

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)
Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему Реконструкция электроснабжения села Хрящевка

Студент

А.А. Седов

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Руководитель

В.В. Вахнина

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой

д.т.н., профессор, В.В. Вахнина

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

_____ (личная подпись)

« _____ » _____ 2019 г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

В ВКР произведена реконструкция системы электроснабжения села Хрящевка.

Целью ВКР является повышение качества электроснабжения потребителей с. Хрящевка. Задачами ВКР является: анализ потребителей с. Хрящевка; определение электрических нагрузок потребителей с. Хрящевка; выбор электрооборудования схемы электроснабжения с. Хрящевка; выбор технических решений по реконструкции системы электроснабжения с. Хрящевка.

Пояснительная записка состоит из: расчета нагрузок для каждой ТП 10/0,4 кВ; выбора типа и мощности трансформаторов; выбора оборудования на сторонах высокого и низкого напряжения, расчета линии 0,4 кВ, установки единой системы учета, раздела безопасности и экологичности объекта проектирования и технико-экономического обоснования.

Пояснительная записка содержит 64 страницы. Пояснительная записка включает в себя 16 таблиц и 15 рисунков. Графическая часть содержит 6 листов формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Общая характеристика с. Хрящевка и его потребителей	6
2 Определение электрических нагрузок потребителей с. Хрящевка	9
3 Анализ полученных данных, выбор трансформаторов ТП с. Хрящевка	14
4 Выбор конструкции и типа КТП	18
4.1 Выбор КТП	18
4.2 Описание конструкции КТП	20
5 Выбор оборудования, устанавливаемого в КТП	21
5.1 Выбор оборудования на стороне 10 кВ	21
5.2 Оборудование, устанавливаемое на стороне 0,4 кВ	24
5.3 Заземление	26
6 Реконструкция линии 0,4 кВ	27
7 Проверка электрооборудования на действие токов КЗ	39
8 Система учета электроэнергии в с. Хрящевка	45
9 Безопасность и экологичность объекта проектирования – системы электропитания с. Хрящевка	47
9.1 Краткая характеристика схемы электропитания с. Хрящевка	47
9.2 Идентификация опасных и вредных производственных факторов в схеме электропитания с. Хрящевка	48
9.3 Организационные и технические мероприятия по созданию безопасных условий труда	49
9.4 Расчет заземления для КТП	50
10 Технико-экономическое обоснование реконструкции системы электропитания с. Хрящевка	51
10.1 Расчёт капитальных затрат (сметно-финансовый расчёт)	51
10.2 Показатели электрической нагрузки	52
10.3 Укрупнённый расчёт годовых эксплуатационных расходов схемы электропитания	53
10.4 Расчёт себестоимости 1 кВт·ч потребления	58
10.5 Расчёт приведённых затрат и выбор оптимального варианта схемы электропитания	58

10.6	Годовой экономический эффект проекта схемы	59
10.7	Расчетный коэффициент эффективности	59
10.8	Расчетный срок окупаемости. Использование основных методов оценки капиталовложений	59
	Заключение	61
	Список используемых источников	62

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшнем этапе развития современного общества электроэнергия является неотъемлемой частью нашей повседневной жизни. Без неё трудно представить жизнь современных городов и поселков, являющихся крупными потребителями электрической энергии. Как и остальные виды энергии, электроэнергия не всегда доходит до потребителей «в первозданном виде», и в этом главную роль играет система электроснабжения.

На данный момент в большинстве сел и поселков Ставропольского района Самарской области действующие системы электроснабжения не могут в полном объеме предоставить качественное снабжение потребителей. Главными причинами этого являются: устаревшее оборудование; недостаточная мощность большинства трансформаторов; воздушные и кабельные линии, рассчитанные на меньшие нагрузки; морально устаревшая система учета.

Так же не маловажным является факт систематического «хищения» электроэнергии со стороны потребителей, из-за чего обслуживающие и энергосбытовые компании терпят большие убытки.

Целью работы является повышение качества электроснабжения потребителей с. Хрящевка.

Задачи ВКР:

- 1 – анализ потребителей с. Хрящевка;
- 2 – определение электрических нагрузок потребителей с. Хрящевка;
- 3 – выбор электрооборудования схемы электроснабжения с. Хрящевка;
- 4 – выбор технических решений по реконструкции системы электроснабжения с. Хрящевка.

Объектом ВКР является система электроснабжения с. Хрящевка.

Предметом ВКР является определение варианта схемы электроснабжения с. Хрящевка, обеспечивающего повышение качества электроснабжения потребителей.

1 Общая характеристика с. Хрящевка и его потребителей

Объектом электроснабжения является сельское поселение «Хрящевка» Ставропольского района Самарской области. По данным на ноябрь 2018 г. на территории села проживает 3600 человек. Поселение расположено в 47 км от г. Тольятти на берегу р. Волги.

Схематичный план села изображен на рисунке 1.1.

Конфигурация жилых домов села неоднородна. В основной массе преобладают одноэтажные жилые дома для одной семьи, но также присутствуют коттеджи и многоквартирные дома.

Электроснабжение села осуществляется от ПС 110/10 «Хрящевка» по двум фидерам Ф-8, Ф-11. На территории села функционирует 13 ТП 10/0,4 кВ.

Большинство трансформаторов находится в эксплуатации с 80-х годов. Они израсходовали свой ресурс и требуют постоянного технического обслуживания и наблюдения. Данные по трансформаторам представлены в таблице 1.1.

Линии 0,4 кВ выполнены из алюминиевых (А) или сталеалюминевых (АС) проводов с основным сечением 35 мм² по ГОСТ 839-80 [8]. При продлении линии к ней производилось подсоединение новой без дополнительных расчетов по старой. Это не благоприятно сказывается как на электробезопасности, так и на потерях в линии. Суммарная длина линий 0,4 кВ составляет 14 км.

По остальному оборудованию не производилось систематической замены, менялась лишь вышедшая из строя аппаратура.

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что система электроснабжения с. Хрящевка не достаточно надежна и качество электроснабжения не осуществляется надлежащим образом. Также с учётом сегодняшнего режима потребления и дальнейшего развития села возникнет

проблема нехватки мощности. Для решения этого ряда проблем возникает необходимость реконструкции системы электроснабжения села.

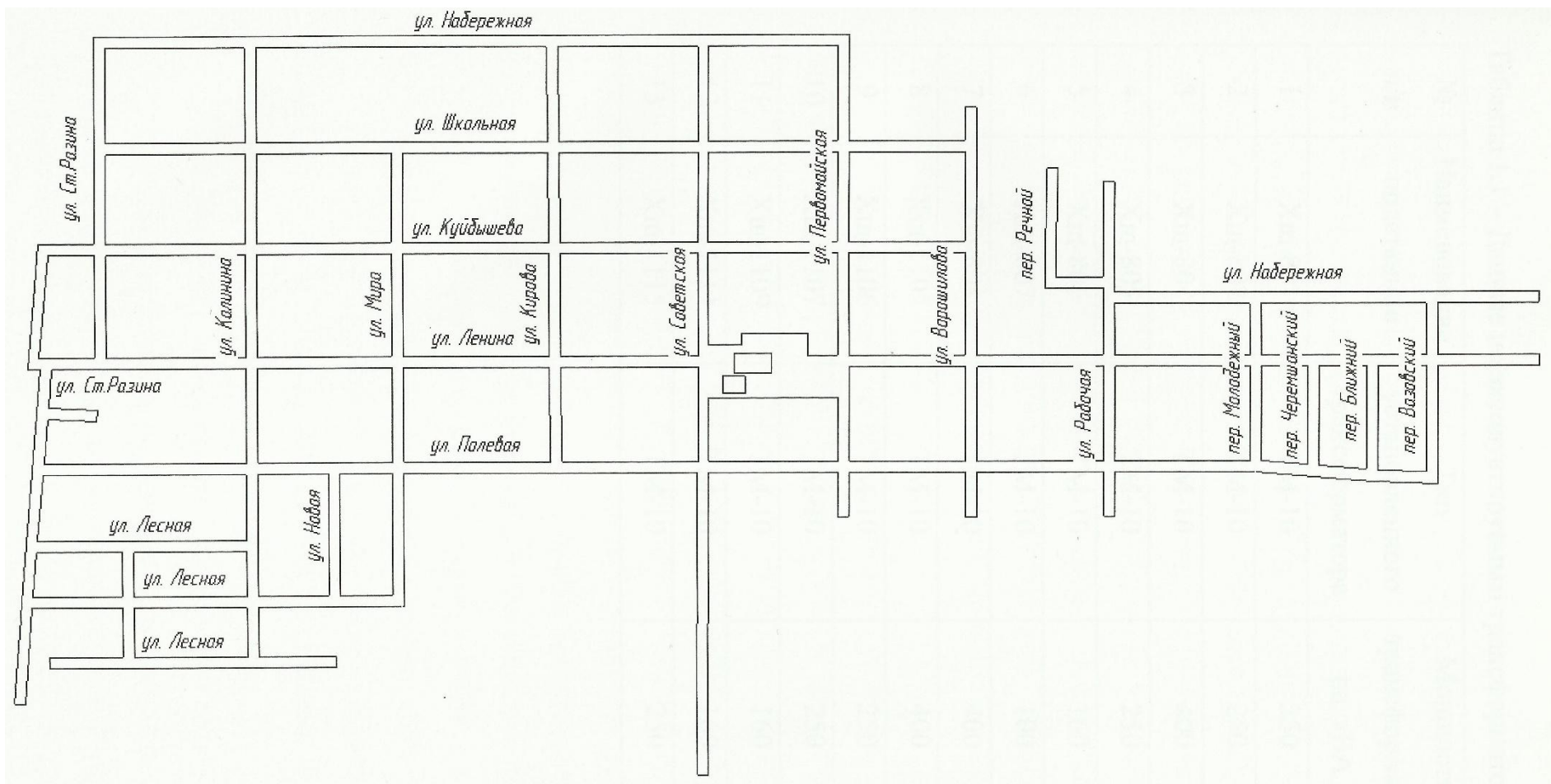


Рисунок 1.1 – Схематичный план с. Хрящевка

Таблица 1.1 - Данные по эксплуатируемым трансформаторам

ТП по номеру фидера	Тип эксплуатируемого трансформатора	S, кВА	Когда введен в эксплуатацию
Хщ-801	ТМ-10	250	1979
Хщ-802	ТМ-10	250	1980
Хщ-804	ТМ-10	400	1986
Хщ-805	ТМ-10	250	1995
Хщ-806	ТМ-10	160	2004
Хщ-807	ТМ-10	100	2002
Хщ-808	ТМ-10	400	1969
Хщ-1105	ТМ-10	400	1987
Хщ-1106	ТМ-10	250	1976
Хщ-1107	ТМ-10	250	1982
Хщ-1109	ТМ-10	160	1987
Хщ-1111	ТМ-10	160	1986
Хщ-1115	ТМ-10	250	1960

2 Определение электрических нагрузок потребителей с. Хрящевка

Методика расчета электрических нагрузок потребителей с. Хрящевка взята из РД 34.20.185-94 и РУМ №10-2002 [3,4]. Для всех потребителей определяются по формулам (2.1) и (2.2) следующие нагрузки:

$$P_{ТП} = P_{зд.маx} + \sum k_{y.i} \cdot P_{зд.i}, \quad (2.1)$$

$$Q_{ТП} = P_{ТП} \cdot tg\varphi. \quad (2.2)$$

В формулах (2.1) и (2.2) обозначены:

$P_{зд.маx}$ - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии;

$P_{зд.i}$ - расчетная электрическая нагрузка жилых (таблица 2.1), общественных зданий и уличного освещения, которая определяется по литературе [17,18];

$\sum k_{y.i}$ - суммарный коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий (помещений) или жилых домов, который определяется по литературе [2];

$tg\varphi$ - расчетный коэффициент реактивной мощности. Для домов с электроплитами принимаем 0,2; для домов с газовыми плитами принимаем 0,29 [3].

Расчеты электрических нагрузок выполнены на примере потребителей ТП Хщ-1 и представлен в таблице 2.2.

Схематичный план подстанции Хщ-1 представлен на рисунке 2.1.

