4 \text{ кА}$
$I_{\text{ном.вкл}} = 20 \text{ кА}$	>	$I_{\text{п.о}} = 11,3 \text{ кА}$
$I_{\text{ном.д.ст}} = 32 \text{ кА}$	>	$i_{уд} = 30,35 \text{ кА}$
$I_{\text{ном.дин}} = 15,5 \text{ кА}$	>	$I_{\text{п.о}} = 11,3 \text{ кА}$
$I_{\text{т.ст}}^2 \cdot t_{\text{т.ст}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	>	$B = 145,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный выключатель типа ВВЭ-10-2500/20 удовлетворяет всем условиям, следовательно, его намечаем к установке.

Выберем выключатель  $Q2$ , установленный на кабельной линии питания трансформатора 6/0,4 кВ. Наметим по условиям рабочего режима  $I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{н.выкл}}, U_{\text{н.выкл}} \geq U_{\text{н.уст}}$  и по роду установки вакуумный выключатель по таблице 5.1 [2] типа ВВ/ТЕЛ-10-12,5/630-У2-45 с параметрами:  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ ;  $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ ;  $I_{\text{ном.откл}} = 20 \text{ кА}$ ;  $I_{\text{норм.терм}} = 20 \text{ кА}$ ;  $t_{\text{норм.терм}} = 3 \text{ с}$ ;  $I_{\text{ном.д.ст}} = 15,4 \text{ кА}$ ;  $\beta_{\text{ном}} = 0,6$ .

Проверка выключателя приведена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Выбор и проверка выключателя для КРУ 6 кВ

Параметры ВВ/ТЕЛ-10-12,5/630-У2-45		Расчетные данные
Внутренней установки		КРУ
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	>	$U_{\text{ном.ру}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	>	$I_{\text{раб.утяж}} = 122,5 \text{ А}$
$I_{\text{ном.откл}} = 20 \text{ кА}$	>	$I_{\text{п.т}} = 10,4 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 1.4

Параметры ВВ/TEL-10-12,5/630-У2-45		Расчетные данные
Внутренней установки		КРУ
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}(1 + \beta_{\text{НОМ}}) = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,6)$ = 45,25 кА	>	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н.т}} + i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot 11,3 + 12,41$ = 28,4 кА
$I_{\text{НОМ.ВКЛ}} = 20$ кА	>	$I_{\text{п.о}} = 10,4$ кА
$I_{\text{НОМ.Д.СТ}} = 32$ кА	>	$i_{\text{уд}} = 28,01$ кА
$I_{\text{НОМ.ДИН}} = 15,5$ кА	>	$I_{\text{п.о}} = 10,4$ кА
$I_{\text{Т.СТ}}^2 \cdot t_{\text{Т.СТ}} = 20^2 \cdot 3 = 1200$ кА <sup>2</sup> · с	>	$В = 123,3$ кА <sup>2</sup> · с

Выбранный выключатель типа ВВ/TEL-10-12,5/630-У2-45 удовлетворяет всем условиям, следовательно, его намечаем к установке.

Выбор и проверка разъединителей для установки между блочным трансформатором и ТСН приведена в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Выбор и проверка разъединителя на напряжение 13,8 кВ

Параметры РВ-20/630 У3	Расчетные данные
Внутренней установки	ЗРУ
$U_{\text{НОМ}} = 20$ кВ	$U_{\text{НОМ.РУ}} = 13,8$ кВ
$I_{\text{НОМ}} = 630$ А	$I_{\text{раб.утяж}} = 585,77$ А
$i_{\text{пред.скв}} = 50$ кА	$i_{\text{уд}} = 30,35$ кА
$I_{\text{Т.СТ}}^2 \cdot t_{\text{Т.СТ}} = 20^2 \cdot 4 = 1600$ кА <sup>2</sup> · с	$В = 145,56$ кА <sup>2</sup> · с

### 1.3.2 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбирают по номинальному напряжению, номинальному току первичной цепи, по классу точности. В режиме короткого замыкания проверяют на электродинамическую и термическую стойкости.

Выбор и проверка трансформатора тока (ТТ) проводится по следующим условиям:

1) по роду установки (ОРУ или ЗРУ).

2) номинальное напряжение ТТ ( $U_{\text{НОМ.ТТ}}$ ) должно соответствовать номинальному напряжению электроустановки ( $U_{\text{НОМ.ЭУ}}$ ):

$$U_{\text{НОМ.ТТ}} \geq U_{\text{НОМ.ЭУ}} \quad (1.29)$$

3) по нагреву током утяжеленного режима:

$$I_{\text{НОМ.ТТ}} \geq I_{\text{раб.утяж}}; \quad (1.30)$$

где  $I_{\text{НОМ.ТТ}}$  – номинальный первичный ток ТТ.

4) номинальная вторичная нагрузка ТТ ( $Z_{2\text{НОМ}}$ ) в рассматриваемом классе точности должна соответствовать расчетной вторичной нагрузке ТТ ( $Z_{2\text{расч}}$ ):

$$Z_{2\text{ном}} \geq Z_{2\text{расч}} \approx r_{\text{конт}} + r_{\text{соед.пров}} + r_{\text{п}}, \quad (1.31)$$

где  $r_{\text{конт}}$  – активное сопротивление контактов ( $r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$ ), [5]  
 $r_{\text{соед.пров}}$  – сопротивление соединительных проводов, определяемое по (1.32);

$r_{\text{п}}$  – сопротивление измерительных приборов во вторичной цепи ТТ.

Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{соед.пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{s}, \quad (1.32)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала, для проводов из алюминия:  $\rho = 0,0283$ , [5];

$l$  – расстояние от ТТ до измерительных приборов в один конец,  $l_{\text{расч}} = l$  (если ТТ и приборы установлены в трех фазах) – расчетная длина;

$s$  – сечение проводов.

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{п}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном.ТТ}}^2}, \quad (1.33)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность приборов, подключаемых к наиболее загруженной фазе;

$I_{2\text{ном.ТТ}}$  – номинальный вторичный ток ТТ.

5) выбор ТТ по условию динамической стойкости осуществляется по формуле:

$$I_{\text{ном.ТТ}} \cdot K_{\text{ном.дин.ст}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (1.34)$$

где  $K_{\text{ном.дин.ст}}$  – кратность электродинамической стойкости.

6) по термической стойкости:

$$\left( I_{\text{ном.ТТ}} \cdot K_{\text{ном.тер.ст}} \right)^2 \cdot t_{\text{ном.тер.ст}} \geq B_k, \quad (1.35)$$

где  $K_{\text{ном.тер.ст}}$  – кратность термической стойкости, [1];

$t_{\text{ном.тер.ст}}$  – допустимое время термической стойкости, табл.5.9 [5].

Выберем ТТ для измерительных приборов, подлежащих к установке в КРУ 6 кВ.

Приборы, присоединяемые ко вторичной цепи ТТ и их нагрузка приведены в таблице 1.6. Применяется цифровой измерительный многофункциональный прибор ЩМ120 ОАО «Электроприбор», предназначенный для измерения, отображения и преобразование в цифровой код параметров трехфазных сетей переменного тока с симметричной и несимметричной нагрузкой частотой 45-55Гц. Используются для сбора данных

для передачи результата измерения в качестве универсального измерительного прибора: амперметра, ваттметра, варметра. Помимо этого установлен счётчик электрической энергии трёхфазный, активно/реактивный «Меркурий 233 ART», производимый Холдинговой компанией «Инкотекс». Многофункциональный счётчик электроэнергии Меркурий 233 предназначен для одно- или двунправленного учета активной и реактивной электрической энергии и мощности в трехфазных 3-х или 4-х проводных сетях переменного тока с возможностью тарифного учёта по зонам суток, долговременного хранения и передачи накопленной информации по цифровым интерфейсным проводным или беспроводным каналам связи в центры сбора информации.

Таблица 1.6 – Нагрузка трансформаторов тока

Приборы	Тип	Кол-во	Нагрузка, ВА
Многофункциональный прибор	ЩМ120	1	15,0
Счётчик	Меркурий 233	1	2,0
$\Sigma S_{np}$			17,0

Схемой соединения измерительных ТТ и проборов будет являться включение в неполную полную звезду. В качестве соединительных проводов для подключения приборов применяем контрольные провода с алюминиевыми жилами сечением  $s = 4 \text{ мм}^2$ ,  $l = 5 \text{ м}$ .

Определим  $r_{\Pi}$ ,  $r_{\text{соед.пров}}$ ,  $Z_{2\text{расч}}$  зная, что  $I_{2\text{ном.ТТ}} = 5 \text{ А}$ , наметим расчетной фазу А:

$$r_{\Pi} = \frac{17}{5^2} = 0,68 \text{ Ом}; \quad r_{\text{соед.пров}} = \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,04 \text{ Ом};$$

$$Z_{2\text{расч}} \approx 0,1 + 0,04 + 0,68 = 0,82 \text{ Ом}.$$

Наметим к установке ТТ типа ТОЛ-СЭЦ-10-21 с параметрами:

$U_{\text{ном.ТТ}} = 6 \text{ кВ}$ ,  $I_{\text{ном.ТТ}} = 600 \text{ А}$ ,  $Z_{2\text{ном}} = 0,9 \text{ Ом}$  для класса точности 0,5,  $K_{\text{ном.тер.ст}} = 32$ ,  $t_{\text{ном.тер.ст}} = 3 \text{ с}$  по табл.5.9 [5].

Расчетные данные:

$$I_{\text{раб.утяж}} = 1224,8 \text{ А}, \quad i_{\text{уд}} = 30,35 \text{ кА}.$$

Результаты выбора ТТ сведем в таблицу 1.7.

Таблица 1.7 – Выбор трансформатора тока

Номер формулы	Номинальные параметры	Расчетные данные
-	Внутренняя установка	КРУ
(1.29)	$U_{\text{ном.ТТ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.ЭУ}} = 6 \text{ кВ}$
(1.30)	$I_{\text{ном.ТТ}} = 1500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.утяж}} = 1224,8 \text{ А}$

Продолжение таблицы 1.7

Номер формулы	Номинальные параметры	Расчетные данные
-	Внутренняя установка	КРУ
(1.31)	$Z_{2ном} = 0,9 \text{ Ом}$	$Z_{2расч} = 0,82 \text{ Ом}$
(1.34)	не нормируется	$I_{уд.мах} = 30,35 \text{ кА}$
(1.35)	$(32 \div 1)^2 \cdot 3 = 3072 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 145,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, трансформатор тока отвечает всем требованиям, применяем его к установке.

### 1.3.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Выбор трансформатора напряжения (ТН) должен производиться по следующим условиям:

- 1) по роду установки;
- 2) номинальное напряжение ТН ( $U_{ном.ТН}$ ) должно соответствовать  $U_{ном.ЭУ}$ :

$$U_{ном.ТН} \geq U_{ном.ЭУ}; \quad (1.36)$$

- 3) номинальная мощность ТН ( $S_{2ном}$ ) должна соответствовать суммарной расчетной нагрузке измерительных приборов ( $S_{2расч}$ ):

$$S_{2ном} \geq S_{2расч} = \sqrt{P_{пр\Sigma}^2 + Q_{пр\Sigma}^2}, \quad (1.37)$$

где  $P_{пр\Sigma}$  - суммарная активная мощность, потребляемая приборами;  
 $Q_{пр\Sigma}$  - суммарная реактивная мощность, потребляемая приборами.

Приборы, присоединенные к ТН, приведены в таблицу 1.8. Применяется цифровой измерительный многофункциональный прибор ЩМ120, который в данном случае используются в качестве универсального измерительного прибора: вольтметра, ваттметра, варметра и частотомера. Также установлен счётчик электрической энергии «Меркурий 233 ART».

Таблица 1.8 – Нагрузка трансформаторов напряжения

Приборы	Тип	Кол-во	Нагрузка, ВА
Многофункциональный прибор	ЩМ120	1	15,0
Счётчик активной и реактивной энергии	Меркурий 233	1	2,0
$\Sigma S_{пр}$			17,0

Наметим к установке ТН типа НАМИ-6 с параметрами:

$U_{ном.ТН} = 6\text{кВ}$ ,  $S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$  для класса точности 0,5 по табл.2.94 [5].  
 Результаты выбора сведем в таблицу 1.9.

Таблица 1.9 – Выбор трансформатора напряжения

Номер формулы	Номинальные параметры	Расчетные данные
-	Внутренняя установка	КРУ
(1.36)	$U_{\text{ном.тн}} = 6\text{кВ}$	$U_{\text{ном.эу}} = 6\text{кВ}$
(1.37)	$S_{2\text{ном}} = 75\text{ВА}$	$S_{2\text{расч}} = 17\text{ВА}$

Таким образом, трансформатор напряжения НАМИ-6 отвечает всем требованиям.

### 1.3.4 Выбор шинной конструкции

Выберем шинную конструкцию на вводе собственных нужд ГЭС. Определим сечение шины по экономической плотности тока ( $S_{\text{эк}}$ ),  $j_{\text{эк}} = 1\text{ А/мм}^2$  таблица 10.1 [4],  $I_{\text{раб.норм}} = 874,9\text{ А}$ :

$$S_{\text{эк}} = \frac{875}{1} = 875\text{ мм}^2.$$

Выберем алюминиевые шины прямоугольного сечения (100х6) мм<sup>2</sup> с  $I_{\text{дл.доп}} = 1425\text{ А}$ , меньший линейный размер  $b = 6\text{ мм}$ , больший линейный размер  $h = 100\text{ мм}$ , по таблице 7.3 [4]. Шинная конструкция представлена (рисунок 1.5).

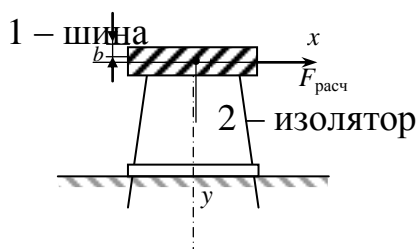


Рисунок 1.5 – Шинная конструкция

Т.к.  $I_{\text{раб.утяж}} = 1424,8\text{ А}$ , то рассматриваемая шинная конструкция проходит по условию нагрева:  $I_{\text{дл.доп}} = 1425\text{ А} > I_{\text{раб.утяж}} = 1424,8\text{ А}$ .

Выбираем опорный изолятор внутренней установки типа ИО-6-3,75 У3 с параметрами:  $U_{\text{ном.}} = 6\text{ кВ}$ , линейное разрушающее усилие  $F_{\text{разр}} = 3,75\text{ кН}$ , высота изолятора  $H_{\text{из}} = 100\text{ мм}$ , таблица 5.7. [4]

Выбранную шинную конструкцию проверяем на электродинамическую стойкость. Шины расположены в горизонтальной плоскости. Расстояние между фазами  $a = 0,5\text{ м}$ , расстояние между изоляторами одной и той же фазы  $l = 1,4\text{ м}$ .

Рассчитаем расчетную электродинамическую силу, действующую на среднюю фазу шинной конструкции ( $F_{\text{расч}}$ ), учитывая  $i_{\text{уд}} = 30,4\text{ кА}$ :

$$F_{\text{расч}} = \frac{1,73 \cdot 10^{-7} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} = \frac{1,73 \cdot 10^{-7} \cdot 30,35^2 \cdot 1,4}{0,5} = 0,45\text{ кН}. \quad (1.38)$$



Расчетная сила, действующая на головку изолятора ( $F_{из}$ ):

$$F_{из} = F_{расч} \cdot \frac{H_{из} + 0,5 \cdot b}{H_{из}} = 0,45 \cdot \frac{100 + 0,5 \cdot 5}{100} = 0,46 \text{ кН}; \quad (1.39)$$

$0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 3,75 \cdot 10^3 = 2250 \text{ Н} \geq F_{из} = 458,8 \text{ Н}$ , т.е. механическая прочность изолятора обеспечивается.

