

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Г.Н.Чистяков
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код - наименование направления

Модернизация внешнего электроснабжения
коттеджного поселка Геологов г. Саяногорска
тема

Руководитель _____ « ____ » _____ 2020г. доцент каф. ЭЭ,к.т.н. Е.В.Платонова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ « ____ » _____ 2020г. В.С.Горпенченко
подпись дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ « ____ » _____ 2020г. _____ И.А.Кычакова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Абакан 2020

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт –
филиал ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Г.Н.Чистяков
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2020г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Горпенченко Валерии Сергеевне
(фамилия, имя, отчество)
Группа ХИ16-01(16-1) Направление (специальность) 13.03.02
номер код
«Электроэнергетика и электротехника»
наименование

Тема выпускной квалификационной работы (далее ВКР): Модернизация внешнего электроснабжения коттеджного поселка Геологов г. Саяногорска

Утверждена приказом по университету №323 от 05.06.2020г.

Руководитель ВКР Платонова Е.В., к.т.н. доцент кафедры «Электроэнергетика»
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР Нормальная схема электрических соединений ПС «Карак» №33, данные замеров электрических режимов.

Перечень разделов ВКР:

1 Характеристика объекта

- 1.1 Характеристика действующей электрической сети
- 1.2 Анализ загрузки трансформатора ТМ-2500/6(10) подстанции «Карак»

2 Проектирование электроснабжения фидера 3

- 2.1 Определение расчётных нагрузок КТП №2
- 2.2 Уточнение мощности КТП №1 и проверки загрузки
- 2.3 Выбор сечения фидера №3 - 10кВ
- 2.4 Характеристика самонесущего изолированного СИП-3
- 2.5 Выбор трансформатора КТП №2
- 2.6 Характеристика трансформатора ТМГ-250/10
- 2.7 Выбор коммутационных устройств
- 2.8 Проверка электрооборудования на действие токов КЗ
- 2.9 Выбор схемы КТП
- 2.10 Конструктивное исполнение

3 Оценка капитальных вложений в строительство линий и КТП 10/0,4 кВ

- 3.1 Определение капиталовложений в строительство ВЛ 10кВ от действующей ТП до КТП №3
- 3.2 Определение стоимости демонтаж КТП №2
- 3.3 Определение капиталовложения в строительство КТП №3

4 Расчет и анализ характерных установившихся режимов

Перечень графического материала:

1. Схема присоединения потребителей поселка Геологов до модернизации;
2. Схема присоединения потребителей поселка Геологов после модернизации;
3. Схема присоединения потребителей по фидеру №3 с результатами расчетов установившегося режима;
4. Экономические показатели.

Руководитель ВКР

подпись

/Е.В.Платонова
инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению
«17» марта 2020 г.

подпись

/ В.С.Горпенченко
инициалы, фамилия

РЕФЕРАТ

ВКР по теме «Модернизация внешнего электроснабжения коттеджного поселка Геологов г. Саяногорска», содержит 62 страницы пояснительной записки, 11 иллюстраций, 44 таблицы, 6 приложений, 25 использованных источников, 4 листа графического материала.

ФИДЕР, КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ЗАЗЕМЛИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЛИНЕЙНЫЙ РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ.

Цель ВКР модернизация схемы электроснабжения 10 кВ поселка Геологов г.Саяногорска.

В процессе расчетов решаются следующие задачи:

а) определение мощности трансформаторной подстанции и выбор силовых трансформаторов.

б) выбор схемы электрических соединений проектируемой трансформаторной подстанции (ТП).

в) расчет токов короткого замыкания.

г) выбор выключателя, разъединителя, предохранителя, рубильника.

д) определение капитальных вложений в строительство новой КТП, воздушной линии (ВЛ) 10 кВ и стоимость демонтажа действующей КТП.

Результатом выполнения ВКР послужила спроектированная схема электроснабжения 10 кВ поселка Геологов г. Саяногорска.

Работа имеет высокую практическую значимость и может быть принята к реализации, что подтверждает высокую практическую значимость исследований и расчетов.

THE ABSTRACT

The final qualification work on the topic “Modernization of the external power supply of the cottage village of Geologists in the city of Sayanogorsk” contains 62 pages of explanatory notes, 11 illustrations, 44 tables, 6 applications, 25 sources used, 4 sheets of graphic material.

FEEDER, COMPLETE TRANSFORMER SUBSTATION, INSTALLED MODE, SHORT CLOSE, EARTH, TRANSFORMER, SWITCH, LINE DISCONNECTOR.

The purpose of the final qualification work is to modernize the 10 kV power supply scheme of the village of Geologists in Sayanogorsk.

In the calculation process, the following tasks are solved:

- a) determination of the power of the transformer substation and the selection of power transformers.
- b) selection of the electrical connections of the designed transformer substation (TP).
- c) calculation of short circuit currents.
- d) selection of circuit breaker, disconnecter, fuse, circuit breaker.
- e) determination of capital investments in the construction of a new KTP, overhead line (OHL) 10 kV and the cost of dismantling the existing KTP.

The result of the final qualification work was the designed 10 kV power supply scheme of the village of Geologists in the city of Sayanogorsk.

The work is of high practical importance and can be accepted for implementation, which confirms the high practical importance of research and calculations.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Характеристика объекта	9
1.1 Характеристика действующей электрической сети.....	9
1.2 Анализ загрузки трансформатора ТМ-2500/6(10) подстанции «Карак».....	16
2 Проектирование электроснабжения фидера 3	22
2.1 Определение расчётных нагрузок КТП №2.....	22
2.2 Уточнение мощности КТП №1 и проверки загрузки.....	27
2.3 Выбор сечения фидера № 3 - 10кВ.....	28
2.4 Характеристика самонесущего изолированного СИП-3.....	29
2.5 Выбор трансформатора КТП №2.....	30
2.6 Характеристика трансформатора ТМГ-250/10.....	30
2.7 Выбор коммутационных устройств.....	32
2.8 Проверка электрооборудования на действие токов КЗ.....	37
2.9 Выбор схемы КТП.....	44
2.10 Конструктивное исполнение	50
3 Оценка капитальных вложений в строительство линий и КТП 10/0,4 кВ.....	52
3.1 Определение капиталовложений в строительство воздушных линий 10кВ от действующей ТП до КТП №3.....	52
3.2 Определение стоимости демонтаж КТП №2.....	55
3.3 Определение капиталовложения в строительство КТП №3.....	55
4 Расчет и анализ характерных установившихся режимов после модернизации фидера.....	58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	60
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	61
ПРИЛОЖЕНИЕ А	
Результаты программного расчёта зимнего максимума нагрузок ф.1.....	63
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	
Результаты программного расчёта летнего максимума нагрузок ф.1.....	65
ПРИЛОЖЕНИЕ В	

Результаты программного расчёта зимнего максимума нагрузок ф.2.....	67
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	
Результаты программного расчёта летнего максимума нагрузок ф.2.....	68
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	
Результаты программного расчёта зимнего максимума нагрузок ф.3.....	69
ПРИЛОЖЕНИЕ Е	
Результаты программного расчёта летнего максимума нагрузок ф.3.....	70

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность модернизации системы электроснабжения 10 кВ посёлка Геологов г. Саяногорска заключается в том, что данное направление востребовано на сегодняшний день. ВКР выполняется на основании письма заказа от филиала ПАО «МРСК Сибири»- «Хакасэнерго».

Целью ВКР является модернизация схемы электроснабжения 10 кВ поселка Геологов г.Саяногорска.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

а) Определение мощности трансформаторной подстанции и выбор силовых трансформаторов.

б) Выбор схемы электрических соединений проектируемой трансформаторной подстанции (ТП).

в) Расчёт и анализ установившегося режима фидеров до модернизации и после модернизации;

г) Расчет токов короткого замыкания.

д) Выбор выключателя нагрузки, разъединителя, предохранителя, рубильника.

е) Определение капитальных вложений в установку новой КТП, воздушной линии (ВЛ) 10 кВ и стоимость демонтажа действующей КТП.

1 Характеристика объекта

1.1 Характеристика действующей электрической сети

Объектом электроснабжения является поселок, состоящий из 478 коттеджей. Данный поселок относится к потребителю II категории по надежности электроснабжения. Посёлок представляет собой жилищно-коммунальный сектор.

Поселок Геологов находится вблизи г. Саяногорска и является пригородом. Территориально находится в ведомстве Саяногорского района электрических сетей.

При строительстве посёлка Геологов г. Саяногорска питание потребителей осуществлялось от сети 10 кВ, принципиальная схема электроснабжения поселка представлена на листе 1 графической части ВКР.

От источника питания ПС «Означенное-Районная» 220/110 кВ по ВЛ 10 кВ запитана КТП №1. На КТП №1 установлен трансформатор ТМ-250/10.

От источника питания ПС «Карак» 110 кВ по ВЛ 10 кВ запитана КТП №2. На КТП №2 установлен трансформатор ТМ-250/10.

Целью ВКР является модернизация схемы электроснабжения 10 кВ поселка Геологов г.Саяногорска.

В связи с активным ростом жилищного строительства в посёлке Геологов г. Саяногорска (коттеджей, объектов социально-бытовой сферы, предприятий малого и среднего бизнеса) планируется:

- а) перевод питания потребителей КТП №1, питающихся от ПС «Означенное», на питание их от ПС «Карак», тем самым разгрузив фидер 1 (фидер связи) между ГПП «Означенное-районная» 220/110 кВ и ПС «Означенное-500»;
- б) замена КТП №2, так как данная КТП – потребительская, у которой вышел срок эксплуатации трансформатора (15 лет), КТП стала работать с перебоями, потребитель предпочитает заменить её на новую;
- в) строительство воздушной линии ВЛ-10 кВ (фидер №3);
- г) установка трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ.

Для электроснабжения посёлка Геологов г. Саяногорска в соответствии с требованиями ПУЭ п. 1.2.21 [4] используются однострансформаторные подстанции напряжением 10/0,4 кВ. Подключение этих подстанций к источнику питания осуществляется от ВЛ 10 кВ.

Выполним описание оборудования ПС «Карак», которая имеет 2 уровня напряжения: ОРУ-110, КРУН-10кВ.

Установленные на подстанции силовые трансформаторы приведены в таблице 1

Таблица 1– Силовые трансформаторы ПС «Карак»

№п/п	Диспетчерское наименование	Тип
1	1Т	ТДН-6300/110-У1
2	2Т	ТДН-6300/110-У1

Напряжение 110/10 кВ, мощность 2х6300кВА

Установленные на подстанции силовые трансформаторы собственных нужд приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Силовые трансформаторы собственных нужд

№п/п	Диспетчерское наименование	Тип
1	ТСН-1	ТМ-160/10
2	ТСН-2	ТМ-160/10

Напряжение 10/0,4 кВ, мощность 2х160 кВА .

Установленные на подстанции трансформаторы напряжения приведены в таблице 3

Таблица 3 – Трансформаторы напряжения

№п/п	Диспетчерское наименование	Тип	Номинальное напряжение обмоток	
			ВН	НН
	U=110кВ			
1	ТН-1сек.-110кВ	НКФ-110-83У1	110/3	100
2	ТН-1сек.-110кВ	НКФ-110-83У1	110/3	100
3	ТН-1сек.-110кВ	НКФ-110-83У1	110/3	100
4	ТН-2сек.-110кВ	НКФ-110-83У1	110/3	100
5	ТН-2сек.-110кВ	НКФ-110-83У1	110/3	100
6	ТН-2сек.-110кВ	НКФ-110-83У1	110/3	100
	U=10кВ			
1	ТН 1сек.-10кВ.	НАМИ-10	60000/100	100/3
2	ТН 2сек.-10кВ.	НАМИ-10	60000/100	100/3

Установленные на подстанции трансформаторы тока приведены в таблице 4

Таблица 4 – Трансформаторы тока

№п/п	Диспетчерское наименование	Тип	Номинальный ток,А
1	2	3	6
	U=110кВ		
1	ТТ В С-328 ф «А»	ТФЗМ-110Б/У1	150/5
2	ТТ В С-328 ф «В»	ТФЗМ-110Б/У1	
3	ТТ В С-328 ф «С»	ТФЗМ-110Б/У1	
4	ТТ В С-327 ф «А»	ТФМ-110Б/У1	300/5
5	ТТ В С-327 ф «В»	ТФМ-110Б/У1	
6	ТТ В С-327 ф «С»	ТФМ-110Б/У1	
7	ТТ 1 сек.-110кВ ф «А»	ТФЗМ-110Б/У1	150/5
8	ТТ 1 сек.-110кВ ф «В»	ТФЗМ-110Б/У1	
9	ТТ 1 сек.-110кВ ф «С»	ТФЗМ-110Б/У1	

Окончание таблицы 4

1	2	3	6
10	ТТ В 2Т-110кВ ф «А» в сторону секции	ТФЗМ-110Б/У1	150/5
11	ТТ В 2Т-110кВ ф «В» в сторону секции	ТФЗМ-110Б/У1	
12	ТТ В 2Т-110кВ ф «С» в сторону секции	ТФЗМ-110Б/У1	
13	ТТ В 2Т-110кВ ф «А» в сторону трансформатора	ТФЗМ-110Б/У1	150/5
14	ТТ В 2Т-110кВ ф «В» в сторону трансформатора	ТФЗМ-110Б/У1	
15	ТТ В 2Т-110кВ ф «С» в сторону трансформатора	ТФЗМ-110Б/У1	
	U=10кВ		
1	ТТ ввод 2Т	ТЛМ-10	400/5

Установленные на подстанции высоковольтные выключатели приведены в таблице 5

Таблица 5 – Высоковольтные выключатели

№п/п	Диспетчерское наименование	Тип	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА
	U=110кВ			
1	В С-361	ВМТ-110Б-1250/25 УХЛ1	1250	25
2	В С-362			
3	СВ-110			
4	В 1Т-110			
5	В 2Т-110			
	U=10кВ			
	2 секция			
1	яч.12 ввод 2Т	ВКЭ-10М	1000	20

Установленные на подстанции разъединители приведены в таблице 6

Таблица 6 – Разъединители

№п/п	Диспетчерское наименование	Тип	Номинальный ток, А
	U=110кВ		
1	ЛР С-328	РНДЗ-2-110-1000У1	1000
2	ШР С-238		
3	ЛР С-327		
4	ШР С-327		
5	ЛР С-334	РНДЗ-1-110-1000У1	
6	ШР СВ-1сек-110	РНДЗ-2-110-1000У1	
7	ШР СВ-2сек-110		
8	ШР 1Т-110	РНДЗ-16-110-1000У1	
9	Р 1Т-110	РНДЗ-2-110-1000У1	
10	ШР 2Т-110	РНДЗ-16-110-1000У1	
11	Р 2Т-110	РНДЗ-2-110-1000У1	
12	Рпер 1Т-110		
13	Рпер 2Т-110		
14	Рнейтр 1Т	ЗОН-110Б ПХЛ1	
15	Рнейтр 2Т		

Установленные на подстанции разрядники приведены в таблице 7

Таблица 7 – Разрядники

№п/п	Диспетчерское наименование	Тип	Наибольшее допустимое напряжение на разряднике в момент его работы, кВ
	U=110кВ		
1	Рк 1Т-110 ф «А»	РВС-110М	100
2	Рк 1Т-110 ф «В»		
3	Рк 1Т-110 ф «С»		
4	Рк 2Т-110 ф «А»		
5	Рк 2Т-110 ф «В»		
6	Рк 2Т-110 ф «С»		
7	РкН 1Т-110	РВС-15	58,5
8	РкН 2Т-110		
	U=10кВ		
1	Рк ТСН-1-10кВ	РВО-10	12,7
2	Рк ТСН-1-10кВ		
3	Рк ТСН-1-10кВ		
4	Рк ТСН-2-10кВ		
5	Рк ТСН-2-10кВ		
6	Рк ТСН-2-10кВ		
7	РкТН 1сек.-10кВ	РВП-10	
8	РкТН 1сек.-10кВ		
9	РкТН 1сек.-10кВ		
10	РкТН 2сек.-10кВ		
11	РкТН 2сек.-10кВ		
12	РкТН 2сек.-10кВ		

В таблице 8 приведены данные по релейной защите.