Таблица 2.1 - Удельная электрическая нагрузка электроприемников жилых зданий, кВт/квартира

№ п.п.	Потребители электроэнергии	Количество квартир										
		1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200
1	Квартиры с плитами:											
	- на природном газе	4,5	2,8	2,3	2	1,8	1,65	1,4	1,2	1,05	0,85	0,77
	- на сжиженном газе (в том числе при групповых установках) и на твердом топливе	6	3,4	2,9	2,5	2,2	2	1,8	1,4	1,3	1,08	1
	- электрическими мощностью до 8,5 кВт	10	5,9	4,9	4,3	3,9	3,7	3,1	2,6	2,1	1,5	1,36
2	Квартиры повышенной комфортности с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт	14	8,1	6,7	5,9	5,3	4,9	4,2	3,3	2,8	1,95	1,83
3	Домики на участках садоводческих товариществ	4	2,3	1,7	1,4	1,2	1,1	0,9	0,76	0,69	0,61	0,58
4	Коттеджи с плитами:											
	- на природном газе	11,5										
	- электрическими мощностью до 10,5 кВт	14,5										

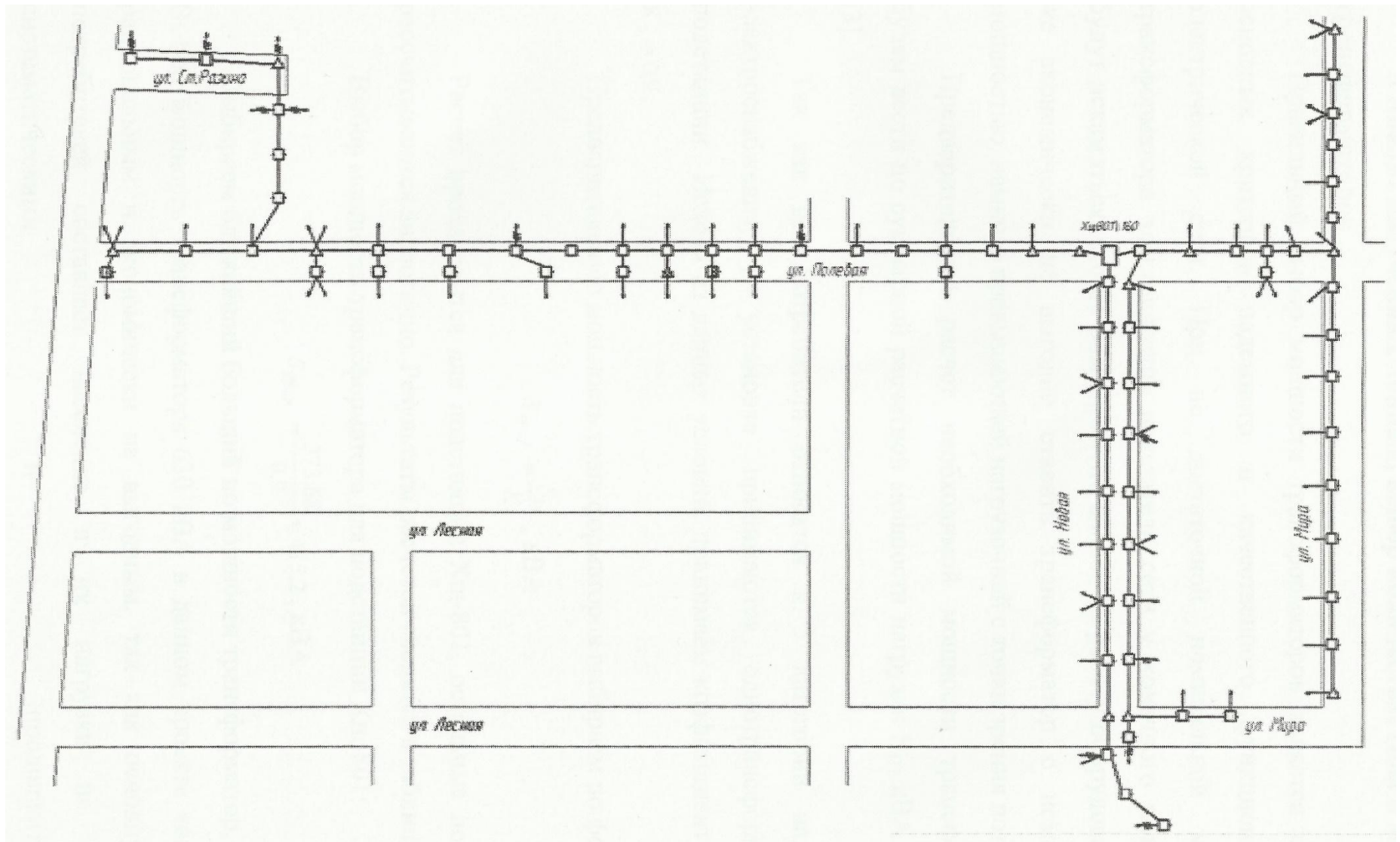


Рисунок 2.1 – Схематичный план подстанции Хц-801

К ТП Хщ-801 подключены жилые дома обычные и коттеджи (n=58 и n=8), дачные домики (n=7), также гаражи в количестве 4 штук с отдельными вводами и один магазин.

По формуле (2.1) получаем:

$$P_{ТП} = 11,5 + 58 \cdot 0,9 \cdot 4,5 + 7 \cdot 0,9 \cdot 4 + 8 \cdot 0,9 \cdot 11,5 + 5 \cdot 0,8 = 358,4 \text{ кВт}. \quad (2.3)$$

По формуле (2.2) получаем:

$$Q_{ТП} = 358,4 \cdot 0,29 + 4 \cdot 0,75 = 105,78 \text{ квар}. \quad (2.4)$$

По формуле (2.5) определяем полную мощность ТП Хщ-1:

$$S_{ТП} = \sqrt{P_{ТП}^2 + Q_{ТП}^2}, \quad (2.5)$$

$$S_{ТП} = \sqrt{358,4^2 + 105,78^2} = 373,68 \text{ кВА}. \quad (2.6)$$

Расчет электрических нагрузок по подстанциям с. Хрящевка сведен в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 - Расчет электрических нагрузок по подстанциям

Подстанция с. Хрящевка	Объекты, запитанные от ТП	$P_{ТП}$, кВт	$Q_{ТП}$, квар	$S_{ТП}$, кВА
Хщ-801	58 одноэтажных жилых домов, 7 дачных домов, 8 коттеджей, 1 магазин	358,4	105,78	373,68
Хщ-802	4 12-ти квартирных и 2 18-ти квартирных дома, столовая, 4 одноэтажных жилых дома	176,06	52,81	183,8

Продолжение таблицы 2.2

Хщ-804	65 одноэтажных жилых домов, 9 дачных домов, 12 коттеджей	431,35	125,09	449,12
Хщ-805	59 одноэтажных жилых домов, 2 дачных дома, 5 коттеджей, 1 магазин	314,4	93,47	328
Хщ-806	43 одноэтажных жилых домов, 4 дачных дома, 6 коттеджей, 1 магазин	267,15	79,77	278,8
Хщ-807	21 одноэтажный жилой дом, 4 коттеджа, 4 магазина, здание администрации, церковь	155,9	53,5	167,87
Хщ-808	57 одноэтажных жилых домов, 3 дачных дома, 7 коттеджей	325,6	94,42	339,01
Хщ-1105	31 одноэтажный жилой дом, 6 дачных дома, 18 коттеджей	344,95	100,03	359,16
Хщ-1106	8 одноэтажных жилых домов, 12 коттеджей, больница, прачечная, особняк	200,1	72,75	212,9
Хщ-1107	42 одноэтажных жилых дома, 7 коттеджей, ателье, магазин	262,05	79,67	273,89
Хщ-1109	3 12-ти квартирных дома, 2 школы	127,8	42,7	134,74
Хщ-1111	34 одноэтажных жилых дома, 4 коттеджа	190,6	55,27	198,45
Хщ-1115	20 одноэтажных жилых домов, 7 дачных домов, 13 коттеджей	252,25	73,15	262,64

3 Анализ полученных данных, выбор трансформаторов ТП с. Хрящевка

Расчет трансформаторов ТП выполнен по методике [19].

Сельские потребители относятся к 3 категории в соответствии с нормами ПУЭ [1]. Коэффициент загрузки трансформаторов принимаем $K_3 = 0,9$ [15].

Расчеты выполняем на примере ТП Хщ-1 по формуле (3.1):

$$S_{TP-T} = \frac{S_{ТП}}{K_3} \quad (3.1)$$

Результаты расчетов сводятся в таблицу 3.1.

Выбор мощности трансформатора для подстанции Хщ-801:

$$S_{TP-P} = \frac{373,68}{0,9} = 415,2 \text{ кВА} \quad (3.2)$$

Выбираем ближайший больший по мощности трансформатор 400 кВА. Выбор мощность трансформатора 630 кВА в данном проекте является не рациональным и экономически не выгодным, так как основную долю потребителей составляет население и их нагрузки не являются систематическими и продолжительными.

В данный момент на ТП Хщ-801 установлен один трансформатор мощностью 250 кВА. Из выше приведенных расчетов можно сделать вывод, что Тп Хщ-1 перегружена.

Сравнение мощностей трансформаторов по ТП с. Хрящевка приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Сравнение мощностей трансформаторов

№ п/п	ТП по номеру фидера	Необходимая мощность трансформатора, кВА	Мощность нового трансформатора, кВА	Мощность старого трансформатора, кВА
1	Хщ-801	415,2	400	250
2	Хщ-802	204,2	250	250
3	Хщ-804	499	630	400
4	Хщ-805	364	400	250
5	Хщ-806	309,7	400	160
6	Хщ-807	183,19	250	100
7	Хщ-808	376,68	400	400
8	Хщ-1105	399,06	400	400
9	Хщ-1106	236,55	250	250
10	Хщ-1107	304,32	400	250
11	Хщ-1109	149,7	160	160
12	Хщ-1111	220,5	250	160
13	Хщ-1115	291,82	400	250

По данным таблицы 3.1 можно сделать вывод, что ТП Хщ-1, Хщ-804, Хщ-805, Хщ-806, Хщ-807, Хщ-1107, Хщ-11, Хщ-1115 перегружены. Требуется установка трансформаторов более большой мощности.

В данный момент на ТП используются 2 основных типа силовых трансформаторов 6 (10)/0,4 кВ: сухие и маслонаполненные. Сравнительный анализ трансформаторов приведен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Сравнительная таблица сухих и маслонаполненных трансформаторов

	Сухие трансформаторы	Маслонаполненные трансформаторы
Достоинства	<ul style="list-style-type: none"> - отсутствие необходимости в маслохозяйстве; - являются мало обслуживаемыми; - имеют меньший вес и габаритные размеры; - не пожаро-вызрыво опасны 	<ul style="list-style-type: none"> - охлаждаются лучше; - меньшая стоимость; - лучше выдерживают перегрузки; - низкое реактивное сопротивление; - у герметичных трансформаторов с гофробаком нет необходимости производить отбор пробы масла; - трансформаторы практически не требуют расходов на обслуживание и эксплуатацию
Недостатки	<ul style="list-style-type: none"> - сложность в ремонте; - требуется контроль за условиями эксплуатации и хранения 	<ul style="list-style-type: none"> -необходим систематический контроль и обслуживание трансформатора; - расходы на маслохозяйство

На основании данных таблицы 3.2 в системе электроснабжения используем малогабаритные маслонаполненные трансформаторы с гофробаком [16].

Характеристики новых трансформаторов для подстанций с. Хрящевка сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 - Характеристики новых трансформаторов для подстанций

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	$S_{\text{ном}}$, кВА	$\Delta P_{\text{х.х.}}$, кВт	$\Delta P_{\text{к.з.}}$, кВт	$U_{\text{к.з.}}$, %	$I_{\text{х.х.}}$, %
1	Хщ-801	ТМГ-400/10	400	0,9	5,9	4,5	1,8
2	Хщ-802	ТМГ-250/10	250	0,61	4,2	4,5	1,9
3	Хщ-804	ТМГ-630/10	630	1,25	7,6	5,5	1,7
4	Хщ-805	ТМГ-400/10	400	0,9	5,9	4,5	1,8
5	Хщ-806	ТМГ-400/10	400	0,9	5,9	4,5	1,8
6	Хщ-807	ТМГ-250/10	250	0,61	4,2	4,5	1,9
7	Хщ-808	ТМГ-400/10	400	0,9	5,9	4,5	1,8
8	Хщ-1105	ТМГ-400/10	400	0,9	5,9	4,5	1,8
9	Хщ-1106	ТМГ-250/10	250	0,61	4,2	4,5	1,9
10	Хщ-1107	ТМГ-400/10	400	0,9	5,9	4,5	1,8
11	Хщ-1109	ТМГ-160/10	160	0,56	3,3	4,5	2,1
12	Хщ-1111	ТМГ-250/10	250	0,61	4,2	4,5	1,9
13	Хщ-1115	ТМГ-400/10	400	0,9	5,9	4,5	1,8

4 Выбор конструкции и типа исполнения КТП

4.1 Выбор КТП

Так как в работе рассматривается сельская местность, а ТП устанавливаются недалеко от жилых домов и коттеджей с. Хрящевка, то к установке лучше принять ТП типа КТП киоскового типа.

К установке принимаем комплектные ТП типа КТП-СЭЩ-К, характеристики которых приведены в [19]. КТП рассчитана на установку одного масляного трансформатора, напряжение ВН 6 или 10 кВ, рассчитана на токи термической и динамической стойкости 20 кА.

Схематичный внешний вид КТП представлены на рисунке 4.1.

