

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, специальности)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем

(направленность (профиль)/специализация)

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Оптимизация схем электроснабжения и режимов работы электрических источников питания ОРУ-500 кВ Жигулевской ГЭС»

Студент

Я.С. Калиновский

(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)

« ____ » _____ 2017 г.

Допустить к защите

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

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

(личная подпись)

« ____ » _____ 2017 г.

Тольятти 2017

Содержание

Введение.....	3
1 Система электроснабжения.....	Ошибка! Закладка не определена.
1.1 Электроснабжение	Ошибка! Закладка не определена.
1.2. Проверка отсутствия перегрузки трансформаторов в послеаварийном режиме работы.....	19
1.3. Выбор схемы ЗРУ-10кВ на ППУ-500кВ.....	22
1.4 Расчет токов короткого замыкания в ЗРУ-10кВ.....	Ошибка! Закладка не определена.
2 Выбор схемы РУ-0,4кВ.....	35
2.1 Расчет токов короткого замыкания РУ – 0,4кВ.	35
2.2 Выбор силового кабеля 0,4кВ.....	43
2.3 Проверка обеспечения термической стойкости и невозгораемости кабелей в сети собственных нужд станции.....	46
2.4 Выбор автоматических выключателей, расцепителей и нагрузки отходящих присоединений РУ-0,4кВ.....	47
2.5 Проверка термической, электродинамической и коммутационной способности выключателей в сети собственных нужд станции.	49
2.6 Адаптация средств релейной защиты потребителей второй категории....	52
3 Выбор схемы щита постоянного тока.....	57
3.1 Расчет токов КЗ щита постоянного тока ППУ-500.	59
3.2 Выбор силового кабеля постоянного тока от аккумуляторных батарей до сборных шин.....	86
3.3 Выбор оборудования щита постоянного тока.....	88
3.4 Выбор автоматических выключателей, расцепителей ЩПТ.	88
3.5 Молниезащита и заземление.....	89
Заключение	96
Список использованных источников	97

Введение

Энергетика России - энергетический комплекс Российской Федерации, который является сложнейшей структурой объединения различных видов подотраслей.

В начале XX века, в рамках плана ГОЭЛРО, обширное строительство гидроэлектростанций и районных тепловых станций дало новый толчок энергетическому развитию СССР. Прогресс в электроэнергетике был связан с научными исследованиями в области атомной энергетики и возведением АЭС. В дальнейшем, проводилась разработка природных запасов и освоение водного потенциала западной Сибири.

Российская Федерация имеет большие запасы энергетических ископаемых и обладает потенциалом восстанавливаемых источников, поскольку входит в десятку наиболее обеспеченных энергетическими ресурсами, государств. Однако доля восстанавливаемых источников в электроэнергетике в процентном соотношении невелика, в отличие от энергетического комплекса Евросоюза, где политический курс направлен на постепенный рост использования восстанавливаемых источников энергии и замещение этими источниками традиционных.

Столь значимую роль электроэнергетики в экономике и общественной жизни России трудно переоценить - это основа всей современной жизни.

Согласно немаловажному признаку – выработке электроэнергии на 1 жителя страны, в 2005г. Российская федерация была приблизительно в одном ряду с подобными импортирующими электроэнергию странами как: Дания, Германия, которые в свою очередь, обладали наименьшими потерями при передаче электроэнергии и пониженные затраты на электроотопление. Но уже после спада в девяностых годах, с 1998 года потребление электроэнергии регулярно увеличивается, в 2007 году выработка всех электростанций единой энергосистемы составила 997,3 миллиарда кВт·ч (в 1990 году - 1082 миллиарда кВт·ч).

По структуре потребления электрической энергии в России отличается

промышленность - 36%, топливно-энергетический комплекс – 18%, жилой сектор - 15%, большие потери в электросетях, достигающие 11,5%. Так же по структуре электропотребления различные регионы значительно отличаются друг от друга. Основная тенденция потребления учитывает высокую долю потребления электроэнергии на жилые нужды граждан в западной части России, повышенную долю потребления на промышленные нужды предприятий в Сибири и топливно-энергетическими комплексами в западной Сибири.

В 2003 г. началась процедура реформирования РАО «ЕЭС России». Ключевыми стадиями реновации системы электроэнергетики были приняты следующие направления:

- завершение образования новых субъектов энергетического рынка;
- переход к новейшим правилам функционирования розничных и оптового рынка электрической энергии;
- утверждение постановления об ускорении темпов либерализации;
- разделение акций генерирующих компаний на фондовом рынке.

Государством было выполнено оформление семи ОГК (оптовые генерирующие компании) и четырнадцати ТГК (территориально генерирующих компаний). Основная доля главных и распределительных сетей выведена в ФСК ЕЭС (Федеральную сетевую компанию единой энергетической системы) регулируемую страной.

Жигулевская гидроэлектростанция располагается на территории Самарской области, в городе Жигулевске.

На гидроэлектростанции работает двадцать гидроагрегатов с различной мощностью (115 МВт, 120 МВт, 125,5 МВт). Работа гидроагрегатов рассчитано на напоре 22,5 м. Так же в состав Жигулевской ГЭС входят ОРУ-500кВ, ОРУ-220кВ и ОРУ-110кВ. Установленная мощность Жигулевской гидроэлектростанции 2446 МВт.

ОРУ-500кВ (открытое распределительное устройство напряжением 500 кВ) территориально располагается на верхнем бьефе правого берега реки

Волги и удалено от здания машинного зала на 770м. Общая площадь открытого распределительного устройства 500кВ составляет 136000м² и поделена земляным валом на два Северный и Южный сектора.

Силовые кабели и кабельные связи, связывающие здание гидроэлектростанцию и ОРУ-500кВ, проведены кабельном тоннеле.

На территории ОРУ-500 кВ находятся следующие сооружения:

- подстанционный пункт управления открытым распределительным устройством 500кВ (ППУ ОРУ-500кВ);
- здание башни ревизии шунтирующих реакторов сети 500 кВ (в данное время реакторы демонтированы);
- пункт управления централизованным комплексом противоаварийной автоматики сети 500кВ ОЭС Средней Волги (ОРУ-500);
- компрессорное хозяйство.

Подстанционный пункт управления (ППУ) имеет функциональное назначение, которое заключается в управлении, контроле состояния и защиты оборудования ОРУ-500 кВ Жигулевской ГЭС, а также контроле выдачи и перетоков электрической мощности станции.

Оперативный персонал, находящийся на ППУ, отслеживает процесс распределения электроэнергии на шинах 500 кВ, а также контролирует состояние высоковольтного оборудования, устройств защиты, автоматики и сигнализации ЛЭП и блочных трансформаторов ГЭС, подключённых к шинам 500 кВ.

Здание подстанционного пункта управления – это отдельно стоящее 2-х этажное сооружение, имеющее подвал и скатную вентилируемую кровлю с размерами в плане 18х36 м (по осям).

Здание ППУ обеспечивается следующими энергоресурсами:

Водоснабжение - централизованное, от существующей водопроводной сети на территории ОРУ-500 Жигулевской ГЭС;

Водоотведение хозяйственных стоков - в существующую сеть бытовой канализации Жигулевской ГЭС;

Водоотведение ливневых стоков - на площадке принят открытый водоотвод со сбросом атмосферных вод по лоткам проезжей части за пределы участка на рельеф.

Отопление предусмотрено электронагревательными приборами «NORIOT Spot II».

Электроснабжение предусматривается от РУ-10кВ Жигулевской ГЭС.

Перечень технико-экономических показателей объекта приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Техничко-экономические показатели проектируемого объекта

Наименование показателя	Единицы	Количество
1. Наименование объекта	-	Здание ППУ ОРУ- 500кВ
2. Местоположение		Территория ОАО «Жигулевская ГЭС»
3. Общая площадь участка	га	0,35
4. Площадь застройки	га	0,08
5. Площадь проездов и площадок	га	0,0526
6. Площадь озеленения	га	0,2670
7. Строительный объем здания		
а) надземной части	м ²	9632
б) подземной части	м ²	3607
8. Общая площадь здания	м ²	1954,06

В здании подстанционного пункта управления ОРУ-500 располагаются следующие помещения:

- комната оперативного персонала;
- пультовая;
- помещение для ЩПТ;
- комната для руководителя группы ПА;

- мастерская ПА;
- комната релейного персонала;
- аккумуляторная;
- комната насосного оборудования пожаротушения;
- комната руководителя группы РЗ;
- мастерская РЗ;
- помещение устройств релейной защиты и противоаварийной автоматике;
- комната вентиляционного оборудования;
- помещение технических нужд;
- помещения распределительных устройств;
- помещение связи;
- кабельные помещения;
- помещение для системы автоматизированного управления;
- тамбуры;
- холл;
- коридоры;
- лестничные клетки и пролеты;
- санузлы;
- комната отдыха;
- душевая комната;
- комната-столовая;
- гардеробная.

Снабжение электроэнергией здания ППУ предусмотрено от КРУ-10кВ Жигулевской ГЭС.

1 Система электроснабжения

1.1 Электроснабжение

Снабжение здания ППУ осуществляется от РУ-10кВ ГЭС,

Для электроснабжения потребителей СН ОРУ-500кВ на первом этаже здания ППУ устанавливается оборудование распределительного устройства КРУ-10кВ.

Комплектное распределительное устройство 10кВ, применяемое для питания потребителей собственных нужд состоит из 13 шкафов серии СЭ1Щ-63 производства ОАО «Электрощит-Самара».

КРУ 10кВ состоит из двух секций однорядного исполнения с секционированным выключателем. Шкафы КРУ 10кВ укомплектованы вакуумными выключателями ВВ/TEL с параметрами: $I_H=630A$, $I_{откл}=20kA$, $U_H=10kV$.

I секция КРУ 10кВ ППУ запитывается от ячейки № 6 I секции КРУ 10кВ собственных нужд здания ГЭС.

II секция КРУ 10кВ ППУ - от ячейки № 26 II секции КРУ 10кВ собственных нужд здания ГЭС.

Оборудование, подлежащее заземлению (кабельные металлоконструкции, швеллеры, шкафы КРУ) соединяется с существующим заземляющим контуром ППУ 500кВ стальными шинами $40 \times 5 \text{ мм}^2$, а с контуром заземления полосовой сталью $40 \times 4 \text{ мм}^2$.

Кабель N2XSEN-3x70RM/16 Nexans 10кВ (изоляция из сшитого полиэтилена) прокладывается по уже существующим трассам, конструкциям и кабельным каналам. Далее будет произведен выбор и проверка данного кабеля.

Секциями комплектного распределительного устройства запитываются:

- трансформаторы 27ТС, 28ТС;
- трансформаторы стройдвора 34ТС и 35ТС;
- трансформаторы, питающие потребителей на напряжении 0,4кВ,

нового здания подстанционного пульта управления и открытого распределительного устройства 500кВ (7ТС, 8ТС).

Электрооборудование

Данная работа отображает:

- выбор схемы электроснабжения и принципиальных схем питания собственных нужд ОРУ-500кВ;
- выбор силовых трансформаторов, применяемых для питания СН ОРУ-500кВ;
- выбор РУ 220/380В;
- выбор оборудования щита постоянного тока;
- расчет токов короткого замыкания
- описание молниезащиты и заземления здания ППУ-500кВ.

Основные потребители относятся к первой категории надежности электроснабжения, сторонние (второстепенные) ко второй категории.

Питание электроэнергией потребителей 0,4кВ

Электропитание потребителей 0,4кВ предполагается от щита распределительного устройства 0,4кВ.

Наибольшее потребление электрической энергии приходится на освещение, вентиляцию, электроотопление, питание технологического оборудования (таблица 2).

Предполагаемая мощность электрических приемников 637,43кВт.

Таблица 2 – Список применяемых приемников электроэнергии 0,4кВ

№	Приемники электрической энергии	$P_{уст}$, кВт	$P_{расч}$, кВт
1	Насосы пожаротушения, питающиеся от 1 и 2 секции РУ-0,4кВ: - жокей-насос (включается автоматически при пожаре), $P_{уст}=7,5$ кВт; - пять вспомогательных насосов, $P_{уст}=11,98$ кВт; - рабочий и резервный насос пожаротушения, $P_{уст}=55,0$ кВт; Одновременно могут включаться 7 насосов.	129,481	70,553

Продолжение таблицы 2

2	Освещение плоди и территории ОРУ-500кВ, наружное освещение, питающиеся от 2 секции РУ-0,4кВ.	50,0	50,0
3	Электроснабжение приточно-вытяжных систем, запитываются от 1 и 2 секции РУ-0,4кВ.	20,043	19,541
4	Питание автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии, питающееся от 1 и 2 секции РУ-0,4кВ.	30	30
5	Шкаф (САУ) ШГП, питается от 1 и 2 секции РУ-0,4кВ.	6,65	6,61
6	Электроснабжение систем связи, питающиеся от 1 и 2 секции РУ-0,4кВ	30	30
7	Питание от 1 и 2 секции РУ-0,4кВ шкафа пульта управления	20,163	10,237
8	Рабочий ввод выпрямительного устройства зарядки АКБ №1, запитывается от 1 и 2 секции РУ-0,4кВ.	30	30
9	Обогрев шкафов 1 секции, запитывается от 1 секции РУ-0,4кВ.	78,861	78,861
10	Шкаф релейной защиты и противоаварийной автоматики ШГП 2, питающийся от 1 и 2 секции РУ-0,4кВ.	30	30
11	Аварийное освещение, запитывается от 1 и 2 секции РУ-0,4кВ.	8,81	9,52
12	Нагрузка ремонтных постов 1 секции, запитывается от 1 секции РУ-0,4кВ.	70	70
13	Шкаф релейной защиты и противоаварийной автоматики ШГП 1, питающийся от 1 и 2 секции РУ-0,4кВ.	10	10
14	Обогрев шкафов 2 секции, запитывается от 2 секции РУ-0,4кВ.	91,862	91,862

Продолжение таблицы 2

15	<p>Проходной силовой шкаф, питание от 1 секции РУ-0,4кВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - дополнительная вентиляция (5шт), включаемая при пожаре, $P_{уст}=0,679кВт$; - дымная и пожарная сигнализация (4шт), $P_{уст}=0,09кВт$; - компьютеры и вспомогательное оборудование (35шт), $P_{уст}=21кВт$. 	21,758	18,742
16	<p>Проходной силовой шкаф, питание от 2 секции РУ-0,4кВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - прочая силовая нагрузка, $P_{уст}=54,3кВт$; - кондиционеры (4шт), $P_{уст}=35кВт$; - дополнительная вентиляция, $P_{уст}=16,32кВт$; - электрическое отопление, $P_{уст}=52,19кВт$. 	157,82	130
17	Рабочий ввод выпрямительного устройства зарядки АКБ №2, запитывается от 1 и 2 секции РУ-0,4кВ.	30	30
18	Рабочее освещение, запитывается от 1 и 2 секции РУ-0,4кВ.	19,883	17,67
19	Нагрузка ремонтных постов 2 секции, запитывается от 2 секции РУ-0,4кВ.	70	70
Суммарная мощность (0,4кВ), кВт		905,24	733,48*

Расчетная мощность электрических приемников при работе одного ремонтного поста одной секции РУ-0,4кВ равна 733,48кВт.

В нормальном режиме пожарные и жокей-насосы не используются, таким образом, расчетная мощность принимается 670,98кВт.

Так же необходимо учесть коэффициент одновременности работы оборудованию, который равен 0,95.

$$P_{расч} = 670,98 \cdot 0,95 = 637,43кВт$$

Таким образом, к расчетам принимается нагрузка равная 637,43кВт.

Среднее время работы электрических приемников принимается равным 0,5 года или 4400 часам.

$$W = 637,43 \cdot 4400 = 2804,69 \text{ MВт} \cdot \text{ч} \quad (1)$$

Годовой расход электрической энергии равен 2804,692 МВт·ч.

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{расч}}}{\cos(\varphi)} = \frac{637,43}{0,85} = 749,9 \text{ кВА}$$

Для покрытия такой нагрузки и обеспечения требований по бесперебойному питанию потребителей требуется установить два трансформатора, мощность которых 630 кВА. Коэффициент загрузки данных трансформаторов принимается равным 0,6. Так же, схемы и группы соединений обмоток трансформаторов не предписывается никакими нормативными документами. Применяются силовые трансформаторы с пониженными потерями холостого хода. Силовые трансформаторы сухого типа, производства Германии, фирмы АВВ, марки RESIBLOC.

В сетях низкого напряжения с глухозаземленной нейтралью, выполняя требования по надежности электроснабжения и действия защит от однофазных КЗ в трансформаторах применяется схема соединения обмоток по типу треугольник/звезда, группа соединения обмоток 11 (D/Y_н-11).

Силовое оборудование (выключатели, разъединители, трансформаторы) устанавливаются вместе с щитовым оборудованием 0,4 кВ и располагается в помещении РУ-0,4.

Щитовое оборудование 0,4 кВ собственных нужд ППУ-500 кВ выполняется в напольном исполнении, фирмы АВВ, марки TriLine-R. Автоматические выключатели выкатного типа с электронными расцепителями.

Схема электроснабжения щита собственных нужд 0,4 кВ выбирается одинарной со сборной системой шин.

Панели TriLine-R двустороннего обслуживания устанавливаются в два ряда.

Распределительные шкафы питания ответственных потребителей запитаны через шкафы АВР типа УАВР-Я8300АТ, производства ПКФ «Автоматика» г. Тулы. В качестве распределительных шкафов питания выбраны навесные шкафы типа Unibox и серии В, производства фирмы АВВ, Германия.

Проектом предусматривается при пожаре отключение общеобменной вентиляции и включение вентиляции удаления газа из двойного пола на 2 этаже.

Для подключения ремонтного инструмента на напряжение 36В приняты ящики марки ЯТП-0,25-03-220/36В с понизительными разделительными трансформаторами.

В качестве резервного источника постоянного тока 220В здания ППУ проектом предусмотрены две аккумуляторные батареи типа 8GroE200, емкостью 200А*Ч каждая, работающие в режиме постоянного подзаряда.

Герметизированные необслуживаемые стационарные свинцово-кислотные аккумуляторы типа GroE обладают низким сопротивлением, высокой устойчивостью к циклическим нагрузкам, что обуславливает стабильность напряжения. Аккумуляторы выпускаются в огнеупорных пластмассовых корпусах. В аккумуляторах типа GroE применяются рекомбинационные пробки типа AquaGen, в которых с целью снижения выхода газов используется регенерация кислорода и водорода с образованием воды.

С использованием рекомбинационной системы AquaGen, батареи не требуют ухода в течение всего срока службы. Данная система обеспечивает рекомбинацию до 90% выделяемого водорода, что существенно повышает их пожаро-взрывобезопасность.

Для подзарядки аккумуляторных батарей и снабжения потребителей в нормальных режимах к каждой секции системы шин щита постоянного тока проектом предусмотрено подключение через автоматические выключатели по два выпрямительных устройства (рабочее и резервное) серии

THYROTRONIC.

Отличительной чертой данных выпрямителей является встроенная система сигнализации, индикации и контроля. Данная система имеет такие функции как:

- тест готовности к работе аккумуляторных батарей;
- логическая система контроля за выходом из строя аппаратов и приборов, в виде мониторинга понижения напряжения сети, пропорционально силе тока;
- циклическая проверка целостности соединения цепи батареи;
- импульсная блокировка при перенапряжении сети;
- контроль электрической сети;
- контроль и сигнализация падения напряжения;
- контроль и оперативное отключение при коротком замыкании и замыкания на землю.

Светодиоды на панели индикации выпрямительных устройств имеют следующие функции:

- поддерживающий заряд;
- ускоренный / выравнивающий заряд;
- тест батареи;
- неисправность электрической сети;
- неисправность прибора;
- повышенное напряжение;
- напряжение батареи слишком низкое;
- неисправность цепи батареи.

При отключении одной из секций щита постоянного тока, секционный выключатель коммутируется вручную, это вызвано тем, что секционная связь на шинах щита постоянного тока выполнена неявным резервированием.

Каждый щит постоянного тока оснащается микропроцессорным блоком управления, который выполняет такие функции как:

- постоянный мониторинг состояния выпрямительных устройств и

аккумуляторных батарей;

- контроль и сигнализация об увеличении уровня пульсации напряжения на секциях ЩПТ;
- автоматический поиск и отображение коротких замыканий в сети постоянного тока;
- контроль понижения и повышения напряжения на секциях щита постоянного тока и срабатывания сигнала о превышении допустимых значений отклонения;
- проверка уровня пульсации выше заданных значений;
- управление аварийным отключением любого автоматического выключателя;
- непрерывный мониторинг запись параметров при нормальном режиме работы оборудования;
- автономное определение места присоединения, на котором произошло короткое замыкание и его места;
- проверка сопротивления изоляции цепей постоянного тока;
- слияние и передача информации в автоматизированную систему управления технологическим процессом станции.

Исполнение панелей ЩПТ в части воздействия климатических факторов внешней среды принято УХЛ4.

Схема электрическая принципиальная постоянного тока ЩПТ будет приведена ниже.

Для питания потребителей $\sim 0,4\text{кВ}$ и $=220\text{В}$ предусматриваются кабели из сшитого полиэтилена производства NEXANS, поставщик НПК «СИМ - РОСС». Разделку кабелей выполнить концевыми муфтами производства NEXANS, поставщик НПК «СИМ - РОСС».

Силовые сети прокладываются:

- по кабельным металлоконструкциям на лотках;
- скрыто и открыто в стальных водогазопроводных трубах в полу и по стенам;

- скрыто и открыто в пластмассовых гибких гофрированных легких трубах (серия 9) производства ДКС в стенах и по стенам с креплением скобами;

- скрыто в кабель-каналах фирмы ДКС, состоящих из трех отсеков, для отдельной прокладки силовой, телефонной и локальной компьютерной сетей.

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

В проекте выполнено защитное заземление электрооборудования и молниезащита. На каждом этаже предусмотрен внутренний контур заземления (Ст. 40x4мм), Внутренние контуры соединяются между собой и присоединяются к наружному контуру заземления в 2-х точках.

Наружный контур заземления выполнен из 6 вертикальных заземлителей (Ст. Ф18мм), соединённый между собой полосовой сталью (Ст 40x5мм).

Наружный контур заземления присоединяется в 4-х точках к наружному контуру заземления ОРУ-500, у которого сопротивление растеканию составляет 0,5 Ом.

Здание ППУ, в основном, входит в зону защиты молниеприёмников, установленных на порталах трансформаторов ОРУ-500. Дополнительно, с целью обеспечения необходимого уровня надёжности защиты от прямых ударов молнии, на кровле здания предусмотрена прокладка молниеприёмной сетки с ячейкой 9x9м² (Ст.Ф10мм, ЕОСТ2590-2006) токоотводы от которой (Ст.нр.-25x4мм, ЕОСТ19903-74) прокладываются по наружным стенам .

Электроосвещение

Предусмотрено три вида освещения: рабочее, аварийное и ремонтное.

Напряжение сети рабочего и аварийного освещения - 220В, ремонтного (переносного) освещения - 36В. Штепсельные розетки ремонтного освещения запитываются через ящик ЯТПВ-0,25-220/36В с безопасным разделительным трансформатором.