Изгибающий момент от  $F_{расч}$  ( $M_{изг}$ ):

$$M_{изг} = F_{расч} \cdot l = 0,45 \cdot 1,4 = 0,63 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (1.40)$$

Момент сопротивления сечения шины относительно оси перпендикулярной направлению действия расчетной силы ( $W_y$ ):

$$W_y = \frac{h^2 \cdot b}{6} = \frac{40^2 \cdot 5}{6} = 1,3 \text{ см}^3. \quad (1.41)$$

Допустимое механическое напряжение  $\sigma_{доп} = 49 \text{ МПа}$  по таблице 1.16 [4].

Т.к. расчетное механическое напряжение в материале шинной конструкции ( $\sigma_{расч}$ ) определяемое по (1.42):

$$\sigma_{расч} = \frac{M_{изг}}{12 \cdot W_y} = \frac{0,63}{12 \cdot 1,3} = 40 \text{ МПа} \leq \sigma_{доп} = 49 \text{ МПа}, \quad (1.42)$$

то данная шина является электродинамически стойкой к токам КЗ.

Проверим выбранную шинную конструкцию на термическую стойкость. Длительно допустимая температура  $U_{дл.доп} = 70 \text{ }^\circ\text{С}$ , таблице 1.12 [4], температура окружающей среды  $U_0 = 25 \text{ }^\circ\text{С}$ , таблице 1.13 [4].

Температура, до которой нагрелся проводник, за время протекания по нему рабочего тока ( $U_1$ ) определяем по (1.43):

$$\theta_1 = \theta_0 + (\theta_{дл.доп} - \theta_{о.н}) \cdot \frac{I_{раб.утяж}^2}{I_{дл.доп}^2}, \quad (1.43)$$

где  $\theta_{о.н}$  – среднемесячная температура наиболее жаркого месяца средней климатической зоны ( $\theta_{о.н} = 25 \text{ }^\circ\text{С}$ ), таблице 1.12 [4].

$$\theta_1 = 25 + (70 - 25) \cdot \frac{1224,8^2}{1425^2} = 61 \text{ }^\circ\text{С}.$$

По рисунку 1.1 [4] для  $v_1 = 60,8^\circ\text{С}$  найдем температурный коэффициент  $A_{\theta \text{ нач}} = 0,5 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \frac{\text{с}}{\text{мм}^4}$ .

Зная,  $B_k = 145,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ , сечение алюминиевой шины  $S = b \cdot h = 100 \cdot 6 = 600 \text{ мм}^2$ , найдем температурный коэффициент для конечной температуры нагрева ( $A_{\theta \text{ кон}}$ ):

$$\begin{aligned} A_{\theta \text{ кон}} &= A_{\theta \text{ нач}} + \frac{B_k}{S^2} = 0,5 \cdot 10^4 + \frac{145,56 \cdot 10^6}{600^2} = \\ &= 0,51 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \frac{\text{с}}{\text{мм}^4}. \end{aligned} \quad (1.44)$$

По рисунку 1.1 [4] для  $A_{\theta \text{ кон}} = 0,51 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \frac{\text{с}}{\text{мм}^4}$  определим температуру до которой нагрелся проводник при протекании по нему токов КЗ:  $\theta_2 = 61 \text{ }^\circ\text{С}$ .

Т.к. кратковременная допустимая температура:  $\theta_{\text{кр,доп}} = 200 \text{ }^\circ\text{С}$  по таблице 1.14 [4] больше  $\theta_2 = 61 \text{ }^\circ\text{С}$ , то выбранная шинная конструкция является термически стойкой к токам КЗ.

### 1.3.5 Выбор и проверка сечения кабелей по нагреву током короткого замыкания

Под термической стойкостью понимается способность проводников выдерживать расчетный ток короткого замыкания в течение расчетного времени, не нагреваясь выше кратковременной допустимой температуры.

За расчетный принимается ток трехфазного КЗ в расчетной КЗ, которая расположена в начале кабельной линии.

Кратковременно допустимая температура для кабелей с СПЭ- изоляцией на напряжение 6 кВ равна  $250^\circ\text{С}$ . При определении пригодности кабелей к дальнейшей эксплуатации по условию не возгорания расчетная температура не должна превышать  $400^\circ\text{С}$ .

Проверке по термической стойкости и пригодности к дальнейшей эксплуатации подлежит кабель 6 кВ АПвП сечением  $(3 \times 120) \text{ мм}^2$ , с медными жилами, с СПЭ - изоляцией, питающий трансформатор собственных нужд СН второй ступени 6/0,4 кВ мощностью 1000 кВА, присоединенный к 1 КРУ-1 с наибольшим током КЗ:  $I_{\text{по}} = 11,3 \text{ кА}$ .

Расчет термической стойкости производится по методикам, изложенным в [13].

а) Расчет конечной температуры  $\theta_{\text{кон}}$  кабеля при протекании тока к. з. по [16] производится в следующем порядке в соответствии с уравнением термической стойкости:

$$\frac{1}{S} B_k = A_{\theta \text{ кон}} - A_{\theta \text{ нач}}, \quad (1.45)$$

где  $S$  – сечение фазы кабеля,  $\text{мм}^2$ .

Кривые зависимости  $A_{\theta} = f(\theta)$  заданы рисунком 5.1 [5].

1. Рассчитывается температура кабеля  $\theta_{\text{нач}}$  до короткого замыкания при нагреве его током рабочего режима:

$$\theta_{\text{нач}} = \theta_0 + (\theta_{\text{дл.доп}} + \theta_{0,\text{ном}}) \cdot \left( \frac{I_{\text{раб}}}{I_{\text{дл.доп}}} \right)^2, \quad (1.46)$$

где  $\theta_0$  – фактическая температура окружающей среды, в данном расчете принята равной номинальной;

$\theta_{\text{дл.доп}}$  – длительно допустимая температура, °С, для кабелей 6 кВ с СПЭ изоляцией равная 90°С;

$\theta_{0,\text{ном}}$  – номинальная температура окружающей среды. Для кабелей, проложенных в воздухе, равная 25°С;

$I_{\text{раб}}$  – значение рабочего тока, А;

$I_{\text{дл.доп}}$  – длительно допустимый ток кабеля, из алюминия с СПЭ - изоляцией приводимый в [16] и равный 250 А.

Для кабеля, питающего трансформатор мощностью 1000 кВА:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 87,5 \text{ А};$$

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 122,5 \text{ А},$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения, кВ.

С учетом вышесказанного температура кабеля, предшествующая КЗ равна:

$$\theta_{\text{нач}} = 25 + (90 - 25) \cdot \left( \frac{87,5}{250} \right)^2 = 31,8 \text{ °С}.$$

2. По рассчитанной температуре используя рисунок 5.1 [5], определяется  $A_{\theta_{\text{нач}}} = 0,42 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \frac{\text{с}}{\text{мм}^4}$ .

3. Рассчитывается интеграл Джоуля для расчетной схемы типа система по формуле:

$$W_{\text{к}} = \int_0^{t_{\text{откл}}} i_k^2 dt = W_{\text{кп}} + W_{\text{ка}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot t_{\text{откл}} + I_{\text{п0}}^2 \cdot T_{\text{аз}}, \quad (1.47)$$

где  $W_{\text{кп}}$  – составляющая интеграла Джоуля, обусловленная периодическим током к.з.;

$W_{\text{ка}}$  – составляющая интеграла Джоуля, обусловленная аperiodическим током к.з.;

$I_{\text{п0}}$  – действующее значение периодического тока КЗ, кА;

$t_{\text{откл}}$  – время протекания тока КЗ, с;

$T_{\text{аэ}}$  – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с, принятая для РУ 6 кВ равной 0,01 с [4].

Ранее определено, что  $B_{\text{к}} = 145,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .

4. Рассчитывается термический коэффициент, соответствующий конечной температуре нагрева проводника по (1.44):

$$A_{\theta_{\text{кон}}} = A_{\theta_{\text{нач}}} + \frac{B_{\text{к}}}{S^2} = 0,42 \cdot 10^4 + \frac{145,56 \cdot 10^6}{120^2} = 1,42 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \frac{\text{с}}{\text{мм}^4}.$$

5. По кривой рисунка 1.1 [4] определяется конечная температура кабеля  $\theta_{\text{кон}} \cong 210 \text{ }^\circ\text{С}$ , что меньше допусковой по термической стойкости ( $250 \text{ }^\circ\text{С}$ ), определяющей пригодность кабеля к дальнейшей эксплуатации по условию не возгорания.

## 2 Выбор сети 0,4 кВ трансформаторной подстанции питания потребителей СН проектируемого объекта. Выбор способа прокладки сети низкого напряжения

### 2.1 Определение расчетной мощности и нагрузок

#### 2.1.1 Расчет силовой нагрузки

Значение электрических нагрузок необходимо для выбора и проверки проводников и трансформаторов по пропускной способности и экономической плотности тока, а также для расчета потерь и отклонений напряжений, колебания напряжения, выбора защиты и компенсирующих устройств.

Электрическая нагрузка рассчитывается методом упорядоченных диаграмм. Электроприемники (ЭП) имеют либо постоянный график нагрузки (группа Б), либо переменный график нагрузки (группа А), это зависит от коэффициента использования ( $K_{и,i}$ ):

$K_{и,i} < 0,75$  – группа А;

$K_{и,i} \geq 0,75$  – группа Б.

С учетом групп А и Б определяется расчетная активная ( $P_p$ ) и расчетная реактивная ( $Q_p$ ) мощности через соответствующие средние активные ( $P_c$ ) и реактивные ( $Q_c$ ) мощности.

Далее определяется эффективное число ЭП ( $n_э$ ) по формуле:

$$n_э = \frac{(P_{ном,А})^2}{\sum_{i=1}^m P_{ном,i}^2 \cdot n_i} \quad (2.1)$$

где  $P_{ном, А}$  - суммарная номинальная мощность ЭП,  
 $P_{ном,i}$  – номинальная активная мощность  $i$ -го ЭП, кВт;  
 $m$  - количество групп ЭП;  
 $n_i$  - количество ЭП  $i$ -ой группы.

Коэффициент максимума ( $K_M$ ) определяется по справочным материалам в зависимости от  $K_{и}$  и  $n_э$ . Коэффициент максимума принимается равным единице в случае, если  $n_э = 200$  или  $K_{и} = 0,8$ . Коэффициент максимума по реактивной мощности ( $K_M'$ ) определяется в зависимости от  $n_э$ . Если  $n_э > 10$ , то  $K_M' = 1$ , если  $n_э < 10$ , то  $K_M' = 1,1$ .

После определения расчетной мощности  $P_p$  группы она сравнивается с суммарной номинальной мощностью трех наиболее мощных ЭП группы ( $P_{3max}$ ). Если она окажется меньше, то за расчетную принимается  $P_{3max}$ .

Произведем расчет для ТП-ЗН «НТВС-1».

Исходные данные для расчета:

1. Насосы технического водоснабжения –  $P_H = 250$  кВт,  $n = 5$  шт.
2. Насосы откачки дренажных вод –  $P_H = 16$  кВт,  $n = 4$  шт.
3. Ремонтная сборка ЗН-3 –  $P_H = 80$  кВт,  $n = 1$  шт.

1 группа - насосы технического водоснабжения ( $K_{и} = 0,65$ ;  $\cos \varphi = 0,8$ ;  $\operatorname{tg} \varphi = 0,75$ );

2 группа - насосы откачки дренажных вод ( $K_{и} = 0,6$ ;  $\cos \varphi = 0,7$ ;  $\operatorname{tg} \varphi = 1,0$ );

3 группа – ремонтная сборка ЗН-3 ( $K_{и} = 0,1$ ;  $\cos \varphi = 0,45$ ;  $\operatorname{tg} \varphi = 1,98$ ).

Данные для расчета сведем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Исходные данные электроприемников ТП-ЗН

Наименование оборудования	Количество	Установленная мощность в ед. кВт	$K_{и}$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$
Насосы технического водоснабжения	5	250	0,65	0,8	0,75
Насосы откачки дренажных вод	4	16	0,6	0,7	1,0
Ремонтная сборка	1	80	0,1	0,45	1,98

Результаты расчета нагрузок приведены ниже.

#### РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Нагрузки измеряются в кВт, квар, кВА, кА.

#### ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Объект расчета – ТП-ЗН

Номинальное напряжение = 0.38 кВ

-----  
 Номер группы    Количество ЭП    Рном    Коэффициент мощности (COS)    Коэффициент использования

-----  
 1    5    250.00    0.800    0.650  
 2    4    16.00    0.700    0.600  
 3    1    80.00    0.450    0.100  
 -----

#### РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Все ЭП с переменным графиком нагрузки (группа А)

Всего по объекту:

Количество электроприемников    N    10  
 Номинальная активная мощность    Рном    924.000  
 Номинальная реактивная мощность    Qном    803.650

Эффективное число ЭП    Nэ    6.330  
 Коэффициент использования    Ки    0.600  
 Коэффициент максимума    Км    1.357  
 Коэффициент максимума реактивный    Км1    1.100

Средняя активная мощность	P <sub>c</sub>	754.400
Средняя реактивная мощность	Q <sub>c</sub>	632.809
Средний коэффициент мощности	COS	0.788

Расчетная активная мощность	P <sub>p</sub>	1082.216
Расчетная реактивная мощность	Q <sub>p</sub>	873.090
Полная расчетная мощность	S <sub>p</sub>	1390.220
Расчетный ток	I <sub>p</sub>	1.35259

## 2.1.2 Определение месторасположения цеховой подстанции, ее типа, типа трансформаторов, их количество и мощность

Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых ТП  
 Расчетная нагрузка определяется по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{1082,22^2 + 873,09^2} = 1390,220 \text{ кВА.} \quad (2.2)$$

Общие требования к цеховым трансформаторным подстанциям

Для питания потребителей СН ГЭС служит главным образом комплектные трансформаторные подстанции напряжением 6-10 кВ внутренней (КТП) установки, их электрооборудование и токоведущие части находятся в закрытых оболочках.

Количество ТП влияет на затраты распределительных устройств 6 кВ, внутренних электрических сетей.

Однотрансформаторные подстанции применяются при наличии централизованного сервера и при взаимном резервировании трансформатора по линиям низшего напряжения соседних ТП для потребителей 2 категории, при наличии в сети 380В небольшого количества (20%) потребителей 1 категории при соответствующем построении схемы, а также для потребителей 3 категории при наличии централизованного резерва.

Двухтрансформаторные подстанции рекомендуется применять:

- при преобладании потребителей 1 категории;
- для сосредоточенной нагрузки и отдельно стоящих объектов производственного назначения (насосные и компрессорные станции);
- для объектов с высокой удельной плотностью нагрузки (выше 0,5 - 0,7 кВА/м).

Загрузка ТП зависит от категории надежности электроснабжения электроприемников, от числа трансформаторов и способа резервирования.

Рекомендуется применять следующие коэффициенты загрузки (Kз) по таблице.2.2.

Таблица 2.2 – Коэффициенты загрузки трансформаторов на подстанциях

Характер нагрузки и вид ТП	Кз
При преобладании нагрузок 1 категории на двухтрансформаторных ТП	0,65
При преобладании нагрузки 2 категории на однострансформаторных ТП и взаимном резервировании трансформаторов по связи вторичного напряжения	0,8
При преобладании нагрузок 2 категории и при наличии централизованного (складского) резерва трансформаторов, при нагрузке 3 категории	0,9 - 0,95

Коэффициенты загрузки в первых двух случаях определены исходя из необходимого взаимного резервирования при выходе из работы одного из трансформаторов с учетом допустимой перегрузки оставшегося в работе трансформатора, резервирующего аварийный.

Правилами устройства электроустановок допускается перегрузка одного трансформатора до 140% в аварийном режиме продолжительностью до 5 суток, но не более 6 часов в сутки, т.е. при графиках средней плотности.