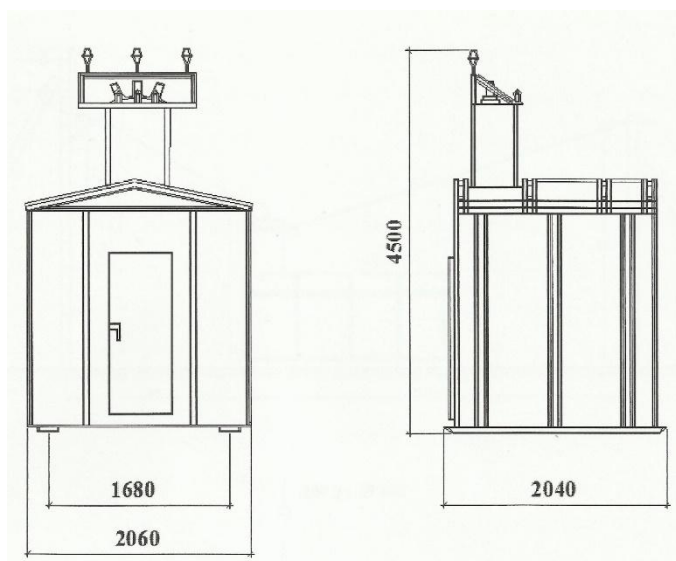


Рисунок 4.1 - Схематичный внешний вид и габаритные размеры КТП 10/0,4 кВ типа киоск мощностью до 400 кВА включительно

План фундамента для установки КТП представлен на рисунке 4.2.

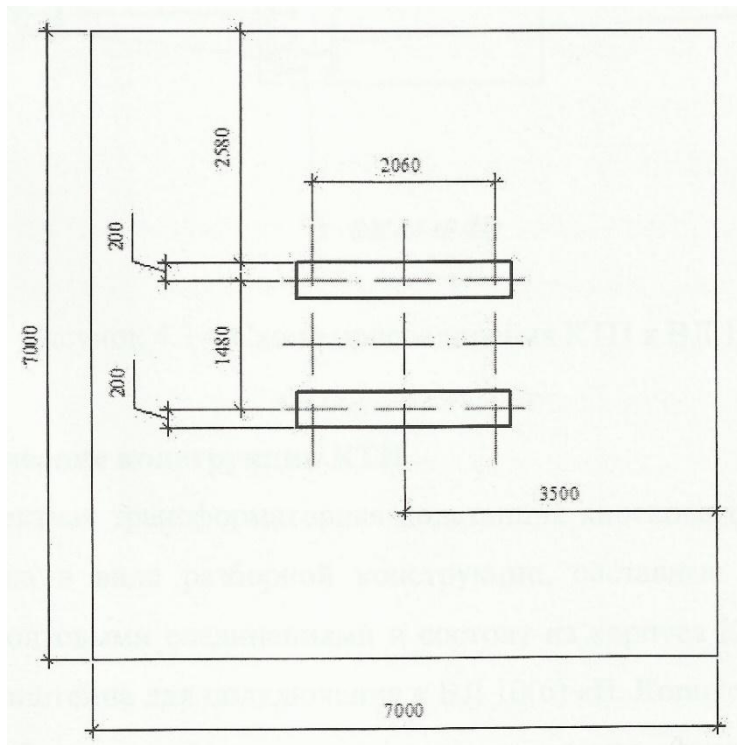


Рисунок 4.2 - План фундамента для установки КТП

Схема присоединения КТП к ВЛ 10(6) кВ представлена на рисунке 4.3.

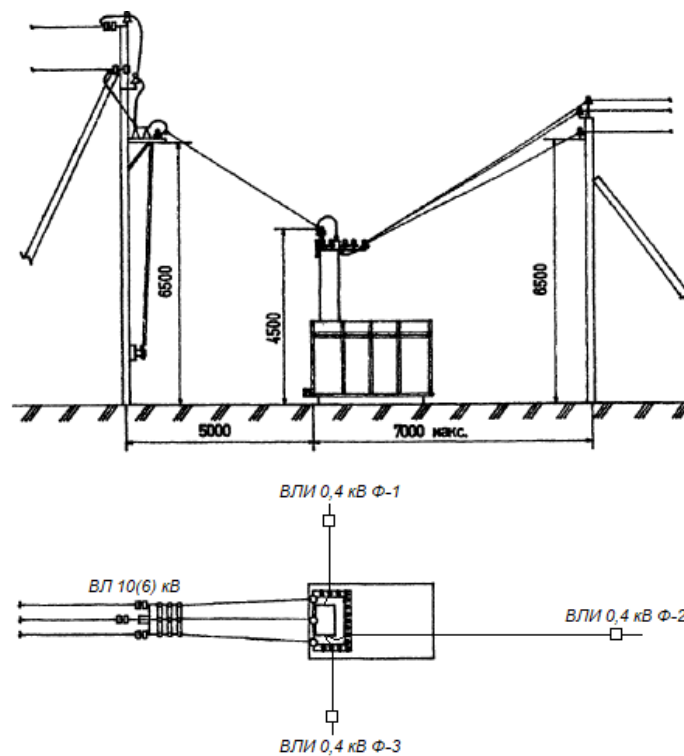


Рисунок 4.3 - Схема присоединения КТП в ВЛ 10(6) кВ

4.2 Описание конструкции КТП

Комплектная трансформаторная подстанция киоскового типа 10(6)/0,4 кВ выполнена в виде разборной конструкции, составные части которой соединены болтовыми соединениями и состоит из корпуса КТПК, вводного короба и кронштейна для подключения к ВЛ 10(6) кВ.

Корпус КТПК состоит из:

- крыши;
- обивки;
- основания.

Корпус КТПК разделен на отсеки устройства высшего напряжения (УВН) и распределительного устройства низшего напряжения (РУНН). В верхней части вводного короба расположены проходные изоляторы 10 кВ. На крыше коробки также крепятся болтовыми соединениями кронштейн. Кронштейн включает в себя приемный портал, на котором крепятся штыревые изоляторы 10 кВ; кронштейны для крепления ограничителей перенапряжения. В отсеке УВН расположены: силовой трансформатор и предохранители 10(6) кВ.

В отсеке РУНН расположены низковольтные коммутационные аппараты вспомогательных цепей, аппаратура защиты, управления и учета, сборные шины.

5 Выбор оборудования, устанавливаемого в КТП

5.1 Выбор оборудования на стороне 10 кВ

Устройства, устанавливаемые на стороне 10 кВ служат для защиты оборудования КТП от перенапряжений в сети, обеспечения возможности проведения безопасных работ со снятием напряжения, а также для защиты от коротких замыканий [6,7].

5.1.1 Выбор разъединителей

Разъединители не предназначены для отключения ни нормальных, ни тем более аварийных токов. В связи с этим при выборе их ограничиваются определением необходимых рабочих параметров: номинального напряжения $U_{ном}$ и длительного номинального тока $I_{дл}$, а также проверкой на электродинамическую и термическую стойкости.

Для подстанции Хщ-801 выбираем разъединитель РЛНД-1-10/200-УХЛ1. Выбор устройства приведен ниже по данным [19]:

$$U_{ном}=10 \text{ кВ};$$

$$I_{ном}=200 \text{ А};$$

$$I_{дин}=25 \text{ кА};$$

$$I_{терм}=20 \text{ кА}.$$

Условиям выбора при $U_{расч}=10 \text{ кВ}$, $I_{расч}=21,1 \text{ А}$ и $i_y^{(3)}=2,059 \text{ кА}$ удовлетворяет:

$$U_{расч} \leq U_{ном};$$

$$I_{расч} \leq I_{ном};$$

$$i_y^{(3)} \leq I_{дин};$$

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}.$$

На остальных подстанциях с. Хрящевка устанавливаем разъединители того же типа РЛНД-1-10/200- УХЛ1.

Схематичное расположение разъединителя представлено на рисунке 5.1.

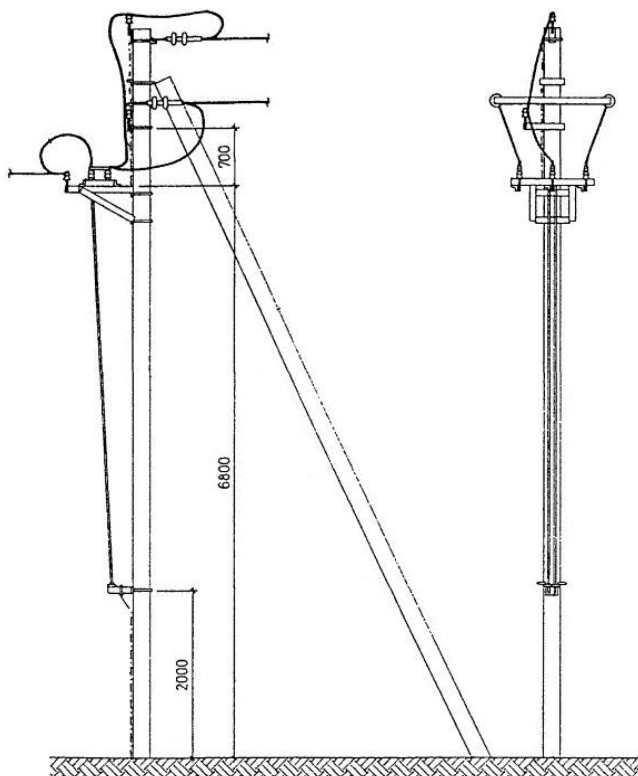


Рисунок 5.1 - Схематическое расположение разъединителя

5.1.2 Выбор защиты от перенапряжения

Для защиты оборудования от коммутативных и атмосферных перенапряжений устанавливаем ограничитель перенапряжения ОПН-П-3ЭУ-6(10)-УХЛ1 [19] на каждую фазу ввода в ТП Хщ-1.

5.1.3 Выбор предохранителей

К установке на стороне 10 кВ принимаем предохранители типа ПКТ-101-10-УЗ [20], выбор номинальных токов предохранителей для ТП с. Хрящевка приведен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Выбор номинальных токов предохранителей для ТП с. Хрящевка

ТП с. Хрящевка	$I_{нТ}, А$	$I_{нПР}, А$
Хщ-1109	9,2	20
Хщ-802	14,4	40
Хщ-807		
Хщ-806		
Хщ-1111		
Хщ-801	23,1	50
Хщ-805		
Хщ-806		
Хщ-808		
Хщ-1105		
Хщ-1107		
Хщ-1115		
Хщ-804	36,4	50

5.2 Оборудование, устанавливаемое на стороне 0,4 кВ

Данное оборудование в основном состоит из соединительных шин, автоматических выключателей, предохранителей и вторичных цепей.

5.2.1 Выбор автоматических выключателей

Условия выбора автоматических выключателей приведен в литературе [24,25], по которым выполнен выбор автоматического выключателя для ТП Хщ-1, где на стороне для ввода РУ-0,4 кВ для защиты оборудования и возможности проведения работ устанавливаем автоматический выключатель типа ВА77-630В-340010-630А [25]:

$$U_{\text{расч}}=0,4 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{расч}}=577,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)}=12,7 \text{ кА};$$

$$i_{\text{у}}^{(3)}=27,9 \text{ кА};$$

$$W_{\text{к}}=54,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Для фидера Ф-1 устанавливаем автоматический выключатель ВА77-250В-340010-250А, для фидера Ф-2 - ВА77-250В-340010-200А, для фидера Ф-3 - ВА77-250В-340010-250А, для освещения - ВА77-250В-340010-250А.

