

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Электроснабжение района города Куляб

Обучающийся

С.Ё. Шодмонов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н, доцент, М. Н. Третьякова

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

Консультант

к.п.н, доцент, Т. С. Якушева

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

Тольятти 2023

Аннотация

Целью данной бакалаврской работы является разработка энергоэффективной системы электроснабжения одного из районов города Куляб.

Для достижения данной цели в работе выбрано силовое и распределительное электрооборудование, марка и сечение кабелей, защитная и коммутационная аппаратура, а также узел коммерческого учета расхода электроэнергии.

Структурно выпускная работа представляет собой следующие логически взаимосвязанные части: введение, обоснование целей и задач проекта; анализ требований, предъявляемых к жилым и не жилым зданиям по категории электроснабжения, освещению, отоплению и вентиляции; выбор схемы электроснабжения; расчет электрических нагрузок и трансформаторного пункта; выбор электрооборудования и его проверка на электродинамическую стойкость; разработка мероприятий по обеспечению электробезопасности объекта и его защиты от молний.

Данная работа актуальна не только для данного объекта, но и для других населенных пунктов, в которых необходимо провести модернизацию системы электроснабжения или ее проектирование заново.

Abstract

The purpose of this bachelor's work is to develop an energy-efficient power supply system for one of the districts of the city of Kulyab.

To achieve this goal, power and distribution electrical equipment, brand and cross-section of cables, protective and switching equipment, as well as a commercial metering unit for electricity consumption were selected in the work.

Structurally, the final work consists of the following logically interrelated parts: introduction, justification of the goals and objectives of the project; analysis of the requirements for residential and non-residential buildings by category of power supply, lighting, heating and ventilation; selection of power supply scheme; calculation of electrical loads and transformer point; selection of electrical equipment and its testing for electrodynamic stability; development of measures to ensure the electrical safety of the facility and its protection from lightning.

This work is relevant not only for this facility, but also for other settlements in which it is necessary to modernize the power supply system or design it again.

Содержание

Введение	3
1 Цели, задачи и объем модернизации.....	5
1.1 Общие сведения об объекте.....	5
1.2 Анализ существующей распределительной сети	6
2 Расчет и выбор элементов распределительных сетей	8
2.1 Расчет нагрузки уличного освещения	8
2.2 Выбор КТП и места его расположения	8
2.3 Выбор типа КТП.....	14
2.4 Выбор мощности трансформатора	15
2.5 Выбор линий электропередач	16
2.6 Выбор и проверка проводов 10 кВ	23
2.7 Расчет потерь электроэнергии	27
2.8 Расчет токов короткого замыкания	30
2.9 Расчет и выбор защитных и коммуникационных аппаратов	36
3 Мероприятия по технике безопасности и охране труда	46
3.1 Безопасность жизнедеятельности при эксплуатации основного электрооборудования	46
3.2 Расчет заземляющего устройства	49
4 Экономическое обоснование проекта	54
4.1 Расчет капитальных вложений	54
4.2 Эксплуатационные затраты	56
4.3 Расчет показателей коммерческой эффективности проекта	57
Заключение	64
Список используемых источников.....	65

Введение

Город Куляб расположен в 175 км. к юго-востоку от города Душанбе республики Таджикистан. В 2022 году население города составляет 105800 человек, что делает его четвертым по величине городом в республике. Город имеет железнодорожное и авиационное сообщение с г. Москва.

Предпосылками к анализу текущего состояния распределительных сетей одного из района города Куляб – микрорайон Навобод, послужили данные службы учёта электроэнергии, по которым распределительные сети района имеют сверхнормативные потери электроэнергии, жалобы от жителей района на низкое качество электроэнергии.

Распределительная сеть, построенная более 50 лет назад, не удовлетворяет современным требованиям к мощности и качеству электроэнергии. Требуется анализа на пригодность эксплуатации отдельных её элементов, разработки возможных вариантов реконструкции [4].

В районной сети высокие потери напряжения. На самом загруженном участке линии падение напряжения в период максимума нагрузок составляет 11–12%. В самых удалённых точках потеря напряжения достигает до 20%. Таким образом, отклонение напряжения находится за пределами допустимого. А это $\pm 10\%$ от номинального.

Сетевая организация получает прибыль за осуществление передачи электроэнергии до потребителя. По закону она обязана оплачивать стоимость электроэнергии в объёме фактических потерь в принадлежащих ей объектах сетевого хозяйства. Поэтому при эксплуатации сетей ненадлежащего состояния сетевая организация несёт затраты на возмещение потерь, ущерб от недоотпуска электроэнергии.

Срок службы алюминиевых проводов, периодически подвергающихся перегрузке, преждевременно истекает. Происходят обрывы, короткие замыкания. Увеличиваются трудозатраты на восстановление и ремонт.

Повышается ущерб от недоотпуска электроэнергии из-за аварийных отключений и устранение причин аварий.

Помимо вышеперечисленного, такое оборудование, как масляный трансформатор с расширительным баком, ненадёжный линейный разъединитель РЛНД, предохранители ПКТ-101 постепенно изживают свой век. На смену старому оборудованию приходит новое, более надёжное и при этом требующее всё меньшего обслуживания. Таким образом распределительные сети нуждаются в повышении надёжности системы, повышении показателей качества электроэнергии, сокращении экономических издержек на потери электроэнергии и её недоотпуск [5].

Целью бакалаврской работы является повышение энергоэффективности системы электроснабжения городского микрорайона.

1 Цели, задачи и объем модернизации

1.1 Общие сведения об объекте

Объектом электроснабжения является микрорайон Навобод города Куляб общей площадью 0,453 км².

«Электроснабжение населённого пункта осуществляется подстанцией 110/20/10 ячейкой №3 ЗРУ 10 кВ. С подстанции передача электроэнергии осуществляется на КТП 10/0,4, представленные в таблице 1.» [12]

Таблица 1 – Подстанции 10/0,4 кВ микрорайона Навобод

Подстанция	Присоединённые потребители	Мощность, кВА
КТП-28	Лесопилка	630
КТП-29	Собственные нужды подстанции 110/20/10	100
КТП-35	Жилищный фонд, образовательные и культурные учреждения, пожарное депо, магазины, административное здание	400
КТП-42	Жилищный фонд, котельная, ФАП	250

«Микрорайон не газифицирован. Теплоснабжение административных и общебытовых зданий осуществляется централизованно от котельной №11. Отдельные потребители обеспечиваются теплом индивидуальными источниками теплоты на твёрдом топливе.» [12]

«Климат умеренно-теплый. Средняя многолетняя низшая температура (январь) плюс 1 °С. Средняя многолетняя высшая температура (июль), 36°С. Среднегодовое количество осадков 200 мм. Глубина промерзания грунта 3 мм. Тип почвы – суглинок.» [12]

«Улицы посёлка имеют асфальтобетонный и переходный тип покрытия при ширине проезжей части до 10 м.» [12]

Таблица 2 – Потребители КТП №42

Тип здания	Количество, шт
24-квартирный жилой дом	1
2-квартирный жилой дом	7
Жилой дом	22
Котельная	1
Фельдшерско-акушерский пункт	1
Гараж	12
Хозяйственная постройка	6

«Объектом анализа данного проекта является участок КТП №42 и присоединённые к ней распределительные сети 0,4 кВ. В таблице 2 приведён полный перечень потребителей электроэнергии, присоединённые к воздушным линиям КТП №42.» [12]

1.2 Анализ существующей распределительной сети

Как было сказано выше, в электрических сетях микрорайона возросли потери электроэнергии, что связано с физическим износом электрических сетей. Наиболее точно можно определить потери на трансформаторе КТП-42:

$$\Delta W_{mp} = \Delta P_{м.н.} \left(\frac{S_{max}}{S_n} \right)^2 \tau + \Delta P_x 8760, \quad (1)$$

где $\Delta P_{м.н.} = 3,85$ – номинальные потери в меди трансформатора, кВт [13];

$\Delta P_x = 0,6$ – номинальные потери в стали трансформатора, кВт [13];

$S_n = 250$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$S_{max} = 100,09$ – максимальная мощность нагрузки трансформатора, кВА.

$$\Delta W_{mp} = 3,85 \cdot \left(\frac{100,09}{250} \right)^2 \cdot 2608 + 0,6 \cdot 8760 = 6931,51 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Кроме потерь в трансформаторе, местная энергосбытовая компания предоставила следующие данные о состоянии электросетей [26]:

- относительное отклонение напряжения на вводе потребителей достигает значения 20% в наиболее удалённых точках присоединения в период максимальной суточной нагрузки;
- провода А-35 линии №3 подвергаются периодической перегрузке, что ускоряет их износ и, как следствие, частое возникновение аварийных ситуаций и ущерб от недоотпуска электроэнергии, излишние трудозатраты.
- годовые потери электроэнергии в распределительных сетях 44196,44 кВт·ч.

Выводы.

Из вышеперечисленного следует, что распределительные сети КТП №42 нуждаются в повышении надёжности, улучшении показателей качества электроэнергии, сокращении экономических издержек на потери электроэнергии и её недоотпуск.

2 Расчет и выбор элементов распределительных сетей

2.1 Расчет нагрузки уличного освещения

«Расчётная нагрузка уличного освещения

$$P_{p.ул} = P_{уд} l, \quad (2)$$

где $P_{уд}$ – удельная мощность осветительной установки, зависящая от ширины улиц и вида покрытия, Вт/м;

l – длина улиц, м.» [13]

$$P_{p.ул} = 4,5 \cdot 1800 = 8,1 \text{ кВт.}$$

Общая протяжённость улиц, по которым проходит ЛЭП, составляет 1800 м. В качестве осветительной установки выберем светильники РКУ-240. Тогда удельная нагрузка $P_{уд} = 4,5 \text{ кВт/м}$ [13]. Коэффициент мощности установки $\cos\varphi = 0,51$.

Полная потребляемая мощность системы уличного освещения:

$$S_{p.ул} = \frac{P_{p.ул}}{\cos\varphi}, \quad (3)$$
$$S_{p.ул} = \frac{8,1}{0,51} = 15,3 \text{ кВА.}$$

2.2 Выбор КТП и места его расположения

Экономически целесообразное место расположения КТП определяется путём вычисления координат центра электрических нагрузок (ЦЭН).