Число трансформаторов цеховой подстанции определяем по формуле:

$$n_{\text{тр}} = \frac{S_p}{S_{\text{н.тр}} \cdot K_3}, \quad (2.3)$$

где  $K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора, принимаемый для цехов с преобладающей нагрузкой II категории при однострансформаторных подстанциях с взаимным резервированием 0,7-0,8.

Произведем выбор количества трансформаторов для рассчитываемой ТП:

$$n_{\text{тр}} = \frac{1390,220}{1000 \cdot 0,75} = 2 \text{ шт.}$$

Так как насосная относится к потребителям I категории, а значит, получает питание от двух независимых источников принимаем двухтрансформаторную подстанцию.

По справочным данным выбираем марку трансформатора, таблица 2.110 [2], его параметры приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Параметры трансформатора

Марка трансформатора	U <sub>k</sub> %	I <sub>xx</sub> %	ΔP <sub>xx</sub> (кВт)	ΔP <sub>кз</sub> (кВт)
ТСЗУ-1000/10	7,56	0,811	2	7,3

Определяем коэффициент загрузки в нормальном и аварийном режиме:

$$K_{3,н} = \frac{S_p}{2 \cdot S_{\text{н.т}}} = \frac{1390,220}{2 \cdot 1000} = 0,7, \quad (2.4)$$



где  $S_p$  – расчетная мощность цеха;  
 $S_{н.т}$  – номинальная мощность трансформатора.

$$K_{з.а} = \frac{S_p}{S_{н.т}} = \frac{1390,220}{1000} = 1,4. \quad (2.5)$$

Трансформаторы мощностью 2x1000 кВА подходят для установки т.к. перегрузка одного из трансформаторов в аварийном режиме 140%. Принимаем подстанцию с трансформаторами мощностью 2x1000 кВА.

По справочнику выбираем тип цеховой подстанции: 2КТП-1000/10/0,4 УЗ.

### 2.1.3 Выбор схемы электроснабжения

В данной работе дается только техническое обоснование схем распределительных сетей предприятия. При этом должны удовлетворяться следующие требования строительных норм СН 174 - 74.

1. Распределение электроэнергии на промышленном предприятии должно выполняться по радиальным, магистральным и смешанным схемам в зависимости от территориального расположения нагрузок, величины потребляемой мощности и других характерных особенностей проектируемого предприятия.

2. Схемы следует выполнять одно – и двухступенчатыми.

3. Схема должна строиться так, чтобы все ее элементы постоянно находились под нагрузкой, а при аварии на одном из них оставшиеся в работе могли принять на себя его нагрузку путем перераспределения ее между собой с учетом допустимой перегрузки.

4. При построении схем электроснабжения потребителей 1 и 2-й категорий должно производиться глубокое секционирование во всех звеньях схемы.

5. Схемы распределения электроэнергии на первой ступени от ТСН до КРУ на напряжение 6 кВ принимаются следующими:

- на крупных энергоемких предприятиях при передаче в одном направлении мощности более 15-20 МВА при напряжении 6 кВ, более 25-35 МВА при напряжении 10 кВ и более 35 МВА при напряжении 35 кВ – магистральные и радиальные схемы, осуществляемые с помощью токопроводов;

- на крупных и средних предприятиях с меньшими потоками мощности – магистральные и радиальные схемы, осуществляется с помощью кабельных линий. Радиальные схемы следует применять при нагрузке, расположенных в различных направлениях от источника питания.

Для каждого варианта составляют расчетную электрическую схему и определяют сечение линий по экономической плотности тока, по допустимой нагрузке в нормальном режиме, с проверкой по длительно допустимому току с

учетом перегрузки в аварийном режиме и термической стойкости току короткого замыкания.

В данной магистерской работе для электроснабжения цеха предлагается радиальная схема.

### 2.1.4 Расчет и выбор параметров схемы

Выбор параметров схемы состоит из:

- выбор сечения кабелей линии;
- выбор коммутационных аппаратов на всех ступенях схемы и приведение согласования выбранного сечения проводника и токорасцепителя автомата или тока плавкой вставки предохранителей.

Схема подстанции приведена на рисунке 2.1.

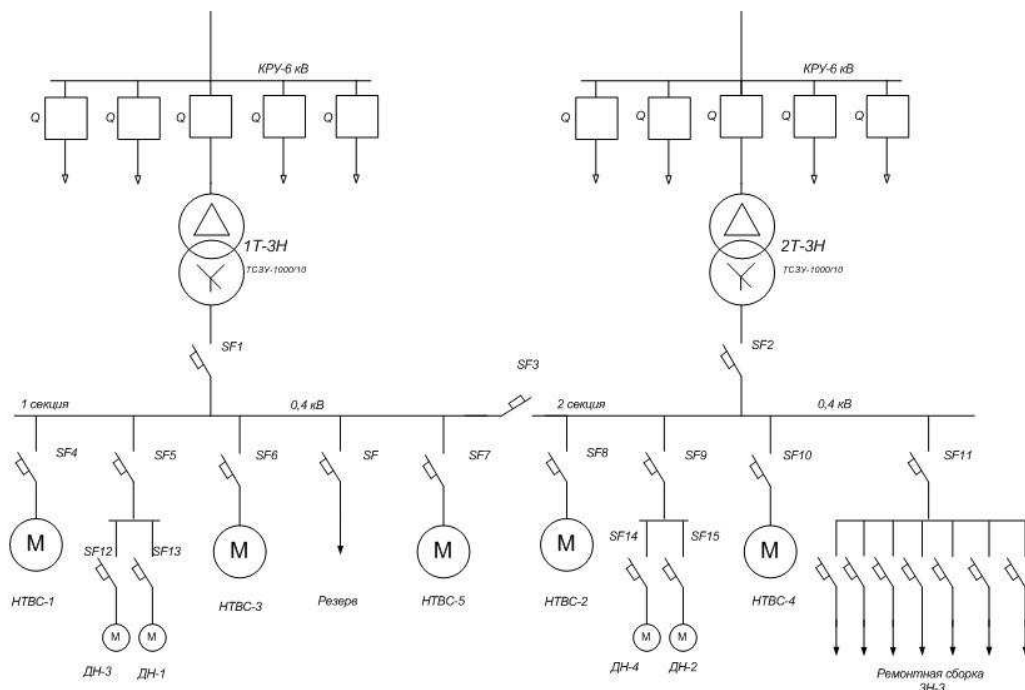


Рисунок 2.1 – Схема ТП-3Н

Принимаем следующие длины кабелей:

$$L_1 = 70 \text{ м}, L_2 = 25 \text{ м}, L_3 = 30 \text{ м}, L_4 = 22 \text{ м}, L_5 = 21 \text{ м}, L_6 = 20 \text{ м}, L_7 = 30 \text{ м}, L_8 = 20 \text{ м}, L_9 = 25 \text{ м}.$$

В качестве высоковольтных кабелей выбираем марку АП8Пг 3х95/35-10. В качестве низковольтных АВВГ (2-9 кабель).

Способ прокладки кабеля: высоковольтный кабель прокладывается в трубе, низковольтные кабели - в лотках.

Вычисляем расчетный ток линии по формуле:

- сразу после трансформатора:

$$I_T = \frac{S_T}{\sqrt{3}U_{н.Т}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 910,4 \text{ А}, \quad (2.6)$$

где  $S_T$  – номинальная мощность трансформатора, кВА;  
 $U_{н.Т}$  – номинальное напряжение трансформатора, кВ (принимаем 0,4 кВ);

– линия к электродвигателю переменного тока:

$$I_D = \frac{P_D}{\sqrt{3} \cdot U_{н.д} \cdot \eta_d \cdot \cos\varphi_d} \quad (2.7)$$

где  $P_D$  – мощность электродвигателя переменного тока, кВт;  
 $U_{н.д}$  – номинальное напряжение шинопровода (РУ), кВ (принимаем 0,38 кВ);

$\eta_d$  – КПД двигателя.

Результаты расчета приведены в таблице 2.4

Таблица 2.4 – Параметры групп электроприемников

№ группы	Количество электроприемников	Наименование	Установленная мощность	ПД	Коэффициент мощности	Расчетный ток
1	5 шт.	НТВС	250 кВт	0,9	0,8	337,55 А
2	4 шт.	ДН	16 кВт	0,9	0,7	26,51 А

– линия к распределительному устройству (ремонтная сборка):

$$I_{р.с.} = \frac{S_{сборки}}{\sqrt{3}U_{н.сборки}} = \frac{177,77}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 269,17 \text{ А}, \quad (2.8)$$

где  $S_{сборки}$  – максимальная расчетная мощность ремонтной сборки, кВА;  
 $U_{н.сборки}$  – номинальное напряжение, кВ (принимаем 0,38 кВ).

По величине расчетного тока определяем сечение проводов или кабеля по таблицам 2.2 – 2.4. Сечение проводов или кабеля выбирают так, чтобы выполнялось условие:

$$I_{доп} \geq \frac{I_p}{K_{пр}}, \quad (2.9)$$

где  $K_{пр}$  – поправочный коэффициент на условия прокладки кабелей.  
 Результаты сведены в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Выбор сечения кабельных линий

№ кабеля	Оборудование	Марка кабеля	Сечение кабеля (мм <sup>2</sup> )	I <sub>доп</sub> (А)	I <sub>p</sub> /K <sub>np</sub> (А)
2	НТВС-1	АВВГ	2х(1х95)	250	337,55
3	ДН-1, ДН-3	АВВГ	1х(2х10)	55	26,51
4	НТВС-3	АВВГ	2х(1х95)	250	337,55
5	НТВС-5	АВВГ	2х(1х95)	250	337,55
6	НТВС-2	АВВГ	2х(1х95)	250	337,55
7	ДН-2, ДН-4	АВВГ	1х(2х10)	55	26,51
8	НТВС-4	АВВГ	2х(1х95)	250	337,55
9	Рем.сборка	АВВГ	1х(2х50)	270	269,17

Правильность выбора сечения кабелей проверяем по потере напряжения.

Поскольку на зажимах электродвигателей разрешается отклонение напряжения в пределах (-5)-(+10)% от U<sub>ном</sub>, то в подводящих жилах кабелей допускается потеря напряжения:

$$\Delta U < 10\% \cdot U_{\text{ном}} \quad (2.10)$$

Проверка производится для характерной линии электроснабжения. Обычно это линия с наиболее мощным электродвигателем или наиболее удаленным потребителем.

Для примера расчет производим для НТВС-1.

Рассчитаем потери напряжения:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_k \cdot L \cdot 100}{U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 250 \cdot 0,025 \cdot 100}{400} = 5,41\% \quad (2.11)$$

Таким образом, кабель выбран верно. Аналогично проверяем остальные кабели.

Для ремонтной сборки выбираем: пункт распределительный (сборка 0,4 кВ) - ПР 85-8-114-21-У3.

При эксплуатации электросетей длительные перегрузки проводов и кабелей, КЗ вызывают повышение температуры токопроводящих жил больше допустимой.

Это приводит к преждевременному износу их изоляции, следствием чего может быть пожар, взрыв во взрывоопасных помещениях, поражение персонала.

Для предотвращения этого линия ЭСН имеет аппарат защиты, отключающий поврежденный участок.

Аппаратами защиты являются: автоматические выключатели, предохранители с плавкими вставками и тепловые реле, встраиваемые в магнитные пускатели.

Автоматические выключатели являются наиболее совершенными аппаратами защиты, надежными, срабатывающими при перегрузках и КЗ в защищаемой линии.

Наиболее современные автоматические выключатели серии ВА предназначены для замены устаревших АЗ7, АЕ, АВМ и «Электрон».

Они имеют уменьшенные габариты, совершенные конструктивные узлы и элементы. Работают в сетях постоянного и переменного тока. Автоматические выключатели серии ВА наиболее современные и применяются в комплектных распределительных устройствах в виде различных комбинаций.

Выключатели серии ВА разработок 51, 52, 53, 55 предназначены для отключений при КЗ и перегрузках в электрических сетях, отключений при недопустимых снижениях напряжения, а также для нечастых оперативных включений и отключений электрических цепей.

Автоматические выключатели выбираются согласно условиям:

- для линии без ЭД –  $I_{н.а} \geq I_{н.р}; I_{н.р} \geq I_{дл};$
- для линии с одним ЭД –  $I_{н.а} \geq I_{н.р}; I_{н.р} \geq 1,25 \cdot I_{дл};$
- для групповой линии с несколькими ЭД –  $I_{н.а} \geq I_{н.р}; I_{н.р} \geq 1,1I_{дл}.$

Производим расчет и выбор автоматов и вводных выключателей:

Исходные данные для расчетов аппаратов защиты берутся из сводной ведомости нагрузок.

1. Линия трансформатор – шины низкого напряжения (Т – ШНН), автоматический выключатель SF-1(SF-2), линия без ЭД:

$$\text{Ток в линии составит: } I_T = \frac{S_T}{\sqrt{3}U_H} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 909,326 \text{ А.}$$

Автоматический выключатель SF-1(SF-2) выбирается по условию:

$$I_{н.а} \geq I_{н.р}; I_{н.р} \geq I_T = 909,326 \text{ А.}$$

По справочнику выбираем автомат Э-16В. Тот же тип принимаем и для секционного автомата (SF-3).

Технические характеристики представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Технические характеристики автомата Э-16В

$U_{н.а}, \text{ В}$	$I_{н.а}, \text{ А}$	$I_{н.р}, \text{ А}$	$I_{y(n)}, \text{ А}$	$I_{к(кз)}, \text{ А}$	$I_{дл}, \text{ кА}$
380	1000	1000	1250	3000	45

2. Линия шины низкого напряжения – ДН-1, ДН-3 (ШНН – ДН-1, ДН-3), автоматический выключатель SF-5 (SF-9), линия с группой ЭД. Так как к этому автомату подключено два электродвигателя, то пиковый ток определяется по формуле:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{п.нб}} + I_M - I_{\text{н.нб}} \cdot K_{и}, \tag{2.12}$$

где  $I_{п.нб}$  – пусковой ток наибольшего по мощности ЭД;  
 $I_m$  – максимальный ток на группу;  
 $I_{н.нб}$  – номинальный ток наибольшего по мощности ЭД.

$$I_{п.нб} = 6,5 \cdot I_{н.нб} = 6,5 \cdot 26,51 = 172,315 \text{ А}; \quad (2.13)$$

$$I_{пик} = 172,315 + 53,02 - 26,51 \cdot 0,6 = 209,43 \text{ А.}$$

Коэффициент отсечки:

$$K_0 \geq \frac{I_0}{I_{н.р}} = \frac{261,79}{200} = 1,3. \text{ Принимается: } K_0 = 1,25.$$

$$I_0 \geq 1,25 \cdot I_{пик} = 1,25 \cdot 209,43 = 261,79 \text{ А.}$$

Автоматический выключатель SF-5 выбирается по условию:

$$I_{н.а} \geq I_{н.р}; I_{н.р} \geq 1,1 \cdot I_{дл} = 1,1 \cdot 53,02 = 58,32 \text{ А.}$$

По справочнику выбираем автомат А3734С с полупроводниковым расцепителем. Технические характеристики представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Технические характеристики автомата А3734С

$U_{н.а}, \text{ В}$	$I_{н.а}, \text{ А}$	$I_{н.р}, \text{ А}$	$I_{у(п)}, \text{ А}$	$I_{к(кз)}, \text{ А}$
380	200	200	250	600

ДН-1 и ДН-3 запитан кабелем АВВГ, проложенным в металлическом рукаве в помещении с нормальной средой.