Площадь освещаемых помещений -1950м². Установленная мощность освещения $P_u = 28,68$ кВт ($P_{\text{раб}} = 19,88$ кВт, $P_{\text{авар}} = 8,8$ кВт). Общее количество светильников $N=328$ шт. Понижение напряжения до наиболее удаленного светильника не превышает 4%.

В качестве щитов освещения приняты настенные щиты фирмы АВВ серии «Unibox» с модульными автоматами. На вводе щитов рабочего освещения выбраны автоматические выключатели с дифференциальным модулем (УЗО) на ток утечки 300 мА.

Щиты рабочего и аварийного освещения запитываются через шкафы с АВР: рабочее освещение - через ШАВР3 (2 ввода от разных секций РУ-0,4кВ), аварийное освещение - через ШАВР4 на 3 ввода (2 ввода от разных секций РУ-0,4кВ, 3-й ввод от шин постоянного тока через инвертор фирмы AEG SVS Power Supply Systems).

Сети рабочего и аварийного освещения получают питание через стабилизаторы напряжения Progress с тиристорной схемой коммутации, установленные в помещении РУ-0,4кВ.

Освещение помещений выполняется светильниками, соответствующими среде и характеристике помещений.

В помещениях кабельного этажа, где Пуст <2,5м, приняты светильники КРК- 2х36, имеющие 2 класс защиты. В помещениях, где коэффициент пульсации светового потока не должен превышать 5%, приняты светильники TCS 630-4х14-НФ с электронными ПРА. В помещениях РУ, УРЗиА, пультуовой предусмотрено аварийное освещение для продолжения работы.

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

Над щитами управления предусмотрены постоянно включенные два светильника, присоединенные к шинам постоянного тока. Для дежурного и оперативно-ремонтного персонала заложены переносные электрические (аккумуляторные) фонари.

По основным проходам, в лестничных клетках и в кабельном этаже предусмотрено эвакуационное освещение и указатели «Выход» с автономной поддержкой питания в аварийном режиме до 3-х часов.

Распределительная сеть к щитам освещения выполняется по системе TN-C-S пятижильным кабелем с изоляцией из сшитого полиэтилена фирмы Nexans: к щитам рабочего освещения - марки N2XСНВН, к щитам аварийного освещения - огнестойким кабелем марки N2XСНВН FE180.

Групповая разводка выполняется: к светильникам рабочего освещения - пожаробезопасным медным кабелем с пониженным дымо и газовыделением ВВГнг-LS, к светильникам аварийного освещения - огнестойким, не распространяющим горение с низким дымо и газовыделением кабелем ВВГнг-FRLS.

В кабельном этаже прокладка кабелей к светильникам выполняется открыто на скобах. Ответвления к светильникам - в пыленепроницаемых коробках У409У1.

Прокладка кабелей за подвесным потолком из гипсокартона (группа горючести Г1) выполняется: на участках со съемными плитами - по металлическим лоткам; на участках с несъемными плитами - в гибких армированных трубах «Экспресс 4/6» фирмы ДКС, имеющих Сертификат Пожарной безопасности. Ответвления к светильникам за подвесным потолком выполняются в ответвительных коробках из фирмы ДКС со степенью защиты IP44.

Светильники подключаются гибким негорючим кабелем КГнг-3х1,5мм².

Все металлические, в нормальном режиме не находящиеся под напряжением части электрооборудования, кроме цепей системы БСНН,

должны быть заземлены в соответствии с требованиями главы 1.7 ПУЭ и ГОСТ Р50571.3-94 ч. 4 «Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током».

1.2 Проверка отсутствия перегрузки трансформаторов в послеаварийном режиме работы

Обоснование критерия

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 снизить проверка нагрузочной способности ТСН. При наличии перегрузки ТСН в послеаварийных или ремонтных режимах работы, запрещается подключение сторонних потребителей к секциям СН.

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.

Расчетные условия

Нагрузка КРУ-10 кВ определялась по следующей формуле:

$$S_{\text{КРУ}} = (0,5 \cdot S_{\text{ТР2}} + S_{\text{ТР1}} + S_{\text{ДВ}}) \cdot k_{\text{одн}}$$
$$S_{\text{КРУ}} = (0,5 \cdot \sum S_{\text{ТР2}} + \sum S_{\text{ТР1}} + \sum S_{\text{ДВ}}) \cdot k_{\text{одн}} \quad (2)$$

где $S_{\text{ТР1}}$ - мощность трансформаторов однострансформаторных КТП;

$S_{\text{ТР2}}$ - мощность трансформаторов двухтрансформаторных КТП;

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

$k_{одн} = 0,4$ - коэффициент одновременности.

$S_{КРУ}$ - нагрузка КРУ-10кВ.

Расчетным режимом принимается ремонтный режим, при котором, две секций КРУ-6 кВ запитаны от одного из трансформаторов собственных нужд 110/10 – 1ТС или 2ТС, мощность которых составляет 10 МВА (секционный выключатель – включен, вводной выключатель одной из секций – отключен).

Согласно ПТЭ /2/ 5.3.14: «Для масляных трансформаторов допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5 % номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального».

Результаты анализа нагрузки трансформаторов в ремонтном режиме представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень трансформаторов, подключенных к КРУ-10кВ и их мощности

№	Номинальная мощность трансформатора, кВА	Диспетчерское обозначение трансформатора
КРУ-10кВ 1сш		
1	2500	36ТС
2	250	1ТО
3	250	3ТО
4	1000	3ТС
5	1000	5ТС
6	560	Шлюзы 1
7	560	Шлюзы 2
8	630	29ТС
9	630	11ТС
10	630	13ТС
11	630	15ТС
12	630	17ТС
13	630	18ТС
14	630	23ТС
15	630	27ТС
16	630	31ТС
17	630	33ТС
18	630	35ТС
19	630	7ТС
20	630	9ТС
21	630	НОП-1

Продолжение таблицы 3

22	630	НОП-2
23	630	НОП-5
24	630	НОП-6
-	17460	Всего на 1 секции КРУ-10кВ
КРУ-10кВ 2сп		
25	2500	26ТС
26	250	2ТО
27	250	4ТО
28	630	22ТС
29	630	10ТС
30	630	12ТС
31	630	14ТС
32	630	16ТС
33	630	19ТС
34	630	20ТС
35	630	21ТС
36	630	28ТС
37	630	30ТС
38	630	32ТС
39	630	34ТС
40	630	8ТС
41	1000	47ТО
42	1000	56ТО
43	630	65ТО
44	630	74ТС
45	630	НОП-7
46	630	НОП-3
47	630	НОП-4
-	16340	Всего на КРУ-10кВ
-	8870	<i>Загрузка КРУ-10кВ по (7.1)</i>

В изученном послеаварийном режиме работы, питающий трансформатор 1ТС (2ТС) будет работать без перегрузок. Ограничений по подключению сторонних потребителей к секциям СН не установлено, так как согласно таблице 7.7 расчетная нагрузка обеих секций КРУ-10кВ составляет 8,87 МВА, при номинальной мощности питающего трансформатора 10 МВА.

1.3 Выбор схемы ЗРУ-10кВ на ППУ-500кВ

Выбираем 2-х секционную одиночную систему шин. При такой схеме электроснабжения, каждое присоединение имеет по одному выключателю и одному шинному разъединителю. Секционирование системы шин позволяет разделять схему на две части при повреждении одной из секций.

Размещение ячеек в ЗРУ-10кВ показано на рисунке 1.

Таблица 4 – Ячейки 1 секции ЗРУ-10 кВ

Ячейка № 1	Трансформатор напряжения
Ячейка № 2	Резерв
Ячейка № 3	Отходящая кабельная линия к трансформатору 27ТС
Ячейка № 4	Отходящая кабельная линия к КРУН-10кВ ячейка №6
Ячейка № 5	Отходящая кабельная линия к трансформатору 7ТС
Ячейка № 6	Отходящая кабельная линия к трансформатору 35ТС
Ячейка № 7	Секционный выключатель
Ячейка № 8	Секционный разъединитель

Таблица 5 – Ячейки 2 секции ЗРУ-10 кВ

Ячейка №9	Трансформатор напряжения
Ячейка №10	Отходящая кабельная линия к КРУН-10кВ ячейка №26
Ячейка №11	Отходящая кабельная линия к трансформатору 28ТС
Ячейка №12	Отходящая кабельная линия к трансформатору 8ТС
Ячейка №13	Отходящая кабельная линия к трансформатору 34ТС

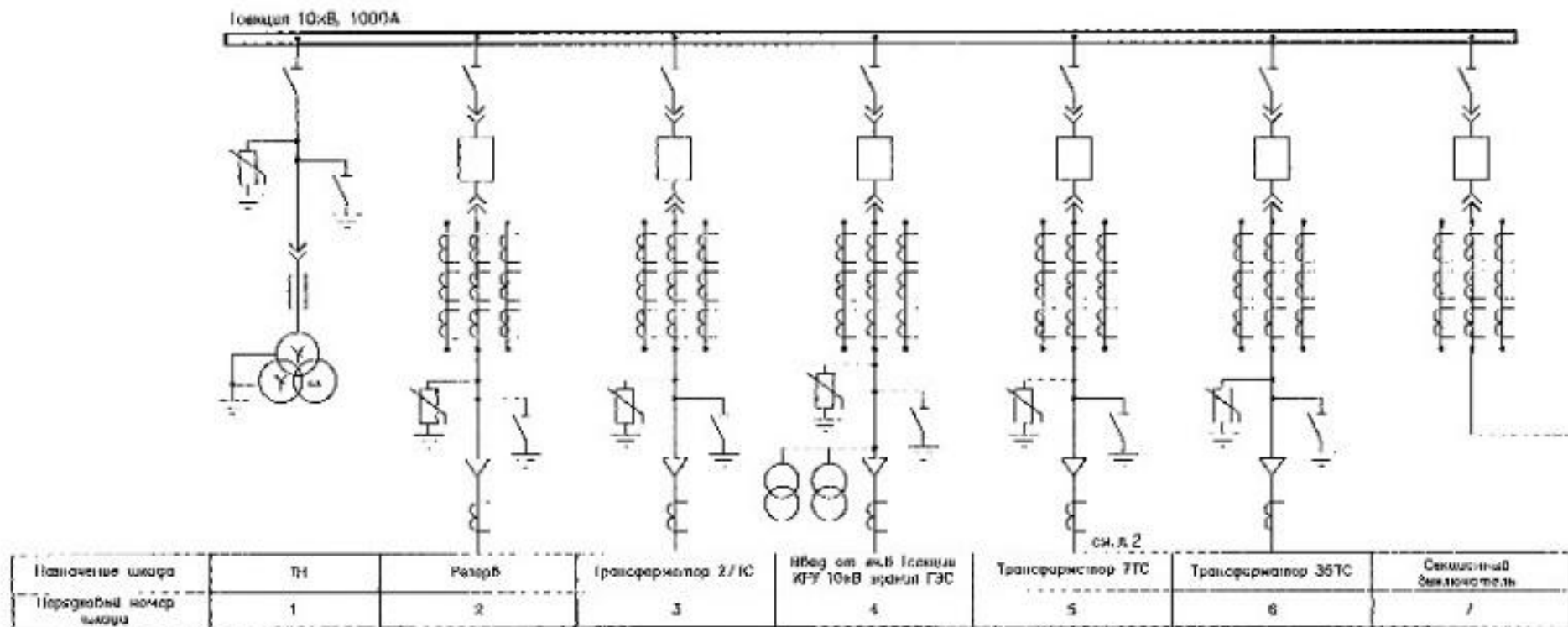


Рисунок 1 – Схема ЗРУ-10 кВ

1.4 Расчет токов короткого замыкания в ЗРУ-10 кВ

Расчет короткого замыкания, прежде всего, необходим для правильного и технически обоснованного выбора проводников, кабелей схемы, и электрических аппаратов.

Схема расположения точек короткого замыкания ЗРУ-10кВ приведена на рисунке 2.

Максимальным короткого замыкания здесь принят ударный ток трехфазного к.з. на землю на шинах КРУ-10кВ.

Из проведенных далее вычислений будет ясно, что с удалением места короткого замыкания от шин 10кВ КРУ заметно уменьшается значение тока к.з.

Так как схема симметричная, расчет производится только для двух точек (К7, К8). Точки короткого замыкания (К7 и К8) принимаются на шинах 1 и 2 секциях РУ-0,4 соответственно. Остальные точки рассчитываются по тому же принципу. Расчетные величины токов короткого замыкания приведены в таблице ниже.

Схема, по которой будет производиться расчет токов короткого замыкания приведена на рисунке 3.

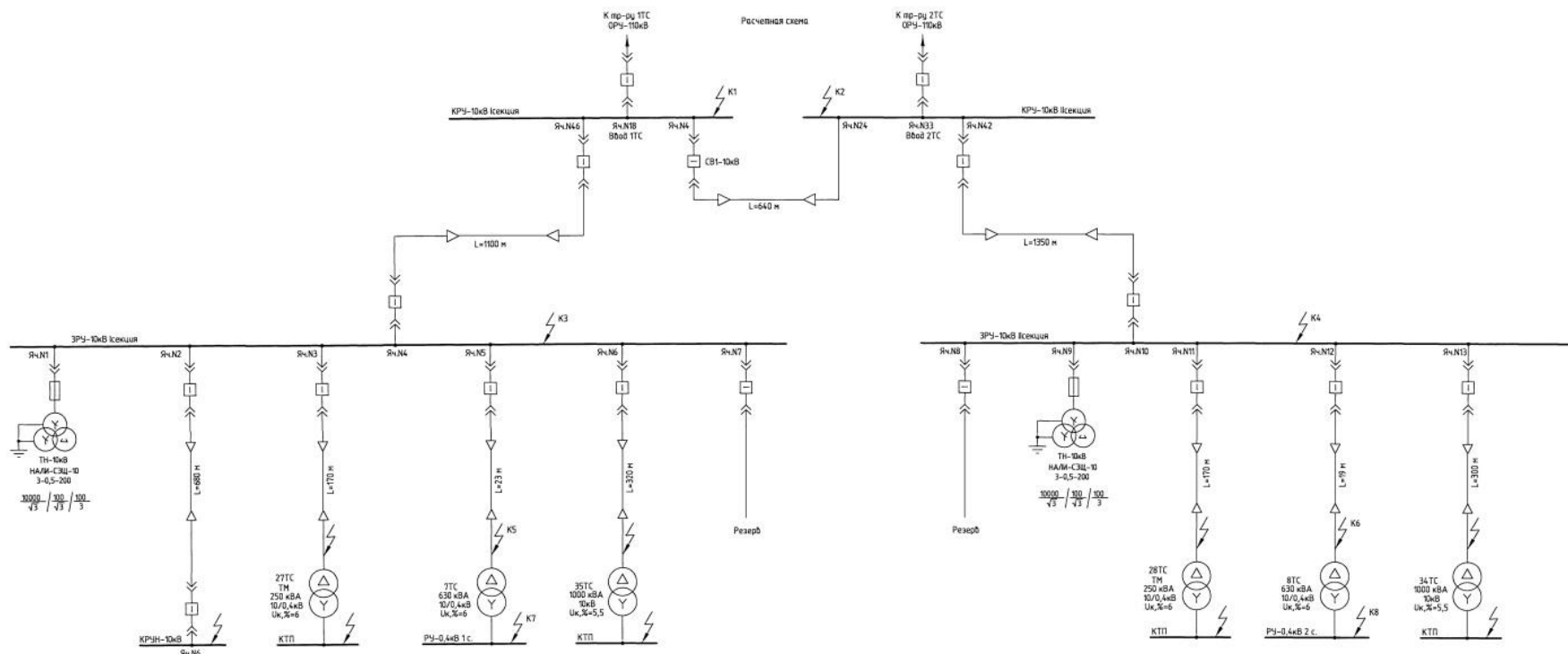


Рисунок 2 – Расположение точек короткого замыкания в ЗРУ-10 кВ

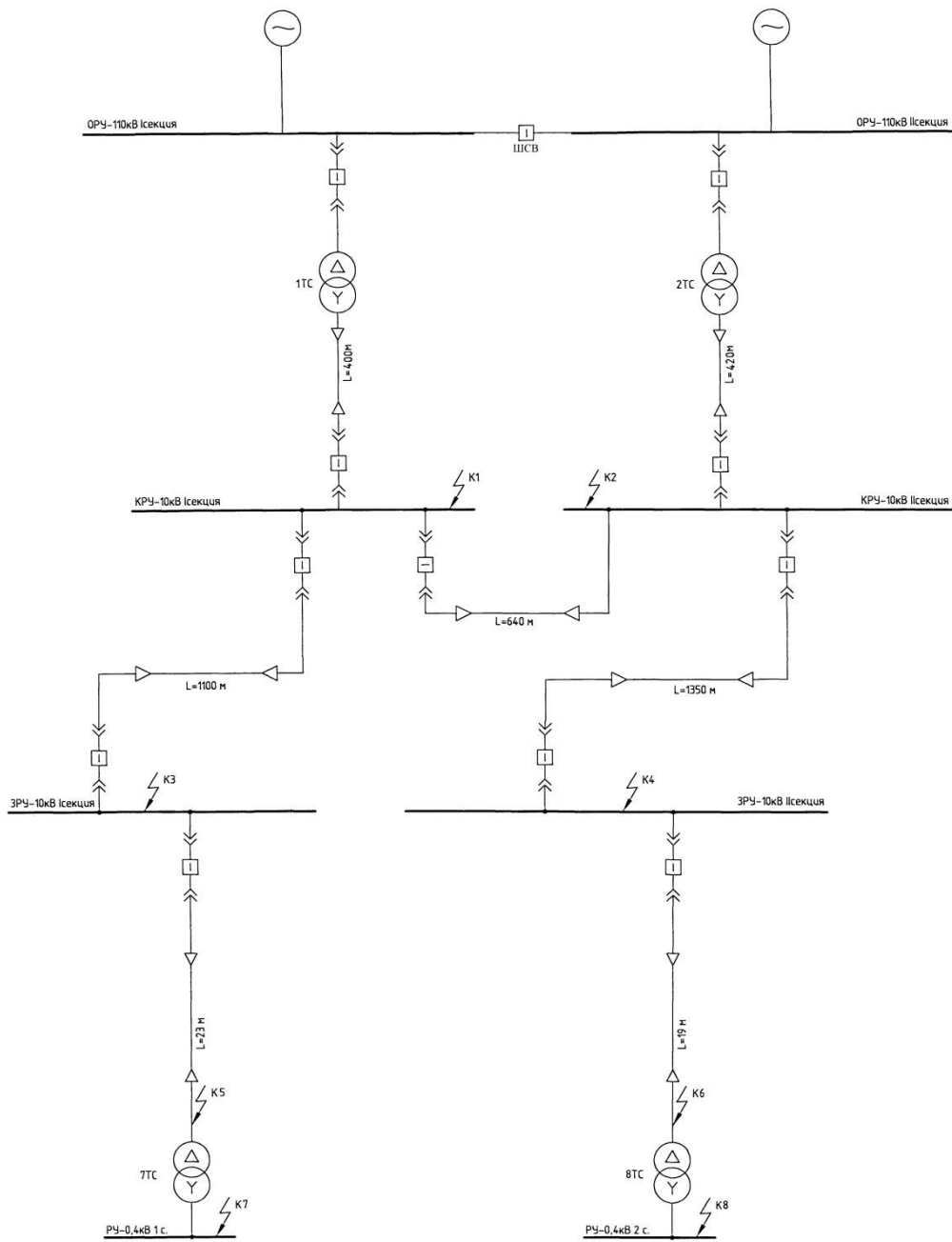


Рисунок 3 - Электрическая схема для расчета токов короткого замыкания точек K7, K8

В соответствии с методами расчетов токов короткого замыкания, на напряжении выше 1000В, перестроим схему.

Схема замещения показана на рисунке 4.

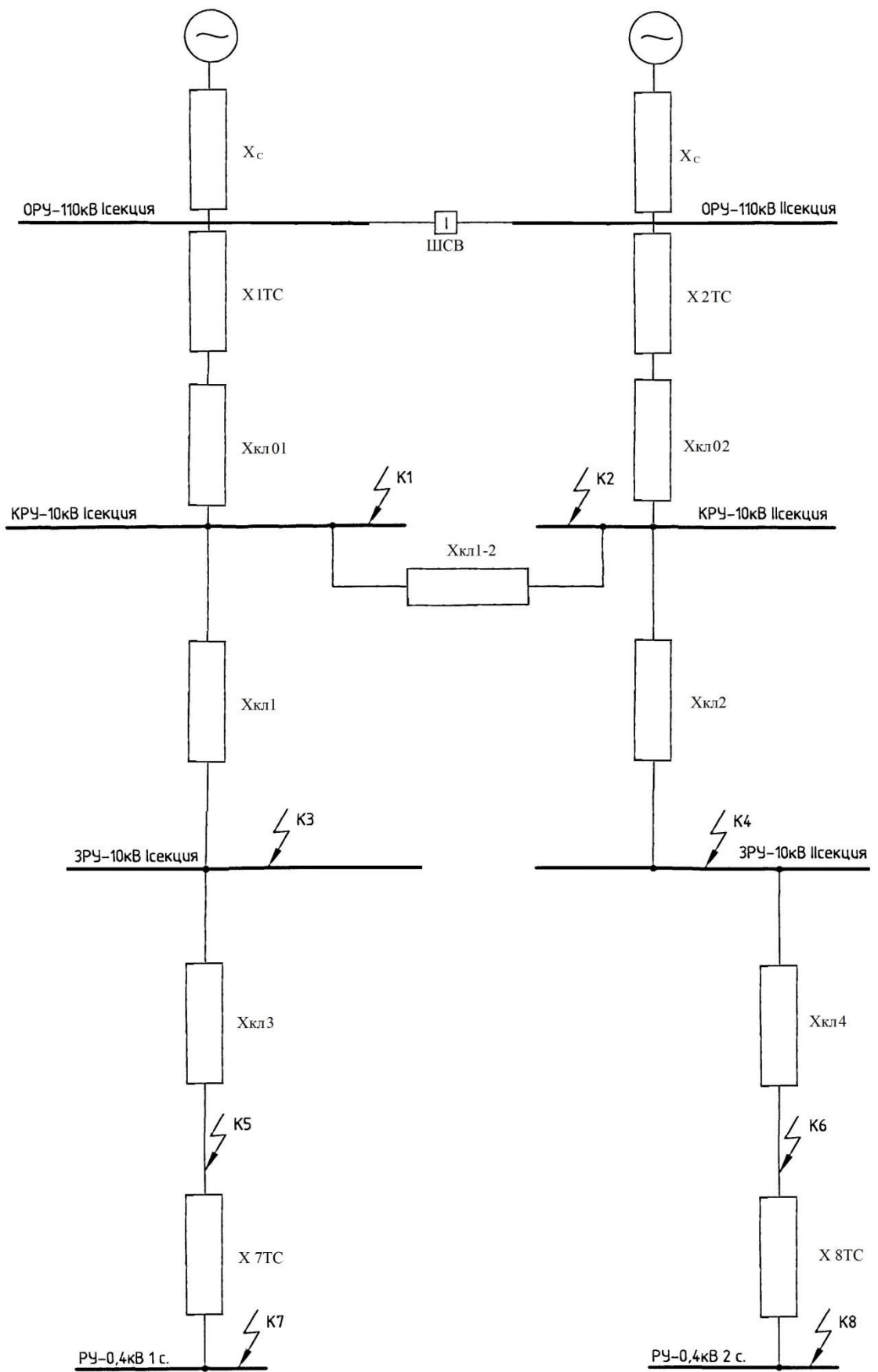


Рисунок 4 - Схема замещения

В связи с тем, что все точки КЗ присутствуют на стороне высокого напряжения (больше 1000В), расчет будем производить в условных единицах, приравненным к базисным.