Координаты центра нагрузок найдём по формулам:

$$x_{цн} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n S_i}, \quad (4)$$

$$y_{цн} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n S_i}, \quad (5)$$

где S_i - полная мощность i -го потребителя, кВА;

x_i - значение на оси абсцисс месторасположения центра здания, м;

y_i - значение на оси ординат месторасположения центра здания, м;

n - количество потребителей.

Принимаем следующие значения $\cos\varphi$ для потребителей электроэнергии:

- $\cos\varphi=0,93$ для жилых домов;

- $\cos\varphi=0,75$ для гаражей и хозяйственных построек;

- $\cos\varphi=0,85$ для котельной.

Найдём полную мощность многоквартирного жилого дома:

$$S = \frac{P}{\cos\varphi}, \quad (6)$$

$$S = \frac{6}{0,93} = 6,45 \text{ кВА.}$$

Расчёт полной мощности остальных потребителей и расчёт координат центра нагрузок сведены в таблицу 3.

Экономически целесообразное место расположения подстанции на территории приблизительно соответствует центру электрических нагрузок потребителей [30].

Таблица 3 – Расчёт центра электрических нагрузок

Потребитель	x_i , м	y_i , м	Активная мощность P , кВт	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Полная мощность S , кВА
1	2	3	4	5	6
Жилой дом 1	120	247	12	0,93	12,90
Жилой дом 2	268	295	6	0,93	6,45
Жилой дом 3	301	298	6	0,93	6,45
Жилой дом 4	374	314	6	0,93	6,45
Жилой дом 5	337	384	6	0,93	6,45
Жилой дом 6	338	437	6	0,93	6,45
Жилой дом 7	454	310	6	0,93	6,45
Жилой дом 8	431	381	6	0,93	6,45
Жилой дом 9	397	411	6	0,93	6,45
Жилой дом 10	422	445	6	0,93	6,45
Жилой дом 11	414	508	12	0,93	12,90
Жилой дом 12	529	330	6	0,93	6,45
Жилой дом 13	511	404	6	0,93	6,45
Жилой дом 14	507	437	6	0,93	6,45
Жилой дом 15	475	451	6	0,93	6,45
Жилой дом 16	469	514	12	0,93	12,90
Жилой дом 17	499	517	12	0,93	12,90
Жилой дом 18	577	329	6	0,93	6,45
Жилой дом 19	569	393	6	0,93	6,45
Жилой дом 20	602	397	6	0,93	6,45
Жилой дом 21	564	426	6	0,93	6,45
Жилой дом 22	594	449	12	0,93	12,90
Жилой дом 23	554	525	12	0,93	12,90
Жилой дом 24	582	531	12	0,93	12,90
Жилой дом 25	654	301	6	0,93	6,45
Жилой дом 26	523	211	52,8	0,93	56,77
Жилой дом 27	493	226	6	0,93	6,45
Жилой дом 28	434	236	6	0,93	6,45
Жилой дом 29	435	178	6	0,93	6,45
Жилой дом 30	406	197	6	0,93	6,45
Жилой дом 31	335	221	6	0,93	6,45
ХП 1	418	470	2	0,75	2,67
ХП 2	519	356	2	0,75	2,67
ХП 3	559	561	2	0,75	2,67
ХП 4	577	558	2	0,75	2,67
ХП 5	513	182	2	0,75	2,67
ХП 6	468	216	2	0,75	2,67
Гараж 1	265	318	2	0,75	2,67
Гараж 2	278	315	2	0,75	2,67
Гараж 3	400	427	2	0,75	2,67
Гараж 4	471	464	2	0,75	2,67

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Гараж 5	567	471	2	0,75	2,67
Гараж 6	588	260	2	0,75	2,67
Гараж 7	529	169	2	0,75	2,67
Гараж 8	438	137	2	0,75	2,67
Гараж 9	409	244	2	0,75	2,67
Гараж 10	372	247	2	0,75	2,67
Гараж 11	354	246	2	0,75	2,67
Гараж 12	356	194	2	0,75	2,67
ФАП	732	162	10	0,9	10,75
Котельная	609	218	20	0,85	23,53
Центр нагрузок	482,6	336,7			377,77

«Подстанция должна располагаться вблизи внутриквартальных проездов на расстоянии не менее 10 метров от зданий, но не должна сооружаться в центральных частях зон озеленения, отдыха, спорт- и детских площадок и т. п., так же, как и на «красной линии» посёлка.» [1].

Соблюдая указанные выше условия, выберем координаты расположения новой КТП на плане посёлка. Согласно таблице 1, ЦЭН имеет координаты (482,6; 336,7). ЦЭН указан на втором листе графической части проекта. План с поопорной схемой представлен в графической части.

2.3 Выбор типа КТП

Выбор типа КТП производим в соответствии требованиями категории надёжности, условий эксплуатации, необходимой защиты [28]. Для электроснабжения потребителей сельской местности III категории надёжности электроснабжения используют однострансформаторные подстанции наружной установки мачтового типа МТП 25-250 кВА 10/0,4 кВ.

В состав данной КТП входят:

- силовой трансформатор типа ТМГ;
- распределительное устройство низшего напряжения;

- ограничители перенапряжения типа ОПН;
- разъединитель.

КТП обеспечивает учет активной электрической энергии. Для создания нормальных условий работы индукционного счетчика предусмотрен обогрев. В комплектной трансформаторной подстанции имеется линия уличного освещения, который оснащен устройством ручного и автоматического включения и отключения [2].

В КТП предусматриваются «следующие виды защит:

- на стороне высшего напряжения – от атмосферных перенапряжений, от междуфазных коротких замыканий;
- на стороне низшего напряжения – от перегрузки, от однофазных и многофазных коротких замыканий отходящих линий, от коротких замыканий цепей обогрева и цепей освещения КТП, от атмосферных перенапряжений.» [27]

Принципиальная схема и общий вид КТП приведены в графической части.

2.4 Выбор мощности трансформатора

Расчётная нагрузка ТП с учётом осветительной нагрузки

$$S_{p,ТП} = k_o \sum_{i=1}^{i=n} S_i + S_{p,ул}, \quad (7)$$

где $k_o = 0,27$ – коэффициент одновременности для 51 потребителя [3].

$$S_{p,ТП} = 0,27 \cdot (22 \cdot 6,45 + 19 \cdot 1,6 + 7 \cdot 12,9 + 56,77 + 23,53 + 12,9) + 15,3 = 97,17 \text{ кВА},$$

В соответствии с расчётной максимальной нагрузкой $S_{p,ТП} = 97,17$ кВА выберем мощность трансформатора по экономическим интервалам нагрузки [14].

Таблица 4 – Технические характеристики трансформатора

Тип	ТМГ
Номинальная мощность, кВА	100
ВН, кВ	10
НН, кВ	0,4
Схема и группа соединения обмоток	Y/Yн-0
Потери ХХ при номинальном напряжении, кВт	0,2
Потери КЗ при номинальной нагрузке, кВт	1,3
Напряжение короткого замыкания, %	4,5
Ток холостого хода, %	2,4
Климатическое исполнение	У1

Мощность трансформатора, устанавливаемого на КТП принимаем равной $S_{mp} = 100$ кВА. Технические характеристики выбранного трансформатора приведены в таблице 4.

2.5 Выбор линий электропередач

Площадь сечения самонесущих изолированных проводов рассчитывается по нагреву, затем проверяется по допустимым потерям напряжения [19].

Проверим по длительному допустимому току и потерям напряжения провод линии №1. Проверку по длительному допустимому току осуществим с помощью формул (8) и (9), ток найдём по формулам (10) и (11):

$$I_{\max} \leq I_{\text{дл.д.}}, \quad (8)$$

$$I_{\text{дл.д.}} = I_{\text{дон.табл.}} \cdot k_i, \quad (9)$$

$$\left. \begin{aligned} P_p &= \sum_{i=1}^{i=n} P_i \cdot k_o, \\ Q_p &= \sum_{i=1}^{i=n} Q_i \cdot k_o, \end{aligned} \right\} \quad (10)$$

$$I_\phi = \frac{S_p}{U_\phi}, \quad (11)$$

На рисунке 1 изображена схема для расчёта токов на участках линии №1, в которой обозначены максимальные нагрузки потребителей по таблице 5, приведены коэффициенты одновременности для каждого участка [11]. Расчёт проведём для участка 0–34, т.к. он самый загруженный.

Таблица 5 – Расчёт максимальных нагрузок потребителей посёлка

Потребитель	Активная мощность P , кВт	Коэффициент участия в максимуме нагрузок k_v	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Коэффициент реактивной мощности $\tan\varphi$	Максимальная активная мощность P_p , кВт	Максимальная реактивная мощность Q_p , кВАр
1	2	3	4	5	6	7
Жилой дом с электроплитой	6	1	0,93	0,40	6	2,37
2-хквартирный жилой дом с электроплитами	12	1	0,93	0,40	12	4,74
24-хквартирный дом с электроплитами	52,8	1	0,93	0,40	52,8	20,87
Гараж	2	0,6	0,75	0,88	1,2	1,06
Хозяйственная постройка	2	0,6	0,75	0,88	2,2	1,06
Фельдшерско-акушерский пункт	10	0,6	0,9	0,48	6	2,91
Котельная	20	1	0,85	0,62	20	12,39

Активная и реактивная мощности на участке 0-34:

$$P_{0-34} = (9 \cdot 6 + 2 \cdot 1,2 + 4 \cdot 1,2 + 6 \cdot 12) \cdot 0,34 = 45,29 \text{ кВт},$$

$$Q_{0-34} = (9 \cdot 2,37 + 2 \cdot 1,06 + 4 \cdot 1,06 + 6 \cdot 4,74) \cdot 0,34 = 19,09 \text{ кВАр}.$$