Таблица 8 – Сводные данные по релейной защите

№	Наименование защищаемого оборудования	Перечень видов установленных защит
1	Трансформаторы 1Т,2Т	ДФЗ; МТЗ-110; МТЗ-10 с комбинированным пуском по напряжению с ускорением после АПВ; от перегруза на 110 кВ, 10кВ; Обдв на стороне 110кВ; газовая защита; газовая защита трансформатора; блокировка РПН; блокировка ОД-110; охлаждение трансформатора; АПВ -110,10 кВ
2	ЛЭП-110 С327,С-328	ДЗО-3з; ДЗР-2з; ТО; ТЗНПо-4ст, ТЗНПр-2ст; АПВ; ИМФ-3С
3	СВ-110	ТО, МТЗ, ТЗНП-3ступенчатая, АПВ
4	СВ-10	МТЗ, АВР-10
5	Отходящие линии 10 кВ	МТЗ-2-х ступенчатая, АПВ

В таблице 9 приведены заземляющие устройства и молниезащита.

Таблица 9 – Сводные данные по заземляющим устройствам и молниезащите

Опорная изоляция			
№	Наименование оборудования	Технические характеристики	Место расположения
1	Заземляющее устройство	Стальные заземляющие проводники; Полосной и стержневой профиль; сечения заземляющих проводников и горизонтальных заземлителей: 160,200,254; глубина залегания горизонтальных заземлителей: 0,5-0,7м	ОРУ-110;10
2	Молниезащита	Выполнена мачтами для защиты территории ОРУ-110,10,1Т,2Т, КРУН-10	ОРУ-110;10

1.2 Анализ загрузки трансформатора ТМ-2500/6(10) подстанции «Карак»

В ходе модернизации системы электроснабжения коттеджного поселка проводится запитка потребителей поселка фидером №3 от РУ-10кВ подстанции «Карак».

Проведем оценку загрузки трансформатора ТМ-2500/6(10) с использованием данных контрольных замеров уровня максимальных и минимальных нагрузок. Пользуемся данными, предоставленными ПАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири» - «Хакасэнерго».

В таблице 10 приведены результаты зимних и летних замеров на стороне 10 кВ трансформатора ТМ-2500/6(10) кВ. По этим замерам построены графики нагрузок (рисунок 1,2). Из графиков видно, что максимум нагрузки имеет место в зимнее время.

Таблица 10 – Данные для расчёта установившегося режима

Информация для расчета	ф. 1 зим. макс.	ф. 1 лет. мин.	ф. 2 зим. макс.	ф. 2 лет. мин.
Расчет	По току головного участка			
Ток головного участка, А	90,000	45,000	84,000	40,000
Коэффициент мощности головного участка, о.е.	0,950	0,950	0,980	0,950
Напряжение в РУНН 10 кВ ПС «Означенное-районная», кВ	10,500	10,500	10,500	10,500

Таблицы с результатами расчёта установившегося режима представлены в приложении А–Г.

Зависимость активной и реактивной мощности по узлам фидера №1 в период зимнего максимума нагрузок представлена на рисунке 1.

Определим коэффициент загрузки трансформатора (узел–16) в период зимнего максимума, %.

Для оценки присоединений мощности поселка были выполнены расчеты в программе «RastrWin».

В качестве программного обеспечения в ВКР использовалось программное обеспечение филиала «МРСК Сибири»-«Хакасэнерго» - «RastrWin» (далее - ПО «RastrWin»).

С помощью ПО «RastrWin» выполнено следующее:

- а) расчет потокораспределения, отклонения напряжений в узлах и расчет токов короткого замыкания;
- б) расчет потерь мощности и электроэнергии, нормирования потерь электроэнергии;
- в) оценку последствий коммутационных переключений в нормальных, ремонтных и послеремонтных режимах в разомкнутых электрических сетях 6-10 кВ.

Исходными данными для расчетов являются расчетная схема сети с указанием параметров:

для линий: длин участков, марки проводов, количества параллельных линий, балансовой принадлежности;

для трансформаторов: установленной мощности, положения отпаяк ПБВ, РПН, балансовой принадлежности, нагрузок (информация необязательная).

Результаты расчета сохранены в формате Excel [Приложение А–Е]. Для наглядности некоторые результаты выведены на расчетную схему фидера – токи в ветвях и напряжения в узлах. В последнем случае предварительно с помощью редактора схем подготовлена схема, на которую выводятся результаты, схема электроснабжения фидера 1 до модернизации представлена на листе 1 графической части ВКР.

Зависимость активной и реактивной мощности по узлам фидера №1 в период летнего минимума нагрузок представлена на рисунке 2.

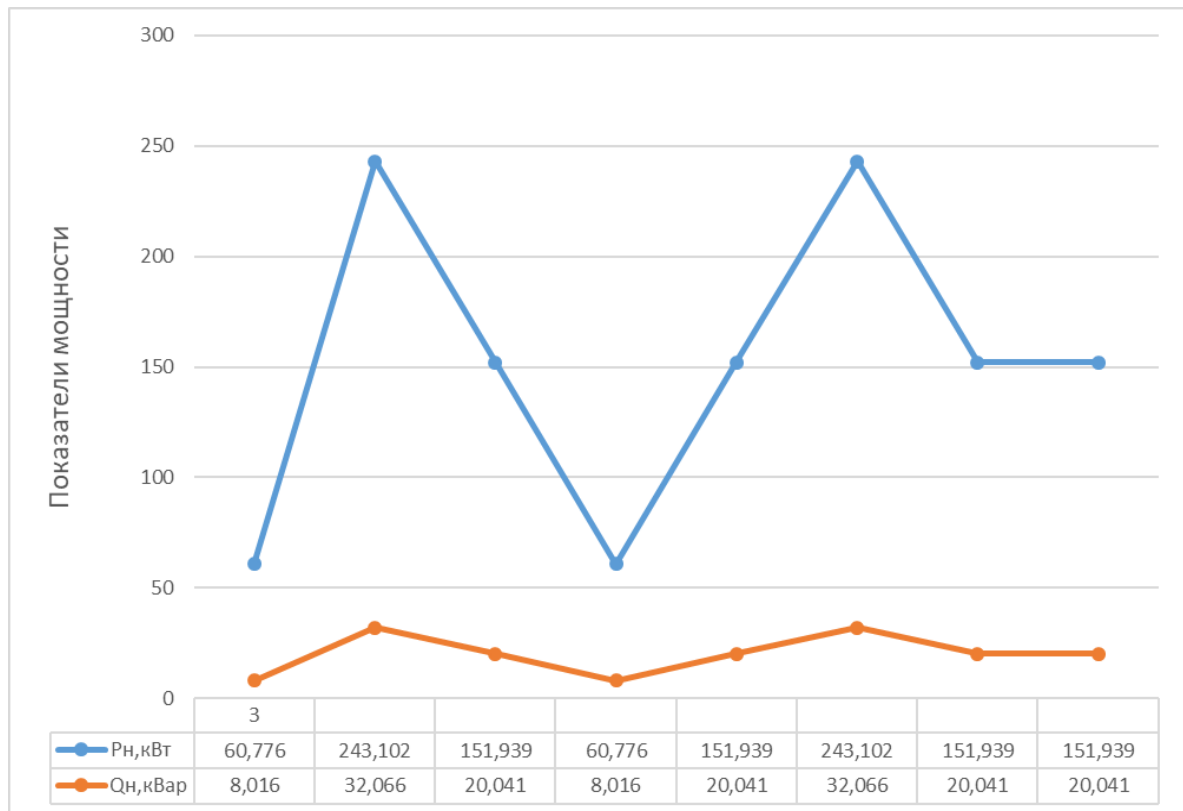


Рисунок 3 – Значения активной и реактивной мощности в узлах фидера №2 в период зимнего максимума нагрузок

б) режим летних минимальных нагрузок

$$k_{\text{загр.т.}} = \frac{\sqrt{70,435^2 + 16,606^2}}{250} \cdot 100\% = 28,95\%$$

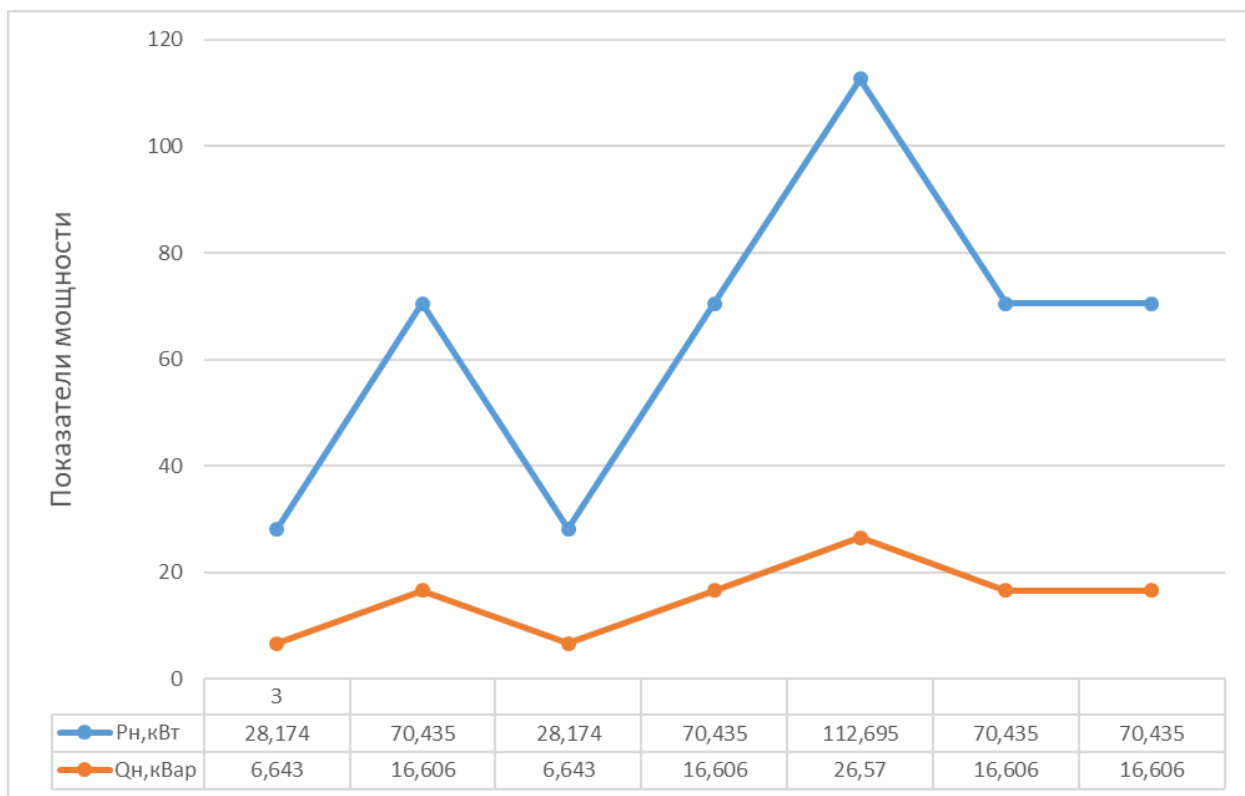


Рисунок 4 – Значения активной и реактивной мощности в узлах фидера №2 в период летнего минимума нагрузок

Сводные результаты расчета напряжений в узлах действующей сети установившегося режима представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчёта напряжения

Результаты расчета	КТП №1 зим. макс.	КТП №1 лет. мин.	КТП №2 зим. макс.	КТП №2 лет. мин.
Напряжение в конце линии, кВ	10,327	10,413	10,342	10,419
Отклонение напряжения в конце линии, %	2,19	1,06	2,87	1,52
Напряжение на шинах НН, кВ	0,709	0,717	0,409	0,414
Коэффициент загрузки трансформатора, %	19,51	9,57	61,30	28,95

Уровни напряжения в режимах зимних максимальных и летних минимальных нагрузок находятся в пределах допустимой области [1].

2 Проектирование электроснабжения фидера № 3

2.1 Определение расчётных нагрузок КТП №2

Для того чтобы рассчитать электрическую сеть, то есть выбрать мощность трансформатора и электрические аппараты, необходимо рассчитать для них расчетные нагрузки.

В качестве исходной информации при оценке расчетной нагрузки по ТП являются расчетные нагрузки на вводах в дома и расчетные нагрузки общественных учреждений и коммунальных потребителей.

Расчетная нагрузка на вводе в дом в данном населенном пункте принимается в соответствии со строительными нормами и правилами (СНиП). Для жилых домов с электроплитами и водонагревателями расчётная нагрузка 15 кВт[21].

Для учета расчетной нагрузки общественных и коммунальных потребителей используется метод попарного суммирования. При смешанной нагрузке отдельно определяются нагрузки на участках сети с жилыми домами, с производственными и общественными помещениями с использованием соответствующих коэффициентов одновременности. Суммирование нагрузок участков сети вновь вводимых ТП производится по формуле, кВт:

$$P_{\text{ТП}} = P_{\text{макс}} + \Delta P, \quad (2.1)$$

где $P_{\text{макс}}$ – большая из слагаемых нагрузок, кВт;

ΔP – добавка к наибольшей слагаемой нагрузке, в зависимости от значения наименьшей слагаемой, кВт.

Для потребителей жилищно-коммунального характера в качестве метода оценки расчетных нагрузок применяются: для жилищных потребителей - метод коэффициента одновременности, как однородных потребителей. Коэффициент одновременности зависит от количества потребителей. Согласно методу коэффициента одновременности расчетная нагрузка жилищных потребителей определится по выражению, кВт:

$$P_{\max} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n P_i, \quad (2.2)$$

где P_i – расчётная нагрузка на вводе в одну квартиру (дом), кВт;

n – число квартир (домов) присоединяемых к ТП;

K_0 – коэффициент одновременности.

$$\Delta P = \sum_{j=1}^k \Delta P_k, \quad (2.3)$$

где k – количество неоднородных потребителей;

ΔP_k – доля нагрузки потребителя.

Принимаем для ТП со смешанной нагрузкой – $\cos\varphi = 0,80, \text{tg}\varphi = 0,75$.

Реактивная нагрузка неоднородных потребителей определяется, кВАр:

$$Q_{\text{ТП}} = P_{\text{ТП}} \cdot \text{tg}\varphi \quad (2.4)$$

Расчетные нагрузки по социально-бытовым и культурным учреждениям приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Расчётные нагрузки и доля нагрузки по социально-бытовым учреждениям

№ п/п	Наименование потребителя	Нагрузка		ΔP_k , кВт
		P , кВт	Q , кВАр	
1	Культурно-досуговый центр	30	15	18
3	Школа	50	16,5	30
4	Детский сад	40	13,2	24

Расчет нагрузки КТП №2 (со смешанной нагрузкой) (таблица 13).

Таблица 13 – Расчёт нагрузок по КТП №2 (со смешанной нагрузкой)

№ ТП	P_i , кВт	n , шт	K_0	P_{max} , кВт	ΔP_k , кВт	$P_{ТП}$, кВт	$Q_{ТП}$, кВАр
ТП №2 (жилые дома, школа, дет.сад, культурно-досуговый центр)	15	27	0,22	89,1	7,20	96,3	64,9

К выше полученной расчетной нагрузке, которая состоит из нагрузки жилых домов, социально культурных учреждений необходимо добавить нагрузку уличного освещения.