3. Линия шины низкого напряжения–НТВС-2  $P_H = 250$  кВт (ШНН – НТВС-2, автоматический выключатель SF-4 (SF-6, SF-7, SF-8, SF-10), линия с одним ЭД. Определяется длительный ток в линии по формуле:

$$I_d = \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8 \cdot 0,9} = 337,63 \text{ А.}$$

Номинальный ток расцепителя автомата:

$$I_{н.р} \geq 1,25 I_d = 1,25 \cdot 337,63 = 422,04 \text{ А.}$$

По справочнику принимаем  $I_{н.р} = 500 \text{ А}$ .

$$\text{Коэффициент отсечки: } K_0 \geq \frac{I_0}{I_{н.р}} = \frac{2633,51}{500} = 5,26,$$

где  $I_0 = 1,2 \cdot 6,5 \cdot I_d = 1,2 \cdot 6,5 \cdot 337,63 = 2633,51 \text{ A}$ .

Принимается:  $K_0 = 7$ .

Номинальный ток автомата  $I_{н.а} \geq I_{н.р} \geq 500 \text{ A}$ , принимается  $I_{на} = 500 \text{ A}$ .

По справочнику выбираем автомат А3744С с полупроводниковым расцепителем.

Технические характеристики представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Технические характеристики автомата А3744С

$U_{н.а}, \text{ В}$	$I_{н.а}, \text{ А}$	$I_{н.р}, \text{ А}$	$I_{у(п)}, \text{ А}$	$I_{к(кз)}, \text{ А}$
380	500	500	625	2500

НТВС-1 запитан кабелем АВВГ, проложенным в металлическом гибком рукаве в помещении с нормальной средой.

Дальнейшие расчеты выполняются идентично и сведены в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Технические характеристики оборудования

Наименование линии	Расчетный ток линии (А)	Ток отсечки (А)	Коэф-т отсечки	Тип автомата	Характеристики автомата					$I_{доп}$ линии (А)	Сечение и марка кабеля
					$I_{на}$ (А)	$I_{н.р}$ (А)	$I_{у(п)}$ (А)	$I_{у(кз)}$ (А)	$I_{откл}$ (кА)		
трансформатор – шины низкого напряжения	909,326			Э-16В	1000	1000	1250	5000	45		
Линия шины низкого напряжения – НТВС-1, 2, 3, 4, 5	337,63	633,51		А3744С	500	500	625	3500		2х250	АВВГ 2х(1х95)
Линия шины низкого напряжения – ДН-1, 2, ДН-3, 4	53,02	61,79	1,25	А3734С	200	200	250	600		55	АВВГ 1х(2х10)
Линия шины низкого напряжения – ремонтная сборка	269,17	099,53		А3744С	320	320	625	2240		270	АВВГ 1х(2х50)

## 2.2 Конструктивное выполнение отдельных элементов схемы, устройства комплектные распределительные серии SIMOPRIME

Комплектные распределительные (КРУ) серии SIMOPRIME компании «Siemens» предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц и 60 Гц на номинальное напряжение (6) 12 кВ, применимы для всех типов электрических станций и

подстанций, электроснабжения предприятий всех отраслей промышленности, включая объекты атомной энергетики.

Шкафы КРУ представляют собой конструкцию, состоящую из четырех отсеков: линейного отсека, отсека сборных шин, отсека выключателя и релейного отсека. В линейном отсеке, расположенном в нижней части шкафа и имеющем доступ как с фасадной, так и с тыловой стороны шкафа, располагаются аппараты и приборы главных цепей. В задней верхней части шкафа расположен отсек сборных шин. В средней части расположен отсек выключателя, устанавливаемого на выкатную тележку. В передней верхней части шкафа, в релейном отсеке, располагаются аппаратура релейной защиты и вторичные цепи.

Преимущества КРУ:

- Высокая надёжность РУ;
- Использование не требующих обслуживания вакуумных силовых выключателей;
- Стойкие к ударам избыточного давления разделительные стенки;
- Высокая степень безопасности;
- Все операции возможны только при закрытом положении дверцы отсека ВН;
- Металлический корпус, защитные шторки и разделительные стенки;
- Доступ в ячейку возможен только с передней стороны;
- Отдельные отсеки для сборных шин, кабельных присоединений и коммутационных аппаратов;
- Логическая и механическая система блокировок;
- Высочайшая эксплуатационная готовность;
- Дизайн модульных ячеек позволяет быстро производить замену соответствующих отсеков;
- Возможность выборочного отключения при вероятном возникновении дуги;
- Испытание кабелей возможно без снятия напряжения со сборных шин.

Технические параметры приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Основные технические параметры и характеристики

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	6 (12)
Номинальный ток главных цепей, А	800; 1250; 2500
Номинальный ток сборных шин, А	2500
Номинальный ток отключения выключателей (зависит от типа выключателя), кА	20; 25; 31,5
Ток термической стойкости (время протекания тока – 3с), кА	31,5
Ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	80



Продолжение таблицы 2.10

Наименование параметра		Значение параметра
Испытание напряжением грозового импульса, кВ		75
Испытание напряжением 50 Гц/1 мин, кВ		42
Номинальное напряжение вспомогательных цепей:	<ul style="list-style-type: none"> <li>• постоянного тока, В</li> <li>• переменного тока, В</li> </ul>	220 220
Вид изоляции		твердая и воздушная
Вид линейных высоковольтных подсоединений		кабельные, шинные
Условия обслуживания		одностороннее, двухстороннее
Степень защиты (при закрытых дверях)		IP 20
Вид управления		местное; дистанционное
Габариты ячейки, мм	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ширина</li> <li>• глубина</li> <li>• высота</li> </ul>	600/800 1860 2200

Общий вид КРУ представлен на рисунке 2.2.



Рисунок 2.2 – Шкаф КРУ

### Конструкция КРУ

Ниже приводится описание конструкции шкафов КРУ с выключателем (рисунок 2.3). Шкаф КРУ состоит из двух основных элементов: распределительной секции и релейной секции. Распределительная секция представляет собой сборную жесткую металлическую конструкцию, разделенную глухими металлическими и изоляционными перегородками на отсеки: отсек выдвигного элемента (выключателя), отсек кабельной сборки, отсек сборных шин.



Рисунок 2.3 – Схема шкафа КРУ

В состав изделия входят: набор отдельных шкафов КРУ с коммутационными аппаратами, приборами измерения, устройствами автоматики и защиты, а также аппаратурой защиты, управления, сигнализации и другими вспомогательными устройствами, соединенными между собой в соответствии со схемой электрической расположения КРУ.

В качестве выдвигного элемента в шкафу КРУ установлен выключатель вакуумный ВВ/TEL.

Выдвигной элемент может занимать в отсеке два фиксированных положения относительно корпуса: рабочее и контрольное, и перемещается внутри отсека по направляющим рельсам с помощью рычага из контрольного положения в рабочее и наоборот.

В рабочем положении главные и вспомогательные цепи шкафа КРУ замкнуты, выдвижной элемент находится в пределах корпуса шкафа в фиксированном положении.

В контрольном положении главные цепи шкафа разомкнуты, а вспомогательные замкнуты (допускается размыкание вспомогательных цепей), выдвижной элемент находится в пределах корпуса шкафа в фиксированном положении.

В ремонтном положении главные и вспомогательные цепи шкафа разомкнуты, выдвижной элемент находится вне корпуса шкафа.

Шкафы КРУ оборудованы блокировками, запрещающими:

- перемещение выдвижного элемента из рабочего положения в контрольное и обратно при включенном выключателе;
- включение выключателя в промежуточном между рабочими и контрольными положениями выдвижного элемента;
- оперирование разъединителем, находящемся в рядом стоящем шкафу, в промежуточном положении выдвижного элемента;
- включение заземлителя при включенном выключателе;
- включение выключателя при включенных ножах заземлителя.

На двери релейного шкафа устанавливаются счетчики электрической энергии, реле указательные, амперметр, вольтметр, сигнальные лампы, ключи управления, кнопки и переключатели оперативных цепей.

В процессе эксплуатации шкафов КРУ необходимо периодически производить техническое обслуживание, включающее технические осмотры, текущие и капитальные ремонты с соблюдением «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок электрических станций и подстанций», «Правил технической эксплуатации потребителей и правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

Техническое обслуживание следует производить при снятом напряжении.

Технический осмотр состояния шкафов и установленного в них оборудования необходимо производить не менее одного раза в год, а также после каждого отключения из-за возникновения тока короткого замыкания.

Текущий ремонт шкафов КРУ рекомендуется проводить один раз в год.

При текущем ремонте необходимо устранить дефекты, обнаруженные при техническом смотре и ходе ремонта, при этом протереть разъемные контакты соединения главной цепи и изолированные детали ветошью, слегка смоченной в бензине, разъемные контактные соединения вновь покрыть тонким слоем смазки, подтянуть болты и винты электрических контактов, а также все крепления механизмов.

Очередной капитальный ремонт рекомендуется проводить один раз в четыре года.

Капитальный ремонт шкафов КРУ включает работы по ремонту оборудования, встроенного в шкаф, работы по замене частей механизмов, поврежденных разъемных контактов главных цепей, дефектных изоляторов и других изоляционных деталей. Кроме того, необходимо производить проверку

усилия вытягивания в разъемных соединениях главной цепи с заменой вышедших из строя пружин, а также восстановление лакокрасочных покрытий на поврежденных участках.

## **3 Микропроцессорная релейная защита КРУ 6 кВ**

### **3.1 Общие положения**

Релейной защитой называются специальные устройства (реле и другие автоматы), обеспечивающие автоматическое отключение поврежденной части электрической установки или сети. Если повреждение не представляет для установки непосредственной опасности, то релейная защита должна приводить в действие сигнальные устройства.

Основные условия надежной работы релейной защиты [8]:

- 1) релейная защита должна быть избирательной (селективной), т.е. отключать только поврежденный участок установки;
- 2) релейная защита должна обладать достаточной чувствительностью ко всем видам повреждений на защищаемой линии и на линиях, питаемых от нее, а также к изменившимся в связи с этим параметрам нормального режима работы (току, напряжению и др.);
- 3) релейная защита должна быть выполнена по наиболее простой схеме с наименьшим числом аппаратов и обладать достаточным быстродействием;
- 4) релейная защита должна иметь необходимую сигнализацию неисправностей в цепях, питающих аппараты релейной защиты.

### **3.2 Основные виды повреждений и ненормальных режимов работы**

Кабельные линии электропередачи, проложенные в земле, могут повреждаться из-за ухудшения условий охлаждения, коррозии оболочек кабеля, осадки почвы при земляных работах. Указанные причины повреждений кабельных линий могут вызвать короткие замыкания фаз между собой или короткие замыкания на землю.

Для электроснабжения промышленных предприятий наибольшее применение находят линии с односторонним питанием, где применяется максимальная токовая защита, токовая отсечка, токовая поперечная дифференциальная защита параллельных линий, направленная поперечная защита параллельных линий, защита от замыканий на землю.

В трансформаторах могут иметь место следующие повреждения [9]: междуфазные короткие замыкания внутри бака и на выводах; замыкания между витками одной фазы (витковые замыкания); замыкания обмоток на землю; перекрытие изоляции вводов; утечка масла из бака.

К ненормальным режимам работы трансформатора относят: работу со сверхтоками при внешнем коротком замыкании и при качаниях в энергосистеме; перегрузки, вызванные самозапуском двигателей, а также толчкообразной и ударной нагрузками; повышение напряжения на выводах. Оно вызывает возрастание намагничивающего и вихревых токов

трансформатора. Следствием такого режима может быть перегрев обмоток и сердечника трансформатора.

### 3.3 Выбор терминалов релейной защиты и автоматики

В ходе реконструкции должны применяться современные устройства РЗА отечественного или иностранного производства.

Отключение любого поврежденного элемента сети (линий, подстанционного оборудования – шин, трансформаторов и другого первичного оборудования) должно осуществляться с минимальным возможным временем в целях сохранения устойчивой бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения.

Для защиты объектов подстанции используем устройства релейной защиты на микропроцессорной базе, как наиболее совершенные по сравнению с устройствами на полупроводниковой и электромеханической элементной базе.

Для защиты присоединений со стороны 6 кВ подстанции используем терминалы Siprotec 4 производства компании Siemens.

Микропроцессорные комплекты универсальны, функциональны, надежны, помехоустойчивы.

Представим в таблице 3.1 выбранные защиты и функции, выполняемые выбранным терминалом.

Терминалы устанавливаются в релейных отсеках ячеек КРУ, на панелях и шкафах в релейных залах и пультах управления подстанции.

Таблица 3.1 – Виды защит на кабельной линии 6 кВ

Виды защит по ПУЭ	Возможные функции терминала	Используемые функции на отходящей кабельной линии ПС
1) от междуфазных КЗ – ТО и МТЗ; 2) от однофазных замыканий – защита с использованием ТТ нулевой последовательности.	1) МТЗ 3-х ступенчатая; 2) ЧТЗНП; 3) ЗМН; 4) ЗПН; Функции автоматики: 1) АПВ; 2) АВР; 3) ЛЗШ; 4) АУВ; 5) УРОВ.	1) 3 ступени МТЗ 2) ЧТЗНП; 3) ЗМН; 4) ЗПН; 5) АПВ; 6) АВР; 7) ЛЗШ; 8) АУВ; 9) УРОВ.

Терминал микропроцессорный релейной защиты Siprotec 4 типа 7sj641 предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления, измерения и сигнализации присоединений напряжением 6-35 кВ.

Он обеспечивает функции защиты, автоматики и управления кабельных линий электропередачи распределительных подстанций и электростанций. Внешний вид терминала представлен на рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 – Внешний вид терминала

### 3.4 Расчёт уставок релейной защиты и автоматики КРУ 6 кВ

#### 3.4.1 Максимальная токовая защита

В сетях 6-10 кВ максимальная токовая защита используется как основная защита. МТЗ в устройствах, произведенных компанией Siemens выполнена, как правило, трехфазной, трехступенчатой. Защита реагирует на превышение фазным током уставки. Выбор уставки определяется условием селективности действия защиты.

В сетях 6 кВ первую ступень защиты (МТЗ-1) используют в качестве токовой отсечки без выдержки времени (ТО), вторую ступень (МТЗ-2) используют как максимальную токовую защиту с выдержкой времени (МТЗ), и третью ступень используют как защиту или сигнализацию при перегрузках.

Первая ступень МТЗ – ТО без выдержки времени

Первая ступень МТЗ используется в качестве токовой отсечки от междуфазных КЗ, которая защищает только часть линии (0,85 длины линии), расположенной ближе к источнику питания, и срабатывает без специального замедления, т.е.  $t_{cp} = 0$  с.

Оценка чувствительности основных типов релейной защиты должна производиться с помощью коэффициента чувствительности, определяемого для защит, реагирующих на величины, возрастающие в условиях повреждения, как отношение расчетных значений этих величин (например, тока) при металлическом КЗ в пределах защищаемой зоны к параметрам срабатывания защит.

Для максимальной токовой защиты (МТЗ) коэффициент чувствительности рекомендуется определять из выражения:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{p.min}}{I_{\text{ср.р}}}, \quad (3.1)$$

где  $I_{p.min}$  – ток в реле при минимальном токе металлического КЗ в конце защищаемой зоны;

$I_{\text{ср.р}}$  – ток срабатывания реле.

Максимальная токовая защита должна иметь  $k_{\text{ч}} \geq 1,5$  при КЗ в конце защищаемой линии.

В данном случае имеются следующие значения:

$$I_{p.min} = \frac{I_{n,0}^{(2)}}{k_{\text{ТА}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{n,0}^{(3)}}{k_{\text{ТА}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{11300}{1500/5} = 42,62 \text{ А}, \quad (3.2)$$

где  $k_{\text{ТА}} = 1500/5$  – коэффициент трансформации ТТ;

Селективность ТО мгновенного действия обеспечивается выбором тока ее срабатывания:

$$I_{\text{ср.р}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{ТА}}} \cdot I_{\text{КЗвн.мах}} = \frac{1,4 \cdot 1}{1500/5} \cdot 10400 = 48,53 \text{ А}, \quad (3.3)$$

где  $k_{\text{отс}} = 1,4$  – коэффициент отстройки;

$k_{\text{сх}} = 1$  – коэффициент схемы для схемы соединения «неполная звезда»;

$I_{\text{КЗвн.мах}}$  – ток трехфазного КЗ в конце защищаемой линии.