За базисные условия берем:

$U_б$ – базисное напряжение, равное 10,5кВ;

$S_б$ – базисная мощность, равная 100 МВА.

Средние номинальные значения напряжения берутся в соответствии с данными, приведенными в седьмом издании правил устройств электроустановок.

В соответствии с ПУЭ, для напряжения 10кВ, средненоминальное значение напряжения принимается 10,5кВ. В дальнейших расчетах значение напряжения будет приниматься средненоминальным.

Базисная сила тока устанавливается по следующей формуле:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \quad (3)$$

Далее произведем расчет значения базисного тока для двух классов напряжения: 10,5кВ и 0,4кВ:

$$I_б = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,41 \text{ кА.}$$

где $S_б=100\text{МВА}$, базисная мощность;

$U_б=10,5\text{кВ}$, среднее номинальное значение напряжение.

$$I_б = \frac{0,630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 0,909 \text{ кА.}$$

где $S_б=0,63\text{МВА}$, базисная мощность;

$U_6=0,4\text{кВ}$, среднее номинальное значение напряжение.

Сопротивление системы определяется по следующей формуле:

$$X_c = \frac{U_6^2}{S_6}, \quad (4)$$

$$X_c = \frac{10,5^2}{100} = 1,1.$$

где X_c – сопротивление системы;

$U_6=10,5\text{кВ}$, среднее номинальное значение напряжения, кВ;

$S_6=100\text{МВА}$, базисная мощность.

Посчитать относительное сопротивление трансформатора СН (X_{iTC}) можно по формуле:

$$X_{iTC} = U_{кiTC} / 100 \cdot S_6 / S_{ТНОМ}; \quad (5)$$

где $U_{кiTC}$ - напряжение короткого замыкания ТС, %;

$S_{ТНОМ}$ - номинальная полная мощность трансформатора, МВА;

S_6 - базисная мощность, МВА.

$$X_{1TC} = \frac{11}{100} \cdot \frac{10}{100} = 0,01 \text{ ю.е.};$$

$$X_{2TC} = \frac{11}{100} \cdot \frac{10}{100} = 0,01 \text{ ю.е.};$$

$$X_{7TC} = \frac{6}{100} \cdot \frac{10}{0,630} = 0,952 \text{ ю.е.};$$

$$X_{8TC} = \frac{6}{100} \cdot \frac{10}{0,630} = 0,952 \text{ ю.е.};$$

Относительное сопротивление кабельной линии $X_{кли}$ определяется по формуле:

$$X_{KLi} = X_0 \cdot L_i \cdot \frac{S_{\sigma}}{U^2}; \quad (6)$$

где X_0 - удельное индуктивное сопротивление кабельной линии, Ом/м;

U - средненоминальное напряжение кабельной линии, кВ;

S_{σ} - базисная мощность, МВА;

L_i - длина кабельной линии, км.

$$X_{KЛ01} = 0,09 \cdot 0,4 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,0330.e.;$$

$$X_{KЛ02} = 0,09 \cdot 0,42 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,0340.e.;$$

$$X_{KЛ1} = 0,133 \cdot 1,1 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,1330.e.;$$

где $L_1=1100$ м- длина кабельной линии.

$$X_{KЛ1} = 0,139 \cdot 1,35 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,17020.e.;$$

где $L_2=1350$ м- длина кабельной линии.

$$X_{KЛ1} = 0,002 \cdot 0,023 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,000040.e.;$$

где $L_3=23$ м- длина кабельной линии.

$$X_{KЛ1} = 0,002 \cdot 0,019 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,000030.e.;$$

где $L_4=19$ м- длина кабельной линии.

Тогда полное сопротивление $X_{\sum ki}$ определяется по формуле:

$$X_{\sum ki} = X_c + X_{iTC} + X_{KLOi} + X_{KLi}; \quad (7)$$

где X_c - индуктивное сопротивление системы, о.е.;

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

X_{KLOi} - сопротивление кабельной линии от КРУ 10 кВ до ячеек;

X_{KLi} - сопротивление кабельной линии от ОРУ 110 кВ до КРУ 10 кВ,
о.е.

$$X_{\sum k1} = 1,1 + 0,011 + 0,033 = 1,144 \text{ о.е.};$$

$$X_{\sum k2} = 1,1 + 0,011 + 0,034 = 1,145 \text{ о.е.};$$

$$X_{\sum k3} = 1,1 + 0,011 + 0,033 + 0,133 = 1,277 \text{ о.е.};$$

$$X_{\sum k4} = 1,1 + 0,011 + 0,034 + 0,1702 = 1,3152 \text{ о.е.};$$

$$X_{\sum k5} = 1,1 + 0,011 + 0,033 + 0,133 + 0,00004 = 1,27704 \text{ о.е.};$$

$$X_{\sum k6} = 1,1 + 0,011 + 0,034 + 0,1702 + 0,00003 = 1,31523 \text{ о.е.};$$

$$X_{\sum k7} = 1,1 + 0,011 + 0,033 + 0,133 + 0,00004 + 0,952 = 2,229 \text{ о.е.};$$

$$X_{\sum k8} = 1,1 + 0,011 + 0,034 + 0,1702 + 0,00003 + 0,952 = 2,267 \text{ о.е.};$$

Для расчетов примем ЭДС для гидрогенератора с демпферными обмотками $E''_{до} = 1,13$

Сила тока трехфазного короткого замыкания $I_{ki}^{(3)}$ в относительных единицах определяется по формуле:

$$I_{ki}^{(3)} = \frac{E''_{ДО}}{X_{\Sigma ki}}; \quad (8)$$

где $E''_{ДО}$ - значение ЭДС гидрогенератора с демпферными обмотками, о.е.;

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

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{1,13}{1,144} = 0,988 \text{ о.е.};$$

$$I_{k2}^{(3)} = \frac{1,13}{1,145} = 0,987 \text{ о.е.};$$

$$I_{k3}^{(3)} = \frac{1,13}{1,277} = 0,885 \text{ о.е.};$$

$$I_{k4}^{(3)} = \frac{1,13}{1,3152} = 0,859 \text{ о.е.};$$

$$I_{k5}^{(3)} = \frac{1,13}{1,27704} = 0,885 \text{ о.е.};$$

$$I_{k6}^{(3)} = \frac{1,13}{1,31523} = 0,859 \text{ о.е.};$$

$$I_{k7}^{(3)} = \frac{1,13}{2,229} = 0,507 \text{ о.е.};$$

$$I_{k8}^{(3)} = \frac{1,13}{2,267} = 0,498 \text{ о.е.};$$

Далее, силу тока трехфазного КЗ ($I_k^{(3)}$) можно определить по формуле:

$$I_k^{(3)} = I_{ki}^{(3)} \cdot I_{\sigma}; \quad (9)$$

где $I_{ki}^{(3)}$ - сила тока трехфазного КЗ в i -точке, о.е.;

I_{σ} - базисная сила тока, кА.

$$I_{k1}^{(3)} = 0,988 \cdot 5,41 = 5,345 \text{ кА};$$

$$I_{k2}^{(3)} = 0,987 \cdot 5,41 = 5,340 \text{ кА};$$

$$I_{k3}^{(3)} = 0,885 \cdot 5,41 = 4,788 \text{ кА};$$

$$I_{k4}^{(3)} = 0,859 \cdot 5,41 = 4,647 \text{ кА};$$

$$I_{k5}^{(3)} = 0,885 \cdot 5,41 = 4,788 \text{ кА};$$

$$I_{k6}^{(3)} = 0,859 \cdot 5,41 = 4,647 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma} = \frac{0,630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 0,909 \text{ кА};$$

$$I_{k7}^{(3)} = 0,507 \cdot 0,909 = 0,461 \text{ кА};$$

$$I_{k8}^{(3)} = 0,498 \cdot 0,909 = 0,453 \text{ кА};$$

Мощность короткого замыкания (S_{K3i}) рассчитываются по формуле:

$$S_{K3i} = \sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot I_{ki}^{(3)}; \quad (10)$$

где $I_{ki}^{(3)}$ - сила тока трехфазного короткого замыкания в i -точке, кА;

U_{σ} - средненоминальное напряжение, кВ.

$$S_{K31} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 5,345 = 97,207 \text{ МВА};$$

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 5,340 = 97,116 \text{ МВА};$$

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 4,788 = 87,077 \text{ МВА};$$

$$S_{K34} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 4,647 = 84,513 \text{ МВА};$$

$$S_{K35} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 4,788 = 87,077 \text{ МВА};$$

$$S_{K36} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 4,647 = 84,513 \text{ МВА};$$

$$S_{K37} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,461 = 0,319 \text{ МВА};$$

$$S_{K38} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,453 = 0,314 \text{ МВА};$$

По результатам вычислений составим таблицу 7 итоговых значений силы тока короткого замыкания и мощности короткого замыкания.

Таблица 7 - Итоговые значения силы тока короткого замыкания и мощности короткого замыкания

№ ячейки	Длина кабельной линии, км.	Сила тока короткого замыкания, кА.	Мощность короткого замыкания, МВА.
1	ТН		
2	0,68	3,580	2,480
3	0,17	0,197	0,136
4	1,1	4,788	87,077
5	0,023	0,461	0,319
6	0,32	0,731	0,506
7	Резерв		
8	Резерв		
9	ТН		
10	1,35	4,513	4,647
11	0,17	0,193	0,134
12	0,019	0,453	0,314
13	0,3	0,717	0,497

2 Выбор схемы РУ-0,4кВ

Для распределительного устройства 0,4кВ принимаем одиночную секционированную систему шин, от которой будут питаться силовые установки.

Секционирование производится с целью того, что бы любая из секций сборных шин обладала независимым источником электроснабжения (трансформатор, электрогенератор) и нагрузкой.

К положительным качествам таких схем можно отнести:

- простота и наглядность схемы, что облегчает работу оперативного персонала и уменьшает количество ошибок в процессе оперативных переключений;

- поддерживается довольно значительная безопасность электроснабжения потребителей электрической энергией, если эти потребители запитываются от двух секций;

- относительно малые затраты на монтаж и обслуживание.

К минусам данной системы шин можно отнести:

- если потребитель подключен к одной из секции и не имеет резервирования от другой секции, то отключение выключателя и разъединителя потребителя сопровождается отключением самого потребителя;

- обслуживание, авария или ремонт на одной из секций, будет сопровождаться отключением целой секции, таким образом и всех потребителей этой секции.

Схема РУ-0,4 кВ приведена на рисунке 5.

2.1 Расчет токов короткого замыкания РУ – 0,4 кВ

Схема для расчета тока короткого замыкания приведена на рисунке 6.

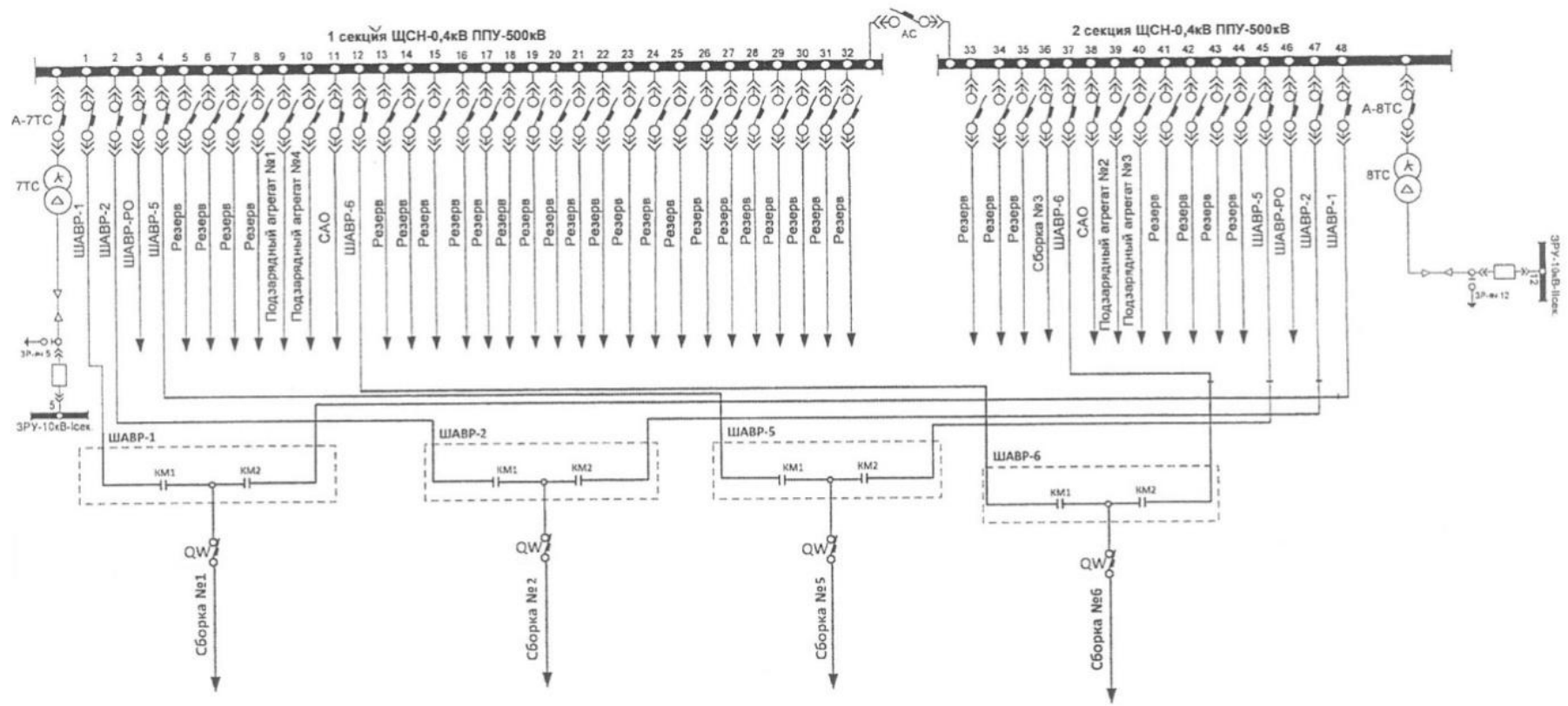


Рисунок 5 – Схема РУ-0,4 кВ

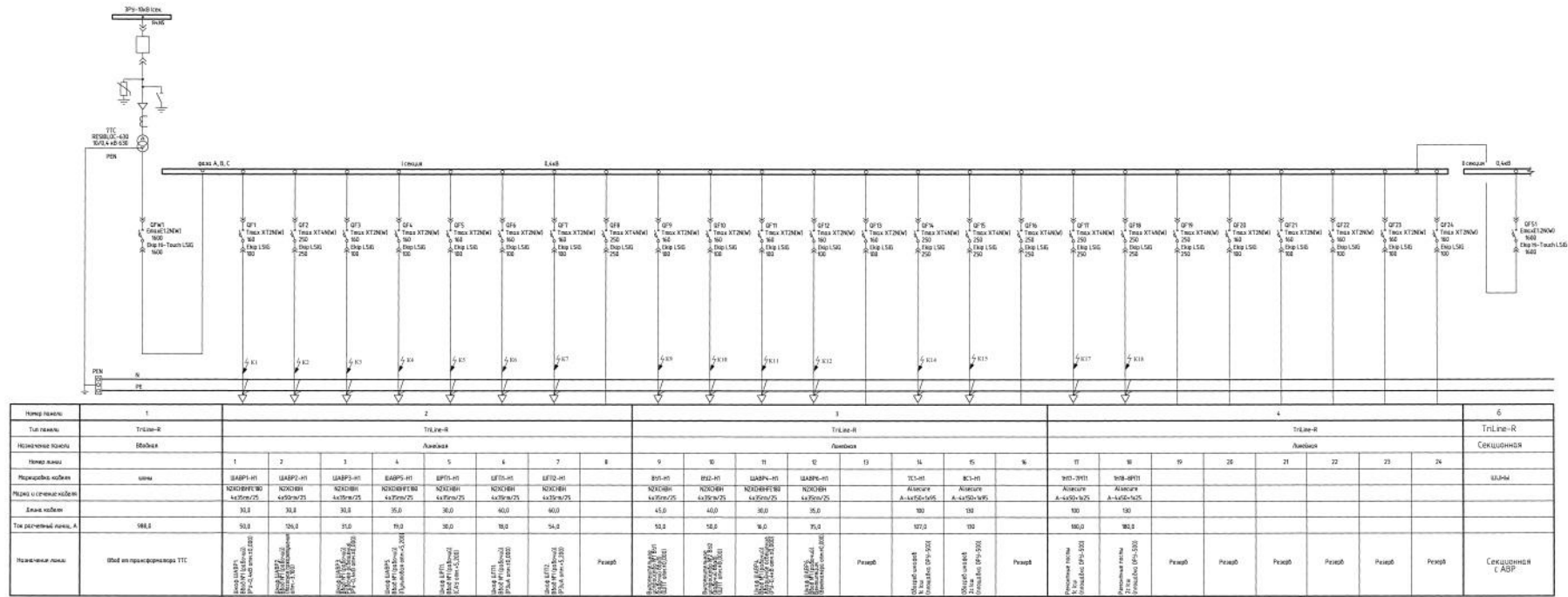


Рисунок 6 – Схема для расчета тока короткого замыкания распределительного устройства 0,4 кВ

За начальные данные возьмем:

- напряжение сети, приведенное к базисному значению $U_6=400\text{В}$;
- ток короткого замыкания $I_{кз}$ на питающих вводах 10кВ , для первого ввода шин $I_{кз}=13388\text{А}$, для второго ввода $I_{кз}=13361\text{А}$;
- сопротивление системы X_c для первого ввода $X_c=0,0172\text{Ом}$, для второго ввода $X_c=0,0173\text{Ом}$.

Так как питающие трансформаторы одинаковые, запишем значения параметров для одного:

- номинальное напряжение высокой стороны $10,5\text{кВ}$;
- номинальное напряжение низкой стороны $0,4\text{кВ}$;
- тип питающего трансформатора RESIBLOC 630;
- номинальная мощность трансформатора 630кВА ;

Для дальнейших расчетов нам необходимо знать активное и реактивное сопротивление цепи:

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

Формула для расчета токов короткого замыкания через переходное сопротивление выглядит следующим образом:

$$I_{кз} = \frac{\sqrt{3} \cdot E}{\sqrt{2x_1 + x_0^2 + 2r_1 + r_0 + r_{пер}^2}} \quad (11)$$

Так же необходимо помнить, что переходное сопротивление $r_{пер}$ равно

0,01Ом.

Выполним расчет тока КЗ для точки 1. При расчете точек короткого замыкания формула не меняется, таким образом, расчет будет производиться для одной точки. Значения остальных точек КЗ будут приведены в таблице 12.

$$I_{\text{кз.1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 0,0172 + 0,015)^2 + (2 \cdot 0,0029 + 0,0029 + 0,01)^2}} = 13038,399$$

Таблица 12 - Расчетные значения токов к.з. в конце кабельных линий к потребителям 2 секции

№автомата	Наименование присоединения	Питание от ввода 1		Питание от ввода 2		№автомата	Наименование присоединения	Питание от ввода 1		Питание от ввода 2	
		$I_{кз.3},$ А	$I_{кз.1},$ А	$I_{кз.3},$ А	$I_{кз.1},$ А			$I_{кз.3},$ А	$I_{кз.1},$ А	$I_{кз.3},$ А	$I_{кз.1},$ А
QF1	Шкаф ШАВР 1. (РУ-0,4кВ). Ввод №1 (рабочий)	8642	8047	8632	8044	QF31	Ремонтные посты 1с. 2 с.ш. (площадка ОРУ-500)	5373	5075	5369	5076
QF2	Шкаф ШАВР 2. (Насосная пожаротушения)Ввод №1 (рабочий)	9708	9094	9698	9088	QF32	Ремонтные посты 2с. 2 с.ш. (площадка ОРУ-500)	3395	3259	3394	3259
QF3	Шкаф ШАВР 3. Рабочее освещение. (РУ-0,4кВ). Ввод №1 (рабочий)	8642	8048	8633	8044	QF34	Обогрев шкафов 1с. 2 с.ш. (площадка ОРУ-500)	8620	8209	8610	8205
QF4	Шкаф ШАВР 5. (Пультовая). Ввод №1 (рабочий)	8014	7467	8008	7464	QF35	Обогрев шкафов 2с. 2 с.ш. (площадка ОРУ-500)	7918	7538	7910	7533
QF5	Шкаф ШРП 1. (САУ). Ввод №1 (рабочий)	8640	8048	8631	8044	QF36	Шкаф МШС. (РУ-0,4кВ).	1095 9	1046 0	1095 0	1044 9

Продолжение таблицы 12

QF6	Шкаф ШГП 1. (РЗиА). Ввод №1 (рабочий)	5742	5401	5739	5400	QF37	Шкаф ШАВР6. Вентиляция. (Венткамера). Ввод №2 (резервный)	7451	6952	7447	6949
QF7	Шкаф ШГП 2. (РЗиА). Ввод №1 (рабочий)	5743	5401	5738	5400	QF38	Шкаф ШАВР4. Аварийное освещение. (РУ- 0,4кВ). Ввод №2 (резервный)	8012	7468	8008	7463
QF9	Выпрямительное устройство №1 (ЩПТ). Рабочий ввод	6950	6495	6946	6494	QF39	Выпрямительное устройство №2 ВУ2. Резерв	6949	6495	6946	6495
QF10	Выпрямительное устройство №2 (ЩПТ). Рабочий ввод	7453	6954	7447	6949	(QF40)	Выпрямительное устройство №1 ВУ1. Резерв	6501	6089	6499	6089
QF11	Шкаф ШАВР 4. Аварийное освещение. (РУ- 0,4кВ). Ввод №1 (рабочий)	8641	8048	8632	8044	QF42	Шкаф ШГП2. (РЗиА). Ввод №2 (резервный)	5420	5110	5417	5106
QF12	Шкаф ШАВР 6. Вентиляция. (Венткамера). Ввод №1 (рабочий)	8014	7466	8006	7465	QF43	Шкаф ШГП1. (РЗиА). Ввод №2 ((резервный)	5420	5110	5417	5108

Продолжение таблицы 12

QF14	Обогрев шкафов 1с. 1 с.ш. (площадка ОРУ- 500)	8256	7859	8248	7856	QF44	Шкаф ШРП1. (САУ). Ввод №2 (резервный)	8014	7468	8008	7465
QF15	Обогрев шкафов 2с. 1 с.ш. (площадка ОРУ- 500)	7307	6957	7299	6953	QF45	Шкаф ШАВР5. (Пультовая). Ввод №2 (резервный)	7453	6954	7447	6949
QF17	Ремонтные посты 1с. 1 с.ш. (площадка ОРУ- 500)	4969	4709	4967	4706	QF46	Шкаф ШАВР3. Рабочее освещение. (РУ- 0,4кВ). Ввод №2 (резервный)	8014	7468	8008	7465
QF18	Ремонтные посты 1 с. 2 с.ш. (ОРУ- 500)	4039	3858	4040	3855	QF47	Шкаф ШАВР2. (Насосная пожаротушения). Ввод №2 (резервный)	9174	8579	9164	8572

2.2 Выбор силового кабеля 0,4 кВ

По категории и сечению подходит кабель N2XСНВН-4x35rm/25. Условно выбираем данный кабель и произведем его проверку.