Полная мощность на участке 0-34:

$$S_{0-34} = \sqrt{45,29^2 + 19,09^2} = 49,15 \text{ кВА}.$$

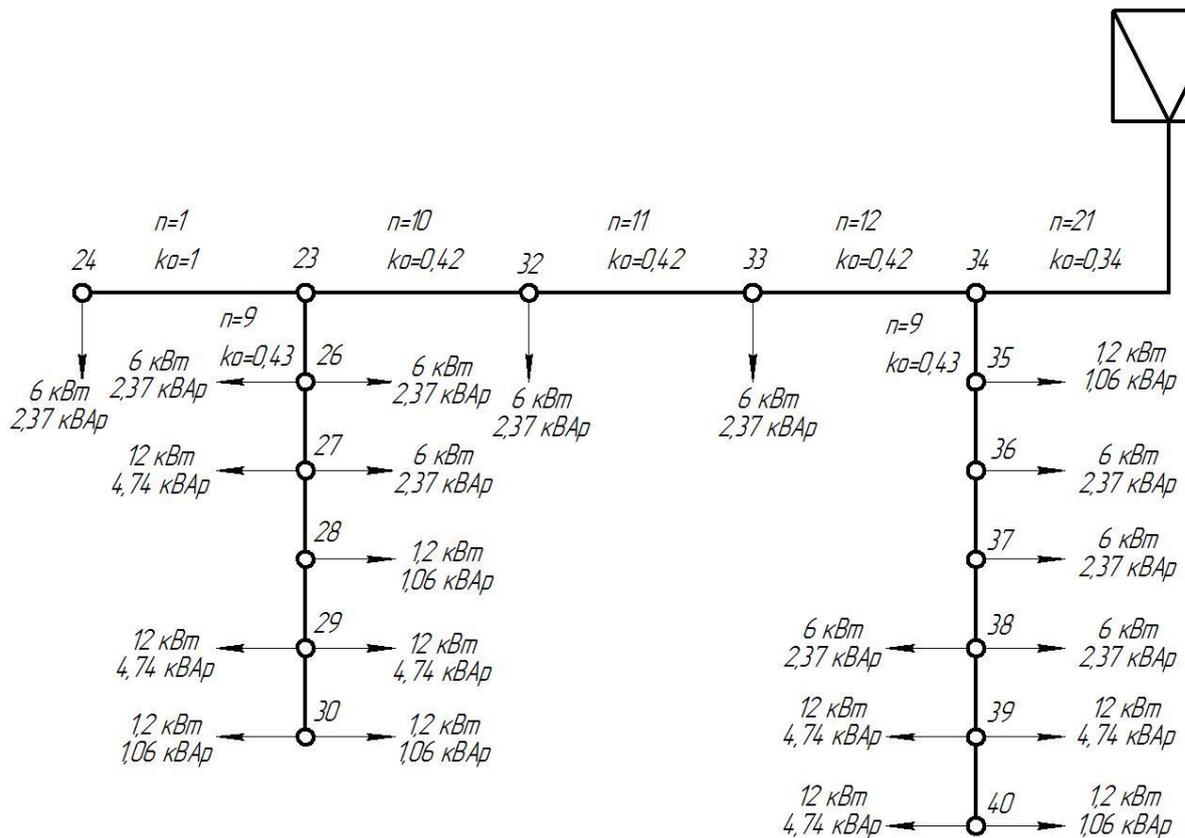


Рисунок 1 – Схема для расчёта токов на участках линии №1

Полный ток на участке 0–34:

$$I_{0-34} = \frac{49,15}{0,23} = 71,23 \text{ А.}$$

Для магистрали 0–24 выбираем провод СИП-2 4×16+1×25 с допустимым током нагрузки $I_{табл} = 100 \text{ А}$, поправочным коэффициентом $k_f = 1,21$ и проверим его по длительному допустимому току [6].

$$I_{дл.доп.} = 100 \cdot 1,21 = 121 \text{ А,}$$

$$71,2 < 121 \text{ А.}$$

Выбранный провод удовлетворяет условию проверки по нагреву. В целях унификации сечений выберем этот же провод для линейных ответвлений 23–30 и 34–40.

Потери напряжения на участке сети с равномерно распределённой нагрузкой по фазам [25]:

$$\Delta U_{уч} = \frac{P_{уч} \cdot r + Q_{уч} \cdot x}{U_{ном}}, \quad (12)$$

где $r = r_0 \cdot l$ - активное сопротивление расчётного участка линии, Ом;

$x = x_0 \cdot l$ - реактивное сопротивление расчётного участка линии, Ом;

r_0, x_0 - удельные активное и реактивное сопротивления провода, Ом/км;

l - длина участка линии, м.

Относительные потери напряжения:

$$\Delta U_{уч} \% = \frac{\Delta U_{уч}}{U_{ном}}. \quad (13)$$

Для участка 0-34 длина $l = 42$ м, удельные активное и реактивное сопротивления СИП-2 $3 \times 16 + 1 \times 25 + 1 \times 16$ $r_0 = 1,91$ Ом/км, $x_0 = 0,0865$ Ом/км [18]. Тогда:

$$r = 1,91 \cdot 0,042 = 0,08 \text{ Ом},$$

$$x = 0,0865 \cdot 0,042 = 0,004 \text{ Ом},$$

$$\Delta U_{уч} = \frac{45,29 \cdot 0,08 + 19,09 \cdot 0,004}{0,4} = 9,26 \text{ В},$$

$$\Delta U_{уч} \% = \frac{9,26}{400} \cdot 100\% = 2,31\%.$$

Участок 34–0 линии №1 проходит по потерям напряжения. Проверка по потерям напряжения для остальных участков аналогична и сведена в таблицу 6.

Таблица 6 – Проверка линии №1 по потерям напряжения

Расчётный участок	Сечение жилы провода S , мм ²	Удельное активное сопротивление фазного провода r_0 , Ом/км	Удельное реактивное сопротивление фазного провода x_0 , Ом/км	Длина l , м	Активное сопротивление провода фазы расчётного участка r , Ом	Реактивное сопротивление провода фазы расчётного участка x , Ом	Активная мощность $P_{уч}$, кВт	Реактивная мощность $Q_{уч}$, кВАр	Потери напряжения на участке $\Delta U_{уч}$, В	Потери напряжения от КТП ΔU , В	Потери напряжения от КТП $\Delta U\%$, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Линейное ответвление 23-30											
29-30	16	1,91	0,0865	41	0,078	0,004	1,03	0,91	0,21	41,61	10,40
28-29	16	1,91	0,0865	40	0,076	0,003	11,35	4,99	2,21	41,40	10,35
27-28	16	1,91	0,0865	39	0,074	0,003	11,87	5,44	2,26	39,19	9,80
26-27	16	1,91	0,0865	42	0,080	0,004	19,61	8,50	4,01	36,93	9,23
23-26	16	1,91	0,0865	79	0,151	0,007	24,77	10,54	9,52	32,92	8,23
Линейное ответвление 34-40											
39-40	16	1,91	0,0865	40	0,076	0,003	5,68	2,49	1,11	30,67	7,67
38-39	16	1,91	0,0865	34	0,065	0,003	16,00	6,57	2,65	29,56	7,39
37-38	16	1,91	0,0865	42	0,080	0,004	19,09	8,05	3,90	26,92	6,73
36-37	16	1,91	0,0865	40	0,076	0,003	21,67	9,07	4,22	23,01	5,75
35-36	16	1,91	0,0865	40	0,076	0,003	24,25	10,09	4,72	18,80	4,70
34-35	16	1,91	0,0865	40	0,076	0,003	24,77	10,54	4,82	14,08	3,52
Магистраль 0-24											
24-23	16	1,91	0,0865	40	0,076	0,003	6,00	2,37	1,17	23,40	5,85
23-32	16	1,91	0,0865	33	0,063	0,003	26,71	11,29	4,29	22,23	5,56
32-33	16	1,91	0,0865	35	0,067	0,003	29,23	12,29	4,98	17,94	4,49
33-34	16	1,91	0,0865	24	0,046	0,002	31,75	13,29	3,71	12,96	3,24
0-34	16	1,91	0,0865	42	0,080	0,004	45,29	19,09	9,26	9,26	2,31

Из таблицы 6 видно, что потери напряжения в самой удалённой точке составляют 10,4%, что недопустимо по ГОСТ 32144–2013. Провод СИП-2 3×16+1×25+1×16 не прошёл проверку по потерям напряжения, поэтому повысим сечение провода на ступень выше и выберем провод

СИП-2 3×25+1×35+1×16. Проверку по потерям напряжения с новым проводом сведём в таблицу 7.

Таблица 7 – Проверка линии №1 по потерям напряжения

Расчётный участок	Сечение жилы провода S , мм ²	Удельное активное сопротивление фазного провода r_0 , Ом/км	Удельное реактивное сопротивление фазного провода x_0 , Ом/км	Длина l , м	Активное сопротивление провода фазы расчётного участка r , Ом	Реактивное сопротивление провода фазы расчётного участка x , Ом	Активная мощность $P_{уч}$, кВт	Реактивная мощность $Q_{уч}$, кВАр	Потери напряжения на участке $\Delta U_{уч}$, В	Потери напряжения от КТП ΔU , В	Потери напряжения от КТП $\Delta U\%$, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Линейное ответвление 23-30											
29-30	25	1,2	0,0827	41	0,049	0,003	1,03	0,91	0,13	26,40	6,60
28-29	25	1,2	0,0827	40	0,048	0,003	11,35	4,99	1,40	26,27	6,57
27-28	25	1,2	0,0827	39	0,047	0,003	11,87	5,44	1,43	24,86	6,22
26-27	25	1,2	0,0827	42	0,050	0,003	19,61	8,50	2,54	23,43	5,86
23-26	25	1,2	0,0827	79	0,095	0,007	24,77	10,54	6,04	20,89	5,22
Линейное ответвление 34-40											
39-40	25	1,2	0,0827	40	0,048	0,003	5,68	2,49	0,70	19,46	4,86
38-39	25	1,2	0,0827	34	0,041	0,003	16,00	6,57	1,68	18,75	4,69
37-38	25	1,2	0,0827	42	0,050	0,003	19,09	8,05	2,48	17,08	4,27
36-37	25	1,2	0,0827	40	0,048	0,003	21,67	9,07	2,68	14,60	3,65
35-36	25	1,2	0,0827	40	0,048	0,003	24,25	10,09	2,99	11,93	2,98
34-35	25	1,2	0,0827	40	0,048	0,003	24,77	10,54	3,06	8,93	2,23
Магистраль 0-24											
24-23	25	1,2	0,0827	40	0,048	0,003	6,00	2,37	0,74	14,84	3,71
23-32	25	1,2	0,0827	33	0,040	0,003	26,71	11,29	2,72	14,10	3,53
32-33	25	1,2	0,0827	35	0,042	0,003	29,23	12,29	3,16	11,38	2,85
33-34	25	1,2	0,0827	24	0,029	0,002	31,75	13,29	2,35	8,22	2,06
0-34	25	1,2	0,0827	42	0,050	0,003	45,29	19,09	5,87	5,87	1,47

Из таблицы 7 видно, что потери напряжения в самой удалённой точке составляют 6,6%, что допустимо. Провод СИП-2 3×25+1×35+1×16 удовлетворяет условиям проверки по длительному допустимому току и потерям напряжения.