Примем ширину проезжей части улиц посёлка 9 - 12 м. Средняя горизонтальная освещенность – 4 Лк для городских улиц и дорог местного значения при количестве автомобилей менее 500 ед/ч.

Для достижения этой освещённости необходима удельная электрическая мощность осветительных установок 7 Вт/м, отсюда определим суммарную мощность осветительных установок, кВт:

$$P_{осв} = P_{уд} \cdot L, \quad (2.5)$$

где L – длина всех улиц, км.

Для реализации освещения улиц примем светодиодный светильник «M-Street-ДКУ-01-240-220В

Преимущества использования светодиодных светильников «МСК»:

- снижение энергопотребления достигается до 80%;
- экологическая безопасность и отсутствие паров ртути и других вредных веществ;
- высокая механическая прочность и виброустойчивость;
- контрастность света в 300-400 раз выше в сравнении с газоразрядными лампами;
- отсутствие вредного эффекта низкочастотных пульсаций (стробоскопический) эффект;
- отсутствие пусковых токов в момент включения;

- значительное снижение затрат на обслуживание;
- срок непрерывной службы более 11 лет (ресурс светодиодов 100 000 часов работы);

Уличный светодиодный светильник «M-Street-DKU-01-240-220V» предназначен для освещения автомобильных дорог, автомобильных дорог I категории, магистральных дорог скоростного и улиц непрерывного движения, автомобильных дорог II категории, магистральных дорог и улиц регулируемого движения, автомобильных дорог III категории, улиц районного значения, автомобильных дорог IV категории, улиц и дорог местного значения, эстакад, мостов, транспортных туннелей, развязок, пешеходных переходов, а так же железнодорожных станций, железнодорожных переездов и платформ ГОСТ 32.120-98., площадей, площадей, стадионов и кортов, остановочных пунктов общественного пассажирского транспорта, городских улиц, скверов, парков, детских и спортивных площадок.

Уличные светильники «M-Street-ДКУ-01-240-220В» стабильно работают в диапазоне температур от -60°C - $+60^{\circ}\text{C}$, являются аналогом обычных уличных светильников ЖКУ-15-400-103 с/с IP65 с лампами ДНаТ 400 потребляемой мощностью 550-600 Вт. ТУ 3461-002-05758434-94 сертификат RU C-RU.AB24.B00082.10. Так же является аналогом светильника ГКУ-15-400-107 с/с IP65 (Сириус) с лампой ДРИ-400 Сертификат RU C-RU.AB24.B00142.38 и нормативный документ ТУ 3461-002-05758434-94.

ДКУ светильники созданы для работы в сетях переменного тока с напряжением 220В с частотой 50 Гц. M-Street-ДКУ-01-240-220В работает в диапазоне рабочего напряжения $120\div 280\text{В}$ переменного тока и $120\div 360\text{В}$ постоянного тока, чем выгодно отличается от своих аналогов ЖКУ-15-400-105 с лампой ДНаТ-400 долговечностью и надёжностью (драйвер, расположенный в светильнике, имеет защиту от короткого замыкания). Так же они обладают повышенной механической устойчивостью и стабильно работают при отрицательных температурах, когда у светильников с лампами ДРЛ и ДНаТ начинаются проблемы с пуском. Сертификат соответствия № РОСС RU.АЯ46.Н4352

Опционально возможно изготовление различных вариантов питающего напряжения 127 Вольт, 36 Вольт, 24 Вольта, 12 Вольт переменного или постоянного тока.

Количество ламп, необходимых для установки по улицам, шт:

$$k = \frac{P_{осв}}{0,15} \quad (2.6)$$

Для указанных ламп коэффициент мощности $\cos\varphi = 0,95$, $\operatorname{tg}\varphi = 0,32$ тогда реактивная мощность осветительной нагрузки, кВАр:

$$Q_{осв} = P_{осв} \cdot \operatorname{tg}\varphi. \quad (2.7)$$

Расчёт уличного освещения сведем в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчёт уличного освещения КТП №2

№ ТП	$P_{уд}$, кВт	L , км	$P_{осв}$, кВт	k , шт	$Q_{осв}$, кВт
КТП №2	7,0	1,137	7,96	53	2,55

Итого расчётная нагрузка по подстанции составит:

$$а) P_{рас} = P_{ТП} + P_{осв}, \text{ кВт} \quad (2.8)$$

$$б) Q_{рас} = Q_{ТП} + Q_{осв}, \text{ квар} \quad (2.9)$$

$$в) S_{рас} = \sqrt{P_{рас}^2 + Q_{рас}^2}, \text{ кВ} \cdot \text{А} \quad (2.10)$$

Полученные значения по ТП №2 занесены в таблицу 15.

Таблица 15 – Результаты расчётов нагрузки по КТП №2

№ ТП	Потребители	$P_{ТП}$, кВт	$P_{осв}$, кВт	$P_{рас}$, кВт	$Q_{ТП}$, квар	$Q_{осв}$, кВт	$Q_{рас}$, кВт	$S_{рас}$, кВ·А
КТП №2	жилые дома, школа, детский сад, культурно-досуговый центр	96,3	7,96	104,26	64,9	2,55	67,46	124,18

2.2 Уточнение мощности КТП №1 и проверка загрузки

Расчетная нагрузка действующей ТП 10/0,4кВ на расчетный год определяется по формуле, кВт:

$$P_{\text{ТП}} = P_{\text{М}} \cdot k_{\text{р}}, \quad (2.11)$$

где $P_{\text{М}}$ – существующая нагрузка на ТП, кВт;

$k_{\text{р}}$ – коэффициент роста нагрузок = 2,2.

Расчёт нагрузки действующей КТП №1 сведем в таблицы 16-18.

Таблица 16 – Расчёт нагрузки действующей КТП №1

№ ТП	$P_{\text{д}}$ кВт	n , шт	K_0	$P_{\text{М}}$ кВт	$k_{\text{р}}$	$P_{\text{ТП}}$ кВт	$Q_{\text{ТП}}$ кВар
КТП №1	15	27	0,22	89,1	2,2	196,02	11,0

Таблица 17 – Расчёт уличного освещения КТП №1

№ ТП	$P_{\text{уд}}$ кВт	L , км	$P_{\text{осв}}$ кВт	Кол-во осветительных приборов, шт.	$Q_{\text{осв}}$ кВт
КТП №1	7,0	1,721	12,05	80	3,86

Таблица 18 – Результаты расчётов нагрузки по КТП №1

№ ТП	Потребители	$P_{\text{ТП}}$, кВт	$P_{\text{осв}}$, кВт	$P_{\text{рас}}$, кВт	$Q_{\text{ТП}}$, кВар	$Q_{\text{осв}}$, кВт	$Q_{\text{рас}}$, кВт	$S_{\text{рас}}$, кВ·А
КТП №1	жилые дома	196,02	12,05	208,07	11,0	3,86	14,86	208,6

На данной КТП стоит трансформатор ТМ-250/10, $S_{\text{Т}}^{\text{НОМ}} = 250 \text{ кВ} \cdot \text{А}$

Условие $S_{\text{Т}}^{\text{НОМ}} > S_{\text{расч}}$ выполняется: $S_{\text{Т}}^{\text{НОМ}} > S_{\text{расч}}$

$$250 \text{ кВ} \cdot \text{А} > 208,60 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Оставляем трансформатор ТМ-250/10.

2.3 Выбор сечения фидера №3 - 10 кВ

Критерием для выбора сечения провода ВЛ-10 кВ являются:

- а) допустимый ток нагрузки ;
- б) экономическая плотность тока;
- в) механическая прочность.

Найдем суммарное значение нагрузок ТП на линии ф. 3 (КТП №2) в таблице 19

$$\underline{S}_{\Sigma} = 208,60, \text{кВт.}$$

По формуле определяем длительный расчетный ток, А,

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{208,60}{\sqrt{3} \cdot 10,0} = 12,04.$$

и выбираем марку провода по допустимой токовой нагрузке (таблица 19,20):

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{раб.макс}}$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимая токовая нагрузка для соответствующего сечения, для провода марки СИП-3 сечением 1x50 равна 245 А [10].

Оценим сечение линии электропередач по экономической плотности тока. Принимаем для указанного потребителя электрической энергии число часов использования максимальной мощности $T_{\text{м}} = 5000$ ч в год [1].

Тогда в соответствии со справочной информацией принимаем значение экономической плотности тока $j_{\text{э}} = 1,1$ А/мм², тогда расчётное экономическое сечение определяется по формуле, мм² (таблицы 19,20):

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{раб.макс}}}{j_{\text{э}}}.$$

Таблица 19 – Расчётный ток и выбор марки провода фидера №3

№ фидера	\underline{S}_{Σ} кВт	$U_{ВЛ}$, кВт	$I_{\text{раб.макс}'}$ А	$I_{\text{доп}'}$ А	S_{Σ} , мм	Марка провода
ф. 3	208,60	10,0	12,04	245	10,95	СИП-3 1x50

Таблица 20 – Расчёт и выбор марки провода для спуска от ВЛ-10 кВ до КТП №1

№ ТП	$\underline{S}_{\text{рас}}$ кВ·А	$I_{\text{раб.макс}'}$ А	$I_{\text{доп}'}$ А	S_{Σ} , мм	Марка провода
КТП №1	208,60	12,04	245	10,95	СИП-3 1x50

На основании рассмотренных критериев принимаем провод марки СИП-3 1x50.

2.4 Характеристика самонесущего изолированного провода СИП-3

Провод марки СИП-3 имеет следующую конструкцию [22]:

- а) токопроводящая жила – многопроволочная, из алюминиевого сплава или сталеалюминиевая, уплотнённая;
- б) изоляция – шитый атмосферостойкий полиэтилен.

Применение таких изолированных проводов позволяет уменьшить трудозатраты по выполнению нормативных требований к устройству заземлений. Также можно перечислить следующие преимущества СИП:

- а) провода защищены от схлестывания;
- б) на таких проводах практически не образуется гололеда;
- в) существенно уменьшены габариты линии и требования к просеке при прокладке и в процессе эксплуатации;
- г) простота монтажных работ и уменьшение их сроков;
- д) высокая механическая прочность проводов;
- е) пожаробезопасность таких линий, основанная на исключении короткого замыкания (КЗ) при схлестывании;

ж) сравнительно небольшая стоимость линии (примерно на 35% дороже голых). При этом происходит значительное сокращение эксплуатационных расходов (до 80%);

и) снижение энергопотерь в линиях электропередач за счет уменьшения реактивного сопротивления изолированного провода по сравнению с «голым»;

к) исключено воровство проводов, так как они не подлежат вторичной переработке.

2.5 Выбор трансформатора КТП №2

Проводится аналогично п. 2.3.

По шкале номинальных мощностей выбираем мощность и тип трансформатора (таблица 21) [23].

Таблица 21 – Мощность, тип и паспортные характеристики трансформатора

№ ТП	$S_{расч}^{max}$, кВ·А	$S_T^{ном}$, кВ·А	Тип трансформатора	Каталожные данные			
				$\Delta P_{хх}$, кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	u_k , %	I_x , %
КТП №2	124,18	250	ТМГ-250/10	0,45	3,7	4,5	1,8

Коэффициент загрузки трансформатора на КТП №2:

$$k_{загр.т.} = \frac{124,18}{250} \cdot 100\% = 49,67 \%$$

2.6 Характеристика трансформатора ТМГ-250/10

ТМГ-250/10 – трансформатор трехфазный герметичный в гофробаке с естественным масляным охлаждением [23]. Служит для преобразования электроэнергии в сетях энергосистем и потребителей электроэнергии в условиях наружной или внутренней установки умеренного (от + 40°C до минус 45°C) или холодного (от + 40°C до минус 60°C) климата.

Высота установки ТМГ над уровнем моря не более 1000 м. Номинальная частота 50 Гц. Регулирование напряжения в ТМГ осуществляется в диапазоне до

$\pm 5\%$ на полностью отключенном трансформаторе (ПВВ) переключением ответвлений обмотки ВН ступенями по 2,5 %.

Трансформатор ТМГ-250/10 герметичного исполнения, без маслорасширителей. Температурные изменения объема масла компенсируются изменением объема гофров бака за счет их пластичной деформации. Для контроля уровня масла трансформатор снабжается маслоуказателем поплавкового типа.

Для контроля внутреннего давления в баке и сигнализации в случае превышения им допустимых величин в трансформаторе, размещаемом в помещении, предусматривается (по заказу потребителя) установка электроконтактного мановакуумметра. Для измерения температуры верхних слоев масла на крышке трансформатора предусматривается гильза для установки термометра.

Достоинства трансформаторного оборудования с герметичным масляным охлаждением обусловлены конструкцией, компоновкой систем и свойствами применяемых технических жидкостей. Относительно низкая стоимость трансформаторов ТМГ дополняет основные преимущества, к которым относятся:

- а) высокая надёжность и длительный срок службы (25 – 30 лет);
- б) небольшие эксплуатационные затраты, отсутствие необходимости замены масла, текущих и капитальных ремонтов:
- в) невысокое реактивное сопротивление, которое отличает трансформаторы силовые ТМГ в сравнении с оборудованием сухого типа;
- г) защищенность обмоток трансформатора от внешних воздействий, что повышает надежность работы и уменьшает потребность в эксплуатационном надзоре;
- д) полностью отсутствует контакт масла с окружающей средой, что исключает увлажнение, окисление и шламообразование масла. Не требуется проведение профилактических, текущих и капитальных ремонтов в течение всего срока эксплуатации трансформатора.

Главным требованием безопасности при эксплуатации трансформаторов ТМГ является обеспечение защиты корпуса от химически активных веществ,

механических повреждений, соблюдение элементарных правил пожарной безопасности.

2.7 Выбор коммутационных устройств

Для того чтобы имелась возможность снимать напряжение с отпайки в случае ремонтных работ или обслуживание её на первой опоре отпайки необходимо установить разъединитель QS1. Принимается комплектная трансформаторная подстанция, где со стороны 10 кВ установлены: выключатель нагрузки QW и предохранитель, как защитный аппарат:

QS1 – линейный разъединитель, необходим для снятия U с отпайки при ремонтных работах и профилактических;

QW – выключатель нагрузки, необходим для включения-отключения под нагрузкой цепей переменного трёхфазного тока и заземления отключенных участков;

QS2 – рубильник, необходим для ручного включения и отключения цепей переменного тока;

FU - предохранитель, необходим для реализации защиты трансформатора от ненормальных режимов работы.

Теперь произведем выбор указанных электрических аппаратов[14]:

а) выбор линейного разъединителя QS1 (таблица 22).

Линейный разъединитель выбирают:

по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

где $U_{уст}$ – напряжение сети, где предполагается установка линейного разъединителя, кВ;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение линейного разъединителя (по каталогу), кВ.

по току:

$$I_{\text{расч}} < I_{\text{ном}}$$

где $I_{\text{расч}}$ – расчетный ток, А;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток линейного разъединителя (по каталогу), А.

Таблица 22 – Выбор линейного разъединителя

№ ТП	$U_{\text{уст}}$, кВ	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{расч}}$, А	$I_{\text{ном}}$, А	Марка разъединителя
КТП №2	10	10	7,17	200	РЛНД-10/200У1 с приводом ПРНЗ-10

Основные технические характеристики линейного разъединителя наружной установки РЛНД-10/200У1 с приводом ПРНЗ-10 (таблица 23) [14].