При выборе силового кабеля необходимо провести проверку на термическую стойкость и невозгорание.

В связи с тем, что все кабели одинаковы, проверка остальных кабелей выполняется аналогично.

Способ прокладки данного кабеля выполняется воздушным способом.

За температуру, в которой будет находиться кабель принимаем 37 градусов Цельсия.

Согласно каталогу на кабель, максимальная рабочая температура силового кабеля составляет 90 градусов Цельсия.

В соответствии с ПУЭ (глава 1.3) поправочный коэффициент на температуру окружающей среды равен 0,8.

Так же в каталоге на кабель сказано, что длительный допустимый ток нагрузки составляет 162А, а максимально допускаемая температура кабеля при КЗ равна 250 градусам Цельсия.

Ток нагрузки принимается равный 55А.

Произведем проверку кабеля на допустимую температуру нагрева рабочим током.

Так же определяем длительно допустимый ток. Для этого необходимо поправочный коэффициент умножить на значение длительно допустимого тока указанное в каталоге на кабель.

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

Формула, по которой можно определить начальную температуру жилы кабеля до короткого замыкания выглядит следующим образом:

$$Q_U = Q_0 + (Q_{\text{од}} - Q_{\text{окр}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{раб}}}{I_{\text{од}}}\right)^2; \quad (12)$$

$$Q_U = Q_0 + (Q_{\text{од}} - Q_{\text{окр}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{раб}}}{I_{\text{од}}}\right)^2 = 32 + (90 - 25) \cdot \left(\frac{55}{129,6}\right)^2 = 50^{\circ}\text{C} \leq 90^{\circ}\text{C};$$

Начальная температура жил кабеля до короткого замыкания меньше 90°C .

При выполнении расчетов использовалась номограмма

Определим температуру жилы кабеля у места короткого замыкания по формуле:

$$Q_K = Q_u \cdot e^K + a \cdot (e^K - 1); \quad (13)$$

В формуле Q_u обозначается температура жилы кабеля до короткого замыкания. Коэффициент, обозначаемый символом, a отображает значение, равное обратной, температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0°C , и принимается как 228°C .

В формуле по определению температуры жил кабеля в конце линии у места КЗ степень K можно выразить следующей формулой:

$$K = \frac{v \cdot B_{\text{мер}}}{S^2}; \quad (14)$$

Под S берется значение сечения жилы кабеля в мм^2 . v является постоянной величиной, отображающей тепловые и физические характеристики материала металла, из которого состоит жила, для алюминиевой кабеля это $45,65 \text{мм}^4/(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$ и для медного $19,58 \text{мм}^4/(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$.

$B_{\text{мер}}$ - тепловой импульс, получаемый от тока короткого замыкания.

При проверке кабеля на возгорание, при действии тока короткого замыкания, выполняется при включенных резервных защитах.

Вычислить коэффициент, определяющий связь между сечением жилы, тепловым импульсом и теплофизическими характеристиками материала жилы можно по формуле:

$$\kappa = \frac{e \cdot B_{мер}}{S^2}; \quad (15)$$

Так же нам потребуется вычислить значение теплового импульса от токов короткого замыкания:

$$B_{мер} = I_{кз}^2 \cdot (t_{в.отк} + T_a); \quad (16)$$

$$B_{мер} = 11,91^2 \cdot (0,02 + 0,1) = 17,02 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

Таким образом, коэффициент получается равным 0,2721.

При помощи полученных значений, мы можем вычислить какая будет конечная температура нагрева кабеля:

$$Q_{к} = Q_u - e^{\kappa} + a \cdot e^{\kappa} - 1; \quad (17)$$

$$Q_{к} = 50 \cdot e^{0,2721} + 228 \cdot e^{0,2721} - 1 = 136^{\circ}\text{C}.$$

Полученные показатели температуры жил кабеля не должны быть больше 400°C.

По полученным расчетам, ранее выбранный кабель подходит по всем температурным показателям.

Из циркуляра предложенным в каталоге на кабель, температура, при которой после действия тока короткого замыкания возможна дальнейшая эксплуатация кабеля из сшитого полиэтилена составляет 250°C. Это означает, что выбранный кабель проходит под условия, по которым после

протекания токов короткого замыкания возможна дальнейшая эксплуатация кабеля.

Сечение жил выбранного кабеля марки N2XСНВН, отходящего от секций распределительного устройства 0.4кВ должно быть не менее 35 мм².

2.3 Проверка обеспечения термической стойкости и невозгораемости кабелей в сети собственных нужд станции

Термическая стойкость и невозгораемость кабельных линий проверялись по коротким замыканиям в начале кабельных линий.

Расчетным временем при проверке кабеля на невозгораемость принимается время срабатывания защиты на вводных выключателях РУ-10кВ «В-1П» и «В-Ю2» (с учетом времени отключения выключателя), а при проверке на термическую стойкость, время срабатывания основной релейной защиты (первой ступени максимальной токовой защиты или срабатывание токовой отсечки).

Результаты проверки термической стойкости кабелей РУ-10кВ приведены в таблице 14.

Таблица 14 - Термическая стойкость кабелей

Уном, кВ	Яч.	Присоединение	Марка и сечение кабеля	3-х фазное мет. КЗ				
				Расчетная точка	Ток, А	Расч. прод., ткз, с	T _{доп.} каб., °С	T _{кл.} , °С
10	2	В-22ТС	2XSYBY-3x70-6/10	РУ-10кВ ТП-Южная	3603	0,15	200	73
10	4	В-20ТС		РУ-10кВ ТП-Южная	3603	0,15	200	73
10	5	В-23ТС		ЗРУ-10кВ ТП-Северная	3255	0,15	200	72
10	6	В-19ТС		РУ-10кВ ТП-Северная	3020	0,15	200	72
10	7	В-21ТС	2XSYBY-3x70-6/10	РУ-10кВ ТП-Северная	3019	0,15	200	72

Как следует из таблицы 14, расчетные температуры жил кабелей к моменту отключения линии не будут превышать допустимых значений (при металлических коротких замыканиях) и все кабельные линии удовлетворяют требованиям по термической стойкости.

Результаты проверки невозгораемости кабелей РУ-10 кВ приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Невозгораемость кабелей

Уном, кВ	Яч	Присоединение	Марка и сечение кабеля	3-х фазное металл. КЗ				
				Расчетная точка	Ток, А	Расч. прод., с	$T_{\text{доп. каб.}}, ^\circ\text{C}$	$T_{\text{кл.}}, ^\circ\text{C}$
10	2	В-22ТС	2ХSYBY-3х70-6/10	РУ-10кВ ТП-Южная	3604	0,45	350	77
10	4	В-20ТС	2ХSYBY-3х70-6/10	РУ-10кВ ТП-Южная	3604	0,45	350	77
10	5	В-23ТС	2ХSYBY-3х70-6/10	ЗРУ-10кВ ТП-Северная	3254	0,45	200	76
10	6	В-19ТС	2ХSYBY-3х70-6/10	РУ-10кВ ТП-Северная	3019	0,45	350	75
10	7	В-21ТС	2ХSYBY-3х70-6/10	РУ-10кВ ТП-Северная	3020	0,45	350	75

Как следует из таблицы 14, расчетные температуры жил кабелей к моменту отключения линии не будут превышать допустимых значений (при металлических коротких замыканиях) и все кабельные линии удовлетворяют требованиям по невозгоранию.

2.4 Выбор автоматических выключателей, расцепителей и нагрузки отходящих присоединений РУ-0,4кВ

Выбираем автоматические выключатели, расцепители и нагрузку отходящих присоединений РУ-0,4кВ в соответствии с таблицами 16, 17, 18.

Таблица 16 – Автоматические выключатели РУ-0,4кВ 1 секции

Позиционный № линии / автомата		Расцепитель		Автомат		Нагрузка, А
		Тип	Ном. ток, А	Тип	Ном. ток, А	
1	QF1	Ekip LSIG	100	T_{max} XT2N	160	50
2	QF2	Ekip LSIG	250	T_{max} XT4N	250	126
3	QF3	Ekip LSIG	100	T_{max} XT2N	160	31
4	QF4	Ekip LSIG	100	T_{max} XT2N	160	19
5	QF5	Ekip LSIG	100	T_{max} XT2N	160	30
6	QF6	Ekip LSIG	100	T_{max} XT2N	160	18
7	QF7	Ekip LSIG	100	T_{max} XT2N	160	54
9	QF9	Ekip LSIG	100	T_{max} XT2N	160	50
10	QF10	Ekip LSIG	100	T_{max} XT2N	160	50
11	QF11	Ekip LSIG	100	T_{max} XT2N	160	16
12	QF12	Ekip LSIG	100	T_{max} XT2N	160	35
14	QF14	Ekip LSIG	250	T_{max} XT4N	250	107
15	QF15	Ekip LSIG	250	T_{max} XT4N	250	130
17	QF17	Ekip LSIG	250	T_{max} XT4N	250	180
18	QF18	Ekip LSIG	250	T_{max} XT4N	250	180

Таблица 17 – Автоматические выключатели РУ-0,4кВ 2 секции

Позиционный № линии / автомата		Расцепитель		Автомат		Нагрузка, А
		Тип	Ном. ток, А	Тип	Ном. ток, А	
31	QF1	Ekip LSIG	250	T_{max} XT4N	250	180
32	QF2	Ekip LSIG	250	T_{max} XT4N	250	180
34	QF3	Ekip LSIG	250	T_{max} XT4N	250	107
35	QF4	Ekip LSIG	250	T_{max} XT4N	250	130
36	QF5	Ekip LSIG	250	T_{max} XT4N	250	232
37	QF6	Ekip LSIG	100	T_{max} XT2N	160	36
38	QF7	Ekip LSIG	100	T_{max} XT2N	160	16
39	QF9	Ekip LSIG	100	T_{max} XT2N	160	50
40	QF10	Ekip LSIG	100	T_{max} XT2N	160	50
42	QF11	Ekip LSIG	100	T_{max} XT2N	160	54
43	QF12	Ekip LSIG	100	T_{max} XT2N	160	18
44	QF14	Ekip LSIG	100	T_{max} XT2N	160	30
45	QF15	Ekip LSIG	100	T_{max} XT2N	160	19
46	QF17	Ekip LSIG	100	T_{max} XT2N	160	31
47	QF18	Ekip LSIG	250	T_{max} XT4N	250	126
48	QF18	Ekip LSIG	100	T_{max} XT2N	160	50

Таблица 18 – Принимаемые к установке на вводах расцепителей и автоматические выключатели

Место расположения	Обозначение автомата на схеме	Параметры				Макс. Нагрузка на секцию, А
		Автоматический выключатель		Расцепитель		
		Ном. ток, А	Тип	Ном. ток, А	Тип	
Ввод 1	QFW1	1600	Ekip Hi-Touch LSIG	1600	E_{max} E1.2N	988
Ввод 2	QFW2					
Секционный автомат	QFS1					

2.5 Проверка термической, электродинамической и коммутационной способности выключателей в сети собственных нужд станции

Проверка на электродинамическую устойчивость производится при 2 обстоятельствах:

Условие 1:

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}};$$

Действующее значение максимального сквозного тока больше или равно первоначальному действующему значению периодической составляющей тока КЗ;

Условие 2:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}},$$

Моментально значение максимального сквозного тока больше или равно ударному току короткого замыкания.

Проверка на термическую стойкость.

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}},$$

а при меньшем времени отключения короткого замыкания, чем время

термической стойкости выключателя ($t_{\text{откл}} < t_{\text{тер}}$), следует принимать $I_{\text{терт}} = I_{\text{тер}}$;

$$I_{\text{терт}}^2 t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}},$$

где $I_{\text{тер}}$ - ток термической стойкости;

$t_{\text{откл}}$ - время отключения короткого замыкания;

$t_{\text{тер}}$ - время термической стойкости выключателя;

$B_{\text{к}}$ - интеграл Джоуля при коротком замыкании.

- Проверка отключающей способности выполняется при двух условиях:

Условие 1: номинальный ток срабатывания выключателя больше действующего значения периодической составляющей тока КЗ в цепи, в момент прекращения соприкосновения дугогасительных контактов выключателя.

$$I_{\text{откл.ном}} > I_{\text{пт}} = I_{\text{п0}};$$

Условие 2: нормированное значение аperiodической составляющей тока отключения больше либо равно расчетному значению аperiodической составляющей тока КЗ.

$$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}; \tag{18}$$

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2}\beta_{\text{ном}}}{100} I_{\text{откл.ном}}.$$

Результаты расчетов сведены в таблице 19.

Примечание: минимальное время отключения выключателя с учетом времени действия отсечки – 0,15 с.

В соответствии с результатами проверки таблица 19 соответствует требованиям РД 153-34.0-20.527.

Таблица 19 – Проверка выключателей по условиям короткого замыкания

Имя	Тип	Уном	Электродинамическая стойкость				Термическая стойкость		Отключающая способность*			
			Условие 1		Условие 2		$I_{\text{тер.ст}}^2 \cdot t_{\text{откл}}$ ($I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$) кА ² · с	$B_{\text{к}}$ кА ² · с	Условие 1		Условие 2	
			$I_{\text{пр.скв}}$ кА	$I_{\text{по}}$ кА	$i_{\text{пр.скв}}$ кА	$i_{\text{уд}}$ кА			$I_{\text{откл.ном}}$ кА	$I_{\text{пт}}$ кА	$i_{\text{анорм}}$ кА	$i_{\text{ат}}$ кА
В-19ТС	ВВ/TEL-10-12,5/630	10	12,5	3,02	32	4,652	$(12,5^2) \cdot 3 = 468,75$	2,77	12,5	2,977	7,07	0*
В-20ТС	ВВ/TEL-10-12,5/630	10	12,5	3,603	32	5,788	$(12,5^2) \cdot 3 = 468,75$	3,96	12,5	3,526	7,07	0*
В-21ТС	ВВ/TEL-10-12,5/630	10	12,5	3,02	32	4,652	$(12,5^2) \cdot 3 = 468,75$	2,77	12,5	2,977	7,07	0*
В-22ТС	ВВ/TEL-10-12,5/630	10	12,5	3,603	32	5,788	$(12,5^2) \cdot 3 = 468,75$	3,96	12,5	3,526	7,07	0*
В-23ТС	ВВ/TEL-10-12,5/630	10	12,5	3,255	32	5,005	$(12,5^2) \cdot 3 = 468,75$	3,22	12,5	3,204	7,07	0*
В-6П	ВВ/TEL-10-12,5/630	10	12,5	3,255	32	5,005	$(12,5^2) \cdot 3 = 468,75$	3,22	12,5	3,204	7,07	0*

Проверка ТТ в сети СН станции на термическую стойкость:

Проверка на термическую стойкость выполнялась при условии, что ток термической стойкости, возведенный в квадрат и умноженный на время термической стойкости, больше или равен интегралу Джоуля при КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (19)$$

где $t_{\text{тер}}$ - время термической стойкости выключателя;

$I_{\text{тер}}$ - ток термической стойкости;

$B_{\text{к}}$ - интеграл Джоуля при коротком замыкании.

Проверка на электродинамическую стойкость выполнялась по условию:

$$i_{\text{дин}} = k_{\text{дин}} \sqrt{2} I_{1\text{ном}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (20)$$

где $I_{1\text{ном}}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока;

$i_{\text{дин}}$ - ток электродинамической стойкости;

$k_{\text{дин}}$ - кратность электродинамической стойкости по каталогу;

$i_{\text{уд}}$ - ударный ток короткого замыкания.

2.6 Адаптация средств релейной защиты потребителей второй категории

Наличие согласования релейной защиты потребителей второй категории с защитами СН станции.

После рассмотрения и анализа карт селективности средств релейной защиты было выявлено, что не обеспечена селективность защит собственных нужд станции с защитами отходящих присоединений потребителей второй категории. Выявлено возможное неселективное срабатывание защиты

выключателя «В-6П» отходящего присоединения потребителя «Шлюзы» и защиты вводного выключателя ЗРУ-10кВ ТП-Северная «В-1П».

В результате анализа коэффициентов чувствительности было выявлено, что коэффициент чувствительности максимальной токовой защиты (МТЗ) присоединения потребителя «Шлюзы», не удовлетворяет требованиям по чувствительности в основной зоне защиты (при однофазных КЗ за трансформатором), п. 3.2.21 ПУЭ: «Для максимальных токовых защит трансформаторов с низшим напряжением 0,23 – 0,4 кВ наименьший коэффициент чувствительности может быть 1,5».

В целях повышения надежности работоспособности электростанции может рекомендоваться:

- установка микропроцессорных терминалов защит;
- применение защиты нулевой последовательности в сети 0,4 кВ от однофазных коротких замыканий на низшей стороне трансформатора;
- отключение потребителя второй категории.

Проверка выполнения условий невозгораемости и термической стойкости кабельных линий потребителей 2й категории, проложенных на территории станции.

В таблицу 20 сведены результаты проверки термической стойкости и невозгораемости кабелей потребителей второй категории.

Таблица 20 – Результаты проверки термической стойкости и невозгораемости кабелей потребителей второй категории

№ п/п	Сторонний потребитель	Uном, кВ	Тип КЛ	Место КЗ	Терм. стойкость	Невозгораемость
1	Шлюзовое хозяйство	10,5	СБГ-3х70-10	ЗРУ-10кВ ТП-Северная	Обеспечена	Обеспечена

В результате анализа термической стойкости и невозгораемости кабеля в цепи присоединения, было установлено, что кабель «Шлюзовое хозяйство»

удовлетворяют требованию термической стойкости и невозгораемости.

В результате анализа термической стойкости и невозгораемости кабелей в цепях присоединений сторонних потребителей, таблица 7.3, было установлено, что питающий кабель потребителя «Шлюзы», проходящий по территории станции, удовлетворяет требованию термостойкости и невозгораемости.

Влияние повреждений в сети потребителей второй категории на успешность группового самозапуска электродвигателей ответственных механизмов собственных нужд станции.

Продолжительность самозапуска АД 0,4 кВ не превышает 2,05с. В соответствии с Правилами технической эксплуатации (п. 5.2.7) самозапуск двигателей собственных нужд продолжительностью до 2,5 с не вызывает срабатывания технологических защит на отключение механизмов. Таким образом, повреждения в цепи потребителей второй категории, подключенных к собственным нуждам станции, не будут препятствовать успешности группового самозапуска двигателей и не вызовут срабатывание технологических защит оборудования собственных нужд ГЭС.

Влияние провалов напряжения на шинах сборок СН станции при повреждениях в оборудовании потребителей второй категории.

Таблица 21 – Остаточные напряжения при трехфазном КЗ на шине «Ш Шлюзы Т1 0,4кВ»

№ п/п	Наименование шины	Уср.ном, кВ	Uост, кВ	Uост, %
1	ЗРУ-10кВ ТП-Северная	10,5	8,714	87
2	Ш 23ТС	10,5	8,714	87
3	Ш Шлюзы	10,5	8,538	85
4	Ш 1ТО 0,4	0,4	0,359	94
5	Ш 23ТС 0,4	0,4	0,34	89
6	Ш 3ТО 0,4	0,4	0,359	94
7	Ш Шлюзы Т1 0,4	0,4	0	0
8	Ш Шлюзы Т2 0,4	0,4	0,333	88

Короткие замыкания в сети потребителя второй категории «Шлюзы», подключенного к сети 10кВ СН, приводят к снижению напряжения ниже 75% от номинального на 23% секций собственных нужд 0,4 кВ (таблица 21).

Снижение напряжения на шинах 0,4 кВ ниже 75% от номинального может повлечь за собой отпадание катушек контакторов/пускателей и отключение электродвигателей. Время срабатывания МТЗ на данном присоединении составляет 0,36 с, время срабатывания отсечки с учетом разброса характеристики реле и временем на отключение выключателя – 0,15 с. Время отпадания катушек контакторов/магнитных пускателей составляет от 0,06 до 0,12 с. Таким образом, при трехфазном КЗ на присоединении стороннего потребителя может произойти отключение значительного количества электродвигателей СН и серьезное нарушение технологического процесса работы ГЭС.

Для снижения риска нарушения технологического процесса вследствие отпадания контакторов/пускателей электродвигателей или нарушений питания технологической автоматики рекомендуется:

- перевод управления питания контакторами/пускателями от сети постоянного тока;
- применение устройств задержки отпадания пускателей/контактов в цепях питания электродвигателей;
- отключение потребителя.

Перечень мероприятий для компенсации негативного влияния потребителя второй категории на собственные нужды ГЭС.

В таблице 22 приведен перечень рекомендуемых мероприятия для снижения технологического риска возникновения аварийной ситуации в сети СН ГЭС, обусловленного влиянием потребителя второй категории.

Таблица 22 – Перечень мероприятий, компенсирующих влияние потребителей на режим работы СН ГЭС.

№п/п	Негативный фактор влияния сторонних потребителей	Компенсирующее мероприятия
1	Отпадание катушек контакторов/магнитных пускателей АД потребителя второй категории собственных нужд вследствие провалов напряжения на сборках СН.	1. Перевод управления питания контакторами/пускателями от сети постоянного тока; 2. Применение устройств задержки отпадания контакторов/пускателей в цепях питания электродвигателей.
2	Неселективная работа токовой защиты на потребителя «Шлюзы».	Перенастройка параметров срабатывания защиты.
3	Нечувствительность защиты выключателя потребителя «Шлюзы» к однофазным КЗ за трансформатором 10/0,4 кВ	Применение защиты нулевой последовательности в сети 0,4кВ от однофазных коротких замыканий на стороне 0,4кВ ТСН.

После уточнения данных о параметрах оборудования и емкости сети СН могут стать обоснованными следующие компенсирующие мероприятия:

- установка вольтодобавочных трансформаторов в сети СН ГЭС;
- запрет на использование кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена;
- установка дугогасящих реакторов в сети СН ГЭС.

3 Выбор схемы щита постоянного тока

Для повышения надежности электроснабжения потребителей постоянного оперативного тока, их разделяют на группы (сети релейной защиты, автоматики и управления; сети сигнализаций; сети питания электромагнитов выключателей и т.д.). Каждая из групп потребителей подключается как минимум двумя источниками питания, взаимно резервируемыми и обязательно от разных секций щита постоянного тока.

В целях дублирования линий электроснабжения потребителей щита постоянного тока, применяется разделение системы шин на две секции секционным автоматом.

Выбираем одну секционированную систему шин (рисунок 7).

