

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания подстанция Камень-Рыболов напряжением 110/35/10 кВ в Приморских электрических сетях.

Исполнитель

студент группы 342зсб2

подпись, дата

А.А. Головин

Руководитель

доцент

подпись, дата

А.Г. Ротачёва

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2017

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 2017 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Головина Артёма Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания подстанция Камень-Рыболов напряжением 110/35/10 кВ в Приморских электрических сетях

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

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

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 105 с., 17 рисунков, 95 формул, 40 таблиц, 21 источник, 9 приложений.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТРАНСФОРМАТОР, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА ОБОРУДОВАНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ.

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрен вариант реконструкции и модернизации системы внешнего электроснабжения поселка городского типа «Камень - Рыболов» северной части Приморского края. Для достижения поставленной цели был выполнен расчет электрических нагрузок на стороне низкого и высокого напряжения комплектных трансформаторных подстанций, питающих городскую нагрузку, на основании которого рассчитаны сечения воздушных линий электропередачи с изолированным самонесущим проводом типа СИП, определены мощности трансформаторов КТП в соответствии с существующими нагрузками. Рассчитаны токи короткого замыкания и произведен выбор основного электротехнического оборудования на вновь реконструируемой ПС 110/35/10 кВ «Камень - Рыболов». Рассчитаны зоны молниезащиты для защиты всех распределительных устройств ПС от грозовых перенапряжений и выполнен расчет защитного заземления ПС. Выполнен расчет микропроцессорной защиты силового трехобмоточного трансформатора. Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности при эксплуатации электрооборудования. Цель работы – разработка проекта модернизации центра питания ПС для обеспечения требуемого качества и надежности электроснабжения

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Характеристика потребителей 10 кВ ПС «Камень - Рыболов»	8
2 Анализ существующей схемы электроснабжения	10
3 Климатическая характеристика местности	14
4 Определение расчетных нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП	16
5 Выбор мощности трансформаторов КТП	24
6 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ КТП	29
7 Выбор сечений ВЛ 10 кВ	33
8 Проверка сечений ВЛ по термической стойкости и потере напряжения	35
9 Проверка линий 10 кВ на термическое воздействие токов короткого замыкания	41
10 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	43
11 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ ПС «Камень – Рыболов»	45
12 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС «Камень – Рыболов»	46
13 Расчет токов короткого замыкания на ПС «Камень – Рыболов»	48
14 Выбор оборудования РУ 110/35/10 кВ ПС «Камень - Рыболов»	55
14.1 Выбор выключателей на стороне 110 кВ	55
14.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ	57
14.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ	58
14.4 Выбор разъединителей	59
14.5 Выбор трансформаторов тока	60
14.6 Выбор трансформаторов напряжения	64
14.7 Выбор гибкой ошиновки	66
14.8 Выбор жестких шин	68
14.9 Выбор ОПН	70

14.10	Выбор высокочастотного заградителя связи	71
14.11	Выбор изоляторов	71
15	Расчет молниезащиты ПС «Камень – Рыболов»	73
16	Оценка надежности питания ПС «Камень - Рыболов»	74
17	Защита трансформаторов	79
17.1	Дифференциальная защита	79
17.2	Максимальная токовая защита	80
17.3	Газовая защита	81
17.4	Защита от перегрузки	81
18	Расчет экономических показателей	82
18.1	Описание сети	82
18.2	Расчет затрат на реализацию проекта	82
18.3	Расчет издержек	84
19	Безопасность и экологичность	86
19.1	Безопасность	86
19.2	Экологичность	87
19.3	Чрезвычайные ситуации	89
	Заключение	93
	Библиографический список	94
	Приложение А Выбор трансформаторов КТП	96
	Приложение Б Выбор сечения ВЛ	98
	Приложение В Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	99
	Приложение Г Расчет потери напряжения ВЛ 10 кВ	100
	Приложение Д Расчет сечения ВЛ до каждой КТП	101
	Приложение Е	102
	Приложение Ж	103
	Приложение З	104
	Приложение И	105

ВВЕДЕНИЕ

В настоящей выпускной квалификационной работе рассматривается вопрос модернизации и реконструкции системы электроснабжения 10 кВ поселка городского типа и одноименной ПС «Камень - Рыболов» северной части Приморского края, большинство электрооборудования здесь эксплуатируется с 1970 года и давно выработало свой ресурс. Устаревшее оборудование создает угрозу нормального функционирования системы электроснабжения и подключенных от этой ПС потребителей электроэнергии тк вероятность выхода из строя оборудования увеличивается со сроком службы оборудования. Для предотвращения выхода из строя предусматривается замена оборудования на более современное в частности и на ПС «Камень - Рыболов».

Основными требованиями предъявляемые к проектам систем электроснабжения являются надежность электроснабжения потребителей и их экономичность. Надежность электроснабжения обеспечивается выбором наиболее современных электрических аппаратов, силовых трансформаторов, кабельно-проводниковой продукции, соответствием электрических нагрузок в нормальных и аварийных режимах номинальным нагрузкам таких элементов.

Актуальность данной ВКР заключается в удовлетворении спроса на качественное и надежное электроснабжение, при этом практическая значимость будет заключаться в том что при замене оборудования произойдет снижение потерь электроэнергии, снижение количества отключений и как следствие этого уменьшение штрафных санкций

Цель выпускной квалификационной работы – разработка проекта модернизации центра питания ПС 110/35/10 кВ «Камень - Рыболов» для обеспечения требуемого качества и надежности электроснабжения, а так же модернизация системы электроснабжения напряжением 10 кВ, в рассматриваемом районе

Задачами выпускной квалификационной работы являются:

- расчет электрических нагрузок ПС 110/35/10 кВ «Камень - Рыболов», и в электрических сетях 10 кВ.
- выбор числа и мощности трансформаторов;
- выбор и проверка оборудования подстанции по условиям стойкости к токам короткого замыкания;
- защита оборудования подстанции от грозовых и коммутационных перенапряжений;
- экономические аспекты работы.

Проект реконструкции выполнен в соответствии с требованиями всех действующих нормативных документов.

При выполнении работы использовались следующие программные комплексы: Matsoft mathcad, Microsoft: word, excel, visio.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ 10 КВ ПС «КАМЕНЬ - РЫБОЛОВ»

В таблице 1 представлены основные данные по трансформаторным комплектным подстанциям 10/0,4 кВ - номинальная мощность и количество

Таблица 1 – Наименование КТП

№	Наименование	Количество трансформаторов (ед.)	Номинальная мощность (кВар)
1	2	3	4
97	п.Энергострой"	1	400
84	"Лесхоз"	1	160
83	"Инженерная"	1	630
249	"Простор"	1	100
85	"Родниковая"	1	400
162	"АЗС-48"	1	160
143	"Техно"	1	100
87	"а/б ЦБС"	1	400
90	«Взрывпром»	2	400
94	п."Взрывпром"	1	630
95	п."Автомобилистов"	1	400
93	"Скважина"	1	400
75	"МК-116"	1	630
41	"ГИБДД"	2	250
175	ул."Рабочая"	1	630
176	ул."Тракторная"	1	630
179	ул."50 ВЛКСМ"	1	630
209	"Котельная"	1	250
89	п."Новый"	1	630
210	п."Западный"	1	400
182	"п. инд. застройки"	1	100
224	"СМУ-3"	1	630

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
226	"СМУ-4"	2	250,160
221	"Водораздача"	1	25
228	Насосная № 6, 7, 8	1	250
227	Насосная № 6, 7, 8	1	250
230	Насосная № 1	1	630
229	Насосная № 1	1	630
232	Насосная № 2	1	100
231	Насосная № 2	1	100
234	Насосная № 3	1	100
233	Насосная № 3	1	100
236	Насосная № 4, 5	1	160
235	Насосная № 4, 5	1	160
240	ТП-240	1	160
239	ТП-239	1	160
44	"Ср. Камень - Рыболов"	2	400
242	ТП-242	1	160
241	ТП-241	1	160
38	"В. Камень - Рыболов"	2	250

Рассмотрим категории потребителей по различным аспектам электропитания: по роду электрического тока все потребители относятся к электроприемникам однофазного, трехфазного исполнения промышленной частоты, потребители постоянного тока в нагрузке отсутствуют.

По номинальной мощности потребители относятся к средней категории, единичная мощность не превышает 100 кВт

По категории надежности электроснабжения это потребители первой и второй категории, первая категория и ее особая группа в нагрузке ничем не представлены.

К основным потребителям относятся следующие: жилые дома, школы, детские сады, магазины, здание ГИБДД, водозабор, частные предприятия различного назначения.

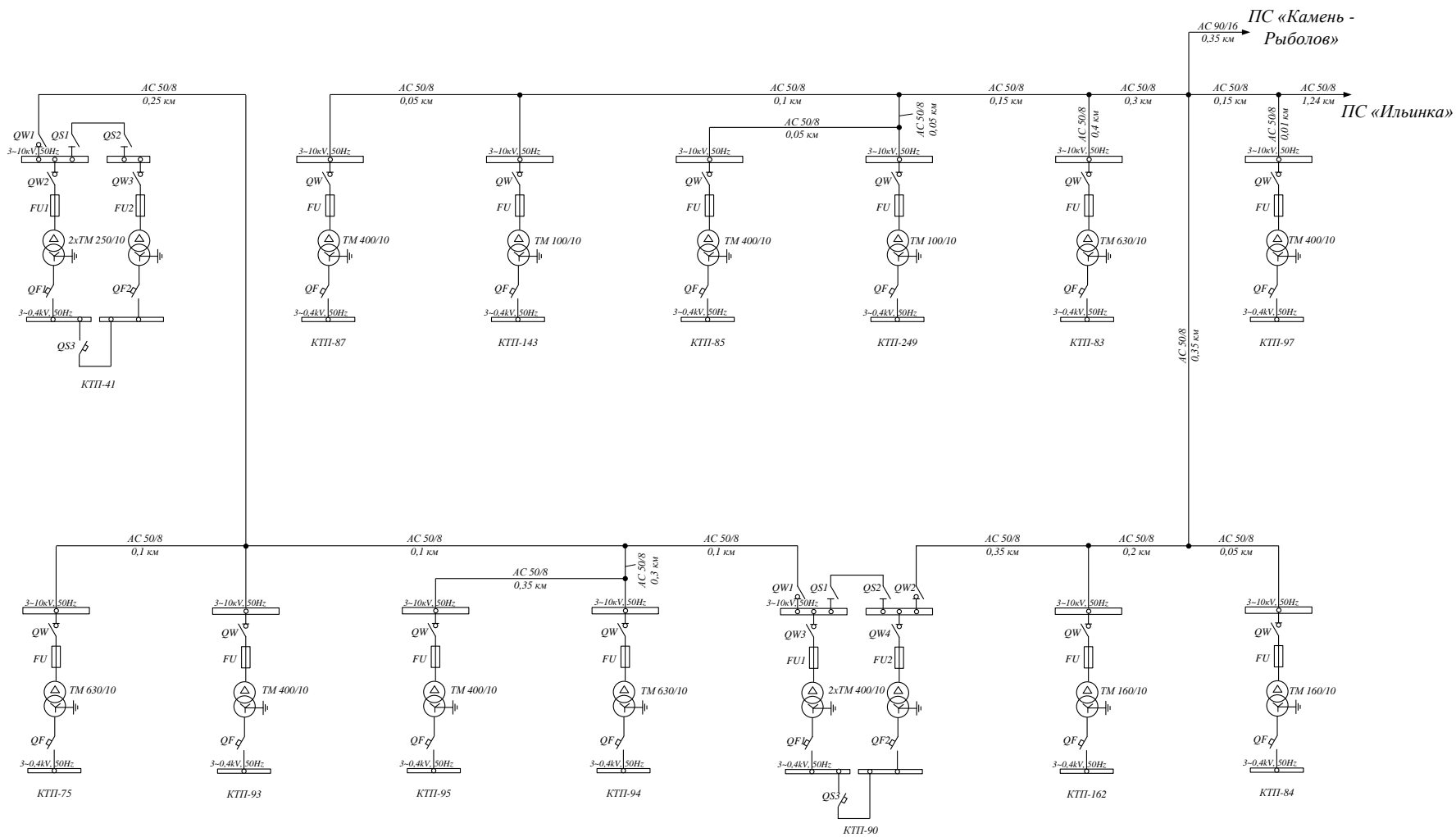
Однолинейная схема распределительной сети напряжением 10 кВ представлена на рисунке 1, 2.

В настоящее время питание указанных на рисунках 1,2 КТП осуществляется от РУ 10 кВ ПС «Камень - Рыболов». На рисунке 1 представлена схема сети 10 кВ фидера №13, питание КТП осуществляется по радиальной схеме, при этом в качестве проводника применяется воздушная линия электропередачи выполненная проводом марки АС. Все подстанции кроме КТП «ГИДД» имеют одно трансформаторную схему, мощность трансформаторов составляет от 160 до 630 кВа. Все указанное на рисунке оборудование практически израсходовало свой ресурс и нуждается в замене на более современное и надежное.

На рисунке 2 представлена схема питания КТП от фидеров № 21,42 ПС «Камень - Рыболов», которая представляет схему с двухсторонним питанием, такая схема является весьма сложной но при этом обладает высокой степенью надежности т.к. при отключении головной линии на каком либо фидере питание может быть осуществлено от соседнего фидера.

В схеме присутствуют как одно так и двух трансформаторные КТП, а так же имеется один распределительный пункт. В основном в схеме в качестве коммутационных аппаратов на стороне высокого напряжения применяются выключатели нагрузки однако на таких КТП как РП-3, «В. Камень - Рыболов» и «Ср. Камень - Рыболов» имеются и выключатели. Питание КТП так же осуществляется по ВЛ выполненным проводом марки АС.

Рисунок 1 - Однолинейная схема сети 10 кВ фидер № 13



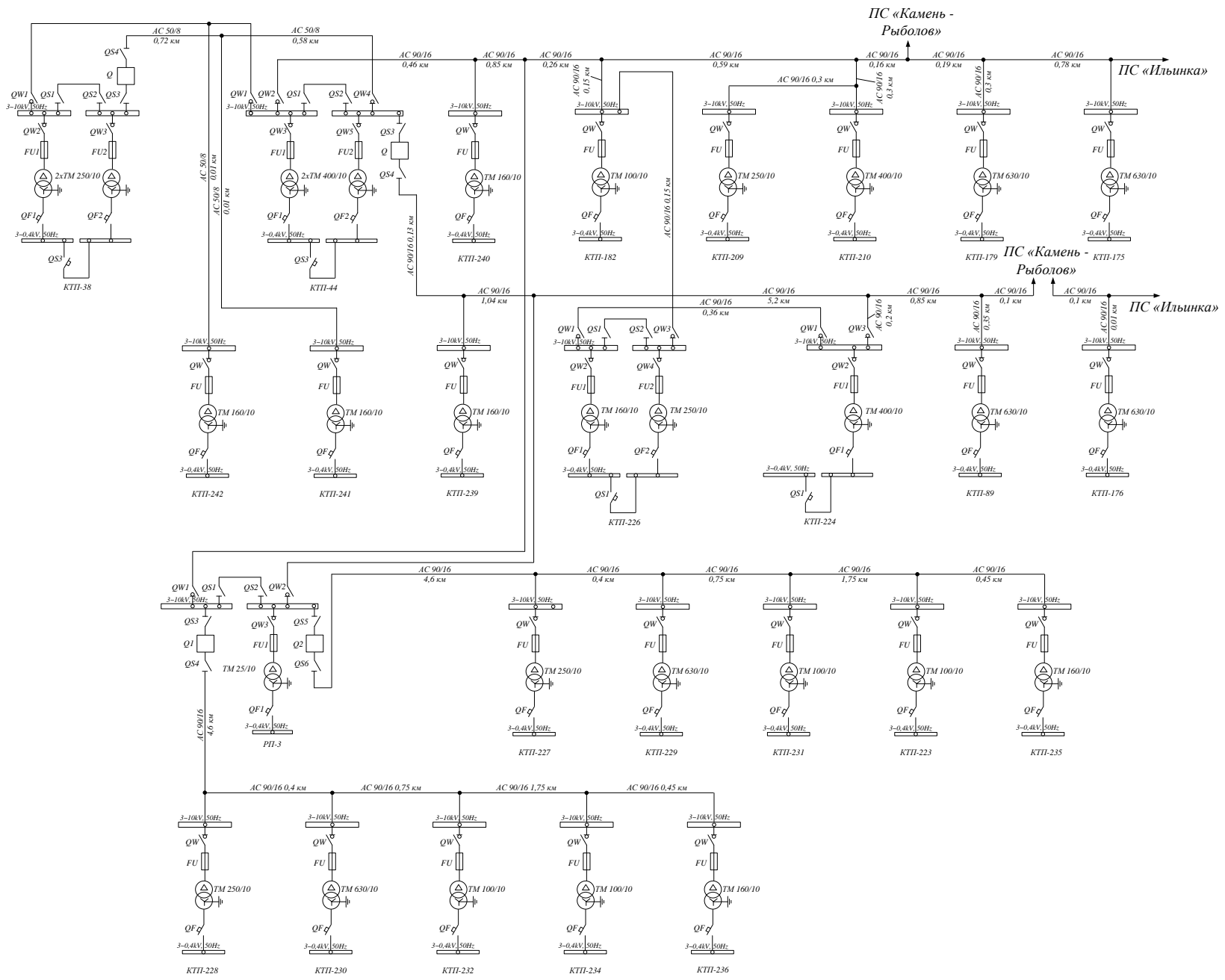


Рисунок 2 - Однолинейная схема сети 10 кВ фидер № 21,42

В случае фидера №13 присоединение участка к ПС «Камень - Рыболов» осуществляется отпайкой на участке между КТП 97 и КТП 83, в случае фидера №21 так же происходит подключение в виде отпайки на участке между КТП 179 и КТП-210, в случае фидера 42 присоединение происходит путем врезки на участке между КТП 176 и КТП 89. Указанная схема подключения обусловлена наименьшими затратами при соблюдении нормативных требований по надежности электроснабжения.