Выбранные данные по фидерам для ТП с. Хрящевка сводим в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 - Принятые к установке автоматические выключатели на ТП с. Хрящевка

№ п/п	Наименование подстанции	Автоматический выключатель					
		Ввод РУ-0,4 кВ	Ф-1	Ф-2	Ф-3	Ф-4	У.О.
1	Хщ-801	ВА77-630В-340010-630А	ВА77-250В-340010-250А	ВА77-250В-340010-200А	ВА77-250В-340010-250А	-	ВА77-250В-340010-250А
2	Хщ-802	ВА77-400В-340010-400А	ВА77-250В-340010-180А	ВА77-250В-340010-160А	ВА77-250В-340010-100А	ВА77-250В-340010-250А	-
3	Хщ-804	ВА77-1350В-340010-1000А	ВА77-400В-340010-315А	ВА77-400В-340010-400А	ВА77-250В-340010-250А	-	ВА77-63В-340010-63А
4	Хщ-805	ВА77-630В-340010-630А	ВА77-250В-340010-250А	ВА77-250В-340010-180А	ВА77-400В-340010-315А	-	ВА77-63В-340010-63А
5	Хщ-806	ВА77-630В-340010-630А	ВА77-250В-340010-250А	ВА77-250В-340010-200А	ВА77-250В-340010-250А	-	ВА77-63В-340010-63А
6	Хщ-807	ВА77-400В-340010-400А	ВА77-250В-340010-160А	ВА77-250В-340010-250А	-	-	ВА77-63В-340010-63А
7	Хщ-808	ВА77-630В-340010-630А	ВА77-250В-340010-225А	ВА77-250В-340010-180А	ВА77-250В-340010-180А	ВА77-250В-340010-250А	ВА77-63В-340010-63А
8	Хщ-1105	ВА77-630В-340010-630А	ВА77-250В-340010-125А	ВА77-250В-340010-250А	ВА77-250В-340010-250А	ВА77-250В-340010-250А	-
9	Хщ-1106	ВА77-400В-340010-400А	ВА77-125В-340010-125А	ВА77-250В-340010-200А	ВА77-250В-340010-180А	-	-
10	Хщ-1107	ВА77-630В-340010-630А	ВА77-250В-340010-250А	ВА77-250В-340010-160А	ВА77-250В-340010-200А	ВА77-250В-340010-160А	ВА77-63В-340010-63А
11	Хщ-1109	ВА77-250В-340010-250А	ВА77-125В-340010-100А	ВА77-125В-340010-125А	ВА77-125В-340010-125А	-	-
12	Хщ-1111	ВА77-400В-340010-400А	ВА77-250В-340010-225А	ВА77-250В-340010-180А	ВА77-250В-340010-180А	-	ВА77-63В-340010-63А
13	Хщ-1115	ВА77-630В-340010-630А	ВА77-400В-340010-400А	ВА77-400В-340010-315А	-	-	ВА77-63В-340010-63А

5.2.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

Для подстанции Хщ-801 выбираем трансформатор тока Т-0,66-1-0,5S-600/5 У3, который выбираем по условиям, приведенным в литературе [22]:

$$U_{\text{расч}}=0,4 \text{ кВ}; I_{\text{расч}}=577,4 \text{ А}; i_{\text{у}}^{(3)}=27,9 \text{ кА};$$

Данные по выбору трансформаторов тока по ТП с. Хрящевка сводим в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 - Принятые к установке трансформаторы тока

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформаторы тока
1	Хщ-801	Т-0,66-1-0,5S-600/5 У3
2	Хщ-802	Т-0,66-1-0,5S-400/5 У3
3	Хщ-804	Т-0,66-1-0,5S-1000/5 У3
4	Хщ-805	Т-0,66-1-0,5S-600/5 У3
5	Хщ-806	Т-0,66-1-0,5S-600/5 У3
6	Хщ-807	Т-0,66-1-0,5S-400/5 У3
7	Хщ-808	Т-0,66-1-0,5S-600/5 У3
8	Хщ-1105	Т-0,66-1-0,5S-600/5 У3
9	Хщ-1106	Т-0,66-1-0,5S-400/5 У3
10	Хщ-1107	Т-0,66-1-0,5S-600/5 У3
11	Хщ-1109	Т-0,66-1-0,5S-300/5 У3
12	Хщ-1111	Т-0,66-1-0,5S-400/5 У3
13	Хщ-1115	Т-0,66-1-0,5S-600/5 У3

5.3 Заземление

Заземляющее устройство выполняется общим для каждой КТП и разъединителя 10 кВ (на концевой опоре) [14].

Соппротивления заземляющего устройство принимается в соответствии с ПУЭ [1] и должно быть не более 4 Ом.

Заземлению подлежат нейтрали и корпус трансформатора, ограничители перенапряжения, а также все другие металлические части, могущие оказаться под напряжением при повреждении изоляции [11,21].

6 Реконструкция линий 0,4 кВ

На данный момент все линии 0,4 кВ в системе электроснабжения с. Хрящевка выполнены из алюминиевых и сталеалюминевых неизолированных проводов. Более современным, надежным и безопасным решением является замена воздушной линии (ВЛ) на изолированную воздушную линию (ВЛИ) с самонесущим изолированным проводом марки СИП 2 [26].

Расчет будет проводиться на примере подстанции Хщ-801 для каждого фидера.

Ток в линии определится по формуле (6.1):

$$I_{расч} = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (6.1)$$

где $S_{расч}$ - мощность всех потребителей фидера.

Для ТП Хщ-801 для фидера Ф-1:

$$\text{Ф-1:} \quad I_{расч} = \frac{143,9}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 207,7 \text{ A} \quad (6.2)$$

Для отпайки фидера Ф-1:

$$\text{Ф-1 отпайка:} \quad I_{расч} = \frac{51}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 73,6 \text{ A} \quad (6.3)$$

$$\text{Ф-1 продолжение линии:} \quad I_{расч} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 28,9 \text{ A} \quad (6.4)$$

Для ТП Хщ-801 для фидера Ф-2:

$$\Phi-2: \quad I_{расч} = \frac{69,1}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 99,7 \text{ A} \quad (6.5)$$

Для ТП Хщ-801 для фидера Ф-3:

$$\Phi-3: \quad I_{расч} = \frac{145,1}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 209,4 \text{ A} \quad (6.6)$$

Для отпаяк фидера Ф-3:

$$\Phi-3 \text{ отпайка-1:} \quad I_{расч} = \frac{52,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 75,77 \text{ A} \quad (6.7)$$

$$\Phi-3 \text{ отпайка-2:} \quad I_{расч} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 53,4 \text{ A} \quad (6.8)$$

$$\Phi-3 \text{ отпайка-3:} \quad I_{расч} = \frac{20,3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 29,3 \text{ A} \quad (6.9)$$

Выбор СИП по фидерам ТП Хщ-1 сводим в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 - Выбор СИП по фидерам ТП Хщ-1

Фидеры ТП	Тип СИП	$I_{длит}$, А
Ф-1	СИП 3x70+1x70+1x16	240>207,7
Ф-1 отпайка	СИП 3x25+1x35+1x16	130>73,6
Ф-1 продолжение линии	СИП 3x16+1x25+1x16	100>28,9
Ф-2	СИП 3x35+1x50+1x16	160>99,7
Ф-3	СИП 3x70+1x70+1x16	240>209,4
Ф-3 отпайка-1	СИП 3x25+1x35+1x16	130>75,7
Ф-3 отпайка-2	СИП 3x25+1x35+1x16	130>53,4
Ф-3 отпайка-3	СИП 3x16+1x25+1x16	100>29,3

Делаем проверку результатов выбора по потере напряжения по формуле (6.10) на величину не более 8% согласно [9]

$$U \leq 8\%. \quad (6.10)$$

Фидер - 1 питает 24 одноэтажных дома, 4 коттеджа и 3 дачных дома. Максимальная нагрузка в начале фидера составляет 144 кВт, а максимальный ток по 1 фазе равен 208 А. Рассчитываем потерю напряжения для каждого присоединения. Расчет произведен в программе MathCAD.

$$P = 144 \text{ кВт}$$

$$Q = 41,8 \text{ квар}$$

$$U = 0,4 \text{ кВ}$$

$$L = 0,035 \text{ км (расстояние между соседствующими опорами)}$$

$$R_{\text{уд}} = 0,443 \text{ Ом/км}$$

$$X_{\text{уд}} = 0,0774 \text{ Ом/км}$$

$$\text{Опора 100/2: } \Delta U = \frac{144 \cdot 0,0155 + 41,8 \cdot 0,0027}{0,4^2 \cdot 10} = 1,466 \quad (6.11)$$

$$\text{Опора 100/3: } P = P - 4,5 \cdot 0,9 = 139,95 \text{ кВт}, Q = P \cdot 0,29 = 40,58 \text{ квар} \quad (6.12)$$

$$U = U - \frac{U \cdot \Delta U}{100} = 0,394 \text{ кВ} \quad (6.13)$$

$$\Delta U = \frac{139,95 \cdot 0,0155 + 40,58 \cdot 0,0027}{0,394^2 \cdot 10} = 1,465 \quad (6.14)$$

$$\text{Опора 100/4: } P = P - 4,5 \cdot 0,9 = 127,8 \text{ кВт}, Q = P \cdot 0,29 = 37,06 \text{ квар} \quad (6.15)$$

$$U = U - \frac{U \cdot \Delta U}{100} = 0,388 \text{ кВ} \quad (6.16)$$

$$\Delta U = \frac{127,8 \cdot 0,0155 + 37,06 \cdot 0,0027}{0,388^2 \cdot 10} = 1,38 \quad (6.17)$$

Опора 100/6: $P = P - 4,5 \cdot 0,9 = 123,7 \text{ кВт}$, $Q = P \cdot 0,29 = 35,89 \text{ квар}$ (6.18)

$$U = U - \frac{U \cdot \Delta U}{100} = 0,383 \text{ кВ} \quad (6.19)$$

$$\Delta U = \frac{123,7 \cdot 0,0155 + 35,89 \cdot 0,0027}{0,383^2 \cdot 10} = 1,38 \quad (6.20)$$

Опора 100/7: $P = P - 11,5 \cdot 0,9 = 113,4 \text{ кВт}$, $Q = P \cdot 0,29 = 32,89 \text{ квар}$ (6.21)

$$U = U - \frac{U \cdot \Delta U}{100} = 0,372 \text{ кВ} \quad (6.22)$$

$$\Delta U = \frac{113,4 \cdot 0,0155 + 32,89 \cdot 0,0027}{0,372^2 \cdot 10} = 1,332 \quad (6.23)$$

Опора 100/8: $P = P - 4,5 \cdot 0,9 \cdot 2 = 105,3 \text{ кВт}$, $Q = P \cdot 0,29 = 30,54 \text{ квар}$ (6.24)

$$U = U - \frac{U \cdot \Delta U}{100} = 0,368 \text{ кВ} \quad (6.25)$$

$$\Delta U = \frac{105,3 \cdot 0,0155 + 30,54 \cdot 0,0027}{0,368^2 \cdot 10} = 1,27 \quad (6.26)$$

Опора 100/9: $P = P - 4,5 \cdot 0,9 \cdot 2 = 97,2 \text{ кВт}$, $Q = P \cdot 0,29 = 28,19 \text{ вар}$ (6.27)

$$U = U - \frac{U \cdot \Delta U}{100} = 0,363 \text{ кВ} \quad (6.28)$$

$$\Delta U = \frac{97,2 \cdot 0,0155 + 28,19 \cdot 0,0027}{0,363^2 \cdot 10} = 1,203 \quad (6.29)$$

Опора 100/10: $P = P - 4,5 \cdot 0,9 \cdot 2 = 89,1 \text{ кВт}$, $Q = P \cdot 0,29 = 25,84 \text{ квар}$ (6.30)

$$U = U - \frac{U \cdot \Delta U}{100} = 0,358 \text{ кВ} \quad (6.31)$$

$$\Delta U = \frac{89,1 \cdot 0,0155 + 23,49 \cdot 0,0027}{0,354^2 \cdot 10} = 1,05 \quad (6.32)$$

Опора 100/11: $P = P - 4,5 \cdot 0,9 \cdot 2 = 81 \text{ кВт}$, $Q = P \cdot 0,29 = 23,49 \text{ квар}$ (6.33)

$$U = U - \frac{U \cdot \Delta U}{100} = 0,354 \text{ кВ} \quad (6.34)$$

$$\Delta U = \frac{81 \cdot 0,0155 + 23,49 \cdot 0,0027}{0,354^2 \cdot 10} = 1,05 \quad (6.35)$$

Опора 100/13: $P = P - 11,5 \cdot 0,9 - 4 \cdot 0,9 = 67,1 \text{ кВт}$,

$$Q = P \cdot 0,29 = 19,4 \text{ квар} \quad (6.36)$$

$$U = U - \frac{U \cdot \Delta U}{100} = 0,351 \text{ кВ} \quad (6.37)$$

$$\Delta U = \frac{67,1 \cdot 0,0155 + 19,4 \cdot 0,0027}{0,351^2 \cdot 10} = 0,887 \quad (6.38)$$

Опора 100/14: $P = P - 4,5 \cdot 0,9 = 63,45 \text{ кВт}$, $Q = P \cdot 0,29 = 18,4 \text{ квар}$ (6.39)

$$U = U - \frac{U \cdot \Delta U}{100} = 0,344 \text{ кВ} \quad (6.40)$$

$$\Delta U = \frac{63,45 \cdot 0,0155 + 18,4 \cdot 0,0027}{0,344^2 \cdot 10} = 0,871 \quad (6.41)$$

Опора 100/15: $P = P - 4,5 \cdot 0,9 \cdot 2 = 55,35 \text{ кВт},$
 $Q = P \cdot 0,29 = 16,05 \text{ квар}$ (6.42)

$$U = U - \frac{U \cdot \Delta U}{100} = 0,341 \text{ кВ} \quad (6.43)$$

$$\Delta U = \frac{55,35 \cdot 0,0155 + 16,05 \cdot 0,0027}{0,341^2 \cdot 10} = 0,773 \quad (6.44)$$

Опора 100/16: $P = P - 4,5 \cdot 0,9 \cdot 2 = 47,25 \text{ кВт}, Q = P \cdot 0,29 = 13,7 \text{ квар}$ (6.45)

$$U = U - \frac{U \cdot \Delta U}{100} = 0,339 \text{ кВ} \quad (6.46)$$

$$\Delta U = \frac{47,25 \cdot 0,0155 + 13,7 \cdot 0,0027}{0,339^2 \cdot 10} = 0,67 \quad (6.47)$$

$$U = U - \frac{U \cdot \Delta U}{100} = 0,337 \text{ кВ} \quad (6.48)$$

Напряжение на опоре 100/17 составляет 0,337 кВ.