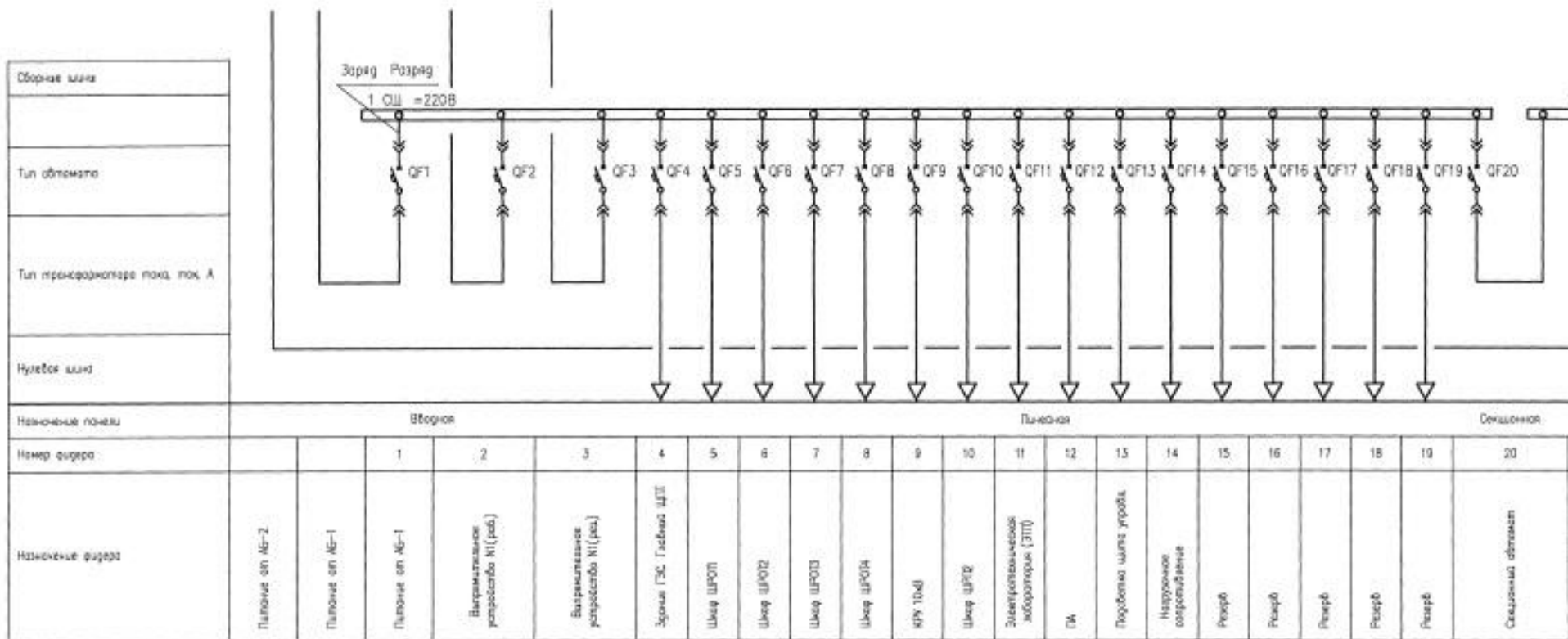


Рисунок 7 – Схема ЩПТ

3.1 Расчет токов КЗ щита постоянного тока ППУ-500

В связи с тем, что марка и длина кабелей отходящих от щита постоянного тока, нагрузки и характеристики потребителей 2 секции щита постоянного тока почти одинаковы, осуществим вычисление токов КЗ только для 1 секции ЩПТ.

3.1.1. Расчета сопротивления элементов в сети с постоянным током начнем с определения внутреннего сопротивления АКБ.

В сети постоянного тока применяются промышленные высокоомощные АКБ типа 8GroE200.

Для того что бы определить общее сопротивление аккумуляторных батарей необходимо общее число АКБ умножить на сопротивление одной батареи, которое известно из паспорта на АКБ и равно 0,475мОм.

$$R_{AB} = R_{эл} \cdot n = 0,000475 \cdot 104 \text{ Ом}$$

3.1.2 Формула для определения сопротивления медной шины АКБ выглядит следующим образом:

$$R_{ш} = \rho \cdot L / S; \tag{21}$$

$$R_{ш} = 0.0172 \cdot 20 / (\pi * 13^2 / 4) = 0.0026 \text{ Ом}$$

где L – длина медной шины, соединяющая АКБ;

ρ – постоянная величина, равная удельному сопротивлению меди;

S – площадь сечения медной шины, соединяющей АКБ. Диаметр самой шины равен 13 миллиметрам, Формула площади $S = \pi d^2 / 4$;

$$R_{ш} = 0.0172 \cdot 20 / (\pi * 13^2 / 4) = 0.0026 \text{ Ом};$$

3.1.3 При последующих вычислениях воспользуемся характеристиками автоматического выключателя, которые указаны в каталоге изделия. Тип автоматического выключателя T4N250.

3.1.4 Вычисление сопротивлений кабельных связей:

В качестве начальных данных будем использовать значения сопротивлений АКБ.

Так как аккумуляторные батареи одинаковы, то и значения сопротивлений будут одинаковы.

В шите постоянного тока применяются АКБ типа: 8GroE200, при этом $R_{\text{раб}} = 0,0494 \text{ Ом}$, а $R_{\text{ш}} = 0,0026 \text{ Ом}$.

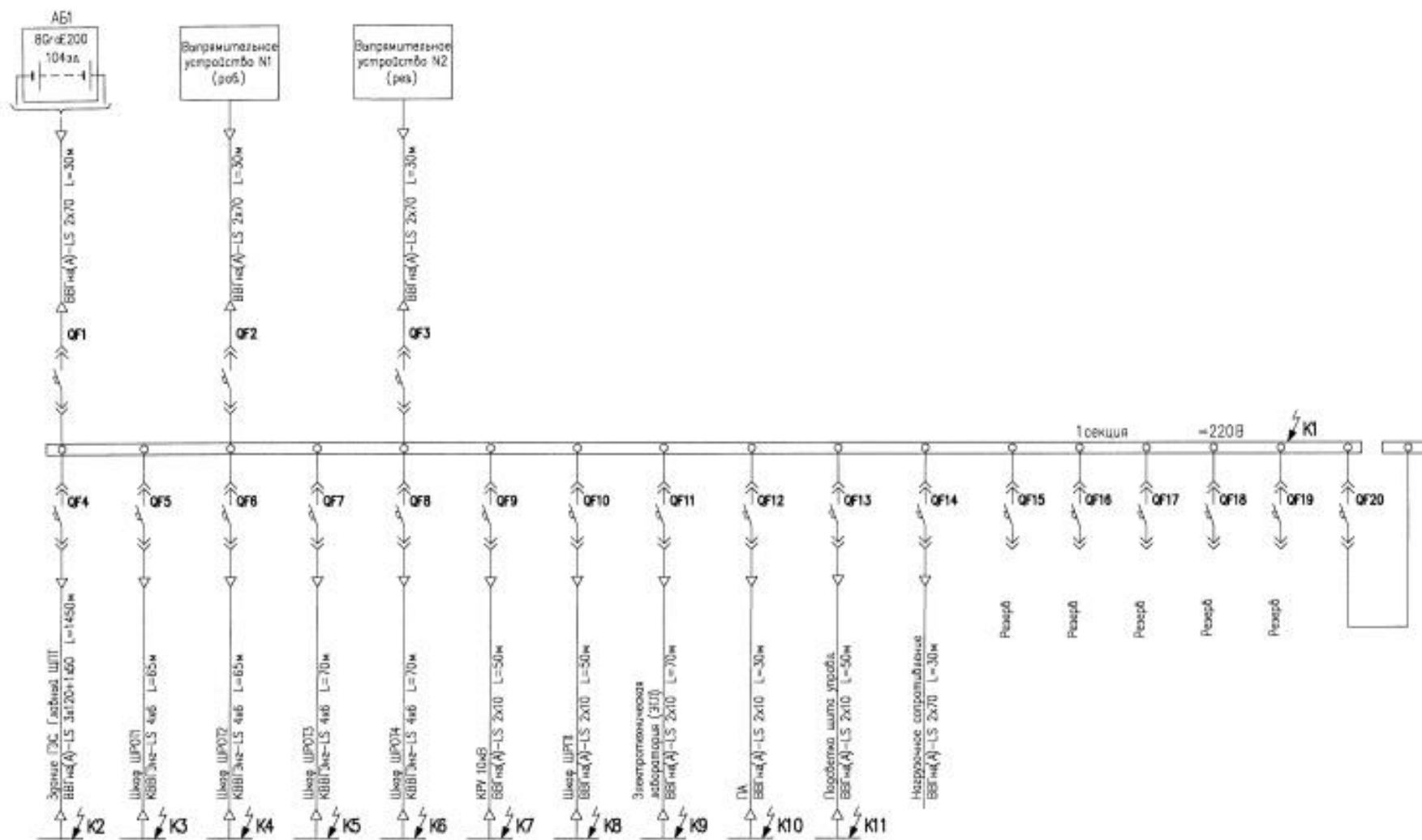


Рисунок 8 – ЩПТ

3.1.5 Определение тока КЗ в точке К1:

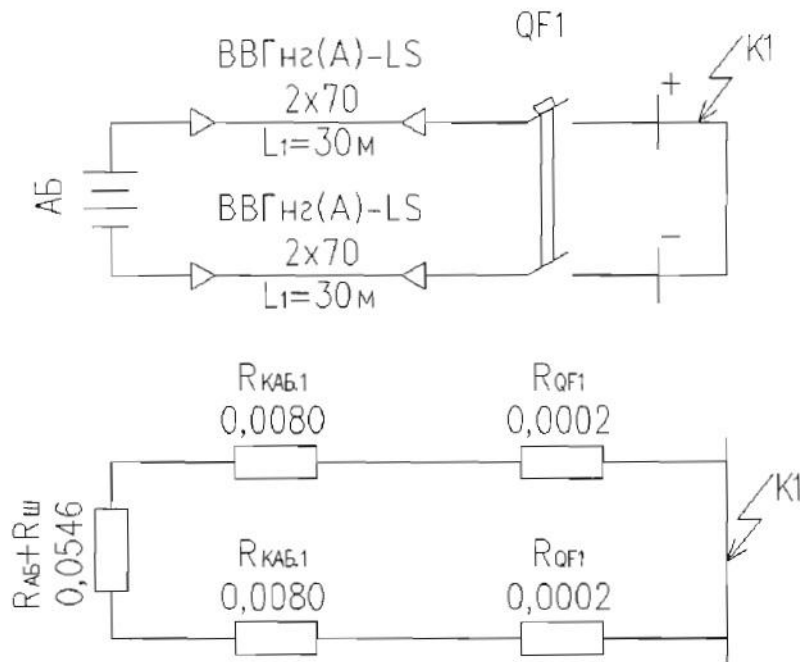


Рисунок 9 - Расчетная схема и схема замещения для точки К1

Для определения сопротивления электрической цепи к току КЗ будем использовать следующую формулу:

$$P_{K3} = R_{AB} + R_{Ш} + (R_{КАБ.1} + R_{QF1}) \cdot 2; \quad (22)$$

$$P_{K3} = 0,0494 + 0,0026 + (0,0080 + 0,0002) \cdot 2 = 0,0685 \text{ Ом};$$

Для определение граничного сопротивления АКБ воспользуемся следующей формулой:

$$R_{ГР} = 7,5 \cdot \frac{n}{N}; \quad (23)$$

где N – это порядковый номер АКБ. Данное значение вычисляется с учетом снижения энергии аккумуляторной батареи за время эксплуатации.

$$N \geq 1,1 \cdot \frac{Q_{РАСЧ}}{Q_{N=1}};$$

где 1,1 - постоянная, учитывающая снижения энергии АКБ;

$Q_{N=1}$ - энергия аккумуляторной батареи, после часового разряда и равна 18,515А·ч;

$$Q_{РАСЧ} = 523 \text{ А} \cdot \text{ч};$$

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

N принимается равным 33.

$$R_{ГР} = 7,5 \cdot \frac{104}{33} = 0,024 \text{ Ом};$$

При $R_{КЗ} \geq R_{ГР}$ (0,0685 Ом > 0,024 Ом) расчетная электродвижущая сила одной банки $E_{РАСЧ} = 1,93 \text{ В}$.

Для определения тока металлического короткого замыкания воспользуемся следующей формулой:

$$I_{КЗ.М} = E_{РАСЧ} \cdot \frac{n}{R_{КЗ}}; \tag{24}$$

$$I_{КЗ.М} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,0684} = 2936 \text{ А};$$

Для определения тока КЗ с учетом сопротивления электрической дуги используем следующую формулу:

$$I_{K3,Д} = I_{K3,М} \cdot K_C; \quad (25)$$

где K_C - это коэффициент снижения тока короткого замыкания.

$$K_C = f(R_{K3})$$

Для $R_{K3} = 0,0685 \text{ Ом}; K_C = 0,50;$

$$I_{K3,Д} = 2936 \cdot 0,50 = 1467 \text{ А};$$

3.1.6 Определение тока КЗ в точке К2

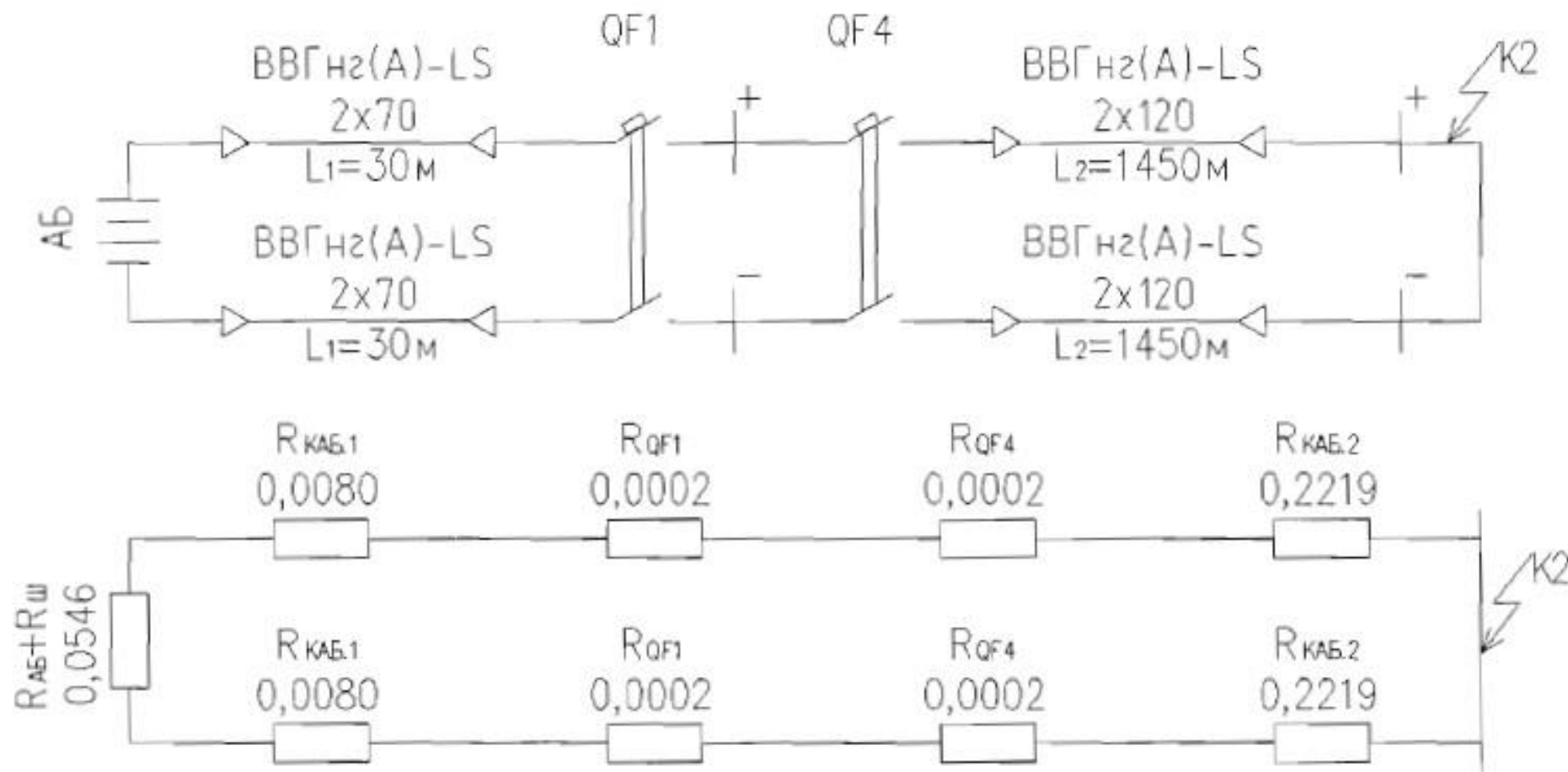


Рисунок 10 – Расчетная схема и схема замещения для точки K2

Для определения сопротивления электрической цепи к току КЗ будем использовать следующую формулу:

$$R_{K3} = R_{AB} + R_{III} + (R_{КАБ.1} + R_{QF1} + R_{QF2} + R_{КАБ.2}) \cdot 2; \quad (26)$$

$$R_{K3} = 0,0494 + 0,0026 + (0,0080 + 0,0002 + 0,0002 + 0,2219) \cdot 2 = 0,5125 \text{ Ом};$$

При определении расчетной электродвижущей силы одной банки необходимо учесть, что сопротивление электрической цепи току короткого замыкания должно быть больше или равно граничному сопротивлению аккумуляторной батареи: $R_{K3} \geq R_{ГР}$ ($0,5125 \text{ Ом} > 0,024 \text{ Ом}$) расчетная электродвижущая сила одной банки $E_{РАСЧ} = 1,93 \text{ В}$.

Для определения тока металлического короткого замыкания воспользуемся следующей формулой:

$$I_{K3.M} = E_{РАСЧ} \cdot \frac{n}{R_{K3}}; \quad (27)$$

$$I_{K3.M} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,5126} = 392 \text{ А};$$

Для определения тока КЗ с учетом сопротивления электрической дуги используем следующую формулу:

$$I_{K3.Д} = I_{K3.M} \cdot K_C; \quad (28)$$

где K_C - это коэффициент снижения тока короткого замыкания.

$$K_C = f(R_{K3})$$

Для $R_{K3} = 0,5126 \text{ Ом}; K_C = 0,50;$

$$I_{K3.Д} = 392 \cdot 0,50 = 219 \text{ А};$$

3.1.7 Определение тока КЗ в точке КЗ

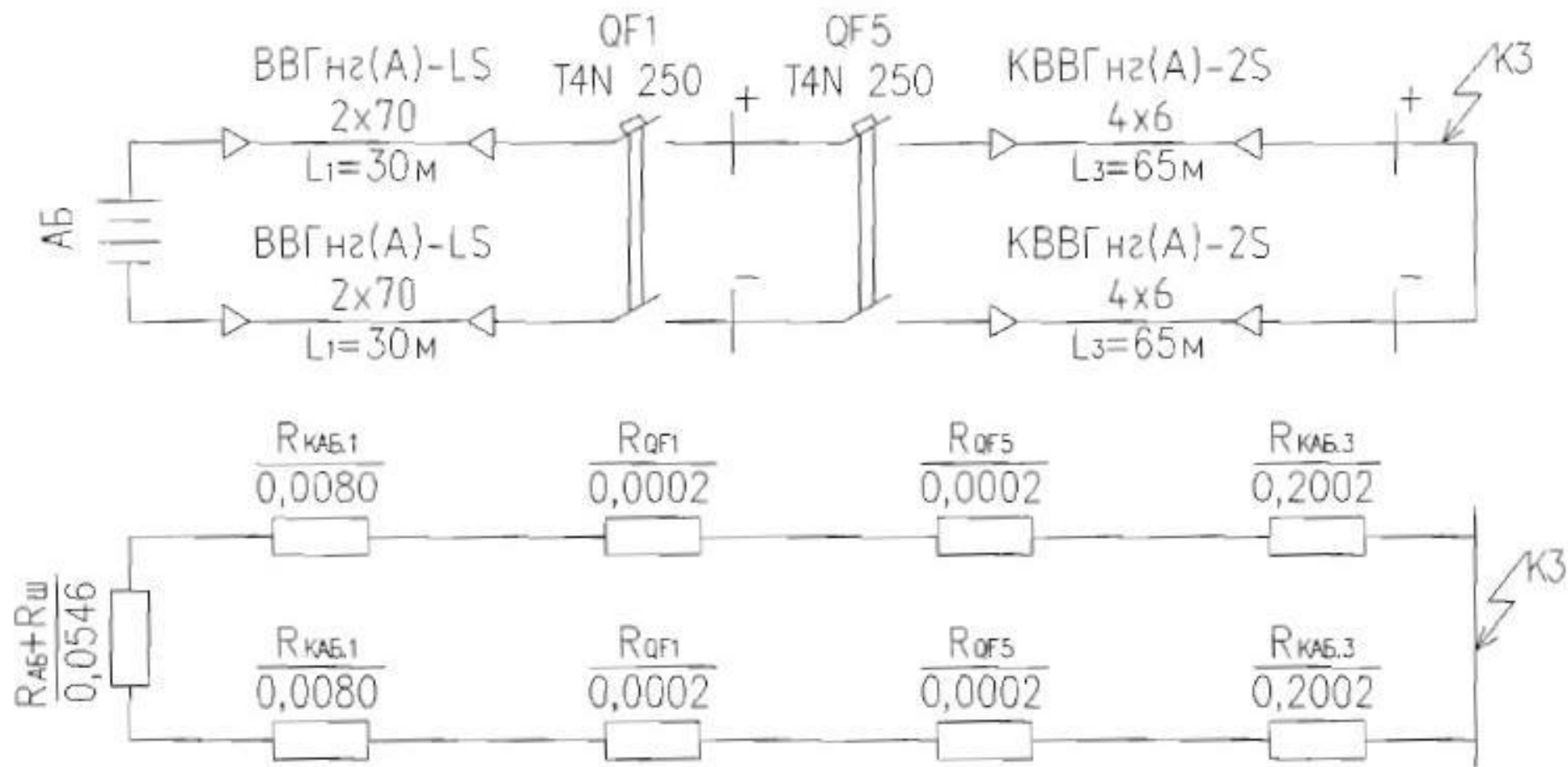


Рисунок 11 – Расчетная схема и схема замещения для точки К3

Для определения сопротивления электрической цепи к току КЗ будем использовать следующую формулу:

$$R_{K3} = R_{AB} + R_{III} + (R_{КАБ.1} + R_{QF1} + R_{QF3} + R_{КАБ.3}) \cdot 2; \quad (29)$$

$$R_{K3} = 0,0494 + 0,0026 + (0,0080 + 0,0002 + 0,0002 + 0,2002) \cdot 2 = 0,4692 \text{ Ом};$$

При определении расчетной электродвижущей силы одной банки необходимо учесть, что сопротивление электрической цепи току короткого замыкания должно быть больше или равно граничному сопротивлению аккумуляторной батареи: $R_{K3} \geq R_{ГР}$ ($0,4692 \text{ Ом} > 0,024 \text{ Ом}$) расчетная электродвижущая сила одной банки $E_{РАСЧ} = 1,93 \text{ В}$.