3 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТНОСТИ

Климат умеренный - муссонный. Зима сухая и холодная с ясной погодой. Весна продолжительна, прохладная, с частыми колебаниями температуры. Лето тёплое и влажное, на летние месяцы приходится максимум количества осадков.

Осень тёплая, сухая, с ясной погодой. Летом преобладают южные ветра с Тихого океана, а зимой северные, приносящие холодную, но ясную погоду с континентальных районов. Основная особенность летом обильные осадки и туман.

Лето пора тайфунов, эти тропические циклоны каждый год посещают край, нанося порой огромный ущерб инфраструктуре края и сельскому хозяйству. Средняя температура июля +17 - +26 °С. Самое холодное лето в крае — на побережье Татарского пролива на северо-востоке Приморья. Самое жаркое на Приханкайской равнине.

Абсолютный максимум +41 °С зарегистрирован в Пограничном районе. Средняя температура января от -8 °С до -18 °С на побережье, что в паре со влажностью и ветрами понижают её в 2 раза, а в материковых районах, с более сухим климатом, температура доходит до -38 °С. Самая тёплая зима на юге Хасанского района и в окрестностях г. Находка, самая холодная — в горных районах центральной и северной части края.

Абсолютный минимум -54 °С зарегистрированный в красноармейском районе у с. Глубинное связан с температурной инверсией в межгорной котловине. Самые холодные месяцы: январь, февраль, март. Самые тёплые — июль, август, сентябрь, октябрь. Осадков 600—900 мм в год.

Основные данные по климатическим характеристикам представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Климатические условия района проектирования

Параметр	Величина
1	2
Район по ветру	IV
Давление ветра, Па	800 (36 м/с)
Район по гололеду	IV (25 мм)
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Низшая температура воздуха, °С	-38
Среднегодовая температура воздуха, °С	+5
Высшая температура воздуха, °С	+41
Число грозových часов в год	20
Температура гололедообразования, °С	-10

Данные указанные в таблице используем в дальнейших расчетах и при выборе основного электротехнического оборудования в частности проводов линий электропередачи а так же силовых трансформаторов ПС «Камень - Рыболов» на комплектных трансформаторных подстанциях в рассматриваемом районе.

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 0,4 КВ ТП

В основе метода определения расчетных нагрузок жилых зданий используется нагрузка единичного потребителя, в качестве которого выступает семья или квартира и является приведенной, с учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузки зависящим от количества потребителей.

Электропотребление определяется электроосвещением и электроприемниками повседневного применения (электронагревательные приборы, холодильники и пр.).

Электрические нагрузки определяются для выбора и проверки токоведущих частей электроустановок - шин, кабелей, проводов), силовых трансформаторов, компенсирующих устройств, защиты сетей и электрооборудования.

В данном разделе рассматривается расчет расчетных нагрузок на стороне низкого напряжения КТП 10/0,4 кВ ПС «Камень - Рыболов», в таблице приведены исходные данные по потребителям подключенным к шинам НН КТП. Исходные данные для расчета представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Данные о потребителях 0,4 кВ

№	Наименование	Потребитель	Количество	Рном (кВт)
1	2	3	4	5
97	п.Энергострой"	Электродвигатели насосов	4	75
		Освещение	200 м ²	-
		Отопление	-	50
84	"Лесхоз"	Освещение	3000 м ²	-
		Обогрев	-	25
		Деревообрабатывающие станки	8	1,5-15
83	"Инженерная"	Административное здание	400 м ²	-
		Жилые дома	8	-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
249	"Простор"	Административное здание	200 м ²	-
		Жилые дома	4	-
85	"Родниковая"	Жилые дома	25	-
162	"АЗС-48"	Насосы	3	22
		Освещение	80 м ²	-
143	"Техно"	Административное здание	250 м ²	-
87	"а/б ЦБС"	Освещение	150 м ²	-
		Насосы	5	50
		Отопление	-	70
90	«Взрывпром»	Электродвигатели станков	7	35
		Освещение	200 м ²	-
94	п."Взрывпром"	Жилые дома	18	-
95	п."Автомобилистов"	Жилые дома	14	-
93	"Скважина"	Освещение	300 м ²	-
		Насосы	6	55
75	"МК-116"	Жилые дома	42	-
41	"ГИБДД"	Административное здание	800 м ²	-
175	ул."Рабочая"	Жилые дома	39	-
176	ул."Тракторная"	Жилые дома	23	-
179	ул."50 ВЛКСМ"	Жилые дома	20	-
209	"Котельная"	Освещение	300 м ²	-
		Насосы	3	75
89	п."Новый"	Жилые дома	5	-
210	п."Западный"	Жилые дома	22	-
182	"п. инд. застройки"	Жилые дома	3	-
224	"СМУ-3"	Административное здание	250 м ²	-
226	"СМУ-4"	Административное здание	650 м ²	-
221	"Водораздача"	Освещение	300 м ²	-
228	Насосная № 6, 7, 8	Насосы	3	75

1	2	3	4	5
227	Насосная № 6, 7, 8	Насосы	3	75
230	Насосная № 1	Насосы	5	75
229	Насосная № 1	Насосы	5	75
232	Насосная № 2	Насосы	3	7,5
231	Насосная № 2	Насосы	3	7,5
234	Насосная № 3	Насосы	3	22
233	Насосная № 3	Насосы	3	22
236	Насосная № 4, 5	Насосы	5	22
235	Насосная № 4, 5	Насосы	5	22
240	ТП-240	Жилые дома	5	-
239	ТП-239	Жилые дома	7	-
44	"Ср. Камень - Рыболов"	Жилые дома	10	-
242	ТП-242	Жилые дома	8	-
241	ТП-241	Жилые дома	9	-
38	"В. Камень - Рыболов"	Жилые дома	15	-

Указанные данные используем в дальнейших расчетах для определения нагрузок на стороне низкого напряжения КТП.

Но основании данных указанных в таблице производится расчет каждого отдельного потребителя в частности КТП, для примера рассмотрим определение расчетной мощности на шинах низкого напряжения одно трансформаторной КТП № 84 «Лесхоз».

Таблица 4 – Электроприемники 0,4 кВ КТП «Лесхоз»

Наименование	Потребитель	Кол-во	Рном (кВт)	cosφ	Ки
«Лесхоз»	Деревообрабатывающий станок	4	1,5	0,65	0,2
	Деревообрабатывающий станок	3	5,5	0,65	0,2
	Циркулярная пила	3	15	0,65	0,17
	Освещение	3000 м ²	-	0,5	1
	Отопление	-	40	1	1

Предварительно определяем групповой коэффициент использования электроприемников по формуле, расчет проводится только для двигательной нагрузки:

$$K_{Игр} = \frac{\sum K_{Иi} \times P_{Номi}}{\sum P_{Номi}} \quad (1)$$

где $K_{Иi}$ - коэффициент использования каждого потребителя.

$P_{Номi}$ - номинальная справочная мощность, для каждого отдельного потребителя (кВт)

$$K_{Игр} = \frac{0,2 \cdot 1,5 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5,5 \cdot 3 + 0,17 \cdot 15 \cdot 3}{1,5 \cdot 4 + 5,5 \cdot 3 + 15 \cdot 3} = 0,18$$

Далее определяем эффективное число электроприемников по следующей формуле:

$$n_э = \frac{(\sum n_i \times P_{Номi})^2}{\sum n_i \times P_{Номi}^2} \quad (2)$$

где n_i - число электроприемников.

$$n_э = \frac{(1,5 \cdot 4 + 5,5 \cdot 3 + 15 \cdot 3)^2}{1,5^2 \cdot 4 + 5,5^2 \cdot 3 + 15^2 \cdot 3} = 5,88$$

Находим среднюю мощность группы электродвигателей подключенных к шинам НН КТП используя коэффициент использования по следующей формуле:

$$P_{ср} = \sum K_{Иi} \times P_{Номi} \quad (3)$$

$$P_{ср} = 0,2 \cdot 1,5 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5,5 \cdot 3 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 = 12,15 \text{ (кВт)}$$

По справочным данным определяем коэффициент расчетной нагрузки в зависимости от группового коэффициента использования и эффективного

числа электроприемников. В данном случае принимаем $K_p = 1,5$, определяем расчетную активную мощность для группы электроприемников по следующей формуле:

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

$$P_p = 12,15 \cdot 1,45 = 17,62 \text{ (кВт)}$$

Далее находим значение средней реактивной мощности на шинах НН КТП от электродвигательной нагрузки:

$$Q_{cp} = \sum K_{Иi} \times P_{Но.и} \times \text{tg } \varphi_i \quad (5)$$

$$Q_{cp} = 0,2 \cdot 1,5 \cdot 4 \cdot 1,17 + 0,2 \cdot 5,5 \cdot 3 \cdot 1,17 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 \cdot 1,17 = 14,21 \text{ (кВар)}$$

Расчетная реактивная мощности при эффективном числе электроприемников менее 10 находится следующим образом:

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

$$Q_p = 1,1 \cdot 14,21 = 15,63 \text{ (кВар)}$$

Далее находится расчетная мощность нагрузки освещения по следующей формуле:

$$P_{p.o} = P_{уд.o} \cdot S_{ном} \quad (7)$$

где $P_{уд.o}$ - удельная мощность освещения производственного помещения приходящаяся на 1 м^2 (кВт/ м^2).

$S_{ном}$ - площадь освещаемых помещений (м^2)

$$P_{p.o} = 0,015 \cdot 3000 = 45$$

Реактивная мощность потребляемая светильниками в данном случае газоразрядными лампами типа ДРЛ:

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (8)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент мощности осветительных приборов.

$$Q_{p.o} = 45 \cdot 1,7 = 76,5$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП:

$$P_{p\Sigma} = P_p + P_{p.o} + P_{\text{обогрев}} \quad (9)$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_p + Q_{p.o} \quad (10)$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} \quad (11)$$

где $P_{\text{отопл}}$ - расчетная мощность отопления (кВт).

$$P_{p\Sigma} = 17,62 + 45 + 40 = 102,62$$

$$Q_{p\Sigma} = 15,63 + 76,5 = 92,13$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{102,62^2 + 92,13^2} = 137,91$$

В данном примере приведен расчет электрических нагрузок промышленного предприятия. Расчет нагрузок относительно шин низкого напряжения остальных КТП проводится аналогичным образом при этом расчет жилых домов и коттеджей проводится по удельной мощности нагрузки приходящаяся на одну квартиру, один квадратный метр торговой площади и.т.д, результаты расчета приведены в таблице 5.

Полученные данные будут использованы в дальнейших расчетах при выборе и проверке оборудования КТП и ПС «Камень – Рыболов» .

Таблица 5 – Расчетные данные по нагрузкам на шинах НН КТП

Наименование КТП	Расчетная активная мощность (кВт)	Расчетная реактивная мощность (кВар)	Расчетная полная мощность (кВА)
1	2	3	4
97	307,0	181,75	356,76
84	102,62	92,13	137,91
83	146,4	84,28	168,92
249	73,2	42,14	84,46
85	145,0	29,0	147,87
162	57,44	41,51	70,86
143	62,5	46,87	78,12
87	212,0	147,78	258,42
90	210,8	149,98	258,7
94	104,4	20,88	106,46
95	81,2	16,24	82,8
93	57,44	41,51	70,86
75	243,6	48,72	248,42
41	200,0	150,0	250
175	226,2	45,24	230,67
176	133,4	26,68	136,04
179	116,0	23,2	118,29
209	196,5	142,68	242,83
89	29,0	5,8	29,57
210	127,6	25,52	130,12
182	56,2	11,24	57,31
224	223,5	44,7	227,92
226	235,3	47,06	239,95
221	11,2	2,24	11,4
228	189,0	129,93	229,35
227	189,0	129,93	229,35
230	315,0	216,56	382,2

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
229	315,0	216,56	382,26
232	18,9	12,99	22,93
231	18,9	12,99	22,93
234	55,44	38,15	67,29
233	55,44	38,15	67,29
236	92,4	63,2	111,94
235	92,4	63,2	111,94
240	52,6	10,52	53,64
239	51,23	10,246	52,24
44	185,6	37,12	189,27
242	123,3	24,66	125,7
241	98,6	19,72	100,55
38	126,5	25,3	129,0

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при определении номинальной мощности трансформаторов устанавливаемых на КТП 10/0,4 кВ.

Полученные данные так же позволяют в дальнейшем сделать вывод о том какие нагрузки имеются на существующих трансформаторных подстанциях.

5 ВЫБОР МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП

Расчет требуемой номинальной мощности трансформаторов осуществляется по расчетной мощности:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{K_3 \cdot N} \quad (12)$$

где K_3 - номинальный коэффициент загрузки трансформатора (для одно трансформаторных КТП он принимается = 0,8 - 0,85, двух трансформаторных 0,7 - 0,75);

N – количество трансформаторов

S_p - расчетная мощность нагрузки КТП на шинах НН (кВА)

Для примера рассмотрим расчет мощности трансформатора устанавливаемого на КТП №226, определяем расчетную мощность по формуле:

$$S_p = \frac{\sqrt{235,3^2 + 47,06^2}}{0,7 \cdot 2} = 171,39 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке герметичные трансформаторы типа ТМЗ 250/10, с системой естественной циркуляции воздуха и масла.

Трансформаторы трехфазные типа ТМЗ с масляным естественным охлаждением, служат для преобразования электроэнергии на объектах различных потребителей: в том числе на объектах электросетевых компаний, промышленных предприятий, военных объектов и для питания прочих потребителей, функционирующих в сетях переменного тока частотой 50 Гц.

Трансформаторы данного типа изготавливаются в герметичном исполнении и не имеют расширительного бачка. В качестве конструктивной защиты масла в трансформаторах такого типа используется азотная защита (принцип азотной подушки между зеркалом масла и крышкой трансформатора).

Исполнение вводов трансформатора ТМЗ - фланцевое, расположенные на торцевых стенках бака.

Внешний вид трансформатора данного типа представлен на рисунке 3



Рисунок 3 – Трансформатор типа ТМЗ

Коэффициент загрузки выбранных трансформаторов в нормальном режиме должен быть меньше или равен нормативному значению:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_{номтр} \cdot N} \leq K_з \quad (13)$$

Находим фактический коэффициент загрузки трансформатора на КТП №226:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{235,3^2 + 47,06^2}}{250 \cdot 2} = 0,48$$

Находим фактический коэффициент загрузки трансформатора при отключении одного трансформатора по следующей формуле:

$$K_{зна} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_n \cdot (N-1)} \quad (14)$$

$$K_{зна} = \frac{\sqrt{235,3^2 + 47,06^2}}{250 \cdot 1} = 0,96$$

Коэффициент загрузки принятого типа силовых трансформаторов в послеаварийном режиме не должен превышать значения 1,4 в данном случае принятые к установке трансформаторы проходят проверку по обоим режимам работы.

Аналогично проводится расчет мощности силовых трансформаторов на остальных КТП рассматриваемого района.