Падение напряжения составляет:

$$\Delta U = 100 - 0,337 \frac{100}{0,4} = 15,75 \% . \quad (6.49)$$

Отпайка №1:

$$\text{Опора 101/1: } P = 32,85 \text{ κBm}, Q = P \cdot 0,29 = 9,52 \text{ κBap} \quad (6.50)$$

$$U = 0,337 \text{ κB} \quad (6.51)$$

$$\Delta U = \frac{32,85 \cdot 0,0155 + 9,52 \cdot 0,0027}{0,337^2 \cdot 10} = 0,471 \quad (6.52)$$

$$\begin{aligned} \text{Опора 101/3: } P &= P - 11,5 \cdot 0,9 - 4 \cdot 0,9 = 18,5 \text{ κBm}, \\ Q &= P \cdot 0,29 = 5,3 \text{ κвар} \end{aligned} \quad (6.53)$$

$$U = U - \frac{U \cdot \Delta U}{100} = 0,335 \text{ κB} \quad (6.54)$$

$$\Delta U = \frac{18,5 \cdot 0,0155 + 5,3 \cdot 0,0027}{0,335^2 \cdot 10} = 0,268 \quad (6.55)$$

$$\text{Опора 101/4: } P = P - 11,5 \cdot 0,9 = 8,1 \text{ κBm}, Q = P \cdot 0,29 = 3,4 \text{ κвар} \quad (6.56)$$

$$U = U - \frac{U \cdot \Delta U}{100} = 0,334 \text{ κB} \quad (6.57)$$

$$\Delta U = \frac{8,1 \cdot 0,0155 + 3,4 \cdot 0,0027}{0,334^2 \cdot 10} = 0,121 \quad (6.58)$$

$$\text{Опора 101/5: } P = P - 4,5 \cdot 0,9 = 4,05 \text{ κBm}, Q = P \cdot 0,29 = 1,17 \text{ κвар} \quad (6.59)$$

$$U = U - \frac{U \cdot \Delta U}{100} = 0,333 \text{ κB} \quad (6.60)$$

$$\Delta U = \frac{4,05 \cdot 0,0155 + 1,17 \cdot 0,0027}{0,333^2 \cdot 10} = 0,059 \quad (6.61)$$

$$U = U - \frac{U \cdot \Delta U}{100} = 0,333 \text{ кВ} \quad (6.62)$$

Напряжение на опоре 101/5 составляет 0,333 кВ.

Падение напряжения составляет:

$$\Delta U = 100 - 0,333 \frac{100}{0,4} = 16 \% .$$

Продолжение линии:

$$\text{Опора 100/18: } P = 14,4 - 4 \cdot 0,9 = 10,8 \text{ кВт}, Q = P \cdot 0,29 = 3,1 \text{ кВар} \quad (6.63)$$

$$U = 0,337 \text{ кВ} \quad (6.64)$$

$$\Delta U = \frac{10,8 \cdot 0,0155 + 3,1 \cdot 0,0027}{0,337^2 \cdot 10} = 0,115 \quad (6.65)$$

$$\text{Опора 100/19: } P = P - 4,5 \cdot 0,9 \cdot 2 = 2,7 \text{ кВт}, Q = P \cdot 0,29 = 0,78 \text{ квар} \quad (6.66)$$

$$U = U - \frac{U \cdot \Delta U}{100} = 0,336 \text{ кВ} \quad (6.67)$$

$$\Delta U = \frac{2,7 \cdot 0,0155 + 0,78 \cdot 0,0027}{0,336^2 \cdot 10} = 0,044 \quad (6.68)$$

$$U = U - \frac{U \cdot \Delta U}{100} = 0,336 \text{ кВ} \quad (6.69)$$

Напряжение на опоре 100/19 составляет 0,336 кВ.

Падение напряжения составляет:

$$\Delta U = 100 - 0,336 \frac{100}{0,4} = 16 \% .$$

Так как потеря напряжения на конечных точках участков больше максимально допустимого значения, необходимо выбрать провод большего сечения. После аналогичных расчетов были выбраны провода для Ф-1:

Ф-1: СИП 3x95+1x95+1x16;

Ф-1 отпайка: СИП 3x50+1x50+1x16;

Ф-1 продолжение линии: СИП 3x50+1x50+1x16;

Для остальных фидеров ТП Хщ-801 и других подстанций с. Хрящевка сводим данные в таблицу 6.1.

Примеры различного крепления СИП к опорам приведены на рисунках 6.1, 6.2 и 6.3 [10].

Таблица 6.1 - Принятые к установке сечения проводов ВЛИ 0,4 кВ

№ п/п	Наименование подстанции	Сечение проводов по фидерам, тип СИП 2			
		Ф-1	Ф-2	Ф-3	Ф-4
1	2	3	4	5	6
1	Хщ-801	3x95+1x95+1x16 отпайка: 3x50+1x50+1x16 продолжение линии: 3x50+1x50+1x16	3x70+1x70+1x16	3x120+1x120+1x16 отпайка-1: 3x70+1x70+1x16 отпайка-2: 3x70+1x70+1x16 отпайка-3: 3x70+1x70+1x16	-
2	Хщ-802	3x70+1x70+1x16	3x95+1x95+1x16 отпайка-1: 3x50+1x50+1x16 отпайка-2: 3x50+1x50+1x16	3x50+1x50+1x16	3x70+1x70+1x16
3	Хщ-804	3x120+1x120+1x16 отпайка-1: 3x50+1x50+1x16 отпайка-2: 3x50+1x50+1x16 отпайка-3: 3x70+1x70+1x16	3x70+1x70+1x16 отпайка-1: 3x35+1x35+1x16 отпайка-2: 3x35+1x35+1x16	3x95+1x95+1x16 отпайка-1: 3x35+1x35+1x16 отпайка-2: 3x35+1x35+1x16 продолжение линии: 3x50+1x50+1x16	-
4	Хщ-805	3x70+1x70+1x16 отпайка-1: 3x35+1x35+1x16 отпайка-2: 3x35+1x35+1x16	3x70+1x70+1x16 отпайка-1: 3x35+1x35+1x16 отпайка-2: 3x35+1x35+1x16	3x70+1x70+1x16 отпайка-1: 3x35+1x35+1x16 отпайка-2: 3x35+1x35+1x16	-
5	Хщ-806	3x50+1x50+1x16	3x95+1x95+1x16 отпайка-1: 3x50+1x50+1x16 отпайка-2: 3x35+1x35+1x16	3x70+1x70+1x16 отпайка-1: 3x35+1x35+1x16	-
6	Хщ-807	3x70+1x70+1x16 отпайка-1: 3x50+1x50+1x16	3x95+1x95+1x16 отпайка-1: 3x50+1x50+1x16	-	-

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3	4	5	6
7	Хщ-808	3x50+1x50+1x16	3x95+1x95+1x16 отпайка-1: 3x50+1x50+1x16	3x50+1x50+1x16	3x95+1x95+1x16
8	Хщ-1105	3x50+1x50+1x16	3x95+1x95+1x16 отпайка-1: 3x50+1x50+1x16 продолжение линии: 3x50+1x50+1x16	3x70+1x70+1x16	3x50+1x50+1x16
9	Хщ-1106	3x70+1x70+1x16	3x95+1x95+1x16		
10	Хщ-1107	3x50+1x50+1x16	3x70+1x70+1x16 отпайка-1: 3x50+1x50+1x16	3x70+1x70+1x16	3x70+1x70+1x16 отпайка-1: 3x50+1x50+1x16
11	Хщ-1109	3x95+1x95+1x16	3x70+1x70+1x16	3x70+1x70+1x16	-
12	Хщ-1111	3x70+1x70+1x16	3x95+1x95+1x16 отпайка-1: 3x50+1x50+1x16 отпайка-2: 3x50+1x50+1x16 продолжение линии: 3x35+1x35+1x16	3x95+1x95+1x16	-
13	Хщ-1115	3x70+1x70+1x16 отпайка-1: 3x50+1x50+1x16 отпайка-2: 3x35+1x35+1x16	3x95+1x95+1x16	-	-

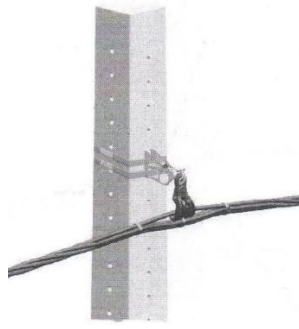


Рисунок 6.1 - Крепление СИП к промежуточной опоре

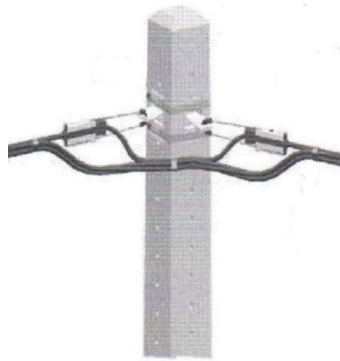


Рисунок 6.2 - Крепление СИП к угловой опоре

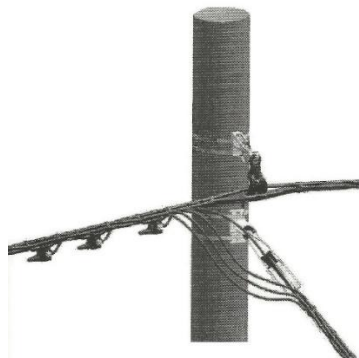


Рисунок 6.3 - Ответвление магистральных проводов

7 Проверка электрооборудования на действие токов КЗ

Для проверки электрооборудования 0,4 кВ рассчитаем токи КЗ по литературе [5,25].

Все расчеты сделаем для ТП Хщ-801, остальные расчеты аналогичны и вставлены в таблицу 7.1.

Определяем сопротивления всех элементов сети.

Трансформатор

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_T = \frac{P_{КЗ} \cdot U_{НН}^2}{S_H^2} \cdot 10^6 \quad (7.1)$$

$$R_T = \frac{5,9 \cdot 0,4^2}{400^2} \cdot 10^6 = 5,9 \text{ мОм}$$

Полное сопротивление трансформатора:

$$Z_T = \frac{U_K \cdot U_{НН}^2}{S_H} \cdot 10^4 \quad (7.2)$$

$$Z_T = \frac{4,5 \cdot 0,4^2}{400} \cdot 10^4 = 18 \text{ мОм}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (7.3)$$

$$X_T = \sqrt{18^2 - 5,9^2} = 17 \text{ мОм}$$

Шинопровод:

$$R_{III} = r_{y\partial} \cdot l \quad (7.4)$$

$$R_{III} = 0,03 \cdot 5 = 0,15 \text{ мОм}$$

$$X_{III} = x_{y\partial} \cdot l \quad (7.5)$$

$$X_{III} = 0,014 \cdot 5 = 0,07 \text{ мОм}$$

Трансформаторы тока:

$$K_{\Gamma\Gamma} = 600/5$$

$$R_{\Gamma\Gamma} = 0,35 \text{ мОм}$$

$$X_{\Gamma\Gamma} = 0,3 \text{ мОм}$$

Автоматический выключатель ВА77-630В-340010-630А (630А)

$$R_{AB} = 0,25 \text{ мОм}$$

$$X_{AB} = 0,1 \text{ мОм}$$

Автоматический выключатель ВА77-250В-340010-250А (250А)

$$R_{AB} = 0,7 \text{ мОм}$$

$$X_{AB} = 0,21 \text{ мОм}$$

Ф-1 СИП 3x95+1x95+1x16 $l=530$ м;

Ф-1 отпайка: СИП 3x50+1x50+1x16 $l=200$ м;

Ф-1 продолжение линии: СИП 3x50+1x50+1x16 $l=100$ м

$$R_{БЛ} = r_{y\partial} \cdot l \quad (7.6)$$

$$R_{БЛ-1} = 0,32 \cdot 530 = 169,6 \text{ мОм}$$

$$R_{БЛ-2} = 0,641 \cdot 200 = 128,2 \text{ мОм}$$

$$R_{БЛ-3} = 0,641 \cdot 100 = 64,1 \text{ мОм}$$

$$R_{ВЛ-сум.марн} = 169,6 + 128,2 + 64,1 = 361,9 \text{ мОм}$$

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l \quad (7.7)$$

$$X_{ВЛ-1} = 0,0753 \cdot 530 = 39,8 \text{ мОм}$$

$$X_{ВЛ-2} = 0,0782 \cdot 200 = 15,64 \text{ мОм}$$

$$X_{ВЛ-3} = 0,0782 \cdot 100 = 7,82 \text{ мОм}$$

$$X_{ВЛ-сум.марн} = 39,8 + 15,64 + 7,82 = 63,26 \text{ мОм}$$

Расчет будем производить для двух точек К.З. как показано на рисунках 7.1 и 7.2.