Результаты проверки проводов по длительному допустимому току и потерям напряжения остальных линий представим в таблице 8.

Таблица 8 – Проверка выбранных проводов линий №2, 3, 4

Расчётный участок	Сечение жилы провода S , мм ²	Допустимый длительный ток $I_{доп}$, А	Ток на расчётном участке $I_{уч}$, А	Удельное активное сопротивление фазного провода r_0 , Ом/км	Удельное реактивное сопротивление фазного провода x_0 , Ом/км	Длина l , м	Активное сопротивление провода фазы расчётного участка r , Ом	Реактивное сопротивление провода фазы расчётного участка x , Ом	Активная мощность $P_{уч}$, кВт	Реактивная мощность $Q_{уч}$, кВАр	Потери напряжения на участке $\Delta U_{уч}$, В	Потери напряжения от КТП ΔU , В	Потери напряжения от КТП $\Delta U\%$, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Линия 2													
Линейное ответвление 43-46г													
46-46Г	25	157	5,52	1,2	0,0827	37	0,044	0,003	3,54	1,40	0,40	9,64	2,41
45-46	25	157	12,33	1,2	0,0827	41	0,049	0,003	7,79	3,42	0,99	9,24	2,31
43-45	25	157	17,84	1,2	0,0827	80	0,096	0,007	11,33	4,82	2,80	8,25	2,06
Линейное ответвление 49-49г													
49В-49Г	25	157	7,01	1,2	0,0827	38	0,046	0,003	4,50	1,78	0,53	14,59	3,65
49-49В	25	157	14,03	1,2	0,0827	124	0,149	0,010	9,00	3,56	3,44	14,06	3,51
Ответвление 50-51													
50-51	25	157	3,48	1,2	0,0827	40	0,048	0,003	1,80	1,59	0,23	12,49	3,12
Магистраль 0-55													
55-52	25	157	18,70	1,2	0,0827	130	0,156	0,011	12,00	4,74	4,81	18,82	4,70
52-50	25	157	21,04	1,2	0,0827	42	0,050	0,003	13,50	5,34	1,75	14,01	3,50
50-49	25	157	22,15	1,2	0,0827	38	0,046	0,003	13,99	6,15	1,64	12,26	3,07
49-47	25	157	28,43	1,2	0,0827	44	0,053	0,004	18,05	7,68	2,45	10,62	2,66
47-43	25	157	31,42	1,2	0,0827	44	0,053	0,004	19,98	8,42	2,71	8,17	2,04
42-0	25	157	42,96	1,2	0,0827	44	0,053	0,004	27,22	11,74	3,70	3,70	0,92
43-42	25	157	39,03	1,2	0,0827	23	0,028	0,002	24,70	10,74	1,76	5,45	1,36
Линия 3													

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Ответвление 7-8													
7-8	25	157	9,66	1,2	0,0827	40	0,048	0,003	6,00	2,91	0,74	13,61	3,40
Линейное ответвление 7-12													
9-12	25	157	2,97	1,2	0,0827	59	0,071	0,005	1,54	1,35	0,29	13,56	3,39
9-10	25	157	5,98	1,2	0,0827	27	0,032	0,002	3,84	1,52	0,32	13,59	3,40
7-9	25	157	8,83	1,2	0,0827	24	0,029	0,002	5,38	2,87	0,40	13,27	3,32
Магистраль 0-1													
1-6	25	157	25,58	1,2	0,0827	151	0,181	0,012	15,00	9,30	7,09	21,75	5,44
6-7	25	157	27,29	1,2	0,0827	36	0,043	0,003	15,90	10,09	1,79	14,66	3,67
7-0	25	157	66,58	1,2	0,0827	100	0,120	0,008	41,55	19,61	12,87	12,87	3,22
Линия 4													
Линейное ответвление 15-17а													
17-17а	25	157	1,48	1,2	0,0827	34	0,041	0,003	0,77	0,68	0,08	3,72	0,93
16-17	25	157	7,40	1,2	0,0827	38	0,046	0,003	4,61	2,19	0,54	3,63	0,91
15-16	25	157	8,83	1,2	0,0827	34	0,041	0,003	5,38	2,87	0,57	3,09	0,77
Ответвление 18-18а													
18-18а	25	157	9,35	1,2	0,0827	43	0,052	0,004	6,00	2,37	0,80	4,39	1,10
Ответвление 19-19а													
19-19а	25	157	2,32	1,2	0,0827	38	0,046	0,003	1,20	1,06	0,15	4,16	1,04
Магистраль 0-20													
20-19	25	157	8,67	1,2	0,0827	30	0,036	0,002	5,40	2,57	0,50	4,52	1,13
19-18	25	157	9,48	1,2	0,0827	24	0,029	0,002	5,66	3,27	0,42	4,02	1,00
18-15	25	157	13,80	1,2	0,0827	41	0,049	0,003	8,40	4,49	1,07	3,59	0,90
15-0	25	157	21,30	1,2	0,0827	62	0,074	0,005	13,10	6,65	2,52	2,52	0,63

Схема для расчёта токов на участках распределительной сети представлена на втором листе графической части.

2.6 Выбор и проверка проводов 10 кВ

Для обеспечения электроснабжения КТП №42 необходимо провести новое ответвление от магистральной линии 10 кВ, отходящей от ячейки №3 ЗРУ 10 кВ ПС. На поопорной схеме в графической части обозначена трасса ответвления от опоры №1 линии 10 кВ до КТП №42. Длина новой линии

составляет 256 м. Участок от опоры №2 до ПС 110/10 кВ составляет 38 м и выполнен проводом АС-50.

Для нового участка ВЛ 10 кВ выберем защищённый провод марки СИП-3-20.

Произведем расчёт рабочего тока в линии 10 кВ.

Для того, чтобы выбрать сечение нового провода, необходимо знать расчётную мощность ТП с учётом потерь в трансформаторе 10/0,4 кВ.

$$P'_p = P_p + \Delta P_{mp} \quad (14)$$

$$Q'_p = Q_p + \Delta Q_{mp}, \quad (15)$$

где $\Delta P_{mp} = \Delta P_x + \Delta P_{м.н.} \cdot (S_p / S_{mp})^2$ – потери мощности в трансформаторе, кВт.

$\Delta Q_{mp} = 0,1 \cdot S_p$ – потери реактивной мощности в трансформаторе, кВАр.

Мощность ТП с учётом потерь в трансформаторе:

$$S'_p = \sqrt{P'^2_p + Q'^2_p}. \quad (16)$$

Ток в линии 10 кВ:

$$I_p = \frac{S'_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (17)$$

По формулам (14...17) найдём рабочий ток в линии 10 кВ:

$$\Delta P_{mp} = 0,2 + 1,3 \cdot \left(\frac{109,17}{100} \right)^2 = 1,75 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{mp} = 0,1 \cdot 109,17 = 10,92 \text{ кВАр},$$

$$P'_p = 93,85 + 1,75 = 95,6 \text{ кВт},$$

$$Q'_p = 51,2 + 10,92 = 62,12 \text{ кВАр},$$

$$S'_p = \sqrt{95,6^2 + 62,12^2} = 114,01 \text{ кВА},$$

$$I_p = \frac{114,01}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,27 \text{ А}.$$

«Выбор сечений проводим по экономической плотности тока» [29]

«Экономически целесообразное сечение определяется из соотношения:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (18)$$

где $j_{\text{эк}} = 0,773$ – нормированное значение экономической плотности тока для проводов СИП 10–20 кВ [17], А/мм².» [14], [17]

$$F_{\text{эк}} = \frac{6,27}{0,773} = 8,11 \text{ мм}^2.$$

Исходя из найденной экономически целесообразной площади сечения выберем провод СИП-3 1×35-20.

Проведем проверку выбранного провода по длительному допустимому нагреву.

Для проверки воспользуемся условием $I_{\text{дл.д.}} = I_{\text{доп.табл}} \cdot k_i$. Табличное значение допустимого тока СИП-3 1×35-20 $I_{\text{доп.табл}} = 220$ А.

$$I_{\text{дл.д.}} = 220 \cdot 1,21 = 266,2 \text{ А}.$$

Провод проходит по условию, т.к. $6,27 < 266,2$ А.

Далее выполним проверку по термической стойкости к токам КЗ.

«Сечение, при котором проводник обладает термической стойкостью к току короткого замыкания при заданной величине времени срабатывания защиты определяется

$$I_{\text{доп.кз}(\tau)}^{(3)} = I_{\text{доп.кз}(1с)}^{(3)} \cdot \frac{1}{\sqrt{\tau}}, \quad (19)$$

где $I_{\text{доп.кз}(1с)}^{(3)} = 3$ – допустимый ток односекундного короткого замыкания

для провода марки СИП-3 1×35-20, кА;

$\tau = t_{\text{откл}} = 0,5$ – время протекания токов короткого замыкания, равное времени срабатывания защиты, с.» [15], [17]

$$I_{\text{доп.кз}(\tau)}^{(3)} = 3 \cdot \frac{1}{\sqrt{0.5}} = 4,24 \text{ кА.}$$

Условие проверки по термической стойкости к токам КЗ защищённого провода имеет вид

$$I_K^{(3)} < I_{\text{доп.кз}(\tau)}^{(3)}. \quad (20)$$

Ток короткого замыкания на шинах 10 кВ ТП $I_{K_1}^{(3)} = 2,55$, кА. Условие проверки $I_K^{(3)} < I_{\text{доп.кз}(\tau)}^{(3)}$ выполняется $2,55 < 4,24$ кА.