Окончательные Расчеты представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет мощности трансформаторов КТП

Наименование КТП	Расчетная полная мощность (кВА)	S_p (кВА)	$K_{зф}$	$K_{зна}$	$N_{мп}$ (шт)	$S_{мп}$ (кВА)
1	2	3	4	5	6	7
97	356,76	419,71	0,56	-	1	630
84	137,91	162,24	0,65	-	1	250
83	168,92	198,72	0,67	-	1	250
249	84,46	99,36	0,84	-	1	100
85	147,87	173,96	0,59	-	1	250
162	70,86	83,36	0,71	-	1	100
143	78,12	91,91	0,78	-	1	100
87	258,42	304,02	0,64	-	1	400
90	258,7	184,78	0,51	1,02	2	250
94	106,46	125,24	0,66	-	1	160
95	82,8	97,41	0,82	-	1	100
93	70,86	83,36	0,71	-	1	100

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7
75	248,42	292,25	0,62	-	1	400
41	250	178,57	0,5	1	2	250
175	230,67	271,37	0,57	-	1	400
176	136,04	160,04	0,85	-	1	160
179	118,29	139,16	0,74	-	1	160
209	242,83	285,68	0,61	-	1	400
89	29,57	34,78	0,74	-	1	40
210	130,12	153,08	0,81	-	1	160
182	57,31	67,42	0,57	-	1	100
224	227,92	268,14	0,56	-	1	400
226	239,95	171,39	0,48	0,96	2	250
221	11,4	13,41	0,45	-	1	25
228	229,35	269,82	0,57	-	1	400
227	229,35	269,82	0,57	-	1	400
230	382,2	449,64	0,61	-	1	630
229	382,26	449,71	0,61	-	1	630
232	22,93	26,97	0,57	-	1	40
231	22,93	26,97	0,57	-	1	40
234	67,29	79,16	0,67	-	1	100
233	67,29	79,16	0,67	-	1	100
236	111,94	131,69	0,7	-	1	160
235	111,94	131,69	0,7	-	1	160
240	53,64	63,11	0,53	-	1	100
239	52,24	61,45	0,52	-	1	100
44	189,27	135,19	0,59	1,18	2	160
242	125,7	147,88	0,78	-	1	160
241	100,55	118,29	0,62	-	1	160
38	129,0	92,14	0,64	1,28	2	100

В данной таблице представлены данные по расчету и выбору номинальной мощности трансформаторов устанавливаемых на всех КТП рассматриваемого района модернизации. На одно трансформаторных КТП рассчитывается только коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме работы. Расчет показывает что отклонения коэффициентов загрузки на некоторых КТП отличаются незначительно от нормируемых значений, при этом отсутствуют КТП которые работали бы на холостом ходу или были бы перегружены, следовательно расчет проведен верно.

Технические характеристики принятых трансформаторов указаны в таблице 7.

Таблица 7 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

Марка	I_x (%)	U_k (%)	ΔP_x (кВт)	ΔP_k (кВт)
1	2	3	4	5
ТМЗ – 25/10	3,5	4,5	0,1	0,7
ТМЗ – 40/10	3	4,5	0,15	0,88
ТМЗ – 100/10	2,6	4,5	0,27	1,97
ТМЗ – 160/10	1,5	4,5	0,41	2,6
ТМЗ – 250/10	1	4,5	0,53	3,7
ТМЗ – 400/10	0,8	4,5	0,8	5,5
ТМЗ – 630/10	0,6	5,5	1,24	7,6

Указанные данные используем для определения расчетных нагрузок на стороне высокого напряжения данных КТП. Подробный расчет приведен в приложении А

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ КТП

Для выбора марки воздушной линии питающей КТП рассматриваемого района, расчета и выбора компенсирующих устройств, выбора силового трансформатора, необходимо определить расчетные электрические нагрузки на стороне 10 кВ КТП с центром питания ПС «Камень – Рыболов».

Расчетные электрические нагрузки сетей 10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных КТП, присоединенных к РУ НН ПС «Камень – Рыболов», на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок.

При определении расчетной нагрузки к ней суммируются потери мощности в трансформаторах КТП. Потери в трансформаторах определяются по следующим формулам(кВА):

Потери активной мощности (кВт):

$$\Delta P_m = \left(\frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot R + \Delta P_x \quad (15)$$

или

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x \quad (16)$$

Потери реактивной мощности (кВар):

$$\Delta Q_m = \left(\frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot X + \Delta Q_x \quad (17)$$

или

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{тн.ом}} + \frac{I_x \cdot S_{тн.ом}}{100} \quad (18)$$

где P_n - расчетная активная мощность нагрузки (кВт)

Q_n - расчетная реактивная мощность нагрузки (кВар)

R - активное сопротивление трансформатора (ом)

X - реактивное сопротивление трансформатора (ом)

ΔP_x - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВт)

ΔQ_x - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВар)

Для примера рассмотрим расчет потерь мощности в двух трансформаторах КТП №226:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x = 2 \cdot (3,7 \cdot 0,48^2 + 0,53) = 2,76 \text{ (кВт)} \quad (19)$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{мном}} + \frac{I_x \cdot S_{мном}}{100} = 2 \cdot \left(\frac{4,5 \cdot 119,98^2}{100 \cdot 250} + \frac{1 \cdot 119,98}{250} \right) = 25,72 \text{ (кВар)}$$

Определяем полную мощность потерь в двух трансформаторах КТП №226 по формуле (кВА):

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} = \sqrt{2,76^2 + 25,72^2} = 25,87 \text{ (кВА)} \quad (20)$$

Определяем расчетную полную мощность нагрузки на стороне высокого напряжения КТП №226:

$$S_{P10} = \Delta S_m + S_{P04} = 25,87 + 239,95 = 265,83 \quad (21)$$

где S_{P04} - расчетная полная мощность нагрузки на стороне 0,4 кВ КТП №226 (кВт).

По данным п формулам проводится расчет и отдельно для активной и реактивной составляющей.

Результаты расчета потерь мощности и определение расчетных мощностей в остальных трансформаторах КТП приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчетная электрическая нагрузка на стороне 10 кВ КТП

Наименование КТП	$K_{\text{зф}}$	Потери в трансформаторах,			P_{p10} (кВА)	Q_{p10} (кВА)	S_{p10} (кВА)
		(кВт)	(кВар)	(кВА)			
1	2	3	4	5	6	7	8
97	0,56	3,67	14,89	15,33	310,67	196,64	372,1
84	0,63	1,44	5,26	5,46	78,69	70,30	106,44
83	0,67	2,21	7,63	7,95	148,61	91,91	176,87
249	0,84	1,67	5,81	6,04	74,87	47,95	90,51
85	0,59	1,82	6,43	6,68	146,82	35,43	154,56
162	0,71	1,25	4,85	5,01	58,69	46,36	75,88
143	0,78	1,4	5,34	5,54	63,97	52,21	83,66
87	0,64	3,09	10,71	11,15	215,09	158,49	269,57
90	0,51	3,04	29,09	29,25	213,84	179,07	287,95
94	0,66	1,56	5,58	5,81	105,961	26,46	112,26
95	0,82	1,62	5,68	5,96	82,82	21,92	88,712
93	0,71	1,25	4,85	5,01	58,69	46,36	75,88
75	0,62	2,92	10,14	10,55	246,52	58,86	258,97
41	0,5	2,91	27,5	27,65	202,91	177,5	277,65
175	0,57	2,62	9,18	9,55	228,829	54,42	240,22
176	0,85	2,28	7,65	7,94	135,68	34,28	143,98
179	0,74	1,83	6,33	6,59	117,83	29,53	124,88
209	0,61	2,82	9,83	10,23	199,32	152,51	253,06
89	0,74	0,63	2,18	2,27	29,63	7,98	31,84
210	0,81	2,12	7,16	7,47	129,72	32,68	137,59
182	0,57	0,91	4,07	4,17	57,11	15,31	61,49
224	0,56	2,58	9,04	9,41	226,08	53,74	237,33
226	0,48	2,76	25,72	25,87	238,06	72,78	265,83
221	0,45	0,24	1,11	1,13	11,44	3,34	12,53
228	0,57	2,61	9,11	9,48	191,6	139,04	238,83
227	0,57	2,61	9,11	9,48	191,6	139,04	238,83
230	0,61	4,0	16,53	17,01	319,03	233,09	399,22
229	0,61	4,03	16,53	17,02	319,03	233,09	399,22
232	0,57	0,43	1,79	1,84	19,33	14,78	24,77
231	0,57	0,43	1,79	1,84	19,33	14,78	24,77
234	0,67	1,16	4,63	4,78	56,6	42,78	72,07
233	0,67	1,16	4,63	4,78	56,6	42,78	72,07
236	0,7	1,68	5,92	6,15	94,08	69,12	118,1

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8
235	0,7	1,68	5,92	6,15	94,0	69,12	118,1
240	0,53	0,83	3,89	3,98	53,43	14,41	57,62
239	0,52	0,8	3,82	3,91	52,03	14,07	56,15
44	0,59	2,63	24,95	25,08	188,23	62,07	214,36
242	0,78	2,01	6,84	7,13	125,31	31,5	132,83
241	0,62	1,43	5,24	5,43	100,03	24,96	105,99
38	0,64	2,17	20,17	20,29	128,67	45,47	149,29
Сумма	-	78,61	367,04	376,49	5391,04	2856,32	6362,1

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при определении расчетной мощности нагрузки на стороне низкого напряжения ПС «Камень - Рыболов» и выборе номинальной мощности силовых трансформаторов. Подробный расчет приведен в приложении А.

7 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 10 КВ

Первоначально расчет сечений проводится по длительно допустимому току.

Выбор по длительно допустимому току сводится к сравнению расчетного тока с длительно допустимым для выбранной марки проводника:

$$I_p \leq I_{\text{до}}$$

где I_p – расчетный ток в сечении, А;

$I_{\text{до}}$ – длительно допустимый ток для определенного типа проводника (ВЛ), определяется по следующему выражению:

В данной выпускной квалификационной работе предусматривается замена всех существующих воздушных линий выполненных голым проводом марки АС на самонесущий изолированный провод номинальным напряжением типа СИП соответствующего номинального напряжения. Этот защищенный проводник, представляет собой одножильный многопроволочный провод, покрытый полиэтиленовой оболочкой. Проводник изготавливается из алюминиевого сплава, защитный слой выполнен сшитого полиэтилена.

Определяем расчетные токи на всех участках сети где проводится замена провода типа АС на СИП по следующей формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (22)$$

где S_p – расчетная мощность в рассматриваемом сечении (кВА);

Рассмотрим определение расчетного тока на участке ПС «Камень - Рыболов» - КТП-179, в данном случае величина мощности протекающей по сечению будет равна расчетной мощности на КТП - 179 КТП – 175 с учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузки трансформаторов.

По определенной ранее расчетной мощности находим расчетный ток:

$$I_p = \frac{(118,29 + 230,67) \cdot 0,9}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 17,24 \text{ (А)}$$

По расчетным данным определяем соответствующее сечение по справочным данным и принимаем на данном участке проводник СИП 3×35 с паспортным значением длительно допустимого тока 160 А, аналогично определяются расчетные токи на остальных участках данного участка, при этом учитывается коэффициент совмещения максимумов нагрузки КТП и количество цепей. При расчете необходимо учитывать тот факт что при выполнении работ по монтажу ВЛ для уменьшения трудозатрат и простоты монтажа применяется один тип провода (одно сечение) на всем протяжении магистральной линии, это позволяет снизить количество лишних контактных соединений и время производства работ. Результаты расчета приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Участок	S_p (кВА)	Нц	I_p (А)	Марка и сечение проводника	$I_{\text{до}}$ (А)
ПС «Камень - Рыболов» - КТП-179	314,06	1	17,49	СИП-3 3×35	160
ПС «Камень - Рыболов» - КТП-210	668,47	1	37,23	СИП-3 3×35	160
ПС «Камень - Рыболов» - КТП-176	477,83	1	26,61	СИП-3 3×35	160
РП-3 - КТП-227	563,98	1	31,41	СИП-3 3×35	160
РП-3 - КТП-228	597,09	1	33,25	СИП-3 3×35	160
ПС «Камень - Рыболов» - КТП-83	992,9	1	55,3	СИП-3 3×35	160
КТП-90 - КТП-94	374,6	1	17,49	СИП-3 3×35	160

Далее проводится проверка выбранных сечений СИП по термической стойкости и по допустимой потере напряжения.

8 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВЛ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

В данном разделе проводится расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ с центром питания ПС «Камень Рыболов» с целью определения минимального сечения по условиям термической стойкости.

Учитывая тот факт что на протяжении каждой магистральной линии принята одна марка проводника (одно сечение СИП) следовательно проводим проверку по термической стойкости в начале каждого участка тк в начале будет наибольший ток короткого замыкания.

Принципиальная схема сети 10 кВ с указанием расчетных точек короткого замыкания представлена на рисунке 10. Проводим подробный расчет на примере точек короткого замыкания № 1,2 Соответствующая схема замещения представлена на рисунке 4.

