

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

ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование кафедры)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем

(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Модернизация системы электроснабжения собственных нужд открытого распределительного устройства 110 кВ Жигулевской ГЭС»

Студент

Е.В. Нехожин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

А.А. Романов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Допустить к защите

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

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

Оглавление

Введение.....	3
1 Анализ системы электроснабжения.....	7
1.1 Электроснабжение.....	7
1.2 Проверка силовых трансформаторов 1ТС и 2ТС в послеаварийном режиме работы на отсутствие перегрузки.....	18
1 . 3 В ы б о р с х е м ы К Р У - 10кВ.....	22
1 . 4 Р а с ч е т т о к о в к о р о т к о г о з а м ы к а н и я К Р У - 1 0 к В	2 5
2 В ы б о р с х е м ы Р У - 0,4кВ.....	36
2 . 1 Р а с ч е т т о к о в к о р о т к о г о з а м ы к а н и я Р У - 0 , 4 к В	3 8
2 . 2 В ы б о р с и л о в о г о к а б е л я 0,4кВ.....	43
2.3 Выбор коммутационных аппаратов, установленных на отходящих присоединениях РУ-0,4кВ.....	46
3 Выбор схемы ЩПТ.....	49
3 . 1 Р а с ч е т т о к о в к о р о т к о г о з а м ы к а н и я Щ П Т	5 1
3.2 Выбор силового кабеля постоянного тока от аккумуляторных батарей до сборных шин.....	77
3.3 Выбор оборудования ЩПТ.....	77
3.4 Выбор коммутационных аппаратов, установленных в Щ П Т	7 9
3.5 Описание систем молниезащиты и заземления.....	80
Заключение.....	85

Введение

Энергетический комплекс России – весьма сложная структура, в которой собраны множество подотраслей промышленности Российской Федерации.

Согласно плану Государственной электрификации России (ГОЭЛРО), разработанному в 1921 году, для ускорения энергетического развития Советский Союз нуждался в постройке множества гидроэлектростанций и тепловых электростанций. Ускорение развития в электроэнергетике напрямую зависело от научных исследований в области атомной энергетики и постройки атомных электростанций. Далее выполнялась разработка природных ископаемых и исследование водного потенциала западной Сибири.

В Российской Федерации имеются огромные запасы полезных ископаемых, а также РФ является одним из самых обеспеченных государств по количеству энергоресурсов и потенциала возобновляемых источников энергии. Тем не менее отношение количества возобновляемых источников ко всему числу энергоресурсов мало по сравнению со странами Европейского Союза, энергетические комплексы которых дали установку на увеличение использования возобновляемых ресурсов, а также на замену данными источниками традиционных.

Сложно переоценить весьма немаловажное положение в экономике и общественном строе Российской Федерации электроэнергетики, которая является одним из основоположных элементов современной жизни.

По количеству произведенной электрической энергии на одного человека, в 2005 году Россия стояла на одной позиции с Данией и Германией, у которых потери при передаче электрической энергии были во много раз ниже.

По доле использования электроэнергии в России промышленность занимает первое место (36%), далее идут топливно-энергетический комплекс (18%) и жилой сектор (15%). В системе передачи и распределения электроэнергии имеются значительные потери, которые достигают 11,5%.

Жигулевская ГЭС находится в городе Жигулевске Самарской области. Это шестая ступень Волжско-Камского каскада ГЭС на реке Волге. По мощности среди ГЭС – вторая в Европе. На данный момент по информации РусГидро установленная мощность Жигулевской ГЭС – 2467 МВт.

На ГЭС работает двадцать гидроагрегатов, оборудованных вертикальными поворотно-лопастными турбинами, эксплуатируемых на расчетном напоре 21 м, и генераторами типа СВ с разными мощностями (115 МВт, 120 МВт, 125,5 МВт). Генераторы передают электрическую энергию на напряжении 13,8кВ к восьми трансформаторным группам, расположенным на сооружении ГЭС. На территории Жигулевской ГЭС находятся ОРУ-110кВ, ОРУ-220кВ и ОРУ-500кВ, которые в свою очередь получают электроэнергию от трансформаторных групп и передают её по 4 ЛЭП напряжением 500кВ, 6 ЛЭП напряжением 220кВ и 7 ЛЭП напряжением 110кВ.

Подстанционный пункт управления (ППУ) имеет функциональное назначение, заключающееся в управлении, защите и мониторинге состояния оборудования, расположенного на открытом распределительном устройстве, а также в управлении электрической энергией, передаваемой от гидроэлектростанции к электрическим подстанциям.

Оперативный персонал, находящийся на территории ППУ-110кВ обязан контролировать процесс передачи и распределения электроэнергии на подстанции, а также следить за состоянием следующего оборудования:

- высоковольтное оборудование;
- устройства релейной защиты, автоматики и цепей сигнализации;

- система собственных нужд подстанции;
- система заземления и молниезащиты.

Подстанционный пункт управления – одноэтажное сооружение, имеющее скатную вентилируемую кровлю.

В данном сооружении организованы следующие виды ресурсоснабжения:

- водоснабжение, которое устроено от общей сети водоснабжения;
- водоотведение бытовое, которое является частью общей сети бытового водоотведения;
- водоотведение ливневых стоков, которое устроено в виде водоотводов на площадке ОРУ-110кВ с выводом атмосферных вод за границы территории.
- обогрев помещений, устроенный при помощи нагревательных приборов модели Spot II фирмы Noirot.

В таблице 1 указаны технические характеристики объекта.

Таблица 1 – Характеристики объекта

Наименование	Значение
1. Наименование объекта	ОРУ-110кВ
2. Местоположение	Филиал ПАО «РусГидро» - ОАО «Жигулевская ГЭС»
3. Размер здания ППУ в плане	14м*38м
4. Площадь ОРУ	1,936 га
5. Суммарная площадь объекта	2,0 га

В здании ППУ-110 находятся следующие помещения:

- пультовая;
- серверная ППУ-110;
- помещение оперативной службы;
- кладовая СТСУ;

- кладовая оперативной службы;
- помещение аккумуляторной №1;
- помещение аккумуляторной №2;
- тамбур;

Электроснабжение здания подстанционного пульты управления предусмотрено от РУ-10кВ, находящегося в здании Жигулевской гидроэлектростанции.

1 Анализ системы электроснабжения

1.1 Электроснабжение

Электроснабжение сооружения ППУ осуществляется от распределительного устройства 10кВ, находящегося в здании ГЭС, для системы снабжения собственных нужд ОРУ-110кВ и ППУ-110кВ устанавливается оборудование в КРУ-10кВ. В КРУ находится 8 шкафов СЭЩ-63. Производитель данных шкафов - ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара», который входит в состав компании Schneider Electric.

В комплектное распределительное устройство входят две секции, расположенные в один ряд, с секционным выключателем и секционным разъединителем. В шкафах КРУ-10кВ установлены выключатели серии ВВ/TEL производства АО «ГК «Таврида Электрик».

Электроснабжение КРУ выполнено от собственных нужд гидроэлектростанции. Ввод I секции КРУ выполнен от ячейки №10 РУ-10кВ здания ГЭС, ввод II секции – от ячейки №35 РУ-10кВ здания ГЭС.

Ввод к секциям КРУ выполнен кабелем с изоляцией из сшитого полиэтилена типа N2XSEN-3x70RM/16, произведенным компанией Nexans. Вводной кабель 10кВ прокладывается по действующим кабельным каналам, трассам и конструкциям. В дальнейшем будет выполнена проверка вводного кабеля.

Трансформаторы собственных нужд №11 и №12, снабжающие потребителей 0,4кВ здания ППУ и ОРУ-110кВ, запитаны от секций КРУ-10кВ.

В данной работе выполнены следующие мероприятия:

- выбор схемы электроснабжения системы собственных нужд ОРУ-110кВ

и здания ППУ;

- выбор силовых трансформаторов, осуществляющих электроснабжение потребителей собственных нужд ОРУ-110кВ;

- расчет токов КЗ;

- выбор силовых кабелей и оборудования щита собственных нужд;

- выбор силовых кабелей и оборудования щита постоянного тока;

- описание системы заземления и молниезащиты ОРУ-110 и здания ППУ.

К первой категории надежности электроснабжения относятся основные потребители собственных нужд, ко второй категории – второстепенные (дополнительные и сторонние).

Электроснабжение потребителей 0,4кВ

Электроснабжение потребителей 0,4кВ выполняется от щита собственных нужд 0,4кВ, расположенного в здании ППУ.

На электроснабжение технологического оборудования, освещение, вентиляцию и обогрев здания приходится наибольшее потребление электрической энергии среди потребителей собственных нужд.

Предполагаемая мощность потребителей - 637,43 кВт.

Таблица 2 – Список потребителей 0,4кВ

№	Наименование электроприемника	Руст, кВт	Ррасч, кВт
1	2	3	4
I секция ЩСН ППУ-110кВ			
1	Реле контроля напряжения ввода 11ТС	0,006	0,006
2	Измерительный преобразователь ввода 11ТС	0,01	0,01
3	Наружное освещение ОРУ-110кВ	16	14,4
4	Внутреннее освещение	5	4,2
5	Освещение панелей защит ППУ-110кВ	2	1,6
6	Освещение кабельного туннеля подстанции	4	3,2

7	Освещение кабельного туннеля ОРУ-ГЭС	8	6,4
8	Обогрев дымоизвещателей	7,2	7,2
9	Бытовой комплекс	12	10
10	Обогрев силовых сборок №1-№9	18	18

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
11	АВР СГБ КСБ Ввод-1	3	2,2
12	Ремонтные посты ОРУ	12	8
13	Отопление ППУ (служебное помещение)	13	13
14	Щит рабочего освещения пристроенного здания	5,3	4,1
15	Обогрев ППУ-110кВ э/п №1-5	25	25
16	Распределительный щит ППУ-110кВ	10	8
17	Термозащита 11ТС, 12ТС	0,3	0,25
18	Сборка насосной сопряжения НБ	7	6
19	СГП СТСУ 1 фидер	5	4
20	ША120 АБП1 Venning	32	32
21	Преобразователь резервного питания управления А-11ТС	0,2	0,15
22	Питание приборов на ЩПТ с I секц. ЩСН	10,5	8,6
Итого по I секции ЩСН ППУ-110кВ		210,516	170,316
II секция ЩСН ППУ-110кВ			
23	Преобразователь резервного питания управления А-12ТС	0,2	0,15
24	Питание приборов на ЩПТ со II секции ЩСН ППУ-110кВ	10,2	8,3
25	Питание оперативной блокировки	2,1	1,6

26	Щит силовой вентиляционный пристроенного здания	9,6	7,9
27	Отопление ППУ-110кВ	14	14
28	Холодный склад	10	8
29	Силовая сборка №1 яч.ВО-110кВ	1,5	1,3
30	Силовая сборка №2 яч.4ТГ, яч.18	1,5	1,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
31	Силовая сборка №3 яч.Ал2, 1ТГ	1,5	1,3
32	Силовая сборка №4 яч.ШСВ, 2ТС	1,5	1,3
33	Силовая сборка №5 яч.Ком1, 2ТН, Ж-3, 1ТН	1,5	1,3
34	Силовая сборка №6 яч.1ТС	1,5	1,3
35	Силовая сборка №7 яч.Жиг1, яч.5	1,5	1,3
36	Силовая сборка №8 яч.Цем1, Жиг2	1,5	1,3
37	Силовая сборка №9 яч.Цем2	1,5	1,3
38	Мастерская	10	8,2
39	АСУ	4,5	3,6
40	Наружное освещение	13	10
41	Сборки внутреннего аварийного освещения	5	4
42	Обогрев ППУ-110кВ э/п №6-9	25	25
43	АВР СГБ КСБ Ввод-2	3	2,2
44	Ремонтные посты ОРУ	12	8
45	СГП СТСУ 2 фидер	5	4
46	Модем шкафа ЛОС стойка 27Р	0,06	0,05
47	Измерительный преобразователь ввода 12ТС	0,01	0,01
48	Реле контроля напряжения ввода 12ТС	0,006	0,006
Итого по II секции ЩСН ППУ-110кВ		137,176	116,716
Итого нагрузка 0,4кВ		347,692	287,032

В случае, когда действует только один ремонтный пост, суммарная мощность потребителей ЩСН равна $P_{\text{расч}} = 287,032$ кВт.

Учитывая коэффициент одновременной работы $k_{\text{одн.р.}} = 0,95$, суммарная мощность вычисляется с помощью следующего выражения:

$$P_{\text{расч2}} = P_{\text{расч1}} \cdot k_{\text{одн.р.}}; \quad (1)$$

$$P_{\text{расч2}} = 287,032 \cdot 0,95 = 272,68 \text{ кВт.}$$

Полученная суммарная мощность используется в дальнейших расчетах для выбора силового трансформатора.

Для вычисления суммарной потребляемой электрической энергии за год используется следующее выражение:

$$W_{\text{год}} = P_{\text{расч2}} \cdot t_{\text{ср}}; \quad (2)$$

где $t_{\text{ср}}$ - среднее время эксплуатации потребителей за год, ч.

$$t_{\text{ср}} = 4380 \text{ ч;}$$

$$W_{\text{год}} = 272,68 \cdot 4380 = 1194,34 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Для вычисления полной мощности потребителей ЩСН используется следующее выражение:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{расч2}}}{\cos(\varphi)}; \quad (3)$$

$$\cos \varphi = 0,85;$$

$$S_{\text{расч}} = \frac{272,68}{0,85} = 320,8 \text{ кВА.}$$

Устанавливаем два силовых трансформатора мощностью 250кВА согласно требованиям надежности и для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей ЩСН.

Для расчета коэффициента загрузки данных силовых трансформаторов используется следующая формула:

$$k_3 = \frac{S_{\text{расч}}}{n_T \cdot S_{\text{T.НОМ}}}; \quad (4)$$

$$k_3 = \frac{320,8}{2 \cdot 250} = 0,642.$$

Выбраны трансформаторы сухого типа модели DTE, произведенные немецкой компанией АВВ.

В сетях 0,4кВ с глухозаземленной нейтралью используется схема соединения обмоток треугольник/звезда, 11 группа (D/Yн-11) для обеспечения условий надежности электроснабжения и работы защит при возникновении в трансформаторах однофазных коротких замыканий.

Выключатели, разъединители, трансформаторы и другое силовое высоковольтное оборудование устанавливается в помещении распределительного устройства вместе с щитом собственных нужд.

В щите собственных нужд устанавливается низковольтное оборудование модели TriLine-R производства компании АВВ. Оборудование выполняется в напольном исполнении и располагается в два ряда. Установленные на вводах секций 0,4кВ автоматические выключатели с встроенными электронными расцепителями - выкатные.

Принятая схема электроснабжения ЩСН – одинарная, со сборной системой шин с возможностью секционирования.

Установлены устройства автоматического ввода резерва серии УАВР-Я8302АТ-4264-УХЛ4 для обеспечения надежности электроснабжения

потребителей первой категории. Данное устройство выполнено в виде шкафа размером 1000мм*600мм*360мм производства компании ООО «ПКФ «Автоматика», г.Тула.

Установлены распределительные шкафы навесного типа, модель Unibox, которые производит немецкая компания АВВ.

Установлены ящики с понижающими трансформаторами типа ЯТП-0,25 220/36-2 36 УХЛ4 IP30 для возможности подключения инструмента и оборудования, работающего на напряжении 36 В.

Предусмотрена установка двух аккумуляторных батарей в помещения аккумуляторных №1 и №2 для резервирования электроснабжения щита постоянного тока. Батареи состоят из 104 элементов и работают в режиме постоянного поддержания заряда.

Данные аккумуляторные батареи имеют следующие характеристики:

- тип 8GroE200, свинцово-кислотный;
- ёмкость одного элемента 200 А·ч;
- напряжение одного элемента 2 В;
- диапазон рабочей температуры -20°С÷50°С;
- размер 364мм*228мм*182мм;
- масса с электролитом 33,2 кг.

Достоинства данных аккумуляторов:

- низкое сопротивление;
- высокая устойчивость при нагрузках периодического вида;
- элементы не требуют обслуживания на протяжении срока службы;
- фильтр-пробки, установленные на крышке, предотвращают попадание и возгорание газов внутри элемента;

- одна из пробок имеет воронку, которая позволяет проводить замер плотности и температуры электролита, а также доливать дистиллированную воду без снятия пробки;

- корпус из стиролакрилнитрита (САН) имеет высокую огнеупорность и ударопрочность.

Предусмотрена установка рабочего и резервного выпрямителей серии Thyrotronic для обеспечения электроснабжения потребителей постоянного тока и поддержания заряда аккумуляторов в нормальном режиме. При потере заряда в аккумуляторах данные выпрямители работают в зарядном режиме с подачей напряжения 2,4 В на аккумуляторы.

В данных выпрямителях встроена система мониторинга, оповещения и отображения событий. В системе установлены следующие функции:

- проверка готовности к работе аккумуляторов;
- система контроля неполадок аппаратуры, выполненная в виде контроля изменения напряжения пропорционального изменению величины тока;
- периодичный мониторинг целостности контактов цепи аккумулятора;
- импульсная блокировка при перенапряжении сети;
- проверка работы сети электроснабжения;
- мониторинг и оповещение при падении напряжения;
- мониторинг и мгновенное отключение при возникновении токов короткого замыкания.

Индикаторы на панели выпрямителя отображают работу следующих функций:

- режим поддержания заряда батареи;
- режим ускоренного заряда батареи;
- проверка батареи на работоспособность;
- неисправность сети электроснабжения;
- неисправность аппаратуры;
- низкое значение напряжения аккумулятора;
- неисправность цепи аккумулятора;
- повышенное напряжение.

Ввиду того, что резервирование на шинах ЩПТ – неявное, секционный автоматический выключатель выполнен без автоматической коммутации, то есть при отключении одной из секций секционный выключатель требуется включать вручную.

В щите постоянного тока установлены микропроцессорные блоки управления, имеющие следующие функции:

- оповещение при увеличении колебаний напряжения на секциях щита постоянного тока;
- автоматическое обнаружение и индикация возникновения тока короткого замыкания;
- контроль изменения значения напряжения в ЩПТ и оповещение в случае превышении допустимых значений;
- контроль колебаний, превышающих установленные значения;
- постоянный контроль и запись значений в нормальном режиме работы оборудования;
- автоматическое определение фидера и отыскание места короткого замыкания;
- контроль сопротивления изоляции;
- синхронизация и передача данных в АСУ ТП.

Панели щита постоянного тока выполнены в климатическом исполнении УХЛ4.

Схема щита постоянного тока указана на рисунке 6.

Используются силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена для электроснабжения потребителей собственных нужд. Производитель данных кабелей – французская компания Nexans (ООО «Нексанс Рус»). Также, компанией Нексанс производятся и выбранные в работе концевые муфты для силовых кабелей.

Силовые сети прокладываются следующими вариациями:

- в лотках по кабельным металлоконструкциям;
- в стальных трубах, закрепленных к полу и на стенах, скрытым и открытым способами;
- в пластмассовых гофрированных трубах, скрытым (в стенах) и открытым (с креплением скобами) способами;
- скрытым способом в тройных кабель-каналах, для отдельной

прокладки силовых кабелей, а также телефонных кабелей и кабелей локальной сети.