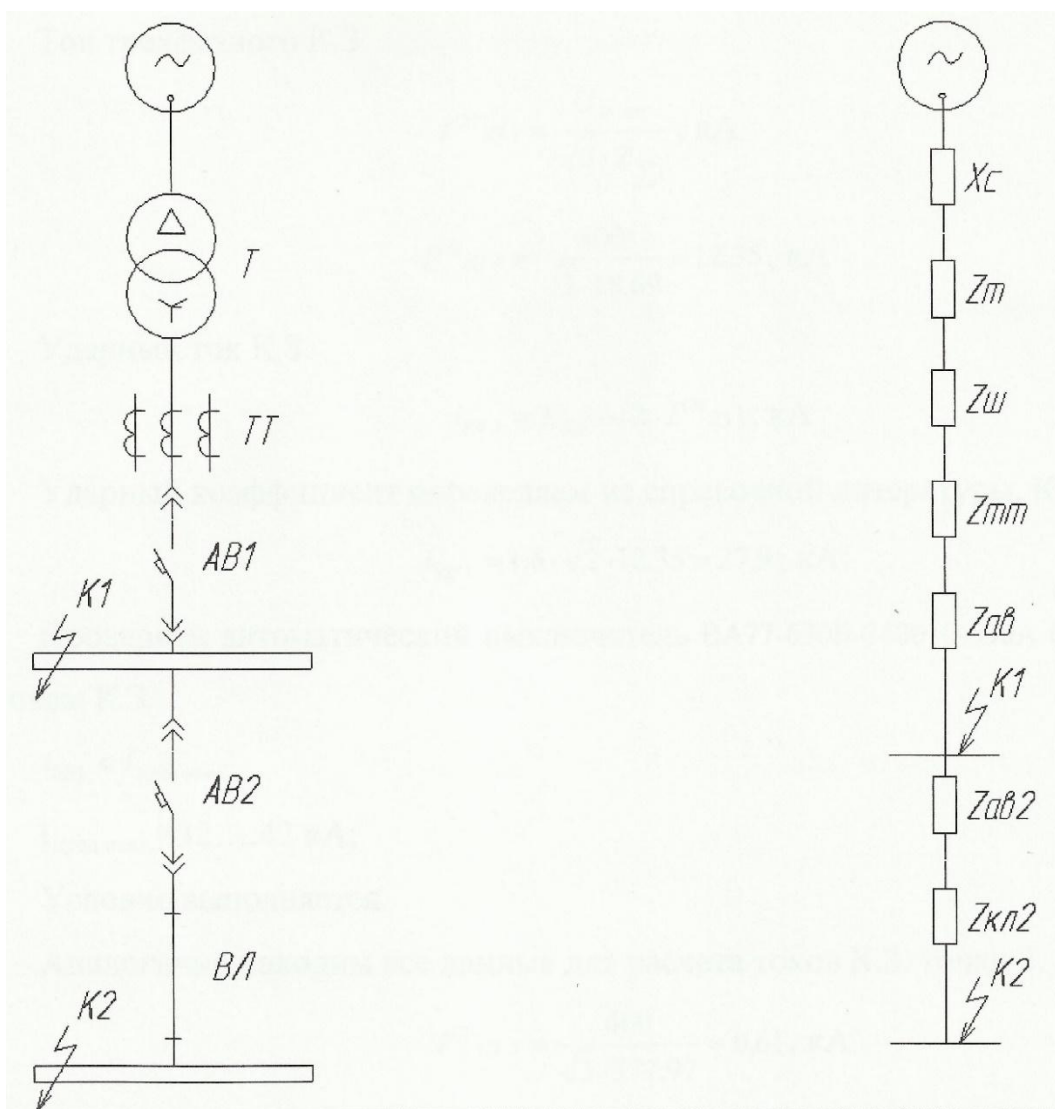


Рисунок 7.1 - Расчетная электрическая схема

Рисунок 7.2 - Схема замещения

По схеме замещения прямой последовательности суммарные сопротивления определяются арифметическим суммированием сопротивлений до точки К.З.

$$R_{\Sigma 1} = 5,9 + 0,15 + 0,35 + 0,25 = 6,65 \text{ мОм}$$

$$X_{\Sigma 1} = 17 + 0,07 + 0,3 + 0,1 = 17,47 \text{ мОм}$$

Полное сопротивление до точки К.З.

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{R_{\Sigma 1}^2 + X_{\Sigma 1}^2} \quad (7.8)$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{6,65^2 + 17,47^2} = 18,69 \text{ мОм}$$

Ток трехфазного К.З.

$$I_{K31}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 1}} \quad (7.9)$$

$$I_{K31}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 18,69} = 12,35 \text{ кА}$$

Ударный ток К.З.

$$i_{yД1} = \sqrt{2} \cdot K_{yД} \cdot I_{K31}^{(3)} \quad (7.10)$$

Ударный коэффициент определяем из справочной литературы, $K_{yД}=1,6$.

$$i_{yД1} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 12,35 = 27,9 \text{ кА}$$

Аналогично находим все данные для расчета токов К.З. точки 2.

$$I_{K32}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 18,69} 377,97 = 0,61 \text{ кА}$$

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 0,61 = 1,38 \text{ кА}$$

Результаты проверки оборудования вставлены в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 - Результат проверки оборудования

№ п/п	Наименование подстанции	$i_{уд}$, кА		Результат проверки
		К1	К2	
1	Хщ-801	27,9	Ф-1: 1,38 Ф-2: 3,14 Ф-3: 1,19	Условия выполняются
2	Хщ-802	17,76	Ф-1: 2,38 Ф-2: 1,14 Ф-3: 1,97 Ф-4: 1,67	Условия выполняются
3	Хщ-804	43,7	Ф-1: 5,18 Ф-2: 3,52 Ф-3: 2,19	Условия выполняются
4	Хщ-805	27,9	Ф-1: 3,18 Ф-2: 1,52 Ф-3: 2,19	Условия выполняются
5	Хщ-806	27,9	Ф-1: 2,78 Ф-2: 2,24 Ф-3: 1,19	Условия выполняются
6	Хщ-807	17,76	Ф-1: 2,36 Ф-2: 2,09	Условия выполняются
7	Хщ-808	27,9	Ф-1: 3,21 Ф-2: 2,94 Ф-3: 3,51 Ф-4: 1,68	Условия выполняются

Продолжение таблицы 7.1

8	Хщ-1105	27,9	Ф-1: 1,91 Ф-2: 3,75 Ф-3: 3,69 Ф-4: 2,04	Условия выполняются
9	Хщ-1106	17,76	Ф-1: 3,84 Ф-2: 1,63 Ф-3: 2,15	Условия выполняются
10	Хщ-1107	27,9	Ф-1: 1,23 Ф-2: 3,19 Ф-3: 2,54 Ф-4: 3,78	Условия выполняются
11	Хщ-1109	11,68	Ф-1: 2,39 Ф-2: 1,92 Ф-3: 1,24	Условия выполняются
12	Хщ-1111	17,76	Ф-1: 1,61 Ф-2: 2,47 Ф-3: 2,63	Условия выполняются
13	Хщ-1115	27,9	Ф-1: 1,09 Ф-2: 1,24	Условия выполняются

8 Система учета электроэнергии в с. Хрящевка

В с. Хрящевка установим для учета электроэнергии в жилых домах и на ТП систему АИИСКУЭ «Меркурий- Энергоучет» [27]. Как выглядит схема учета в селе видно на рисунке 8.1.

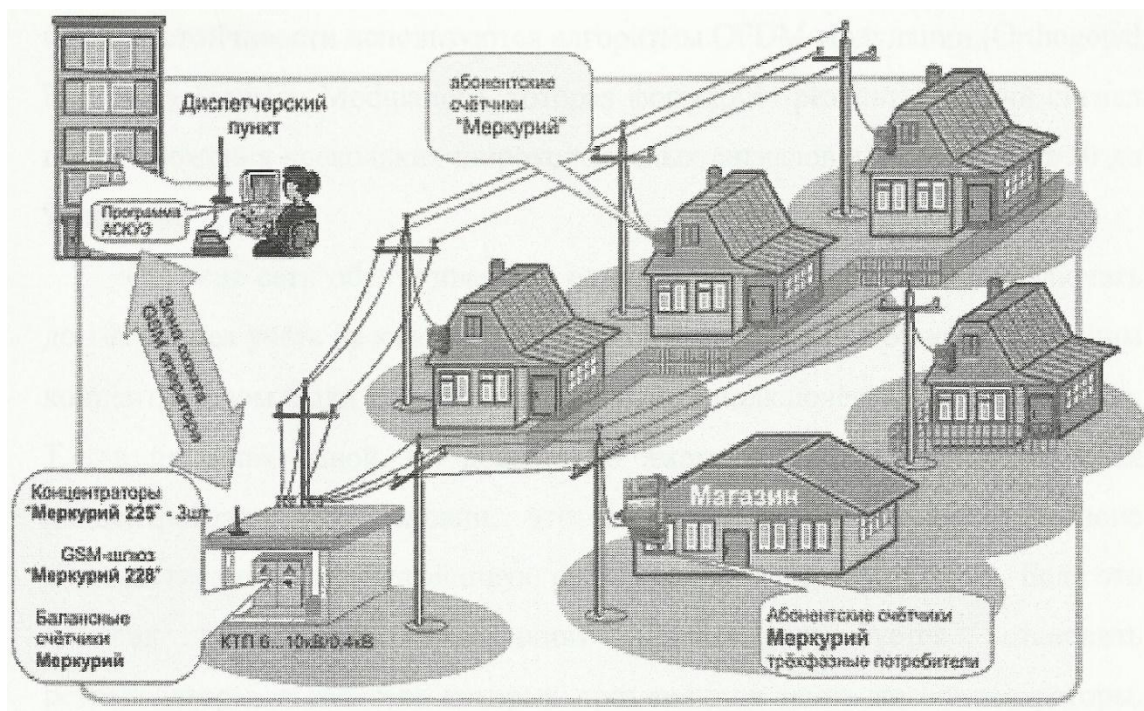


Рисунок 8.1 – Схема учета электроэнергии в с. Хрящевка

Перечень оборудования в системе учета электроэнергии с. Хрящевка:

- для каждой ТП на диспетчерский пункт устанавливаем по одному GSM – модему – всего 13 GSC - модемов типа «Меркуий 228»;
- для 13 ТП устанавливаем 39 концентраторов типа «Меркурий 225.1» - по одному на фазу;
- 13 балансовых трехфазных приборов учета трансформаторного включения для каждой ТП типа «Меркурий 230 ART-03 (M)CLN»;
- по количеству жилых домов с. Хрящевка - 608 однофазных приборов учета типа «Меркурий 200.04»;
- 104 трехфазных приборов учета типа «Меркурий 230 ART-02 MCL»;
- 9 трехфазных приборов учета для уличного освещения типа «Меркурий 230 AR-02 MCL».

Прибор учета вместе с вводным автоматом устанавливается в шкаф уличного исполнения со степенью защиты IP-54. Размещение аппаратуры в шкафу показано на рисунке 8.2.

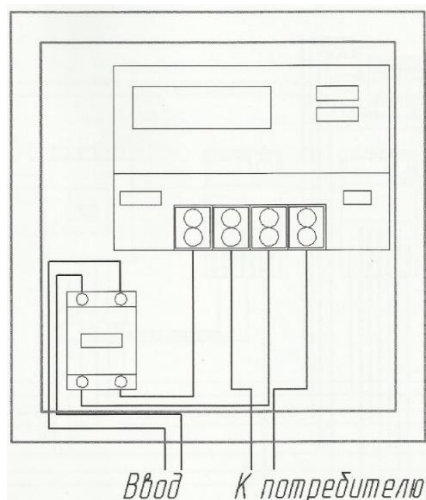


Рисунок 8.2 - Расположение аппаратуры внутри ЩУ

Как монтируется оборудование в КТП на примере системы учета РУ-0,4 кВ представлено на рисунке 8.3.