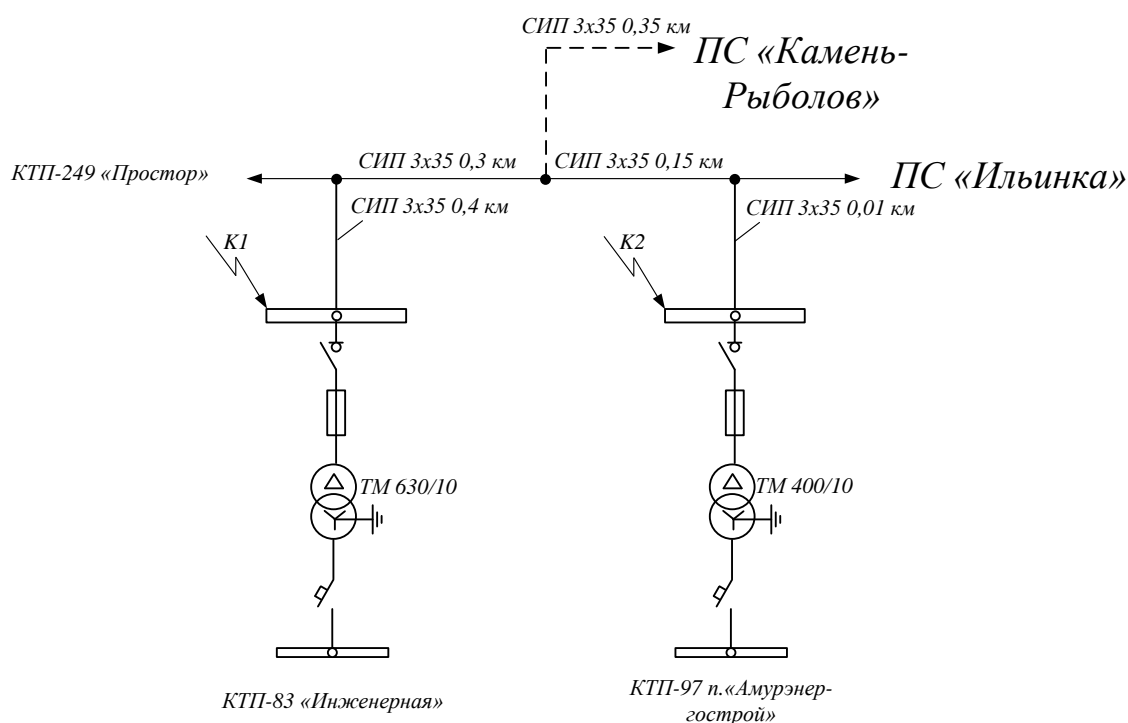


Рисунок 4 – Схема сети для расчета с указанием расчетных точек КЗ №1,2

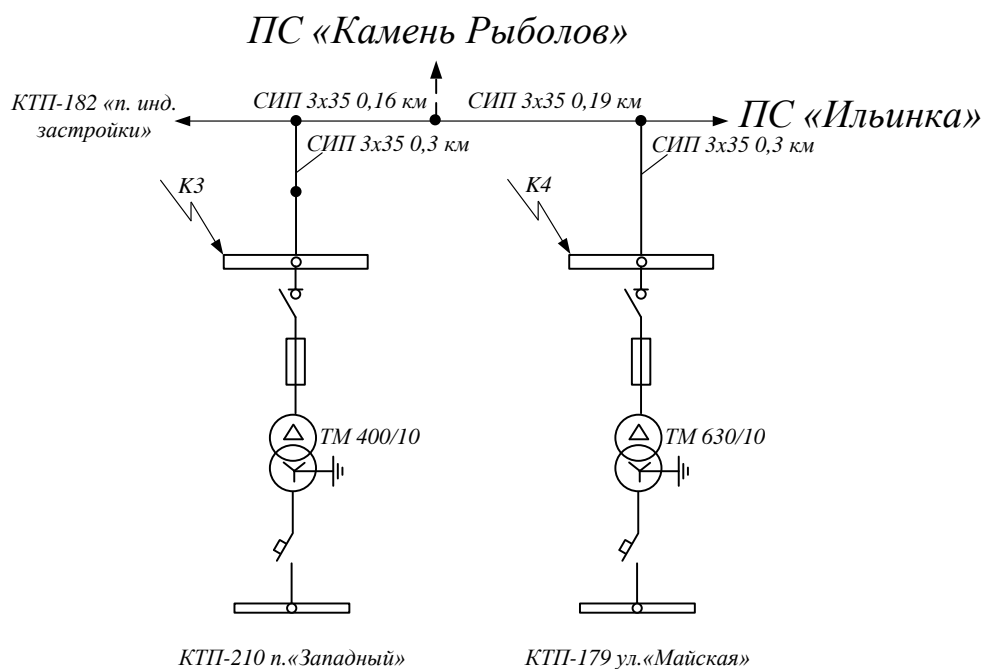


Рисунок 5 – Схема сети для расчета с указанием расчетных точек КЗ
№3,4

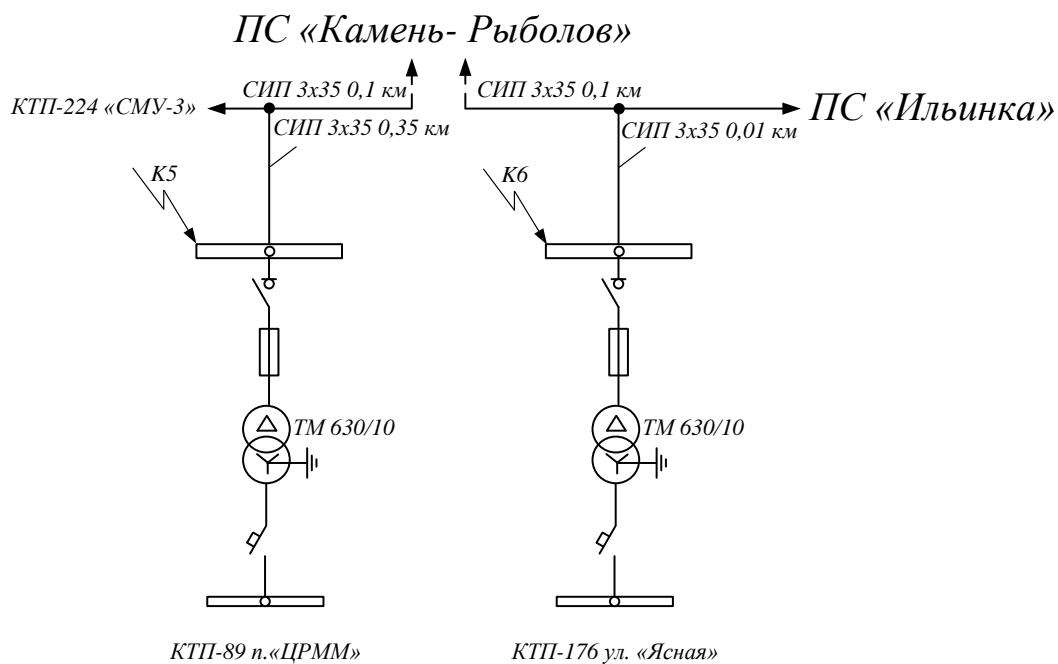


Рисунок 6 – Схема сети для расчета с указанием расчетных точек КЗ
№5,6

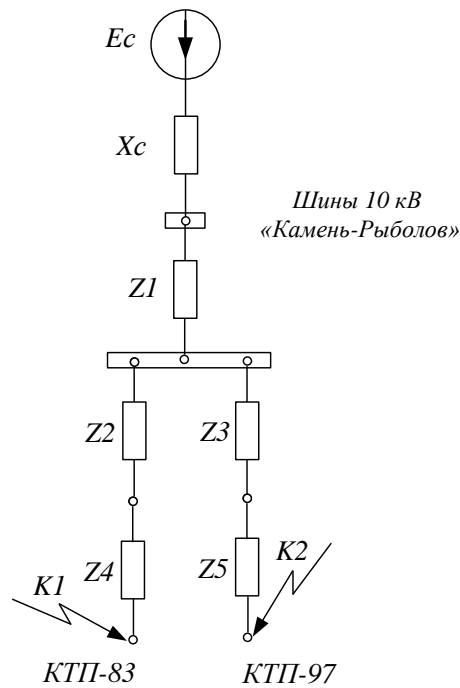


Рисунок 7 – Схема замещения указанием расчетных точек КЗ №1,2

Сопротивление энерго системы определяется по формуле (Ом):

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (23)$$

где $I_{кз10}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС «Камень - Рыболов», определен в разделе расчетов токов КЗ для выбора оборудования на ПС «Камень - Рыболов».

Активные и индуктивные сопротивления участков СИП в рассматриваемом участке (Ом):

$$X_l = x_0 \cdot L \quad (24)$$

$$R_l = r_0 \cdot L \quad (25)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление изолированного провода, Ом/км;

L – длина рассматриваемого участка СИП, км.

Ток короткого замыкания в начальный момент времени определяется по следующей формуле (периодическая составляющая) (кА):

$$I_{по} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (26)$$

Ток двухфазного короткого замыкания в расчётной точке (кА):

$$I_{поз} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (27)$$

Рассмотрим расчет тока токов КЗ на примере расчетной точки № 9

Определяем сопротивление энергосистемы относительно шин НН ПС «Камень Рыболов»:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 23,65} = 1,57 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков изолированного провода:

$$X1 = 0,07 \cdot 0,35 = 0,02 \text{ (Ом)}$$

$$R1 = 2,45 \cdot 0,35 = 0,7 \text{ (Ом)}$$

$$X2 = 0,07 \cdot 0,3 = 0,02 \text{ (Ом)}$$

$$R2 = 2,45 \cdot 0,3 = 0,7 \text{ (Ом)}$$

$$X3 = 0,07 \cdot 0,15 = 0,01 \text{ (Ом)}$$

$$R3 = 2,45 \cdot 0,15 = 0,36 \text{ (Ом)}$$

$$X4 = 0,07 \cdot 0,4 = 0,03 \text{ (Ом)}$$

$$R4 = 2,45 \cdot 0,4 = 0,98 \text{ (Ом)}$$

$$X5 = 0,07 \cdot 0,01 = 0,001 \text{ (Ом)}$$

$$R_5 = 2,45 \cdot 0,01 = 0,02 \text{ (Ом)}$$

№1 Результирующее индуктивное сопротивление до расчетной точки КЗ

$$X_p = X_c + X_1 + X_2 + X_4$$

$$X_p = 1,57 + 0,02 + 0,02 + 0,03 = 1,64 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до расчетной точки КЗ №1

$$R_p = R_1 + R_2 + R_4$$

$$R_p = 0,7 + 0,7 + 0,98 = 2,38 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ (периодическая составляющая):

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{1,64^2 + 2,38^2}} = 2,09 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в расчетной точке:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,09 = 1,81 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания апериодической составляющей определяется по следующей формуле:

$$T_a = \frac{1,64}{2,38 \cdot 314} = 0,002$$

Коэффициент затухания для заданной точки короткого замыкания определяется как:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,002}} = 1,14$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{yo} = \sqrt{2} \cdot 2,09 \cdot K_a = 2,97 \text{ (кА)}$$

По приведенному выше алгоритму рассчитываются все остальные точки КЗ результаты расчетов сводятся в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчет токов КЗ в сети 10 кВ с центром питания ПС «Камень-Рыболов»

Точка КЗ	Z (Ом)	$I_{по}$ (кА)	$I_{по2}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)
1	2,89	2,09	1,81	2,97
2	1,45	4,19	3,62	5,94
3	1,33	4,56	3,95	6,4
4	1,41	4,3	3,72	6,11
5	1,48	4,1	3,55	5,8
6	1,23	4,93	4,27	7,0

Полученные данные используем для проверки проводов СИП на термическую стойкость. Подробный расчёт приведен в приложении Г.

9 ПРОВЕРКА ЛИНИЙ 10 КВ НА ТЕРМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

Термически стойкое к токам КЗ сечение СИП определяется по следующей формуле:

$$S_T = \frac{I_{\text{ПО}} \cdot \sqrt{t_n}}{K_T} \quad (28)$$

где $I_{\text{ПО}}$ - периодическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени;

t_n - приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания релейной защиты и времени отключения выключателя .

K_T - справочный вспомогательный коэффициент.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для участка ВЛ ПС «Камень - Рыболов» КТП №89:

$$S_{T32} = \frac{2,09 \cdot \sqrt{0,055}}{95} = 5,15 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Полученное значение меньше сечения принятого на данном участке линии равного 35 мм², следовательно оно проходит проверку его принимаем для последующей проверки.

Для остальных расчетных точек расчёт ведётся аналогично, результаты сведены в таблицу 11.

Расчетные данные о минимальном значении сечения СИП показывают что не все линии проходят данную проверку.

Таблица 11 – Проверка сечений линий 10 кВ на термическую стойкость

Точка КЗ	Сечение минимальное СИП (мм ²)	Фактическое сечение СИП (мм ²)
1	5,06	35
2	10,1	35
3	11	35
4	10,4	35
5	9,93	35
6	11,9	35

10 ПРОВЕРКА ЛИНИЙ 10 КВ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Потеря напряжения в участке линии определяется по формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (29)$$

где r_0 – активное сопротивление на рассматриваемом участке СИП, Ом/км;

x_0 – реактивное сопротивление на рассматриваемом участке СИП, Ом/км.

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения на участке питания РУ 10 «Камень - Рыболов» - КТП - 176:

Определяем потерю напряжения на участке:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 26,61 \cdot 0,11 \cdot (2,25 \cdot 0,94 + 0,08 \cdot 0,24) \cdot \frac{100}{10500} = 0,1 (\%)$$

Потеря напряжения на участке меньше предельного значения 5%, следовательно сечение СИП выбрано верно, для остальных участков проводится такой же расчет результаты сведены в таблицу 12:

Таблица 12 – Проверка сечений линий 10 кВ на потерю напряжения

Участок	Протяженность участка (км)	ΔU (%)
РУ 10 «Камень - Рыболов» - КТП - 176	0,11	0,1
РУ 10 «Камень - Рыболов» - КТП - 235	14,1	6,28
РУ 10 «Камень - Рыболов» - КТП - 236	14,1	7,15
РУ 10 «Камень - Рыболов» - КТП - 175	0,97	2,15
РУ 10 «Камень - Рыболов» - КТП - 38	3,62	4,85
РУ 10 «Камень - Рыболов» - КТП - 41	2,0	3,99
РУ 10 «Камень - Рыболов» - КТП - 87	0,95	2,45

Анализ данных показывает что не все сечения проходят проверку по допустимой потере напряжения, при этом наибольшая потеря напряжения наблюдается на участке РУ 10 «Камень - Рыболов» - КТП – 236, здесь она

составляет 7,15%, на участке РУ 10 «Камень - Рыболов» - КТП – 235 - 6,28 % следовательно на данном участке, и принимаем к расчету СИП-3 марки 3×50. Дальнейший перерасчет показывает потерю напряжений соответственно 3,18 и 2,78 % расчет окончен. Подробный расчет приведен в приложении Д.

11 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ ПС «КАМЕНЬ - РЫБОЛОВ»

Определение расчетной мощности на шинах низкого напряжения ПС «Камень - Рыболов» производится суммированием расчетных мощностей всех отходящих фидеров (подключенных КТП) с учетом коэффициента участия в максимуме нагрузки по следующей формуле:

$$P_p = k_y \cdot \sum P_{pi} \quad (30)$$

$$Q_p = k_y \cdot \sum Q_{pi} \quad (31)$$

где P_{pi} - расчетная активная мощность нагрузки на шинах ВН от каждой КТП

Q_{pi} - расчетная реактивная мощность нагрузки на шинах ВН от каждой КТП

k_y - коэффициент совмещения максимумов нагрузки в данной схеме.

$$P_p = 0,7 \cdot 5391,04 = 3773,73 \text{ (кВт)}$$

$$Q_p = 0,7 \cdot 2856,32 = 1999,42 \text{ (кВар)}$$

Полная расчетная мощность

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (32)$$

$$S_p = \sqrt{3773,73^2 + 1999,42^2} = 4270,68 \text{ (кВА)}$$

Полученные данные используются для выбора силовых трансформаторов и компенсирующих устройств ПС «Камень - Рыболов».

12 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС «КАМЕНЬ - РЫБОЛОВ»

Данная работа рассматривает реконструкцию ПС «Камень - Рыболов», исходя из полученных ранее данных в данном разделе проводится выбор силовых трех обмоточных трансформаторов только для этой ПС, с учетом расчетных нагрузок на стороне среднего и низкого напряжения.

В нашем случае в нагрузке отсутствуют потребители первой категории, следовательно на подстанции «Камень - Рыболов» не требуется изменение количества трансформаторов (оставляем 2 ед.).

Расчетная полная мощность трех обмоточного трансформатора для ПС «Камень - Рыболов» определяется по следующей формуле (МВА):

$$S_p = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_{нн} + Q_{сн})^2}}{N \cdot K_3} \quad (33)$$

где S_p – расчётная (требуемая) мощность трансформатора (МВА);

$P_{нн}, P_{сн}$ – расчетная активная мощность в зимний период передаваемая соответственно этим трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения (МВт);

$Q_{нн}, Q_{сн}$ – расчетная реактивная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения согласно расчетным данным (МВАр);

N – количество трансформаторов на ПС;

K_3 – оптимальный коэффициент загрузки для данной ПС

Проверка трансформатора в нормальном режиме работы осуществляется по коэффициенту загрузки:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_{нн} + Q_{сн})^2}}{N \cdot S_{Тнорм}} \quad (34)$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(P_{ин} + P_{сн})^2 + (Q_{ин} + Q_{сн})^2}}{(N-1) \cdot S_{ТНОМ}} \quad (35)$$

К послеаварийному режиму работы относится отключение одного из трансформаторов на ПС «Камень - Рыболов».

Выбираем марку и мощность трансформаторов устанавливаемых на ПС «Камень - Рыболов» расчетная мощность трансформатора:

$$S_P = \frac{\sqrt{(3,77 + 14,62)^2 + (1,99 + 10,51)^2}}{2 \cdot 0,7} = 15,87 \text{ (МВА)}$$

Выбираем для рассматриваемой ПС «Камень - Рыболов» трансформатор типа ТДТН 16000/110/35/10 с номинальной мощностью 16000 кВА, номинальное напряжение средней стороны 35 кВ низкой стороны 10 кВ. Охлаждение осуществляется принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой (рпн). Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(3,77 + 14,62)^2 + (1,99 + 10,51)^2}}{2 \cdot 16,0} = 0,67$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(3,77 + 14,62)^2 + (1,99 + 10,51)^2}}{16,0} = 1,34$$

Полученные значения коэффициентов практически совпадают с нормативными значениями, следовательно, расчет оканчиваем и принимаем данный тип трансформатора к установке.

13 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ПС «КАМЕНЬ - РЫБОЛОВ»

Расчет выполняем для опрежеления уровней токов КЗ на шинах всех распределительных устройств «ПС Камень Рыболов» для последующей проверки подстанционного оборудования.