В соответствии с ПУЭ «все металлические, в нормальном режиме не находящиеся под напряжением, части электрооборудования должны быть заземлены и выполнено уравнивание потенциалов присоединением к внутренней магистрали заземления и, начиная от РУ-0,4кВ, РЕ-проводником (система TN-S). При этом нулевые рабочие (N) и нулевые защитные (РЕ) проводники не допускается подключать под общие зажимы» [1].

В здании ППУ и на площадке ОРУ установлено освещение трёх типов: рабочее, аварийное и переносное (ремонтное). Рабочее и аварийное освещения эксплуатируются на напряжении 220В переносное освещение –36 В. Переносные светильники подключаются к розеткам ремонтного освещения штепсельного типа, которые подключены к ящикам с понижающими трансформаторами типа ЯТП-0,25 220/36-2 36 УХЛ4 IP30.

Суммарная мощность освещения $P_{уст} = 28,68$ кВт, мощность рабочего освещения $P_{раб} = 19,88$ кВт, мощность аварийного освещения $P_{ав} = 8,8$ кВт, суммарное количество светильников $n_{св} = 328$ шт. Снижение значения напряжения до самого отдаленного светильника $< 4\%$.

Установлены шкафы освещения навесного типа, модель Unibox, которые производит немецкая компания АВВ. В качестве вводных коммутационных аппаратов в шкафах освещения установлены дифференциальные автоматические выключатели модели DS204 на ток утечки 30 мА, которые производит немецкая компания АВВ.

Электроснабжение щитов освещения выполнено от щита собственных нужд: щит рабочего освещения пристроенного здания, наружное освещение ОРУ-110кВ и внутреннее рабочее освещение – от I секции ЩСН, сборки внутреннего аварийного освещения и наружное освещение здания ППУ - от II секции ЩСН.

Установлены стабилизаторы напряжения модели Progress серии SL для

надежности электроснабжения щитов освещения. Данные стабилизаторы имеют следующие технические характеристики:

- номинальное входное напряжение 216÷467 В;
- выходное напряжение 380 В;
- тип регулировки ступенчатый с тиристорной схемой коммутации;
- допустимая перегрузка 400% в течение 10 секунд;
- защита от перегрузки по току;
- защита от повышенного или пониженного напряжения;
- защита от помех.

«Освещение помещений выполняется светильниками, которые соответствуют характеристике помещений.

Светильники аварийного освещения должны отличаться от светильников рабочего освещения специально нанесенной буквой «А» красного цвета» [3].

Установлены два светильника над щитами управления, которые запитаны от щита постоянного тока. Предусмотрены переносные фонари с аккумуляторами для дежурного и ремонтного персонала.

Установлены указатели «Выход» и эвакуационное освещение по основным проходам, в помещениях и в кабельных туннелях. Данное оборудование имеет автономную поддержку питания до 3-х часов (в аварийном режиме).

Электроснабжение рабочего и аварийного освещения выполнено по системе заземления TN-S. К щитам рабочего освещения электроснабжение выполнено кабелем типа N2XСНВН.

Кабель N2XСНВН состоит из следующих компонентов:

- медные токопроводящие жилы (N);
- изоляция из сшитого полиэтилена (2X);
- экран из медной проволоки и ленты (С);
- изоляция из этиленвинилацетата, не содержащая галогенов (Н);
- броня из стальной ленты (В);
- оболочка из этиленвинилацетата, не содержащая галогенов (Н).

К щитам аварийного освещения электроснабжение выполнено кабелем марки N2XСНВНFE180. Кабель имеет те же компоненты, что и кабель N2XСНВН, но помимо этих компонентов имеется лента из слюды, которая повышает сопротивление горению. Максимальное время работы данного кабеля при открытом огне – 180 минут.

Разводка кабеля выполняется следующим образом:

- рабочее освещение выполнено кабелем ВВГнг-LS (кабель с медными жилами, виниловой изоляцией и оболочкой, без защитного слоя, не поддерживающий горение, с пониженным дымовыделением);

- аварийное освещение выполнено кабелем ВВГнг-FRLS (кабель с медными жилами, виниловой изоляцией и оболочкой, без защитного слоя, не поддерживающий горение, с пониженным дымовыделением и повышенной огнестойкостью).

Подключение светильников выполнено кабелем гибким негорючим с тремя жилами сечением $1,5\text{мм}^2$ (КГнг-3x1,5).

«Все металлические, в нормальном режиме не находящиеся под напряжением части электрооборудования, кроме цепей системы БСНН, должны быть заземлены» [3].

1.2 Проверка силовых трансформаторов 1ТС и 2ТС в послеаварийном режиме работы на отсутствие перегрузки

«В послеаварийном режиме работы питание секций СН осуществляется по ремонтным схемам от резервного источника питания – резервного трансформатора собственных нужд ТСН или аварийного дизель-генератора (ДГ). Снизить количество случаев выхода трансформатора собственных нужд из рабочего состояния сможет проверка нагрузочной способности ТСН. При наличии перегрузки ТСН в послеаварийных или ремонтных режимах работы, запрещается подключение сторонних потребителей к секциям СН» [6].

«При использовании в качестве резервного источника питания дизель-

генератора, то следует проверить устойчивость его работы в послеаварийном режиме. Запрещается подключение сторонних потребителей к секциям собственных нужд, если возникает нарушение работы или нарушение устойчивости работы дизель-генератора в послеаварийном режиме работы» [10].

Расчет суммарной нагрузки КРУ-10кВ выполняется по следующей формуле:

$$S_{\text{КРУ}} = (0,5 \cdot \sum S_{\text{ТР2}} + \sum S_{\text{ТР1}} + \sum S_{\text{ДВ}}) \cdot k_{\text{одн}}, \quad (5)$$

где $S_{\text{КРУ}}$ – мощность КРУ-10кВ;

$S_{\text{ТР1}}$ – мощность трансформаторов ТП с одним трансформатором;

$S_{\text{ТР2}}$ – мощность трансформаторов ТП с двумя трансформаторами;

$S_{\text{ДВ}}$ – мощность двигателей 10кВ;

$k_{\text{одн}} = 0,4$ – коэффициент одновременной работы оборудования.

За расчетный режим принят ремонтный режим, при котором выполнены следующие условия:

- I секция запитана от трансформатора 1ТС, II секция засекционирована от I секции или наоборот – II секция запитана от трансформатора 2ТС, I секция засекционирована от II секции;

- секционные выключатели КРУ-10кВ (ячейки №4 и №24) – включены;

- вводной выключатель одной из секций (ячейка №18 или №33) – отключен.

«Для масляных трансформаторов допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5 % номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального» [1].

В таблице 3 указаны потребители собственных нужд, подключенные к секциям КРУ-10кВ.

$$\sum S_{\text{ТР2}} = 19660 \text{ кВА};$$

$$\sum S_{\text{ТР1}} = 5956 \text{ кВА};$$

$$\sum S_{\text{ДВ}} = 5530 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{КРУ}} = (0,5 \cdot 19660 + 5956 + 5530) \cdot 0,4 = 8526,4 \text{ кВА}.$$

Трансформаторы 1ТС и 2ТС с номинальной мощностью 10 МВА каждый в выбранном послеаварийном режиме будут работать без перегрузок, так как суммарная нагрузка КРУ-10кВ $S_{\text{КРУ}}=8,53 \text{ МВА}$.

Таблица 3 – Трансформаторы и электродвигатели, подключенные к КРУ-10кВ

№	Диспетчерское наименование оборудования	Мощность, кВА
1	2	3
КРУ-10кВ I секция шин		
1	1ТО	250
2	3ТО	180
3	6ТО	63
4	7ТО	63
5	3ТС	1000
6	5ТС	750
7	7ТС	560
8	9ТС	250
9	11ТС	250
10	13ТС	750
11	15ТС	1000
12	17ТС	1000
13	18ТС	1000
14	23ТС	630

15	27ТС	250
16	29ТС	630
17	31ТС	160
18	33ТС	630
19	35ТС	1000
20	36ТС	2500

Продолжение таблицы 3

1	2	3
21	НОП-1	630
22	НОП-2	630
23	НОП-5	630
24	НОП-6	630
25	Шлюзы-1	560
26	Шлюзы-2	560
Суммарная нагрузка I секции		16556
КРУ-10кВ II секция шин		
27	2ТО	180
28	4ТО	180
29	5ТО	250
30	4ТС	1000
31	6ТС	750
32	8ТС	560
33	10ТС	250
34	12ТС	250

35	14ТС	750
36	16ТС	1000
37	19ТС	630
38	20ТС	630
39	21ТС	630
40	22ТС	630

Продолжение таблицы 3

1	2	3
41	26ТС	2500
42	28ТС	250
43	30ТС	630
44	32ТС	630
45	34ТС	1000
46	НОП-3	630
47	НОП-4	630
48	НОП-7	630
Суммарная нагрузка II секции		14590
Суммарная нагрузка КРУ-10кВ		31146

1.3 Выбор схемы КРУ-10кВ

Выбрана схема электроснабжения КРУ-10кВ с одиночной системой шин, и двумя секциями шин, а также секционными выключателями и разъединителями, установленными между секций. В случае аварии на одном из

двух вводов имеется возможность запитать секцию через секционный выключатель.

Обозначения ячеек КРУ-10кВ указаны в таблице 4. Схема электроснабжения КРУ-10кВ указана на рисунке 1.

Таблица 4 – ячейки КРУ-10кВ

№ ячейки	Наименование фидера
I секция КРУ-10кВ	
1	Трансформатор напряжения
2	Резервная ячейка
3	Ввод от яч.10 I секции РУ-10кВ здания ГЭС
4	Ф-1 Трансформатор 11ТС
5	Секционный выключатель
II секция КРУ-10кВ	
6	Секционный разъединитель
7	Трансформатор напряжения
8	Ввод от яч.31 II секции РУ-10кВ здания ГЭС
9	Резервная ячейка
10	Ф-2 Трансформатор 12ТС

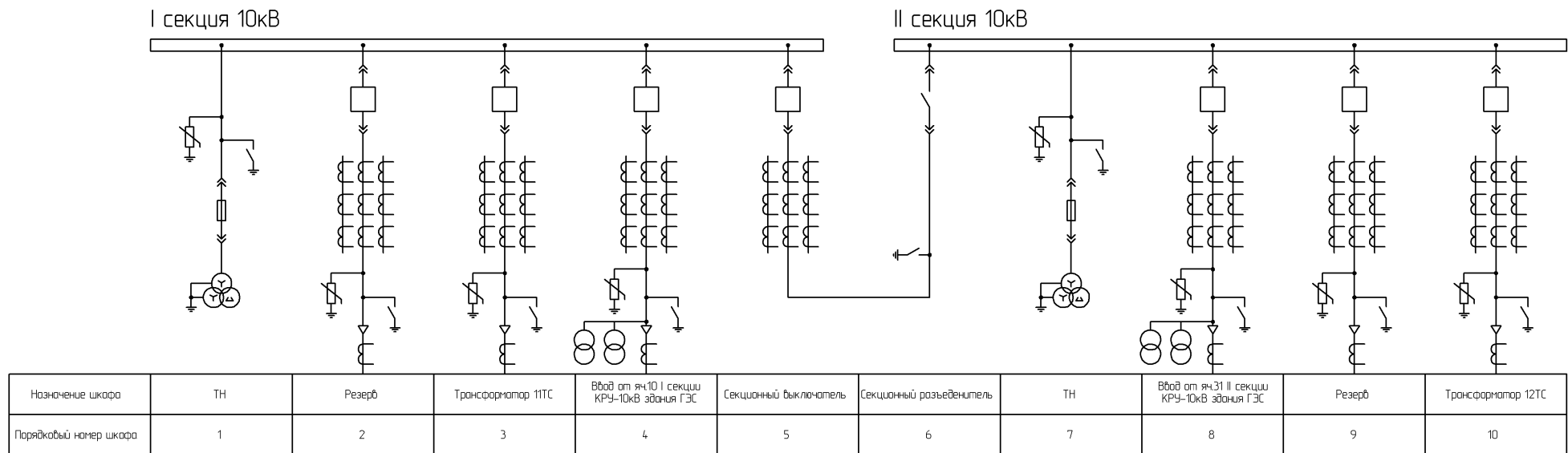


Рисунок 1 – Схема КРУ-10кВ

1.4 Расчет токов короткого замыкания в КРУ-10кВ

Расчет токов КЗ нужен для верного и технически обоснованного выбора схемы, проводников, кабелей и электрического оборудования.

Схема расположения точек КЗ в КРУ-10кВ показана на рисунке 2.

Максимальным током КЗ принят ударный ток трёхфазного КЗ на землю на шинах КРУ-10кВ.

Далее, из выполненных расчетов будет известно, что с удалением места КЗ от шин КРУ-10кВ значительно снижается значение тока короткого замыкания.

Ввиду того, что схема является симметричной, расчет производится только для двух точек К7 и К8. Точки КЗ принимаются на шинах секций I и II РУ-0,4кВ. Другие точки рассчитываются тем же способом. Расчетные величины токов КЗ указаны в таблице 6.

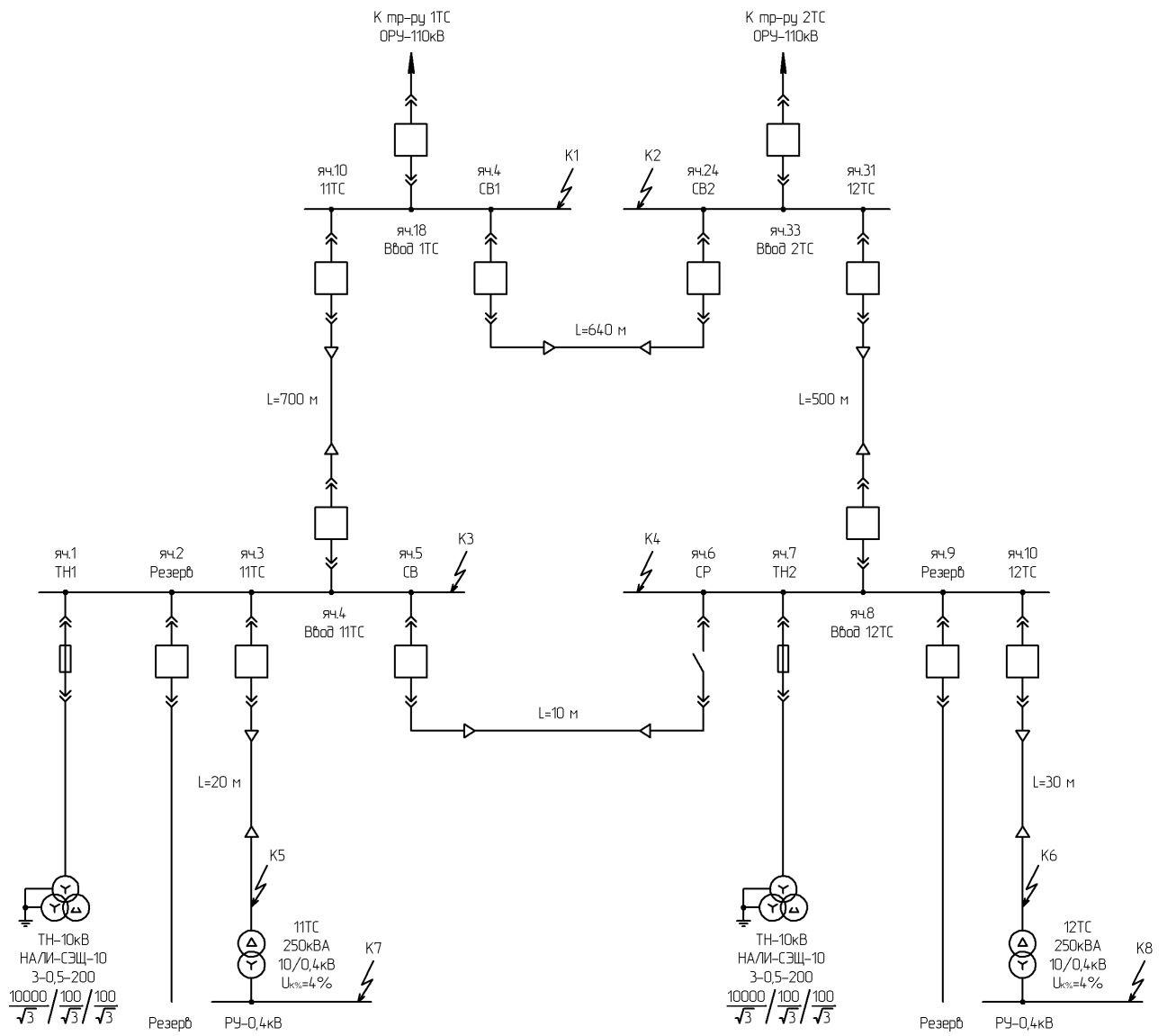


Рисунок 2 – Схема короткого замыкания в КРУ-10кВ

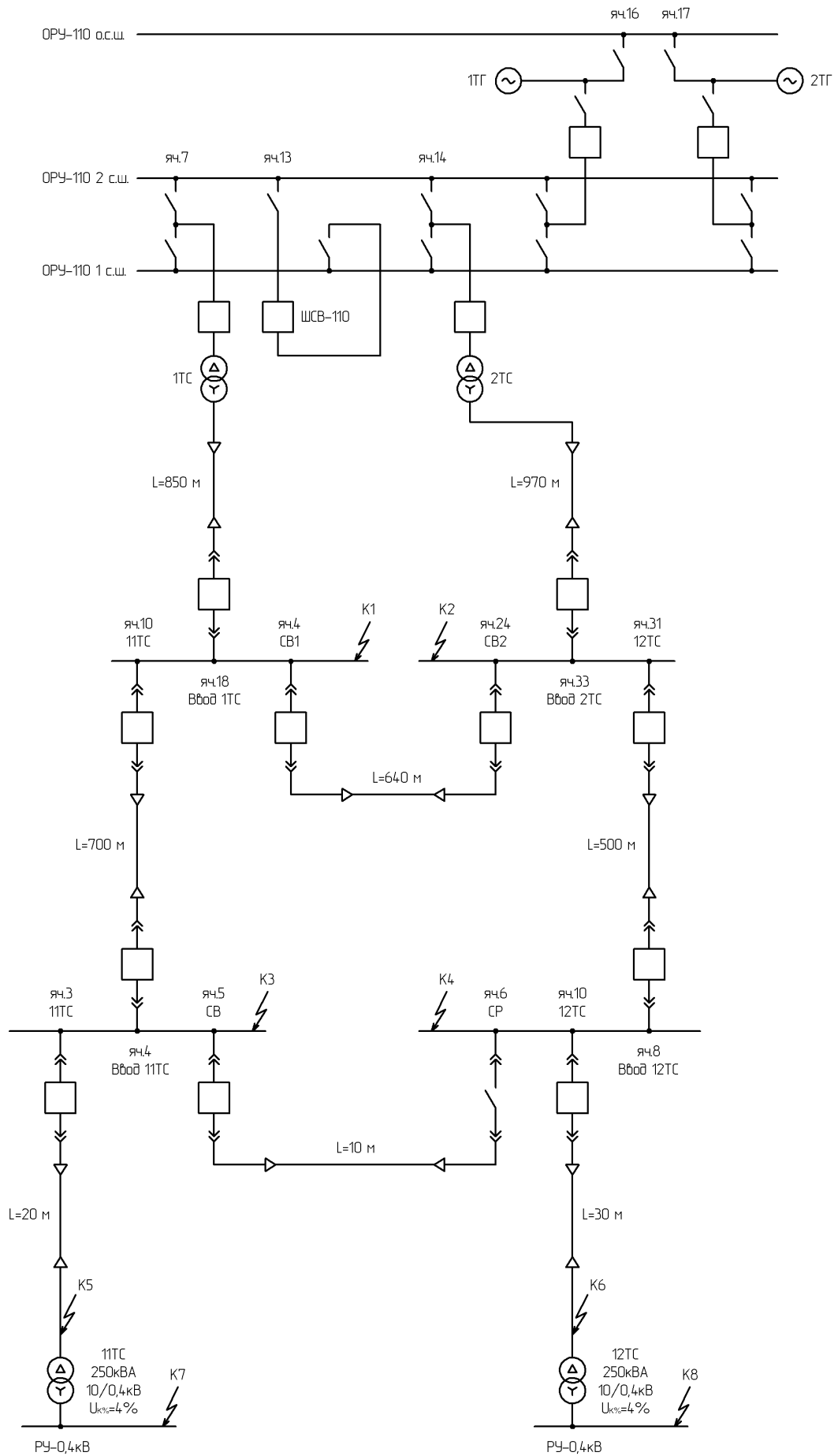


Рисунок 3 – Схема для расчета токов КЗ точек К7, К8

Согласно методу расчета токов КЗ на напряжениях выше 1000 В, следует заменить схему.