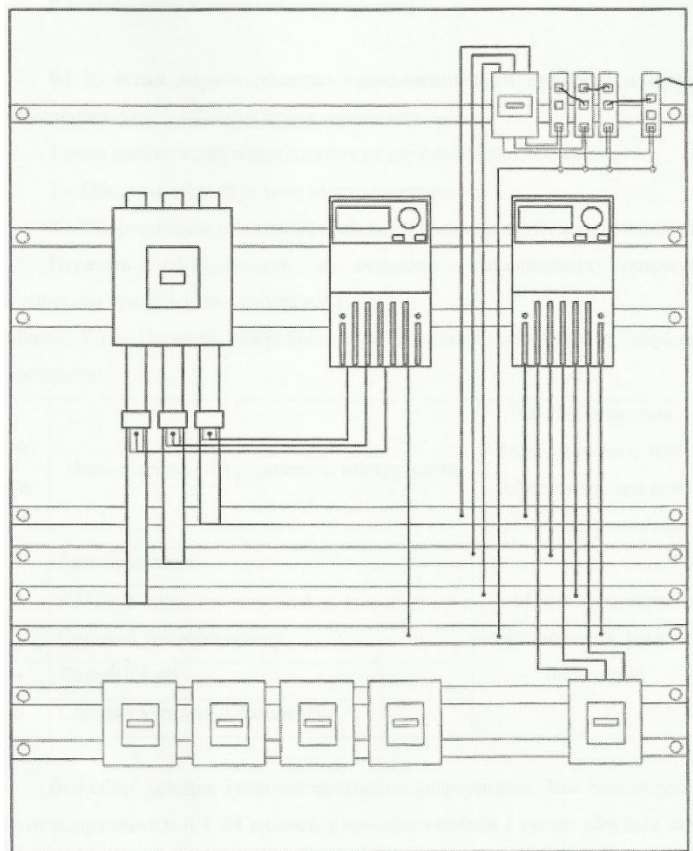


Рисунок 8.3 - Пример монтажа системы учета РУ-0,4 кВ КТП

9 Безопасность и экологичность объекта проектирования – системы электроснабжения с. Хрящевка

9.1 Краткая характеристика схемы электроснабжения с. Хрящевка

Схема электроснабжения состоит из двух основных элементов:

- 1 - Оборудование передачи электроэнергии;
- 2 - Оборудование для трансформации и распределения электроэнергии.

Перечень оборудования и описание выполняемых операций персоналом представлен в таблице 9.1.

Таблица 9.1 - Перечень оборудования и описание выполняемых операций персоналом

№ п.п.	Наименование оборудования, инструмента	Работы, операции, выполняемые с этим оборудованием или инструментом
1	Разъединители	Монтаж, наладка, эксплуатация, ремонт, испытания
2	КТП в сборе	
3	Силовой трансформатор	
4	Линии 0,4 кВ	
5	Система учета электроэнергии	

Все оборудование является постоянно включенным. Все токоведущие части напряжением 0,4 кВ являются изолированными (кроме сборных шин КТП). Токоведущие части напряжением 10 кВ выполнены неизолированными, расположены на безопасном расстоянии от земли и обслуживающего персонала.

9.2 Идентификация опасных и вредных производственных факторов в схеме электроснабжения с. Хрящевка

Опасным называется производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья.

Вредным называется производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к постепенному ухудшению здоровья, заболеванию или снижению работоспособности.

Опасные и вредные производственные факторы подразделяются согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [12].

Физические опасные и вредные производственные факторы:

- повышенная запыленность рабочей зоны;
- повышенный уровень шума при работе трансформаторов;
- повышенные значения напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- повышенный уровень электромагнитных излучений;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- острые кромки, заусенцы и шероховатости на поверхности инструментов и оборудования.

9.3 Организационные и технические мероприятия по созданию безопасных условий труда

Согласно ТК РФ, одним из основных направлений государственной политики в области охраны труда является обеспечение приоритета сохранения жизни и здоровья работников. Для реализации этого направления разработаны мероприятия по защите от вредных и опасных производственных факторов.

При работе в условиях повышенной запыленности рабочей зоны работникам необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты органов дыхания (противопылевые респираторы) и глаз (очки).

Для защиты от производственного шума необходимы мероприятия по уменьшению уровня шума в источнике его возникновения, а именно своевременный ремонт насосного оборудования, смазывание трущихся частей, балансировка вращающихся частей. Также необходимо использовать средства индивидуальной защиты (ушные вкладыши, наушники).

Благоприятные условия микроклимата осуществляются путем кондиционирования воздуха, вентиляцией и отоплением рабочего места.

Электробезопасность на производстве обеспечивается следующими методами и способами: защитное заземление, зануление, защитное отключение, изоляция токоведущих частей, ограждение рабочего места, документальное оформление работ, использование знаков безопасности и изолирующих предохранительных приспособлений [13].

9.4 Расчет заземления для КТП

Данные по заземлению ТП Хщ-1 представлены на рисунке 9.1.

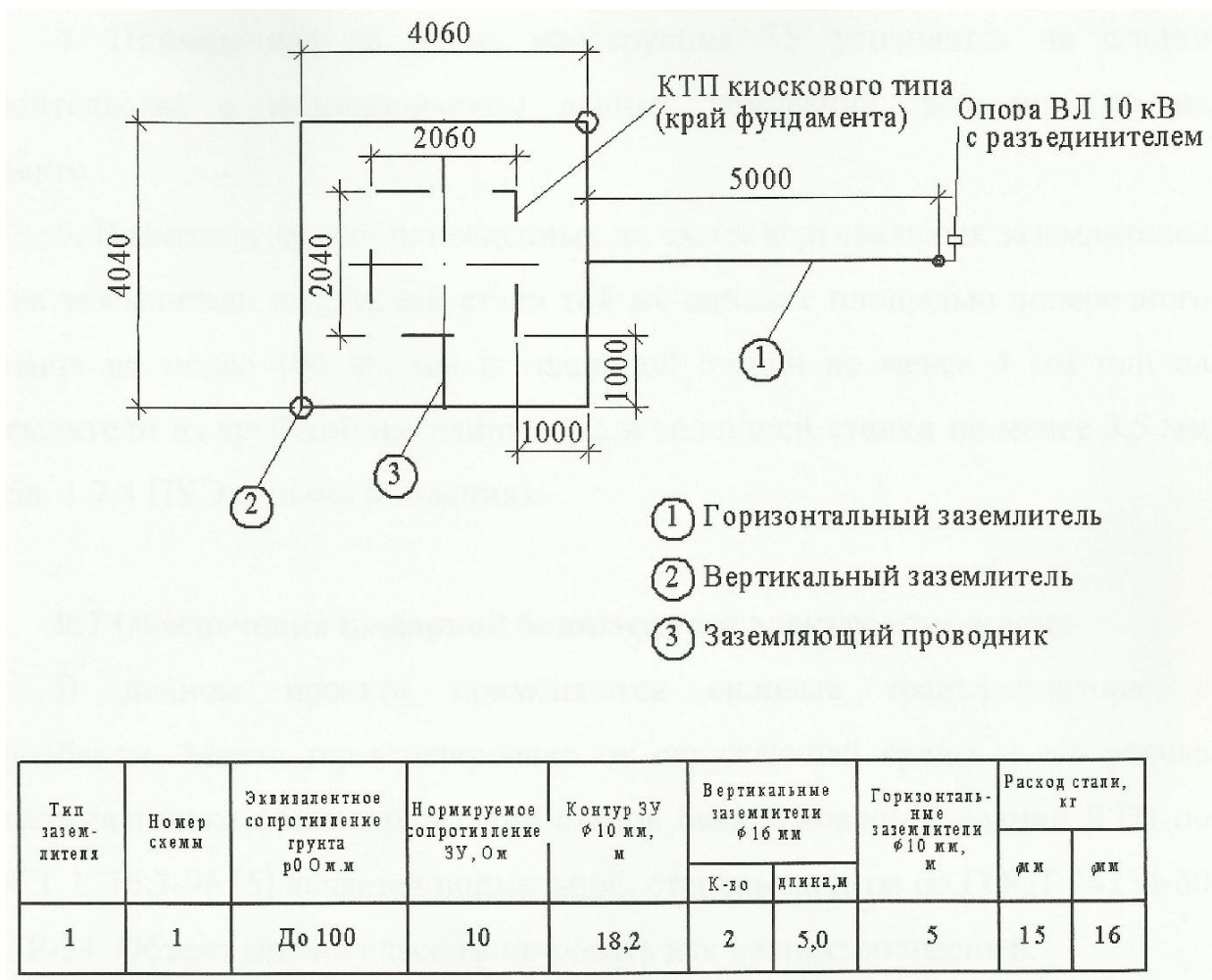


Рисунок 9.1 –Заземление ТП Хщ-1

Требования указания к заземляющему устройству:

1. Заземляющее устройство (ЗУ) КТПК 6-10/0,4 кВ должно соответствовать требованиям гл. 1.7.98 ПУЭ [1], ГОСТ Р 57190-2016 [14] и «Справочным материалам для проектирования ЗУ ТП 10/0,4 кВ в распределительных электрических сетях», РУМ №4-2003 АО РОСЭП [21].

2. ЗУ ТП используется одновременно для распределительных устройств высшего и низшего напряжений.

10 Технико-экономическое обоснование реконструкции системы электроснабжения с. Хрящевка

Основой для разработки раздела являются технические решения, принятые выше в данной ВКР (выбор числа и мощности трансформаторов, величина потерь энергии, электрическая нагрузка, объём электропотребления и др.).

10.1 Расчет капитальных затрат (сметно-финансовый расчет)

Данные по заменяемому оборудованию сводим в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 - Сметная стоимость заменяемого оборудования

Наименование элементов системы электроснабжения с. Хрящевка		Кол. в шт.	Сметная стоимость, тыс. руб.	
			Единицы	Общая
Разъединитель РЛНД-1-10/200-УХЛ1		13	5,3	68,9
КТП-СЭЩ-К в сборе:	160 кВА	1	198,104	198,104
	250 кВА	4	199,321	797,284
	400 кВА	7	218,957	1532,699
	600 кВА	1	223,823	223,823
Трансформатор ТМГ:	160 кВА	1	127,440	127,440
	250 кВА	4	164,728	658,912
	400 кВА	7	212,636	1488,452
	600 кВА	1	326,683	326,683
Система учета:	ПУ 1ф	608	2,290	1392,32
	ПУ 3ф	104	4,410	458,64
	Концентраторы	39	5,6	218,4
	GSM шлюз	13	10	130
	Шкафы учета	712	1,35	961,2
	Арматура	1424	0,23	327,52

Данные по заменяем проводам 0,4 км сводим в таблицу 10.2.

Таблица 10.2 - Сметная стоимость заменяемых проводов СИП

Провод	Кол. в км	Сметная стоимость, тыс. руб.	
		Единицы	Общая
3x120+1x120+1x16	0,4	317,769	127,108
3x95+1x95+1x16	4,84	275,626	1334,035
3x70+1x70+1x16	3,57	216,626	773,351
3x50+1x50+1x16	4,1	154,730	634,393
3x35+1x35+1x16	1,25	111,206	139,007
Арматура для СИП	546	0,697	380,562
Расходные материалы	-	-	294,21
12593,043			

10.2 Показатели электрической нагрузки

Показатели определены в соответствии с рекомендациями [23].

Расчетная максимальная нагрузка (договорная мощность) 4452,3 кВт

Расчетная величина потерь электроэнергии в трансформаторах 68514 кВт·ч

Расчетная величина полезно потребленной электроэнергии (из годового графика нагрузки) 1281600 кВт·ч

Расчетная величина электроэнергии, полученной из энергосистемы (электроснабжающей организации) 1213086 кВт·ч

Расчет предприятия - потребителя электроэнергии с электроснабжающей организацией:

Стоимость электроэнергии из системы

$$C_{Э/СИСТ} = \alpha \cdot P + \beta \cdot W_{Э/СИСТ} \quad (10.1)$$

где $\beta = 0,755$ руб./кВт·ч - дополнительная ставка одноставочного тарифа за каждый кВт·ч энергии, учтенной расчетными счетчиками.

$$C_{\text{Э/СИСТ}} = 2676 \cdot 4452,3 + 0,755 \cdot 1213086 = 12830234 \text{ руб}$$

10.3 Укрупненный расчет годовых эксплуатационных расходов схемы электроснабжения

10.3.1 Расчет амортизационных отчислений

Определим по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \frac{K_{\text{обр}} \cdot H_a}{100} \quad (10.2)$$

где $K_{\text{обр}}$ - первоначальная стоимость основных фондов (согласно таблице 10.1);

$H_a = 4,4$ % - норма амортизации на техническое оборудование;

$H_a = 4,0$ % - норма амортизации на строительную часть.

$$I_{\text{ам}} = \frac{12593043 \cdot 4,0}{100} = 503721 \text{ руб}$$

10.3.2 Затраты на оплату труда. Расчет численности рабочих

Время, необходимое в течении года на ремонт однотипного электрооборудования (трудоемкость ремонта):

$$V = \frac{12 \cdot (1,2 \cdot P_T + 7 \cdot P_C + 15 \cdot P_K)}{6 \cdot \Pi_K} \cdot \Sigma R \quad (10.3)$$

Расчет трудоемкости ремонта электрооборудования сведем в таблицу 10.3.