На рисунке 8, 9 представлены соответственно расчетные точки короткого замыкания и схема замещения:

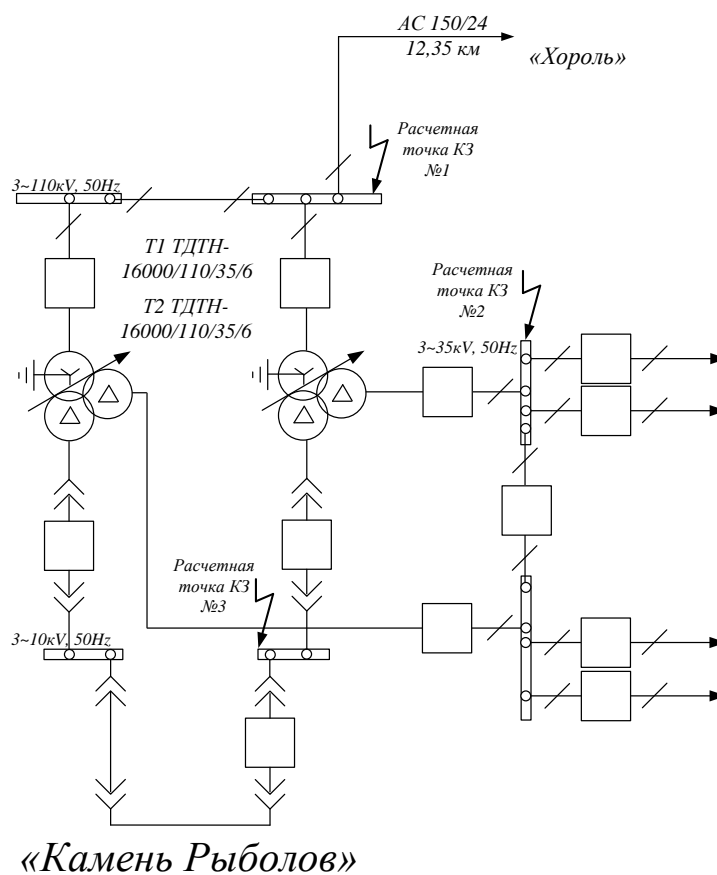


Рисунок 8 – Расчетные точки короткого замыкания

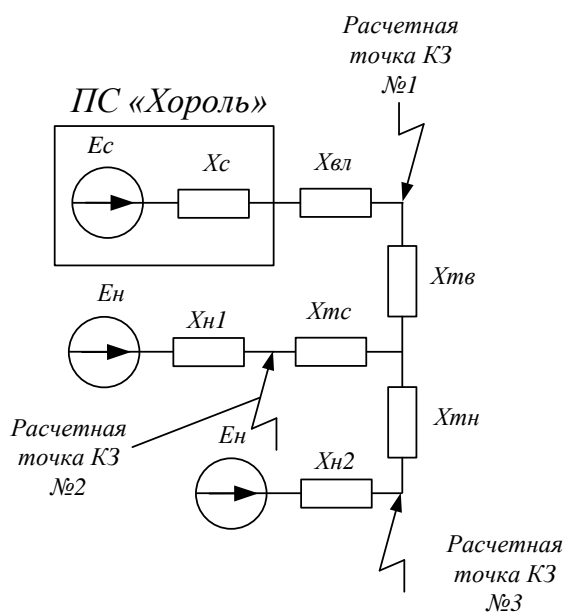


Рисунок 9 – Схема замещения

Определяем базисный ток для каждой ступени трансформации по следующей формуле:

$$I_{B110} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B110}} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,13 \text{ (кА)}$$

$$I_{B35} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B35}} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,25 \text{ (кА)}$$

$$I_{B6} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B6}} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,88 \text{ (кА)}$$

где S_B – мощность базисная (МВА)

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

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ ПС «Хороль» ток трехфазного короткого замыкания составляет 13,6 кА):

$$X_C = \frac{S_B}{S_{K3}}$$

$$X_C = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 13,6} = 0,007 \text{ (о.е.)}$$

где $S_{КЗ}$ – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ

Сопротивление ВЛ

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP}^2}$$

где X_0 – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

ПС «Хороль» - ПС «Камень - Рыболов»:

$$X_{ВЛ} = 0,4 \cdot 12,35 \cdot \frac{16}{115^2} = 0,005 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивления трансформаторов установленных на ПС «Камень - Рыболов»:

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{1}{2}$$

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) \cdot \frac{1}{2} = 0,05 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} - u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{1}{2} \tag{36}$$

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (10,5 - 17,5 + 6,5) \cdot \frac{1}{2} = -0,03 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{1}{2} \tag{37}$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) \cdot \frac{1}{2} = 0,034 \text{ (о.е.)}$$

где $u_{K\%}$, – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора на ПС «Камень Рыболов» (%)

Сопротивление обобщенной нагрузки определяется следующим образом:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (38)$$

где S_H – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_{H1}} = 0,35 \cdot \frac{16}{\sqrt{(14,62)^2 + (10,51)^2}} = 0,45 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_{H2}} = 0,35 \cdot \frac{16}{\sqrt{(3,77)^2 + (1,99)^2}} = 0,68 \text{ (о.е.)}$$

Проводим одновременно сворачивание схемы замещения и определение параметров, расчет ведем на примере расчетной точки КЗ №1.

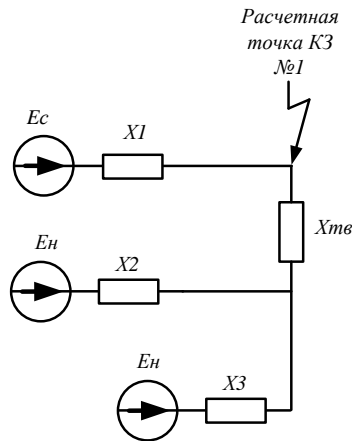


Рисунок 10 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_C + X_{ВЛ} = 0,009 + 0,005 = 0,014$$

$$X2 = X_{H1} = 0,45$$

$$X3 = X_{H2} + X_{ТН} = 0,68 + 0,034 = 0,514$$

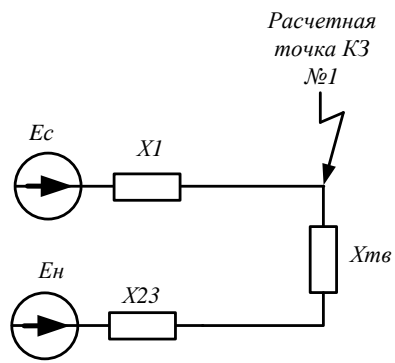


Рисунок 11 – Сворачивание схемы замещения

$$X_{23} = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3} = \frac{0,45 \cdot 0,514}{0,45 + 0,514} = 0,24$$

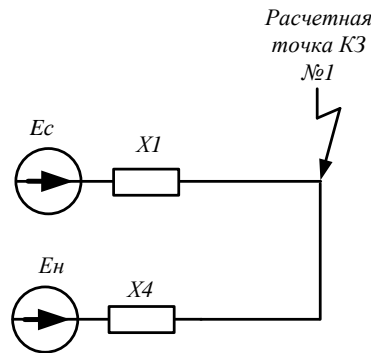


Рисунок 12 – Сворачивание схемы замещения

$$X_4 = X_{23} + X_{тв} = 0,24 + 0,05 = 0,29$$

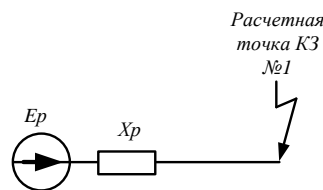


Рисунок 13 – Определение результирующих параметров

Определяем результирующие сопротивление и ЭДС:

$$X_p = \frac{X_1 \cdot X_4}{X_1 + X_4} = \frac{0,014 \cdot 0,04}{0,014 + 0,04} = 0,01$$

$$E_p = \frac{X_1 \cdot E_n + X_4 \cdot E_c}{X_1 + X_4} = \frac{0,014 \cdot 0,85 + 0,29 \cdot 1}{0,014 + 0,29} = 0,96$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени на шинах ВН ПС «Камень Рыболов» определяется следующим образом (кА):

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{\text{Б110}} \quad (39)$$

$$I_{\text{ПО}} = \frac{0,96}{0,01} \cdot 0,13 = 12,87$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания определяется следующим образом (кА):

$$I_A = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{\frac{-T_{\text{ОВ}}}{T_a}} \quad (40)$$

$I_{\text{ПО}}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени на шинах ВН ПС «Камень Рыболов» (кА)

$T_{\text{ОВ}}$ – время отключения выключателя 110 кВ с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,5 сек.

T_a – постоянная времени (для данных расчетных условий принимаем 0,02).

$$I_A = \sqrt{2} \cdot 12,87 \cdot e^{\frac{-0,5}{0,02}} = 0,001$$

Ударный ток короткого замыкания в точке определяется через коэффициент ударного тока (кА):

$$k_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (41)$$

$$k_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,61$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot k_y \quad (42)$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 12,87 \cdot 1,61 = 29,3$$

Дополнительно при выборе оборудования требуется теплового импульса (интеграла Джоуля) от протекания токов короткого замыкания:

$$B_k = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (T_{\text{OB}} + T_a)$$

Для нашего случая

$$B_k = 12,87^2 \cdot (0,5 + 0,02) = 86,13 \text{ (кА}^2 \times \text{с)}$$

Остальные данные по токам короткого замыкания определяются по аналогичным формулам, указаны в таблице 13.

Таблица 13 - Расчет токов КЗ на ПС «Камень - Рыболов»

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{\text{ПО}}$ (кА)	I_A (кА)	T_a	k_y	I_y (кА)	B_k (кА ² ×с)
№1	12,87	0,001	0,02	1,61	29,3	86,13
№2	6,1	0,002	0,03	1,72	10,68	19,72
№3	23,65	0,001	0,02	1,63	38,54	290,84

Расчетные данные используем далее при выборе оборудования.

14 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ 110/35/6 КВ ПС «КАМЕНЬ - РЫБОЛОВ»

Данный раздел посвящен выбору всего основного силового электро-технического оборудования устанавливаемого на ПС «Камень - Рыболов» при ее реконструкции.

Максимальные рабочие токи в РУ ПС «Камень Рыболов» определяем по условиям загрузки трех обмоточных трансформаторов установленных на ПС.

Таблица 14 – Максимальные рабочие токи в РУ ПС «Камень - Рыболов»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
110	262,43
35	412,39
10	2405,62

При выборе оборудования необходимо учитывать данные о максимальных рабочих токах

14.1 Выбор выключателей на стороне 110 кВ

Выбор выключателей 110 кВ ПС «Камень Рыболов» осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (43)$$

$$I_{НОМ} \geq I_M \cdot \quad (44)$$

Термическая стойкость проверяется по выражению [4]:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K \quad (45)$$

где $I_{ТЕР}$ - ток термической стойкости;

$t_{ТЕР}$ - время термической стойкости,

B_K - тепловой импульс (интеграл Джоуля).

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ПРСКВ} = I_{ДИН} \geq I_{У} \quad (46)$$

где $I_{ПРСКВ}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{ДИН}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Первоначально принимаем для установки на элегазовый выключатель марки ВГУ-110 П-20/2500У1. Привод выключателя – воздушный. Схематичное изображение выключателя данного типа представлено на рисунке 14.

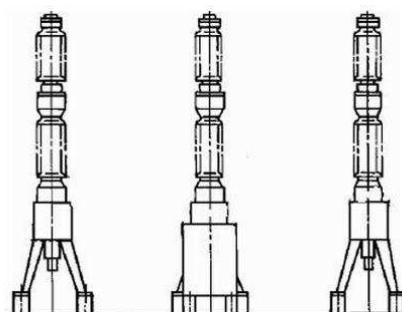


Рисунок 14 – Внешний вид – ВГУ 110

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 15:

Таблица 15 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2500	262,43	$I_{НОМ} \geq I_{М}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	20	12,87	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	102	29,3	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	20	12,87	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{ОТК} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 20 =$ 12,456	0,02	$i_{АН} \geq i_{А}$

1	2	3	4
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	29,3	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	86,13	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

14.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ

Первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель типа ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	630	412,39	$I_{НОМ} \geq I_M$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	12,5	6,1	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	10,68	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	12,5	6,1	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	7,9	0,03	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	31	10,68	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	5000	19,72	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.



Рисунок 15 – Внешний вид – ВГБЭ 35

14.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ.

Первоначально принимаем выключатель вакуумный VF-12 номинальным током 2500 А производства компании «Элтехника» (Санкт Петербург).

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2500	2405,62	$I_{НОМ} \geq I_{\text{м}}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	23,65	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	80	38,54	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	31,5	23,65	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 31,5 =$ 13,36	0,02	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	38,54	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $31,5^2 \cdot 3 =$ 2976,75	290,84	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$



Рисунок 16 – Внешний вид вакуумного выключателя VF-12

14.4 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей 110 кВ.

По напряжению и рабочему току выберем разъединители марки РПД-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки поворотный двухколонковый), номинальный ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	262,43	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	29,3	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $31,5^2 \cdot 3 =$ $2790,75$	86,13	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки в распределительном устройстве.

Выбор разъединителей 35 кВ.

Для РУ 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	412,39	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	63	10,68	$i_{ПРСКВ} \geq i_{ВД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1875	19,72	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

14.5 Выбор трансформаторов тока

Вторичная потребляемая мощность трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K \quad (47)$$

Сопротивление контактов вторичных цепей принимается равным $r_K = 0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{ПРОВ} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (48)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ ПС «Камень Рыболов» принимается - 100 м, для РУ35, 10 кВ - 60 м ;

F - сечение соединительного провода, $F = 4$ мм².

Таким образом, сопротивление соединительных проводов для РУ 110 кВ:

$$r_{ПРОВ} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление соединительных проводов для РУ 35, 10 кВ (Ом):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \quad (\text{Ом})$$

Сопротивление подключенных приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2} \quad (49)$$

где $S_{\text{ПР}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2=1\text{А}$.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс Альфа 1800 компании «Метроника». Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 20, 21, 22.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока РУ 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	КДА 96-30	1
Ваттметр	СР3021	1
Варметр	Ц301/1МЦ	1
Счетчик АЭ	Альфа 1800	9
Счетчик РЭ		

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока РУ 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	КДА 96-30	1
Ваттметр	СР3021	1
Варметр	Ц301/1МЦ	1
Счетчик АЭ	Альфа 1800	9
Счетчик РЭ		

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока РУ 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	КДА 96-30	1
Ваттметр	СР3021	1
Варметр	Ц301/1МЦ	1
Счетчик АЭ	Альфа 1800	9
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110 $S_{\text{ПР}}=12$ ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{12}{1} = 12 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы РУ 35 кВ $S_{\text{ПР}} = 122$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{12}{1} = 12 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы РУ 10 кВ $S_{\text{ПР}} = 12$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{12}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2,110} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 12 + 0,71 + 0,1 = 12,81 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,35} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 12 + 0,43 + 0,1 = 12,53 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,10} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 12 + 0,43 + 0,1 = 12,53 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока для РУ 110 кВ ТОГ-110 III, с номинальным током первичной обмотки 600 А.

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	600	262,43	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	126	29,3	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	13872	86,12	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	20	12,81	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока для РУ 35 кВ ТВ-35-III с номинальным током первичной обмотки 600 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 24.

Таблица 24 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	600	412,39	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	125	10,68	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	7203	19,72	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	30	12,53	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока для РУ 10 кВ ТПЛК-10-I-1 с номинальным током первичной обмотки 2500 А. Сравнение параметров приведено в таблице 25.

Таблица 25 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2500	2405,62	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	189	38,54	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	4800	290,84	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2НОМ}$ (Ом)	30	12,53	$z_{2НОМ} \geq z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям их принимаем к установке на ПС.

14.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по номинальному напряжению установки; по вторичной нагрузке.

$$S_{2НОМ} \geq S_2 \quad (50)$$

где $S_{2НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	В-0.8К	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	1	10
Частотомер	Н-397	1	7
Ваттметр	СР3021	5	1,5
Варметр	Ц301/1МЦ	5	1,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	5	9
Счетчик РЭ			
Сумма			79

Принимаем для РУ 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110 УХЛ1

Таблица 27 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	79 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Выбираем трансформатор напряжения для РУ 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки.

Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	В-0.8К	2	2
Ваттметр	СР3021	2	1,5
Варметр	Ц301/1МЦ	2	1,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	7	9
Счетчик РЭ			
Сумма			77

Таблица 29 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_2 = 75 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его принимаем к установке.

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	В-0.8К	2	2
Счетчик АЭ	Альфа 1800	12	9
Счетчик РЭ			
Ваттметр	СР3021	2	1,5
Варметр	Ц301/1МЦ	2	1,5
Сумма			118

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10.

Таблица 31 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (10 кВ)	200 ВА	118 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

14.7 Выбор гибкой ошиновки.

В данном разделе рассматривается выбор гибкой ошиновки на РУ 110 кВ ПС «Камень - Рыболов» с расчетом на перспективные нагрузки.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 262,43 А, следовательно принимаем сечение провода для

данного напряжения с учетом сечения отходящей ВЛ АС 150/54 с максимально допустимым током 581 А.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется так как шины выполнены голыми проводами расположенными вне помещения на открытом РУ.

Проверка по условиям короны проводится для гибких проводников 35 кВ и выше.

Разряд в виде короны на поверхности провода возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (51)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость провода;

r_0 - радиус провода 0,74 (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,74}} \right) = 33,48 \text{ (кВ/см)}$$

Напряженность электрического поля на поверхности провода определяется по формуле (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (52)$$

где U – линейное напряжение РУ (принимается 115 кВ);

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние между проводами в фазах, про горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,18 \cdot \lg \frac{378}{0,74}} = 16,54 \text{ (кВ/см)}$$

При горизонтальном расположении проводов фаз напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

На поверхности провода будет отсутствовать коронирование, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$17,69 \leq 30,13$$

Неравенство выполняется, следовательно выбранное сечение провода удовлетворяет условиям проверки по короне его принимаем для монтажа.

14.8 Выбор жесткой ошиновки

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Камень - Рыболов». Максимальный рабочий ток составляет 2405,62 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 100 × 8 мм, длительно допустимый ток для данного сечения составляет 2680 А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Проверяем шины РУ 10 кВ ПС на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{290,84}}{91} = 0,28 \quad (53)$$

где B_k – интеграл джоуля.

C - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины РУ 10 кВ ПС на механическую прочность, определяем пролет при условии что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{56,66}{8}}} = 0,98 \quad (54)$$

где J – момент инерции ($\text{см}^3 \times \text{см}$).

q - сечение шины (см^2)

Момент инерции шин РУ 10 кВ ПС определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,8 \cdot 10^3 \frac{1}{12} = 56,66 \quad (\text{см}^3 \times \text{см}) \quad (55)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1 м.