Для определения тока металлического короткого замыкания воспользуемся следующей формулой:

$$I_{K3.M} = E_{РАСЧ} \cdot \frac{n}{R_{K3}}; \quad (30)$$

$$I_{K3.M} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,4692} = 428 \text{ А};$$

Для определения тока КЗ с учетом сопротивления электрической дуги используем следующую формулу:

$$I_{K3.Д} = I_{K3.M} \cdot K_C; \quad (31)$$

где K_C - это коэффициент снижения тока короткого замыкания.

$$K_C = f(R_{K3})$$

$$\text{Для } R_{K3} = 0,4692 \text{ Ом}; K_C = 0,49;$$

$$I_{K3.Д} = 428 \cdot 0,49 = 210 \text{ А};$$

3.1.5 Определение тока КЗ в точке К4

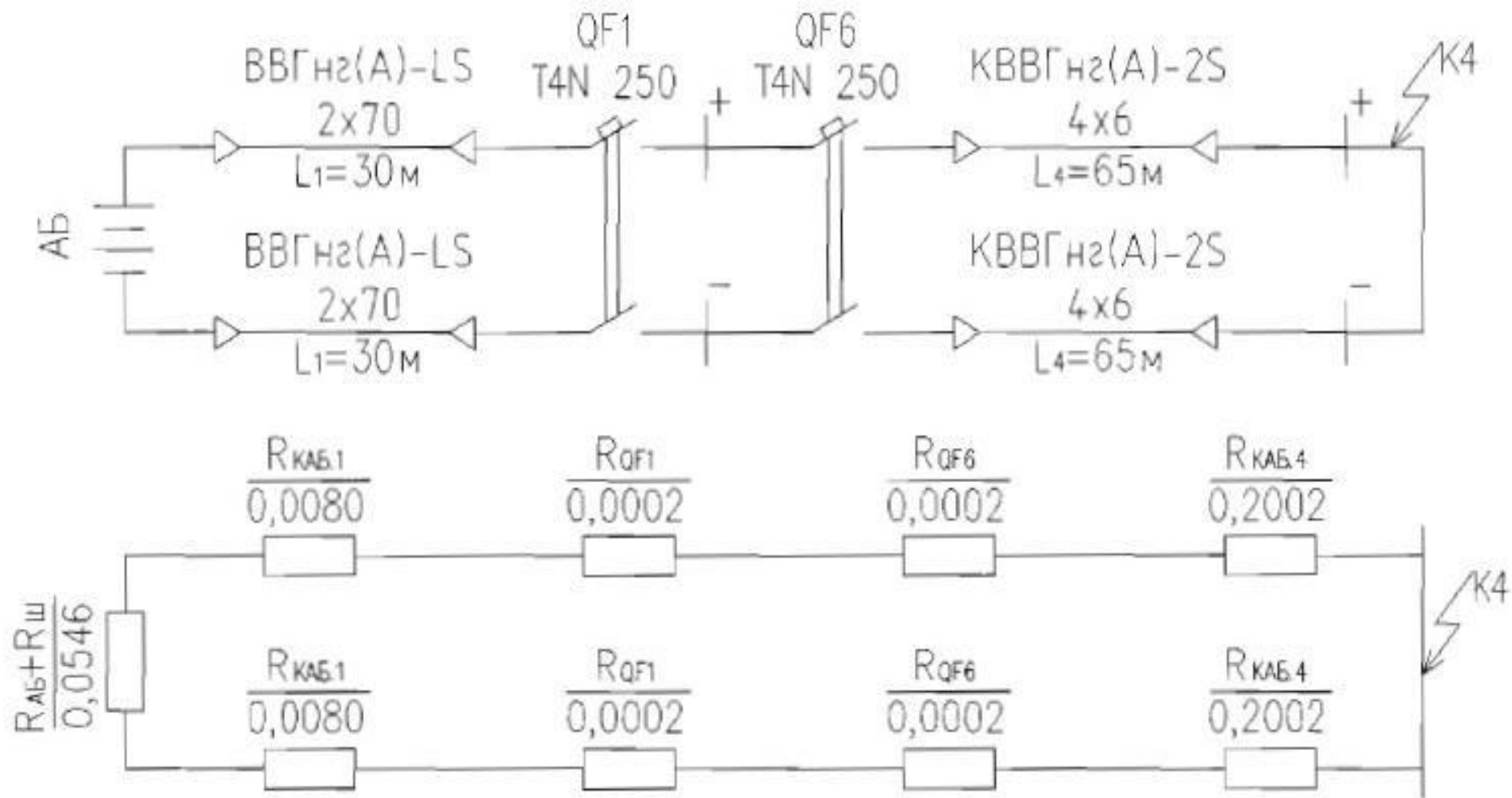


Рисунок 12 - Расчетная схема и схема замещения для точки K4

Для определения сопротивления электрической цепи к току КЗ будем использовать следующую формулу:

$$R_{K3} = R_{AB} + R_{III} + (R_{КАБ.1} + R_{QF1} + R_{QF4} + R_{КАБ.4}) \cdot 2; \quad (32)$$

$$R_{K3} = 0,0494 + 0,0026 + (0,0080 + 0,0002 + 0,0002 + 0,2002) \cdot 2 = 0,4692 \text{ Ом};$$

При определении расчетной электродвижущей силы одной банки необходимо учесть, что сопротивление электрической цепи току короткого замыкания должно быть больше или равно граничному сопротивлению аккумуляторной батареи: $R_{K3} \geq R_{ГР}$ ($0,4692 \text{ Ом} > 0,024 \text{ Ом}$) расчетная электродвижущая сила одной банки $E_{РАСЧ} = 1,93 \text{ В}$.

Для определения тока металлического короткого замыкания воспользуемся следующей формулой:

$$I_{K3.M} = E_{РАСЧ} \cdot \frac{n}{R_{K3}}; \quad (33)$$

$$I_{K3.M} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,4692} = 428 \text{ А};$$

Для определения тока КЗ с учетом сопротивления электрической дуги используем следующую формулу:

$$I_{K3.Д} = I_{K3.M} \cdot K_C; \quad (34)$$

где K_C - это коэффициент снижения тока короткого замыкания.

$$K_C = f(R_{K3})$$

Для $R_{K3} = 0,4692 \text{ Ом}; K_C = 0,49;$

$$I_{K3.Д} = 428 \cdot 0,49 = 210 \text{ А};$$

3.1.6 Определение тока КЗ в точке К5

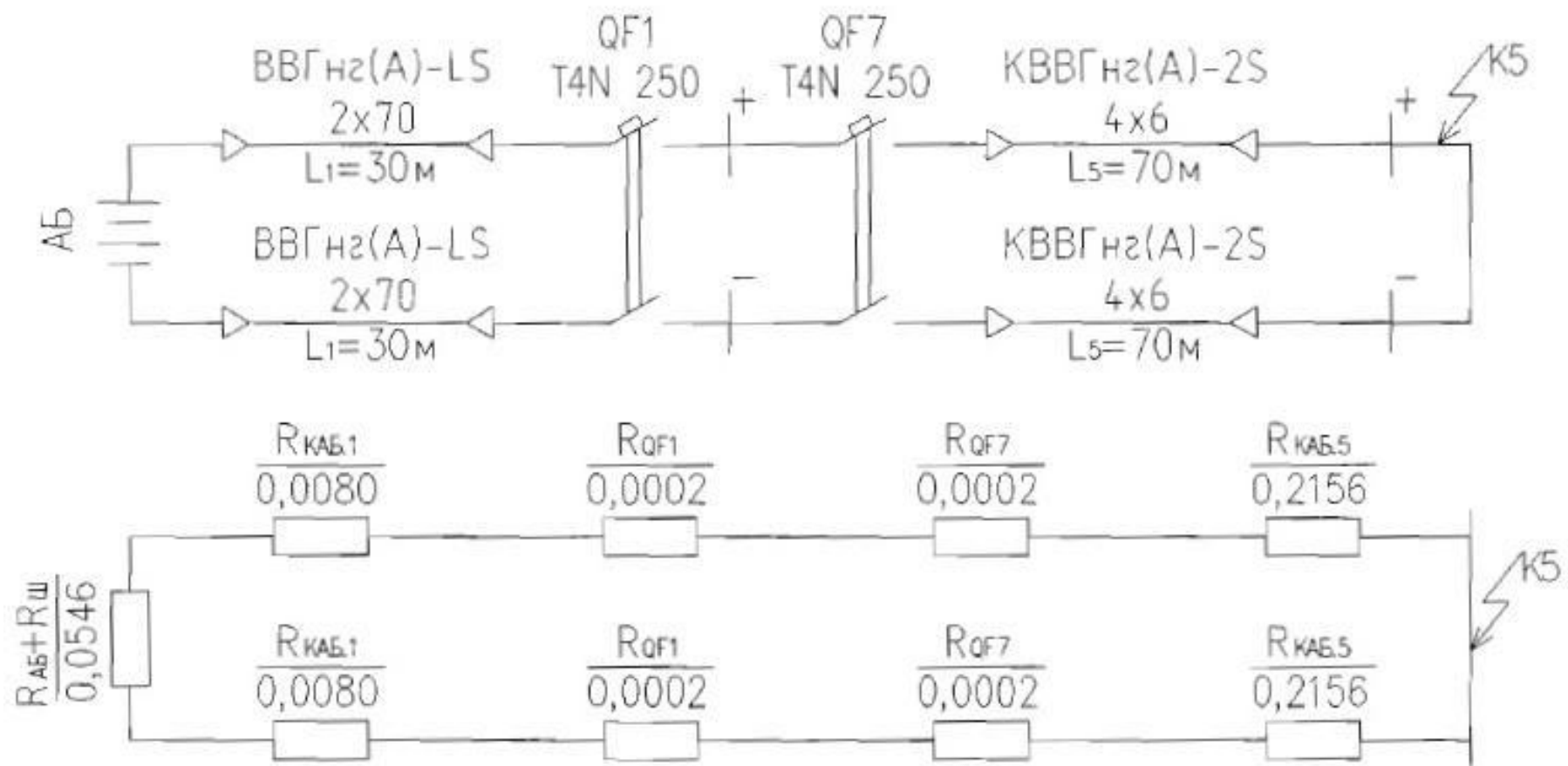


Рисунок 13 – Расчетная схема и схема замещения для точки К5

Для определения сопротивления электрической цепи к току КЗ будем использовать следующую формулу:

$$R_{K3} = R_{AB} + R_{III} + (R_{КАБ.1} + R_{QF1} + R_{QF5} + R_{КАБ.5}) \cdot 2; \quad (35)$$

$$R_{K3} = 0,0494 + 0,0026 + (0,0080 + 0,0002 + 0,0002 + 0,2156) \cdot 2 = 0,5000 \text{ Ом};$$

При определении расчетной электродвижущей силы одной банки необходимо учесть, что сопротивление электрической цепи току короткого замыкания должно быть больше или равно граничному сопротивлению аккумуляторной батареи: $R_{K3} \geq R_{ГР}$ ($0,5000 \text{ Ом} > 0,024 \text{ Ом}$) расчетная электродвижущая сила одной банки $E_{РАСЧ} = 1,93 \text{ В}$.

Для определения тока металлического короткого замыкания воспользуемся следующей формулой:

$$I_{K3.M} = E_{РАСЧ} \cdot \frac{n}{R_{K3}}; \quad (36)$$

$$I_{K3.M} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,5000} = 401 \text{ А};$$

Для определения тока КЗ с учетом сопротивления электрической дуги используем следующую формулу:

$$I_{K3.Д} = I_{K3.M} \cdot K_C; \quad (37)$$

где K_C - это коэффициент снижения тока короткого замыкания.

$$K_C = f(R_{K3})$$

Для $R_{K3} = 0,5000 \text{ Ом}; K_C = 0,56$;

$$I_{K3.Д} = 401 \cdot 0,56 = 225 \text{ А};$$

3.1.7 Определение тока КЗ в точке К6.

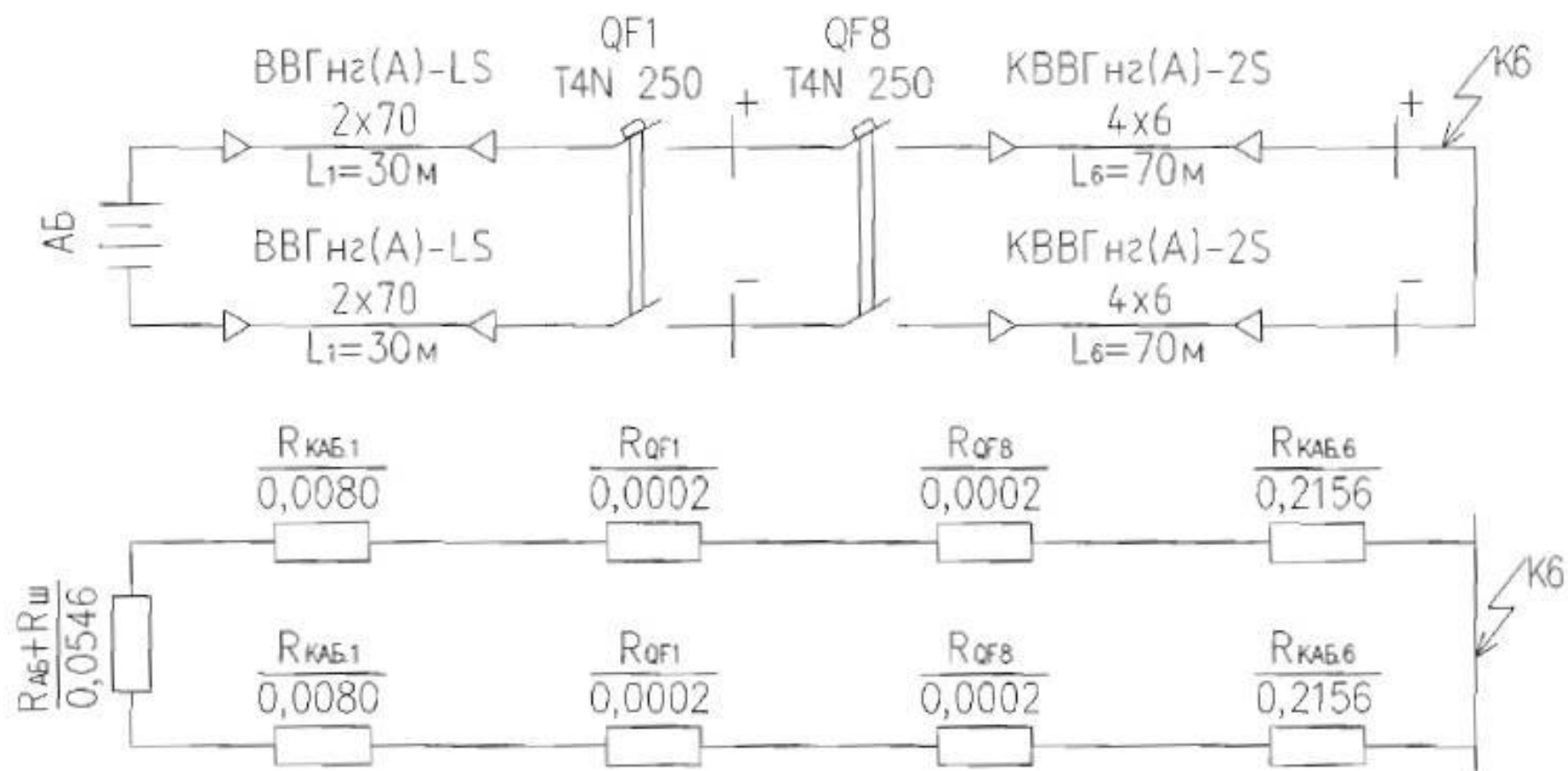


Рисунок 14 – Расчетная схема и схема замещения для точки К6

Для определения сопротивления электрической цепи к току КЗ будем использовать следующую формулу:

$$R_{K3} = R_{AB} + R_{III} + (R_{КАБ.1} + R_{QF1} + R_{QF6} + R_{КАБ.6}) \cdot 2; \quad (38)$$

$$R_{K3} = 0,0494 + 0,0026 + (0,0080 + 0,0002 + 0,0002 + 0,2156) \cdot 2 = 0,5000 \text{ Ом};$$

При определении расчетной электродвижущей силы одной банки необходимо учесть, что сопротивление электрической цепи току короткого замыкания должно быть больше или равно граничному сопротивлению аккумуляторной батареи: $R_{K3} \geq R_{ГР}$ ($0,5000 \text{ Ом} > 0,024 \text{ Ом}$) расчетная электродвижущая сила одной банки $E_{РАСЧ} = 1,93 \text{ В}$.

Для определения тока металлического короткого замыкания воспользуемся следующей формулой:

$$I_{K3.M} = E_{РАСЧ} \cdot \frac{n}{R_{K3}}; \quad (39)$$

$$I_{K3.M} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,5000} = 401 \text{ А};$$

Для определения тока КЗ с учетом сопротивления электрической дуги используем следующую формулу:

$$I_{K3.Д} = I_{K3.M} \cdot K_C; \quad (40)$$

где K_C - это коэффициент снижения тока короткого замыкания.

$$K_C = f(R_{K3})$$

$$\text{Для } R_{K3} = 0,5000 \text{ Ом}; K_C = 0,56;$$

$$I_{K3.Д} = 401 \cdot 0,56 = 225 \text{ А};$$

3.1.8 Определение тока КЗ в точке К7.

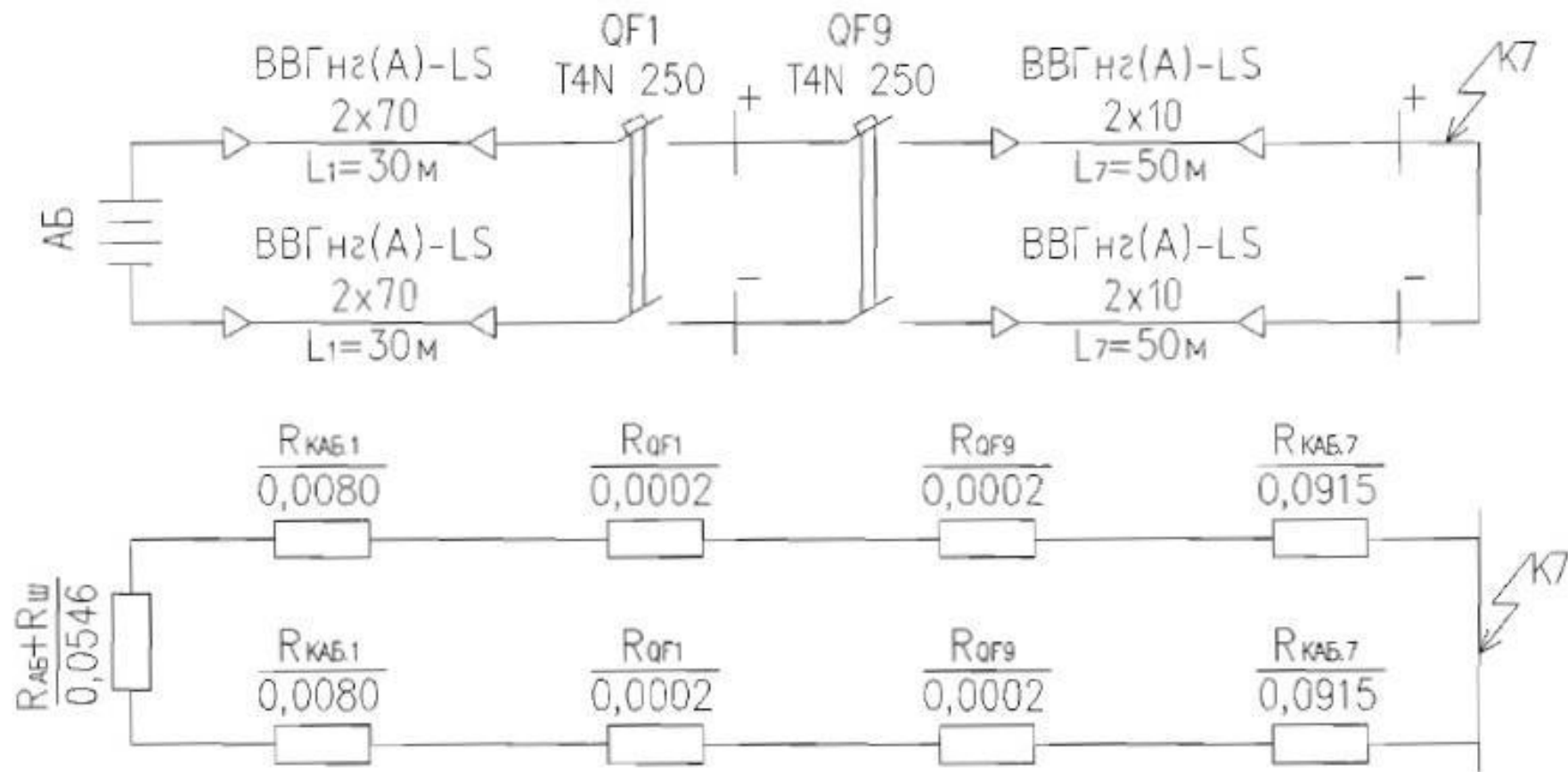


Рисунок 15 - Расчетная схема и схема замещения для точки К7

Для определения сопротивления электрической цепи к току КЗ будем использовать следующую формулу:

$$R_{KЗ} = R_{AB} + R_{III} + (R_{КАБ.1} + R_{QF1} + R_{QF7} + R_{КАБ.7}) \cdot 2; \quad (41)$$

$$R_{KЗ} = 0,0494 + 0,0026 + (0,0080 + 0,0002 + 0,0002 + 0,0915) \cdot 2 = 0,2518 \text{ Ом};$$

При определении расчетной электродвижущей силы одной банки необходимо учесть, что сопротивление электрической цепи току короткого замыкания должно быть больше или равно граничному сопротивлению аккумуляторной батареи: $R_{KЗ} \geq R_{ГР}$ ($0,2518 \text{ Ом} > 0,024 \text{ Ом}$) расчетная электродвижущая сила одной банки $E_{РАСЧ} = 1,93 \text{ В}$.

Для определения тока металлического короткого замыкания воспользуемся следующей формулой:

$$I_{KЗ.М} = E_{РАСЧ} \cdot \frac{n}{R_{KЗ}}; \quad (42)$$

$$I_{KЗ.М} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,2518} = 797 \text{ А};$$

Для определения тока КЗ с учетом сопротивления электрической дуги используем следующую формулу:

$$I_{KЗ.Д} = I_{KЗ.М} \cdot K_C; \quad (43)$$

где K_C - это коэффициент снижения тока короткого замыкания.

$$K_C = f(R_{KЗ})$$

Для $R_{KЗ} = 0,2518 \text{ Ом}; K_C = 0,55;$

$$I_{KЗ.Д} = 797 \cdot 0,55 = 438 \text{ А};$$

3.1.9 Определение тока КЗ в точке К8.