Таким образом,  $k_{\text{ч}} = \frac{42,62}{48,53} = 0,8 < 1,5$ , а значит, условие не выполнено и токовая отсечка не обеспечит защиту всей линии. Следовательно, будем применена вторая ступень МТЗ.

Вторая ступень МТЗ – ТО с выдержкой времени

Вторая ступень МТЗ-2 используется в качестве токовой отсечки от междуфазных КЗ с выдержкой времени.

Ток срабатывания реле для данной ступени:

$$I_{\text{ср.р}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{ТА}}} \cdot I_{\text{КЗвн.мах}} = \frac{0,8 \cdot 1}{1500/5} \cdot 10400 = 23,81 \text{ А},$$

где  $k_{\text{отс}} = 0,8$  – коэффициент отстройки.

Таким образом,  $k_{\text{ч}} = \frac{42,62}{23,81} = 1,79 > 1,5$ , значит, условие выполнено, и токовая отсечка обеспечит защиту.

Выдержка времени II ступени защиты принимается на ступень селективности ( $\Delta t = 0,5$  с) больше выдержек времени ступеней защиты, от которых произведена отстройка.

Отстройка МТЗ-2 идет от защит смежных линий не имеющих выдержки времени, в связи с этим  $t_{\text{с.з.}} = 0,5$  с.



Третья ступень МТЗ

Третья ступень МТЗ используется в качестве защиты от перегрузок. Ток срабатывания максимальной токовой защиты (третьей ступени) отстраивается от максимального тока нагрузки присоединения:

$$I_{\text{ср.р}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{в}} \cdot k_{\text{ТА}}} \cdot I_{\text{раб.утяж}} = \frac{1,4 \cdot 1}{0,95 \cdot 1500/5} \cdot 122,5 = 1,6 \text{ А,}$$

где  $k_{\text{в}} = 0,95$  – коэффициент возврата токовых защит.

Выдержка времени третьей ступени защиты принимается на ступень селективности больше выдержек времени защит, от которых произведена отстройка:

$$t_{\text{с.з.Л1}} = t_{\text{с.з.Л2}} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ с.} \quad (3.4)$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежного участка:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К4}}^{(2)}}{I_{\text{ср.з}}} \geq 1,2, \quad (3.5)$$

где  $I_{\text{К4}}^{(2)} = \frac{I_{\text{n,0,К4}}^{(2)}}{k_{\text{ТА}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{n,0,К4}}^{(3)}}{k_{\text{ТА}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{10400}{1500/5} = 30,02 \text{ А.}$

Отсюда:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К4}}^{(2)}}{I_{\text{ср.з}}} = \frac{30,02}{1,6} = 18,76 \geq 1,2.$$

### 3.4.2 Защита от однофазных замыканий на землю

Защита от замыканий на землю в устройствах Siprotec 4 выполнена, как правило, одноступенчатой, реагирующей на ток основной или высших гармоник, для устройств компании Siemens с цепями напряжения кроме того предусматриваются направленная защита от ОЗЗ по току и напряжению основной гармоники.

Для кабельных линий с изолированной нейтралью применяется направленная или ненаправленная защита по основной гармонике.

3.4.2.1 Ненаправленная защита от ОЗЗ по основной гармонике в сетях с изолированной нейтралью

Защита реагирует на суммарный ёмкостный ток сети, протекаемый через поврежденный элемент.

Значение емкостного тока линии и, соответственно, суммарного емкостного тока линии всей сети можно ориентировочно определить по эмпирической формуле для кабельных сетей:

$$I_{C\Sigma} \approx \frac{U \cdot l_{\Sigma}}{10} = \frac{6,3 \cdot 12}{10} = 7,56 \text{ А}, \quad (3.6)$$

где  $U = 6,3$  кВ – номинальное напряжение сети;

$l_{\Sigma} = 12$  км – суммарная длина линий.

Ток срабатывания защиты  $I_{0с.з.}$  выбирается из учета несрабатывания при внешних ОЗЗ и в режимах без ОЗЗ, кроме того, для исключения ложных срабатываний защита отстраивается по времени срабатывания  $t_{с.з.}$ .

Отстройка от собственного емкостного тока защищаемого присоединения  $I_{C,пр}$  при дуговых перемежающихся ОЗЗ, А:

$$I_{0с.з.} = k_{отс} \cdot k_{бр} \cdot I_C, \quad (3.7)$$

где  $k_{отс} = 1,25$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле тока, неточности расчёта  $I_{C,пр}$  и запас;

$k_{бр} = 2,0$  – коэффициент, учитывающий увеличение действующего значения  $I_C$  при дуговых перемежающихся ОЗЗ;

$I_C$  – емкостный ток в кабельной линии, А.

$$I_C = I_{C,уд} \cdot l, \quad (3.8)$$

где  $I_{C,уд} = 1,25$  А/км для кабельных линий сечением 120 мм<sup>2</sup> согласно /11/;

$l = 0,15$  км – длина линии.

В таком случае:

$$I_C = 1,25 \cdot 0,15 = 0,19 \text{ А};$$

$$I_{0с.з.} = 1,25 \cdot 0,15 \cdot 0,19 = 0,04 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности в данном случае:

$$K_{ч} = \frac{I_{C\Sigma} - I_C}{I_C} \geq 1,5; \quad (3.9)$$

$$K_{ч} = \frac{7,56 - 0,19}{0,19} = 38,78 > 1,5.$$

3.4.2.2 Направленная защита от ОЗЗ по основной гармонике в сетях с изолированной нейтралью

В сетях с изолированной нейтралью емкостный ток сети и ток в нейтрали соизмеримы и не изменяются значительно в различных допустимых режимах.

Для сетей с изолированной нейтралью угол максимальной чувствительности должен составлять  $90^\circ$ .

Направленная защита от ОЗЗ по принципу действия не требует отстройки от собственного емкостного тока защищаемого присоединения. Первичный ток срабатывания защиты  $I_{0с.з.}$  определяется из условия обеспечения требуемой чувствительности:

$$I_{0с.з.расч} = \frac{I_{с\sigma} - I_c}{k_{ч.мин доп}} = \frac{17,56 - 0,19}{2} = 3,68, \quad (3.10)$$

где  $k_{ч.мин доп} = 2$  – минимальный коэффициент чувствительности.

### 3.4.3 Логическая защита шин

Логическая защита реализуется с помощью устройств Siprotec 4 вводного выключателя, секционного выключателя и присоединений. Функция ЛЗШ реализует быстрое отключение вводного и/или секционного выключателя при возникновении повреждения на шинах методом «от противного», то есть КЗ на шинах фиксируется при наличии аварийного тока на вводном или секционном выключателе и отсутствии пуска защит присоединений.

Функция ЛЗШ представляет собой дополнительную ступень токовой защиты вводного и секционного выключателя, срабатывание которой можно заблокировать внешним сигналом.

Ток срабатывание ЛЗШ отстраивается от сверхтоков послеаварийных перегрузок, т.е. от токов после отключения КЗ на присоединении. Ток срабатывание ЛЗШ принимается равным току срабатывания МТЗ-2:  $I_{ср.р.} = 23,81$  А. Время срабатывания ЛЗШ принимается равным 0,2 с.

### 3.4.4 Защита минимального напряжения вводного выключателя

ЗМН на защите вводного выключателя предназначения для пуска АВР при исчезновении питания на секции. Пусковые органы ЗМН устройства должны обеспечивать пуск АВР при исчезновении на шинах питания и не должны срабатывать при снижении напряжения вследствие КЗ на питающей стороне и на отходящих от подстанции присоединений, что отстраивается выбором уставки по напряжению и по времени.

Напряжение срабатывания принимается равным  $0,25 \dots 0,35 \cdot U_{ном}$ :

$$U_{с.з.} = 0,3 \cdot U_{ном} = 0,3 \cdot 6,3 = 1,89 \text{ кВ.} \quad (3.11)$$

Выдержка времени ЗМН принимается на ступень больше выдержек времени защит присоединений, при КЗ в зоне действия которых напряжение на резервируемых шинах снижается до напряжения срабатывания ЗМН –  $t_{с.з.} = 1,5$  с.

### 3.4.5 Защита от повышения напряжения

Основным применением защиты от повышения напряжения является сигнализация повышения уровня напряжения.

При действии защиты на сигнализацию установки ЗПН по напряжению выбирается из условий отстройки от максимального напряжения на шинах в рабочем режиме. Диапазон принимаемых значений составляет:

$$U_{с.з.} = 1,1 \dots 1,2 \cdot U_{ном} = 1,15 \cdot 6,3 = 7,25 \text{ кВ.} \quad (3.12)$$

Время срабатывания определяется:

$$t_{с.з.} = t_{АРТ} + \Delta t = 10,0 + 0,5 = 10,5 \text{ с,} \quad (3.13)$$

где  $t_{АРТ} = 10$  с – время автоматической регулировки привода автотрансформатора.

### 3.4.6 Автоматическое повторное включение

Двукратное АПВ применяют на линиях с односторонним питанием.

Выдержка времени первого цикла двукратного АПВ должна отвечать двум требованиям:

1) выдержка времени АПВ  $t_{АПВ-1}$  должна быть больше выдержки времени готовности для повторного включения привода отключившегося выключателя:

$$t_{АПВ-1} = t_{гот.прив} + t_{зап} = 0,8 + 0,4 = 1,2 \text{ с,} \quad (3.14)$$

где  $t_{гот.прив} = 0,8$  с – время готовности привода;  
 $t_{зап} = 0,4$  с – время запаса.

2) выдержка времени АПВ должна быть больше выдержки времени от момента погасания электрической дуги в месте КЗ до полного восстановления изоляционных свойств воздуха (время деионизации воздуха):

$$t_{АПВ-1} = t_{д} + t_{зап} = 0,2 + 0,4 = 0,6 \text{ с,} \quad (3.15)$$

где  $t_{д} = 0,2$  с – время деионизации;

$t_{\text{зап}} = 0,4 \text{ с}$  – время запаса.

За уставку принимается большее из полученных значений  $t_{\text{АПВ-1}} = 1,2 \text{ с}$ .

Время срабатывания второго цикла АПВ  $t_{\text{АПВ-2}}$  должно быть выбрано большим для обеспечения подготовки выключателя к отключению третьего КЗ в случае включения на устойчивое повреждение. В течение этого времени восстанавливается отключающая способность выключателя. Принимается выдержка времени  $t_{\text{АПВ-2}} = 20 \text{ с}$ .

Выдержка времени готовности первого цикла АПВ  $t_{\text{гот.АПВ-1}}$  выбирается исходя из необходимости обеспечения однократного действия АПВ при повторном включении на устойчивое КЗ и, соответственно, должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени РЗА в этом режиме:

$$t_{\text{гот.АПВ-1}} = t_{\text{защ}} + t_{\text{откл}} + t_{\text{зап}}, \quad (3.16)$$

где  $t_{\text{защ}}$  – наибольшая выдержка времени защиты действующей на отключение;

$t_{\text{откл}}$  – время отключения выключателя;

$t_{\text{зап}} = 0,4 \text{ с}$  – время запаса.

На практике для исключения лишних переключений и сохранения ресурса выключателя при многократных КЗ уставка по времени готовности принимается равной 30 секунд.

В сетях 6 кВ для исключения многократной работы АПВ, время готовности второго цикла  $t_{\text{гот.АПВ-2}}$  примем равным 80 секунд.

### 3.4.7 Автоматический ввод резерва

Автоматический ввод резерва (АВР) осуществляется совместной работой устройств Siprotec 4 защиты вводных и секционных выключателей. При исчезновении питания на шинах одной из секций питание на обесточенную секцию при АВР осуществляется через секционный выключатель.

Основными уставками АВР являются контроль напряжения на смежной секции и время срабатывания АВР. Контроль напряжения на смежной секции должен быть включен, выдержка времени срабатывания АВР может быть принята минимальной (так как отстройка по времени при снижении напряжения вследствие КЗ реализована в ЗМН).

Уставка контроля напряжения на смежной секции должна быть на уровне не менее:  $U_{\text{контр}} = 0,9 \cdot U_{\text{ном}} = 0,9 \cdot 6,3 = 5,67 \text{ кВ}$ .

## 4 Расчет экономических показателей

### 4.1 Ремонтный цикл оборудования

Рассчитаем ремонтный цикл оборудования собственных нужд. Время между двумя капитальными ремонтами ( $T_{пл}$ ) и между двумя текущими ремонтами ( $t_{пл}$ ) определим по формулам:

$$T_{пл} = T_{табл} \cdot \beta_k \cdot \beta_p \cdot \beta_{и} \cdot \beta_o \cdot \beta_c; \quad (4.1)$$

$$t_{пл} = t_{табл} \cdot \beta_k \cdot \beta_p \cdot \beta_{и} \cdot \beta_o \cdot \beta_c, \quad (4.2)$$

где  $T_{табл}$  – продолжительность ремонтного цикла, табл.4.1, 12.1 [10];

$t_{табл}$  – величина межремонтного периода, табл.4.1, 12.1 [10];

$\beta_k$  – поправочный коэффициент для определения продолжительности ремонтного цикла и межремонтного периода, табл.4.2[10];

$\beta_p$  – поправочный коэффициент для сменности работы, с.55 [10];

$\beta_{и}$  – поправочный коэффициент использования, табл.4.2 [10];

$\beta_o$  – поправочный коэффициент для основного оборудования, табл.4.2 [10];

$\beta_c$  – поправочный коэффициент для передвижных установок, табл.4.2 [10], в рассматриваемой схеме  $\beta_c$  отсутствует.

Рассчитаем время между двумя капитальными, текущими ремонтами для силового трансформатора ТСЗС-1000/10 по (4.1), (4.2), используя исходные данные с таблицы 4.1:

$$T_{пл} = 12 \cdot 1 \cdot 0,67 \cdot 0,85 = 6,83 \text{ лет};$$

$$t_{пл} = 36 \cdot 1 \cdot 0,67 \cdot 1 \cdot 0,85 = 20,49 \text{ мес.}$$

Для остального оборудования расчет аналогичен и результаты сведены в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Структура ремонтного цикла

Название и тип электрооборудования	Исходные данные								Расчетные данные	
	$n^*$ , шт.	$T_{табл}$ , лет	$t_{табл}$ , мес	$\beta_k$	$\beta_p$	$\beta_{и}$	$\beta_o$	$\beta_c$	$T_{пл}$ , лет	$t_{пл}$ , мес
Трансформатор ТСЗС-1000/10	21	12	36	1	0,67	1	0,85	-	6,83	20,49
Трансформатор ТСЗС-630/10	19	12	36	1	0,67	1	0,85	-	6,83	20,49

Продолжение таблицы 4.1.