Произведем проверку по допустимым потерям напряжения.

Проверка проводов 10 кВ по допустимым потерям напряжения производится аналогично проверке проводов 0,4 кВ по формулам (21), (22).

Относительные потери напряжения найдём по формуле

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_n}. \quad (21)$$

«Максимальная активная мощность на вводе в здание:

$$P_p = k_y \cdot P, \quad (22)$$

где k_y - коэффициент участия потребителя в максимуме нагрузок;

P - расчётная активная мощность на вводе в здание, кВт». [17]

Расчёт потерь напряжения произведён в таблице 9.

Таблица 9 – Расчёт потерь напряжения линии 10 кВ

Удельное активное сопротивление фазного провода r_0 , Ом/км	Удельное реактивное сопротивление фазного провода x_0 , Ом/км	Длина l , м	Активное сопротивление провода фазы расчётного участка r , Ом	Реактивное сопротивление провода фазы расчётного участка x , Ом	Активная мощность $P_{уч}$, кВт	Реактивная мощность $Q_{уч}$, кВАр	Потери напряжения $\Delta U_{уч}$, В	Потери напряжения $\Delta U\%$, %
1,262	0,358	0,256	0,323	0,092	95,60	62,12	3,48	0,03

Из таблицы 9 видно, потери напряжения составляют 0,03%, что допустимо по ГОСТ 32144–2013. Столь небольшое отклонение напряжения объясняется относительно небольшой нагрузкой и близостью к ПС 110/10.

2.7 Расчет потерь электроэнергии

Выполним расчёт потерь электроэнергии в ЛЭП.

Потери электрической энергии на каждом участке за год найдём по формуле (23) и сведём в таблицу 10.

Потери электрической энергии в фазе на каждом участке за год [10]

$$\Delta W_l = r I_{\max}^2 \tau, \quad (23)$$

$$\Delta W_{A0-6} = 0,126 \cdot 154,98^2 \cdot 2608 = 8229912,61 \text{ Вт}\cdot\text{ч.}$$

Таблица 10 – Расчёт потерь электроэнергии в проводах

Расчётный участок	Полное сопротивление провода r , Ом	Полный ток I , А	Потери энергии на расчётном участке ΔW , Вт·ч
1	2	3	4
Линия 1			
Линейное ответвление 23-30			
29-30	0,049	1,99	1600,37
28-29	0,048	17,97	126792,19
27-28	0,047	18,92	137072,86
26-27	0,051	30,97	395502,74
23-26	0,095	39,01	1180105,52
Линейное ответвление 34-40			
39-40	0,048	8,99	31698,05
38-39	0,041	25,06	209634,40
37-38	0,051	30,03	371690,72
36-37	0,048	34,05	455110,02
35-36	0,048	38,07	568921,82
34-35	0,048	39,01	597521,78
Магистраль 0-24			
24-23	0,048	9,35	34323,78
23-32	0,040	42,03	572192,98
32-33	0,042	45,96	725541,85
33-34	0,029	49,88	586154,14
34-0	0,051	71,23	2091438,75
Линия 2			
Линейное ответвление 43-46г			
46-46г	0,045	5,52	11052,00
45-46	0,049	12,33	61167,89
43-45	0,096	17,84	249981,77
Линейное ответвление 49-49г			
49в-49г	0,046	7,01	18341,77
49-49в	0,149	14,03	239408,40
Ответвление 50-51			
50-51	0,048	3,48	4749,86
Магистраль 0-55			
55-52	0,156	18,70	446209,20
52-50	0,051	21,04	182452,37
50-49	0,046	22,15	182991,51

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4
49-47	0,053	28,43	348997,82
47-43	0,053	31,42	426455,01
43-42	0,028	39,03	343897,84
42-0	0,053	42,96	796864,23
Линия 3			
Ответвление 7-8			
7-8	0,048	9,66	36650,17
Линейное ответвление 7-12			
9-12	0,071	2,97	5101,65
9-10	0,032	5,98	9489,84
7-9	0,029	8,83	18381,68
Магистраль 0-1			
1-6	0,182	25,58	969438,34
6-7	0,043	27,29	263183,87
7-0	0,120	66,58	4351222,40
Линия 4			
Линейное ответвление 15-17а			
17-17а	0,041	1,48	734,98
16-17	0,046	7,40	20408,75
15-16	0,041	8,83	26040,72
Ответвление 18-18а			
18-18а	0,052	9,35	36898,07
Ответвление 19-19а			
19-19а	0,046	2,32	2005,50
Магистраль 0-20			
20-19	0,036	8,67	22126,70
19-18	0,029	9,48	21170,92
18-15	0,049	13,80	76665,14
15-0	0,075	21,30	276019,05
Суммарные потери электроэнергии ΔW в линии 0,4 кВ всей сети, кВт·ч			17533,41

Осуществим расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе.

Потери электрической энергии в трансформаторе за год найдём по формуле (1). Потери холостого хода для трансформатора ТМГСУ11 $\Delta P_x = 0,2$ кВт, потери в меди $\Delta P_{м.н.} = 1,3$ кВт.

$$\Delta W_{mp} = 1,3 \cdot \left(\frac{109,17}{100} \right)^2 \cdot 2608 + 0,2 \cdot 8760 = 5966,49 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

2.8 Расчет токов короткого замыкания

Схема для расчёта токов КЗ показана на рисунке 2.

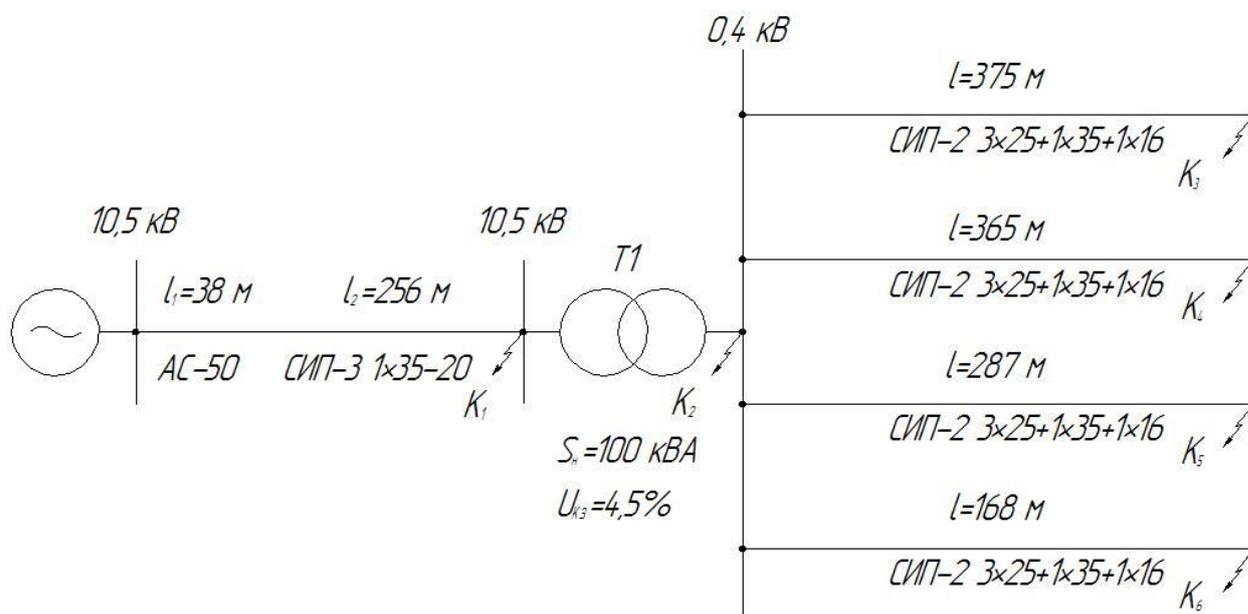


Рисунок 2 – Схема для расчёта токов КЗ

Расчёт в именованных единицах проведём, используя формулы, приведённые ниже.

Периодическая составляющая тока при трёхфазном коротком замыкании в точке К [16]

$$I_K^{(3)} = \frac{U_\sigma}{\sqrt{3}z_\Sigma} \quad (24)$$

где U_σ – напряжение ступени, принятой за базисную, кВ;

z_Σ – результирующее сопротивление, Ом.

Приведённое сопротивления трансформатора [16]

$$x_T = \frac{u_K \%}{100} \cdot \frac{U_{\sigma}^2}{S_n}, \quad (25)$$

где $u_K \%$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

ΔP_{K3} – потери короткого замыкания в трансформаторе при номинальном напряжении, кВт;

S_n – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Приведённые сопротивления линии [20]

$$r_l = r_{y\partial} l \left(\frac{U_{\sigma}}{U_{cp.n}} \right)^2, \quad (26)$$

$$x_l = x_{y\partial} l \left(\frac{U_{\sigma}}{U_{cp.n}} \right)^2, \quad (27)$$

«Где $r_{y\partial}, x_{y\partial}$ – удельные активные и индуктивные сопротивления проводника в линии, Ом/км;

l – длина линии, км.» [20]

Приведённое сопротивление системы с известным током короткого замыкания на её шинах [21]:

$$x_c = \frac{U_{cp.n}}{\sqrt{3} \cdot I_K''^{(3)}} \cdot \left(\frac{U_{\sigma}}{U_{cp.n}} \right)^2, \quad (28)$$

где $I_K''^{(3)}$ – ток короткого замыкания на шинах системы, кА.

Ток в месте короткого замыкания [22]:

$$I_K^{\circ(3)} = I_K^{(3)} \frac{U_{\sigma}}{U_{cp.n}}, \quad (29)$$

«Ударный ток короткого замыкания

$$i_y = \sqrt{2}k_y I_n'' , \quad (30)$$

где $I_n'' = I_K^{(3)}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания, кА;
 k_y – ударный коэффициент.» [22], [23].