Определяем наибольшее удельное механическое усилие при трехфазном коротком замыкании РУ 10 кВ ПС (Н/м)

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{38540^2}{0,4} = 453,29 \quad (\text{Н/м}) \quad (56)$$

где i_{y0} – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами принято 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления шин по следующей формуле (см^3)

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,8 \cdot 10^2 \frac{1}{6} = 13,33 \quad (\text{см}^3) \quad (57)$$

Определяем напряжение в проводе (МПа):

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{38540^2 \cdot 100^2}{13,33 \cdot 40} = 39,15 \quad (\text{МПа}) \quad (58)$$

При расчете напряжение все длины приведены в сантиметры.

Напряжение в материале шин (в данном случае сплав алюминия) менее предельного (60 МПа).

14.9 Выбор ОПН

Основные параметры ОПН принятого для установки в РУ 110 кВ ПС «Камень - Рыболов» показаны в таблице 32.

Таблица 32 – Технические данные ОПН 110 кВ

ОПН-110 УХЛ1	
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	77
Поглощаемая энергия (кДж)	400
Остаточное напряжение $U_{ост}$ (кВ)	180

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН-110 УХЛ1 приведено в таблице 33.

Таблица 33 – Выбор и проверка ОПН для РУ110 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	77	72,74	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 110 УХЛ1 для РУ 110 кВ проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

На стороне 35 кВ принимаем к установке ОПН - 35 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 34.

Таблица 34 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	25,25	23,24	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН для РУ 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

На стороне 10 кВ ПС принимаем к установке ОПН-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 35.

Таблица 35 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	6,79	6,6	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

14.10 Выбор высокочастотного заградителя связи.

Высокочастотные заградители серии ВЗ предназначены для обеспечения передачи сигналов противоаварийной автоматики для ПС «Камень-Рыболов», релейной защиты, телефонной связи, телемеханики. Высокочастотный заградитель необходим для исключения запараллеливания высокочастотного сигнала обмоткой трансформатора. Заградитель представляет собой ВЧ пробку, которая включается в рассечку провода высоковольтной линии электропередачи для предотвращения потерь высокочастотного сигнала.

По номинальному току (на стороне высокого напряжения) выбираем заградитель типа ВЗ-400 УХЛ1, его принимаем к установке на обе приходящую к ПС «Камень - Рыболов» ВЛ.

14.11 Выбор изоляторов.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных изоляторах. Выбор которых производится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$$

2) по допустимой нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч}$$

где $F_{загр}$ – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора (Н).

$F_{расч}$ - расчетное усилие в рассматриваемом РУ (Н).

Рассмотрим подробно расчет усилия воздействующего на опорные изоляторы в РУ 110,35,10 кВ ПС «Камень-Рыболов», при горизонтальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, определяется как:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}$$

Для РУ-10 кВ

$$F_{расч0} = \sqrt{3} \cdot \frac{23650^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 59,85$$

Выбираем по номинальному напряжению опорный изолятор типа ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным разрушающим усилием 8000 Н, проверяем неравенство:

$$8000 \times 0,6 = 4800 \geq 59,85$$

Условие выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 10 кВ ПС «Камень - Рыболов»

В распределительных устройствах номинального напряжения 110 и 35 Кв шины выполнены голым проводом, следовательно нагрузка на них от токов короткого замыкания не передается. Расчет по разрушающему усилию проводить не требуется, выбор осуществляем по номинальному напряжению

Для ОРУ 110 кВ принимаем опорный изолятор типа ОСК10-110-А-2УХЛ1

Для ОРУ 350 кВ принимаем опорный изолятор типа ОСК5-35-А-4УХЛ1

15 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС «КАМЕНЬ - РЫБОЛОВ»

В данном разделе работы проводится расчет зон молниезащиты от отдельностоящих молниеотводов которыми выполнена молниезащита ПС «Камень - Рыболов». Данный расчет проводится для проверки защищенности электрооборудования находящегося на ПС от грозовых перенапряжений.

Высота отдельностоящих молниеотводов применяемых для защиты оборудования принимается 19 м количество - 6 шт. Расположение молниеотводов представлено в графической части данной работы.

Рассмотрим подробно расчет зон молниезащиты ПС «Камень-Рыболов» на примере системы состоящей из двух молниеотводов 1-2.

Рассчитываем эффективную высоту каждого отдельностоящего молниеотвода по следующей формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (59)$$

где h – высота молниеотвода (19 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,15$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_{эф}) \cdot h_{эф} = (1,1 - 0,002 \cdot 16,15) \cdot 16,15 = 16,5 \quad (\text{м}) \quad (60)$$

Определяем радиус зоны защиты отдельно стоящего молниеотвода на уровне линейного портала:

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h_{эф} - h_x)}{(h_{эф} + h_x)} = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(16,15 - 11)}{(16,15 + 11)} = 6,5 \quad (\text{м}) \quad (61)$$

где h_x – высота линейного портала 110 кВ.

Наименьшая высота внутренней зоны на примере двух молниеотводов 1-2 расположенных на расстоянии 30 м друг от друга определяется по следующей формуле:

$$h_c = h_{эф} - \frac{L}{7} = 16,15 - \frac{30}{7} = 11,86 \text{ (м)} \quad (62)$$

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала 110 кВ определяется по следующей формуле:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{11,86 - 11}{1 + \frac{11}{11,86}} = 1,31 \text{ (м)} \quad (63)$$

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

Расчет параметров молниезащиты по всем системам состоящим из других молниеотводов проводится в программе MS Excel, полученные результаты представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Расчет молниезащиты ПС «Камень - Рыболов»

Система молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	30	19,0	16,15	11,86	16,5	6,5	1,31
2 - 3	30	19,0	16,15	11,86	16,5	6,5	1,31
3 - 6	20	19,0	16,15	13,29	16,5	6,5	2,01
5 - 6	30	19,0	16,15	11,86	16,5	6,5	1,31
4 - 5	30	19,0	16,15	11,86	16,5	6,5	1,31
1 - 4	20	19,0	16,15	13,29	16,5	6,5	2,01

Подробная схема зон молниезащиты ПС представлена в графической части работы.

16 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ПИТАНИЯ ПС «КАМЕНЬ - РЫБОЛОВ»

В данном разделе проводится расчет параметров надежности электроснабжения потребителей подключенных к шинам низкого напряжения ПС «Камень - Рыболов»

Данные о показателях надежности элементов системы являются справочными, их значения приводятся в таблице 37.

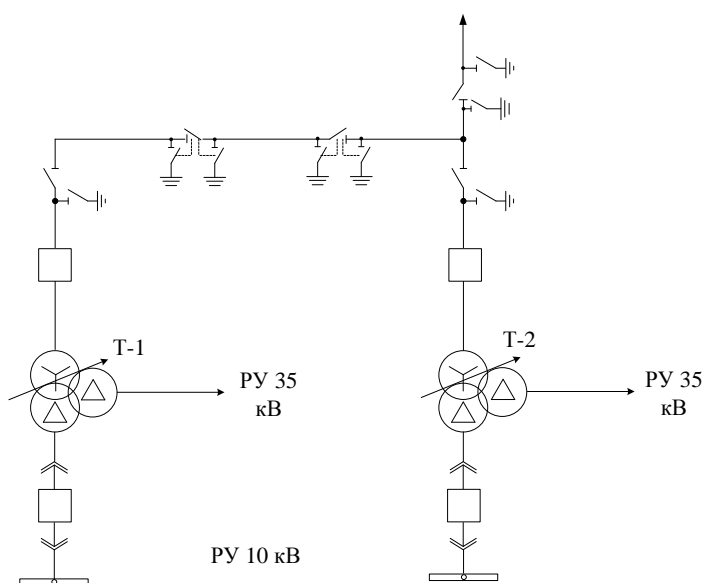


Рисунок 17 – Принципиальная однолинейная схема ПС «Камень - Рыболов»

Таблица 37 – Сводные данные по элементам сети

Элементы системы электроснабжения	ω , 1/год	$t_{в}$, часов	$\omega_{пр}$, 1/год	$t_{пр}$, часов.
ВЛ 110 кВ	0,9	9,0	2,1	16,0
Разъединитель 110 кВ	0,01	6	0,834	4
Выключатель 110 кВ	0,004	40	0,8	8,0
Силовой трансформатор 16 МВА	0,007	65	0,25	26
Выключатель 10 кВ	0,003	11	0,8	16
Шины 10 кВ	0,03	5	0,834	2

Определяем вероятность отключения каждого элемента по формулам:

Для воздушной линии вероятность отказа определяется как:

$$q_{ВЛ} = \frac{\omega_{ВЛ} \cdot t_{ВВЛ}}{T_{Г}} \cdot L \frac{1}{100} = \frac{0,9 \cdot 9}{8760} \cdot 12,35 \frac{1}{100} = 4,9 \cdot 10^{-5} \quad (64)$$

где $T_{Г}$ – число часов в году.

L - протяженность ВЛ (км).

Для шин 10 кВ:

$$q_{Ш10} = \frac{\omega_{Ш} \cdot t_{ВШ}}{T_{Г}} \cdot n_{ПП} = \frac{0,03 \cdot 5}{8760} \cdot 10 = 1,71 \cdot 10^{-4} \quad (65)$$

Вероятность отказа разъединителей 110 кВ:

$$q_{Р} = \frac{\omega_{Р} \cdot t_{БР}}{T_{Г}} = \frac{0,01 \cdot 6}{8760} = 6,84 \cdot 10^{-6} \quad (66)$$

Вероятность отказа силового трехобмоточного трансформатора 110 кВ:

$$q_{Т} = \frac{\omega_{Т} \cdot t_{БТ}}{T_{Г}} = \frac{0,007 \cdot 65}{8760} = 5,19 \cdot 10^{-5} \quad (67)$$

Вероятность отказа выключателя 110 кВ:

$$q_{В} = \frac{\omega_{В110} \cdot t_{В110}}{T_{Г}} + A_{КЗ} \cdot (\sum q_{СМЕЖ}) + A_{ОП} \cdot N_{ОП} \quad (68)$$

где $A_{КЗ}$ - относительная частота отказов при автоматических отключениях поврежденных смежных элементов

$q_{СМЕЖ}$ - вероятность отказа смежного элемента;

$A_{ОП}$ - относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях $A_{оп} = 0,003$;

$N_{ОП}$ - число оперативных переключений в год, для принятой схемы РУ

$$q_{B110} = \frac{0,004 \cdot 40}{8760} + 0,005 \cdot (4,9 \cdot 10^{-5} + 5,19 \cdot 10^{-5}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}.$$

Для выключателя 10 кВ смежными элементами являются трансформатор и шины секций 10 кВ.

$$q_{B10} = \frac{0,003 \cdot 11}{8760} + 0,005 \cdot (5,19 \cdot 10^{-5} + 1,71 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6 \cdot 10^{-3}.$$

Рассматриваем две цепи (включающие оба трансформатора) как отдельные источники питания и определяем их вероятностные характеристики:

Параметр потокоотказов цепи (1/год):

$$\omega_{Ц} = \Sigma \omega_i + \omega_{ПМ} = 0,333 + 0,834 = 1,17 \text{ (1/год)} \quad (69)$$

где ω_i - параметр потокоотказов всех элементов в цепи;

$\omega_{ПМ}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений;

Коэффициент простоя одной цепи:

$$K_{П} = \Sigma \omega_i \cdot t_{Bi} + \frac{\omega_{ПМ} \cdot t_{ПР}}{T_{Г}} = 0,0013 \quad (70)$$

Время восстановления системы состоящей из одной цепи:

$$t_{BC} = \frac{K_{П}}{\omega_{Ц} - \omega_{ПМ}} = \frac{0,0013}{0,333} = 3,9 \cdot 10^{-3} \text{ (лет)} \quad (71)$$

Определяем параметры системы состоящей из двух параллельных цепей:

Коэффициент простоя системы состоящей из двух параллельных элементов:

$$K_{П} = \omega_{Ц}^2 \cdot t_{BC}^2 + \omega_{ПР} \cdot t_{ПР} \cdot \omega_{Ц} \cdot t_{BC} + t_{ПР} \cdot \omega_{Ц}^2 \cdot t_{BC} = 5,36 \cdot 10^{-3} \quad (72)$$

Параметр единой системы;

$$\omega_{\text{ц}} = 2 \cdot \omega_{\text{ц}}^2 \cdot t_{\text{вц}} + 2 \cdot \omega_{\text{ц}} \cdot \omega_{\text{пм}} \cdot t_{\text{пп}} = 0,012 \quad (73)$$

Время восстановления системы состоящей из двух параллельных элементов:

$$t_{\text{вс}} = \frac{K_{\text{п}}}{\omega_{\text{ц}}} = \frac{5,36 \cdot 10^{-3}}{0,012} = 0,442 \text{ (час)} \quad (74)$$

Среднее время безотказной работы единой системы:

$$T_{\text{с}} = \frac{1}{\omega_{\text{ц}}} = \frac{1}{0,012} = 83,33 \text{ (лет)} \quad (75)$$

Расчетное время безотказной работы единой системы:

$$T_{\text{р}} = \frac{0,105}{\omega_{\text{ц}}} = \frac{0,105}{0,012} = 8,75 \text{ (лет)} \quad (76)$$

17 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ

Проводим расчет основной защиты трех-обмоточных трансформаторов ТДТН 16000/110/35/10 «Камень - Рыболов»

17.1 Дифференциальная защита

Произведем расчет уставок защиты для терминала *RET 521*. Для этого выбираем трансформаторы тока на каждой стороне трансформатора. Они соединены по схеме звезда с нулевым проводником.

Выбираем трансформаторы тока .

$$I_{BH} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 262,43 \text{ (A)}$$

$$I_{CH} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412,39 \text{ (A)}$$

$$I_{HH} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2405,62 \text{ (A)}$$

$$I_{2BH} = \frac{262,43 \cdot 5}{400} = 3,28 \text{ (A)}$$

$$I_{2CH} = \frac{412,39 \cdot 5}{500} = 4,1 \text{ (A)}$$

$$I_{2HH} = \frac{2405,62 \cdot 5}{2500} = 4,9 \text{ (A)}$$

Расчетный ток небаланса для данной защиты и данных параметров.

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29 \quad (77)$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{d \min} = 1,25 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР}) = 0,261$$

Принимаем значение тока:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для данного терминала. Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 38:

Таблица 38 – Тормозные характеристики.

№ характеристики RET	1	2	3	4	5
K_{T1}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T,расч}$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Задаемся значением $I_{TP} = 2,25$ для характеристики № 4 и находим:

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (78)$$

Принимаем тормозную характеристику №4. Данную защиту устанавливаем на трансформаторы Т1, Т2 110/35/10 ПС «Камень - Рыболов»

17.2 Максимальная токовая защита

Ток срабатывания МТЗ на стороне 110 кВ:

$$I_{C3} = \frac{k_H \cdot k_{CAM}}{k_B} \cdot I_{ВНН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 262,43 = 590,46 \quad (79)$$

где k_H – коэффициент надежности для данного типа защит

k_{CAM} – коэффициент само запуска

$$k_H = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{C3}} = \frac{19,85 \cdot 10^3 \cdot (10,5/110)}{590,46} = 5,04 \quad (80)$$

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{CP} = \frac{590,46}{(400/5)} = 7,37$$

Данную защиту принимаем для установки на трансформаторы ТДТН 16000/110/35/10 ПС «Камень - Рыболов»

17.3 Газовая защита

В качестве газовой защиты на трансформаторе применяется газовое реле на базе отечественного РГЧЗ. Защита данного типа предназначена для отключения (или работы звуковой и световой сигнализации) в случае внутренних повреждений трансформаторов ТДТН-16000/110/35/10. Данная защита является самой чувствительной защитой предназначенной для выявления повреждений только внутри трансформатора, а ток же при снижении уровня масла в нем

17.4 Защита от перегрузки

Ток при котором происходит срабатывание защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{ВНН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 262,43 = 344,43 \quad (81)$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки

k_B – коэффициент возврата

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{344,43}{(400/5)} = 4,31 \quad (82)$$

Данную защиту и ее уставки принимаем для установки на трансформаторы ТДТН-16000/110/35/10 ПС «Камень Рыболов» после модернизации

18 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

18.1 Описание сети

Целью работы является разработка варианта реконструкции ПС 110/35/6 кВ «Камень - Рыболов» и электрических сетей 10 кВ, а так же выбор всего электротехнического оборудования на ней в связи с модернизацией

Для удобного расчета капиталовложений в реконструкцию ПС «Камень - Рыболов» данные по новому оборудованию представлены в таблице 39

Таблица 39 – Подстанционное оборудование необходимое для реализации проекта

ПС «Камень - Рыболов»			
Наименование оборудования	Тип	Номинальное напряжение (кВ)	Количество
Силовой трансформатор	ТДТН 16000/110/35/10	110	2
Ячейка выключателя	ВГУ-110 П- 20/2500У1	110	2
	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1	35	7
	VF-12	6	13