Название и тип электрооборудования	Исходные данные								Расчетные данные	
	$n^*$ , шт.	$T_{\text{табл}}$ , лет	$t_{\text{табл}}$ , мес	$\beta_k$	$\beta_p$	$\beta_{\text{и}}$	$\beta_o$	$\beta_c$	$T_{\text{пл}}$ , лет	$t_{\text{пл}}$ , мес
Трансформатор собственных нужд ТДНС-10000/13,8/6,3 ТДНС-10000/36,75/6,3	5	12	36	1	0,67	1	0,85	-	6,83	20,49
Вакуумные выключатели и приводы ВВ/TEL-10-12.5	50	3	12	1	0,67	1	0,85	-	3,43	13,72
Кабели 6 кВ (3x95) мм <sup>2</sup> (3x120) мм <sup>2</sup>	40	20	12	1	0,67	1	0,85	-	11,39	6,83
$n^*$ — количество однотипного оборудования										

Количество текущих ремонтов ( $n_{\text{т.р}}$ ) определяется по формуле:

$$n_{\text{т.р}} = \frac{12 \cdot T_{\text{пл}}}{t_{\text{пл}}} - 1. \quad (4.3)$$

Для силового трансформатора ТСЗС-1000/10 найдем  $n_{\text{т.р}}$  по (4.3):

$$n_{\text{т.р}} = \frac{12 \cdot 6,83}{20,49} - 1 = 3 \text{ шт.}$$

Для остального оборудования результаты расчетов сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Расходные элементы в структуре ремонтного цикла

Название электрооборудования	Структура ремонтного цикла	$T_{\text{пл}}$ , лет	$t_{\text{пл}}$ , мес	$n_{\text{т.р}}$ , шт
Трансформатор ТСЗС-1000/10	$K_1^* - T_1^* + T_2^* + T_3^* - K_2^*$	6,83	20,49	3
Трансформатор ТСЗС-630/10	$K_1^* - T_1^* + T_2^* + T_3^* - K_2^*$	6,83	20,49	3
Трансформатор собственных нужд ТДНС-10000/13,8/6,3 ТДНС-10000/36,75/6,3	$K_1^* - T_1^* + T_2^* + T_3^* - K_2^*$	6,83	20,49	3
Вакуумные выключатели и приводы ВВ/TEL-10-12.5	$K_1^* - T_1^* + T_2^* - K_2^*$	3,43	13,72	2
Кабели 6 кВ (3x95) мм <sup>2</sup> (3x120) мм <sup>2</sup>	$K_1^* - T_1^* + T_2^* + \dots + T_{19}^* - K_2^*$	11,39	6,83	19
$K_1^*, K_2^*$ – первый и следующий за ним капитальные ремонты; $T_i^*$ – текущие ремонты между двумя капитальными, $i = 1 \div n_{\text{т.р}}$ .				

На базе структуры ремонтного цикла определяется годовая трудоемкость текущих и капитальных ремонтов каждой единицы электрооборудования.

Годовая трудоемкость капитальных ремонтов определяется по формуле:

$$T_{г.к.р} = \frac{n \cdot t_{к.р}}{T_{пл}}, \quad (4.4)$$

где  $T_{г.к.р}$  – годовая трудоемкость капитальных ремонтов;

$n$  – количество однотипного оборудования, таблица 4.1;

$t_{к.р}$  – трудоемкость капитального ремонта электрооборудования, табл.5.3, 5.4, 6.2,12.2 [10];

$T_{пл}$  – продолжительность ремонтного цикла, находится по таблице 4.1.

Годовая трудоемкость текущих ремонтов определяется по формуле:

$$T_{г.т.р} = \frac{n \cdot n_{т.р} \cdot t_{т.р}}{T_{пл}}, \quad (4.5)$$

где  $T_{г.т.р}$  – годовая трудоемкость текущих ремонтов;

$n_{т.р}$  – количество текущих ремонтов, таблица 3.2;

$t_{т.р}$  – трудоемкость текущего ремонта электрооборудования, табл.5.3, 5.4, 9.2, 12.2 [10].

Для силового трансформатора ТСЗС-1000/10 определим  $T_{г.к.р}$  по (4.4):

$$T_{г.к.р} = \frac{21 \cdot 300}{6,83} = 922,40 \text{ чел} \cdot \text{ч}.$$

$T_{г.т.р}$  определим по (4.5):

$$T_{г.т.р} = \frac{21 \cdot 3 \cdot 60}{6,83} = 553,44 \text{ чел} \cdot \text{ч}.$$

Для остального оборудования расчеты сведены в таблицу 4.3.

Численность ремонтного персонала для выполнения капитальных ремонтов ( $H_{к.р}$ ) определяем по формуле:

$$H_{к.р} = \frac{T_{г.к.р\Sigma}}{\Phi_{эф} \cdot K_{в.н}}, \quad (4.6)$$

где  $T_{г.к.р\Sigma}$  – годовая трудоемкость капитального ремонта, таблица 4.3;

$\Phi_{эф}$  – годовой эффективный фонд времени одного рабочего ( $\Phi_{эф} = 1900$  ч);

$K_{в.н}$  – коэффициент выполнения нормы ( $K_{в.н} = 1,2$ ).



Таблица 4.3 – Годовая трудоемкость капитальных и текущих ремонтов

Наименование электрооборудования	n, шт.	n <sub>т.р.</sub> , кол-во тек. рем.	t <sub>к.р.</sub> , чел · ч	T <sub>г.к.р.</sub> , чел · ч	t <sub>т.р.</sub> , чел · ч	T <sub>г.т.р.</sub> , чел · ч
Трансформатор ТСЗС-1000/10	21	3	300	922,40	60	553,44
Трансформатор ТСЗС-630/10	19	3	250	695,46	50	417,28
Трансформатор собственных нужд ТДНС-10000/13,8/6,3 ТДНС-10000/36,75/6,3	5	3	600	439,24	130	285,51
Вакуумные выключатели и приводы ВВ/TEL-10-12.5	50	2	15	218,66	4	116,62
(3x120) мм <sup>2</sup> -4,2		19	160	59,00	48	336,29
(3x95) мм <sup>2</sup> -3,8		19	90	30,03	27	171,15
Σ	-	-	-	2364,79	-	1880,29

Численность ремонтного персонала для выполнения текущего ремонта (N<sub>т.р.</sub>) найдем по формуле:

$$N_{т.р.} = \frac{T_{г.т.р.Σ}}{\Phi_{эф} \cdot K_{в.н}}, \quad (4.7)$$

где T<sub>г.т.р.Σ</sub> – годовая трудоемкость текущего ремонта, таблица 4.3 (T<sub>г.т.р.Σ</sub> = 1880,29 чел · ч).

Численность обслуживающего персонала определяется на базе годовой трудоемкости технического обслуживания (T<sub>г.т.о.</sub>), которая определяется в процентном отношении от годовой трудоемкости текущего ремонта по формуле:

$$T_{г.т.о.} = 0,2 \cdot T_{г.т.р.Σ}. \quad (4.8)$$

Численность ремонтного (обслуживающего) персонала для выполнения технического обслуживания (N<sub>т.о.</sub>), определяем по формуле:

$$N_{т.о.} = \frac{T_{г.т.о.}}{\Phi_{эф} \cdot K_{в.н}}, \quad (4.9)$$

где K<sub>в.н.</sub> – коэффициент выполнения нормы (K<sub>в.н.</sub> = 1).

Вычислим численность ремонтного персонала для выполнения капитальных ремонтов по (4.6):

$$N_{к.р.} = \frac{2364,79}{1900 \cdot 1,2} = 1,04 \text{ чел.}$$

Принимаем  $N_{к.р} = 1$  чел.

Численность ремонтного персонала для выполнения текущего ремонта вычислим по (4.7):

$$N_{т.р} = \frac{1880,29}{1900 \cdot 1,2} = 0,82 \text{ чел.}$$

Принимаем  $N_{т.р} = 1$  чел.

Годовую трудоемкость технического обслуживания определяем по (4.8):

$$T_{г.т.о} = 0,2 \cdot 1880,29 = 376,06 \text{ чел} \cdot \text{ч.}$$

Численность обслуживающего персонала для выполнения технического обслуживания определяем по (4.9):

$$N_{т.о} = \frac{376,06}{1900 \cdot 1} = 0,2 \text{ чел} \cdot \text{ч.}$$

Принимаем  $N_{т.о} = 1$  чел.

Определим общий фонд заработной платы и затраты на материалы.

Основные затраты на проведение работ определяются по формуле:

$$Z_{осн} = T_{г} \cdot C, \tag{4.10}$$

где  $Z_{осн}$  – основные затраты на проведение работ;

$T_{г}$  – годовая трудоемкость,  $T_{г.к.р}$  или  $T_{г.т.р}$  по таблице 3.3;

$C$  – часовая тарифная ставка рабочего 3-го разряда ( $C = 100$  р).

Дополнительные затраты на проведение работ определяются по формуле:

$$Z_{доп} = Z'_{доп} + I_{с.стр}, \tag{4.11}$$

где  $Z_{доп}$  – дополнительные затраты на проведение работ;

$Z'_{доп}$  – затраты, определяемые в процентном отношении от основных затрат:  $Z'_{доп} = 0,1 \cdot Z_{осн}$ ;

$I_{с.стр}$  – отчисления на социальное страхование, определяются по (4.12):

$$I_{с.стр} = 0,3 \cdot (Z_{осн} + Z'_{доп}). \tag{4.12}$$

Приведем расчет затрат для силового трансформатора ТСЗС-1000/10.

Основные затраты на проведение капитального ремонта ( $Z_{осн.к.р}$ ) определяем по (4.10):

$$Z_{\text{осн.к.р}} = 922,40 \cdot 100 = 92240,0 \text{ руб.}$$

Дополнительные затраты на проведение капитального ремонта ( $Z_{\text{доп.к.р}}$ ) определяем по (4.11) используя (4.12):

$$Z_{\text{доп.к.р}} = 0,1 \cdot 92240,0 + 39570,96 = 48794,96 \text{ руб.}$$

$$И_{\text{с.стр.к.р}} = 0,39 \cdot (92240,0 + 0,1 \cdot 92240,0) = 39570,96 \text{ руб.}$$

Основные затраты, дополнительные затраты на проведение текущего ремонта ( $Z_{\text{осн.т.р}}$ ,  $Z_{\text{доп.т.р}}$ ) определяются по (4.10 ... 4.12):

$$Z_{\text{осн.т.р}} = 553,44 \cdot 70 = 55344,0 \text{ руб.};$$

$$И_{\text{т.стр}} = 0,39 \cdot (55344,0 + 0,1 \cdot 55344,0) = 23742,58 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{доп.т.р}} = 0,1 \cdot 55344,0 + 23742,58 = 29276,98 \text{ руб.}$$

Для остального оборудования результаты расчетов сведем в таблицу 4.4. Рассчитаем общий фонд заработной платы по оборудованию собственных нужд в целом.

Основные и дополнительные зарплаты на техническое обслуживание ( $Z_{\text{осн.т.о}}$ ,  $Z_{\text{доп.т.о}}$ ) определяем по (4.10 ... 4.12):

$$Z_{\text{осн.т.о}} = 376,06 \cdot 100 = 37606,0 \text{ руб.};$$

$$И_{\text{с.стр.т.о}} = 0,39 \cdot (37606,0 + 0,1 \cdot 37606,0) = 16132,97 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{доп.т.о}} = 0,1 \cdot 37606,0 + 16132,97 = 19893,57 \text{ руб.}$$

Заработная плата обслуживающего персонала ( $ЗП_{\text{т.о}}$ ) определяется по формуле:

$$ЗП_{\text{т.о}} = Z_{\text{осн.т.о}} + Z_{\text{доп.т.о}} = 37606,00 + 19893,57 = 57499,57 \text{ руб.}; \quad (4.13)$$

Заработная плата ремонтного персонала ( $ЗП_{\Sigma}$ ) определяется по формуле:

$$ЗП_{\Sigma} = Z_{\text{осн.т.р.}\Sigma} + Z_{\text{доп.т.р.}\Sigma} + Z_{\text{осн.к.р.}\Sigma} + Z_{\text{доп.к.р.}\Sigma}, \quad (4.14)$$

где  $Z_{\text{осн.т.р.}\Sigma}$ ,  $Z_{\text{доп.т.р.}\Sigma}$ ,  $Z_{\text{осн.к.р.}\Sigma}$ ,  $Z_{\text{доп.к.р.}\Sigma}$  – суммарные затраты на текущий и капитальный ремонты, таблица 4.4.

$$\begin{aligned} ЗП_{\Sigma} &= 236478,50 + 125097,10 + 188028,50 + 99467,09 = \\ &= 649071,21 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Общий фонд заработной платы (ЗП) определяется по формуле:

$$ЗП = ЗП_{\Sigma} + ЗП_{т.о} = 649071,21 + 57499,57 = 706570,78 \text{ руб.} \quad (4.15)$$

Суммарная численность персонала составляет  $H = 3$  человека. Среднемесячная заработная плата одного работника:

$$ЗП_{\text{мес}} = \frac{ЗП}{M \cdot H} = \frac{706570,78}{12 \cdot 3} = 19626,97 \text{ руб.}, \quad (4.16)$$

где  $M$  – количество месяцев в году,  $M = 12$  месяцев.

Таблица 4.4 – Затраты на проведение работ

Наименование Электрооборудования	Исходные данные		Расчетные данные			
	Годовая трудоемкость, чел·ч		Затраты на проведение работ, руб.			
			на текущий ремонт		на капитальный ремонт	
	$T_{г.т.р}$	$T_{г.к.р}$	$Z_{осн.т.р}$	$Z_{доп.т.р}$	$Z_{осн.к.р}$	$Z_{доп.к.р}$
Трансформатор ТСЗС-1000/10	553,44	922,40	92240,12	48794,96	55344,00	29276,98
Трансформатор ТСЗС-630/10	417,28	695,46	69546,12	36789,90	41727,67	22073,94
Трансформатор собственных нужд ТДНС-10000/13,8/6,3 ТДНС-10000/36,75/6,3	285,51	439,24	43923,87	23235,72	28550,51	15103,22
Вакуумные выключатели и приводы ВВ/TEL-10-12.5	116,62	218,66	21865,89	11567,06	11661,81	6169,10
(3x120) мм <sup>2</sup>	336,29	59,00	5899,91	3121,05	33629,50	17790,01
(3x95) мм <sup>2</sup>	171,15	30,03	3002,63	1588,39	17115,01	9053,84
$\Sigma$	1880,29	2364,79	236478,5	125097,1	188028,5	99467,09

Затраты на материалы ( $C_m$ ) для ремонта и технического обслуживания, используя таблицу 4.4:

а) на капитальный ремонт (К.Р):

$$\begin{aligned} C_{м.к.р} &= 1,25 \cdot (Z_{осн.к.р.\Sigma} + Z_{доп.к.р.\Sigma}) = 1,25 \cdot (188028,50 + 99467,09) = \\ &= 359369,49 \text{ руб;} \end{aligned}$$

б) на текущий ремонт (Т.Р):

$$C_{\text{м.т.р}} = 0,5 \cdot (Z_{\text{осн.т.р.}\Sigma} + Z_{\text{доп.т.р.}\Sigma}) = 0,5 \cdot (236478,50 + 125097,10) = \\ = 180787,80 \text{ руб};$$

в) на техническое обслуживание (Т.О):

$$C_{\text{м.т.о}} = 0,15 \cdot 3П_{\text{т.о}} = 0,15 \cdot 57499,57 = 8624,94 \text{ руб};$$

г) суммарная стоимость материалов:

$$C_{\text{м}} = C_{\text{м.к.р}} + C_{\text{м.т.р}} + C_{\text{м.т.о}} = 359369,49 + 180787,80 + 8624,94 = \\ = 548782,23 \text{ руб.}$$

Сведем технико-экономические показатели оборудования собственных нужд в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Сводная таблица технико-экономических показателей

Показатели за год	Численные значения за 1 год, т. р.	Процентное значение
Заработная плата ремонтного персонала с отчислением на социальное страхование	706,57	10,08
Стоимость материалов на обслуживание и ремонт	548,78	7,83
Амортизационные отчисления	5545	79,07
Прочие отчисления	211,97	3,02
Итого	7012,32	100

## 4.2 Методика технико-экономических расчетов в электроснабжении собственных нужд ГЭС

При экономических расчётах критерием экономичности является минимум приведённых затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_{\Sigma i} + U_{\Sigma i}, \quad (4.17)$$

где  $E_n$  – нормативный коэффициент экономической эффективности,  $E_n = 0,12$ , с. 545 [4];

$K_{\Sigma i}$  – суммарные капитальные затраты;

$U_{\Sigma i}$  – ежегодные эксплуатационные расходы.