Схема замещения показана на рисунке 4.

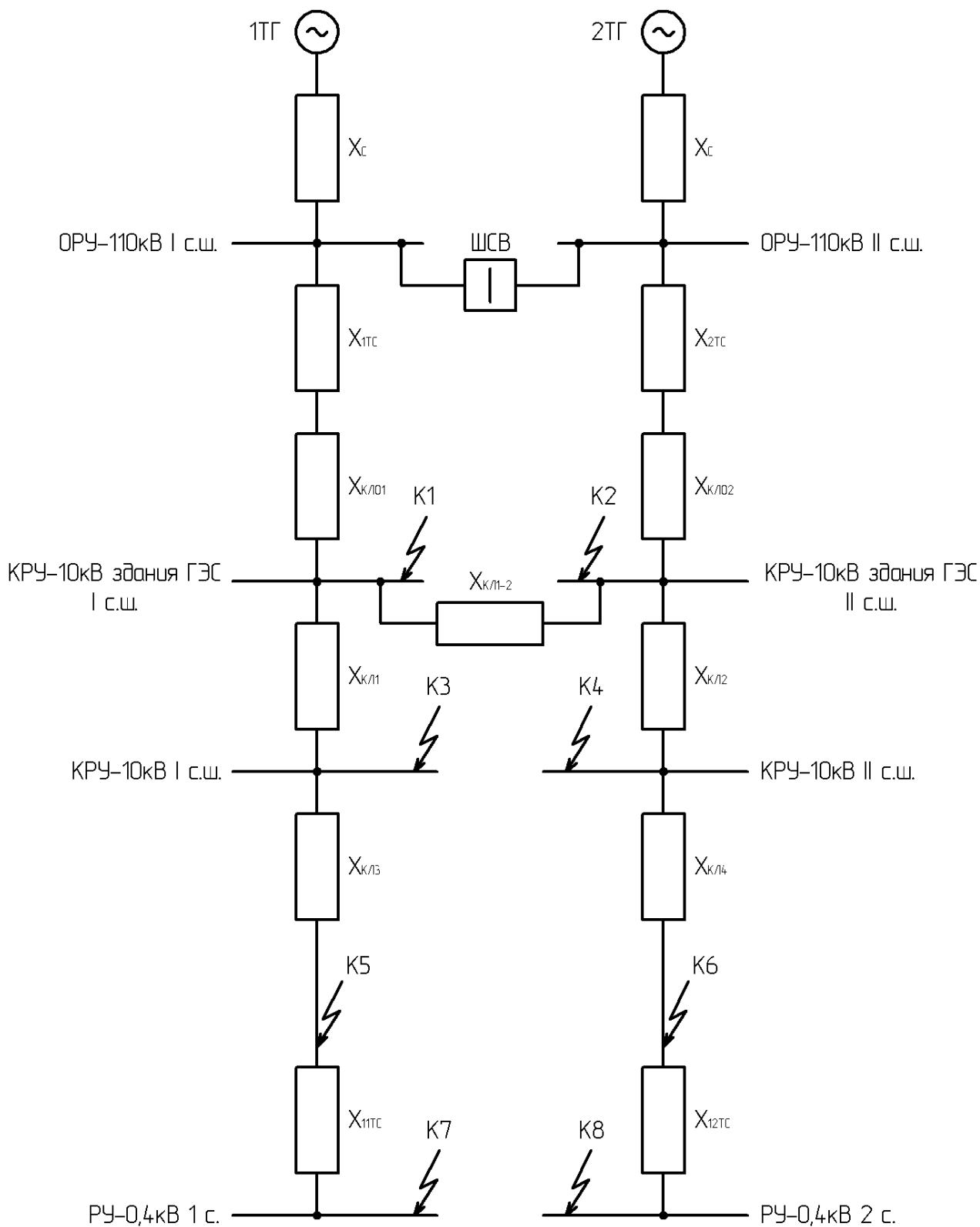


Рисунок 4 – Схема замещения

Ввиду того, что все точки КЗ присутствуют на стороне ВН, следует выполнять расчет в относительных единицах.

Базисные условия:

$U_{\sigma} = 10,5$ кВ – базисное напряжение;

$S_{\sigma} = 100$ МВА – базисная мощность.

Средненоминальные значения напряжения выбираются согласно данным, приведенных в 7 издании ПУЭ.

«Для напряжения 10кВ средненоминальное значение равно 10,5кВ» [1].

В расчетах напряжение будет приниматься средненоминальным.

Базисная сила тока по формуле равна:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}, \quad (6)$$

Далее выполняется расчет значения базисного тока для напряжения 10,5кВ и 0,4кВ:

$$I_{\sigma} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,41 \text{ кА}, \quad (7)$$

где $S_{\sigma} = 100$ МВА – базисная мощность;

$U_{\sigma} = 10,5$ кВ – средненоминальное значение напряжения.

$$I_{\sigma} = \frac{0,25}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 0,361 \text{ кА}, \quad (8)$$

где $S_{\sigma} = 0,25$ МВА – базисная мощность;

$U_{\sigma} = 0,4$ кВ – средненоминальное значение напряжения.

Сопротивление системы по формуле равно:

$$X_c = \frac{U_6^2}{S_6}, \quad (9)$$

где X_c – сопротивление системы;

$U_6 = 10,5$ кВ – базисное напряжение;

$S_6 = 100$ МВА – базисная мощность.

$$X_c = \frac{10,5^2}{100} = 1,1025 \text{ о.е.} \quad (10)$$

Относительное сопротивление трансформатора СН рассчитывается по формуле:

$$X_{\text{ИТС}} = \frac{U_{\text{кИТС}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{Тном}}}, \quad (11)$$

где $U_{\text{кИТС}}$ – напряжение КЗ трансформатора СН, %

$S_{\text{Тном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

S_6 – базисная мощность.

$$X_{\text{ИТС}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10}{100} = 0,0105 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{2ТС}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10}{100} = 0,0105 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{1ИТС}} = \frac{4}{100} \cdot \frac{10}{0,250} = 1,6 \text{ о.е.};$$

$$X_{12TC} = \frac{4}{100} \cdot \frac{10}{0,250} = 1,6 \text{ о.е.}$$

Относительное сопротивление кабельной линии $X_{КЛi}$ рассчитывается по следующей формуле:

$$X_{КЛi} = X_0 \cdot L_i \cdot \frac{S_6}{U^2}, \quad (12)$$

где X_0 – удельное индуктивное сопротивление КЛ, Ом/км;

U – средненоминальное напряжение КЛ, кВ;

S_6 – базисная мощность, МВА;

L_i – длина КЛ, км.

$$X_{КЛ101} = 0,146 \cdot 0,85 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,113 \text{ о.е.};$$

$$X_{КЛ102} = 0,146 \cdot 0,97 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,128 \text{ о.е.};$$

$$X_{КЛ11} = 0,08 \cdot 0,7 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,051 \text{ о.е.};$$

$$X_{КЛ12} = 0,08 \cdot 0,5 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,036 \text{ о.е.};$$

$$X_{КЛ111} = 0,08 \cdot 0,02 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,00145 \text{ о.е.};$$

$$X_{КЛ112} = 0,08 \cdot 0,03 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,00218 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление $X_{\Sigma ki}$ считается по следующей формуле:

$$X_{\Sigma ki} = X_C + X_{iTC} + X_{KЛ0i} + X_{KЛi}, \quad (13)$$

где X_C - полное сопротивление системы, о.е.;

X_{iTC} - индуктивное сопротивление трансформатора СН, о.е.;

$X_{KЛ0i}$ - сопротивление КЛ от ОРУ-110кВ до КРУ-10кВ здания ГЭС, о.е.;

$X_{KЛi}$ - сопротивление КЛ от КРУ-10кВ здания ГЭС до КРУ-10кВ, о.е.;

$$X_{\Sigma k1} = 1,1 + 0,0105 + 0,113 = 1,2235 \text{ о.е.};$$

$$X_{\Sigma k2} = 1,1 + 0,0105 + 0,128 = 1,2385 \text{ о.е.};$$

$$X_{\Sigma k3} = 1,1 + 0,0105 + 0,113 + 0,051 = 1,2745 \text{ о.е.};$$

$$X_{\Sigma k4} = 1,1 + 0,0105 + 0,128 + 0,036 = 1,2745 \text{ о.е.};$$

$$X_{\Sigma k11} = 1,1 + 0,0105 + 0,113 + 0,051 + 0,00145 = 1,27595 \text{ о.е.};$$

$$X_{\Sigma k12} = 1,1 + 0,0105 + 0,128 + 0,036 + 0,00218 = 1,27668 \text{ о.е.};$$

$$X_{\Sigma k13} = 1,1 + 0,0105 + 0,113 + 0,051 + 0,00145 + 1,6 = 2,87595 \text{ о.е.};$$

$$X_{\Sigma k14} = 1,1 + 0,0105 + 0,128 + 0,036 + 0,00218 + 1,6 = 2,87668 \text{ о.е.}$$

Принимается ЭДС для гидрогенератора с демпферными обмотками $E''_{до} = 1,13$ о.е. для следующих расчетов.

Значение тока трехфазного КЗ $I_{ki}^{(3)}$ в отн. единицах находится по следующей формуле:

$$I_{ki}^{(3)} = \frac{E''_{до}}{X_{\Sigma ki}}, \quad (14)$$

где $E''_{до}$ - значение ЭДС генератора с демпф. обмотками, о.е.;

$X_{\Sigma ki}$ - суммарное сопротивление в i -той точке, о.е.

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{1,13}{1,2235} = 0,924 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{1,13}{1,2385} = 0,912 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = \frac{1,13}{1,2745} = 0,887 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 4}^{(3)} = \frac{1,13}{1,2745} = 0,887 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 11}^{(3)} = \frac{1,13}{1,27595} = 0,886 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 12}^{(3)} = \frac{1,13}{1,27668} = 0,885 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 13}^{(3)} = \frac{1,13}{2,87595} = 0,393 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 14}^{(3)} = \frac{1,13}{2,87668} = 0,393 \text{ о.е.}$$

Значение тока трехфазного КЗ $I_{\kappa}^{(3)}$ в именованных единицах находится по следующей формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = I_{\kappa i}^{(3)} \cdot I_{\sigma}, \quad (15)$$

где $I_{\kappa i}^{(3)}$ - значение силы тока трехфазного КЗ, о.е.;

I_{σ} - базисная сила тока, кА.

$$I_{\sigma} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,41 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = 0,924 \cdot 5,41 = 4,999 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = 0,912 \cdot 5,41 = 4,934 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = 0,887 \cdot 5,41 = 4,799 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa 4}^{(3)} = 0,887 \cdot 5,41 = 4,799 \text{ кА};$$

$$I_{к11}^{(3)} = 0,886 \cdot 5,41 = 4,793 \text{ кА};$$

$$I_{к12}^{(3)} = 0,885 \cdot 5,41 = 4,788 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma} = \frac{0,25}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 0,361 \text{ кА};$$

$$I_{к13}^{(3)} = 0,393 \cdot 0,361 = 0,142 \text{ кА};$$

$$I_{к14}^{(3)} = 0,393 \cdot 0,361 = 0,142 \text{ кА}.$$

Мощность КЗ $S_{кзи}$ находится по следующей формуле:

$$S_{кзи} = \sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot I_{к}^{(3)}, \quad (16)$$

где U_{σ} - средненоминальное значение напряжения, кВ;

$I_{к}^{(3)}$ - значение силы тока трехфазного КЗ, кА.

$$S_{к31} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 4,999 = 90,914 \text{ МВА};$$

$$S_{к32} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 4,934 = 89,732 \text{ МВА};$$

$$S_{к33} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 4,799 = 87,277 \text{ МВА};$$

$$S_{к34} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 4,799 = 87,277 \text{ МВА};$$

$$S_{к311} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 4,793 = 87,168 \text{ МВА};$$

$$S_{к312} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 4,788 = 87,077 \text{ МВА};$$

$$S_{к313} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,142 = 0,098 \text{ МВА};$$

$$S_{к314} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,142 = 0,098 \text{ МВА}.$$

Полученные расчеты занесены в таблицу 6 итоговых значений тока КЗ и мощности КЗ.

Таблица 6 – Итоговые значения тока КЗ и мощности КЗ

Ячейка	L_i , км	$I_{кз}$, кА	$S_{кз}$, МВА
1	ТН		
2	Резерв		
3	0,85	4,999	90,914
4	0,02	0,142	0,098
5	СВ		
6	СР		
7	ТН		
8	0,97	4,934	89,732
9	Резерв		
10	0,03	0,142	0,098

2 Выбор схемы РУ-0,4кВ

Выбор остается на одной секционированной системе шин, которые будут снабжать электроэнергией силовые сборки №1-9, а также других потребителей, подключенных к I и II секции шин.

Секционирование выполняется таким образом, чтобы у каждой секции были свои источники и потребители электрической энергии.

Схема с одиночной системой шин имеет следующие достоинства:

- если потребитель связан с распределительным устройством двумя линиями, которые присоединены к разным секциям шин, тогда обеспечивается достаточно высокая надежность электроснабжения;
- простота и наглядность схемы исключает ошибки оперативного персонала при управлении коммутационными аппаратами;
- относительно малая стоимость на сборку и низкие затраты при эксплуатации.

Схема с одиночной системой шин имеет следующие недостатки:

- необходимость отключения присоединения при ремонте выключателя или линейного разъединителя;
- необходимость отключения всей секции шин при аварии на секции или при ремонте секционного выключателя, секционного разъединителя и шинных разъединителей.

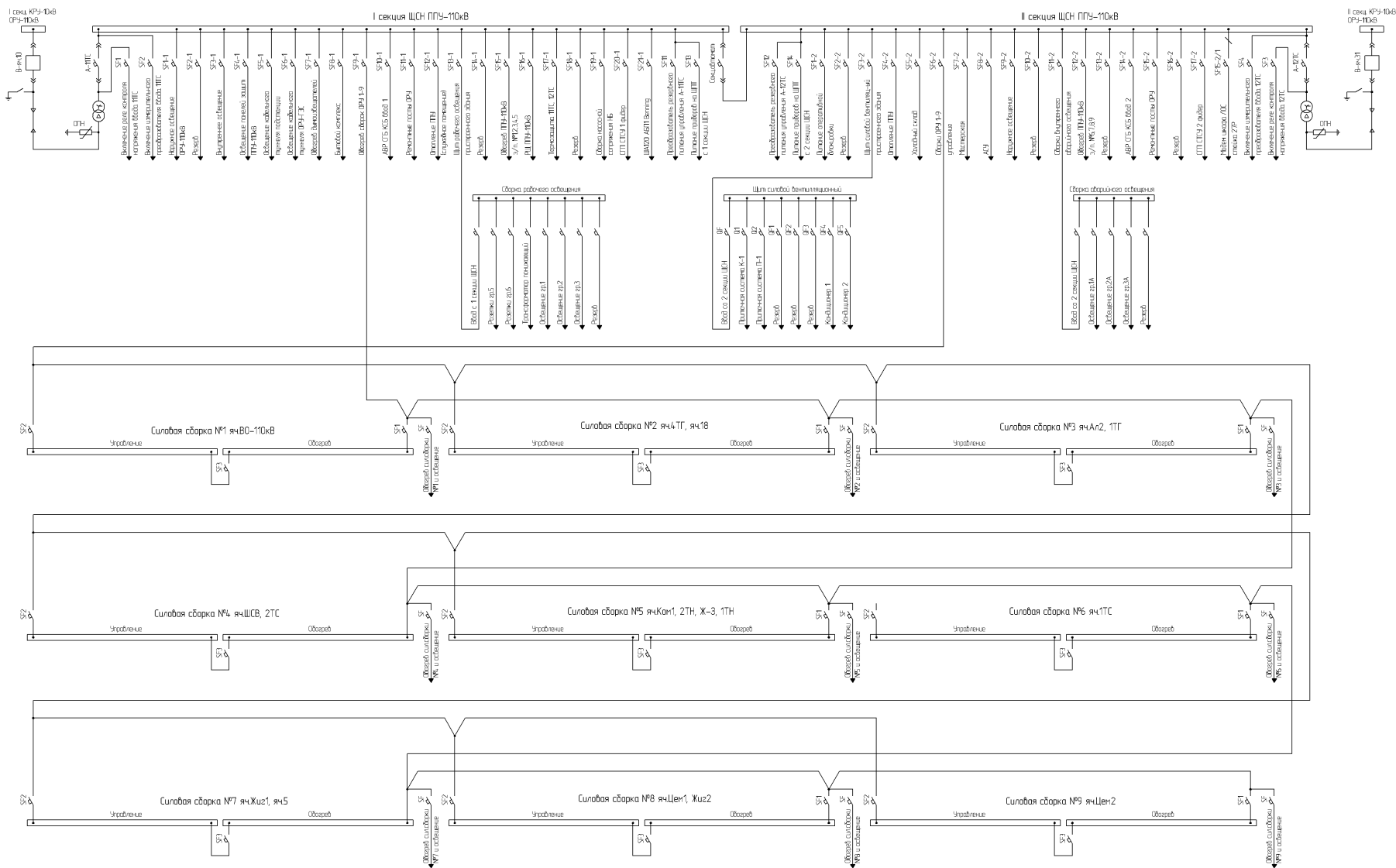


Рисунок 5 – Схема РУ-0,4кВ

2.1 Расчет токов короткого замыкания РУ-0,4кВ

За исходные данные для расчетов используются следующие значения:

- приведенное к базисному значению напряжение сети $U_6 = 400 \text{ В}$;
- ток КЗ на вводах 10кВ, значения которого равны $I_{кз} = 13,388 \text{ кА}$ и $I_{кз} = 13,361 \text{ кА}$ для вводов I и II секции шин соответственно;
- сопротивление системы, значения которого равны $X_C = 0,172 \text{ Ом}$ и $X_C = 0,173 \text{ Ом}$ для вводов I и II секции шин соответственно.