Таблица 23 – Основные технические характеристики линейного разъединителя наружной установки РЛНД-10/200У1 с приводом ПРНЗ-10

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	200
Предельный сквозной ток главных ножей, кА	25
Ток термической стойкости главных ножей, кА/допустимое время его действия, с	10/4
Предельный сквозной ток заземляющих ножей, кА	25
Ток термической стойкости заземляющих ножей, кА/допустимое время его действия, с	10/1

Линейный разъединитель предназначен:

- 1) для создания видимого разрыва электрической цепи с целью обеспечения безопасного обслуживания электротехнического оборудования;
- 2) для включения и отключения под напряжением обесточенных участков цепи высокого напряжения;
- 3) заземления отключенных участков при помощи стационарных заземлителей;
- 4) для отключения и включения тока холостого хода трансформатора.

б) выбор выключателя нагрузки (таблица 24).

Выключатель нагрузки выбирают:

по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

где $U_{уст}$ – напряжение сети, где предполагается установка выключателя нагрузки, кВ;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение выключателя нагрузки (по каталогу), кВ.

по току:

$$I_{расч} < I_{ном},$$

где $I_{расч}$ – расчетный ток, А;

$I_{ном}$ – номинальный ток выключателя нагрузки (по каталогу), А.

по отключающей способности:

$$I_{раб.макс} \leq I_{откл.ном},$$

где $I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток, А;

$I_{откл.ном}$ – номинальный ток выключателя нагрузки (по каталогу), А.

Таблица 24 – Выбор выключателя нагрузки

№ ТП	$U_{уст}$, кВ	$U_{ном}$, кВ	$I_{расч}$, А	$I_{ном}$, А	$I_{раб.макс}$, А	$I_{откл.ном}$, А	Марка выключателя
КТП №2	10	10	7,17	630	7,17	630	ВНП-10/630-20зпЗУЗ

Основные технические характеристики выключателя нагрузки ВНП-10/630-20зпЗУЗ с приводом ПРБД-10 (таблица 25) [14].

Таблица 25 – Основные технические характеристики выключателя нагрузки ВНП-10/630-20зпЗУЗ с приводом ПРНЗ-10

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	630
Нормированные параметры сквозных токов короткого замыкания:	
- наибольший ток (ток электродинамической стойкости), кА	51
- номинальное начальное значение периодической составляющей, кА	20
- ток термической стойкости, кА	20
- время протекания тока (время короткого замыкания), с	1
Ток элементов привода при времени его протекания до 2 с, А, не более	10
Собственное время включения, не более, с	0,05
Время отключения, не более, с	0,12

Выключатель нагрузки предназначен:

- 1) для включения, отключения электрических цепей в нормальных режимах;
- 2) для отключения и включения цепей, находящихся под нагрузкой.

в) выбор рубильника QS2(таблица 26).

Рубильник выбирают:

по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

где $U_{уст}$ – напряжение сети, где предполагается установка рубильника, кВ;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение рубильника (по каталогу), кВ.

по току:

$$I_{расч} < I_{ном}$$

где $I_{расч}$ – расчетный ток, А;

$I_{ном}$ – номинальный ток рубильника (по каталогу), А.

Таблица 26 – Выбор рубильника на КТП №2

№ ТП	$U_{уст}$, кВ	$U_{ном}$, кВ	$I_{расч}$, А	$I_{ном}$, А	Марка рубильника
КТП №2	380	380	7,17	200	РПС-200А

г) выбор предохранителя (таблица 27).

Предохранитель выбирают:

по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

где $U_{уст}$ – напряжение сети, где предполагается установка предохранителя, кВ;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение предохранителя (по каталогу), кВ.
по номинальному току предохранителя из условия:

$$I_{расч} < I_{ном},$$

где $I_{расч}$ – расчетный ток, А;

$I_{ном}$ – номинальный ток предохранителя (по каталогу), А.
по номинальному току плавкой вставки из условия:

$$I_{нп} > I_{расч} \cdot k_з = I_{расч} \cdot 1,3, \quad (2.12)$$

где $k_з$ – коэффициент запаса, учитывающий погрешность расчётов, равен 1,30.е.

Таблица 27 – Выбор предохранителя

№ ТП	$U_{уст}$, кВ	$U_{ном}$, кВ	$I_{расч}$, А	$I_{ном}$, А	$I_{расч} \cdot k_z$, А	$I_{нп}$, А	Марка предохранителя
КТП №2	10	10	7,17	10	9,32	10	ПКТ101-10-10-31,5У1

Основные технические характеристики предохранителя ПКТ-10 (таблица 28) [14].

Таблица 28 – Основные технические характеристики предохранителя ПКТ-10

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток предохранителя, А	10
Номинальный ток отключения, кА	31,5

Предохранитель на стороне высокого напряжения защищает трансформатор только от токов КЗ на выводах ВН и частично – от внутренних повреждений.

2.8 Проверка электрооборудования на действие токов КЗ

Для проверки аппаратов на действия токов КЗ необходимо рассчитать токи в точках (рисунок 5):

- а) К1 - для проверки выключателя нагрузки (QW), разъединителя (QS1);
- б) К2 - для проверки предохранителя(FU).

Вид короткого замыкания (КЗ) – трехфазный максимальный.

Для расчета токов КЗ в качестве исходной информации принимаем:

- а) ток на подстанции на шинах 10 кВ $I_{кз}^3 = 1,31$ кА[7];
- б) удаленность точки К1 от подстанции.

Составим схему замещения прямой последовательности (рисунок 5).

Рассчитаем сопротивление по формулам, Ом, (таблица 29, 30):

$$x_s = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_k} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,31} = 4,63;$$

$$r_w = r_{0w} \cdot l_w;$$

$$x_w = x_{0w} \cdot l_w;$$

$$r_{w1} = r_{0w1} \cdot l_{w1};$$

$$x_{w1} = x_{0w1} \cdot l_{w1}.$$

Таблица 29 – Расчёт сопротивлений фидера

№ ТП	Марка и сечение участка	Длина участка, км	$r_{0w'}$ Ом/км	$r_{w'}$ Ом	$x_{0w'}$ Ом/км	$x_{w'}$ Ом
КТП №2	АС 120	0,360	0,244	0,088	0,324	0,032
	АС 95	1,015	0,300	0,305	0,322	0,309
	СИП-3 1x50	2,560	0,720	1,843	0,369	4,719
Итого:				2,236		5,059

Таблица 30 – Расчёт сопротивлений спуска от ВЛ 10 кВ до КТП

№ ТП	Марка и сечение участка	Длина участка, км	$r_{0w1'}$ Ом/км	r_{w1} Ом	$x_{0w1'}$ Ом	x_{w1} Ом/км
КТП №2	СИП-3 1x50	0,1	0,72	0,072	0,369	0,037

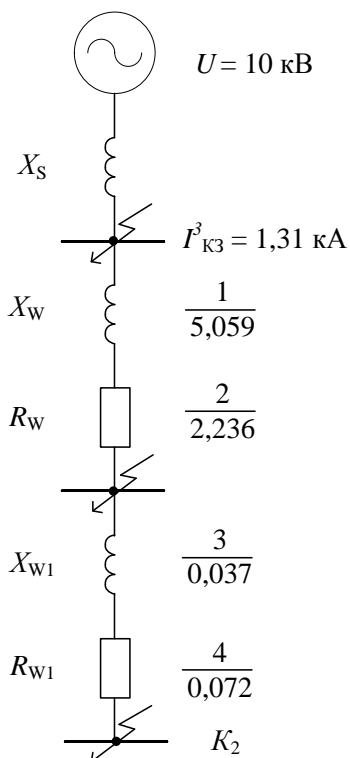


Рисунок 5 – Схема замещения прямой последовательности.

Полное сопротивление до К1 равно, Ом, (таблица 31):

$$z_1 = \sqrt{(x_c + x_w)^2 + r_w^2}. \quad (2.13)$$

Полное сопротивление до К₂ равно, Ом, (таблица 31);

$$z_2 = \sqrt{(x_c + x_w + x_{w1})^2 + (r_w + r_{w1})^2}. \quad (2.14)$$

Рассчитаем токи в точках К1 и К2, кА, (таблица 31):

$$I_{кз(К_1)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot z_w}; \quad (2.15)$$

$$I_{кз(К_2)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot z_{w1}}. \quad (2.16)$$

Таблица 31 –Расчёт токов КЗ

№ ТП	$x_s,$ Ом	$x_w,$ Ом/км	$r_w,$ Ом/км	$z_w,$ Ом	$I_{кз(К_1)},$ кА	$x_{w1},$ Ом/км	$r_{w1},$ Ом/км	$z_{w1},$ Ом	$I_{кз(К_2)},$ кА
КТП №2	4,407	5,059	2,236	14,46	0,40	0,037	0,072	33,84	0,39

а) Проверка линейного разъединителя на термическую устойчивость

Условием проверки является:

$$I_{тс}^2 \cdot t > B_k,$$

где $I_{тс}$ – ток термической стойкости (по каталогу), А; [24]

t – время его действия (по каталогу), с;

B_k – тепловой импульс, $A^2 \cdot c$.

Тепловой импульс от тока КЗ можно определить по выражению:

$$B_k = I_{п}^2 \cdot t_{к.з},$$

где

$$t_{к.з} = T_a + t_{п.з},$$

где T_a – полное время отключения выключателя (по каталогу), с;

$t_{р.з}$ – время действия релейной защиты, с.

Фактический импульс тепла для линейного разъединителя равен, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$,
(таблица 32):

$$B_k = I_{кз(K_1)}^2 \cdot (T_a + t_{р.з}).$$

При напряжении 10 кВ время действия релейной защиты принимается 0,1 с,
а время затухания апериодической составляющей 0,01 [3].

$$t_{к.з} = 0,01 + 0,1 = 0,11$$

Таблица 32 – Проверка выключателя нагрузки на термическую устойчивость

Наименование	$I_{кз(K_1)}$, кА	$t_{к.з}$, с	B_k , кА ² ·с	$I_{тс}$, кА	t , с	$I_{тс}^2 \cdot t$, кА ² ·с
Главные ножи	0,40	0,11	0,018	10	4	400
Заземляющие ножи	0,40	0,11	0,018	10	1	100

Условие

$$I_{тс}^2 \cdot t > B_k$$

выполняется, следовательно, выключатель нагрузки обладает термостойкостью.

б) Проверка линейного разъединителя на электродинамическую устойчивость к токам КЗ

Линейный разъединитель проверяется:

по амплитудному значению тока

$$i_{уд} < i_{дин}$$

где $i_{уд}$ – ударный ток КЗ в точке К1, А;

$i_{дин}$ – ток динамической стойкости (по каталогу), А. Задан

предельным сквозным током, равным 25 кА [3].

Ударный ток найдём по формуле, кА, (таблица 33):

$$i_{уд} = K_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{кз(K_1)}, \quad (2.17)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент. Для шин 10 кВ $K_{уд} = 1,2$.

Таблица 33– Проверка линейного разъединителя на динамическую стойкость

№ ТП	$I_{кз(K_1)}$, кА	$K_{уд}$	$i_{уд}$, кА	$i_{дин}$, кА
КТП №2	0,40	1,2	0,68	25

Условие

$$i_{уд} < i_{дин}$$

выполняется, ток ударный намного меньше тока динамической стойкости, поэтому линейный разъединитель обладает динамической устойчивостью.

в) Проверка выключателя нагрузки на термическую устойчивость

Условием проверки является:

$$I_{тс}^2 \cdot t > B_k,$$

где $I_{тс}$ – ток термической стойкости (по каталогу), кА, [3];

t – время его действия (по каталогу), с;

B_k – тепловой импульс, $A^2 \cdot c$.

Тепловой импульс от тока КЗ можно определить по выражению:

$$B_k = I_{п}^2 \cdot t_{к.з},$$

где

$$t_{к.з} = t_{п.в} + t_{р.з},$$

где $t_{п.в}$ – полное время отключения разъединителя (по каталогу), с;

$t_{р.з}$ – время действия релейной защиты, с.

Тогда фактический импульс тепла для выключателя нагрузки равен, $кА^2 \cdot с$,
(таблица 34):

$$B_{к} = I_{кз(к_1)}^2 \cdot (t_{п.в} + t_{р.з}).$$

При напряжении 10 кВ время действия релейной защиты принимается 0,1 с [3]. Тогда время отключения КЗ, с;

$$t_{к.з} = 0,12 + 0,1 = 0,22$$

Таблица 34 – Проверка выключателя нагрузки на термическую устойчивость

Наименование	$I_{кз(к_1)}$, кА	$t_{к.з}$, с	$B_{к}$, кА ² ·с	$I_{тс}$, кА	t , с	$I_{тс}^2 \cdot t$, кА ² ·с
Выключатель нагрузки	0,40	0,22	0,035	20	1	400

Условие

$$I_{тс}^2 \cdot t > B_{к},$$

выполняется, следовательно, выключатель нагрузки обладает термостойкостью.

г) Проверка выключателя нагрузки на электродинамическую устойчивость к токам КЗ

Выключатель нагрузки проверяется:

по амплитудному значению тока

$$i_{уд} < i_{дин},$$

где $i_{уд}$ – ударный ток КЗ в точке К1, кА;

$i_{дин}$ – ток динамической стойкости (по каталогу), кА. Задан

предельным сквозным током, равным 20 кА [3].

Ударный ток найдём по формуле, кА, (таблица 35):

$$i_{уд} = K_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{кз(K_1)}, \quad (2.18)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент. Для шин 10 кВ $K_{уд} = 1,2$.

Таблица 35 – Проверка выключателя нагрузки на динамическую стойкость

№ ТП	$I_{кз(K_1)}$, кА	$K_{уд}$	$i_{уд}$, кА	$i_{дин}$, кА
КТП №2	0,40	1,2	0,68	20

Условие

$$i_{уд} < i_{дин}$$

выполняется, ток ударный намного меньше тока динамической стойкости, поэтому выключатель нагрузки обладает динамической устойчивостью.

д) Проверка предохранителя на действие тока КЗ

Выполняется по условию (таблица 36):

$$I_{кз(K_2)} < I_{отк}$$

где $I_{отк}$ – номинальный ток отключения предохранителя (по каталогу), равный 31,5 кА [3].

Таблица 36 – Проверка предохранителя на действие тока КЗ

№ ТП	$I_{кз(K_2)}$, кА	$I_{отк}$, кА
КТП №2	0,39	31,5

Условие

$$I_{кз(K_2)} < I_{отк}$$

выполняется, поэтому предохранитель способен отключить ток КЗ не повреждаясь.

2.9 Выбор схемы КТП

Потребительские трансформаторные подстанции разделяются на три типа: комплектные, закрытые и мачтовые, которые выбираются в зависимости от местных условий. Для нашего проекта выбираем комплектную трансформаторную подстанцию (КТП). В комплектных подстанциях вся высоковольтная и низковольтная аппаратура монтируется на заводе, и подстанции на место строительства поступают в готовом виде – модулями [24].

Выбираем КТП-Т-ВВ-250-10/0,4У1 (ООО «ПСК Профи»): комплектная трансформаторная подстанция тупиковая с воздушными вводами и воздушными выводами (таблица 37, рисунок 6-10). Мощность силового трансформатора 250 кВ·А. Номинальное напряжение на стороне ВН – 10 кВ. Номинальное напряжение на стороне НН – 0,4 кВ. Виды климатических исполнений КТП У1 по ГОСТ 15150, температура окружающей среды: от -40°С до +40°С, высота над уровнем моря не более 1000м.