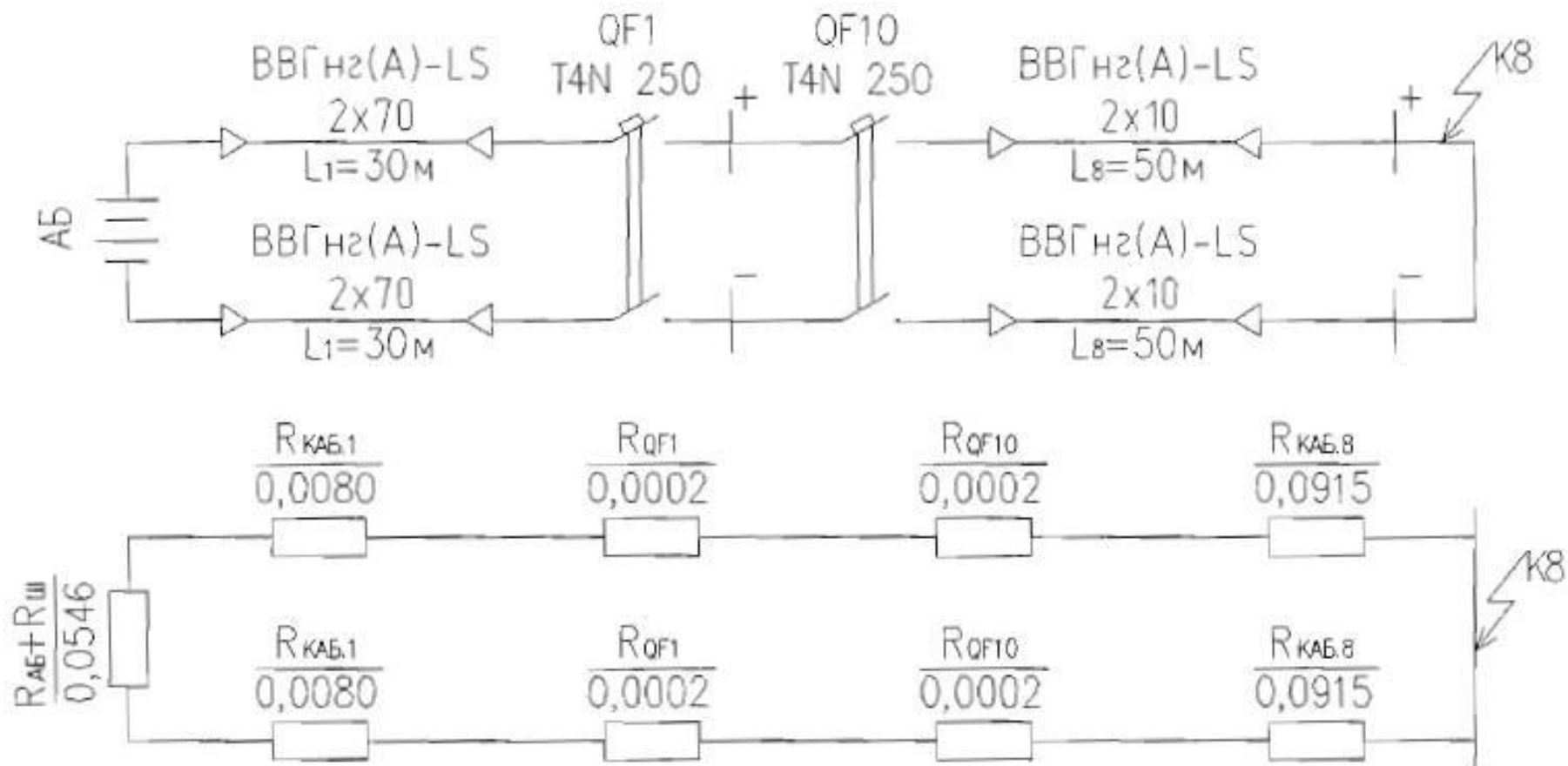


Рисунок 16 – Расчетная схема и схема замещения для точки К8

Для определения сопротивления электрической цепи к току КЗ будем использовать следующую формулу:

$$R_{K3} = R_{AB} + R_{III} + (R_{КАБ.1} + R_{QF1} + R_{QF8} + R_{КАБ.8}) \cdot 2; \quad (44)$$

$$R_{K3} = 0,0494 + 0,0026 + (0,0080 + 0,0002 + 0,0002 + 0,0915) \cdot 2 = 0,2518 \text{ Ом};$$

При определении расчетной электродвижущей силы одной банки необходимо учесть, что сопротивление электрической цепи току короткого замыкания должно быть больше или равно граничному сопротивлению аккумуляторной батареи: $R_{K3} \geq R_{ГР}$ ($0,2518 \text{ Ом} > 0,024 \text{ Ом}$) расчетная электродвижущая сила одной банки $E_{РАСЧ} = 1,93 \text{ В}$.

Для определения тока металлического короткого замыкания воспользуемся следующей формулой:

$$I_{K3.M} = E_{РАСЧ} \cdot \frac{n}{R_{K3}}; \quad (45)$$

$$I_{K3.M} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,2518} = 797 \text{ А};$$

Для определения тока КЗ с учетом сопротивления электрической дуги используем следующую формулу:

$$I_{K3.Д} = I_{K3.M} \cdot K_C; \quad (46)$$

где K_C - это коэффициент снижения тока короткого замыкания.

$$K_C = f(R_{K3})$$

$$\text{Для } R_{K3} = 0,2518 \text{ Ом}; K_C = 0,55;$$

$$I_{K3.Д} = 797 \cdot 0,55 = 438 \text{ А};$$

3.1.10 Определение тока КЗ в точке К9.

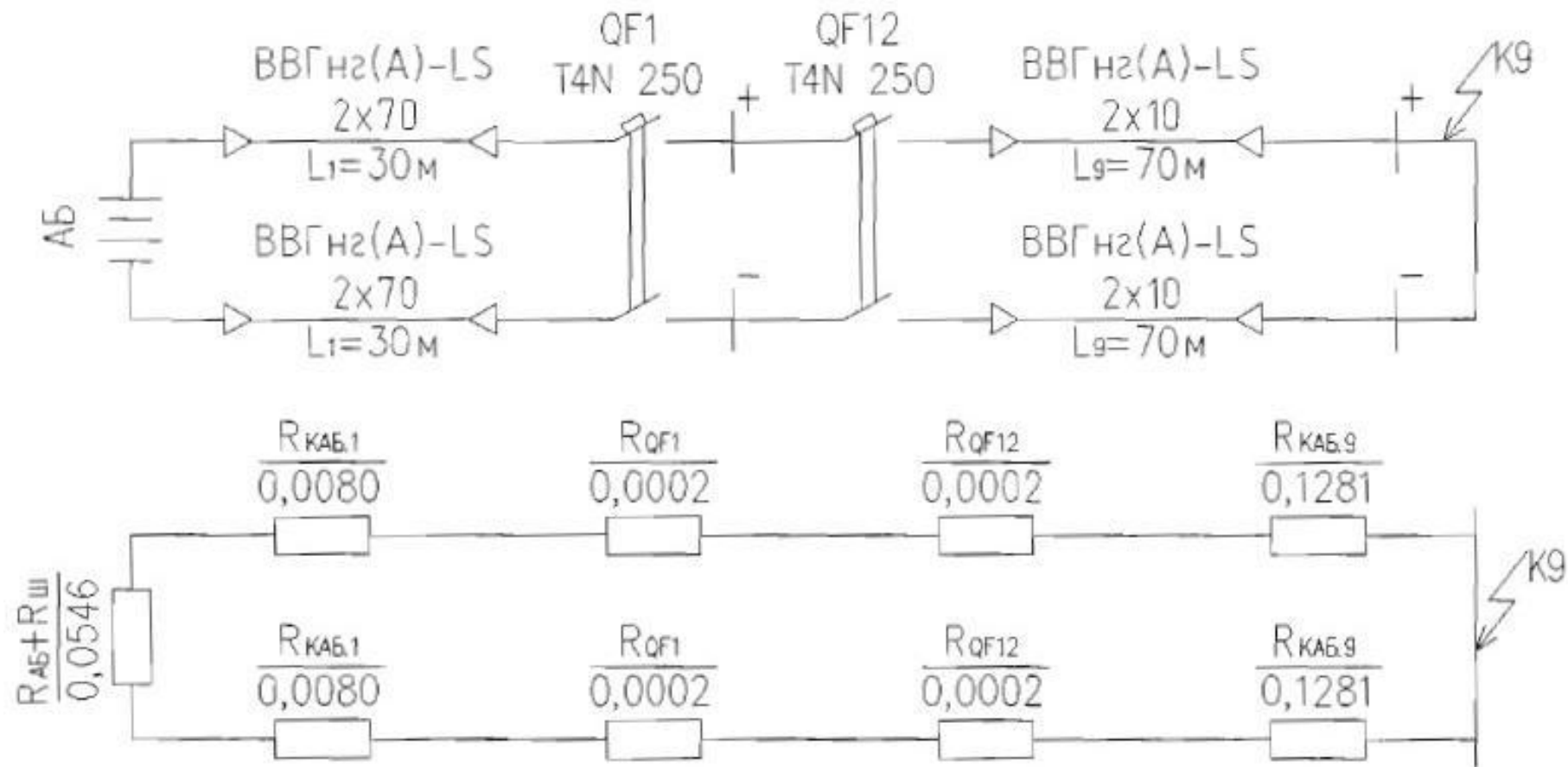


Рисунок 17 – Расчетная схема и схема замещения для точки К9

Для определения сопротивления электрической цепи к току КЗ будем использовать следующую формулу:

$$R_{K3} = R_{AB} + R_{III} + (R_{KAB.1} + R_{QF1} + R_{QF9} + R_{KAB.9}) \cdot 2; \quad (47)$$

$$R_{K3} = 0,0494 + 0,0026 + (0,0080 + 0,0002 + 0,0002 + 0,1281) \cdot 2 = 0,3250 \text{ Ом};$$

При определении расчетной электродвижущей силы одной банки необходимо учесть, что сопротивление электрической цепи току короткого замыкания должно быть больше или равно граничному сопротивлению аккумуляторной батареи: $R_{K3} \geq R_{ГР}$ ($0,3250 \text{ Ом} > 0,024 \text{ Ом}$) расчетная электродвижущая сила одной банки $E_{РАСЧ} = 1,93 \text{ В}$.

Для определения тока металлического короткого замыкания воспользуемся следующей формулой:

$$I_{K3.M} = E_{РАСЧ} \cdot \frac{n}{R_{K3}}; \quad (48)$$

$$I_{K3.M} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,3250} = 618 \text{ А};$$

Для определения тока КЗ с учетом сопротивления электрической дуги используем следующую формулу:

$$I_{K3.Д} = I_{K3.M} \cdot K_C; \quad (49)$$

где K_C - это коэффициент снижения тока короткого замыкания.

$$K_C = f(R_{K3})$$

$$\text{Для } R_{K3} = 0,3250 \text{ Ом}; K_C = 0,56;$$

$$I_{K3.Д} = 618 \cdot 0,56 = 346 \text{ А};$$

3.1.11 Определение тока КЗ в точке К10.

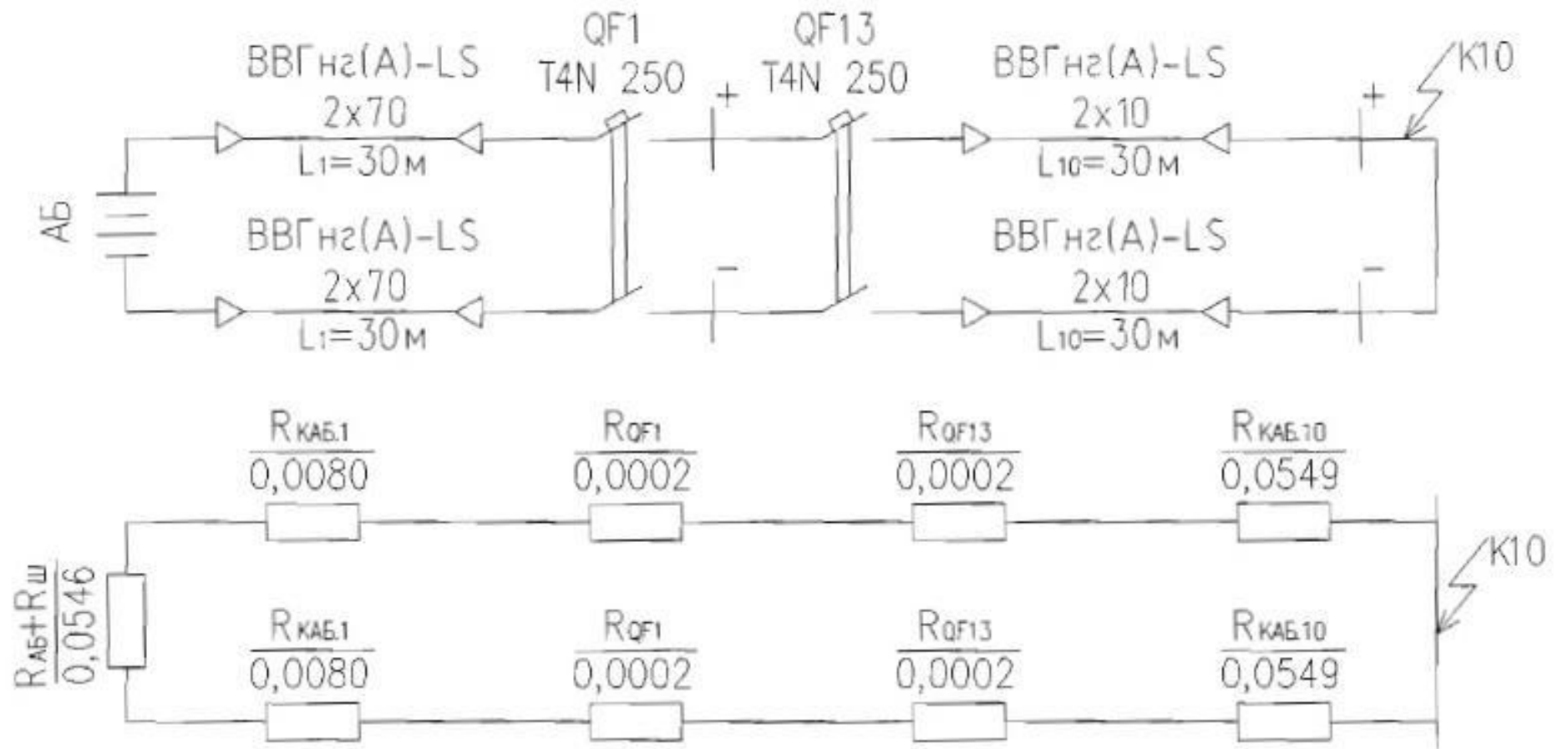


Рисунок 18 - Расчетная схема и схема замещения для точки K10

Для определения сопротивления электрической цепи к току КЗ будем использовать следующую формулу:

$$R_{K3} = R_{AB} + R_{III} + (R_{KAB.1} + R_{QF1} + R_{QF10} + R_{KAB.10}) \cdot 2; \quad (50)$$

$$R_{K3} = 0,0494 + 0,0026 + (0,0080 + 0,0002 + 0,0002 + 0,0549) \cdot 2 = 0,1786 \text{ Ом};$$

При определении расчетной электродвижущей силы одной банки необходимо учесть, что сопротивление электрической цепи току короткого замыкания должно быть больше или равно граничному сопротивлению аккумуляторной батареи: $R_{K3} \geq R_{ГР}$ ($0,1786 \text{ Ом} > 0,024 \text{ Ом}$) расчетная электродвижущая сила одной банки $E_{РАСЧ} = 1,93 \text{ В}$.

Для определения тока металлического короткого замыкания воспользуемся следующей формулой:

$$I_{K3.M} = E_{РАСЧ} \cdot \frac{n}{R_{K3}}; \quad (51)$$

$$I_{K3.M} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,1786} = 1124 \text{ А};$$

Для определения тока КЗ с учетом сопротивления электрической дуги используем следующую формулу:

$$I_{K3.Д} = I_{K3.M} \cdot K_C; \quad (52)$$

где K_C - это коэффициент снижения тока короткого замыкания.

$$K_C = f(R_{K3})$$

$$\text{Для } R_{K3} = 0,1786 \text{ Ом}; K_C = 0,53;$$

$$I_{K3.Д} = 618 \cdot 0,56 = 596 \text{ А};$$

3.1.12 Определение тока КЗ в точке К11.

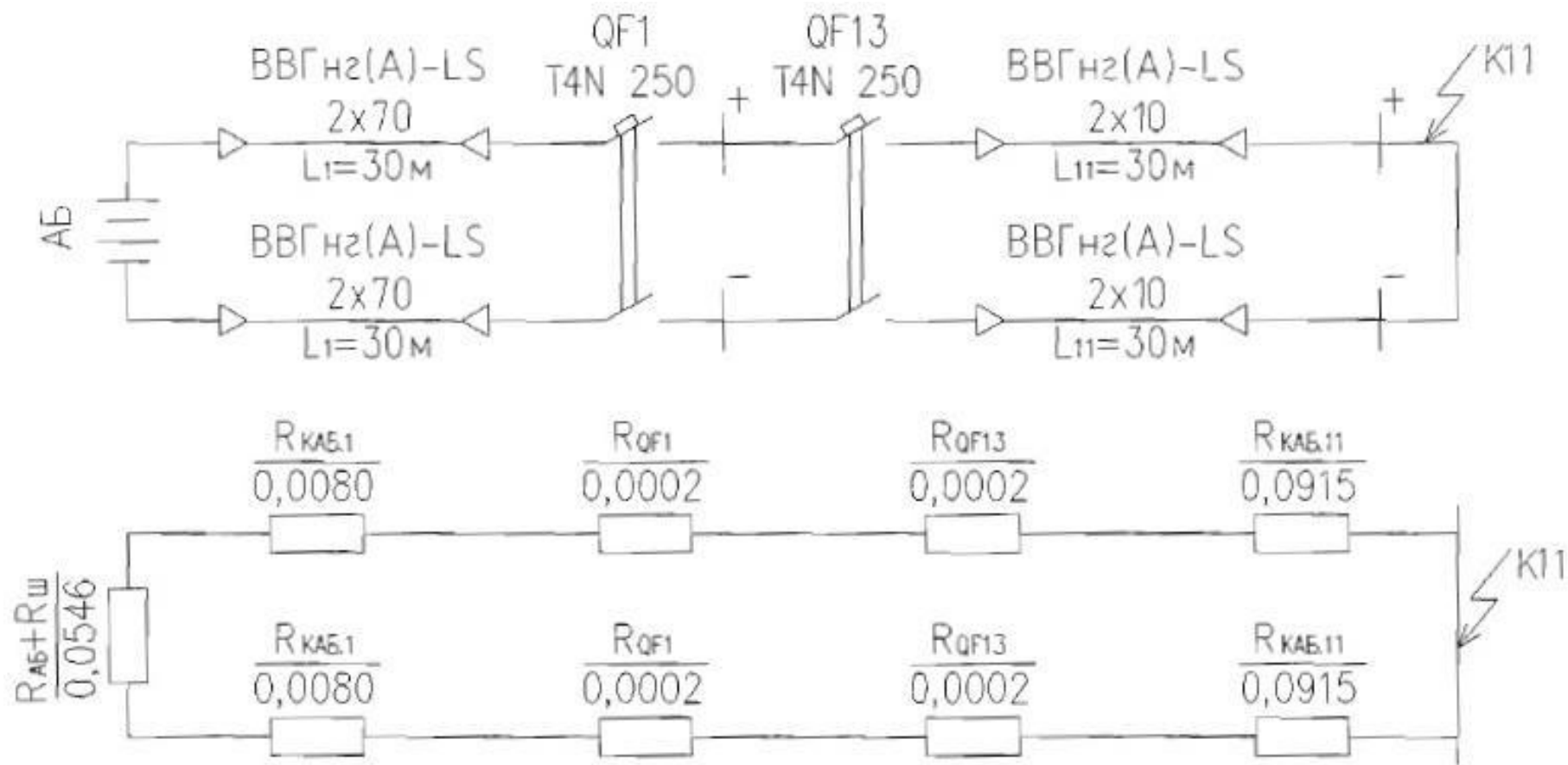


Рисунок 19 - Расчетная схема и схема замещения для точки K11

Для определения сопротивления электрической цепи к току КЗ будем использовать следующую формулу:

$$R_{K3} = R_{AB} + R_{III} + (R_{КАБ.1} + R_{QF1} + R_{QF11} + R_{КАБ.11}) \cdot 2; \quad (53)$$

$$R_{K3} = 0,0494 + 0,0026 + (0,0080 + 0,0002 + 0,0002 + 0,0915) \cdot 2 = 0,2518 \text{ Ом};$$

При определении расчетной электродвижущей силы одной банки необходимо учесть, что сопротивление электрической цепи току короткого замыкания должно быть больше или равно граничному сопротивлению аккумуляторной батареи: $R_{K3} \geq R_{ГР}$ ($0,2518 \text{ Ом} > 0,024 \text{ Ом}$) расчетная электродвижущая сила одной банки $E_{РАСЧ} = 1,93 \text{ В}$.

Для определения тока металлического короткого замыкания воспользуемся следующей формулой:

$$I_{K3.M} = E_{РАСЧ} \cdot \frac{n}{R_{K3}}; \quad (54)$$

$$I_{K3.M} = 1,93 \cdot \frac{104}{0,2518} = 797 \text{ А};$$

Для определения тока КЗ с учетом сопротивления электрической дуги используем следующую формулу:

$$I_{K3.Д} = I_{K3.M} \cdot K_C; \quad (55)$$

где K_C - это коэффициент снижения тока короткого замыкания.

$$K_C = f(R_{K3})$$

$$\text{Для } R_{K3} = 0,2518 \text{ Ом}; K_C = 0,54;$$

$$I_{K3.Д} = 797 \cdot 0,55 = 596 \text{ А};$$

Расчет токов короткого замыкания в конце кабельных линий к потребителям щита постоянного тока второй секции выполняется по аналогичной методике. Расчетные значения токов КЗ представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Расчетные значения токов К.З. в конце кабельных линий к потребителям первой и второй секции

Обозначение автомата	Наименование присоединения	Точка КЗ	$I_{кз м},$ А	$I_{кз д},$ А	Обозначение автомата	Наименование присоединения	Точка КЗ	$I_{кз м},$ А	$I_{кз д},$ А
QF1	ЩПТ 1 секция	К1	2935	1467	QF37	ЩПТ 2 секция	К12	2935	1467
QF4	Здание ГЭС. Главный ЩПТ	К2	392	219	QF21	Здание ГЭС. Главный ЩПТ	К13	392	219
QF5	Шкаф ШРОТ1	К3	428	210	QF22	Шкаф ШРОТ1	К14	428	210
QF6	Шкаф ШРОТ2	К4	428	210	QF23	Шкаф ШРОТ2	К15	428	210
QF7	Шкаф ШРОТ3	К5	401	225	QF24	Шкаф ШРОТ3	К16	401	225
QF8	Шкаф ШРОТ4	К6	401	225	QF25	Шкаф ШРОТ4	К17	401	225
QF9	КРУ 10кВ	К7	797	438	QF26	КРУ 10кВ	К18	797	438
QF10	Шкаф ШРП1	К8	797	438	QF27	Шкаф ШРП2	К19	797	438
QF11	ЭТЛ	К9	618	346	QF28	ЭТЛ	К20	617	345
QF12	ПА	К10	1124	596	QF29	ПА	К21	1123	597
QF13	Подсветка щита управления	К11	797	430	QF30	Шкаф UZ	К22	797	430

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

Поскольку сечения обоих кабелей от аккумуляторных батарей до сборных шин одинаковы, то выбор и проверку производим по одному кабелю. Суммарная нагрузка на кабель составляет 63А.