Значения параметров питающих трансформаторов:

- тип питающего трансформатора АВВ DTE 250;
- полная мощность трансформатора 250 кВА;
- номинальное напряжение стороны ВН 10,5кВ;
- номинальное напряжение стороны НН 0,4кВ.

Для выполнения расчета используются следующие значения:

- активное сопротивление нулевой последовательности $r_0 = 0,0029 \text{ Ом}$;
- реактивное сопротивление нулевой последовательности $x_0 = 0,015 \text{ Ом}$;
- активное сопротивление прямой последовательности $r_1 = 0,0029 \text{ Ом}$;
- реактивное сопротивление прямой последовательности $x_1 = 0,0172 \text{ Ом}$.

Ток короткого замыкания через переходное сопротивление $r_{пер}$ вычисляется следующим выражением:

$$I_{кз} = \frac{\sqrt{3} \cdot E}{\sqrt{(2x_1 + x_0)^2 + (2r_1 + r_0 + r_{пер})^2}}, \quad (17)$$

Значение переходного сопротивления $r_{пер} = 0,1 \text{ Ом}$.

Так как выражение для расчета не меняется в зависимости от условий, расчет проводится только для одной точки КЗ. Расчет значений других точек КЗ показан в таблице 7.

Таблица 7 – Значения токов короткого замыкания в конце КЛ к потребителям РУ-0,4кВ.

№ п/п	Наименование присоединения	Ввод-1		Ввод-2		№ п/п	Наименование присоединения	Ввод-1		Ввод-2	
		I _{кз} , А	I _{кз} , А	I _{кз} , А	I _{кз} , А			I _{кз} , А	I _{кз} , А	I _{кз} , А	I _{кз} , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
SF1-1	Наружное освещение ОРУ-110кВ	3256	3057	3268	3045	SF12	Преобразователь резервного питания управления А-12ТС	3221	3110	3218	3106
SF3-1	Внутреннее освещение	2469	2351	2462	2347	SF14	Питание приборов на ЩПТ со II секц. ЩСН	4218	4115	4210	4109
SF4-1	Освещение панелей защит ППУ-110кВ	2018	1921	2016	1917	SF1-2	Питание оперативной блокировки	3851	3747	3847	3742
SF5-1	Освещение кабельного туннеля подстанции	2081	1945	2075	1941	SF3-2	Щит силовой вентиляционный пристроенного здания	3254	3129	3245	3120
SF6-1	Освещение кабельного туннеля ОРУ-ГЭС	2150	2002	2142	1998	SF4-2	Отопление ППУ	2628	2540	2623	2535

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
SF7-1	Обогрев дымоизвещателей	3549	3461	3543	3458	SF5-2	Холодный склад	2314	2227	2310	2223
SF8-1	Бытовой комплекс	2110	2007	2107	2004	SF6-2	Сборки ОРУ 1-9 Управление	3001	2940	2997	2935
SF9-1	Обогрев силовых сборок №1-№9	2958	2864	2954	2860	SF7-2	Мастерская	2570	2458	2566	2453
SF10-1	АВР СГБ КСБ Ввод-1	3021	2984	3017	2980	SF8-2	АСУ	3097	2985	3094	2981
SF11-1	Ремонтные посты ОРУ	2248	2085	2244	2080	SF9-2	Наружное освещение	3135	3024	3131	3021

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
SF12-1	Отопление ППУ (служебное помещение)	2758	2650	2753	2646	SF11-2	Сборки внутреннего аварийного освещения	2524	2431	2520	2428
SF13-1	Щит рабочего освещения пристроенного здания	3347	3256	3342	3252	SF12-2	Обогрев ППУ-110кВ э/п №6-9	2197	2089	2193	2085
SF15-1	Обогрев ППУ-110кВ э/п №1-5	2210	2098	2207	2095	SF14-2	АВР СГБ КСБ Ввод-2	2997	2901	2994	2897
SF16-1	Распределительный щит ППУ-110кВ	2584	2463	2580	2479	SF15-2	Ремонтные посты ОРУ	2265	2097	2261	2095
SF17-1	Термозащита 11ТС, 12ТС	2901	2798	2898	2795	SF17-2	СГП СТСУ 2 фидер	3418	3331	3413	3328

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
SF19-1	Сборка насосной сопряжения НБ	2091	1998	2087	1995	SF15-2/1	Модем шкафа ЛОС стойка 27Р	2928	2841	2925	2838
SF20-1	СГП СТСУ 1 фидер	3420	3332	3416	3329	SF11	Преобразователь резервного питания управления А-11ТС	3211	3106	3207	3102
SF21-1	ША120 АБП1 Benning	3685	3745	3680	3741	SF13	Питание приборов на ЩПТ с I секц. ЩСН	4210	4108	4205	4103

2.2 Выбор силового кабеля 0,4кВ

Проверка проводится на кабеле типа N2XСНВН-4*35mm²/25, так как он подходит по сечению и категории. Требуется проверить данный кабель на термическую стойкость и невозгорание.

Выполняется проверка только одного кабеля ввиду того, что все кабели - одинаковые.

Данный кабель прокладывается воздушным способом.

Температура наружной среды, в которой будет находиться кабель, принимаем равной $t_{\text{окр.ср.}} = 37^{\circ}\text{C}$.

Максимальная рабочая температура силового кабеля по каталогу – $t_{\text{кат.макс}} = 90^{\circ}\text{C}$.

Поправочный коэффициент на температуру окружающей среды – $k_{\text{попр}} = 0,8$.

Длительный допустимый ток нагрузки по каталогу $I_{\text{дд}} = 162\text{ A}$, а максимальная допустимая температура кабеля при КЗ $t_{\text{кз.макс}} = 250^{\circ}\text{C}$.

Значение тока нагрузки равно 55А.

Расчет длительно допустимого тока нагрузки с учетом поправочного коэффициента выполняется с помощью следующего выражения:

$$I_{\text{дд}} = k_{\text{попр}} \cdot I_{\text{дд}}; \quad (18)$$

$$I_{\text{дд}} = 0,8 \cdot 162 = 129,6\text{ A}.$$

Расчет начальной температуры жилы кабеля до воздействия токов короткого замыкания выполняется с помощью следующего выражения:

$$Q_U = Q_0 + Q_{\text{дд}} - Q_{\text{окр}} \cdot \left(\frac{I_{\text{раб}}}{I_{\text{дд}}} \right)^2, \quad (19)$$

где $Q_0 = 38^\circ\text{C}$ - температура наружного воздуха во время короткого замыкания, $^\circ\text{C}$;

$Q_{\text{дд}} = 90^\circ\text{C}$ - длительная допустимая температура жилы для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена;

$Q_{\text{окр}} = 25^\circ\text{C}$ - температура наружного воздуха во время короткого замыкания, $^\circ\text{C}$;

$I_{\text{раб}} = 54\text{ A}$ - рабочий ток нагрузки.

$$Q_U = 38 + 90 - 25 \cdot \left(\frac{54}{129,6} \right)^2 = 49,28^\circ\text{C}.$$

Температура кабеля до воздействия на него токов короткого замыкания составляет менее 90°C .

Расчет выполнялся с помощью номограммы, основанной на уравнении, в которое входят следующие условия:

- температура жилы кабеля до воздействия токов КЗ;
- температура жилы кабеля после воздействия токов КЗ;
- режим короткого замыкания;
- конструктивные и теплофизические параметры жилы кабеля.

Расчет начальной температуры жилы кабеля в месте воздействия токов короткого замыкания выполняется с помощью следующего выражения:

$$Q_K = Q_U \cdot e^k + a \cdot e^k - 1, \quad (20)$$

где Q_K - температура в участке короткого замыкания, $^\circ\text{C}$;

k - коэффициент взаимосвязи между теплофизическими характеристиками материала жилы, сечением и тепловым импульсом;

$a = 228^\circ\text{C}$ - величина, равная обратной температурного коэффициента

электрического сопротивления при 0°С.

Расчет коэффициента k выполняется с помощью следующего выражения:

$$k = \frac{b \cdot V_{\text{тер}}}{S^2}, \quad (21)$$

где b – постоянная величина, которая характеризует теплофизические характеристики материала жилы. Для алюминиевых жил значение равно

$$b = 45,65 \frac{\text{мм}^4}{\text{кА}^2 \cdot \text{с}}, \text{ для медных - } b = 19,58 \frac{\text{мм}^4}{\text{кА}^2 \cdot \text{с}};$$

$V_{\text{тер}}$ – значение теплового импульса от тока короткого замыкания, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

S – сечение жилы, мм^2 .

Расчет теплового импульса от тока короткого замыкания $V_{\text{тер}}$ выполняется с помощью следующего выражения:

$$V_{\text{тер}} = I_{\text{кз}}^2 \cdot t_{\text{в.откл}} + T_{\text{а}}; \quad (22)$$

$$V_{\text{тер}} = 11,91^2 \cdot 0,02 + 0,1 = 17,02 \text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$k = \frac{19,58 \cdot 17,02}{35^2} = 0,2721.$$

По выполненным расчетам коэффициент $k = 0,2721$.

Расчет температуры нагрева кабеля на участке короткого замыкания выполняется согласно рассчитанным данным:

$$Q_{\text{к}} = 49,28 \cdot e^{0,2721} + 228 \cdot e^{0,2721} - 1 = 136^\circ \text{С}.$$

Выполненный расчет температуры в участке короткого замыкания указывает на то, что выбранный кабель удовлетворяет условия по термической стойкости, так как допустимое значение температуры $Q_k \leq 400^\circ\text{C}$.

В каталоге указана температура после воздействия тока КЗ, при которой возможно дальнейшее использование кабеля. Данное значение температуры равно 250°C . Исходя из этого значения можно установить, что выбранный кабель разрешается эксплуатировать после воздействия на него токов короткого замыкания.

2.3 Выбор коммутационных аппаратов, установленных на отходящих присоединениях РУ-0,4кВ

Таблица 8 – Автоматические выключатели I секции РУ-0,4кВ

№ п/п и обозначение автомата		Расцепитель		Автомат		Нагрузка, А
		Тип	Ном. ток, А	Тип	Ном. ток, А	
1	2	3	4	5	6	7
2	SF1-1	Ekip LSIG	25	T max XT4N	25	20,78
4	SF3-1	Ekip LSIG	10	T max XT4N	10	6,06
5	SF4-1	Ekip LSIG	3	T max XT4N	3	2,31
6	SF5-1	Ekip LSIG	5	T max XT4N	5	4,62
7	SF6-1	Ekip LSIG	10	T max XT4N	10	9,24
8	SF7-1	Ekip LSIG	16	T max XT4N	16	10,39
9	SF8-1	Ekip LSIG	16	T max XT4N	16	14,43
10	SF9-1	Ekip LSIG	32	T max XT4N	32	25,98
11	SF10-1	Ekip LSIG	4	T max XT4N	4	3,18
12	SF11-1	Ekip LSIG	16	T max XT4N	16	11,55

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7
13	SF12-1	Ekip LSIG	20	T max XT4N	20	18,76
14	SF13-1	Ekip LSIG	8	T max XT4N	8	5,92
16	SF15-1	Ekip LSIG	40	T max XT4N	40	36,08
17	SF16-1	Ekip LSIG	16	T max XT4N	16	11,55
18	SF17-1	Ekip LSIG	1	T max XT4N	1	0,36
20	SF19-1	Ekip LSIG	10	T max XT4N	10	8,66
21	SF20-1	Ekip LSIG	6	T max XT4N	6	5,77
22	SF21-1	Ekip LSIG	50	T max XT4N	50	46,19
23	SF11	Ekip LSIG	1	T max XT4N	1	0,217
24	SF13	Ekip LSIG	16	T max XT4N	16	12,41

Таблица 9 – Автоматические выключатели II секции РУ-0,4кВ

№ п/п и обозначение автомата		Расцепитель		Автомат		Нагрузка, А
		Тип	Ном. ток, А	Тип	Ном. ток, А	
1	2	3	4	5	6	7
27	SF12	Ekip LSIG	1	T max XT4N	1	0,217
28	SF14	Ekip LSIG	16	T max XT4N	16	11,98
29	SF1-2	Ekip LSIG	3	T max XT4N	3	2,31
31	SF3-2	Ekip LSIG	16	T max XT4N	16	11,4
32	SF4-2	Ekip LSIG	25	T max XT4N	25	20,21
33	SF5-2	Ekip LSIG	16	T max XT4N	16	11,55
34	SF6-2	Ekip LSIG	20	T max XT4N	20	16,89
35	SF7-2	Ekip LSIG	16	T max XT4N	16	11,84

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7
36	SF8-2	Ekip LSIG	6	T max XT4N	6	5,2
37	SF9-2	Ekip LSIG	16	T max XT4N	16	14,43
39	SF11-2	Ekip LSIG	6	T max XT4N	6	5,77
40	SF12-2	Ekip LSIG	40	T max XT4N	40	36,08
42	SF14-2	Ekip LSIG	4	T max XT4N	4	3,18
43	SF15-2	Ekip LSIG	16	T max XT4N	16	11,55
45	SF17-2	Ekip LSIG	6	T max XT4N	6	5,774
46	SF15-2/1	Ekip LSIG	1	T max XT4N	1	0,072

Таблица 10 – Автоматические выключатели и расцепители, принятые к установке на вводах в РУ-0,4кВ

Наименование	Обозначение	Характеристики				I _{макс} , А
		Автоматический выключатель		Расцепитель		
		I _н , А	Тип	I _н , А	Тип	
Ввод 1	QFW1	630	Ekip Hi-Touch LSIG	630	E _{max} E1.2N	414,295
Ввод 2	QFW2					
Секционный автоматический выключатель	QFS1					

3 Выбор схемы щита постоянного тока

Потребители постоянного оперативного тока с целью повышения надежности электроснабжения разделяются на следующие группы:

- цепи релейной защиты, автоматики и управления;
- цепи сигнализации;
- цепи питания приводов выключателей и т.д.

Данные группы запитываются как минимум с двух вводов разных секций щита постоянного тока, которые имеют возможность взаимного резервирования.

Выбрана одна секционированная система шин постоянного тока (рисунок б).

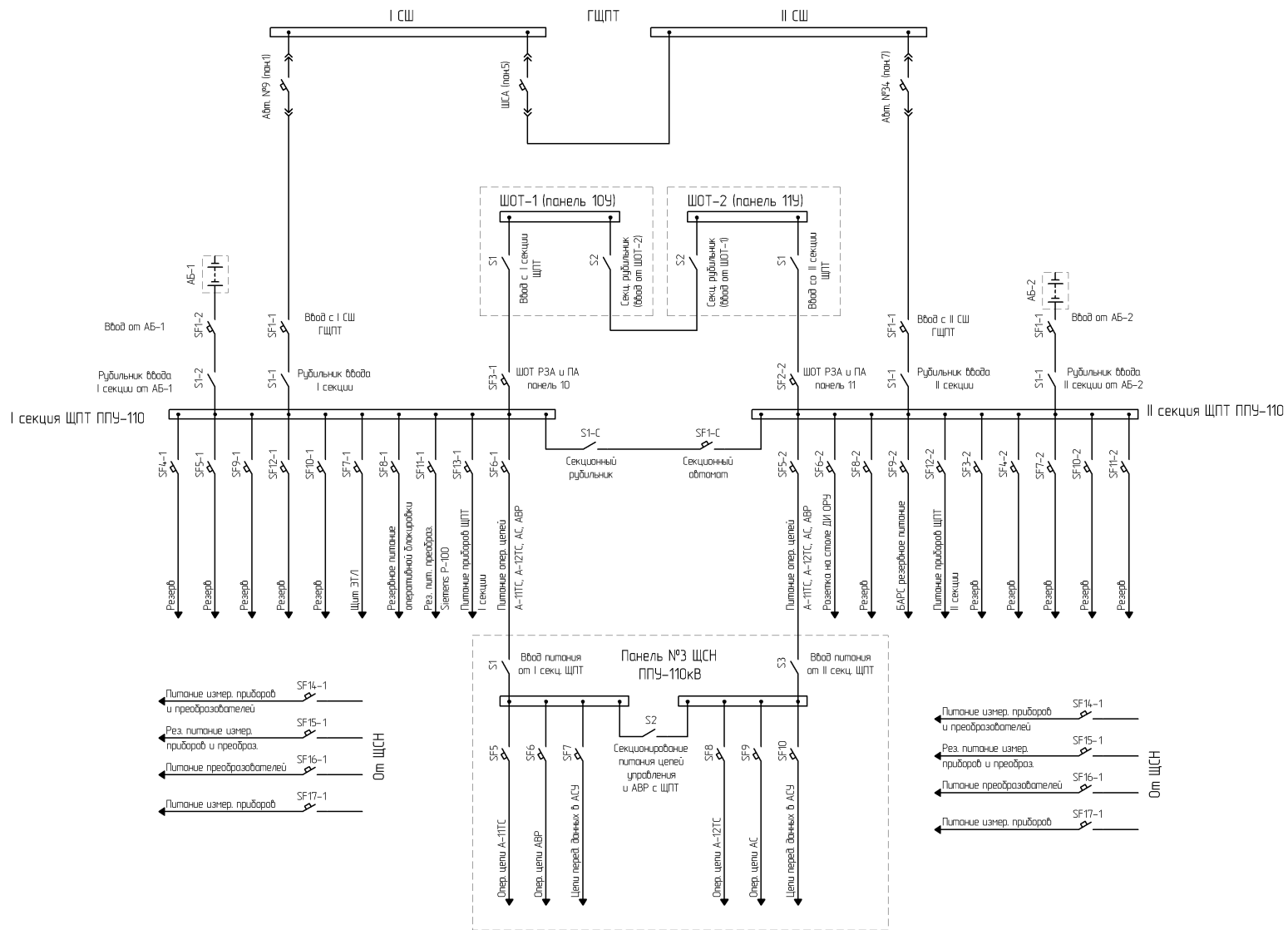


Рисунок 6 – Схема ЩПТ

3.1 Расчет токов короткого замыкания ЩПТ

Расчет токов короткого замыкания выполняется только для I секции щита постоянного тока. Это обуславливается тем, что у I и II секций ЩПТ схожие нагрузки и характеристики потребителей.

В сети постоянного тока используются промышленные аккумуляторные батареи типа 8GroE200.

Для расчета суммарного сопротивления всех аккумуляторных батарей используется следующая формула:

$$R_{AB} = R_{эл} \cdot n, \quad (23)$$

где $R_{эл} = 0,475 \text{ мОм}$ - сопротивление одной АКБ, взятое по паспортным данным;

$n = 104$ шт - общее количество аккумуляторных батарей на одну секцию шин.

$$R_{AB} = 0,475 \cdot 10^{-3} \cdot 104 = 0,0494 \text{ Ом}.$$

Для расчета сопротивления медной шины, присоединенной к аккумуляторной батарее, используется следующая формула:

$$R_{ш} = \frac{\rho \cdot l}{S}, \quad (24)$$

где $L = 20 \text{ м}$ - длина медной шины, соединяющая аккумуляторные батареи;

$$\rho = 0,0172 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}} - \text{удельное сопротивление меди};$$

S - площадь сечения медной шины, мм². Диаметр шины - d = 13 мм.

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 13^2}{4} = 132,67 \text{ мм}^2;$$

$$R_{\text{ш}} = \frac{0,0172 \cdot 20}{132,67} = 0,0026 \text{ Ом.}$$

Для выполнения следующих расчетов используются характеристики автоматического выключателя T4N250, указанные в паспорте данного устройства.