18.2 Расчет затрат на реализацию проекта

Стоимость оборудования подстанции «Камень - Рыболов» определяется согласно укрупненным стоимостным показателям, с учетом индексов изменения сметной стоимости оборудования, на I квартал 2017 года. Определяем стоимость РУВН, СН, НН по следующей формуле:

$$K_{ору110} = N_{яч110} \cdot K_{яч110} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 2 \cdot 7 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 77,89 \text{ (млн.руб)} \quad (83)$$

$$K_{ору35} = N_{яч35} \cdot K_{яч35} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 7 \cdot 2 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 77,93 \text{ (млн.руб)} \quad (84)$$

$$K_{круп10} = N_{яч10} \cdot K_{яч10} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 13 \cdot 0,085 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 6,15 \text{ (млн.руб)} \quad (85)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен с 2000 года на 2017 год

$N_{яч}$ - количество ячеек данного типа выключателя для рассматриваемого РУ:

$K_{яч}$ - стоимость одной ячейки выключателя:

K_p - районный коэффициент принимаемый для дальнего востока:

Определяем стоимость трансформаторов:

$$K_{тр} = N_{тр} \cdot K_{тр} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 2 \cdot 9,5 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 105,72 \text{ (млн.руб)} \quad (86)$$

где $N_{тр}$ - количество трансформаторов на ПС «Камень-Рыболов»:

$K_{тр}$ - стоимость одного трансформатора 110 кВ:

Определяем постоянную часть затрат по подстанции «Камень - Рыболов»:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 21 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 116,84 \text{ (млн.руб)} \quad (87)$$

где $K_{пост}$ - стоимость постоянной части затрат:

Определяем капиталовложение на модернизацию и реконструкцию ПС «Камень - Рыболов»:

$$K_{nc} = \Sigma K_{ру} + K_{тр} + K_{пост} = 77,89 + 77,93 + 6,15 + 105,72 + 116,84 = 401,19 \text{ (млн.руб)}$$

Капиталовложения в строительство ВЛ СИП 10 кВ определяются по следующей формуле:

$$K_{ВЛИ} = K_{ВЛИО} \cdot L \cdot K_p \quad (88)$$

где $K_{ВЛИО}$ – стоимость одного км ВЛ 10 кВ (СИП3), с учётом строительно-монтажных работ в ценах 2016 года, тыс. руб./км (источник <http://www.starinfo-nic.ru>)

L - суммарная протяженность ВЛ (36,66 км)

В расчете берем итоговое (суммарное) значение:

$$K_{ВЛИ} = 0,258 \cdot 36,66 \cdot 1,3 = 13,27 \text{ (млн.руб)}$$

Стоимость КТП по ценам 2016 года представлены в таблице 40, полная стоимость так же указана в данной таблице

Таблица 40 - Капитальные вложения в трансформаторные подстанции

Тип ТП	Количество ТП	Стоимость единицы (цены 2016 г.), тыс. руб с учетом районного коэффициента
1×100	7	185,04
1×160	7	193,04
1×250	2	215,04
1×400	7	285,32
1×630	9	415,19
2×250	3	518,27
2×400	1	685,33
Сумма		11050,73

Определяем суммарные капиталовложения в КТП:

$$K_{КТП} = 11,050 \text{ (млн.руб)}$$

18.3 Расчет издержек

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования ПС «Камень – Рыболов» вычисляются по формуле:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭКС.ПС} \cdot (K_{ПС} + K_{КТП}) \quad (89)$$

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

$$I_{ЭКС} = \frac{5,9}{100} \cdot (384,53 + 11,05) = 23,33 \text{ (млн.руб)} \quad (90)$$

Ежегодные издержки на амортизацию оборудования ПС «Камень – Рыболов» вычисляются по формуле:

$$I_{АМ} = \frac{K_{ПС}}{T_{СЛПС}} \quad (91)$$

где $T_{СПС} = 20$ лет – период службы для оборудования подстанций.

$$I_{AM} = \frac{384,53 + 11,05}{20} = 19,77 \text{ (млн.руб)} \quad (92)$$

Таким образом общие капиталовложения в реконструкция ПС «Камень – Рыболов» составили 384, 53 млн. рублей, в воздушные линии 10 кВ 13,27 млн. рублей, в трансформаторные ПС 11,05 млн. рублей, ежегодные издержки на ремонт и эксплуатацию подстанционного оборудования 22,68 млн. рублей, на амортизацию 19,22 млн. рублей.

19 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

19.1 Безопасность

В данной работе рассматривается модернизация подстанции 110 кВ «Камень Рыболов», предполагается установка на данной ПС двух трех обмоточных трансформаторов типа ТДТН 16000/110/35/10 .

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции предусмотрена установка современного оборудования, в частности выключателей отечественного производства отвечающих всем требованиям норм безопасности, которые являются безопасными в отношении взрывобезопасности и пожаробезопасности по сравнению с устаревшими масляными выключателями.

Все работы по перевооружению электроустановок, электромонтажные и наладочные работы разрешается выполнять только при наличии проекта производства работ или технологических карт, утвержденных главным инженером электромонтажной организации, в которых для каждого из выполняемых видов работ предусмотрены конкретные мероприятия по технике безопасности /Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ.

При производстве работ должны соблюдаться требования государственных НТД и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.
2. Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ /РД 153-34.3-03.285-2002/.
3. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.
4. Межотраслевых правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов /ПОТ РМ 007-98/.

5. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».

6. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство».

7. Правила безопасности при работе с инструментами и приспособлениями / СО 153-34.03.204/.

8. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий /СО 34.03.301-00/.

9. Инструктивные указания по технике безопасности при ремонтно-строительных работах вблизи действующего энергетического оборудования энергопредприятий /СО 153-34.03.224/

10. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/

Основные требования мер безопасности вышеперечисленных НТД указываются в разделе «Требования по охране труда» ППР или ТК. Непосредственные руководители и исполнители монтажных работ перед допуском к их выполнению должны быть ознакомлены с требованиями безопасности на месте работ с фактическими условиями труда, знать и выполнять нормы безопасности в объеме порученных работ.

19.2 Экологичность

К вредным факторам в электроустановках следует отнести электрические и магнитные поля промышленной частоты, возникающие при работе оборудования подстанций и линий электропередач, акустические шумы от работы силового оборудования (особенно трансформаторов и воздушных выключателей).

Для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара на ПС «Камень-Рыболов» предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции «Камень-Рыболов» устанавливаются 2 трансформатора марки ТДТН 16000/110/35/10 с размерами (м) 6,4×3,7×5,5 и массой масла 15 т в связи с этим маслоприемник принимается без отвода масла в отдельную емкость.

Рассмотрим расчет геометрических параметров маслоприемника. Определяем объем масла внутри трансформатора:

$$V_{mp.m} = \frac{M}{\rho} = \frac{15}{0,88} = 17,05 \text{ (м}^3\text{)} \quad (93)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 15 тонн.

ρ – плотность трансформаторного масла (т/м³)

Площадь маслоприемника определяется по следующей формуле:

$$S_{.m} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (6,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,7 + 2 \cdot 1,5) = 62,98 \text{ (м}^2\text{)}$$

где A , B – длина и ширина трансформатора ТДТН 16000/110/35/10 (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора ТДТН 16000/110/35/10 и стенкой маслоприемника.

Площадь боковой поверхности трансформатора ТДТН 16000/110/35/10:

$$S_{.bn} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (6,4 + 3,7) \cdot 2 \cdot 5,5 = 111,1 \text{ (м}^2\text{)} \quad (94)$$

где H – высота трансформатора ТДТН 16000/110/35/10 (м).

Нормативный коэффициент пожаротушения $K_n = 0,2$ (л/(с×м²)) и нормативное время тушения $t = 1800$ (сек):

Объем воды необходимый для тушения пожара на трансформаторе:

$$V_{H2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{.m} + S_{.bn}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (62,98 + 111,1) \cdot 10^{-3} = 62,67 \text{ (м}^3\text{)}$$

Объем маслоприемника необходимый для приема смешанной жидкости:

$$V_{mH2O} = V_{mp.m} + 0,8 \cdot V_{H2O} = 17,05 + 0,8 \cdot 62,67 = 67,19 \text{ (м}^3\text{)} \quad (95)$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей смешанной жидкости:

$$H_{.m} = \frac{V_{mH2O}}{S_{.m}} = \frac{67,19}{62,98} = 1,07 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки предназначенной в качестве огнезащитной перегородки

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки между поверхностью масла и гравийной засыпкой

$$H_{.en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника в таком случае

$$H_{.mm} = H_{.m} + H_{.en} + H_z = 1,07 + 0,05 + 0,25 = 1,37 \text{ (м)}$$

Данные размеры маслоприемника организуем для трансформаторов 110/35/10 ПС «Камень-Рыболов».

19.3 Чрезвычайные ситуации

При реконструкции ПС должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения пожаров.

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции «Камень Рыболов» предусмотрена установка современного оборудования.

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ, прямой удар молнии в ОРУ ««Камень Рыболов»».

Пожарная безопасность. В связи с тем, что на ПС ««Камень Рыболов»»

устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

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

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

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

Систему противопожарной защиты на ПС «Камень Рыболов» составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита на ПС «Камень Рыболов» обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением различных средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;

- эвакуацией людей;
- системами противодымовой защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара на ПС ««Камень Рыболов»» обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств;
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

В качестве огнетушащих средств в работе устанавливаются: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в ЗРУ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично ЗРУ 10 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, ящик с песком емкостью 0,5 м³.

На ПС ««Камень Рыболов»» определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

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

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

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

Для размещения первичных средств тушения пожара на ПС ««Камень Рыболов»» в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был предложен вариант реконструкции системы электроснабжения с центром питания ПС «Камень Рыболов» Приморского края. В качестве решения обеспечивающего повышение надежности электроснабжения была предложена замена устаревшего оборудования на современное. В процессе выполнения работы был проведен расчет электрических нагрузок на стороне низкого и высокого напряжения комплектных трансформаторных подстанций рассматриваемого района электрических сетей, рассчитаны сечения воздушных линий электропередачи выполненных изолированным самонесущим проводом, определены мощности трансформаторов КТП. Рассчитаны токи короткого замыкания и произведен выбор основного электротехнического оборудования на ПС 110 кВ «Камень Рыболов». Рассчитаны зоны молниезащиты данной ПС и выполнен расчет защитного заземления ПС. Выполнен расчет защиты силового трансформатора ТДТН 16000/110/35/10 . Рассмотрены экономические вопросы при реконструкции и модернизации источника ПС как источника питания, так же рассмотрены вопросы безопасной эксплуатации маслonaполненного оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 8 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 9 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 10 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

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

13 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003

14 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.

15 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.

16 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.

17 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

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

19 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

20 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2003.

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А Выбор трансформаторов КТП

Наим КТП	Расч мощ S	Ншт	Р м тр	Рном	коэф норм	I _{хх}	U _{кк}	P _{хх}	P _{кз}
97	356,76	1	419,7	630	0,5663	0,6	5,5	1,24	7,6
84	100,98	1	118,8	160	0,6311	1,5	4,5	0,41	2,6
83	168,92	1	198,7	250	0,6757	1	4,5	0,53	3,7
249	84,46	1	99,36	100	0,8446	2,6	4,5	0,27	1,97
85	147,87	1	174	250	0,5915	1	4,5	0,53	3,7
162	70,86	1	83,36	100	0,7086	2,6	4,5	0,27	1,97
143	78,12	1	91,91	100	0,7812	2,6	4,5	0,27	1,97
87	258,42	1	304	400	0,6461	0,8	4,5	0,8	5,5
90	258,7	2	184,8	250	0,5174	1	4,5	0,53	3,7
94	106,46	1	125,2	160	0,6654	1,5	4,5	0,41	2,6
95	82,8	1	97,41	100	0,828	2,6	4,5	0,27	1,97
93	70,86	1	83,36	100	0,7086	2,6	4,5	0,27	1,97
75	248,42	1	292,3	400	0,6211	0,8	4,5	0,8	5,5
41	250	2	178,6	250	0,5	1	4,5	0,53	3,7
175	230,67	1	271,4	400	0,5767	0,8	4,5	0,8	5,5
176	136,04	1	160	160	0,8503	1,5	4,5	0,41	2,6
179	118,29	1	139,2	160	0,7393	1,5	4,5	0,41	2,6
209	242,83	1	285,7	400	0,6071	0,8	4,5	0,8	5,5
89	29,57	1	34,79	40	0,7393	3	4,5	0,15	0,88
210	130,12	1	153,1	160	0,8133	1,5	4,5	0,41	2,6
182	57,31	1	67,42	100	0,5731	2,6	4,5	0,27	1,97
224	227,92	1	268,1	400	0,5698	0,8	4,5	0,8	5,5
226	239,95	2	171,4	250	0,4799	1	4,5	0,53	3,7
221	11,4	1	13,41	25	0,456	3,5	4,5	0,1	0,7
228	229,35	1	269,8	400	0,5734	0,8	4,5	0,8	5,5
227	229,35	1	269,8	400	0,5734	0,8	4,5	0,8	5,5
230	382,2	1	449,6	630	0,6067	0,6	5,5	1,24	7,6
229	382,26	1	449,7	630	0,6068	0,6	5,5	1,24	7,6
232	22,93	1	26,98	40	0,5733	3	4,5	0,15	0,88
231	22,93	1	26,98	40	0,5733	3	4,5	0,15	0,88
234	67,29	1	79,16	100	0,6729	2,6	4,5	0,27	1,97
233	67,29	1	79,16	100	0,6729	2,6	4,5	0,27	1,97
236	111,94	1	131,7	160	0,6996	1,5	4,5	0,41	2,6
235	111,94	1	131,7	160	0,6996	1,5	4,5	0,41	2,6
240	53,64	1	63,11	100	0,5364	2,6	4,5	0,27	1,97
239	52,24	1	61,46	100	0,5224	2,6	4,5	0,27	1,97
44	189,27	2	135,2	160	0,5915	1,5	4,5	0,41	2,6
242	125,7	1	147,9	160	0,7856	1,5	4,5	0,41	2,6
241	100,55	1	118,3	160	0,6284	1,5	4,5	0,41	2,6
38	129	2	92,14	100	0,645	2,6	4,5	0,27	1,97

Наим КТП	DP	DQ	DS	Срасч 10	Ррас0,4	Qрасч0,4	Расчетная P 10 (кВт)	Расчетная Q 10 (кВар)
97	3,677	14,89	15,34	372,099	307	181,75	310,67716	196,64155
84	1,446	5,268	5,463	106,443	77,25	65,04	78,695629	70,307895
83	2,219	7,636	7,952	176,872	146,4	84,28	148,61921	91,916114
249	1,675	5,81	6,047	90,5068	73,2	42,14	74,875298	47,950071
85	1,824	6,436	6,689	154,559	145	29	146,82444	35,435797
162	1,259	4,86	5,02	75,88	57,44	41,51	58,699165	46,369513
143	1,472	5,346	5,545	83,6652	62,5	46,87	63,972239	52,21623
87	3,096	10,71	11,15	269,571	212	147,78	215,09559	158,49285
90	3,041	29,09	29,25	287,952	210,8	149,98	213,841	179,07325
94	1,561	5,588	5,802	112,262	104,4	20,88	105,96108	26,467612
95	1,621	5,685	5,912	88,7116	81,2	16,24	82,8206	21,925128
93	1,259	4,86	5,02	75,88	57,44	41,51	58,699165	46,369513
75	2,921	10,14	10,55	258,975	243,6	48,72	246,52137	58,862656
41	2,91	27,5	27,65	277,654	200	150	202,91	177,5
175	2,629	9,186	9,555	240,225	226,2	45,24	228,82905	54,425973
176	2,29	7,605	7,942	143,982	133,4	26,68	135,68961	34,28506
179	1,831	6,335	6,595	124,885	116	23,2	117,83112	29,535397
209	2,827	9,834	10,23	253,062	196,5	142,68	199,32697	152,51372
89	0,631	2,184	2,273	31,843	29	5,8	29,630912	7,983683
210	2,13	7,162	7,472	137,592	127,6	25,52	129,72958	32,681904
182	0,917	4,078	4,18	61,4898	56,2	11,24	57,117034	15,317996
224	2,586	9,044	9,406	237,326	223,5	44,7	226,0857	53,744097
226	2,764	25,73	25,88	265,825	235,3	47,06	238,06425	72,787361
221	0,246	1,109	1,136	12,5358	11,2	2,24	11,445555	3,348928
228	2,608	9,118	9,483	238,833	189	129,93	191,60817	139,04766
227	2,608	9,118	9,483	238,833	189	129,93	191,60817	139,04766
230	4,037	16,53	17,02	399,219	315	216,56	319,03714	233,09274
229	4,038	16,54	17,02	399,283	315	216,56	319,03802	233,09674
232	0,439	1,792	1,845	24,7746	18,9	12,99	19,339182	14,781508
231	0,439	1,792	1,845	24,7746	18,9	12,99	19,339182	14,781508
234	1,162	4,638	4,781	72,0709	55,44	38,15	56,602005	42,787575
233	1,162	4,638	4,781	72,0709	55,44	38,15	56,602005	42,787575
236	1,683	5,924	6,159	118,099	92,4	63,2	94,082635	69,124221
235	1,683	5,924	6,159	118,099	92,4	63,2	94,082635	69,124221
240	0,837	3,895	3,984	57,6236	52,6	10,52	53,436818	14,414762
239	0,808	3,828	3,912	56,1523	51,23	10,246	52,037616	14,074058
44	2,639	24,95	25,09	214,36	185,6	37,12	188,23914	62,070512
242	2,015	6,844	7,134	132,834	123,3	24,66	125,31474	31,503888
241	1,437	5,244	5,437	105,987	98,6	19,72	100,03683	24,963523
38	2,179	20,18	20,29	149,294	126,5	25,3	128,67914	45,4769