«Ток при однофазном коротком замыкании в сетях 380/220 В:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_T}{3} + z_{II}} , \quad (31)$$

где z_{II} – полное сопротивление петли «фаза-ноль» линии, Ом.

$Z_T = 0,779$ – полное сопротивление трансформатора мощностью 100 кВА при однофазном коротком замыкании, Ом.» [24],

$$z_{II} = l\sqrt{(r_{уд.ф} + r_{уд.н})^2 + x_{уд.н.внешн}^2} , \quad (32)$$

где $r_{уд.ф}, r_{уд.н}$ – удельные сопротивления фазного и нулевого проводов соответственно, Ом/км;

$x_{уд.н.внешн} = 0,6$ – удельное индуктивное сопротивление петли для проводов из любого материала, Ом/км.

Примем за базисную ступень с напряжением $U_\phi = 10,5$ кВ. По схеме на рисунке 3 определим сопротивления элементов схемы, приведённые к базисному напряжению. Удельные сопротивления проводов СИП [24] представлены в таблице 10.

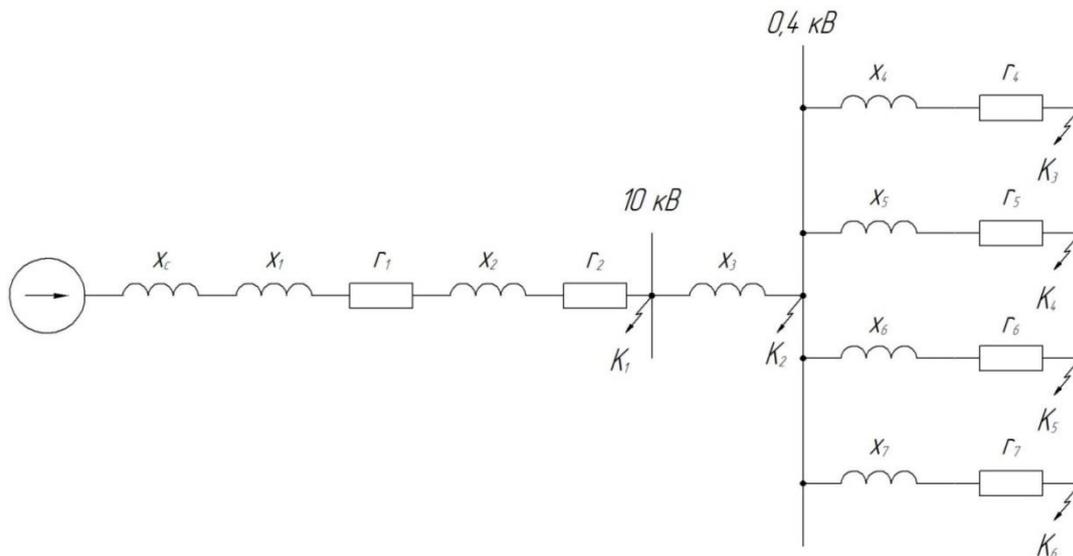


Рисунок 3 – Схема замещения для расчёта токов КЗ

Найдём сопротивления элементов схемы:

$$x_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 2,7} \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 2,25 \text{ Ом},$$

$$x_T = x_3 = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{100} = 49,61 \text{ Ом},$$

$$r_1 = 0,603 \cdot 0,038 \cdot \left(\frac{10,5}{0,4} \right)^2 = 0,023 \text{ Ом},$$

$$x_1 = 0,035 \cdot 0,038 \cdot \left(\frac{10,5}{0,4} \right)^2 = 0,013 \text{ Ом}.$$

Найдём ток короткого замыкания в точке К₁:

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{(0,023 + 0,323)^2 + (2,245 + 0,013 + 0,092)^2} = 2,376 \text{ Ом},$$

$$I_{K_1}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 2,376} = 2,55 \text{ кА},$$

$$I_{K_1}^{(3)} = 2,55 \cdot \frac{10,5}{10,5} = 2,55 \text{ кА.}$$

Расчёт сопротивлений остальных участков приведён в таблице 11.

Таблица 11 – Расчёт сопротивлений линий

Участок линии	Удельное активное сопротивление $r_{\lambda 0}$, Ом/км	Удельное индуктивное сопротивление $x_{\lambda 0}$, Ом/км	Длина участка линии l , км	Напряжение ступени $U_{ср.н}$, кВ	Активное сопротивление участка линии r_{λ} , Ом	Индуктивное сопротивление участка линии x_{λ} , Ом
1	0,603	0,35	0,038	10,5	0,023	0,013
2	1,262	0,358	0,256	10,5	0,323	0,092
4	1,2	0,0827	0,375	0,4	310,078	21,370
5	1,2	0,0827	0,365	0,4	301,809	20,800
6	1,2	0,0827	0,287	0,4	237,313	16,355
7	1,2	0,0827	0,168	0,4	138,915	9,574

Расчёт тока трёхфазного короткого замыкания остальных точек сведён в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчёт токов короткого замыкания

Точка КЗ	Полное сопротивление линии z_{Σ} , Ом	Ток трёхфазного КЗ, приведённый к базовой ступени напряжения $I_K^{(3)}$, кА	Напряжение ступени места точки КЗ $U_{ср.н}$, кВ	Ток трёхфазного КЗ, приведённый к ступени напряжения места КЗ $I_K^{(3)}$, кА
К ₁	2,376	2,55	10,5	2,55
К ₂	51,988	0,12	0,4	3,06
К ₃	362,802	0,02	0,4	0,44
К ₄	354,513	0,02	0,4	0,45
К ₅	289,864	0,02	0,4	0,55
К ₆	191,233	0,03	0,4	0,83

Найдём ударный ток в точке К₁. Для этого определим ударный коэффициент k_y :

$$r_{\Sigma 1} = 0,023 + 0,323 = 0,346 \text{ Ом},$$

$$x_{\Sigma 1} = 2,245 + 0,013 + 0,092 = 2,35 \text{ Ом},$$

$$\frac{r_{\Sigma 1}}{x_{\Sigma 1}} = \frac{2,35}{0,346} = 6,79.$$

Принимаем ударный коэффициент равным $k_y = 1,6$ [24].

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 2,55 = 5,77 \text{ кА}.$$

Расчёт ударного тока остальных точек сведён в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчёт ударного тока

Точка КЗ	Активное сопротивление до точки КЗ r_{Σ} , Ом	Индуктивное сопротивление до точки КЗ x_{Σ} , Ом	$\frac{x_{\Sigma}}{r_{\Sigma}}$	Ударный коэффициент k_y	Ударный ток i_y , кА
К ₁	0,346	2,350	6,8	1,6	5,77
К ₂	0,346	51,963	150,2	2	8,66
К ₃	310,424	73,332	0,2	1,1	0,68
К ₄	302,155	72,762	0,2	1,1	0,70
К ₅	237,659	68,318	0,3	1,1	0,85
К ₆	139,261	61,536	0,4	1,1	1,29

Найдём однофазное короткое замыкание в точке К₃:

$$z_{ПК_3} = 0,042 \cdot \sqrt{(1,2 + 0,868)^2 + 0,6^2} = 0,808 \text{ Ом},$$

$$I_{K_3}^{(1)} = \frac{230}{\frac{0,779}{3} + 0,808} = 215,53 \text{ А}.$$

Результаты расчёта токов однофазного короткого замыкания для остальных точек сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчёт токов однофазного короткого замыкания

Точка КЗ	Удельное активное сопротивление фазной жилы $r_{уд.ф}$, Ом/км	Удельное активное сопротивление нулевой жилы $r_{уд.н}$, Ом/км	Длина линии l , км	Полное сопротивление петли «фаза-ноль» $z_{л}$, Ом	Ток однофазного КЗ $I^{(1)}$, А
К ₃	1,2	0,868	375	0,80748	215,528
К ₄	1,2	0,868	365	0,78595	219,966
К ₅	1,2	0,868	287	0,61799	262,061
К ₆	1,2	0,868	168	0,36175	370,121
К _{3осв}	1,91	0,868	375	1,06577	173,528
К _{4осв}	1,91	0,868	365	1,03735	177,33
К _{5осв}	1,91	0,868	287	0,81567	213,886
К _{6осв}	1,91	0,868	168	0,47747	312,02

Далее осуществим выбор автоматических выключателей для отходящих линий.

2.9 Расчет и выбор защитных и коммуникационных аппаратов

«Автоматические выключатели выбирают в соответствии со следующими условиями» [15]:

- «напряжение сети:

$$U_{ном.авт} \geq U_{ном}, \quad (33)$$

где $U_{ном.авт}$ – номинальное напряжение автомата, В;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, В;» [15]

- «номинальный ток теплового расцепителя:

$$I_{ном.т.р} \geq k_n I_{нагр}, \quad (34)$$

где $I_{ном.т.р}$ – номинальный ток теплового расцепителя, А;

$I_{нагр}$ – ток нагрузки защищаемой линии, А;

$k_n = 1,1$ – коэффициент надёжности, зависящий от условий пуска электродвигателей, подключенных к линии с нормальными условиями пуска (продолжительность времени пуска от 2 до 10 с);» [15]

- «ток срабатывания электромагнитного расцепителя:

$$I_{сраб.э.расц} \geq k_{н.э} I_{max}, \quad (35)$$

где $I_{сраб.э.расц}$ – ток срабатывания электромагнитного расцепителя, А;

I_{max} – максимальный ток, А;

$k_{н.э} = 1,4$ – коэффициент надёжности, учитывающий разброс по току электромагнитного расцепителя для автоматических выключателей с номинальным током 100 А;» [15]

- «предельный допустимый ток отключения автомата:

$$I_{пр.авт} \geq I_{КЗ max}^{(3)}, \quad (36)$$

где $I_{пр.авт}$ – предельный ток отключения автомата, кА;

$I_{K3\max}^{(3)}$ – максимальный ток трёхфазного короткого замыкания, кА.»