Следует использовать значения сопротивлений аккумуляторных батарей $R_{\text{АБ}}$ при расчете сопротивления кабельных связей.

Применяются аккумуляторные батареи типа 8GroE200 для щита постоянного тока.

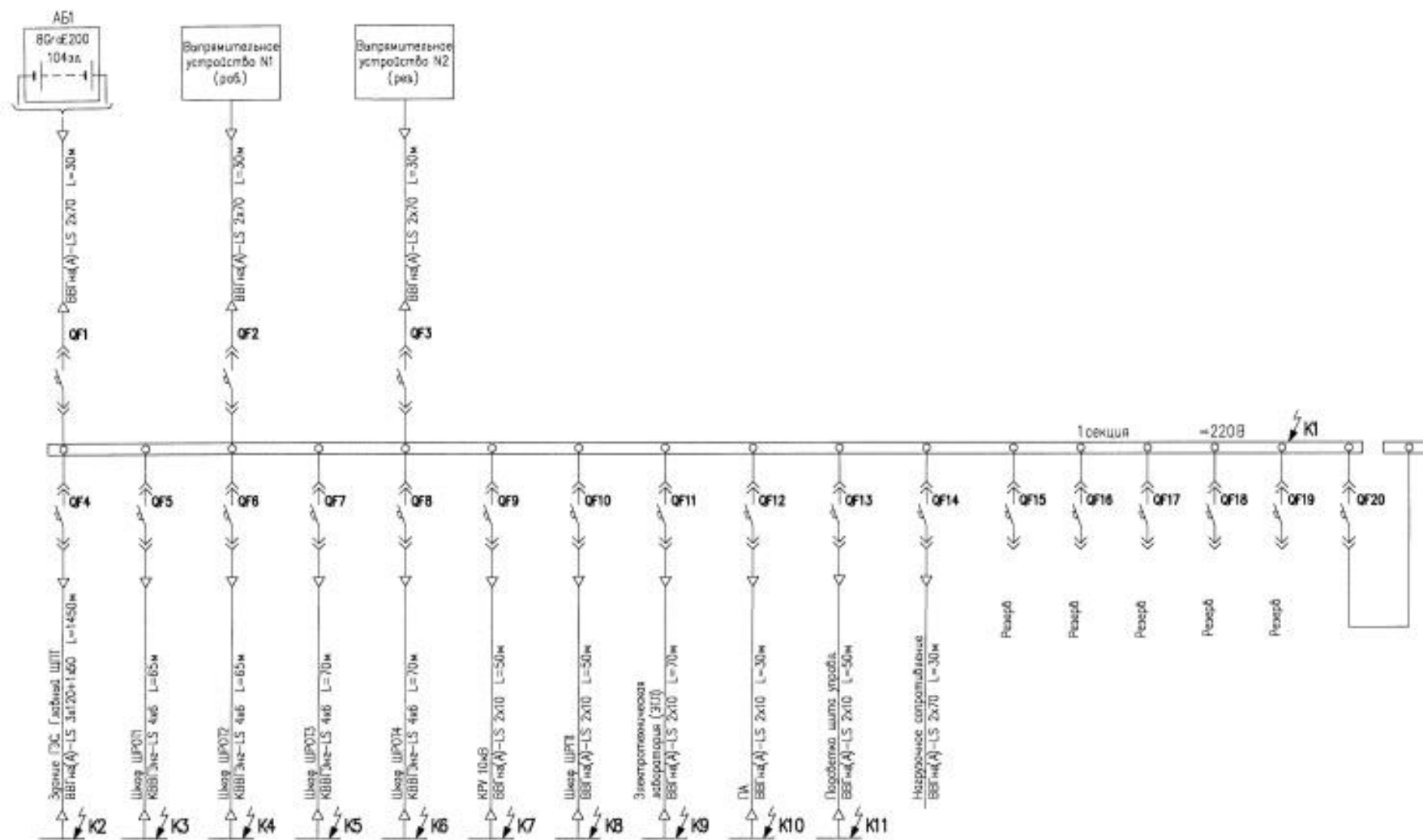


Рисунок 7 – Схема расчета токов КЗ щита постоянного тока

Выполнение расчета тока КЗ в точке К1:

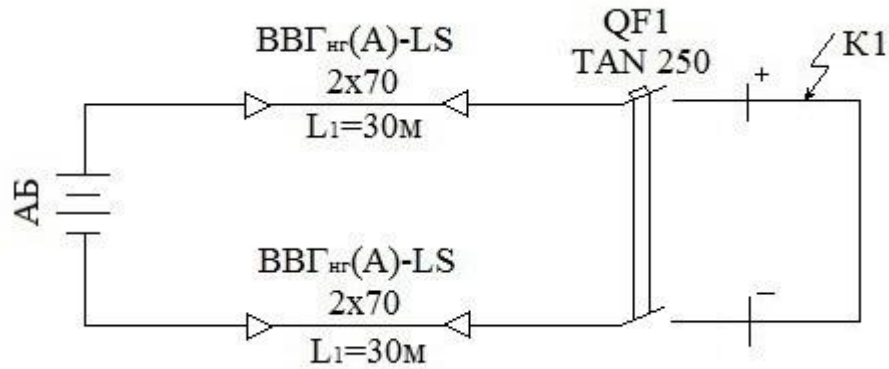


Рисунок 8 – Схема замещения для точки К1

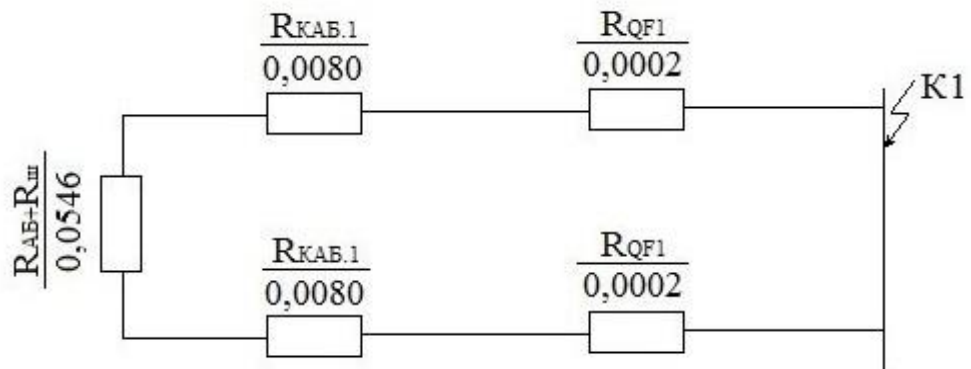


Рисунок 9 – Схема расчета тока КЗ для точки К1

Для расчета сопротивления цепи к току КЗ используется следующая формула:

$$R_{кз} = R_{AB} + R_{ш} + R_{каб.1} + R_{QF1} \cdot 2, \quad (25)$$

где $R_{каб.1}$ - сопротивление кабеля, проходящего от автоматического выключателя до аккумуляторной батареи, Ом;

R_{QF1} - сопротивление автоматического выключателя, установленного в щите постоянного тока, Ом;

$$R_{кз} = 0,0494 + 0,0026 + 0,008 + 0,0002 \cdot 2 = 0,0684 \text{ Ом.}$$

Для расчета граничного сопротивления аккумуляторной батареи используется следующая формула:

$$R_{гр} = 0,0075 \cdot \frac{n}{N}, \quad (26)$$

где N - порядковый номер аккумуляторной батареи. Расчет данной величины выполняется с учетом потери заряда аккумуляторной батареи за время использования.

$$N \geq k_{пот} \cdot \frac{Q_{расч}}{Q_{N=1}}, \quad (27)$$

где $k_{пот} = 1,1$ - коэффициент, который учитывает потери заряда аккумуляторной батареи за время использования;

$Q_{расч} = 523 \text{ А} \cdot \text{ч}$ - расчетная ёмкость аккумуляторной батареи;

$Q_{N=1} = 18,515 \text{ А} \cdot \text{ч}$ - величина ёмкости аккумуляторной батареи, на которую снижается суммарная ёмкость батареи за один час разрядки.

$$N \geq 1,1 \cdot \frac{523}{18,515} = 31,07.$$

Значение N принимается равным 32.

$$R_{гр} = 0,0075 \cdot \frac{104}{32} = 0,0244 \text{ Ом}.$$

Расчетная ЭДС одной ячейки $E_{расч} = 1,93 \text{ В}$ при $R_{кз} \geq R_{гр}$ ($0,0684 \text{ Ом} \geq 0,0244 \text{ Ом}$).

Для расчета тока металлического короткого замыкания используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.м}} = E_{\text{расч}} \cdot \frac{n}{R_{\text{кз}}}; \quad (28)$$

$$I_{\text{кз.м}} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,0684} = 2934,5 \text{ А.}$$

Для расчета тока короткого замыкания с учетом сопротивления электрической дуги используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.д}} = I_{\text{кз.м}} \cdot K_c, \quad (29)$$

где $K_c = f R_{\text{кз}}$ - коэффициент снижения тока КЗ.

$K_c = 0,5$ при $R_{\text{кз}} = 0,0684 \text{ Ом.}$

$I_{\text{кз.д}} = 2934,5 \cdot 0,5 = 1467,25 \text{ А.}$

Выполнение расчета тока КЗ в точке К2:

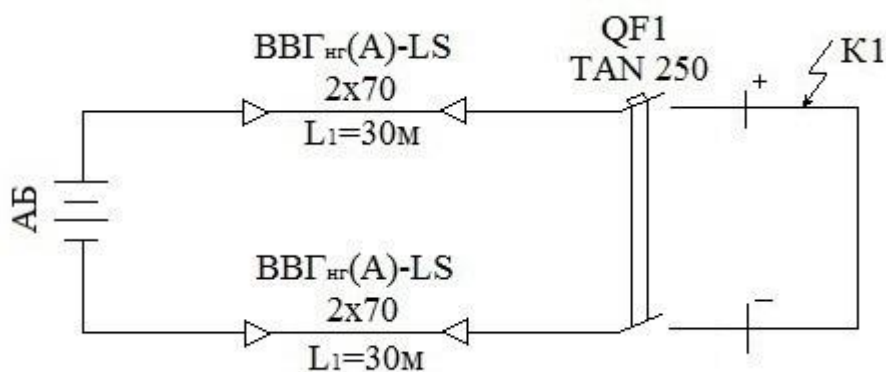


Рисунок 10 – Схема замещения для точки К2

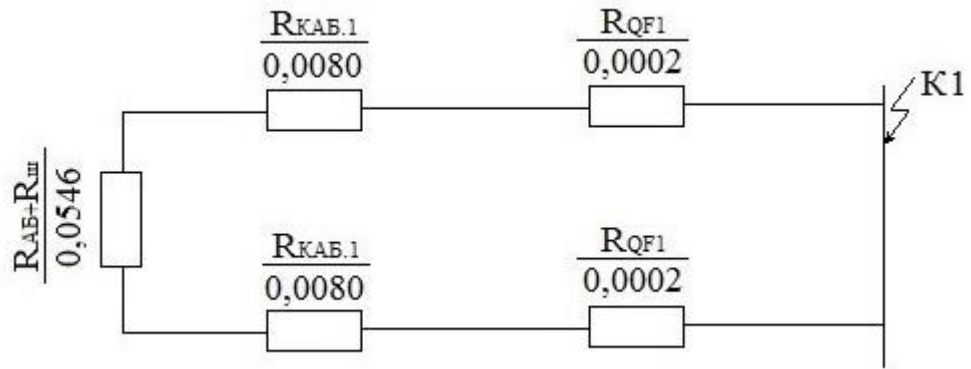


Рисунок 11 – Схема расчета тока КЗ для точки К2

Для расчета сопротивления цепи к току КЗ используется следующая формула:

$$R_{кз} = R_{AB} + R_{ш} + R_{каб.1} + R_{QF1} + R_{каб.2} + R_{QF2} \cdot 2, \quad (30)$$

где $R_{каб.1}$ - сопротивление кабеля 1, проходящего от автоматического выключателя до аккумуляторной батареи, Ом;

R_{QF1} - сопротивление автоматического выключателя 1, установленного в щите постоянного тока, Ом;

$R_{каб.2}$ - сопротивление кабеля 2, проходящего от автоматического выключателя до аккумуляторной батареи, Ом;

R_{QF2} - сопротивление автоматического выключателя 2, установленного в щите постоянного тока, Ом;

$$R_{кз} = 0,0494 + 0,0026 + 0,008 + 0,0002 + 0,0002 + 0,2219 \cdot 2 = 0,5125 \text{ Ом.}$$

Расчетная ЭДС одной ячейки $E_{расч} = 1,93 \text{ В}$ при $R_{кз} \geq R_{гр}$ ($0,5125 \text{ Ом} \geq 0,0244 \text{ Ом}$).

Для расчета тока металлического короткого замыкания используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.м}} = E_{\text{расч}} \cdot \frac{n}{R_{\text{кз}}}; \quad (31)$$

$$I_{\text{кз.м}} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,5125} = 391,65 \text{ А.}$$

Для расчета тока короткого замыкания с учетом сопротивления электрической дуги используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.д}} = I_{\text{кз.м}} \cdot K_c, \quad (32)$$

где $K_c = f R_{\text{кз}}$ - коэффициент снижения тока КЗ.

$$K_c = 0,5 \text{ при } R_{\text{кз}} = 0,5125 \text{ Ом.}$$

$$I_{\text{кз.д}} = 391,65 \cdot 0,5 = 190,825 \text{ А.}$$

Выполнение расчета тока КЗ в точке КЗ:

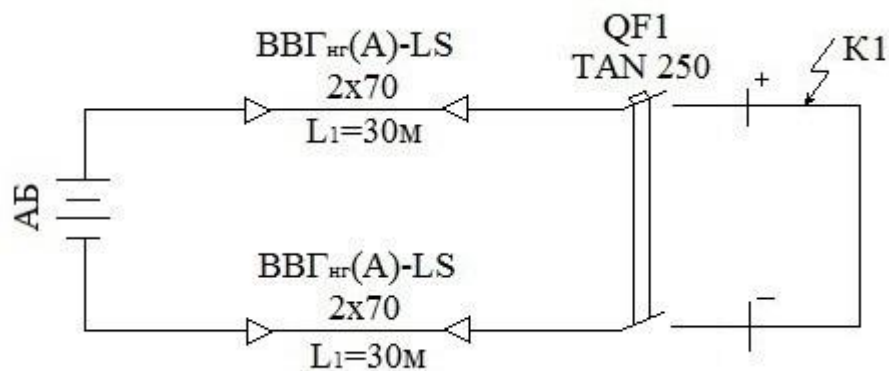


Рисунок 12 – Схема замещения для точки КЗ

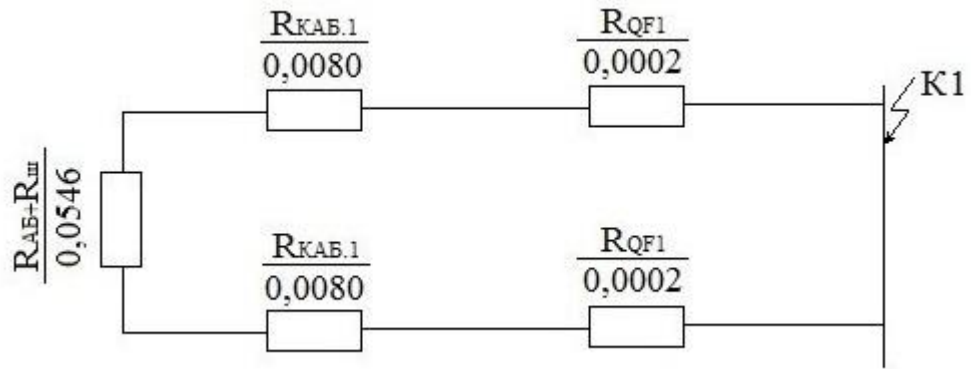


Рисунок 13 – Схема расчета тока КЗ для точки КЗ

Для расчета сопротивления цепи к току КЗ используется следующая формула:

$$R_{кз} = R_{AB} + R_{ш} + R_{каб.1} + R_{QF1} + R_{каб.3} + R_{QF3} \cdot 2, \quad (33)$$

где $R_{каб.1}$ - сопротивление кабеля 1, проходящего от автоматического выключателя до аккумуляторной батареи, Ом;

R_{QF1} - сопротивление автоматического выключателя 1, установленного в щите постоянного тока, Ом;

$R_{каб.3}$ - сопротивление кабеля 3, проходящего от автоматического выключателя до аккумуляторной батареи, Ом;

R_{QF3} - сопротивление автоматического выключателя 3, установленного в щите постоянного тока, Ом;

$$R_{кз} = 0,0494 + 0,0026 + 0,008 + 0,0002 + 0,0002 + 0,2002 \cdot 2 = 0,4692 \text{ Ом.}$$

Расчетная ЭДС одной ячейки $E_{расч} = 1,93 \text{ В}$ при $R_{кз} \geq R_{гр}$ ($0,4692 \text{ Ом} \geq 0,0244 \text{ Ом}$).

Для расчета тока металлического короткого замыкания используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.м}} = E_{\text{расч}} \cdot \frac{n}{R_{\text{кз}}}; \quad (34)$$

$$I_{\text{кз.м}} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,4692} = 428 \text{ A.}$$

Для расчета тока короткого замыкания с учетом сопротивления электрической дуги используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.д}} = I_{\text{кз.м}} \cdot K_c, \quad (35)$$

где $K_c = f R_{\text{кз}}$ - коэффициент снижения тока КЗ.

$$K_c = 0,5 \text{ при } R_{\text{кз}} = 0,4692 \text{ Ом.}$$

$$I_{\text{кз.д}} = 428 \cdot 0,5 = 214 \text{ A.}$$

Выполнение расчета тока КЗ в точке К4:

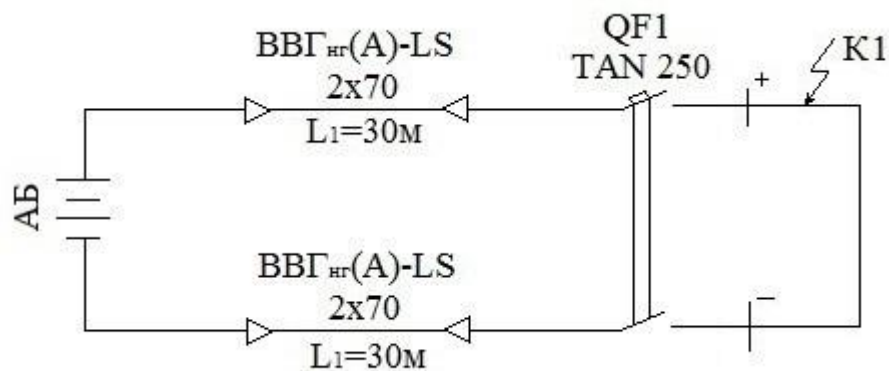


Рисунок 14 – Схема замещения для точки К4

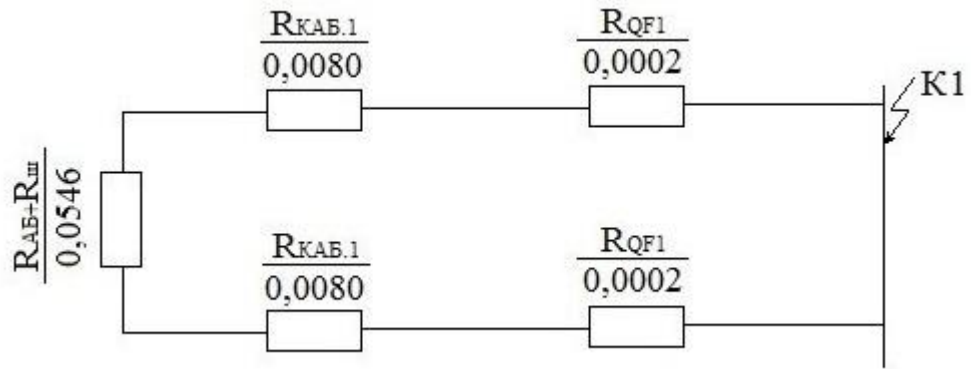


Рисунок 15 – Схема расчета тока КЗ для точки К4

Для расчета сопротивления цепи к току КЗ используется следующая формула:

$$R_{кз} = R_{AB} + R_{ш} + R_{каб.1} + R_{QF1} + R_{каб.3} + R_{QF3} \cdot 2, \quad (36)$$

где $R_{каб.1}$ - сопротивление кабеля 1, проходящего от автоматического выключателя до аккумуляторной батареи, Ом;

R_{QF1} - сопротивление автоматического выключателя 1, установленного в щите постоянного тока, Ом;

$R_{каб.3}$ - сопротивление кабеля 3, проходящего от автоматического выключателя до аккумуляторной батареи, Ом;

R_{QF3} - сопротивление автоматического выключателя 3, установленного в щите постоянного тока, Ом;

$$R_{кз} = 0,0494 + 0,0026 + 0,008 + 0,0002 + 0,0002 + 0,2002 \cdot 2 = 0,4692 \text{ Ом.}$$

Расчетная ЭДС одной ячейки $E_{расч} = 1,93 \text{ В}$ при $R_{кз} \geq R_{гр}$ ($0,4692 \text{ Ом} \geq 0,0244 \text{ Ом}$).