Обычно суммарные капитальные затраты ( $K_{\Sigma i}$ ) определяются по формуле:

$$K_{\Sigma i} = K_{Ti} + K_{Li} + K_{\text{выкл.}i}, \quad (4.18)$$

где  $K_{Ti}$  – стоимость и монтаж трансформатора;

$K_{\text{выкл.}i}$  – стоимость всех ячеек с выключателями и их монтаж;

$K_{Li}$  – стоимость монтажа и материала линии электропередач.

Ежегодные эксплуатационные расходы ( $U_{\Sigma i}$ ) определяются по формуле:

$$U_{\Sigma i} = U_{ai} + U_{оби} + U_{пот.ли} + U_{пот.Тi}, \quad (4.19)$$

где  $U_{ai}$  – амортизационные отчисления;  
 $U_{оби}$  – отчисления на обслуживание;  
 $U_{пот.ли}$  – издержки на возмещение потерь в линиях электропередач;  
 $U_{пот.Тi}$  – издержки на возмещение потерь в трансформаторах.  
 Амортизационные отчисления ( $U_a$ ) определяют по формуле:

$$U_a = \frac{a}{100\%} \cdot K_{\Sigma 0i}, \text{ при } K_{\Sigma 0i} \rightarrow K_{Ti}, K_{выкл.i}, K_{ли}, \quad (4.20)$$

где  $a$  – норма амортизационных отчислений, для силового оборудования  $a = 6,4$ , для кабельных линий напряжением 6 кВ:  $a = 4,3$ , таблица 10,2 [4].  
 Отчисления на обслуживание ( $U_{оби}$ ):

$$U_{оби} = \frac{b}{100\%} \cdot K_{\Sigma 0i}, \quad (4.21)$$

где  $b$  – норма затрат на обслуживание: для силового оборудования  $b = 3$ , для кабельных линий (КЛ)  $b = 2$ , страница 549 [4].

Потери в линиях электропередач (ЛЭП):

$$U_{пот.ли} = \beta \cdot \Delta P_{ли} \cdot \tau_m, \quad (4.22)$$

где  $\beta$  – средняя себестоимость электроэнергии, по данным Энергонадзора  $\beta = 1,07$  руб/Вт · ч;

$\Delta P_{ли}$  – потери активной мощности в ЛЭП, которые определяются по формуле:

$$\Delta P_{ли} = 3 \cdot I_{\text{раб.норм}i}^2 \cdot r_0 \cdot l_{ли} \cdot n, \quad (4.23)$$

где  $I_{\text{раб.норм}i}^2$  – рабочий ток нормального режима;  
 $r_0$  – удельное активное сопротивление линии;  
 $l_{ли}$  – длина КЛ;  
 $n$  – количество КЛ;

Потери в трансформаторах ( $U_{пот.Тi}$ ):

$$U_{пот.Тi} = \Delta W_i \cdot \beta, \quad (4.24)$$

где  $\Delta W_i$  – потери электроэнергии (ЭЭ) в трансформаторе, которые определяются по формуле:

$$\Delta W_i = P_{xi} \cdot 8760 + (K_3^2 \cdot P_{ki}) \cdot \tau_m, \quad (4.25)$$

где  $P_{xi}$  и  $P_{ki}$  соответственно мощность холостого хода (х.х.) и короткого замыкания (к.з.) трансформатора;

$\tau_m$  – время максимальных потерь, определяется по формуле:

$$\tau_m = (0,124 + T_m \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760. \quad (4.26)$$

Коэффициент загрузки трансформатора, определяется по формуле:

$$K_{zi} = \frac{S_{Pi}}{S_{ном.Ti}}, \quad (4.27)$$

где  $S_{Pi}$  – расчетная мощность трансформатора;

$S_{ном.Ti}$  – номинальная мощность трансформатора.

Для нахождения потерь активной мощности в кабельных линиях необходимо предварительно наметить сечения ( $S_{эк}$ ) питающих кабелей для выбранных схем электроснабжения исходя из двух условий:

1) по экономической плотности тока ( $j_{эк}$ ):

$$S_{эк} = \frac{I_{раб.н}}{j_{эк}}, \quad (4.28)$$

где  $j_{эк}$  – экономическая плотность тока, определяемая по ПУЭ, А/мм<sup>2</sup>.

Стандартное значение сечения кабеля ( $S_{станд}$ ):  $S_{станд} \geq S_{эк}$ ,  $S_{станд} \geq S_{эк}$ .

2) по нагреву током длительного режима ( $I_{раб.утяж}$ ):  $I_{раб.утяж} \leq I_{дл.доп}$ .

Определим сечение кабеля ( $S_{min}$ ) по термической стойкости:  $S_{min} = 115 \text{ мм}^2$ .

Принимаем ближайшее большее стандартное сечение ( $3 \times 120$ ) мм<sup>2</sup> для данного кабеля. Длительно допустимый ток ( $I_{дл.доп}$ ) для этого кабеля равен 412 А, [16].

Проверим выбранный кабель по нагреву рабочим током утяжелённого режима:

$$I_{раб.ути} = \frac{S_{ном.Ti}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 60,7 \text{ А}. \quad (4.29)$$

Проверка заключается в выполнении неравенства:

$$I_{дл.доп} \cdot K_{\theta} \cdot K_{пер} \geq I_{раб.ут}, \quad (4.30)$$

где  $K_{пер} = 1,25$  – коэффициент допустимой перегрузки кабеля;

$K_{\theta}$  – температурный коэффициент, определяется:

$$K_{\theta} = \sqrt{\frac{\theta_{\text{дл.доп}} - \theta_0}{\theta_{\text{дл.доп}} - \theta_{0.\text{ном}}}} = \sqrt{\frac{90 - 25}{90 - 25}} = 1, \quad (4.31)$$

где  $\theta_{\text{дл.доп}}$  – длительно допустимая температура для кабелей 6кВ с СПЭ изоляцией,  $\theta_{\text{дл.доп}} = 90^{\circ}\text{C}$ , [16];

$\theta_0$  – фактическая температура окружающей среды, в данном расчете принята равной номинальной;

$\theta_{0.\text{ном}}$  – номинальная температура окружающей среды, проводник проложен в земле,  $\theta_{0.\text{ном}} = 25^{\circ}\text{C}$ , с. 11 [5].

Тогда неравенство выглядит так:  $412 \cdot 1 \cdot 1,25 = 515 > 60,7$ .

Условие проверки кабеля выполняется, следовательно, кабель проходит по данному пункту.

Расчёты для других кабелей, питающих схему электроснабжения СН ГЭС, проводятся аналогично, их результаты сведем в таблицу 4.6

Таблица 4.6 – Выбор КЛ

$S_{\text{ном},i}$ , кВА	$I_{\text{раб.ном}i}$ , А	$I_{\text{раб.ут}i}$ ,А	$I_{\text{дл.доп}i}$ А	Количество кабелей	КЛ Марка
630	60,7	60,7	412	19 (3×95)	СПЭ
1000	96,3	96,3	412	21 (3×120)	

Расчёт потерь в КЛ и капиталовложений, требуемых на сооружение КЛ, ведем на примере расчета кабельной линии СН ГЭС (таблица 4.6).

Определим потери активной мощности ( $\Delta P$ ) по формуле (4.23):

$$\Delta P_{1,I} = 3 \cdot 0,060^2 \cdot 0,258 \cdot 10 \cdot 19 = 0,53 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{2,I} = 3 \cdot 0,096^2 \cdot 0,258 \cdot 10 \cdot 21 = 1,5 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma} = 0,53 + 1,5 = 2,03 \text{ кВт}.$$

По формуле (4.26) определим  $\tau_{\text{м}}$ :

$$\tau_{\text{м}} = (0,124 + 5000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3411 \text{ ч}.$$

По формуле (4.22) определим  $U_{\text{пот.ли}}$ :

$$U_{\text{пот.ли}} = 1,07 \cdot 2,03 \cdot 3411 = 7409 \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$$



Определим капитальные затраты на КЛ ( $K_{лi}$ ) сечением ( $3 \times 120 \text{ мм}^2$ ), с учётом удельной стоимости одного километра КЛ марки СПЭ ( $K'_{ли} = 322,4$  тыс. руб/км) [9]:

$$K_{ли} = K'_{ли} \cdot l_{ли} \cdot n_{ли} = 322,4 \cdot 10 \cdot 40 = 128960 \text{ тыс. руб},$$

где  $l_{ли}$  – длина КЛ;  
 $n$  – количество КЛ.

Определим амортизационные отчисления в КЛ ( $U_{а.л.л}$ ) по формуле (4.20), причём  $K_{лΣi} = 128960$  тыс. руб:

$$U_{а.л.л} = \frac{4,3}{100} \cdot 128960 = 5545 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Затраты на обслуживание и эксплуатацию ( $U_{об.л.л}$ ) КЛ по формуле (4.21):

$$U_{об.л.л} = \frac{2}{100} \cdot 128960 = 2579 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Капиталовложения на выключатели ( $K_{выкл,i}$ ) включают в себя стоимость сорока выключателей, установленных в ячейке, расположенные на отходящих линиях от 1-КРУ-1, 1-КРУ-2, 2-КРУ-1, 2-КРУ-2, 3-КРУ-1, 3-КРУ2.

Таким образом, капиталовложения на выключатели будут определяться как произведение стоимости ячейки КРУ с выключателем ( $K'_в = 110$  тыс. руб) на их количество ( $N_i$ ) в соответствии с  $N_i = 48$ :

$$K_{выкл,i} = K'_в \cdot N_i = 110 \cdot 48 = 5280 \text{ тыс. руб}.$$

Амортизационные отчисления для КРУ ( $U_a$ ) по формуле (4.20):

$$U_a = \frac{a}{100} \cdot K_{выкл,i} = \frac{6,4}{100} \cdot 5280 = 281,6 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

где  $a$  – норма амортизационных отчислений, для силового оборудования  $a = 6,4\%$ , таблица 10.2 [4].

Отчисления на обслуживание для КРУ ( $U_{об}$ ):

$$U_{об} = \frac{b}{100} \cdot K_{выкл,i} = \frac{3}{100} \cdot 5280 = 132 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

где  $b = 3\%$  – норма затрат на обслуживание силового оборудования [4].

Ежегодные эксплуатационные расходы ( $U_{\Sigma,i}$ ) по формуле (4.19):

$$U_{\Sigma i} = U_{ai} + U_{оби} + U_{пот.ли} + U_{пот.Тi} = 281,6 + 132 + 2579 + 5545 + 7,4 = 8545 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Суммарные капитальные затраты ( $K_{\Sigma i}$ ):

$$K_{\Sigma i} = K_{л\Sigma i} + K_{выкл i} = 128960 + 5280 = 133360 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Используя данные вышеприведенных расчётов, определим приведённые затраты ( $Z_i$ ) по формуле (4.17):

$$Z_i = 0,12 \cdot 133360 + 8545 = 24548 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Результаты технико-экономических расчетов сведем в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – ТЭР

Наименование экономических показателей	Сумма
Потери акт. мощности КЛ ( $\Delta P$ )	2,03 кВт
Потери в линиях КЛ ( $U_{пот.ли}$ )	7,4 тыс.руб/год
Капитальные затраты на КЛ ( $K_{ли}$ )	128960 тыс.руб
Аморт. отчисления КЛ ( $U_{a.л.л}$ )	5545 тыс.руб/год
Затраты на обслуживание и экспл. КЛ ( $U_{об.л.л}$ )	2579 тыс.руб/год
Капитальные затраты на ячейки КРУ с выкл. ( $K_{выкл.и}$ )	5280 тыс.руб
Аморт. отчисления для КРУ ( $U_{a.выкл}$ )	281,6 тыс.руб/год
Затраты на обслуживание и экспл. КРУ ( $U_{об}$ )	132 тыс.руб/год
Ежегодные эксплуатационные расходы ( $U_{\Sigma i}$ )	8545 тыс.руб/год
Суммарные капитальные затраты ( $K_{\Sigma i}$ )	133360 тыс.руб
Минимум приведенных затрат ( $Z_i$ )	24548 тыс.руб/год

В результате технико – экономического расчета были определены основные показатели, а именно: численность и заработная плата обслуживающего персонала, сумма затрат на проведение ремонтных работ.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В качестве независимых источников питания для повышения надежности работы станции могут приниматься:

- Обмотка низшего напряжения повышающего (блочного) трансформатора при наличии генераторного выключателя и режима постоянного включения повышающего трансформатора со стороны ВН;
- Гидрогенератор;
- Обмотка низшего напряжения автотрансформаторов связи распределительных устройств повышенных напряжений;
- Шины распределительных устройств 35-220 кВ;
- Дизель-генераторы;
- Подстанция местного района, имеющая связь с энергосистемой.

Автором был предложен относительно простой метод доработки схемы питания собственных нужд с помощью установки дополнительных разъединителей и использованием в качестве независимого источника питания гидрогенератора. В результате модернизации схемы обеспечивается бесперебойное питание потребителей СН при плановых и аварийных отключениях различных элементов схемы СН. Любой элемент схемы может быть выведен в ремонт без снижения надежности питания потребителей СН.

Так же в результате модернизации, в случае повреждения трансформатора собственных нужд, удалось оставить в работе блок, в который входит четыре генератора и повышающий трансформатор. Благодаря этому мы сможем сохранить заданный уровень генерации и не понести большие штрафы. Обеспечивается надежная и бесперебойная работы станции.

Этот вариант позволил сделать схему более надежной и наименее затратной.

Логика построения схемы СН, применение одноступенчатых комплектных распределительных устройств 6 и 0,4 кВ обеспечивают простоту и наглядность схемы, легко воспринимаются оперативным персоналом и позволяет практически исключить ошибки при оперативных переключениях в схеме СН.

Активно используемый универсальный алгоритм расчета токов трехфазного короткого замыкания на основе итерационного преобразования электрической схемы позволил произвести выбор и проверку электрооборудования, а именно: ячеек КРУ 6 кВ производства компании Siemens, выключателей в распределительном устройстве 6 кВ; разъединителей в цепях ТСН; жестких шин в КРУ 6 кВ; трансформаторов тока 6 кВ; трансформаторов напряжения 6 кВ; сечения питающих кабельных линий для схемы СН ГЭС.

Для надежной защиты оборудования используются устройства релейной защиты на микропроцессорной базе, как наиболее совершенные по сравнению с устройствами на полупроводниковой и электромеханической элементной базе. Микропроцессорные комплекты универсальны, функциональны, помехоустойчивы.

Для экономического обоснования выбранного оборудования был проведен технико – экономический расчет, в результате которого определены основные показатели: стоимость материалов на обслуживание и ремонт, заработная плата ремонтного персонала.