Таблица 37 – Технические характеристики КТП

Наименование параметра	Значение
Номинальная мощность трансформатора, кВ·А	250
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	10
Номинальный ток трансформатора на стороне ВН, А	14,43
Номинальный ток плавкой вставки предохранителя на стороне Н, А	31,5
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4
Номинальный ток трансформатора на стороне НН, А	361
Число отходящих линий, шт.	4
Номинальный ток отходящих линий, А	250
Номинальный ток линии уличного освещения, А	25
Номинальный ток трансформатора тока, А	400/5
Тип, номинальный ток вводного аппарата	РС-4 400 А

Комплектные трансформаторные подстанции (далее КТП) предназначены для приема, транзита, преобразования и распределения электрической энергии

трёхфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц номинальным напряжением 6-10кВ и 0,4кВ в системах с глухозаземлённой нейтралью на стороне низкого напряжения.

КТП киоскового типа устанавливается на простейшую бетонную площадку и имеет три отсека:

а) устройство распределительное высокого напряжения (УВН), где устанавливаются высоковольтные аппараты коммутации и защиты,

б) понижающий силовой трансформатор, снижающий первичное напряжение с 10 кВ до вторичного напряжения 0,4кВ,

в) устройство распределительное низкого напряжения (РУ НН), питающее потребителей.

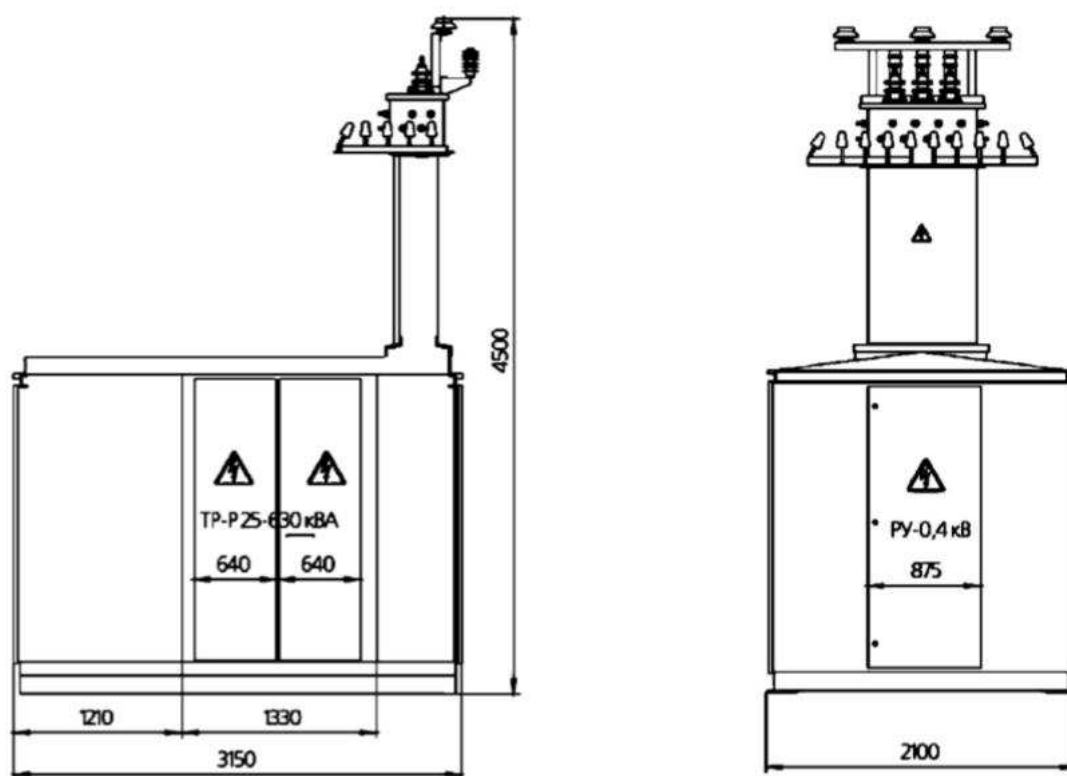


Рисунок 6 – Общий вид и габаритные размеры КТП-ВВ-250/10-0,4

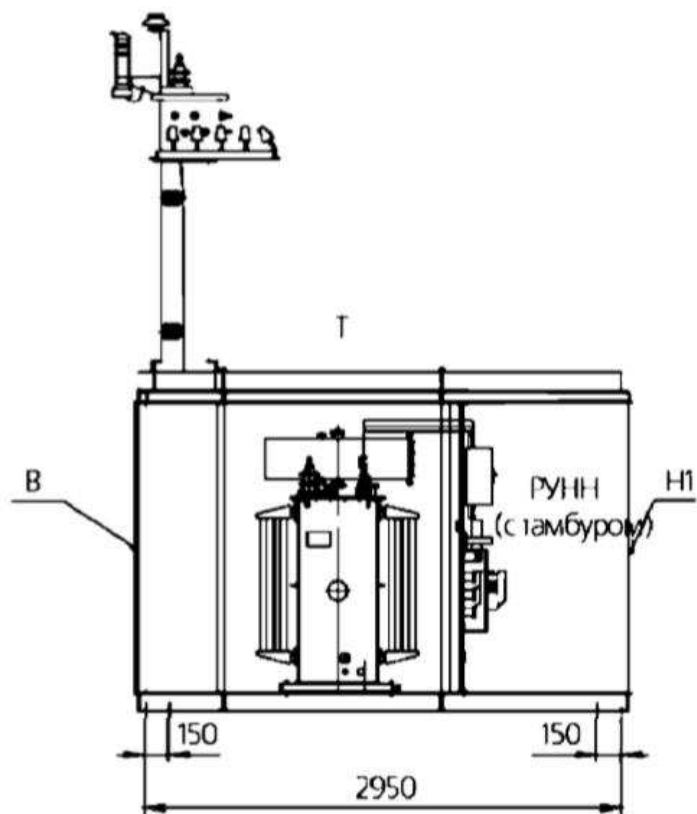


Рисунок 7 – Компоновка КТП-VВ-250/10-0,4

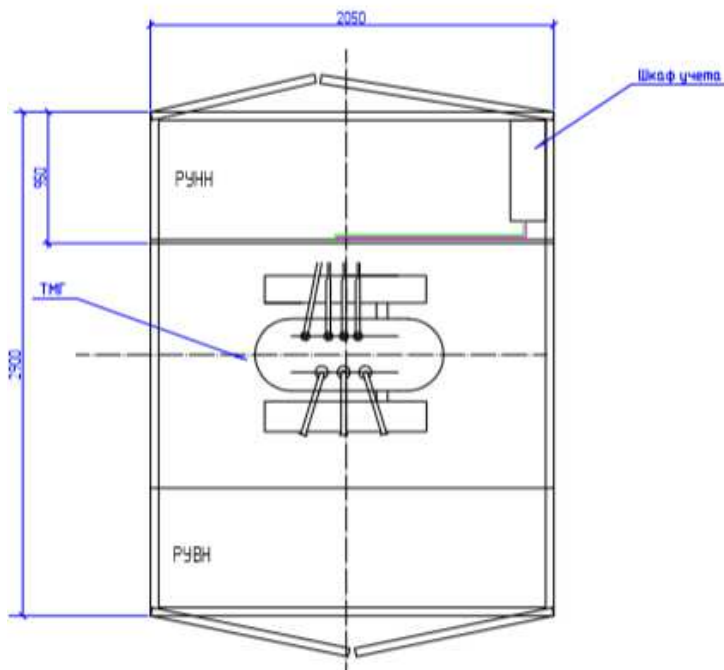


Рисунок 8 – Вид КТП-VВ-250/10-0,4 сверху

Подстанция исполнена по тупиковой схеме. В них предусмотрено воздушное исполнение вводов ВН и выводов НН. При воздушном вводе, КТП

подключается к ЛЭП выключатель нагрузки ВНА-10/630. Вывод НН подключается к шинам через рубильник Р-400А.

Защита силовых трансформаторов от токов КЗ со стороны высшего напряжения осуществляется предохранителями ПКТ101-10. Номинальные токи плавких вставок этих предохранителей определяются мощностью силового трансформатора. Для трансформатора мощностью 250 кВ·А номинальный ток плавкой вставки равен 31,5 А.

Разъединители и предохранители поставляются комплектно с КТП и устанавливаются на ближайшей к ней опоре.

Защита от грозовых и коммутационных перенапряжений на стороне высокого напряжения осуществляется ограничителями от перенапряжения ОПН-10УХЛ1.

Защита ВЛ-0,4 кВ от однофазных токов короткого замыкания осуществляется токоограничивающими выключателями с полупроводниковыми расцепителями типа ВА5735, обеспечивающими отключение ВЛ в зоне токов КЗ в пределах нормативного времени. Выключатели устанавливаются в РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ.

Для обеспечения нормальной работы электроприемников, нормируемого уровня электробезопасности и защиты от атмосферных перенапряжений, в соответствии с действующими ПУЭ, на ВЛ-0,4 кВ выполнены защитные заземляющие устройства, совмещенный с повторным заземлением нулевого провода.

Защита оборудования КТП на стороне ВЛ-0,4 кВ от грозовых и коммутационных перенапряжений осуществляется ограничителями перенапряжения нелинейного типа с полимерной изоляцией ОПН-П1-0,38УХЛ1.

Подстанция обеспечивает вводной и фидерный учет электрической энергии с помощью счетчика Меркурий 230ART-03 0,5S PQRSIDN с трансформаторами тока ТШП-0,66 0,5S, а также фидера уличного освещения со счетчиком Меркурий-203.2Т RBO.

КТП поставляется заказчику полностью укомплектованной аппаратурой и готовой для монтажа и подключения. Силовой трансформатор входит в комплект КТП.

Схема КТП-Т-ВВ-250-10/0,4У1 приведена на рисунке 9, спецификация КТП в таблице 38.

Таблица 38 – Спецификация КТП

Позиция	Обозначение
Т	Силовой трансформатор ТМГ 10/0,4 кВ 250 кВ·А
QW	ВНА-10/630
F1-F3	Предохранитель ПКТ101-10
FV1-FV3	Ограничитель перенапряжения ОПН-10УХЛ1
FV4-FV6	Ограничитель перенапряжения ОПН-0,38УХЛ1
QS	Рубильник Р-400А
QF1-QFn	Автоматический выключатель
Wh 1	Счётчик МЕРКУРИЙ 230ART-03 0,5S PQRSION
Wh 2	Счётчик МЕРКУРИЙ 203 2Т RBO
Wh 3-6	Счётчик МЕРКУРИЙ 230ART-03 0,5S PQRSION
KM	Пускатель ПМЛ-21004 А

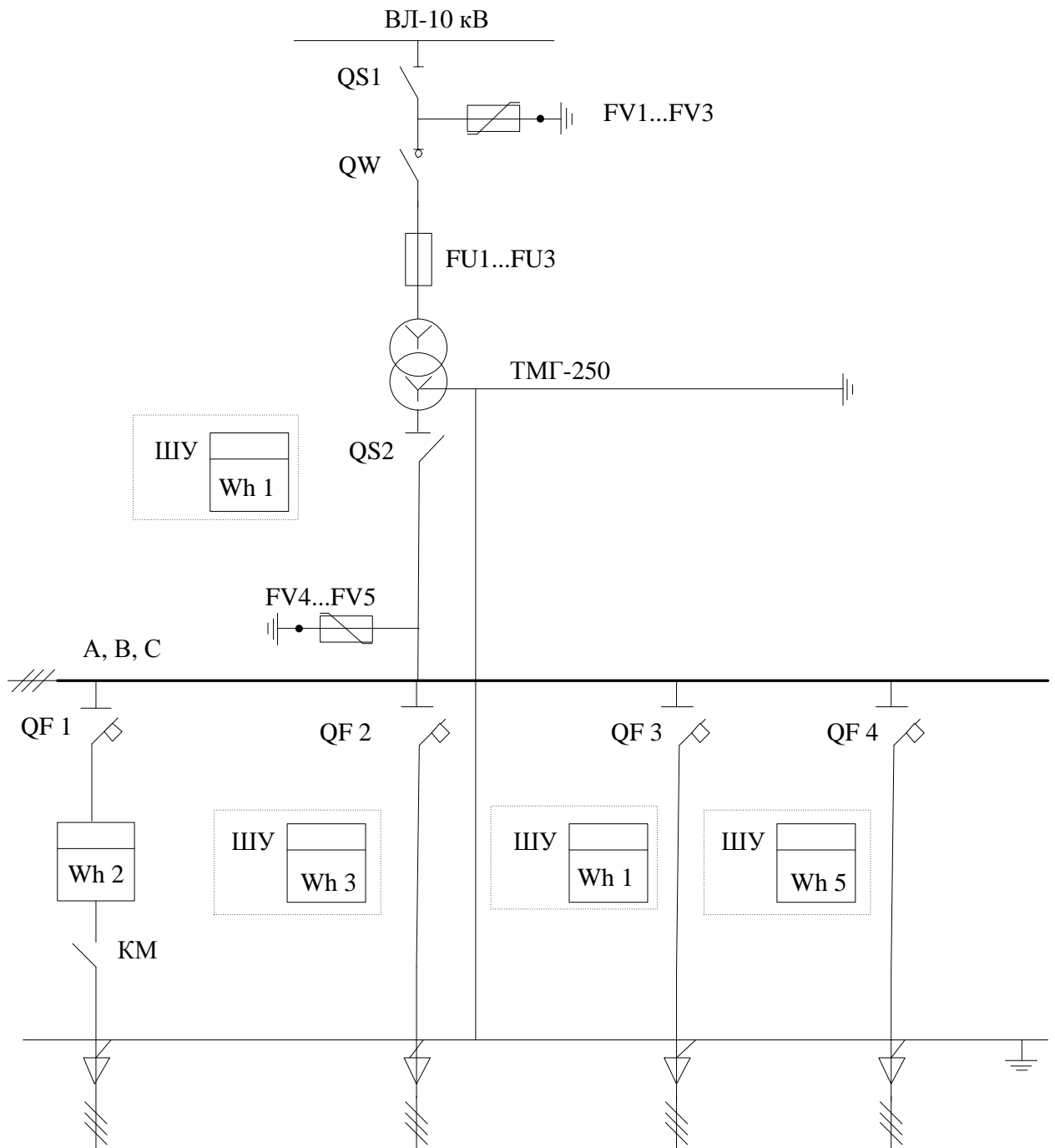


Рисунок 9 – Схема КТП-Т-ВВ-250-10/0,4У1

На рисунке 9 используются обозначения (таблица 38).

2.10 Конструктивное исполнение

Воздушная линия электропередач выполнена на железобетонных опорах. Опоры воздушных линий разнообразны по конструкции. Большая часть опор на линии служит только для поддержания проводов на высоте. Такие опоры называют промежуточными (рисунок 10, а). Средняя длина пролёта 50 м. Анкерные опоры (рисунок 10, б) устанавливают в начале и конце линии (концевые опоры), с обеих сторон переходов через автомобильные и железные дороги, реки и другие препятствия. На прямых участках анкерные опоры размещают через каждые 2 - 3 км. Их рассчитывают на устойчивость при одностороннем обрыве всех проводов. В местах поворота линии применяют угловые опоры.

Провода подвешивают на опорах с помощью изоляторов. Для ВЛ-10 кВ применяем опорные линейные изоляторы ОЛФ 10-А2 (ООО «ВЭЛСнаб») (рисунок 11).

ОЛФ 10-А2 — изолятор опорный линейный, изготовленный из фарфора. Изоляторы ОЛФ 10-А2 используются в ходе монтажа воздушных линий электропередачи напряжением 6-10 кВ. Предназначен изолятор фарфоровый опорный линейный для того, чтобы можно было закрепить провод (в том числе и СИП-3) на угловой, концевой или промежуточной опоре. Помимо этого, данные изделия также обеспечивают необходимую степень изоляции провода.