Для расчета тока металлического короткого замыкания используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.м}} = E_{\text{расч}} \cdot \frac{n}{R_{\text{кз}}}; \quad (37)$$

$$I_{\text{кз.м}} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,4692} = 428 \text{ А.}$$

Для расчета тока короткого замыкания с учетом сопротивления электрической дуги используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.д}} = I_{\text{кз.м}} \cdot K_c, \quad (38)$$

где $K_c = f R_{\text{кз}}$ - коэффициент снижения тока КЗ.

$$K_c = 0,5 \text{ при } R_{\text{кз}} = 0,4692 \text{ Ом.}$$

$$I_{\text{кз.д}} = 428 \cdot 0,5 = 214 \text{ А.}$$

Выполнение расчета тока КЗ в точке К5:

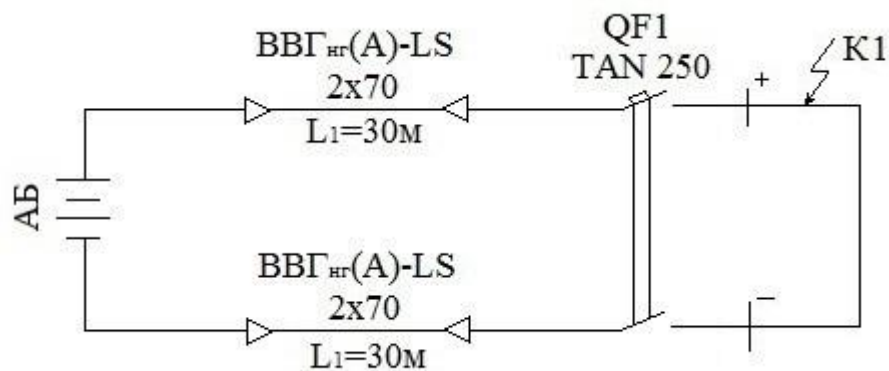


Рисунок 16 – Схема замещения для точки К5

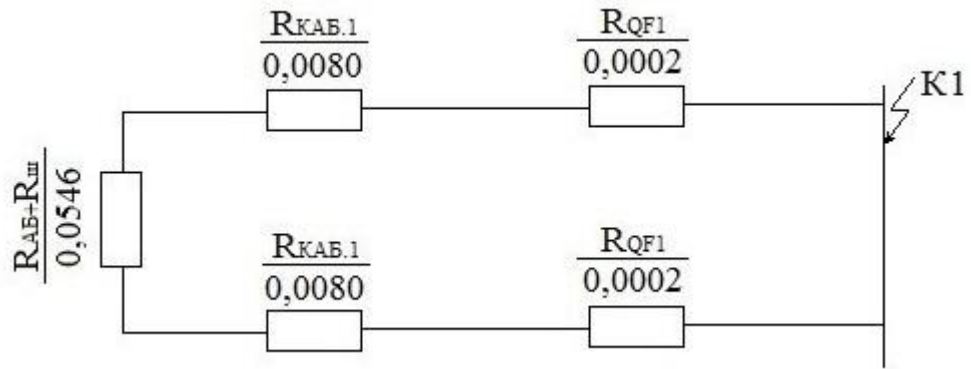


Рисунок 17 – Схема расчета тока КЗ для точки К5

Для расчета сопротивления цепи к току КЗ используется следующая формула:

$$R_{кз} = R_{AB} + R_{ш} + R_{каб.1} + R_{QF1} + R_{каб.3} + R_{QF3} \cdot 2, \quad (39)$$

где $R_{каб.1}$ - сопротивление кабеля 1, проходящего от автоматического выключателя до аккумуляторной батареи, Ом;

R_{QF1} - сопротивление автоматического выключателя 1, установленного в щите постоянного тока, Ом;

$R_{каб.3}$ - сопротивление кабеля 3, проходящего от автоматического выключателя до аккумуляторной батареи, Ом;

R_{QF3} - сопротивление автоматического выключателя 3, установленного в щите постоянного тока, Ом;

$$R_{кз} = 0,0494 + 0,0026 + 0,008 + 0,0002 + 0,0002 + 0,2002 \cdot 2 = 0,4692 \text{ Ом.}$$

Расчетная ЭДС одной ячейки $E_{расч} = 1,93 \text{ В}$ при $R_{кз} \geq R_{гр}$ ($0,4692 \text{ Ом} \geq 0,0244 \text{ Ом}$).

Для расчета тока металлического короткого замыкания используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.м}} = E_{\text{расч}} \cdot \frac{n}{R_{\text{кз}}}; \quad (40)$$

$$I_{\text{кз.м}} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,4692} = 428 \text{ А.}$$

Для расчета тока короткого замыкания с учетом сопротивления электрической дуги используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.д}} = I_{\text{кз.м}} \cdot K_c, \quad (41)$$

где $K_c = f R_{\text{кз}}$ - коэффициент снижения тока КЗ.

$$K_c = 0,5 \text{ при } R_{\text{кз}} = 0,4692 \text{ Ом.}$$

$$I_{\text{кз.д}} = 428 \cdot 0,5 = 214 \text{ А.}$$

Выполнение расчета тока КЗ в точке К6:

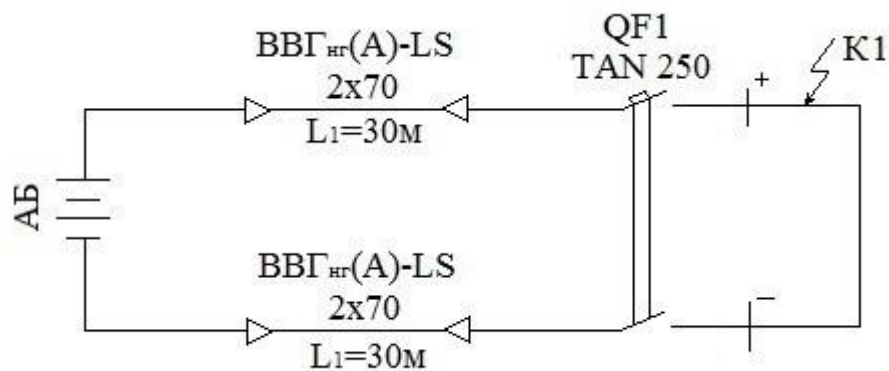


Рисунок 18 – Схема замещения для точки К6

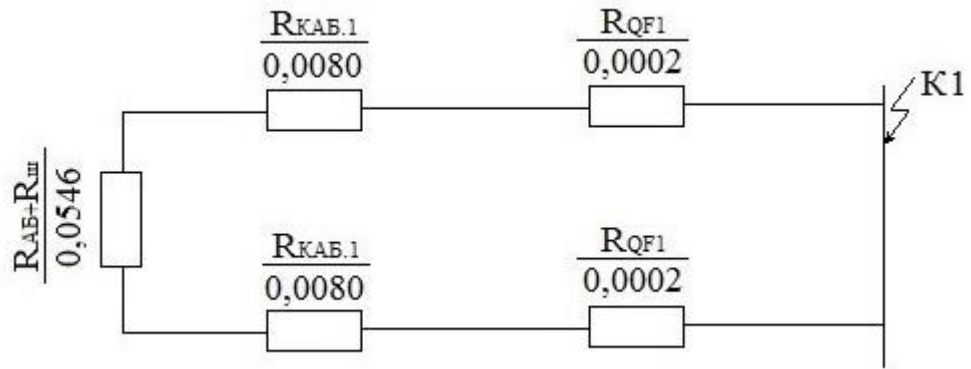


Рисунок 19 – Схема расчета тока КЗ для точки К6

Для расчета сопротивления цепи к току КЗ используется следующая формула:

$$R_{кз} = R_{AB} + R_{ш} + R_{каб.1} + R_{QF1} + R_{каб.3} + R_{QF3} \cdot 2, \quad (42)$$

где $R_{каб.1}$ - сопротивление кабеля 1, проходящего от автоматического выключателя до аккумуляторной батареи, Ом;

R_{QF1} - сопротивление автоматического выключателя 1, установленного в щите постоянного тока, Ом;

$R_{каб.3}$ - сопротивление кабеля 3, проходящего от автоматического выключателя до аккумуляторной батареи, Ом;

R_{QF3} - сопротивление автоматического выключателя 3, установленного в щите постоянного тока, Ом;

$$R_{кз} = 0,0494 + 0,0026 + 0,008 + 0,0002 + 0,0002 + 0,2002 \cdot 2 = 0,4692 \text{ Ом.}$$

Расчетная ЭДС одной ячейки $E_{расч} = 1,93 \text{ В}$ при $R_{кз} \geq R_{гр}$ ($0,4692 \text{ Ом} \geq 0,0244 \text{ Ом}$).

Для расчета тока металлического короткого замыкания используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.м}} = E_{\text{расч}} \cdot \frac{n}{R_{\text{кз}}}; \quad (43)$$

$$I_{\text{кз.м}} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,4692} = 428 \text{ A.}$$

Для расчета тока короткого замыкания с учетом сопротивления электрической дуги используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.д}} = I_{\text{кз.м}} \cdot K_c, \quad (44)$$

где $K_c = f R_{\text{кз}}$ - коэффициент снижения тока КЗ.

$$K_c = 0,5 \text{ при } R_{\text{кз}} = 0,4692 \text{ Ом.}$$

$$I_{\text{кз.д}} = 428 \cdot 0,5 = 214 \text{ A.}$$

Выполнение расчета тока КЗ в точке К7:

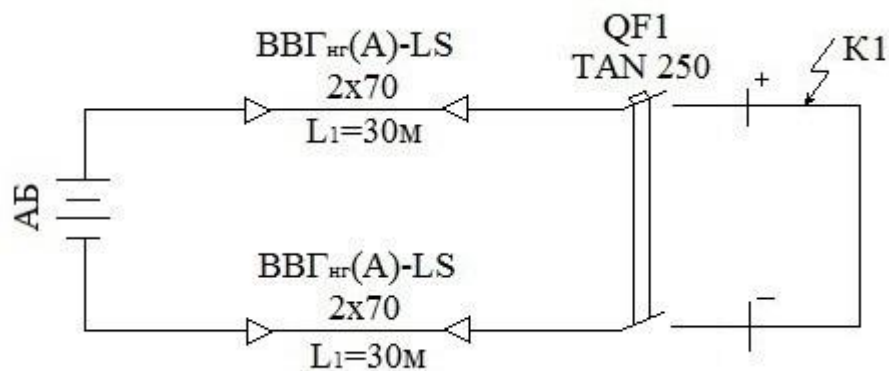


Рисунок 20 – Схема замещения для точки К7

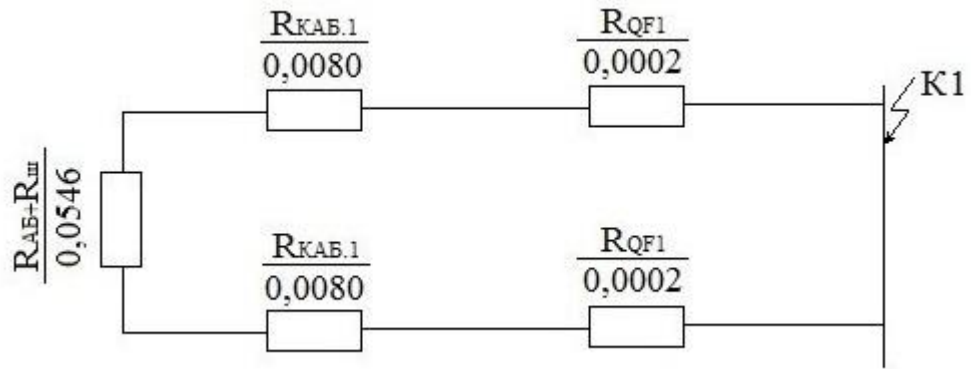


Рисунок 21 – Схема расчета тока КЗ для точки К7

Для расчета сопротивления цепи к току КЗ используется следующая формула:

$$R_{кз} = R_{AB} + R_{ш} + R_{каб.1} + R_{QF1} + R_{каб.3} + R_{QF3} \cdot 2, \quad (45)$$

где $R_{каб.1}$ - сопротивление кабеля 1, проходящего от автоматического выключателя до аккумуляторной батареи, Ом;

R_{QF1} - сопротивление автоматического выключателя 1, установленного в щите постоянного тока, Ом;

$R_{каб.3}$ - сопротивление кабеля 3, проходящего от автоматического выключателя до аккумуляторной батареи, Ом;

R_{QF3} - сопротивление автоматического выключателя 3, установленного в щите постоянного тока, Ом;

$$R_{кз} = 0,0494 + 0,0026 + 0,008 + 0,0002 + 0,0002 + 0,2002 \cdot 2 = 0,4692 \text{ Ом.}$$

Расчетная ЭДС одной ячейки $E_{расч} = 1,93 \text{ В}$ при $R_{кз} \geq R_{гр}$ ($0,4692 \text{ Ом} \geq 0,0244 \text{ Ом}$).

Для расчета тока металлического короткого замыкания используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.м}} = E_{\text{расч}} \cdot \frac{n}{R_{\text{кз}}}; \quad (46)$$

$$I_{\text{кз.м}} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,4692} = 428 \text{ А.}$$

Для расчета тока короткого замыкания с учетом сопротивления электрической дуги используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.д}} = I_{\text{кз.м}} \cdot K_c, \quad (47)$$

где $K_c = f R_{\text{кз}}$ - коэффициент снижения тока КЗ.

$$K_c = 0,5 \text{ при } R_{\text{кз}} = 0,4692 \text{ Ом.}$$

$$I_{\text{кз.д}} = 428 \cdot 0,5 = 214 \text{ А.}$$

Выполнение расчета тока КЗ в точке К8:

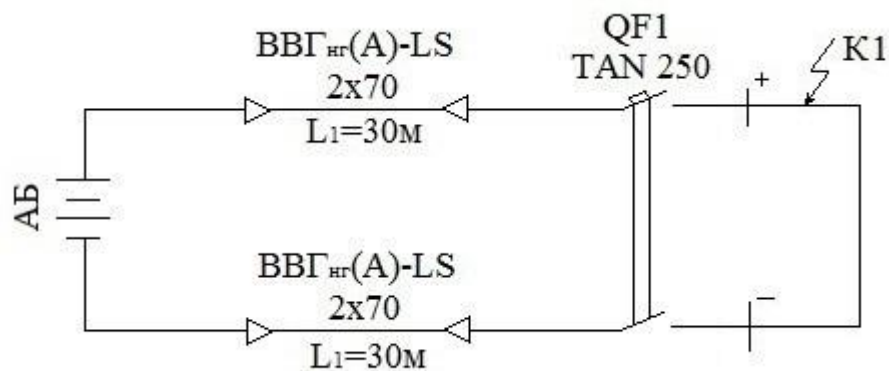


Рисунок 22 – Схема замещения для точки К8

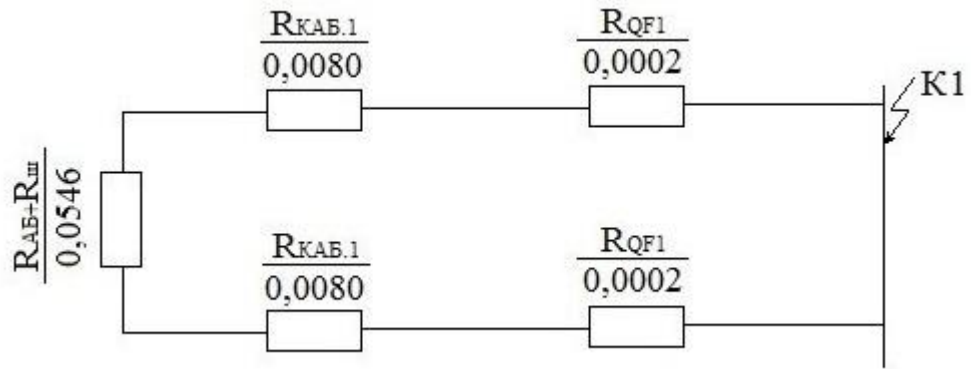


Рисунок 23 – Схема расчета тока КЗ для точки К8

Для расчета сопротивления цепи к току КЗ используется следующая формула:

$$R_{кз} = R_{AB} + R_{ш} + R_{каб.1} + R_{QF1} + R_{каб.3} + R_{QF3} \cdot 2, \quad (48)$$

где $R_{каб.1}$ - сопротивление кабеля 1, проходящего от автоматического выключателя до аккумуляторной батареи, Ом;

R_{QF1} - сопротивление автоматического выключателя 1, установленного в щите постоянного тока, Ом;

$R_{каб.3}$ - сопротивление кабеля 3, проходящего от автоматического выключателя до аккумуляторной батареи, Ом;

R_{QF3} - сопротивление автоматического выключателя 3, установленного в щите постоянного тока, Ом;

$$R_{кз} = 0,0494 + 0,0026 + 0,008 + 0,0002 + 0,0002 + 0,2002 \cdot 2 = 0,4692 \text{ Ом.}$$

Расчетная ЭДС одной ячейки $E_{расч} = 1,93 \text{ В}$ при $R_{кз} \geq R_{гр}$ ($0,4692 \text{ Ом} \geq 0,0244 \text{ Ом}$).