Результаты данного исследования могут применяться при модернизации действующей схемы собственных нужд ГЭС.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматический ввод резерва;  
АПВ – автоматика повторного включения;  
АУВ – автоматика управления выключателем;  
ГЭС – гидроэлектростанция;  
ЗМН – защита минимального напряжения;  
ЗПН – защита от повышения напряжения;  
КЗ – короткое замыкание;  
КЛ – кабельная линия;  
КРУ – комплектное распределительное устройство;  
КТП – комплектная трансформаторная подстанция;  
ЛЗШ – логическая защита шин;  
МТЗ – максимальная токовая защита;  
ОЗЗ – однофазное замыкание на землю;  
ОРУ – открытое распределительное устройство;  
СН – собственные нужды;  
ТО – токовая отсечка;  
ТСН – трансформатор собственных нужд;  
ТЭР – технико – экономический расчет;  
УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО 59947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения».
2. ГОСТ 15150-69 «Исполнение для различных климатических районов».
3. Правила устройства электроустановок/Минэнерго, М.: Энергоатомиздат, 2003.
4. Околович М. Н. Проектирование электрических станций. – М.: Энергоиздат, 1982.
5. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – 5-е изд., стер.-Спб.: БВХ-Петербург, 2013. - 608 с.: илл. – (Учебная литература для вузов).
6. Васильев А.А. электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М., 1990.
7. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студ. сред. проф. образования. – 4-е изд., стер. – М.: Академия, 2007. – 448 с.
8. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов.– 6-е изд., стер. – М.: Высш. шк., 2008.– 639 с.
9. Кривенков В.В., Новелла В.Н. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебн. пособие для вузов. – М.: Энергоиздат, 1981. 328 с.
10. Чернобровов Н.В. Релейная защита. - 5-е изд., перераб. и доп. М.: Энергия, 1974. - 680 с.
11. Справочник по проектированию электроснабжения. Под ред. Ю.Г. Бoryбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
12. СНиП 23-01-99 «Строительная климатология».
13. СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия».
14. СНиП 2.03.11-85 «Защита строительных конструкций от коррозии».
15. Техника безопасности в электроэнергетических установках: Справочное пособие/ Под ред. П.А. Долина. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
16. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. РД 153-34.0-03.150-00, Госэнергонадзор Минэнерго России, 2001 (с изм. И доп. 2003).
17. СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».
18. Федеральный закон “Технический регламент о требованиях пожарной безопасности” 22июля 2008 года №123-ФЗ. Раздел V. Требования пожарной безопасности к пожарной технике.

19. Техничко-экономическое обоснование дипломных проектов: Учебное пособие для вузов /В.В. Баяделов, В.Н. Беклешов и др.: Под ред. В.Н. Беклешов – М: Высшая школа, 1991.
20. Синягин Н.Н., Афанасьев А.А., Новиков С.А. Система планово-предупредительного ремонта оборудования и сетей промышленной энергетики. - М.: Энергия, 1978. - 408 с.
21. Дмитренко А.М. Учет переходных процессов при выборе параметров времяимпульсных дифференциальных защит трансформаторов (автотрансформаторов). - Электричество.1995.№1.
22. Холоднокатаные электротехнические стали: Справ. изд./ Молотилов Б.В., Миронов Л.В., Петренко А.Г. и др. М.: Металлургия, 1989
23. Трансформаторы тока / В.В. Афанасьев, Н.М. Адоньев, Б.М. Кибель и др. – Л.: Энергоатомиздат, 1989.
24. Дмитренко А.М, Казакова Е.Ю. О расчёте токов небаланса цифровых дифференциальных защит трансформаторов при небольших сквозных токах. – Электротехника. 2003.№1
25. Дмитренко А.М. Атаманов М.Н. Аппроксимация характеристики намагничивания электротехнических сталей при больших напряжениях магнитного поля. – Электротехнические и электромеханические системы и их элементы

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчёт токов короткого замыкания

Таблица А.1 – Паспортные данные оборудования для расчета токов КЗ

Диспетчерское наименование (станционный номер)	Тип трансформатора	$S_{ном}$ , кВА	Схема и группа соединения обмоток	Пределы регулирования напряжения	Тип регулирования (РПН, ПБВ)	$U_{ном}$ , кВ, обмоток			$I_{ном}$ , А, обмоток		
						ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1Т	ТЦ-400000\500	400000	Y <sub>н</sub> \Д-11			525		13,8	440		16735
2Т	ТЦ-400000\500	400000	Y <sub>н</sub> \Д-11			525		13,8	440		16735
3Т	ТЦ-400000\500	400000	Y <sub>н</sub> \Д-11			525		13,8	440		16735
4Т	ТЦ-400000\220	400000	Y <sub>н</sub> \Д-11			242		13,8	954		16735
5Т	ТЦ-200000\220	200000	Y <sub>н</sub> \Д-11	ВН±2×2,5%	ПБВ	242		13,8	478		8367
1-3ТСН	ТДНС-10000\13,8	10000	Y <sub>н</sub> \Y-0	ВН±8×1,5%	РПН	13,8		6,3	418		916,4
1АТ ф.А,В,С	АОДЦТН-167000\500\220	167000	Y <sub>авг</sub> \I -0-0	СН±12,1%	РПН	$500000\sqrt{3}$	$230000\sqrt{3}$	38360	578	1257	1302
2АТ ф.А,В,С	АОДЦТН-167000\500\220	167000				$500000\sqrt{3}$	$230000\sqrt{3}$	38360	578	1257	1302



Продолжение таблицы А.1

Диспетчерское наименование (станционный номер)	$U_k$ , %, между обмотками			$\Delta P_k$ , кВт между обмотками			$U_{xx}$ , кВ	$\Delta P_x$ , кВ	$I_x$ , %
	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
1Т		13,1			875		525	338	0,49
2Т		13,2			760		525	289	0,52
3Т		13,1			852		525	324	0,52
4Т		11,2			856		242	304	0,58
5Т		10,5			819		242	142	0,37
1-3ТСН		7,94			56,4		13,8	13,8	0,7
1АТ ф.А,В,С	10,7	33,4	20,8	329	91,7	84,9	$230000\sqrt{3}$	96,6	0,27
2АТ ф.А,В,С	10,5	33,5	21	295	85,7	81,5	$230000\sqrt{3}$	70,2	0,12

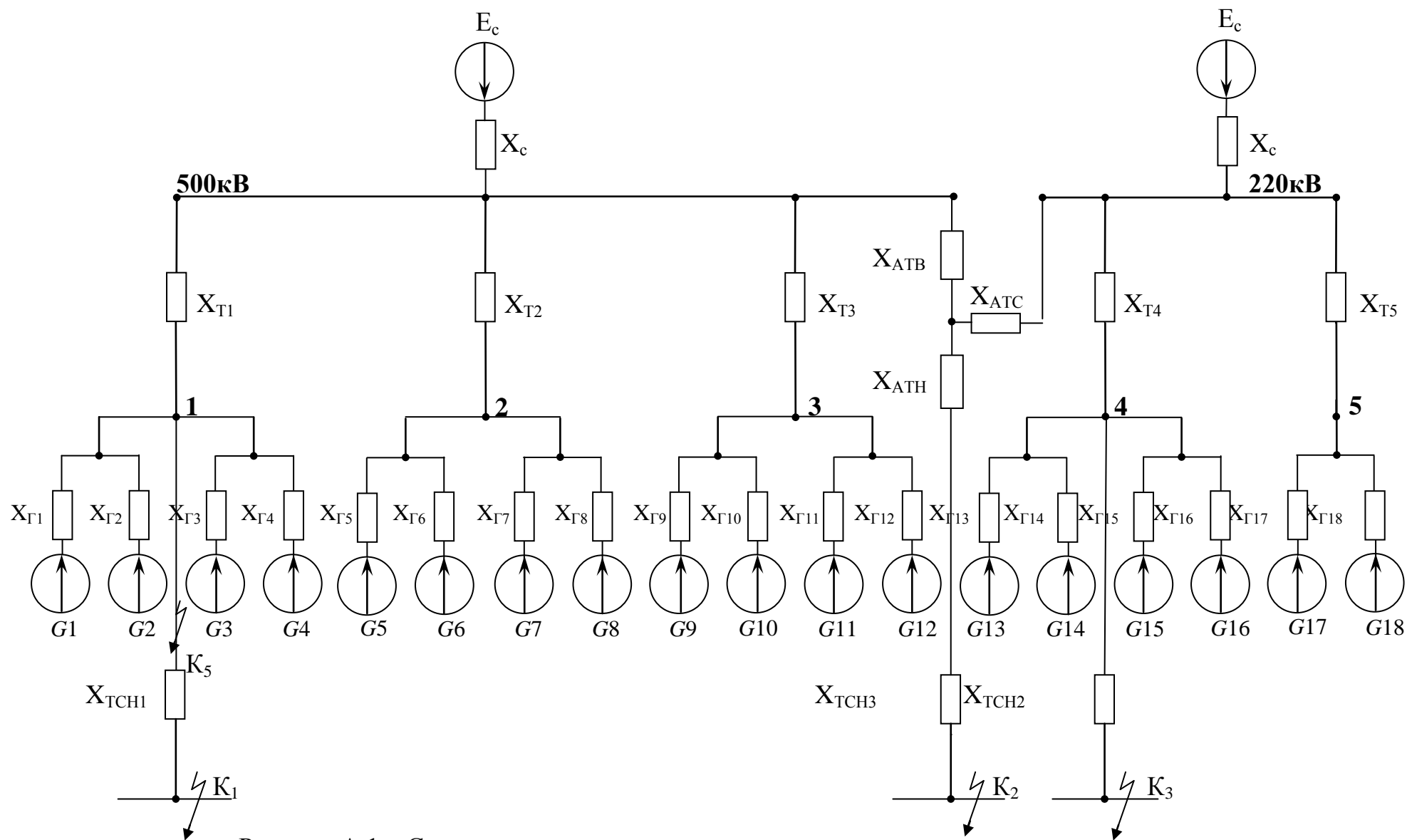


Рисунок А.1 – Схема замещения для расчётов токов короткого замыкания

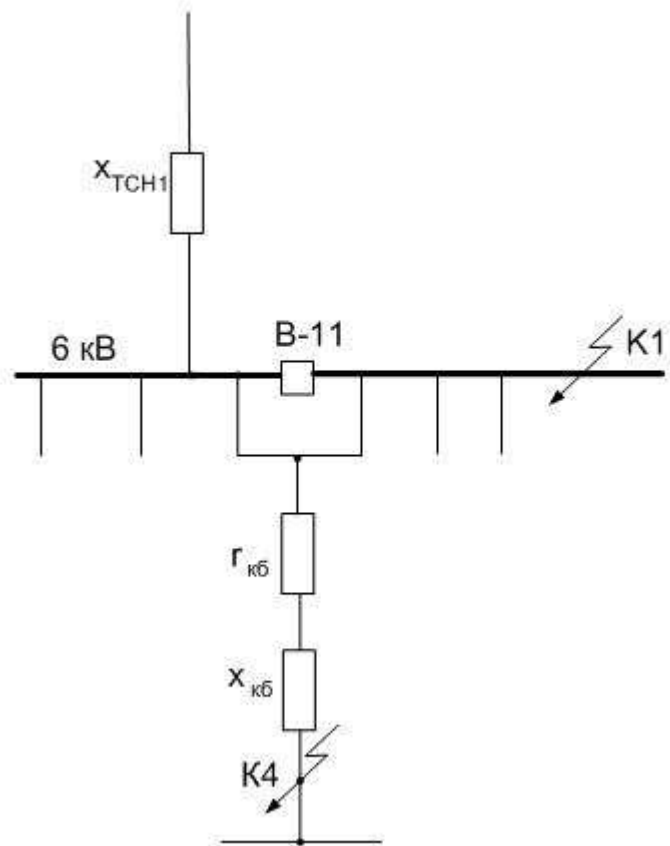


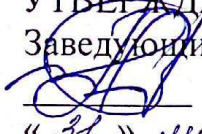
Рисунок А.2 – Схема замещения для расчётов токов короткого замыкания СН

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электротехнических  
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.И. Татарников

«31» марта 2017г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме магистерской диссертации**

Студенту: Пахомовой Анне Сергеевне.

Группа: ГЭ15-01М. Направление (специальность) 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электроснабжения собственных нужд Чебоксарской ГЭС с внедрением микропроцессорных защит КРУ.

Утверждена приказом по университету № 47 от 31.03.2017г.

Руководитель ВКР: П.В. Машенцев, начальник смены станции оперативной службы ПАО «РусГидро» – «Чебоксарская ГЭС».

Исходные данные для ВКР: параметры электрооборудования и электрическая схема ГЭС.

Перечень разделов ВКР: Введение; 1. Анализ исходных данных и теоретические аспекты проектирования; 2. Выбор сети 0,4 кВ трансформаторной подстанции питания потребителей СН проектируемого объекта. Выбор способа прокладки сети низкого напряжения; 3. Микропроцессорная релейная защита КРУ 6 кВ; 4. Расчет экономических показателей; Заключение.

Перечень графического материала: не предусмотрен

Руководитель ВКР

  
(подпись)

П.В. Машенцев

Задание принял к исполнению

  
(подпись)

А.С.Пахомова

«16» июня 2017 г.

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно-Шушенский филиал

**ОТЗЫВ**

руководителя Машенцева Павла Викторовича, начальника смены станции  
оперативной службы Филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС»

(Ф.И.О., уч. степень, должность, место работы)

Реконструкция электроснабжения собственных нужд Чебоксарской ГЭС с  
внедрением микропроцессорных защит КРУ

о магистерской диссертации магистранта

Пахомовой Анны Сергеевны

(Ф.И.О.)

Магистерская диссертация Пахомовой Анны Сергеевны выполнена в полном объеме в соответствии с положением Сибирского федерального университета о магистерской диссертации. Диссертация изложена на 75 страницах, включая в себя 7 иллюстраций и 107 формул, представляющих собой математические расчеты и выводы на основании их. Каждая глава представляет собой самостоятельную, достаточную по объему и логически завершенную часть магистерской диссертации. Тема диссертации является актуальной, так как связана с модернизацией гидроэлектростанции.

Следует отметить, что все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам. Практическая значимость заключается в конкретных рекомендациях по реконструкции и доработке схемы собственных нужд станции. В результате модернизации схемы обеспечивается бесперебойное питание потребителей СН при плановых и аварийных отключениях различных элементов схемы. Этот вариант позволил сделать схему более надежной и наименее затратной.

Для защиты объектов подстанции были выбраны устройства релейной защиты на микропроцессорной базе иностранного производства, как наиболее совершенные по сравнению с устройствами на полупроводниковой и электромеханической элементной базе.

Для экономического обоснования выбранного оборудования был проведен технико – экономический расчет, в результате которого определены основные показатели для проведения ремонтных работ, их стоимость и сроки.

За два года обучения в магистратуре Пахомовой А.С. было выпущено три публикации, одна из которых соответствует теме работы.

В процессе написания магистерской диссертации Пахомова А.С. показала хорошие теоретические знания, творческий и инженерный подход к выполнению работы, самостоятельность в выборе технических решений, способность вести научный поиск. Материал в работе изложен с соблюдением внутренней логики, между разделами существует логическая взаимосвязь.

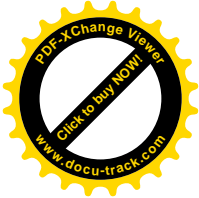
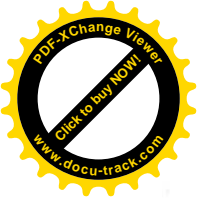
Работа выполнена студентом самостоятельно. Все сделанные дипломным руководителем замечания учтены, и своевременно внесены необходимые исправления.

Магистерская диссертация на тему «Реконструкция электроснабжения собственных нужд Чебоксарской ГЭС с внедрением микропроцессорных защит КРУ» заслуживает отличной оценки, а разработчик Пахомова А.С. присвоения квалификации «магистр».

Дата 16.06.2017 г.



(подпись)



Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

институт  
Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и  
электрических сетей  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
В.И. Татарников  
« 19 » 06 2017 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД  
ЧЕБОКСАРСКОЙ ГЭС С ВНЕДРЕНИЕМ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ  
ЗАЩИТ КРУ**

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

13.04.02.06 Гидроэлектростанции

Научный руководитель	<u>Лис</u> подпись, дата 16.06.17г.	Начальник смены станции оперативной службы ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» должность, учёная степень	<u>П.В. Машенцев</u> инициалы, фамилия
Выпускник	<u>А.С. Пахомова</u> подпись, дата 16.06.17г.		<u>А.С. Пахомова</u> инициалы, фамилия
Рецензент	<u>Рехов</u> подпись, дата 16.06.17г.	Начальник оперативной службы ПАО «РусГидро»- «Чебоксарская ГЭС» должность, учёная степень	<u>В.В. Рехов</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	<u>А.А. Чабанова</u> подпись, дата 19.06.17г.		<u>А.А. Чабанова</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2017