Особенность изоляторов ОЛФ 10-А2 модификации А заключается в том, что для раскатки проводов СИП-3 не требуется использование раскаточных роликов. В результате существенно сокращается время, затрачиваемое на монтаж проводов.

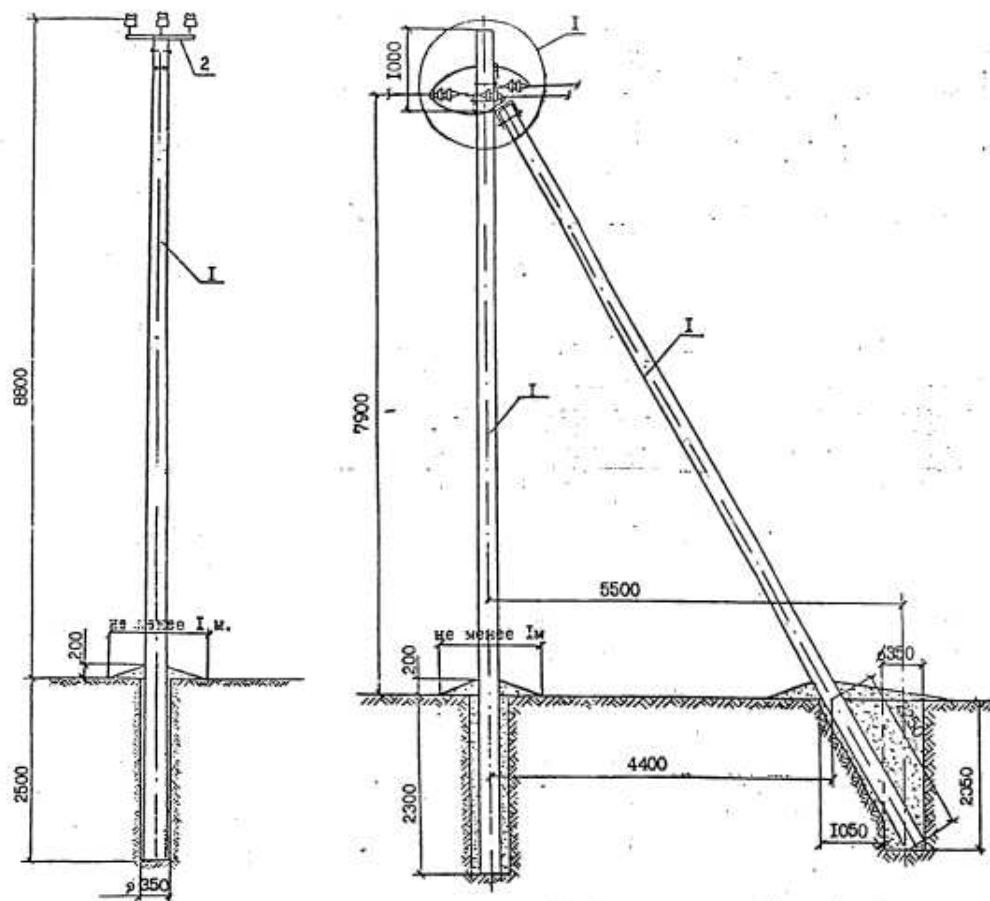


Рисунок 10 – Железобетонные опоры воздушной линии напряжением 6(10) кВ (ООО «Системный элемент»):
 а – промежуточные; б – анкерные



Рисунок 11 – Изолятор опорный для линии напряжением 6(10) кВ

3 Оценка капитальных вложений в строительство линий и КТП 10/0,4 кВ

В данном разделе ВКР рассмотрим:

- а) строительство ВЛ 10 кВ;
- б) демонтаж КТП №2;
- б) монтаж КТП №3.

Стоимость модернизации внешнего электроснабжения посёлка Геологов г. Саяногорска включает в себя

$$K_{\Sigma} = K_{\text{в.л}} + K_{\text{дем}} + K_{\text{кТП}}, \quad (3.1)$$

где $K_{\text{в.л}}$ – капиталовложения в строительство воздушных линий, тыс. руб.;

$K_{\text{дем}}$ – стоимость демонтажа КТП №2, тыс. руб.;

$K_{\text{кТП}}$ – капиталовложения в монтаж КТП №3, тыс. руб.

За базисный уровень принят уровень цен, сложившихся на 01.01.2020 г.

При осуществлении модернизации электроснабжения посёлка Геологов г. Саяногорска возникает необходимость демонтажа трансформаторной подстанции.

Демонтаж оборудования ПС – разборка оборудования со снятием его с места.

Затраты на демонтаж определяются в зависимости от характеристики оборудования, стоимости работ по его монтажу, а также от дальнейшего предназначения демонтируемого оборудования.

3.1 Определение капиталовложений в строительство воздушных линий 10 кВ от действующей ТП до КТП №3

Полная стоимость воздушных линий (ВЛ) [20] складывается из:

- а) базисных показателей линий;
- б) стоимости постоянного отвода земли, а при необходимости – стоимости вырубки просеки и устройства лежневых дорог;

в) затрат на благоустройство, временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы и авторский надзор, прочие работы и затраты.

Базисные показатели стоимости воздушных линий учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства и нормативному ветровому давлению. При прохождении ВЛ в более сложных условиях затраты на сооружение ВЛ увеличиваются. При этом отдельные составляющие, усложняющие условия строительства, учитываются независимо друг от друга.

В случаях, когда отсутствует подробная информация об условиях прохождения ВЛ, базисные показатели могут быть использованы без корректировки;

Стоимость постоянного отвода земли. Трасса проектируемой ВЛ-10 кВ проходит в посёлке –поселении с умеренно-холодным климатом без естественных и искусственных преград. Трасса проходят по территории посёлка, относящейся к землям городского поселения.

Площадь отвода земли под опоры ВЛ 10 кВ отводится в соответствии с «Правилами определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи и опор линий связи, обслуживающих электрические сети» отдельно для каждой опоры и равна площади её сечения на уровне земли [15].

Рассчитаем площадь земельных участков F , м², предоставляемых под опоры (включая оттяжки) ВЛ:

$$F = n \cdot (F_0 + f), \quad (3.2)$$

- где F_0 – площадь земли, занимаемая одной опорой в границах ее внешнего контура (включая оттяжки), м²/шт.;
- n – количество опор, шт.;
- f – площадь полосы земли вокруг внешнего контура опоры (включая оттяжки) шириной 1 м.

Средняя длина пролёта 0,050 км. Количество опор, шт.:

$$n = \frac{2,560}{0,050} = 51,2 \approx 52.$$

Для железобетонных опор СВ-110-5 площадь земли, занимаемой одной опорой равна 5 м² [16].

$$F = 52 \cdot (5 + 1) = 312 \text{ м}^2.$$

Затрат на благоустройство, временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы и авторский надзор, прочие работы и затраты увеличивают общую стоимость строительства. Средние значения указанных затрат принимаются от базисной стоимости ВЛ и составляют:

2,5- 3,0 % – благоустройство и временные здания и сооружения;

7,0 - 8,0 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор;

3,0 - 3,5 % – прочие работы и затраты.

Полученную величину стоимость строительства ВЛ необходимо скорректировать с учетом районного (территориального) коэффициента [17]. Расчет представим в табличной форме (таблица 39).

Таблица 39 – Капитальные вложения в ЛЭП

Составляющие затраты	Количество, ед. изм.	Стоимость единицы, тыс. руб.	Величина затрат, тыс. руб.
1	2	3	4
Стоимость ВЛ по базисным показателям (СИП-3 1x50) [22]:	2,560 км	36,000	92,160
Затраты на благоустройство, временные здания и сооружения, изыскательские работы и авторский надзор, прочие работы и затраты	12,5%		11,520
Итого			103,680
Итого с учетом $K_T = 1,7$			176,256
Стоимость постоянного отвода земли	312 м ²	0,08294*	25,877
Всего			202,133

*Средняя кадастровая цена земли на территории республики Хакасия [24]

$$K_{\text{вл}} = 202,133 \text{ тыс. руб.}$$

3.2 Определение стоимости демонтажа КТП №2

Согласно указанному порядку, затраты на демонтаж оборудования определяются применением к стоимости монтажа оборудования [25] (учитывается сумма затрат на оплату труда и эксплуатацию машин, стоимость материальных ресурсов не учитывается) усредненных коэффициентов (таблица 40).

Таблица 40 – Расчёт стоимости демонтируемого оборудования

Оборудование	Количество, ед. изм.	Стоимость единицы, тыс. руб.	Величина затрат, тыс. руб.
Трансформатор ТМГ-250/10	1 шт.	164,140	164,140
КТП киоскового типа	1 шт.	271,975	271,975
РВ-630	1 шт.	8,200	8,200
Итого			443,315
Итого с учетом $K_T = 1,6$			710,904

Демонтаж составляет 10% от стоимости демонтируемого оборудования (таблица 41) [25].

Таблица 41 – Расчёт демонтажа оборудования

Составляющие затраты	Величина капитальных вложений в КТП №2, тыс. руб.	Количество, ед. изм.	Величина затрат, тыс. руб.
Стоимость демонтажа КТП 10/0,4 кВ	710,904	10%	71,090

$$K_{\text{дем}} = 71,090 \text{ тыс. руб.}$$

3.3 Определение капиталовложений в строительство КТП №3

Полная стоимость трансформаторной подстанций 10/0,4 кВ включает:

- а) Стоимость основных элементов, к которым относятся:
 - 1) трансформаторы;
 - 2) комплектная трансформаторная подстанция киоскового типа;

3) коммутационные аппараты.

б) Стоимость постоянного отвода земли.

Стоимость постоянного отвода земли принимается с учетом площади земельного участка под трансформаторной подстанцией. Площадь постоянного отвода земли зависит габаритных размеров КТП.

в) Затраты на благоустройство и временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы и авторский надзор, прочие работы и затраты.

Средние значения указанных затрат принимаются от базисной стоимости ВЛ и составляют:

1,0 - 1,5 % – благоустройство и временные здания и сооружения;

10,0 - 11,0 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор;

4,5 - 5,0 % – прочие работы и затраты.

Большие значения относят к подстанции 500 кВ и выше.

Полученную величину стоимости строительства подстанции необходимо скорректировать с учетом районного (территориального) коэффициента.

Результат расчета сведем в таблицу 42.

Таблица 42– Расчёт капитальных вложений в КТП 10/0,4 кВ №3

Составляющие затраты	Количество, ед. изм.	Стоимость единицы, тыс. руб	Величина затрат, тыс. руб.
1	2	3	4
Стоимость элементов подстанции: трансформатор ТМГ-250/10 [23]	1 шт.	164,140	164,140
КТП киоскового типа [23]	1 шт.	271,975	271,970
ВНА-10/630 [23]	1 шт.	19,695	19,695
Итого			455,535
Затраты на благоустройство, временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы и авторский надзор, прочие работы и затраты	15,5%		70,608
Итого			526,143
Итого с учетом $K_T = 1,6$			841,829
Стоимость постоянного отвода земли	6,615 м ²	0,08294*	0,549
Всего			842,378

*Средняя кадастровая цена земли по республике Хакасия [24]

$$K_{\text{КТП}} = 842,378 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в строительство:

$$K = 202,133 + 842,378 = 1044,511 \text{ тыс. руб.}$$

Общая стоимость модернизации:

$$K_{\Sigma} = 202,133 + 71,090 + 842,378 = 1115,601 \text{ тыс. руб.}$$

4 Расчет и анализ характерных установившихся режимов после модернизации фидера

Данные для расчета установившегося режима после модернизации приведены в таблице 43, принципиальная схема электроснабжения после модернизации приведена на листе 2 графической части ВКР.

Таблица 43 – Данные для расчёта установившегося режима после модернизации

Информация для расчета	ф. 3 зим. макс.	ф. 3 лет. мин.
Ток головного участка, А	19,000	8,000
Коэффициент мощности головного участка, о.е.	0,950	0,950
Напряжение в РУНН 10 кВ ПС «Означенное-районная», кВ	10,500	10,500

Расчетная схема фидера 3 представлена на листе 3 графической части ВКР.

Таблицы с результатами расчёта установившегося режима представлена в приложении Д, Е.

Схема фидера с результатами расчетов установившегося режима представлена на листе 3 графической части ВКР.

Сводные результаты расчета установившегося режима по КТП №3 представлены в таблице 44.

Таблица 44 – Результаты расчёта напряжения

Результаты расчета	КТП №3 зим. макс.	КТП №3 лет. мин.
Напряжение в конце линии, кВ	10,466	10,486
Отклонение напряжения в конце линии, %	1,53	0,58
Напряжение на шинах НН, кВ	0,414	0,418
Коэффициент загрузки трансформатора, %	46,83	19,36

Уровни напряжения в режимах зимних максимальных и летних минимальных нагрузках находятся в пределах допустимой области [1].

Расчеты показали, что максимальная присоединяемая нагрузка, с учетом присоединения фидера №3 к шинам 10 кВ подстанции «Карак», с учетом потерь мощности, составит следующую загрузку трансформатора.

Коэффициент загрузки трансформатора на КТП №3:

- режим зимних максимальных нагрузок:

$$k_{\text{загр.т.}} = \frac{\sqrt{113,336^2 + 29,320^2}}{250} \cdot 100\% = 46,83\%;$$

- режим летних минимальных нагрузок:

$$k_{\text{загр.т.}} = \frac{\sqrt{47,471^2 + 9,385^2}}{250} \cdot 100\% = 19,36\%.$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной ВКР выполнена модернизация внешнего электроснабжения коттеджного поселка Геологов г. Саяногорска. Приведены расчеты до модернизации и после модернизации.

В ходе работы были выполнены:

- а) перезапитка КТП №1 от ПС «Карак» №33 ф. №3, тем самым разгрузив ф. №1 (фидер связи) между ГПП «Означенное-районная» 220/110 кВ и ПС «Означенное-500»;
- б) демонтаж ТП №2, так как данная ТП – потребительская и срок эксплуатации трансформатора 15 лет;
- в) строительство воздушной линии ВЛ-10 кВ (фидер №3);
- г) установка трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ;
- д) расчёты установившегося режима фидеров до модернизации;
- е) расчёты электрических нагрузок в сети 10 кВ;
- ж) расчёты токов короткого замыкания;
- з) расчёты установившегося режима фидера после модернизации;
- и) расчёты капитальных вложений в строительство новой КТП, ВЛ 10 кВ и стоимости демонтажа действующей КТП;

По расчётным значениям электрических нагрузок выбраны сечение фидера, трансформатор, соответствующие коммутационные аппараты, предохранители.

Модернизация внешнего электроснабжения коттеджного поселка Геологов г. Саяногорска включает: демонтаж ТП 10/0,4 кВ, установку трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, строительство воздушной линии ВЛ10 кВ, перезапитку КТП 10/0,4 кВ от фидера ПС «Карак» 110 кВ.

В результате выполнены все задачи поставленные перед началом работы.

Значимость и актуальность работы подтверждена справкой о результатах внедрения, разработанных в ВКР решений. Разработки, включающие результаты данной ВКР применены и включены в инструктивные материалы в отделе капитального строительства филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Костюченко Л.П., Чебодаев А.В. Электроснабжение: учеб. пособие: Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2016. – 347с.

2. Костюченко Л.П., Чебодаев А.В. Проектирование систем сельского электроснабжения: учеб. пособие. 2-е изд., испр. и доп.: Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2015. – 184 с.

3. Зубова Р.А., Костюченко Л.П. Перенапряжения и защита от них: учеб.-метод пособие для самостоятельной работы, курсового и дипломного проектирования по дисциплине «Электроснабжение»: Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2018. – 75с

4. Правила устройства электроустановок / Минэнерго. – 7 – е., переработанное и дополненное – Красноярск , 2017. – 656с.

5. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций – 2-е изд.,перераб.–М.:Энергия,2016. – 600с.,ил

6. Правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, – Москва 2016г.

7. Алиев И.И. Электротехнический справочник.-4-е изд., испр.-М.: ИП РадиоСофт, 2017. – 384с

8. Кисаримов Р.А. Справочник электрика.-М.: ИП РадиоСофт, 2016.-320с.

9. Костюченко Л.П. Проектирование систем сельского электроснабжения – Красноярск 2017,-144с

10. Макаров, Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4 – 35 кВ и 110 – 1150. – М.: ИД «ЭНЕРГИЯ», 2006. – 624 с.

11. Экология и промышленность России, июнь 2016г. Журнал, статья М.Б.Плущевского, "Экспресс-оценка экологической безопасности предприятия".

12. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 153 – 33.0 – 03.301 – 00 (ВППБ 01 – 02 – 95*). 3-е издание с изменениями и дополнениями – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2017. – 128с.

13. Трудовой кодекс Российской Федерации.– М.: Дело, 2015. – 192с.

14. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л.Д.Рожкова, Л.К.Карнеева, Т.В.Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2014. – 448 с.
15. Экология и промышленность России, июнь 2014г. Журнал, статья М.Б.Плущевского, " Экспресс–оценка экологической безопасности предприятия".
16. Годовые отчеты за 2019 год ПАО «МРСК Сибири»-«Хакасэнерго»;
17. Правила устройства электроустановок. Шестое издание. Дополненное с исправлениями. – Москва: ЗАО «Энергосервис», 2019. – 440 с.
18. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Дополненное с исправлениями. – Москва: ЗАО «Энергосервис», 2017. – 511 с.
19. Многоуровневый интегрированный комплекс программ ПО «RastrWin» для расчетов и нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях. / В.Э. Воротницкий [и др.]. – «Электрические станции», 2014.
20. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии. Изд. 2-е./ А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов на Дону: Феникс, 2018. – 715с
21. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения. – Москва: Сельэнергопроект, 2016. – 109с.
22. Компании ООО «Поставщик». Технические данные и описание провода СИП-3 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://kabelopt.ru/kabelinfo2439.php>
23. Энергетика. Оборудование. Документация [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://forca.ru/info/spravka/dvuhobmotochnye-transformatory.html>
24. ООО «ПСК Профи» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://pskprofy.ru/>
25. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – 2-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2015. – 448 с.

Таблица А - Результаты программного расчёта зимнего максимума нагрузок ф. 1

Результаты расчета по трансформаторам												
Номер	Тип	Ув, кВ	Ив, кВ	Рн, кВт	Qн, квар	Ин, А	Потери мощности				ΔU, %	Кэтр, %
узла	трансформатора						Рп, кВт	Qп, квар	Рхх, кВт	Qхх, квар		
41		10,158										3,42
15		10,328										1,72
17	ТМ-100	10,327	0,411	19,068	4,125	1,096	0,071	0,162	0,384	2,773		2,28 19,51
16	ТМ-250	10,327	0,709	47,669	10,312	2,739	0,133	0,405	0,875	6,132		2,19 19,51
23	ТМ-100	10,158	0,404	19,068	4,125	1,115	0,073	0,168	0,371	2,683		3,98 19,51
1		10,500										0,00
12	ТМ-400	10,366	0,413	76,270	16,500	4,365	0,196	0,643	1,128	9,026		1,78 19,51
5	ТМ-630	10,390	0,414	120,125	25,987	6,859	0,270	1,203	1,814	13,602		1,55 19,51
6	ТМ-630	10,389	0,414	120,125	25,987	6,859	0,270	1,203	1,813	13,600		1,55 19,51
19	ТМ-400	10,304	0,410	76,270	16,500	4,391	0,199	0,651	1,115	8,919		2,40 19,51
10	ТМ-630	10,387	0,414	120,125	25,987	6,861	0,270	1,233	1,683	13,593		1,58 19,51
39	ТМ-400	10,040	0,400	76,270	16,500	4,507	0,210	0,686	1,058	8,468		5,05 19,51
8	ТМ-630	10,394	0,414	120,125	25,987	6,856	0,270	1,231	1,685	13,612		1,51 19,51
27	ТМ-400	10,126	0,403	76,270	16,500	4,469	0,206	0,674	1,077	8,613		4,19 19,51
14	ТМ-160	10,352	0,412	30,508	6,600	1,749	0,094	0,240	0,536	4,115		1,95 19,51
26	ТМ-160	10,135	0,403	30,508	6,600	1,787	0,098	0,251	0,514	3,944		4,14 19,51
29	ТМ-160	10,104	0,402	30,508	6,600	1,792	0,098	0,252	0,510	3,921		4,44 19,51
38	ТМ-400	10,094	0,402	76,270	16,500	4,483	0,207	0,678	1,070	8,559		4,51 19,51
34	ТМ-160	10,062	0,401	30,508	6,600	1,800	0,099	0,254	0,506	3,888		4,87 19,51
36	ТМ-250	10,048	0,400	47,669	10,312	2,816	0,141	0,428	1,060	5,806		4,99 19,51
38	ТМ-250	10,046	0,400	47,669	10,312	2,816	0,141	0,428	1,060	5,803		5,02 19,51
4	ТМ-320	10,416	0,414	61,016	13,200	3,480	0,220	0,624	0,987	2,430		1,43 19,51
40	ТМ-160	10,034	0,399	30,508	6,600	1,805	0,100	0,256	0,503	3,866		5,15 19,51
30	ТМ-400	10,098	0,402	76,270	16,500	4,481	0,207	0,645	1,101	8,566		4,46 19,51
21	ТМ-40	10,243	0,407	7,627	1,650	0,443	0,037	0,066	0,199	1,259		3,22 19,51
4		10,416										0,84
42		10,182										3,18
2		10,469										0,31
2		10,418										0,82
13		10,352										1,48
9		10,391										1,09
11		10,370										1,30
20		10,243										2,57
24		10,136										3,64
25		10,135										3,65
28		10,109										3,91
29		10,104										3,96
30		10,098										4,02
31		10,095										4,05
35		10,049										4,51
37		10,047										4,53
39		10,040										4,60
43		10,182										3,18
18		10,305										1,95
7	ТМ-160	10,416	0,415	30,508	6,600	1,738	0,092	0,237	0,542	4,166		1,31 19,51

Продолжение таблицы А

Информация по линиям											
Начало линии	Конец линии	Марка провода	Длина линии, км	Активное сопр. Ом	Реактивное сопр. Ом	Р, кВт	Q, квар	Ток, А	Потери мощности		Кл. линии
									Р, кВт	Q, квар	%
41	23	A-50	0,140	0,090	0,050	19,513	6,976	1,178	0,000	0,000	0,55
15	17	A-50	0,140	0,090	0,050	19,523	7,060	1,161	0,000	0,000	0,54
15	16	A-50	0,140	0,090	0,050	48,679	16,851	2,880	0,002	0,001	1,34
4	7	ААШВ-120	0,195	0,051	0,016	31,154	9,375	1,803	0,011	0,000	0,82
22	42	АС-95	1,755	0,579	0,583	0,003	-0,479	0,027	0,000	0,000	0,01
20	21	A-50	0,140	0,090	0,050	7,863	2,975	0,474	0,000	0,000	0,22
1	2	ААШВ-185	1,070	0,182	0,086	1554,949	521,834	90,186	4,502	2,089	31,64
2	3	АС-95	0,780	0,257	0,259	1550,446	530,428	90,372	6,307	6,345	27,39
4	5	A-50	1,460	0,934	0,518	244,998	81,904	14,319	0,575	0,319	6,66
9	10	АС-35	0,390	0,332	0,143	122,130	40,835	7,155	0,051	0,022	4,09
9	11	АС-95	0,520	0,172	0,173	958,984	333,950	56,421	1,639	1,649	17,10
11	13	АС-95	0,460	0,152	0,153	879,725	306,119	51,861	1,225	1,232	15,72
18	19	A-50	0,140	0,090	0,050	77,589	26,072	4,586	0,006	0,003	2,13
18	20	АС-95	2,120	0,700	0,704	698,463	240,821	41,394	1,798	1,809	12,54
24	25	A-50	0,140	0,090	0,050	108,748	36,623	6,536	0,011	0,006	3,04
20	22	АС-95	2,230	0,736	0,740	638,571	217,683	38,026	3,192	3,212	11,52
25	27	A-50	1,540	0,986	0,547	77,617	25,822	4,660	0,064	0,036	2,17
24	28	A-50	0,700	0,448	0,249	504,476	169,887	30,321	1,236	0,685	14,10
28	29	A-50	0,630	0,403	0,224	108,791	36,536	6,554	0,052	0,029	3,05
29	30	A-50	1,050	0,672	0,373	77,623	25,734	4,673	0,044	0,024	2,17
33	34	A-50	1,400	0,896	0,497	31,123	10,747	1,889	0,010	0,005	0,88
28	31	A-50	0,480	0,307	0,170	394,449	132,666	23,767	0,521	0,289	11,05
33	35	A-50	1,050	0,672	0,373	206,825	69,707	12,519	0,316	0,175	5,82
31	33	A-50	1,260	0,806	0,447	316,372	106,635	19,094	0,882	0,489	8,88
35	37	A-50	0,140	0,090	0,050	157,636	52,984	9,555	0,025	0,014	4,44
35	36	A-50	0,180	0,115	0,064	48,873	16,548	2,965	0,003	0,002	1,38
37	39	A-50	0,840	0,538	0,298	108,736	36,424	6,590	0,070	0,039	3,06
39	40	A-50	2,480	1,587	0,880	31,128	10,732	1,893	0,017	0,009	0,88
13	15	АС-95	0,680	0,224	0,226	847,362	293,931	50,020	1,684	1,695	15,16
3	4	A-50	0,070	0,045	0,025	338,427	105,934	19,653	0,052	0,029	9,14
3	8	АС-95	0,460	0,152	0,153	1205,713	418,149	70,726	2,278	2,292	21,43
8	9	АС-95	0,060	0,020	0,020	1081,354	375,027	63,576	0,240	0,242	19,27
11	12	A-50	0,630	0,403	0,224	77,620	26,183	4,561	0,025	0,014	2,12
22	41	A-50	0,490	0,314	0,174	635,376	214,950	38,035	1,361	0,755	17,69
25	26	A-50	0,070	0,045	0,025	31,120	10,795	1,876	0,000	0,000	0,87
31	32	A-50	0,210	0,134	0,075	77,556	25,742	4,673	0,009	0,005	2,17
37	38	A-50	0,350	0,224	0,124	48,875	16,547	2,965	0,006	0,003	1,38
5	6	A-50	0,060	0,038	0,021	122,214	40,793	7,160	0,006	0,003	3,33
13	14	A-50	0,140	0,090	0,050	31,138	10,956	1,841	0,001	0,001	0,86
42	43	ААШВ-120	0,030	0,008	0,002	0,003	-0,239	0,014	0,003	0,000	0,01
15	18	АС-95	0,680	0,224	0,226	777,476	268,325	45,979	1,423	1,432	13,93
41	24	A-50	0,490	0,314	0,174	614,502	207,220	36,857	1,278	0,709	17,14

Таблица Б - Результаты программного расчёта летнего минимума нагрузок ф. 1

Результаты расчёта по трансформаторам												
Номер	Тип	Ув, кВ	Un, кВ	Rн, кВт	Qн, квар	In, А	Потери мощности				ΔU, %	Кз.тр, %
узла	трансформатора						Rн, кВт	Qн, квар	Rхх, кВт	Qхх, квар		
41		10,328										1,72
15		10,413										0,87
17	ТМ-100	10,413	0,416	9,492	1,206	0,532	0,017	0,038	0,390	2,819	1,11	9,57
16	ТМ-250	10,413	0,717	23,731	3,014	1,329	0,031	0,095	0,889	6,234	1,06	9,57
23	ТМ-100	10,327	0,412	9,492	1,206	0,536	0,017	0,039	0,384	2,773	1,96	9,57
1		10,500										0,00
12	ТМ-400	10,432	0,417	37,970	4,822	2,122	0,046	0,152	1,143	9,142	0,85	9,57
5	ТМ-630	10,444	0,417	59,803	7,595	3,338	0,064	0,285	1,833	13,745	0,73	9,57
6	ТМ-630	10,444	0,417	59,803	7,595	3,338	0,064	0,285	1,833	13,744	0,73	9,57
19	ТМ-400	10,401	0,415	37,970	4,822	2,128	0,047	0,153	1,136	9,087	1,17	9,57
10	ТМ-630	10,443	0,417	59,803	7,595	3,338	0,064	0,292	1,701	13,741	0,75	9,57
39	ТМ-400	10,268	0,410	37,970	4,822	2,156	0,048	0,157	1,107	8,857	2,50	9,57
8	ТМ-630	10,446	0,417	59,803	7,595	3,337	0,064	0,292	1,702	13,750	0,71	9,57
27	ТМ-400	10,311	0,412	37,970	4,822	2,147	0,048	0,156	1,116	8,931	2,07	9,57
14	ТМ-160	10,425	0,416	15,188	1,929	0,849	0,022	0,057	0,543	4,174	0,95	9,57
26	ТМ-160	10,316	0,412	15,188	1,929	0,859	0,023	0,058	0,532	4,086	2,05	9,57
29	ТМ-160	10,300	0,411	15,188	1,929	0,860	0,023	0,058	0,530	4,074	2,20	9,57
38	ТМ-400	10,295	0,411	37,970	4,822	2,150	0,048	0,156	1,113	8,903	2,23	9,57
34	ТМ-160	10,279	0,410	15,188	1,929	0,862	0,023	0,058	0,528	4,057	2,41	9,57
36	ТМ-250	10,272	0,410	23,731	3,014	1,347	0,032	0,098	1,108	6,067	2,47	9,57
38	ТМ-250	10,271	0,410	23,731	3,014	1,347	0,032	0,098	1,108	6,066	2,48	9,57
4	ТМ-320	10,458	0,417	30,376	3,858	1,694	0,052	0,148	0,995	2,450	0,67	9,57
40	ТМ-160	10,265	0,410	15,188	1,929	0,863	0,023	0,058	0,527	4,046	2,55	9,57
30	ТМ-400	10,297	0,411	37,970	4,822	2,150	0,048	0,148	1,145	8,907	2,21	9,57
21	ТМ-40	10,370	0,414	3,797	0,482	0,214	0,009	0,015	0,204	1,290	1,58	9,57
4		10,458										0,42
42		10,339										1,61
2		10,484										0,16
2		10,458										0,42
13		10,425										0,75
9		10,445										0,55
11		10,434										0,66
20		10,370										1,30
24		10,316										1,84
25		10,316										1,84
28		10,303										1,97
29		10,300										2,00
30		10,297										2,03
31		10,296										2,04
35		10,273										2,27
37		10,272										2,28
39		10,268										2,32
43		10,339										1,61
18		10,401										0,99
7	ТМ-160	10,458	0,418	15,188	1,929	0,847	0,022	0,056	0,547	4,199	0,62	9,57