Для расчета тока металлического короткого замыкания используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.м}} = E_{\text{расч}} \cdot \frac{n}{R_{\text{кз}}}; \quad (49)$$

$$I_{\text{кз.м}} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,4692} = 428 \text{ А.}$$

Для расчета тока короткого замыкания с учетом сопротивления электрической дуги используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.д}} = I_{\text{кз.м}} \cdot K_c, \quad (50)$$

где $K_c = f R_{\text{кз}}$ - коэффициент снижения тока КЗ.

$$K_c = 0,5 \text{ при } R_{\text{кз}} = 0,4692 \text{ Ом.}$$

$$I_{\text{кз.д}} = 428 \cdot 0,5 = 214 \text{ А.}$$

Выполнение расчета тока КЗ в точке К9:

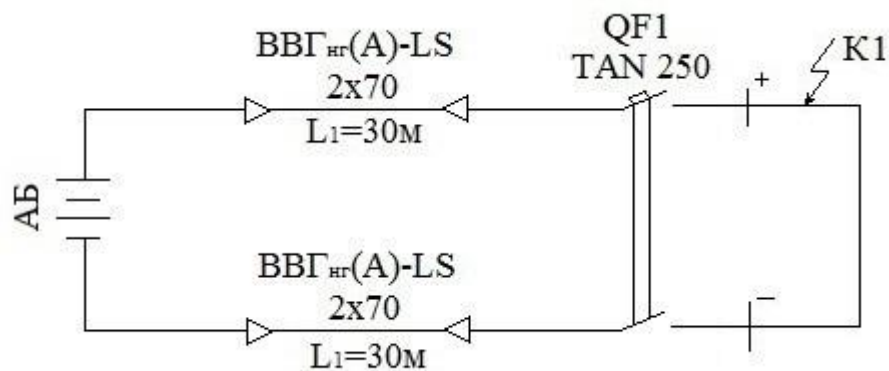


Рисунок 24 – Схема замещения для точки К9

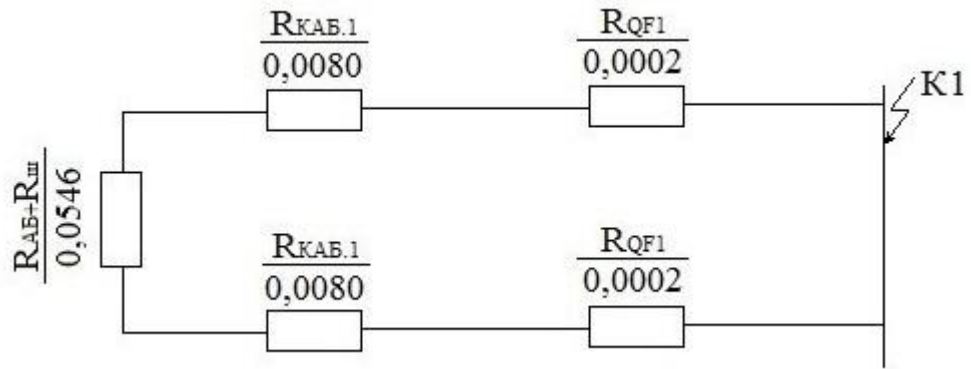


Рисунок 25 – Схема расчета тока КЗ для точки К9

Для расчета сопротивления цепи к току КЗ используется следующая формула:

$$R_{кз} = R_{AB} + R_{ш} + R_{каб.1} + R_{QF1} + R_{каб.3} + R_{QF3} \cdot 2, \quad (51)$$

где $R_{каб.1}$ - сопротивление кабеля 1, проходящего от автоматического выключателя до аккумуляторной батареи, Ом;

R_{QF1} - сопротивление автоматического выключателя 1, установленного в щите постоянного тока, Ом;

$R_{каб.3}$ - сопротивление кабеля 3, проходящего от автоматического выключателя до аккумуляторной батареи, Ом;

R_{QF3} - сопротивление автоматического выключателя 3, установленного в щите постоянного тока, Ом;

$$R_{кз} = 0,0494 + 0,0026 + 0,008 + 0,0002 + 0,0002 + 0,2002 \cdot 2 = 0,4692 \text{ Ом.}$$

Расчетная ЭДС одной ячейки $E_{расч} = 1,93 \text{ В}$ при $R_{кз} \geq R_{гр}$ ($0,4692 \text{ Ом} \geq 0,0244 \text{ Ом}$).

Для расчета тока металлического короткого замыкания используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.м}} = E_{\text{расч}} \cdot \frac{n}{R_{\text{кз}}}; \quad (52)$$

$$I_{\text{кз.м}} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,4692} = 428 \text{ А.}$$

Для расчета тока короткого замыкания с учетом сопротивления электрической дуги используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.д}} = I_{\text{кз.м}} \cdot K_c, \quad (53)$$

где $K_c = f R_{\text{кз}}$ - коэффициент снижения тока КЗ.

$$K_c = 0,5 \text{ при } R_{\text{кз}} = 0,4692 \text{ Ом.}$$

$$I_{\text{кз.д}} = 428 \cdot 0,5 = 214 \text{ А.}$$

Выполнение расчета тока КЗ в точке К10:

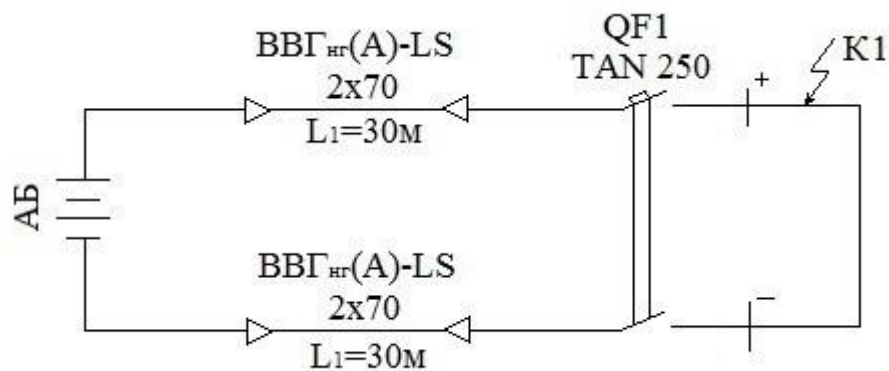


Рисунок 26 – Схема замещения для точки К10

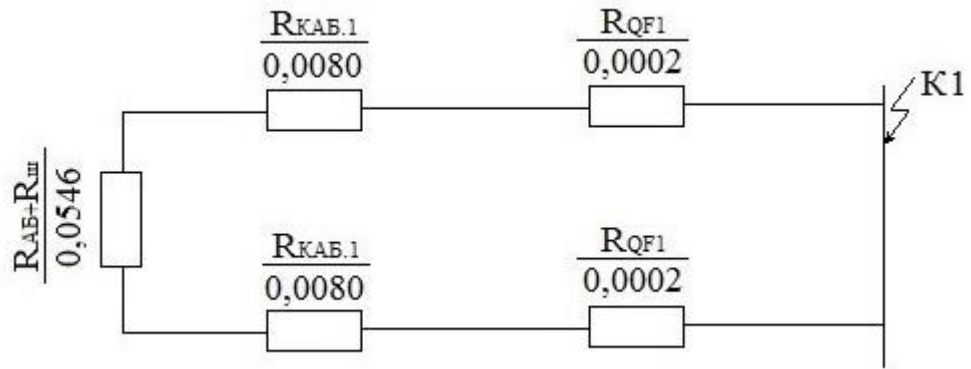


Рисунок 27 – Схема расчета тока КЗ для точки К10

Для расчета сопротивления цепи к току КЗ используется следующая формула:

$$R_{кз} = R_{AB} + R_{ш} + R_{каб.1} + R_{QF1} + R_{каб.3} + R_{QF3} \cdot 2, \quad (54)$$

где $R_{каб.1}$ - сопротивление кабеля 1, проходящего от автоматического выключателя до аккумуляторной батареи, Ом;

R_{QF1} - сопротивление автоматического выключателя 1, установленного в щите постоянного тока, Ом;

$R_{каб.3}$ - сопротивление кабеля 3, проходящего от автоматического выключателя до аккумуляторной батареи, Ом;

R_{QF3} - сопротивление автоматического выключателя 3, установленного в щите постоянного тока, Ом;

$$R_{кз} = 0,0494 + 0,0026 + 0,008 + 0,0002 + 0,0002 + 0,2002 \cdot 2 = 0,4692 \text{ Ом.}$$

Расчетная ЭДС одной ячейки $E_{расч} = 1,93 \text{ В}$ при $R_{кз} \geq R_{гр}$ ($0,4692 \text{ Ом} \geq 0,0244 \text{ Ом}$).

Для расчета тока металлического короткого замыкания используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.м}} = E_{\text{расч}} \cdot \frac{n}{R_{\text{кз}}}; \quad (55)$$

$$I_{\text{кз.м}} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,4692} = 428 \text{ A.}$$

Для расчета тока короткого замыкания с учетом сопротивления электрической дуги используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.д}} = I_{\text{кз.м}} \cdot K_c, \quad (56)$$

где $K_c = f R_{\text{кз}}$ - коэффициент снижения тока КЗ.

$$K_c = 0,5 \text{ при } R_{\text{кз}} = 0,4692 \text{ Ом.}$$

$$I_{\text{кз.д}} = 428 \cdot 0,5 = 214 \text{ A.}$$

Выполнение расчета тока КЗ в точке К11:

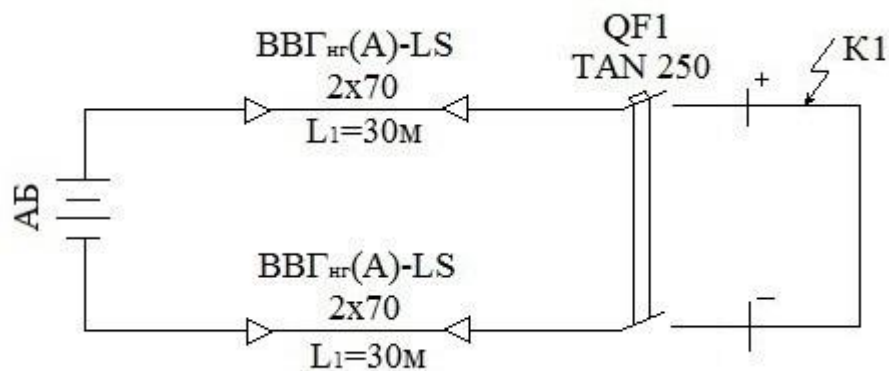


Рисунок 28 – Схема замещения для точки К11

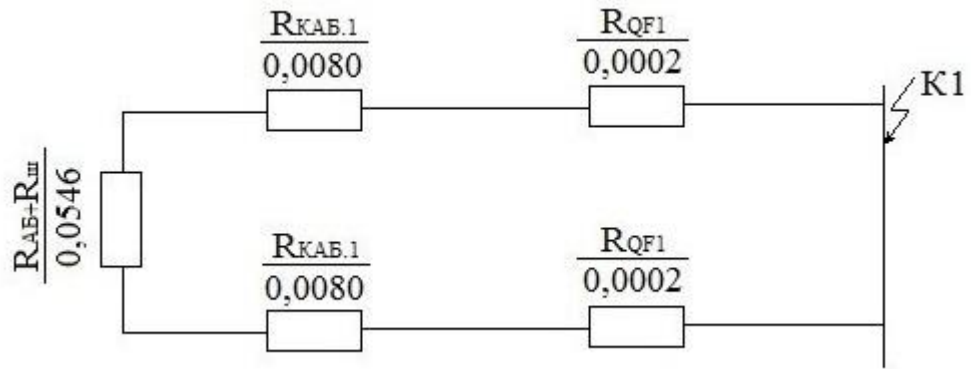


Рисунок 29 – Схема расчета тока КЗ для точки К11

Для расчета сопротивления цепи к току КЗ используется следующая формула:

$$R_{кз} = R_{AB} + R_{ш} + R_{каб.1} + R_{QF1} + R_{каб.3} + R_{QF3} \cdot 2, \quad (57)$$

где $R_{каб.1}$ - сопротивление кабеля 1, проходящего от автоматического выключателя до аккумуляторной батареи, Ом;

R_{QF1} - сопротивление автоматического выключателя 1, установленного в щите постоянного тока, Ом;

$R_{каб.3}$ - сопротивление кабеля 3, проходящего от автоматического выключателя до аккумуляторной батареи, Ом;

R_{QF3} - сопротивление автоматического выключателя 3, установленного в щите постоянного тока, Ом;

$$R_{кз} = 0,0494 + 0,0026 + 0,008 + 0,0002 + 0,0002 + 0,2002 \cdot 2 = 0,4692 \text{ Ом.}$$

Расчетная ЭДС одной ячейки $E_{расч} = 1,93 \text{ В}$ при $R_{кз} \geq R_{гр}$ ($0,4692 \text{ Ом} \geq 0,0244 \text{ Ом}$).

Для расчета тока металлического короткого замыкания используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.м}} = E_{\text{расч}} \cdot \frac{n}{R_{\text{кз}}}; \quad (58)$$

$$I_{\text{кз.м}} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,4692} = 428 \text{ А.}$$

Для расчета тока короткого замыкания с учетом сопротивления электрической дуги используется следующая формула:

$$I_{\text{кз.д}} = I_{\text{кз.м}} \cdot K_c, \quad (59)$$

где $K_c = f R_{\text{кз}}$ - коэффициент снижения тока короткого замыкания.

$$K_c = 0,5 \text{ при } R_{\text{кз}} = 0,4692 \text{ Ом.}$$

$$I_{\text{кз.д}} = 428 \cdot 0,5 = 214 \text{ А.}$$

3.2 Выбор силового кабеля постоянного тока от аккумуляторных батарей до сборных шин

Выполняем проверку и выбор по одному кабелю виду того, что сечения кабелей от аккумуляторных батарей – одинаковые. Ток нагрузки на кабель $I_n = 63\text{А}$.

Выбран кабель марки ВВГнг(А)-LS 2*10мм.

Исходные данные для проверки кабеля =220В на невозгорание:

Кабель проложен в воздухе;

$I_{\text{дл}} = 74\text{А}$ (из каталога на кабель);

Уставка по времени резервных защит: $t_{\text{ср.р}} = 0,07\text{ с}$;

Уставка по времени основных защит: $t_{\text{ср.о}} = 0,007\text{ с}$ (токовая отсечка).

Для расчета тока короткого замыкания на выводах аккумуляторной батареи используется следующая формула:

$$I_{\text{кз}} = \frac{U_{\text{ном}}}{R_{\text{АБ}} \cdot n}; \quad (60)$$

$$I_{\text{кз}} = \frac{220}{0,475 \cdot 10^{-3} \cdot 104} = 4,453 \text{ кА}.$$

Для расчета начальной температуры кабеля используется следующая формула:

$$\theta_n = \theta_0 + \theta_{\text{дл}} + \theta_{\text{окр}} \cdot \left(\frac{I_{\text{раб}}}{I_{\text{дл}}} \right)^2; \quad (61)$$

$$\theta_n = 35 + 90 - 25 \cdot \left(\frac{74}{74} \right)^2 = 100^\circ \text{С}.$$

Для расчета температуры нагрева жил кабеля при действии тока КЗ

продолжительностью срабатывания основных и резервных защит используется следующая формула:

$$k = \frac{b \cdot B_{\text{тер}}}{S^2};$$

$$B_{\text{тер}} = I_{\text{кз}}^2 \cdot t;$$

$$t = t_{\text{ср.р}} + t_{\text{ср.о}};$$

$$t = 0,07 + 0,007 = 0,077 \text{ с};$$

$$B_{\text{тер}} = 4453^2 \cdot 0,077 = 1,527 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$k = \frac{19,58 \cdot 1,527}{10^2} = 0,299;$$

$$\theta_{\text{к}} = \theta_{\text{н}} \cdot e^k + a \cdot e^k - 1 ;$$

$$\theta_{\text{к}} = 100 \cdot e^{0,299} + 228 \cdot e^{0,299} - 1 = 214,31^\circ \text{C};$$

Данный кабель проходит проверку на невозгораемость, так как температура после воздействия на него тока короткого замыкания ниже 400°C .

3.3 Выбор оборудования щита постоянного тока

Выбрано оборудование фирмы АВВ для щита постоянного тока.

Щит постоянного тока имеет нетиповой размер. Габариты – $2400 \times 6600 \times 800 \text{ см}$.

Для систем гарантированного питания требуется 4 выпрямителя напряжения в целях взаиморезервирования. Выбран выпрямитель типа D400 G208/100 BWrugTDG серии Thyrotronic. Входные значения напряжения и тока на выпрямителе: $U_{\text{вх}} = 0,4 \text{ кВ}$, $I_{\text{вх}} = 50 \text{ А}$. Выходные значения напряжения: $U_{\text{вых}} = 220 \text{ В}$, $I_{\text{вых}} = 100 \text{ А}$.

Для обеспечения резервного питания щита постоянного тока

применяются стационарные свинцово-кислотные аккумуляторные батареи серии 8GroE200. Требуется 208 таких аккумуляторных батарей, по 104 на каждую секцию ЩПТ.

Аккумуляторные батареи устанавливаются одним ярусом и двумя рядами на стеллажах в помещениях аккумуляторных №1 и №2, находящихся в здании ППУ-110кВ.

3.4 Выбор коммутационных аппаратов, установленных в ЩПТ

Потребители I секции ЩПТ имеют одинаковые нагрузки, следовательно, автоматические выключатели будут одинаковыми по номинальному току $I_{ав.ном} = 160A$. Номинальные токи расцепителей - $I_{р.ном} = 32A$, за исключением QF4 с током $I_{р.ном} = 160 A$.

Потребители II секции ЩПТ также имеют одинаковые нагрузки. Автоматические выключатели будут одинаковыми по номинальному току $I_{ав.ном} = 160A$. Номинальные токи расцепителей - $I_{р.ном} = 32A$, за исключением QF4 с током $I_{р.ном} = 160 A$.

Применяются автоматические выключатели-разъединители, установленные перед аккумуляторными батареями, типа TmaxXT4D $I_{ав.ном} = 250A$.

Таблица 12 – Автоматические выключатели, установленные перед выпрямительными устройствами в ЩПТ

Наименование присоединения	Обозначение автоматического выключателя	Автоматический выключатель	
		Номинальный ток, А	Тип
1	2	3	4
Выпрямитель I секции (рабочий)	SF14-1	250	Tmax XT4D

Выпрямитель I секции (резервный)	SF15-1	250	T max XT4D
-------------------------------------	--------	-----	------------

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4
Выпрямитель II секции (рабочий)	SF13-2	250	T max XT4D
Выпрямитель II секции (резервный)	SF14-2	250	T max XT4D
Секционный автомат	SF1-C	250	T max XT4D

3.5 Описание систем молниезащиты и заземления

Заземление здания ППУ-110кВ проектируется с учетом требований ГОСТ 12-1030-81 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление», а также главы 17 Правил устройств электроустановок.

«Для заземления здания ППУ-110кВ по периметру здания вбиваются стальные электроды диаметром 18мм и высотой 5м» [1]. Максимальное расстояние между электродами $l = 25$ м. Установленные в заземлении электроды соединяются друг с другом пластинами из стали (40х5мм), образуя контур заземления здания ППУ-110кВ. Данный контур соединяется с наружным контуром заземления ОРУ-110кВ сваркой в четырех точках.

Контур заземления прокладывается на глубине 0,7м от поверхности земли (нулевой отметки).