Исходя из этого выбираем кабель ВВГнг(А)-LS 2х10

Исходные данные для проверки кабеля =220В на невозгорание:

Способ прокладки: в воздухе

Тип кабеля: ВВГнг(А)-LS 2х10

Длительно-допустимый ток: 74А (взято из каталога на кабель)

Уставка времени резервных защит: 0,07с

Уставка времени основных защит: 0,007с - токовая отсечка

Формула для расчета максимального ток короткого замыкания на выводах аккумуляторной батареи:

$$I_{к.з.} = \frac{U_{ном}}{R_{внутр.} \cdot n}, \quad (56)$$

где $R_{внутр.}$ - внутреннее сопротивление аккумуляторной батареи;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение;

n - количество элементов аккумуляторной батареи.

Согласно данным, взятым из каталога внутреннее сопротивление аккумуляторных батарей (8 GroE 200) составляет 0.5 мОм или $R_{внутр.} = 0.5 \cdot 10^{-3}$ Ом

$$I_{к.з.} = \frac{230}{0,5 \cdot 10^{-3} \cdot 104} = 4,442кА \quad (57)$$

Формула для определение начальной температуры кабеля:

$$\theta_H = \theta_0 + (\theta_{ДЛ.} - \theta_{ОКР}) \cdot \left(\frac{I_{РАБ}}{I_{ДЛ}} \right)^2; \quad (58)$$

$$\theta_H = 35 + (90 - 25) \cdot \left(\frac{74}{74} \right)^2 = 100^\circ \text{C};$$

Далее определяем температуру нагрева жил кабеля при действии тока короткого замыкания продолжительностью $t = 0.007 + 0.07 = 0.077 \text{с}$.

$$k = \frac{b \cdot V_{\text{тер.}}}{S^2} \quad (59)$$

где $b = 19.58$ (постоянная для меди);

$$V_{\text{тер.}} = I^2 \text{к. з.} \cdot t;$$

S – Сечение проводника;

$$k = \frac{19,58 \cdot 1,520}{10^2} = 0,30$$

$$V_{\text{тер.}} = 4,442^2 \cdot 0,077 = 1,518 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

По кривой термической стойкости кабеля, взятой из каталога на кабель, определяем, что температура жилы в конце короткого замыкания 220°C , что меньше максимально допустимых 400°C , необходимых по условию невозгорания в цепях постоянного тока. Таким образом подходит медный кабель сечением 10мм^2 .

Для щита постоянного тока необходимо приобрести кабель ВВПнг(А)—LS ТУ16. К71—310—2001, кабель силовой с медными жилами, с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридных композиций пониженной пожароопасности трехжильный (сечением $3 \times 2.5 \text{мм}^2$) 490м, двухжильный (сечением $2 \times 35 \text{мм}^2$) 120м.

Также необходимо применить кабель силовой, не распространяющий горение, огнестойкий с изоляцией и оболочкой из полимерных композиций, не содержащих галогенов (ПВПнг(А)—FRHF 17 16. К71 —339—2004)

двухжильный (сечением $2 \times 10 \text{ мм}^2$) 540м и (сечением $2 \times 70 \text{ мм}^2$) 200м.

3.3 Выбор оборудования щита постоянного тока

Для щита постоянного тока применяется оборудование завода изготовителя АВВ.

Размер щита постоянного тока нетиповой. Габариты $2400 \times 6600 \times 800 \text{ см}$. Для размещения оборудования потребуется один щит.

Также требуется выпрямитель напряжения для систем гарантированного электроснабжения в количестве 4 штук (в целях взаиморезервирования). Применяется выпрямитель типа D400 G208/100 BWrugTDG серии THYR0TR0NIC. На выпрямителе входное напряжение 0,4кВ и ток 50А, а выходное напряжение 220В и 100А.

Так же применяются стационарные свинцово-кислотные батареи с "+" пластинами серии 8GroE 200. Особенностью этих аккумуляторных батарей являются пластины большой поверхности (PLANTE) в сочетании с намазными пластинами. Аккумуляторных батарей необходимо 208шт, по 104шт на каждую секцию. Плотность электролита 1,22-1,25кг/д. АКБ устанавливаются в аккумуляторной комнате в два ряда и один ярус, на специально оборудованных стеллажах.

ШРП1, ШРП2 (шкафы распределительного питания) также не типового исполнения, габаритом $2200 \times 800 \times 600 \text{ см}$ каждый.

3.4 Выбор автоматических выключателей, расцепителей ЩПТ

Автоматические выключатели и расцепители отходящим присоединений (QF4-QF13) первой секции щита постоянного тока имеют одинаковые номинальные токи работы. Это связано с относительно одинаковой нагрузкой на присоединениях. Номинальные токи автоматических выключателей равны 160А. Расцепители имеют

номинальные токи равные 32А (за исключением QF4 с током 160А).

Автоматические выключатели и расцепители отходящим присоединений (QF21-QF30) второй секции щита постоянного тока также имеют одинаковые номинальные токи работы равные 160А. Расцепители имеют номинальные токи равные 32А (за исключением QF21 с током 160А).

Автоматические выключатели-разъединители к аккумуляторным батареям (QF1 и QF37) применяются типа T_{max} XT4D с номинальным током 250А (таблица 26).

Таблица 26 – Применяемые автоматические выключатели коммутирующие выпрямительные устройства ЩПТ

Ответственный потребитель	Обозначение авт. выключателя	Автоматический выключатель	
		Ном. ток, А	Тип
Рабочее выпрямительное устройство первой секции	QF2	250	T_{max} XT4D
Резервное выпрямительное устройство первой секции	QF3	250	T_{max} XT4D
Рабочее выпрямительное устройство второй секции	QF38	250	T_{max} XT4D
Резервное выпрямительное устройство второй секции	QF39	250	T_{max} XT4D
Секционный автомат	QF20	250	T_{max} XT4D

В качестве независимых расцепителей применяются реле отключения. Тип данных реле: типа SOR-C 24...30V AC/DC.

Селективность в системе электроснабжения щита постоянного тока обеспечивается микропроцессорными устройствами РЗ постоянного тока. Тип применяемых микропроцессорных устройств: DSProtect v 1.1.

3.5 Молниезащита и заземление

Защитное заземление создается, основываясь на главе 17 ПУЭ и ГОСТ 12-1030-81 "ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление."

Заземление здания нового ППУ-500 кВ производится вбиванием

пятиметровых стальных электродов диаметром 1,8 см по периметру здания. Самое большое расстояние, на котором могут располагаться электроды друг от друга - 25 метров. Электроды, находящиеся в заземлении, соединяются между собой стальными пластинами размером 40х5мм. Наружный контур заземления здания ППУ-500 в четырех точках, сваркой присоединяется к наружному контуру заземления ОРУ-500.

Глубина прокладки контура заземления - 0,7 м от нулевой отметки (от поверхности земли).

Стороны ячеек молниеприемной сетки, прокладываемой по поверхности кровли составляют 9х9м. Молниеприемная сетка состоит сваренных стальных прутьев Ø10мм. Спуск от молниеприемной сетки к заземлителем выполняется по стенам здания листовой сталью 24х4мм. Спуск с крыши присоединяется к заземлителем через землю с помощью листовой стали 40х5мм (в соответствии с ГОСТ103-2006). Все металлические элементы (трубы, вентиляционные устройства, и т.д.), находящиеся выше молниеприемной сетки необходимо заземлить листовой сталью 24х4мм. Для обеспечения безопасности персонала, находящегося на территории ОРУ-500, спуск заземления на фасаде здания необходимо закрыть угловой сталью 40х40х4мм высотой не менее двух метров от поверхности земли.

Внутренний и наружный контуры заземления здания ППУ-500 соединяются при помощи сварки, минимум в 2 точках. По требованиям ГОСТ103-2006, внутренний контур заземления выполняется листовой сталью 40х5мм. Внутренний контур заземления необходимо проложить по поверхностям стен, на высоте 0,4м. Листовая сталь, с помощью которой выполнено заземление первого и кабельного этажа в дверных проемах, прокладывается в заранее подготовленных пропусках под дверными коробками. При помощи листовой стали 40х5мм все кабельные металлоконструкции соединяются с защитным контуром заземления.

Заземление ячеек РУ-10кВ, РУ-0,4кВ и РУ-220В, панелей релейной защиты и автоматики и систем автоматического управления выполняется

точечной сваркой с опорными стойками. Оборудования, размещенное на стенах, заземляется ответвлением от основной шины заземления.

Обязательно заземляются корпуса и нейтраль трансформаторов, а также все другие металлические части, которые могут оказаться под напряжением вследствие пробоя изоляции.

В любое время года, общее сопротивление заземляющей системы не должно быть больше 0,5 Ом.

После завершения монтажа заземления требуется произвести измерение величины сопротивления растекания тока. Если величина превышает заданное значение ПУЭ, необходимо установить дополнительные электроды заземления. У мест ввода заземляющих проводников в здание ППУ-500 необходимо установить опознавательные знаки.

Схемы прокладывания заземления приведены на рисунках 20-23.

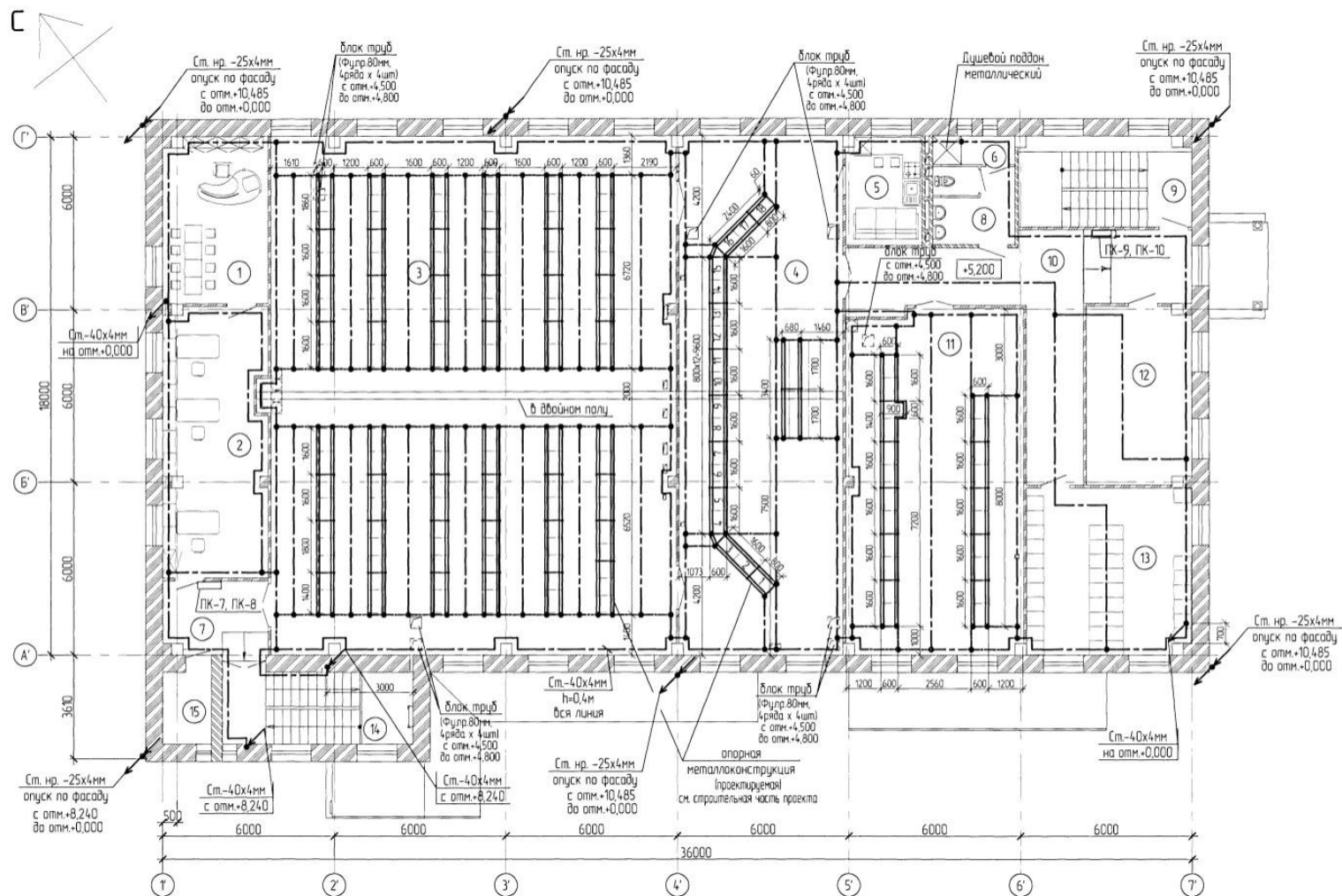


Рисунок 22 – Схема прокладки заземления 2 этажа ППУ-500

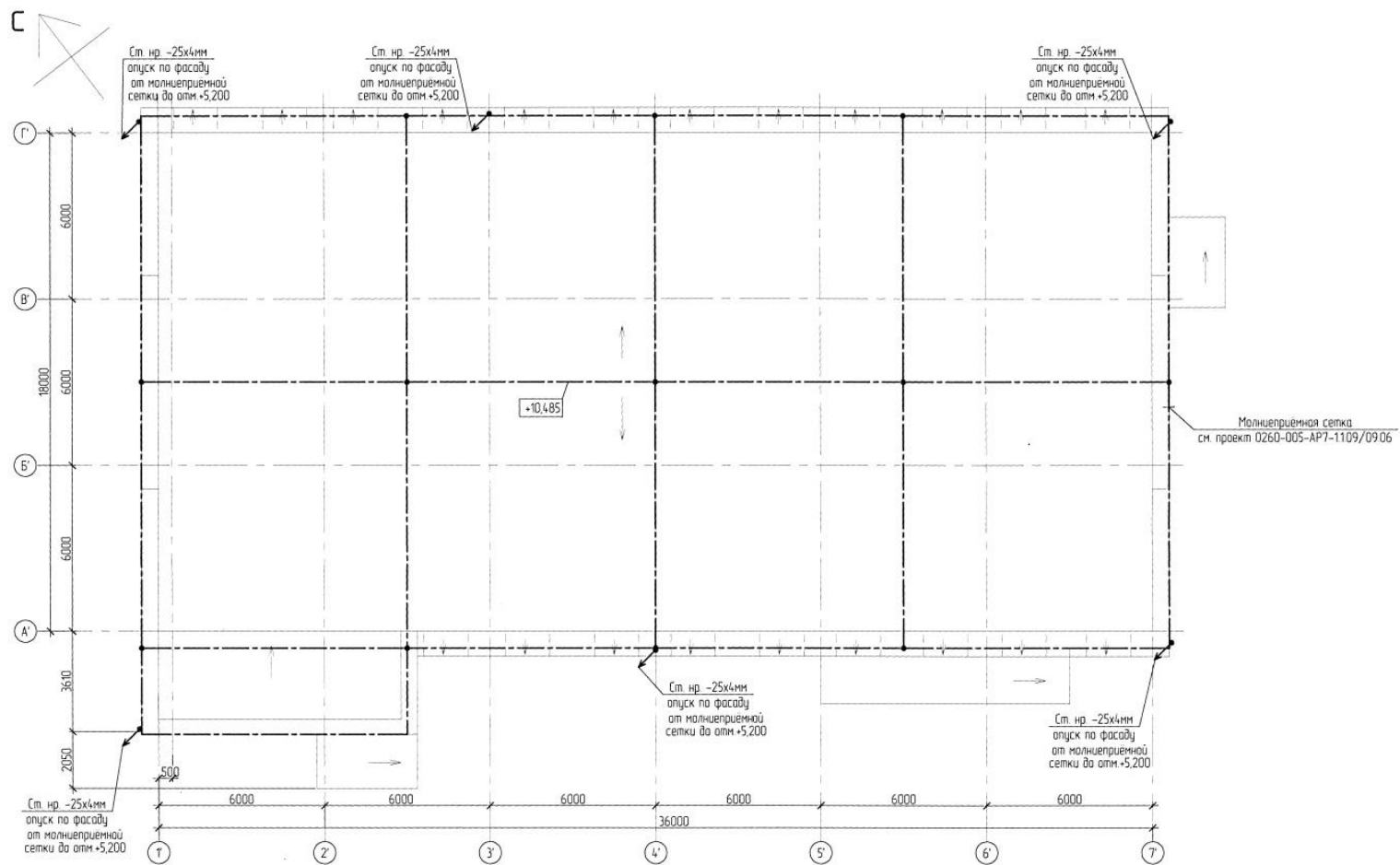


Рисунок 23 – Схема прокладки заземления молниезащитной сетки на крыше здания ППУ-500

Заключение

Ввиду постройки на территории ОРУ-500 Жигулевской гидроэлектростанции нового ППУ-500 и в следствии переоснащения оборудования, в представленной магистерской диссертации был подобран и предложен план модернизации электроснабжения потребителей СН ОРУ-500кВ.

Электроснабжение СН ОРУ-500кВ осуществляется от 2 силовых трансформаторов, каждый мощностью 630кВА. В данной системе коэффициент загрузки силовых трансформаторов приравнивается к 0,6. Данные трансформаторы производятся компанией «ABB» в Германии. Марка трансформаторов RESIBLOC. Силовые трансформаторы с пониженными потерями холостого хода, сухого типа.

Ячейки оборудования напряжения 0,4кВ располагаются в отдельном помещении распределительного устройства 0,4кВ. Электроснабжение щита СН выполняется по схеме с одинарной секционированной системой сборных шин.

Сборка щитового оборудования РУ-0,4кВ производится из сборных панелей напольного исполнения. Марка ячеек щита распределительного устройства 0,4 «TriLine-R» компании «ABB». Доступ к обслуживанию и ячеек с двух сторон. В ячейках применяются электронные расцепители и выключатели выкатного типа.

В данной работе были произведены расчеты токов КЗ на напряжении 0,4кВ.

Так же в данной работе была проведена проверка кабелей 0,4кВ и 220В, применяемых для электроснабжения потребителей, на допустимую температуру нагрева рабочим током и невозгорание.

В третьей части работы выполнено описание системы защитного заземления применяемой в здании ППУ-500 и молниезащитной сетки располагаемой на кровле здания.

Список использованных 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 / В.В. Вахнина, В.А. Шаповалов, А.Н. Черненко / Энергетика и Энергоэффективные технологии: материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию ЛГТУ. – Липецк : ЛГТУ, 2006. – С. 24 – 27.
3. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). 7 издание. - С.-Пб.: Энергоатомиздат, 2009.-289 с.
4. Герасимова, В.Г. Электротехнический справочник Т.3. Кн. 1. Производство, передача и распределение электрической энергии/ В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, А.И. Попова и др. – М.: МЭИ, 2002. – 964 с.
5. Вахнина, В.В. Анализ особенностей электрических сетей с изолированной нейтралью методами математического моделирования / В.В. Вахнина, С.С. Чертаков, А.Н. Черненко / Энергетика и энергоэффективные технологии : сборник докладов II Международной научно-технической конференции. – Липецк : ЛГТУ, 2007. – С. 57 – 58.
6. Романов, А.А. Проектирование электрической части подстанций. / А.А. Романов, В.М. Салтыков. – Тольятти: ТолПИИ, Кассандра, 2000. –76 с.
7. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. –576 с.
8. Вахнина, В.В. Влияние грозových перенапряжений на возникновение системных аварий в Самарской электроэнергетической системе / В.В. Вахнина, В.А. Кузнецов // Энергосбережение на предприятиях промышленности и жилищно-коммунального хозяйства : труды Всероссийского научно-практического семинара. –Салават, 2010. –С. 59–61.
9. Романов, А.А. Жигулевская ГЭС. Эксплуатация электротехнического оборудования Книга 3/А.А. Романов.-Самара. 2012. -565 с.

10. Романов, А.А. Жигулевская ГЭС. Эксплуатация средств релейной защиты и автоматизированного управления Книга 4. Самара. 2013. -470 с.
11. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005.
12. Бессонов, Л.А. Теоретические основы электротехники : Электрические цепи : учеб. для -Изд. 11, исправление и дополнение -М.: Гардарики, 2006.
13. Барыбин, В.В. Справочник по проектированию электроснабжения. / В.В. Барыбин. – М.: Энергоатомиздат, 2008. -278 с.
14. Балаков, Ю.Н. Проектирование схем электроустановок: учеб. пособие для вузов - М. : Изд-во МЭИ, 2009.
15. Аметистов, Е.И. Основы современной энергетики под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова - М.: Издательство МЭИ, 2004.- 822с.
16. Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2002. – 139 с.
17. Сибикин, Ю.Д. Электробезопасность при эксплуатации электроустановок промышленных предприятий. / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин – М.: ИРПО; ПрофОбрИздат, 2002 .- 370 с.
18. Пыхтин, В.В. Электроматериаловедение. / В.В. Пыхтин , Н.Н. Цыкунов. - Комсомольск-на-Амуре: КнАГТУ, 2003. – 180 с.
19. Васильев, А.А. Электрическая часть станций и подстанций. / А.А. Васильев. - М.: Энергия, 2005. -270 с.
20. Степкина, Ю.В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: учеб. Пособие. - Тольятти : ТГУ, 2006.
21. Елгин, А.А. Производство и передача электроэнергии: учеб. пособие. - Тольятти: ТГУ, 2008.

22. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетические установки. / Д.С. Щавелев, Ю.С. Васильев. - Л.: Энергоиздат, 2008. – 347 с.
23. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб.–метод. пособие для курсового и дипломного проектирования.–Тольятти: ТГУ, 2007.
24. ОАО Инженерный центр энергетики Поволжья. Жигулевская ГЭС. Реконструкция строительной части, силового оборудования УРЗиА, СН с ТЭО выбора варианта ОРУ 500 кВ: Общая пояснительная записка 0260-005-ПЗ.006. М.: Самара, 2011. – 123 с.
25. Чунихин, А.А. Электрические аппараты. / А.А. Чунихин. – М.: Энергоатомиздат, 2001. -350 с.
26. М.Ф. Губин, В. Я. Карели. - М.: Энергоатомиздат, 2000. – 361 с.
27. Аршеневский, Н.Н. Гидроэлектрические станции. / Н.Н. Аршеневский, К.Н. Юношев Технический отчет по результатам обследования основного электрооборудования Жигулевской ГЭС с целью оценки технического состояния, установления условий и сроков эксплуатации. / К.Н. Юношев. - М.: ДИАКС, 2001. - 15 с.
28. Сапунков, М. Л. Основы расчета и проектирования электроснабжения предприятий./М. Л. Сапунков. - Пермь: ПГТУ, 2003. – 310с.
29. ОАО Инженерный центр энергетики Поволжья. Жигулевская ГЭС. Реконструкция строительной части, силового оборудования УРЗиА, СН с ТЭО выбора варианта ОРУ 500 кВ: Общая пояснительная записка 0260-005-ПЗ.001. М.: Самара, 2007. – 70 с.
30. СО 153-34.20.122 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750кВ, 2006.
31. СО 153-34.21.122 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций, 2003.
32. Энергетика. Оборудование, документация: [Электронный ресурс]. М., 2014. URL: <http://forca.ru/>. (Дата обращения 28.02.2017).