Продолжение таблицы Б

Информация по линиям											
Начало линии	Конец линии	Марка провода	Длина линии, км	Активное сопр. Ом	Реактивное сопр. Ом	Р, кВт	Q, квар	Ток, А	Потери мощности		Кэ.линии %
									Р, кВт	Q, квар	
41	23	A-50	0,140	0,090	0,050	9,894	4,017	0,597	0,000	0,000	0,278
15	17	A-50	0,140	0,090	0,050	9,900	4,063	0,593	0,000	0,000	0,276
15	16	A-50	0,140	0,090	0,050	24,652	9,344	1,462	0,001	0,000	0,680
4	7	ААШВ-120	0,195	0,051	0,016	15,768	4,544	0,906	0,011	0,000	0,412
22	42	АС-95	1,755	0,579	0,583	0,003	-0,494	0,028	0,000	0,000	0,008
20	21	A-50	0,140	0,090	0,050	4,010	1,788	0,244	0,000	0,000	0,114
1	2	ААШВ-185	1,070	0,182	0,086	777,474	266,290	45,188	1,178	0,524	15,855
2	3	АС-95	0,780	0,257	0,259	776,296	276,481	45,379	1,590	1,600	13,751
4	5	A-50	1,460	0,934	0,518	123,546	43,331	7,228	0,146	0,081	3,362
9	10	АС-35	0,390	0,332	0,143	61,581	21,633	3,608	0,013	0,006	2,062
9	11	АС-95	0,520	0,172	0,173	480,171	178,275	28,312	0,413	0,415	8,579
11	13	АС-95	0,460	0,152	0,153	440,593	163,740	26,008	0,308	0,310	7,881
18	19	A-50	0,140	0,090	0,050	39,154	14,063	2,309	0,001	0,001	1,074
18	20	АС-95	2,120	0,700	0,704	350,046	129,016	20,708	0,450	0,453	6,275
24	25	A-50	0,140	0,090	0,050	54,895	19,992	3,270	0,003	0,002	1,521
20	22	АС-95	2,230	0,736	0,740	320,548	117,074	18,999	0,797	0,802	5,757
25	27	A-50	1,540	0,986	0,547	39,150	13,918	2,325	0,016	0,009	1,082
24	28	A-50	0,700	0,448	0,249	254,301	92,390	15,142	0,308	0,171	7,043
28	29	A-50	0,630	0,403	0,224	54,928	19,952	3,275	0,013	0,007	1,523
29	30	A-50	1,050	0,672	0,373	39,174	13,884	2,330	0,011	0,006	1,084
33	34	A-50	1,400	0,896	0,497	15,741	6,046	0,947	0,002	0,001	0,440
28	31	A-50	0,480	0,307	0,170	199,065	72,267	11,867	0,130	0,072	5,520
33	35	A-50	1,050	0,672	0,373	104,714	38,287	6,261	0,079	0,044	2,912
31	33	A-50	1,260	0,806	0,447	159,803	58,312	9,539	0,220	0,122	4,437
35	37	A-50	0,140	0,090	0,050	79,763	29,064	4,771	0,006	0,003	2,219
35	36	A-50	0,180	0,115	0,064	24,872	9,180	1,490	0,001	0,000	0,693
37	39	A-50	0,840	0,538	0,298	54,884	19,882	3,281	0,017	0,010	1,526
39	40	A-50	2,480	1,587	0,880	15,742	6,036	0,948	0,004	0,002	0,441
13	15	АС-95	0,680	0,224	0,226	424,531	157,270	25,072	0,423	0,426	7,597
3	4	A-50	0,070	0,045	0,025	170,750	52,697	9,865	0,013	0,007	4,588
3	8	АС-95	0,460	0,152	0,153	603,956	222,184	35,525	0,575	0,578	10,765
8	9	АС-95	0,060	0,020	0,020	541,812	199,969	31,919	0,061	0,061	9,672
11	12	A-50	0,630	0,403	0,224	39,165	14,120	2,304	0,006	0,004	1,071
22	41	A-50	0,490	0,314	0,174	319,749	116,765	19,008	0,340	0,189	8,841
25	26	A-50	0,070	0,045	0,025	15,743	6,073	0,944	0,000	0,000	0,439
31	32	A-50	0,210	0,134	0,075	39,133	13,883	2,328	0,002	0,001	1,083
37	38	A-50	0,350	0,224	0,124	24,873	9,179	1,490	0,001	0,001	0,693
5	6	A-50	0,060	0,038	0,021	61,700	21,625	3,614	0,002	0,001	1,681
13	14	A-50	0,140	0,090	0,050	15,754	6,159	0,937	0,000	0,000	0,436
42	43	ААШВ-120	0,030	0,008	0,002	0,003	-0,247	0,014	0,003	0,000	0,006
15	18	АС-95	0,680	0,224	0,226	389,556	143,438	23,017	0,357	0,359	6,975
41	24	A-50	0,490	0,314	0,174	309,515	112,559	18,412	0,319	0,177	8,564

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В- Результаты программного расчёта зимнего максимума нагрузок ф.2

Результаты расчета по трансформаторам													
Номер	Тип	Ув, кВ	Un, кВ	Rн, кВт	Qн, квар	In, А	Потери мощности				ΔU, %	Кз.тр, %	
узла	трансформатора						Rн, кВт	Qн, квар	Rхх, кВт	Qхх, квар			
1		10,500										0,00	
2		10,498										0,02	
4		10,453										0,47	
3	ТМ-100	10,470	0,413	60,776	8,016	3,431	0,696	1,590	0,395	2,850		1,87	61,30
5		10,418										0,82	
7		10,416										0,84	
6	ТМ-400	10,409	0,412	243,102	32,066	13,756	1,952	6,077	0,921	9,101		2,11	61,30
10		10,388										1,12	
8	ТМ-250	10,415	0,411	151,939	20,041	8,599	1,314	3,995	1,139	6,238		2,13	61,30
12		10,348										1,52	
11	ТМ-100	10,388	0,409	60,776	8,016	3,459	0,707	1,616	0,388	2,805		2,71	61,30
13	ТМ-250	10,342	0,409	151,939	20,041	8,661	1,333	4,053	1,123	6,151		2,87	61,30
14		10,337										1,63	
16	ТМ-400	10,288	0,407	243,102	32,066	13,921	2,000	6,225	0,900	8,891		3,33	61,30
16	ТМ-400	10,288	0,407	243,102	32,066	13,921	2,000	6,225	0,900	8,891		3,33	61,30
15		10,290										2,10	
17	ТМ-250	10,330	0,408	151,939	20,041	8,672	1,336	4,063	1,121	6,136		2,99	61,30
9	ТМ-250	10,393	0,411	151,939	20,041	8,618	1,320	4,013	1,134	6,211		2,36	61,30
Информация по линиям													
Начало линии	Конец линии	Марка провода	Длина линии, км	Активное сопр. Ом	Реактивное сопр. Ом	P, кВт	Q, квар	Ток, А	Потери мощности		Кз. линии %		
									P, кВт	Q, квар			
1	2	ААБ*-150	0,060	0,012	0,005	1497,115	304,553	84,006	388,559	0,102	28,00		
2	3	АС-95	0,520	0,161	0,192	1496,858	305,002	84,012	389,014	4,074	25,46		
3	4	АС-95	0,320	0,099	0,118	1431,579	288,471	80,532	369,003	2,304	24,40		
4	5	А-120	0,770	0,208	0,239	1429,649	286,168	80,532	366,700	4,644	21,48		
5	6	А-50	0,520	0,333	0,177	246,168	47,347	13,893	61,240	0,102	6,46		
5	7	А-120	0,060	0,016	0,019	1179,436	234,177	66,639	300,816	0,248	17,77		
7	8	А-120	0,060	0,016	0,019	154,396	30,278	8,721	39,000	0,004	2,33		
10	11	А-120	0,060	0,016	0,019	61,872	12,439	3,508	15,946	0,001	0,94		
10	12	А-120	1,540	0,416	0,477	806,305	158,358	45,670	204,029	2,987	12,18		
12	13												
12	14	А-120	0,550	0,149	0,171	649,226	125,083	36,888	161,970	0,696	9,84		
14	15	А-70	1,870	0,860	0,617	494,142	94,051	28,095	122,146	1,461	10,60		
15	16	ААШВ-95	0,120	0,040	0,010	492,105	93,488	28,104	121,592	0,023	14,79		
14	17	А-120	1,320	0,356	0,409	154,478	30,335	8,793	39,128	0,095	2,34		
7	9	А-120	0,700	0,189	0,217	1024,824	203,651	57,918	261,569	2,184	15,44		
9	10	А-120	0,180	0,049	0,056	868,529	171,202	49,178	220,380	0,405	13,11		

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица Г-Результаты программного расчёта летнего минимума нагрузок ф. 2

Результаты расчета по трансформаторам												
Номер	Тип	Ув, кВ	Un, кВ	Pн, кВт	Qн, квар	In, А	Потери мощности				ΔU, %	Кз.тр, %
узла	трансформатора						Pн, кВт	Qн, квар	Pхх, кВт	Qхх, квар		
1		10,500										0,00
2		10,499										0,01
4		10,476										0,24
3	ТМ-100	10,484	0,416	28,174	6,643	1,607	0,153	0,349	0,396	2,858		28,95
5		10,458										0,42
7		10,456										0,44
6	ТМ-400	10,453	0,416	112,695	26,570	6,435	0,427	1,329	0,929	9,179		28,95
10		10,442										0,58
8	ТМ-250	10,456	0,415	70,435	16,606	4,022	0,287	0,874	1,148	6,287		28,95
12		10,422										1,42
11	ТМ-100	10,442	0,414	28,174	6,643	1,613	0,154	0,351	0,393	2,835		28,95
13	ТМ-250	10,419	0,414	70,435	16,606	4,037	0,289	0,880	1,140	6,242		28,95
14		10,416										0,84
16	ТМ-400	10,392	0,413	112,695	26,570	6,474	0,432	1,345	0,918	9,071		28,95
16	ТМ-400	10,392	0,413	112,695	26,570	6,474	0,432	1,345	0,918	9,071		28,95
15		10,393										1,07
17	ТМ-250	10,412	0,414	70,435	16,606	4,040	0,290	0,881	1,138	6,234		28,95
9	ТМ-250	10,445	0,415	70,435	16,606	4,027	0,288	0,876	1,145	6,273		28,95
Информация по линиям												
Начало линии	Конец линии	Марка провода	Длина линии, км	Активное сопр. Ом	Реактивное сопр. Ом	P, кВт	Q, квар	Ток, А	Потери мощности		Кз. линии %	
									P, кВт	Q, квар		
1	2	ААБ*-150	0,060	0,012	0,005	691,088	227,700	40,009	267,710	0,023	13,34	
2	3	АС-95	0,520	0,161	0,192	691,027	228,228	40,019	268,247	0,924	12,13	
3	4	АС-95	0,320	0,099	0,118	661,531	217,455	38,347	255,801	0,522	11,62	
4	5	А-120	0,770	0,208	0,239	661,093	216,932	38,347	255,279	1,053	10,23	
5	6	А-50	0,520	0,333	0,177	114,095	37,102	6,624	43,726	0,023	3,08	
5	7	А-120	0,060	0,016	0,019	546,081	178,777	31,723	210,501	0,056	8,46	
7	8	А-120	0,060	0,016	0,019	71,871	23,768	4,180	27,948	0,001	1,11	
10	11	А-120	0,060	0,016	0,019	28,720	9,829	1,678	11,507	0,000	0,45	
10	12	А-120	1,540	0,416	0,477	373,063	120,784	21,681	142,465	0,673	5,78	
12	13	А-50	0,550	0,352	0,187	71,882	23,738	4,194	27,932	0,010	1,95	
12	14	А-120	0,550	0,149	0,171	300,594	96,373	17,488	113,860	0,156	4,66	
14	15	А-70	1,870	0,860	0,617	228,576	72,473	13,292	85,765	0,327	5,02	
15	16	ААШВ-95	0,120	0,040	0,010	228,120	73,062	13,307	86,369	0,005	7,00	
14	17	А-120	1,320	0,356	0,409	71,882	23,743	4,196	27,940	0,022	1,12	
7	9	А-120	0,700	0,189	0,217	474,161	154,953	27,543	182,497	0,494	7,34	
9	10	А-120	0,180	0,049	0,056	401,863	130,705	23,359	154,064	0,091	6,23	

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица Д - Результаты программного расчёта зимнего максимума нагрузок ф.3

Результаты расчета по трансформаторам												
Номер узла	Тип трансформатора	Ув, кВ	Un, кВ	Rн, кВт	Qн, квар	In, А	Потери мощности				ΔU, %	Кз.тр., %
							Rн, кВт	Qн, квар	Rxx, кВт	Qxx, квар		
2		10,496										0,04
1		10,500										0,00
3	ТМ-400	10,489	0,415	181,338	46,912	10,419	1,120	3,486	0,935	9,241	1,22	46,83
4	ТМ-63	10,490	0,414	28,561	7,389	1,646	0,262	0,581	0,286	1,941	1,53	46,83
5	ТМ-250	10,466	0,414	113,336	29,320	6,531	0,758	2,304	1,150	6,298	1,53	46,83
Информация по линиям												
Начало линии	Конiec линии	Марка провода	Длина линии, км	Активное сопр. Ом	Реактивное сопр. Ом	P, кВт	Q, квар	Ток, А	Потери мощности		Кз.линии %	
									P, кВт	Q, квар		
1	2	АС-120	0,360	0,090	0,130	328,267	107,896	19,000	0,097	0,140	5,07	
2	3	А-70	0,700	0,322	0,231	183,502	59,717	10,615	0,109	0,078	4,01	
2	4	АС-95	1,015	0,315	0,376	144,667	48,039	8,385	0,066	0,079	2,54	
4	5	СИП-3-50	2,560	1,843	0,945	115,492	38,049	6,693	0,248	0,127	2,73	

Таблица Е - Результаты программного расчёта летнего минимума нагрузок ф.3

Результаты расчета по трансформаторам													
Номер узла	Тип трансформатора	Ув, кВ	Un, кВ	Rн, кВт	Qн, квар	In, А	Потери мощности				ΔU, %	Кз.тр., %	
							Rн, кВт	Qн, квар	Rхх, кВт	Qхх, квар			
2		10,498										0,02	
1		10,500										0,00	
3	ТМ-400	10,495	0,418	75,954	15,016	4,276	0,189	0,587	0,936	9,253		0,46	19,36
4	ТМ-63	10,496	0,418	11,963	2,365	0,674	0,044	0,097	0,286	1,943		0,58	19,36
5	ТМ-250	10,486	0,418	47,471	9,385	2,675	0,127	0,387	1,154	6,322		0,58	19,36
Информация по линиям													
Начало линии	Конец линии	Марка провода	Длина линии, км	Активное сопр. Ом	Реактивное сопр. Ом	P, кВт	Q, квар	Ток, А	Потери мощности		Кз.линии		
									P, кВт	Q, квар	%		
1	2	АС-120	0,360	0,090	0,130	138,218	45,430	8,000	0,017	0,025	2,13		
2	3	А-70	0,700	0,322	0,231	77,098	24,869	4,455	0,019	0,014	1,68		
2	4	АС-95	1,015	0,315	0,376	61,102	20,536	3,545	0,012	0,014	1,07		
4	5	СИП-3-50	2,560	1,843	0,945	48,797	16,116	2,827	0,044	0,023	1,15		

Выпускная квалификационная работа выполнена мной самостоятельно. Используемые в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в ___1___ экземпляре.

Библиография ___25___ наименований.

Электронный экземпляр сдан на кафедру.

« _____ » _____
(дата)

(подпись)

Горпенченко В.С.
(ФИО)

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия

«24» 07 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код - наименование направления

Модернизация внешнего электроснабжения
коттеджного поселка Геологов г. Саяногорска
тема

Руководитель Е.В. Платонова «21» 07 2020г. доцент каф. ЭЭ.к.т.н. Е.В.Платонова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник В.С. Горпенченко «21» 07 2020г. В.С.Горпенченко
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер И.А. Кычакова «21» 07 2020г. И.А.Кычакова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Абакан 2020