Таблица 10.3 - Трудоемкость ремонта электрооборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во оборудования	Категория рем. сложности R	Сумм. рем. сложность (ΣR)	Прод. рем. цикла P _к	Кол-во ремонтов в цикле при двухсменной работе			Коэф. завис. от числа смен работы оборудования	Трудоемкость V, н/час
							Тек P _т	Ср P _с	Кап P _к		
1	Трансформатор ТМГ 160 кВА	шт.	1	12	12	180	14	-	1	0,6	41,34
	ТМГ 250 кВА		4	13	52						
	ТМГ 400 кВА		7	16	112						
	ТМГ 630 кВА		1	19	19						
2	Разъединитель 10 кВ	шт.	13	0,7	9,1	36	2	-	1	0,6	8,79
3	КТП 10/0,4 кВ 160 кВА	шт.	1	25	25	144	14	-	1	1	143,52
	250 кВА		4		100						
	400 кВА		7		175						
	630 кВА		1		25						

Численность ремонтных рабочих:

$$Ч_{рем} = \frac{V}{F_{эф} \cdot K_{в.н.}} \quad (10.4)$$

$F_{эф}$ =1890 час - годовой эффективный фонд одного рабочего;

$$Ч_{рем} = \frac{193,65}{1890 \cdot 1,09} \approx 1 \text{ чел}$$

Численность эксплуатационного персонала:

$$Ч_{экспл} = \frac{\Sigma R \cdot n}{H} \quad (10.5)$$

где $H = 550$ у.р.е./1раб. - норма обслуживания для одного рабочего;

$n = 2$ смены - число смен работы персонала рабочих.

Проектируемая схема:

$$Ч_{экспл} = \frac{193,65 \cdot 2}{550} \approx 1 \text{ чел}$$

Общая численность персонала:

$$Ч_{общ} = Ч_{рем} + Ч_{экспл} \quad (10.6)$$

$$Ч_{общ} = 1 + 1 = 2 \text{ чел}$$

Средний разряд для проектируемого варианта составит:

$$Ср.разряд = \frac{IV \cdot 1 + III \cdot 1}{2} = 3,5 \approx 4$$

Разделим рабочих по бригадам и рассчитаем основную, дополнительную зарплаты рабочих.

Результаты сведем в таблицу 10.4.

Основную зарплату рассчитаем по формуле:

$$З_{осн} = F_{эф} \cdot \Sigma N_i \cdot t_{см.i} \cdot \left(\frac{B_{нр}}{100} \right) \quad (10.7)$$

Таблица 10.4 - Распределение рабочих по бригадам

№ п/п	Профессия	Тарифный разряд	Тарифная ставка	Число рем. рабочих	Число экспл. рабочих	Всего	Гос. фонд раб. времени Fэф	Премии ВДР	Доп. зарплата к основной	Выслуга лет
1	Эл. монтер	3	12,28	1	1	4	1890	55%	14%	14,68%
	Эл. монтер	4	18,67	1	1					

Дополнительную зарплату рассчитаем по формуле:

$$Z_{доп} = Z_{осн} \cdot \frac{K_{доп}}{100} \quad (10.8)$$

где $K_{доп}$ - дополнительная заработная плата к основной, %.

$$Z_{осн} = 1890 \cdot 1 \cdot 12,25 \cdot (1 + 55/100) + 2 \cdot 18,87 \cdot (1 + 55/100) = 181160 \text{ руб}$$

$$Z_{доп} = 181160 \cdot \frac{14}{100} = 25362 \text{ руб}$$

$$I_{з.о.т.} = Z_{осн} + Z_{доп} = 181160 + 25362 = 206522 \text{ руб}$$

10.3.3 Единый социальный налог

Отчисления на социальные нужды определим согласно формуле:

$$I_{соц} = \frac{I_{з.о.т.} \cdot O_{соц}}{100} \quad (10.9)$$

где $O_{соц} = 30,2\%$ - процент отчислений на социальный налог.

$$I_{\text{соц}} = \frac{206522 \cdot 30,2}{100} = 53695 \text{ руб}$$

10.3.4 Затраты на ремонтный фонд

Издержки на ремонтный фонд определим по формуле:

$$I_{\text{рф}} = \frac{K \cdot B_{\text{рем}}}{100} \quad (10.10)$$

$$I_{\text{рф}} = \frac{12593043 \cdot 2}{100} = 251860 \text{ руб}$$

10.3.5 Издержки на охрану труда и технику безопасности

Определим расходы на ОТ и ТБ, исходя из норм расхода средств техники безопасности и охраны труда:

$$I_{\text{ТБ}} = Ч_{\text{раб}} \cdot N \quad (10.11)$$

где $N = 3880$ руб.

$$I_{\text{ТБ}} = 4 \cdot 3880 = 15520 \text{ руб}$$

Итого расчётные суммарные затраты составят:

$$I_{\text{ЭКСПЛ}} = \Sigma I$$

$$I_{\text{ЭКСПЛ}} = 1031318 \text{ руб}$$

10.4 Расчет себестоимости 1 кВт·ч потребления

Зная сумму затрат на приобретение электроэнергии из системы, определим внутригородскую себестоимость:

$$S_{в.э.} = \frac{C_{э/сист}}{W_{э/сист}^{год}} + \frac{\Sigma I_{экспл}}{W_{полезнотр.}^{год}} \quad (10.12)$$

где $W_{э/сист}^{год} = W_{полезнотр.}^{год} + W_{потери}$.

$$S_{в.э.} = \frac{12830234}{1213086} + \frac{1031318}{1281600} = 0,930 + 0,022 = 0,952 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

10.5 Расчёт приведённых затрат и выбор оптимального варианта схемы электроснабжения

Удельный капитальные затраты:

$$K_{пр.год} = \frac{K_{пр}}{W_{пол.потр.}}$$
$$K_{пр.год} = \frac{125930430}{1281600} = 9,8 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч} \quad (10.13)$$

Приведенные затраты на 1 кВт·ч потребления:

$$Z_{пр.год} = S_{пр} + E_n \cdot K_{пр.год} \quad (10.14)$$
$$Z_{пр.год} = 0,952 + 0,15 \cdot 9,8 = 2,422 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

Годовые приведенные затраты на годовой объем электропотребления:

$$Z_{np.zod} = Z_{np.yd} \cdot W_{zod.poлезн} \quad (10.15)$$

$$Z_{np.zod} = 2,422 \cdot 1281600 = 3104035,2 \text{ руб}$$

10.6 Годовой экономический эффект проекта схемы

Ожидаемая прибыль от снижения себестоимости 1 кВт·ч потребления:

$$\mathcal{E}_{zod} = Z_{np.zod}^{альт} - Z_{np.zod}^{np} \quad (10.16)$$

$$\mathcal{E}_{zod} = 335744159,8 - 330702956,2 = 5041203,6 \text{ руб}$$

10.7 Расчетный коэффициент эффективности

$$E_p = \frac{S_{наст} - S_{проект}}{K_{наст} - K_{проект}} \quad (10.17)$$

$$E_p = \frac{0,958 - 0,952}{0,275 - 0,215} = 0,1$$

10.8 Расчетный срок окупаемости. Использование основных методов оценки капиталовложений

$$T_P^{OK} = \frac{1}{E_p} = \frac{1}{0,1} \approx 10 \text{ лет} \quad (10.18)$$

Ожидаемая прибыль от снижения себестоимости 1 кВт·ч потребления:

$$П_{приб.ож} = \mathcal{E}_{y.z.ож} = (S_H - S_{II}) \cdot W_{II.II} \quad (10.19)$$

$$П_{приб.ож} = (0,958 - 0,952) \cdot 1281600 = 7689,44 \text{ руб}$$

Налог на прибыль:

$$H_{\text{приб}} = \mathcal{E}_{\text{у.г.ож}} \cdot K_n \quad (10.20)$$

где $K_n = 24\%$ - коэффициент налогообложения прибыли.

$$H_{\text{приб}} = 7689,44 \cdot 0,24 = 1845,5 \text{ руб}$$

Чистая ожидаемая прибыль:

$$\mathcal{E}_{\text{г.ож}} = \mathcal{E}_{\text{у.г.ож}} - H_{\text{приб}} \quad (10.21)$$

$$\mathcal{E}_{\text{г.ож}} = 7689,44 - 1845,5 = 5843,94 \text{ руб}$$

Нормативный срок окупаемости проекта.

Определяется нормативный срок окупаемости проекта капитальных вложений, необходимость для осуществления проектируемого варианта:

$$T_{\text{норм(ок)}} = \frac{K_{\text{наст}} - K_{\text{проект}}}{\Pi_{\text{р.чист}}} \quad (10.22)$$

$$T_{\text{норм(ок)}} = \frac{92490,6 - 72333}{1532,33} = 13,15 \text{ лет}$$

$$T_{\text{расч(ок)}} < T_{\text{норм(ок)}}$$

$$10 < 13,15 \text{ лет.}$$

Т.к. $T_{\text{расч(ок)}} < T_{\text{норм(ок)}}$, то на основании этого можно сделать вывод, что данный проект эффективен.

В результате был произведен экономическое обоснование реконструкции системы электроснабжения с. Хрящевка. Реконструкция с точки зрения экономической эффективности, оправдает себя в процессе развития и введения новых мощностей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ВКР рассмотрен вопрос реконструкции системы электроснабжения села Хрящевка, а именно:

- из-за роста нагрузок с. Хрящевка выбраны новые КТП с трансформаторами типа ТМГ;

- рассчитаны и выбраны электрические аппараты в системе электроснабжения с. Хрящевка;

- произведен расчет ВЛ в соответствии с нынешними нагрузками, было принято решение о замене ВЛ на ВЛИ. Все линии рассчитаны по допустимой потере напряжения, отклонения от норм нет;

- новая система учета электроэнергии позволит исключить без учётное потребление электроэнергии, одновременно снимать показания с ПУ потребителей, вести постоянный мониторинг полезного отпуска электроэнергии.

- рассмотрен раздел безопасности и экологичности работы.

Рассмотрен вопрос экономической эффективности выполненной работы, произведен технико-экономический расчет схемы электроснабжения. Приведенные затраты на реконструкцию системы электроснабжения села составляют 14359 тыс. рублей, срок окупаемости - 10 лет.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). -7-е изд. с изм. и доп. М.: Изд-во «Знак», 2015.
2. НТПС-88 Нормы технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения. М., Минэнерго СССР, 2008.
3. РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей. Утверждена: Министерством топлива и энергетики Российской Федерации 07.07.94, Российским акционерным обществом энергетики и электрификации «ЕЭС России» 31.05.94.
4. РУМ № 10-2002 Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения. АО «РОСЭП».
5. СО 34.20.808 Методические указания по расчету токов короткого замыкания в сети напряжением до 1 кВ электростанций и подстанций с учетом влияния электрической дуги. - Дата актуализации 2019-01-01.
6. ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции. - Введ. 1999-01-01. М.: Изд-во стандартов, 2003.
7. ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP). - Введ. 1997-01-01. М.: Изд-во стандартов, 2010.
8. ГОСТ 839-80 Провода неизолированные для воздушных линий электропередач. Технические условия (с изменениями №1, 2). - Введ. 1981-01-01. М.: Изд-во стандартов, 2009.
9. ГОСТ 31946-2012 Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи. Общие технические условия (с изменением № 1). - Введ. 2014-01-01. М.: Изд-во стандартов, 2012.
10. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы. Арх. №ЛЭП98.08. Арх. №ЛЭП98.10, Арх. №21.0045, Арх. №Л56-97, шифр 23.0067, 3.407.1-143.2, 3.407.1-150 и шифр 21.0050 АО «РОСЭП».

11. СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства. Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85. – Введ. 2017-06-17. М. Технический комитет по стандартизации ТК 465 «Строительство».
12. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. - Введ. 2017-03-01. М.: Изд-во стандартов, 2017.
13. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. - Введ. 2019-01-01. М.: Изд-во стандартов, 2018.
14. ГОСТ Р 57190-2016 Заземлители и заземляющие устройства различного назначения. Термины и определения. - Введ. 2017-09-01. М.: Изд-во стандартов, 2017.
15. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебно-методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования. Тольятти: ТГУ, 2016.
16. Киреева Э.А. Полный справочник по электрооборудованию систем электроснабжения: справочное издание / Под общ. ред. С.Н. Шерстнева. М.: КНОРУС, 2017.
17. Конюхова Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. М.: Изд. дом МЭИ, 2014.
18. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 2015.
19. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть станций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для ВУЗов. М.: Энергоатомиздат, 2016.
20. Никитенко Г.В., Коноплев Е.В. Электрооборудование, электротехнологии и электроснабжение сельского хозяйства. Дипломное проектирование : учебное пособие. М.: Изд-во «Лань», 2018.
21. Справочные материалы для проектирования ЗУ ТП 10/0,4 кВ в распределительных электрических сетях. М.: РУМ №4-2016 АО «РОСЭП».

22. Фролов Ю.М., Шелякин В.П. Основы электроснабжения: учебное пособие. М.: Изд-во «Лань», 2017.

23. Хорольский В.Я., Таранов М.А., Ефанов А.В. Экономия электроэнергии в сельских электроустановках: учебное пособие. М.: Изд-во «Лань», 2017.

24. Шеховцев В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. М.: Форум - Инфра-М, 2015.

25. Юндин М.А., Королев А.М. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства: учебное пособие. М.: Изд-во «Лань», 2017.

26. ООО «СИП Кабель» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.sipcable.ru/> (дата обращения 22.05.2019).

27. Комплексные системы автоматизации на базе Меркурий-Энергоучет [Электронный ресурс]. URL: <https://www.incotexcom.ru/files/em/soft/aiis-albom.pdf> (дата обращения 22.05.2019).