[15]

- «чувствительность теплового расцепителя:» [15]

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_{ном.т.р}} \geq 3. \quad (37)$$

При невыполнении условия (37) в схему включают независимый расцепитель, на который действует реле тока с обмоткой, включенной в нулевой провод линии. Ток срабатывания реле выбирают в соответствии с условием

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_{y.p}} \geq 2, \quad (38)$$

где $I_{y.p}$ – ток срабатывания реле, А.

Для защиты отходящих линий выберем автоматические выключатели типа ВА88-32. Технические характеристики приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Технические характеристики автоматического выключателя ВА88-32

Номинальное напряжение $U_{ном.авт}$, В	Номинальный ток теплового расцепителя $I_{ном.т.р}$, А	Ток срабатывания электромагнитного расцепителя $I_{сраб.э.расц}$, А	Предельный ток отключения автомата $I_{пр.авт}$, кА
400	12,5; 16; 25; 32; 40	500	12,5
	50; 63; 80; 100; 125	$10 \cdot I_{ном.т.р}$	

Условие (33) выполняется, $400 = 400$ В.

Произведём выбор номинального тока теплового расцепителя для отходящей линии №1. Согласно условию (34)

$$I_{ном.т.р} \geq 1,1 \cdot 71,23,$$

$$I_{ном.т.р} \geq 78,35 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{ном.т.р} = 100 \text{ А}$.

Согласно условию (35)

$$I_{сраб.э.расц} \geq 1,4 \cdot 71,23,$$

$$I_{сраб.э.расц} \geq 99,72 \text{ А.}$$

Условие (35) выполняется, $1000 > 99,72 \text{ А}$.

Согласно условию (37)

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_{ном.т.р}} = \frac{158,9}{100} = 1,6.$$

Условие (37) не выполняется, $\frac{I_K^{(1)}}{I_{ном.т.р}} < 3$.

Чтобы выполнить это условие, установим независимый расцепитель, на который будет действовать токовое реле с обмоткой, включенной в нулевой провод линии [9].

Выбираем реле типа РЭ-571т. В соответствии с условием (38) выбираем ток срабатывания реле равным 70 А, тогда

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_{у.р}} = \frac{158,9}{70} = 2,27.$$

Условие (38) выполняется, $\frac{I_K^{(1)}}{I_{y.p}} > 2$.

Выбор и проверку автоматических выключателей для остальных линий сведём в таблицу 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка автоматических выключателей отходящих линий КТП №42

№ линии	Наименование	Каталожная величина аппарата	Расчётная величина	Условия выбора и проверки
1	2	3	4	5
1	ВА88-32	$U_{ном.авт} = 400 \text{ В}$	$U_{ном} = 400 \text{ В}$	$400 = 400 \text{ В}$
		$I_{ном.т.р} = 100 \text{ А}$	$k_n I_{нагр} = 78,35 \text{ А}$	$100 \geq 78,35 \text{ А}$
		$I_{сраб.э.расц} = 1000 \text{ А}$	$k_{н.э} I_{max} = 99,72 \text{ А}$	$1000 > 99,72 \text{ А}$
		$I_{пр.авт} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{КЗ max}^{(3)} = 3,1 \text{ кА}$	$12,5 \geq 3,1 \text{ кА}$
		$\frac{I_K^{(1)}}{I_{ном.т.р}} = 1,6$		$1,6 < 3$
	РЭ-571Г	$I_{y.p} = 70 \text{ А}$	$\frac{I_K^{(1)}}{I_{y.p}} = 2,27$	$2,27 > 272$
2	ВА88-32	$U_{ном.авт} = 400 \text{ В}$	$U_{ном} = 400 \text{ В}$	$400 = 400 \text{ В}$
		$I_{ном.т.р} = 80 \text{ А}$	$k_n I_{нагр} = 47,25 \text{ А}$	$80 > 47,25 \text{ А}$
		$I_{сраб.э.расц} = 800 \text{ А}$	$k_{н.э} I_{max} = 60,14 \text{ А}$	$800 \geq 60,14 \text{ А}$
		$I_{пр.авт} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{КЗ max}^{(3)} = 3,1 \text{ кА}$	$12,5 \geq 3,1 \text{ кА}$
		$\frac{I_K^{(1)}}{I_{ном.т.р}} = 2,7$		$2,7 < 3$
	РЭ-571Г	$I_{y.p} = 110 \text{ А}$	$\frac{I_K^{(1)}}{I_{y.p}} = 2$	$2 = 2$
3	ВА88-32	$U_{ном.авт} = 400 \text{ В}$	$U_{ном} = 400 \text{ В}$	$400 = 400 \text{ В}$
		$I_{ном.т.р} = 100 \text{ А}$	$k_n I_{нагр} = 73,24 \text{ А}$	$100 \geq 73,24 \text{ А}$
		$I_{сраб.э.расц} = 1000 \text{ А}$	$k_{н.э} I_{max} = 93,21 \text{ А}$	$1000 > 93,21 \text{ А}$
		$I_{пр.авт} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{КЗ max}^{(3)} = 3,1 \text{ кА}$	$12,5 \geq 3,1 \text{ кА}$
		$\frac{I_K^{(1)}}{I_{ном.т.р}} = 2,0$		$2 < 3$

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5
	РЭ-571Т	$I_{y.p} = 90 \text{ A}$	$\frac{I_K^{(1)}}{I_{y.p}} = 2,19$	$2,19 > 2$
4	ВА88-32	$U_{ном.авт} = 400 \text{ В}$	$U_{ном} = 400 \text{ В}$	$400 = 400 \text{ В}$
		$I_{ном.т.р} = 80 \text{ А}$	$k_n I_{нагр} = 23,43 \text{ А}$	$80 > 23,43 \text{ А}$
		$I_{сраб.э.расц} = 800 \text{ А}$	$k_{н.э} I_{max} = 29,82 \text{ А}$	$800 > 29,82 \text{ А}$
		$I_{пр.авт} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{K3 max}^{(3)} = 3,1 \text{ кА}$	$12,5 \geq 3,1 \text{ кА}$
		$\frac{I_K^{(1)}}{I_{ном.т.р}} = 3,6$		$3,6 > 3$
	РЭ-571Т	$I_{y.p} = 140 \text{ А}$	$\frac{I_K^{(1)}}{I_{y.p}} = 2$	$2 = 2$
Уличное освещение	ВА47-29	$U_{ном.авт} = 400 \text{ В}$	$U_{ном} = 230 \text{ В}$	$400 > 230 \text{ В}$
		$I_{ном.т.р} = 25 \text{ А}$	$k_n I_{нагр} = 22,14 \text{ А}$	$25 > 22,14 \text{ А}$
		$I_{сраб.э.расц} = 125 \text{ А}$	$k_{н.э} I_{max} = 31 \text{ А}$	$125 > 31 \text{ А}$
		$I_{пр.авт} = 4,5 \text{ кА}$	$I_{K3 max}^{(3)} = 3,1 \text{ кА}$	$4,5 > 3,1 \text{ кА}$
		$I_{сраб.э.расц} = 125 \text{ А}$	$I_{K3ocс}^{(1)} = 173,53 \text{ А}$	$173,53 > 125 \text{ А}$
			$I_{K4ocс}^{(1)} = 177,33 \text{ А}$	$177,33 > 125 \text{ А}$
			$I_{K5ocс}^{(1)} = 213,89 \text{ А}$	$213,89 > 125 \text{ А}$
			$I_{K6ocс}^{(1)} = 312,02 \text{ А}$	$312,02 > 125 \text{ А}$

Выбранные автоматические выключатели и реле тока проходят по всем условиям.

Производим выбор предохранителей.

Для защиты от токов короткого замыкания на стороне высшего напряжения выбираем предохранитель-разъединитель ПРВТ-10.

Для выбора номинального тока ПРВТ-10 необходимо провести согласование времени действия ПРВТ-10 и автомата типа ВА88-32, установленного на отходящей линии, при токе короткого замыкания непосредственно за автоматом. Необходимо, чтобы при коротком замыкании первым сработал и отключил аварийный режим автоматический выключатель

отходящей линии, а затем спустя ступень выдержки времени не менее 0,5 с предохранитель ПРВТ-10. На карте селективности на рисунке 4 сопоставлены время-токовая характеристика автоматического выключателя ВА88-32 с номинальным током 100 А и семейство кривых время-токовых характеристик предохранителя ПРВТ-10. Согласование селективности проведено при $I_K^{(3)} = 1208 \text{ А}$ и $I_{ном.т.расц} = 100 \text{ А}$.