Прокладываемая по кровле молниеприемная сетка состоит из сваренных между собой стальных прутьев диаметром 10мм, которые образуют квадратные ячейки со стороной 9м. От молниеприемной сетки выполняется спуск листовой сталью 24х4мм по стенам здания и присоединяется с помощью листовой стали размером 40х5мм к заземлителям через землю в соответствии с ГОСТ 103-2006. Данный спуск необходимо закрыть угловой сталью 40х40х4мм высотой не менее 2м от нулевой точки для обеспечения защиты персонала. Трубы,

вентиляционные устройства и другие металлические элементы необходимо заземлить листовой сталью размером 24x4мм в случае, если они расположены выше молниеприемной сетки.

«Внутренний и наружный контуры заземления здания ППУ-110кВ должны быть соединены не менее в 2 точках при помощи сварки. Внутренний контур заземления необходимо прокладывать по поверхностям стен на высоте 0,4м листовой сталью 40x5мм» [1].

Все кабельные металлические конструкции соединяются с защитным контуром заземления при помощи листовой стали размером 40x5мм.

«Ячейки распределительных устройств 10кВ, 0,4кВ, 0,22кВ, панелей РЗА и панелей САУ заземляются точечной сваркой с опорными стойками. Размещенное на стенах оборудование заземляется ответвлением от основной заземляющей шины. Корпусы, нейтраль трансформаторов и другие металлические части, которые могут оказаться под напряжением после пробоя изоляции, должны обязательно заземляться» [9].

Общее сопротивление заземляющей системы не должно превышать значение 0,5 Ом в любое время года.

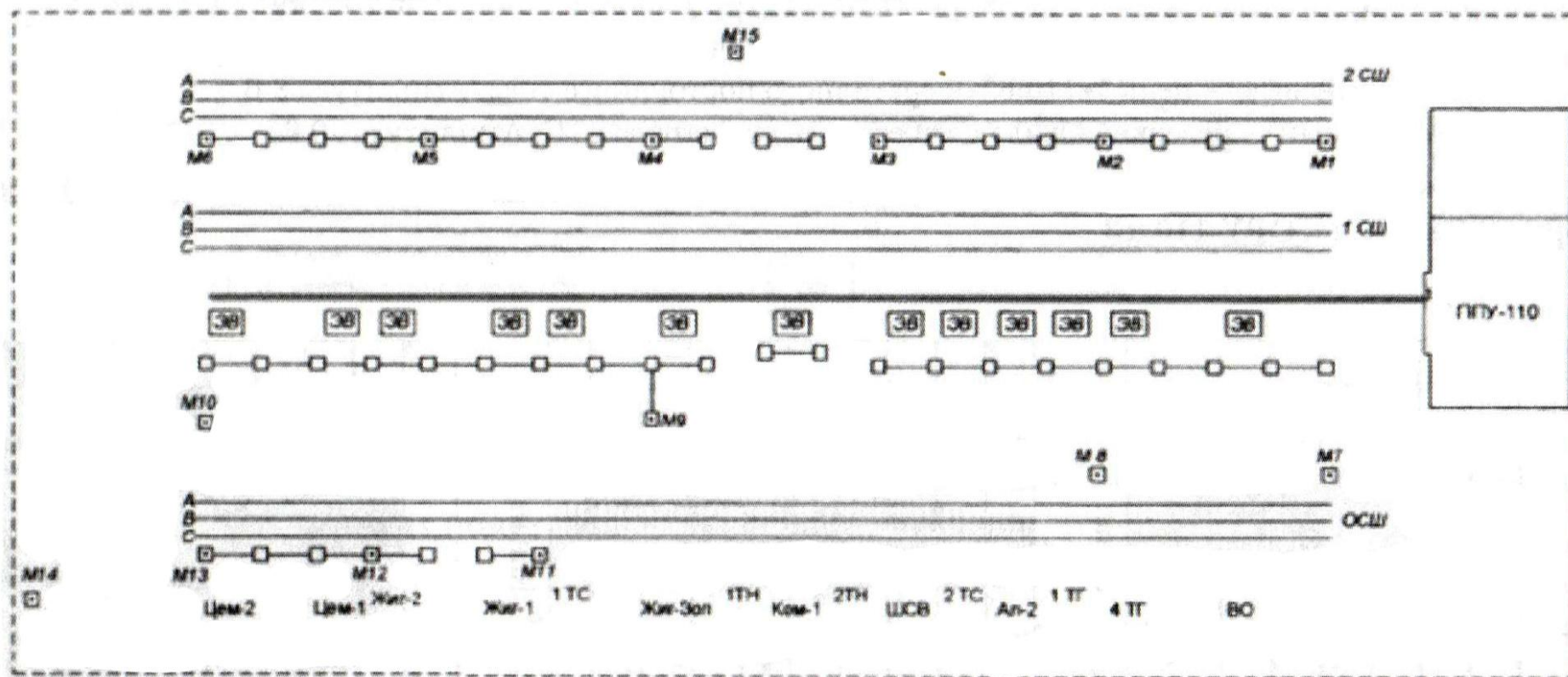
Также требуется измерить величину сопротивления растекания тока по окончании стадии монтажа заземления. При превышении величины значением, заданным ПУЭ, устанавливают дополнительные заземляющие электроды.

«Также необходимо установить опознавательные знаки в местах ввода заземляющих проводников в здание ППУ-110кВ» [1].

На рисунках 30-32 показаны схемы заземления и молниезащиты.



Рисунок 30 – Схема молниезащиты здания ППУ-110кВ



Условные обозначения:

Трассы прокладки кабелей:

— 1 - цепи ТТ, ТН, управления выключателями 1 и 2 СШ

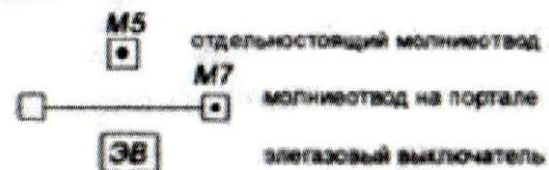


Рисунок 31 – Схема молниезащиты ОРУ-110кВ

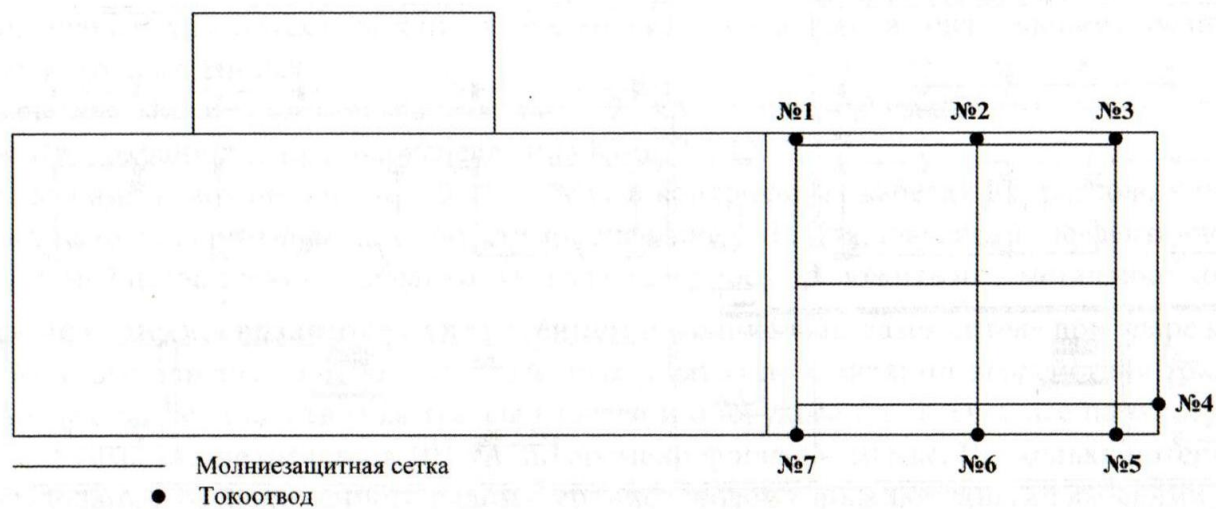
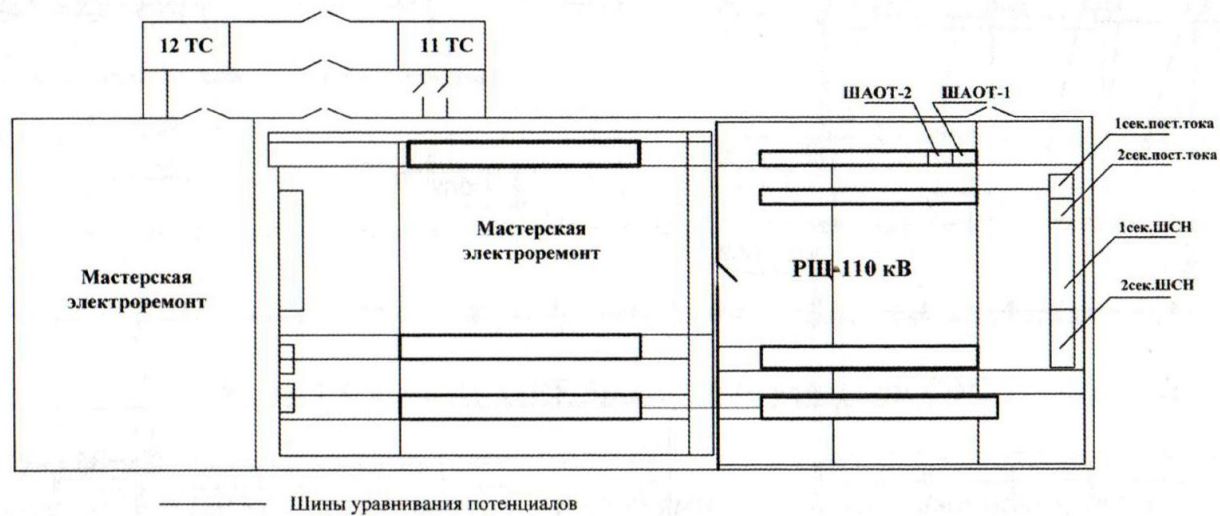


Рисунок 32 – Схема заземления здания ППУ-110кВ

Заключение

В данной магистерской диссертации был подобран и предложен план модернизации системы собственных нужд ОРУ-110кВ Жигулевской ГЭС ввиду того, что оборудование системы СН устарело.

Электроснабжение системы собственных нужд ОРУ-110кВ осуществляется от 2 силовых трансформаторов мощностью 250кВА, коэффициент загрузки $K_3=0,642$. Выбраны силовые трансформаторы сухого типа, с пониженными потерями холостого хода, модели DTE производства немецкой компании АВВ.

Низковольтное оборудование (щит собственных нужд, щит постоянного тока и др.) находится в помещении РУ-0,4кВ.

В щите собственных нужд устанавливается низковольтное оборудование модели TriLine-R производства компании АВВ. Оборудование выполняется в напольном исполнении и располагается в два ряда. Установленные на вводах секций 0,4кВ автоматические выключатели с встроенными электронными расцепителями - выкатные.

Принятая схема электроснабжения ЩСН – одинарная, со сборной системой шин с возможностью секционирования.

Предусмотрена установка двух аккумуляторных батарей в помещения аккумуляторных №1 и №2 для резервирования электроснабжения щита постоянного тока. Батареи состоят из 110 элементов и работают в режиме постоянного поддержания заряда.

Выполнена проверка силовых трансформаторов 1ТС и 2ТС на отсутствие перегрузок. Трансформаторы 1ТС и 2ТС с номинальной мощностью 10 МВА каждый в выбранном послеаварийном режиме будут работать без перегрузок, так как суммарная нагрузка КРУ-10кВ $S_{КРУ}=8,53$ МВА.

Выполнен расчет токов КЗ и сделан вывод, что с удалением места КЗ от шин КРУ-10кВ здания ГЭС значительно снижается значение тока короткого замыкания.

Выполнен расчет температуры кабеля 0,4кВ в участке короткого замыкания, который указывает на то, что выбранный кабель удовлетворяет условиям по термической стойкости, так как допустимое значение температуры $Q_k \leq 400^\circ\text{C}$. Также выбранный кабель разрешается эксплуатировать после воздействия на него токов короткого замыкания.

В третьей части работы выполнены следующие мероприятия:

- выбор схемы ЩПТ;
- расчет токов КЗ в ЩПТ;
- проверка силового кабеля на возгорание;
- выбор оборудования ЩПТ;
- описание системы молниезащиты и заземления.

Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок: все действующие разделы 6-го и 7-го изд. с изм. и доп. по сост. на 1 января 2010 г. М. : КноРус, 2010.
2. Вахнина, В.В. Некоторые особенности режимов работы электрических сетей с изолированной нейтралью. // Энергетика и энергоэффективные технологии : материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию ЛГТУ. Липецк: ЛГТУ, 2006. С. 24–27.
3. Вахнина, В.В. Анализ особенностей электрических сетей с изолированной нейтралью методами математического моделирования. // Энергетика и энергоэффективные технологии: сборник докладов II Международной научно-технической конференции. Липецк : ЛГТУ, 2007. С. 57–58.
4. Романов, А.А. Проектирование электрической части подстанций. Тольятти : ТолПИ, Кассандра, 2000. 76 с.
5. Вахнина, В.В. Влияние грозовых перенапряжений на возникновение системных аварий в Самарской электроэнергетической системе. // Энергосбережение на предприятиях промышленности и жилищно-коммунального хозяйства: труды Всероссийского научно-практического семинара. Салават, 2010. С. 59–61.
6. Романов, А.А. Жигулевская ГЭС. Эксплуатация электротехнического оборудования. Книга 3. Самара. 2012. 565 с.
7. Романов, А.А. Жигулевская ГЭС. Эксплуатация средств релейной защиты и автоматизированного управления. Книга 4. Самара. 2013. 470 с.
8. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов. М. : Интернет Инжиниринг, 2005.
9. Барыбин, В.В. Справочник по проектированию электроснабжения. М.: Энергоатомиздат, 2008. 278 с.

10. Балаков, Ю.Н. Проектирование схем электроустановок: учеб. пособие для вузов. М. : Изд-во МЭИ, 2009.
11. Степкина, Ю.В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: учеб. пособие. Тольятти : ТГУ, 2006.
12. Елгин, А.А. Производство и передача электроэнергии: учеб. пособие. Тольятти : ТГУ, 2008.
13. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетические установки. Л. : Энергоиздат, 2008. 347 с.
14. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб.-метод. пособие для курсового и дипломного проектирования. Тольятти : ТГУ, 2007.
15. ОАО Инженерный центр энергетики Поволжья. Жигулевская ГЭС. Реконструкция строительной части, силового оборудования УРЗиА, СН с ТЭО выбора варианта ОРУ 500кВ : Общая пояснительная записка 0260-005-ПЗ.006. М. : Самара, 2011. 123 с.
16. Чунихин, А.А. Электрические аппараты. М. : Энергоатомиздат, 2001. 350 с.
17. Аршеневский, Н.Н. Гидроэлектрические станции. // Технический отчет по результатам обследования основного электрооборудования Жигулевской ГЭС с целью оценки технического состояния, установления условий и сроков эксплуатации. М. : ДИАКС, 2001. 15 с.
18. СО 153-34.20.122 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750кВ, 2006.
19. СО 153-34.21.122 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций, 2003.
20. Буслаев Е. А., Макаев Е. И., Нехожин Е. В., Конопатин Е. И., Квашнин С. А. Разработка решений по выбору и месту установки средств защиты от перенапряжений // Современные тенденции в науке, технике, образовании. Часть 2. 2018. Смоленск. С. 23–24.

21. Квашнин С. А., Нехожин Е. В., Буслаев Е. А., Макаев Е. И., Конопатин Е. И. Применение воздушных линий 0,4кВ с проводом СИП // Современные тенденции в науке, технике, образовании. Часть 2. 2018. Смоленск. С. 44–45.

22. Конопатин Е. И., Нехожин Е. В., Буслаев Е. А., Макаев Е. И., Квашнин С. А. Разработка систем измерений, применяемых к подстанциям, находящихся под напряжением, диагностика заземления сетей // Современные тенденции в науке, технике, образовании. Часть 2. 2018. Смоленск. С. 47–48.

23. Макаев Е. И., Буслаев Е. А., Нехожин Е. В., Конопатин Е. И., Квашнин С. А. Анализ режимов работы тиристорного преобразователя, системы возбуждения гидрогенераторов ГЭС // Современные тенденции в науке, технике, образовании. Часть 2. 2018. Смоленск. С. 56–57.

24. Нехожин Е. В., Буслаев Е. А., Квашнин С. А., Конопатин Е. И., Макаев Е. И. Проверка термической, электродинамической стойкости и коммутационной способности выключателей в сети собственных нужд гидроэлектростанции // Современные тенденции в науке, технике, образовании. Часть 2. 2018. Смоленск. С. 72–74.

25. Leonhardt G. SF₆ or vacuum? Choosing the right MV circuit-breaker [Электронный ресурс] Electrical Engineering Portal. 2016. – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/sf6-vacuum-mv-cb> (дата обращения 14.06.2018);

26. Vijayakumar M. A Comparative Study and Implementation of Controller for UPQC in Single-Phase to Three-Phase System [Электронный ресурс] Directory of Open Access Journals. 2013. – URL: <https://doaj.org/article/524db42b849e4ca997b85923bd249707> (дата обращения 14.06.2018);

27. Mahdad B. Dynamic Compensation of the Reactive Energy using a Fuzzy Controller [Электронный ресурс] Directory of Open Access Journals. 2005. – URL: <https://doaj.org/article/aa80e0a3a6e7430f94070d107677bc84> (дата обращения 14.06.2018);

28. Eng C. Location of Current Transformers in HV Substation [Электронный ресурс] Electrical Engineering Portal. 2014. – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/location-of-current-transformers-in-hv-substation> (дата обращения 14.06.2018);
29. Csanyi E. Power System Stability [Электронный ресурс] Electrical Engineering Portal. 2010. – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/power-system-stability> (дата обращения 14.06.2018);
30. Burke J. Site selection considerations for the future power substations [Электронный ресурс] Electrical Engineering Portal. 2014. – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/site-selection-considerations-for-the-future-power-substation> (дата обращения 14.06.2018);
31. Acikgoz H. Optimal Control and Analysis of Three Phase Electronic Power Transformers [Электронный ресурс] Science Direct. 2015. – URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877042815037192> (дата обращения 14.06.2018);
32. Bitar Z. Modeling and Simulation of Series DC Motors in Electric Car [Электронный ресурс] Science Direct. 2014. – URL: http://ac.els-cdn.com/S1876610214007929/1-s2.0-S1876610214007929-main.pdf?_tid=4eb4c0ac-4a98-11e7-b7e1-00000aacb362&acdnat=1496740547_b8f17089a54204e4368dc072010cfec2 (дата обращения 14.06.2018);
33. Bitar Z. Studying the Performances of Induction Motor Used in Electric Car [Электронный ресурс] Science Direct. 2014. – URL: http://ac.els-cdn.com/S1876610214007772/1-s2.0-S1876610214007772-main.pdf?_tid=83329bb0-4a98-11e7-абас-00000aab0f02&acdnat=1496740635_32d0aa218490f01761b8cba56d466691 (дата обращения 14.06.2018);
34. Braverman A. The Truth About Arc Detection [Электронный ресурс] Electrical Engineering Portal. 2006. – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/res/The-Truth-About-Arc-Detection.pdf> (дата обращения 14.06.2018).