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Выбор сечения ВЛ

Участок	S_p (кВА)	№ц	I_p (А)	Марка и сечение проводника	$I_{до}$ (А)
ПС «Камень - Рыболов» - КТП-179	314,06	1	17,49	СИП-3 3×35	100
ПС «Камень - Рыболов» - КТП-210	668,47	1	37,23	СИП-3 3×35	100
ПС «Камень - Рыболов» - КТП-176	477,83	1	26,61	СИП-3 3×35	100
РП-3 - КТП-227	563,98	1	31,41	СИП-3 3×35	100
РП-3 - КТП-228	597,09	1	33,25	СИП-3 3×35	100
ПС «Камень - Рыболов» - КТП-83	992,9	1	55,3	СИП-3 3×35	100
КТП-90 - КТП-94	374,6	1	17,49	СИП-3 3×35	100

ПРИЛОЖЕНИЕ В Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Точка КЗ	Z (Ом)	$I_{по}$ (кА)	$I_{по2}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)
1	2,89	2,09	1,81	2,97
2	1,45	4,19	3,62	5,94
3	1,33	4,56	3,95	6,4
4	1,41	4,3	3,72	6,11
5	1,48	4,1	3,55	5,8
6	1,23	4,93	4,27	7,0

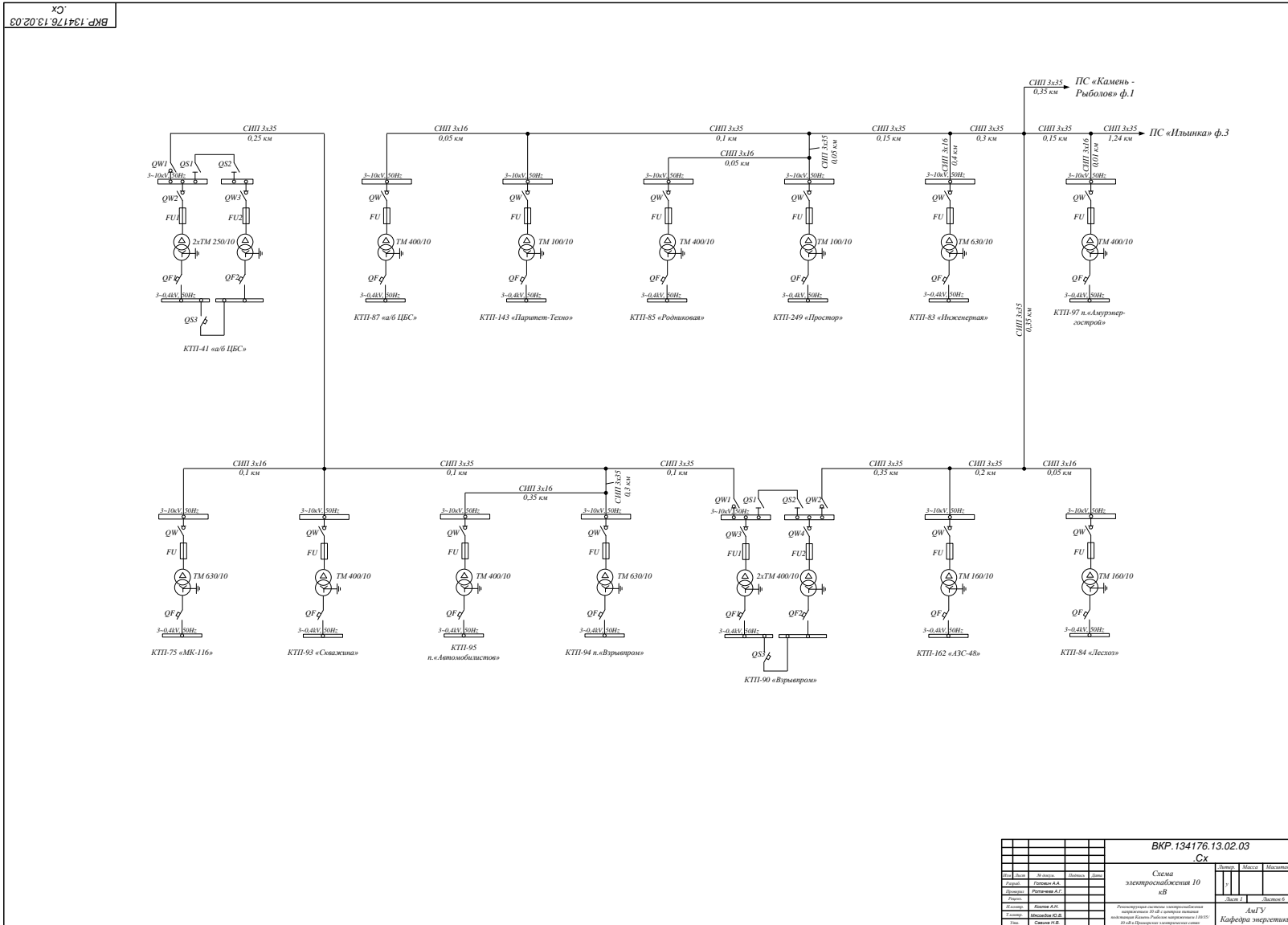
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Расчет потери напряжения ВЛ 10 кВ

Участок	Протяженность участка (км)	ΔU (%)
РУ 10 «Камень - Рыболов» - КТП - 176	0,11	0,1
РУ 10 «Камень - Рыболов» - КТП - 235	14,1	6,28
РУ 10 «Камень - Рыболов» - КТП - 236	14,1	7,15
РУ 10 «Камень - Рыболов» - КТП - 175	0,97	2,15
РУ 10 «Камень - Рыболов» - КТП - 38	3,62	4,85
РУ 10 «Камень - Рыболов» - КТП - 41	2,0	3,99
РУ 10 «Камень - Рыболов» - КТП - 87	0,95	2,45

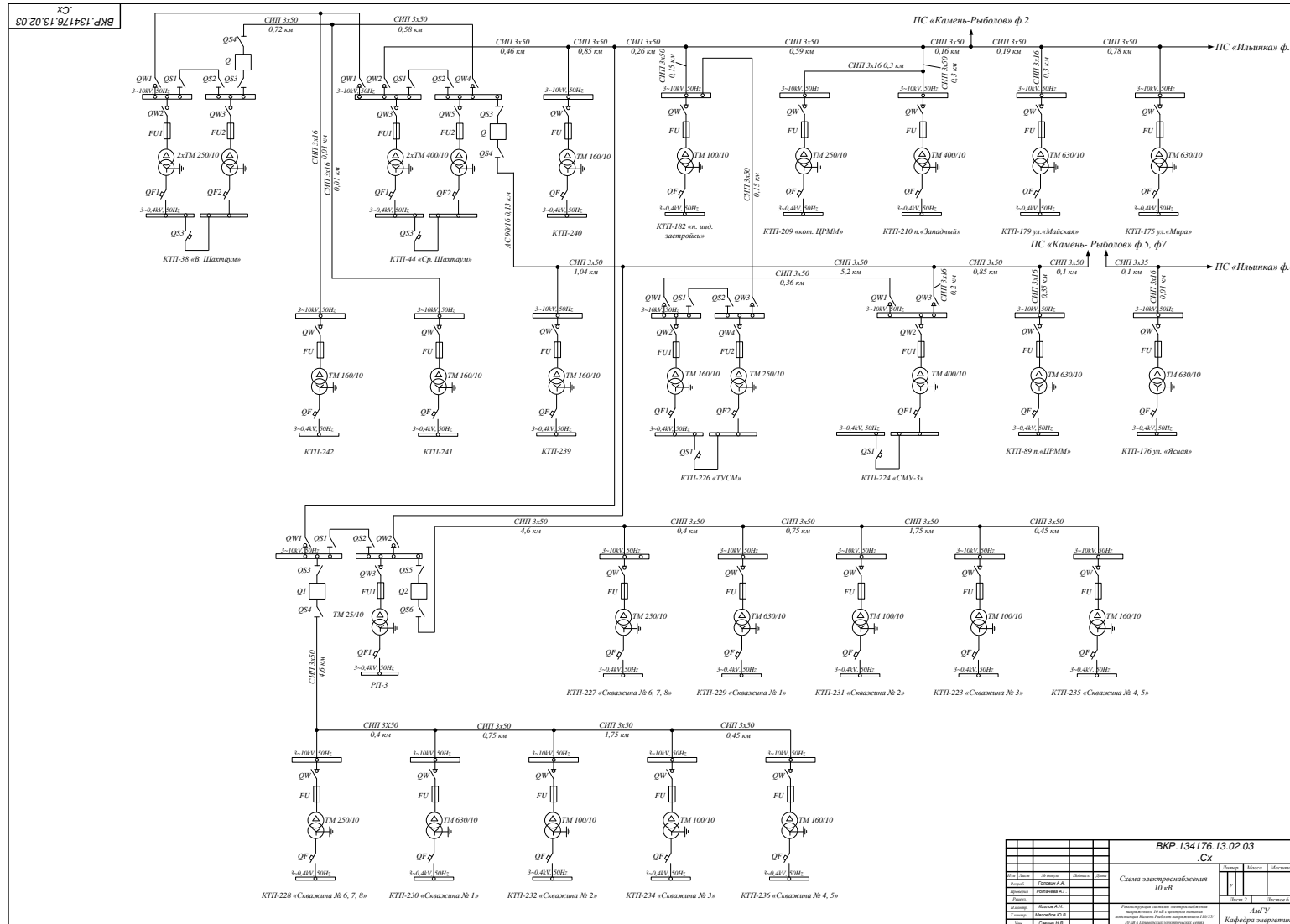
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Расчет сечения ВЛ до каждой КТП

Наименование КТП	Расчетная полная мощность КТП (кВА)	Расчетный ток до КТП (А)	Принятое сечение СИП	Длительно допустимый ток СИП
97	372,1	20,72	СИП-3х16	100
84	106,44	5,93	СИП-3х16	100
83	176,87	9,85	СИП-3х16	100
249	90,51	5,04	СИП-3х16	100
85	154,56	8,61	СИП-3х16	100
162	75,88	4,23	СИП-3х16	100
143	83,66	4,66	СИП-3х16	100
87	269,57	15,01	СИП-3х16	100
90	287,95	16,04	СИП-3х16	100
94	112,26	6,25	СИП-3х16	100
95	88,712	4,94	СИП-3х16	100
93	75,88	4,23	СИП-3х16	100
75	258,97	14,42	СИП-3х16	100
41	277,65	15,46	СИП-3х16	100
175	240,22	13,38	СИП-3х16	100
176	143,98	8,02	СИП-3х16	100
179	124,88	6,96	СИП-3х16	100
209	253,06	14,09	СИП-3х16	100
89	31,84	1,77	СИП-3х16	100
210	137,59	7,66	СИП-3х16	100
182	61,49	3,42	СИП-3х16	100
224	237,33	13,22	СИП-3х16	100
226	265,83	14,81	СИП-3х16	100
221	12,53	0,70	СИП-3х16	100
228	238,83	13,30	СИП-3х16	100
227	238,83	13,30	СИП-3х16	100
230	399,22	22,23	СИП-3х16	100
229	399,22	22,23	СИП-3х16	100
232	24,77	1,38	СИП-3х16	100
231	24,77	1,38	СИП-3х16	100
234	72,07	4,01	СИП-3х16	100
233	72,07	4,01	СИП-3х16	100
236	118,1	6,58	СИП-3х16	100
235	118,1	6,58	СИП-3х16	100
240	57,62	3,21	СИП-3х16	100
239	56,15	3,13	СИП-3х16	100
44	214,36	11,94	СИП-3х16	100
242	132,83	7,40	СИП-3х16	100
241	105,99	5,90	СИП-3х16	100
38	149,29	8,31	СИП-3х16	100

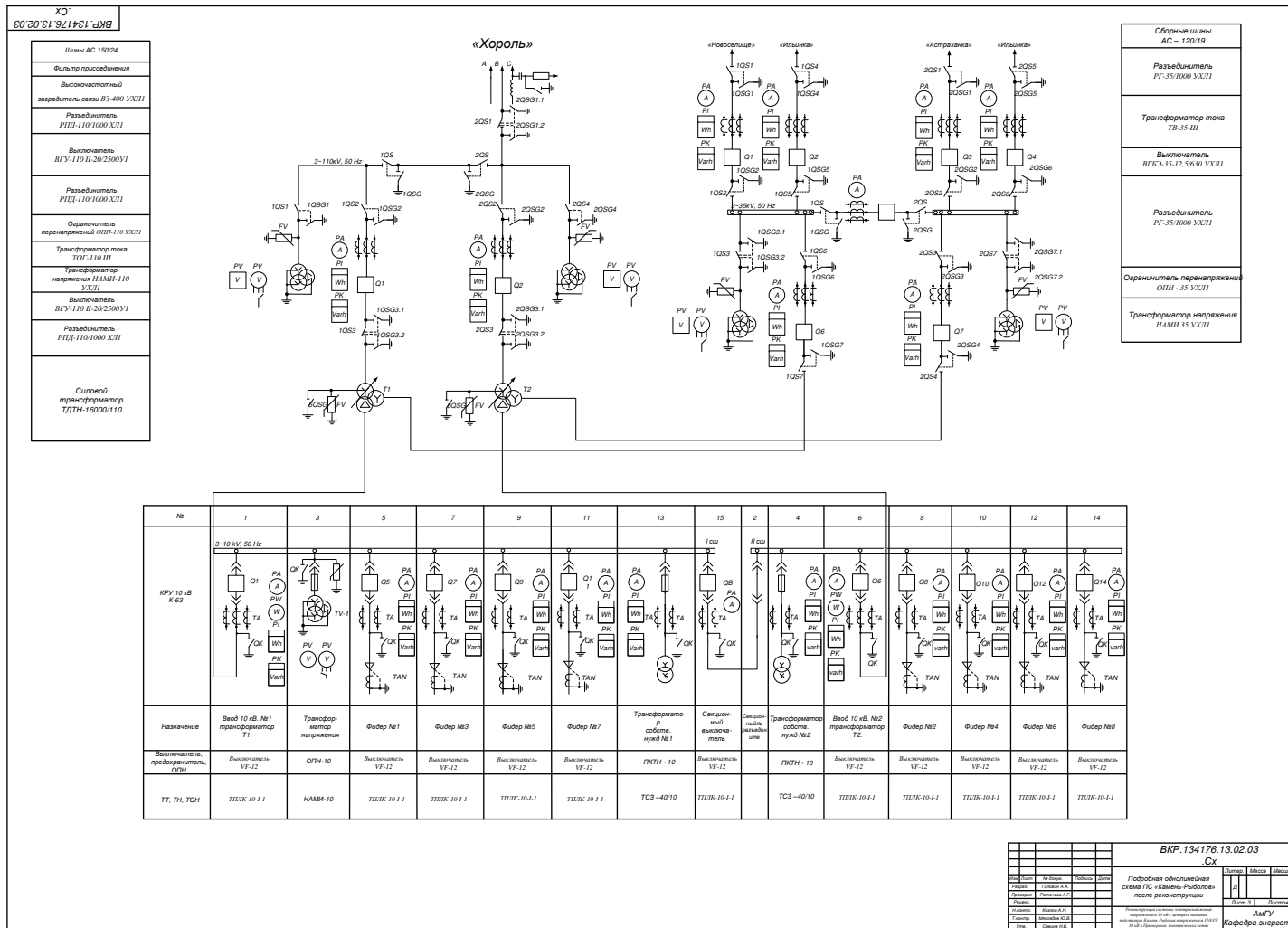
ПРИЛОЖЕНИЕ Е



ПРИЛОЖЕНИЕ Ж



ПРИЛОЖЕНИЕ 3



ПРИЛОЖЕНИЕ И