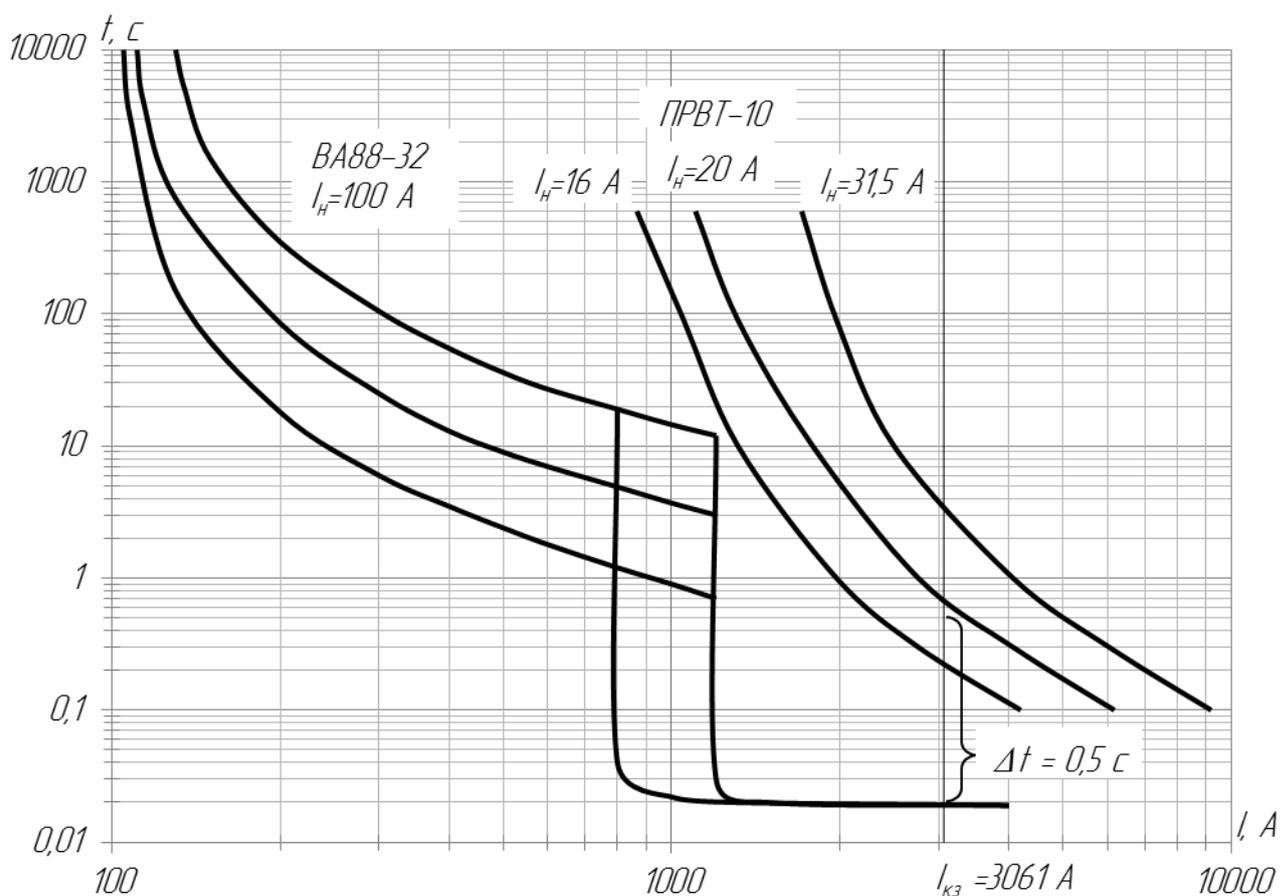


Рисунок 4 – Карта селективности работы аппаратов ВА88-32 и ПРТВ-10

У выбранного ПРВТ-10 номинальный ток $I_n = 20 \text{ А}$.

При коротком замыкании сразу за автоматом работает электромагнитный расцепитель и отключит короткое замыкание за 0,02 с, при отказе автомата через 0,5 с сработает ПРВТ-10.

Предохранители типа ПРВТ-10 проверяют по следующим условиям [7]:

- по напряжению

$$U_{ном.ап} = U_{ном}, \quad (39)$$

- по номинальному току

$$I_{ном.ап} \geq I_p, \quad (40)$$

- по отключающей способности

$$I_{откл.ап} \geq I_K^{(3)}. \quad (41)$$

Проверку предохранителей проведём в таблице 17.

Таблица 17 – Проверка предохранителей ПРВТ-10

Каталожная величина для аппарата	Расчётная величина	Условия выбора и проверки
$U_{ном.ап} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном.ап} = 20 \text{ А}$	$I_p = 8,08 \text{ А}$	$20 > 8,08 \text{ А}$
$I_{откл.ап} = 12,5 \text{ кА}$	$I_K^{(3)} = 2,55 \text{ кА}$	$12,5 \geq 2,55 \text{ кА}$

Выбранный предохранитель проходит по всем условиям.

Осуществляем выбор разъединителя.

Разъединитель устанавливается перед КТП для создания видимого разрыва и отключения тока холостого трансформатора.

Разъединители проверяются по следующим условиям [8]:

- по напряжению

$$U_{ном.ап} \geq U_{ном}, \quad (42)$$

- по номинальному току:

$$I_{ном.ап} \geq I_p, \quad (43)$$

- по ударному току:

$$i_{макс} \geq i_y, \quad (44)$$

где $i_{макс}$ – амплитудное значение максимального допустимого тока разъединителя, кА,

- по термической стойкости:

$$I_m^2 t \geq I_{уст}^2 t_{пр}, \quad (45)$$

где I_m – ток термической стойкости разъединителя, указанный для времени t , кА,

$t_{пр}$ – приведённое (фиктивное) время короткого замыкания, с.

Выберем разъединитель типа РЛК-10. Паспортные данные и проверка разъединителя сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Проверка разъединителя РЛК-10

Каталожная величина для аппарата	Расчётная величина	Условия выбора и проверки
$U_{ном.ап} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$10 = 10$ кВ
$I_{ном.ап} = 200$ А	$I_p = 8,08$ А	$200 > 8,8$ А
$i_{макс} = 15,75$ кА	$i_{ударн} = 5,77$ кА	$15,75 > 5,77$ кА
$I_m^2 t = 300$ кА ² ·с	$I_{уст}^2 t_{пр} = 4,55$ кА ² ·с	$300 > 4,55$ кА ² ·с

Для проверки на термическую стойкость приведённое время короткого замыкания определено как $t_{np} = t_3$, где $t_3 = 0,5$ с.

Разъединитель РЛК-10 удовлетворяет всем стандартным условиям проверки.

Выводы.

Выбранные защитные и коммутационные аппараты проверены на динамическую стойкость и по другим критериям соответствия. Разъединитель устанавливается перед КТП для создания видимого разрыва и отключения тока холостого трансформатора. При расчете автоматического выключателя был принят коэффициент надёжности 1,1, зависящий от условий пуска электродвигателей, подключенных к линии с нормальными условиями пуска. По наиболее важным показателям выбранные аппараты имеют большой запас прочности, что положительно скажется на продолжительности их срока службы.

3 Мероприятия по технике безопасности и охране труда

3.1 Безопасность жизнедеятельности при эксплуатации основного электрооборудования

Оперативные переключения должен выполнять оперативный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации. Для допускающих по наряду-допуску и распоряжению наличие на право выполнения оперативных переключений обязательно.

В электроустановках напряжением выше 1000 В работники из числа персонала, единолично обслуживающие электроустановки, или старшие по смене должны иметь группу по электробезопасности IV, остальные работники в смене – группу III.

Единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже III, из числа оперативного персонала, находящегося на дежурстве, либо работник из числа административно-технического персонала, имеющий группу V, для электроустановок напряжением выше 1000 В, и работник, имеющий группу IV, для электроустановок напряжением до 1000 В и права единоличного осмотра на основании письменного распоряжения руководителя организации.

Работники, не обслуживающие электроустановки, могут допускаться в них в сопровождении оперативного персонала, имеющего группу IV, в электроустановках напряжением выше 1000 В, и имеющего группу III – в электроустановках напряжением до 1000 В, либо работника имеющего право единоличного осмотра.

При замыкании на землю в электроустановках напряжением 3–35 кВ приближаться к месту замыкания на расстояние менее 4 м в ЗРУ и менее 8 м – в ОРУ и на ВЛ допускается только для оперативных переключений с целью

ликвидации замыкания и освобождение людей попавших под напряжение. При этом следует пользоваться электрозащитными средствами.

Отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены необходимые отключения и приняты меры препятствующие подачи напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

- на приводах ручного и ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);
- вывешены указательные плакаты "Заземлено", при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

В электроустановках напряжением выше 1000 В с каждой стороны, с которой коммутационным аппаратом на рабочее место может быть подано напряжение, должен быть видимый разрыв. Видимый разрыв может быть создан отключением разъединителей, снятием предохранителей, отключением отделителей и выключателей нагрузки, отсоединением или снятием шин и проводов.

Силовые трансформаторы и трансформаторы напряжения, связанные с выделенным для работ участком электроустановки, должны быть отключены и схемы их разобраны также со стороны других своих обмоток для исключения возможности обратной трансформации.

После отключения выключателей, разъединителей (отделителей) и выключателей нагрузки с ручным управлением необходимо визуально убедиться в их отключении и отсутствии шунтирующих перемычек.

В электроустановках напряжением выше 1000 В для предотвращения ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов, которыми может быть подано напряжение к месту работы, должны быть приняты следующие меры:

- у разъединителей, отделителей, выключателей нагрузки ручные приводы в отключенном положении должны быть заперты на механический замок;
- у разъединителей, управляемых оперативной штангой, стационарные ограждения должны быть заперты на механический замок;
- у приводов коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление, должны быть отключены силовые цепи и цепи управления;
- у грузовых и пружинных приводов включающий груз или включающие пружины должны быть приведены в нерабочее положение;
- должны быть вывешены запрещающие плакаты.

На приводах (рукоятках приводов) коммутационных аппаратов с ручным управлением коммутационных аппаратов с ручным управлением (выключателей, отделителей, разъединителей) во избежание подачи напряжения на рабочее место должны быть вывешены плакаты "Не включать! Работают люди".

Плакаты должны быть вывешены на ключах и кнопках дистанционного и местного управления, а также на автоматах или у места снятых предохранителей цепей управления и силовых цепей питания приводов коммутационных аппаратов.

На приводах разъединителей, которыми отключена для работ ВЛ или КЛ, независимо от числа работающих бригад, вывешивается один плакат "Не включать! Работа на линии". Этот плакат вывешивается и снимается по указанию оперативного персонала.

Проверять отсутствие напряжения необходимо указателем напряжения, исправность которого перед применением должна быть установлена с помощью предназначенных для этой цели специальных приборов или приближением к токоведущим частям, заведомо находящихся под напряжением.

В электроустановках напряжением выше 1000 В пользоваться указателем напряжения необходимо в диэлектрических перчатках.

В электроустановках напряжением 35 кВ и выше для проверки отсутствия напряжения можно пользоваться изолирующей штангой, прикасаясь ею несколько раз к токоведущим частям. Признаком отсутствия напряжения является отсутствие искрения и потрескивания.

В РУ проверять отсутствие напряжения разрешается одному работнику из числа оперативного персонала, имеющему группу IV – в электроустановках напряжением выше 1000 В и имеющему группу III – в электроустановках напряжением до 1000 В.

На ВЛ проверку отсутствия напряжения должны выполнять два работника: на ВЛ напряжением выше 1000 В – работники, имеющие группы IV и III, на ВЛ напряжением до 1000 В – работники, имеющие группу III.

Устройства, сигнализирующие об отключенном положении аппарата, блокирующие устройства, постоянно включенные вольтметры и т.п. являются только дополнительными средствами, подтверждающими отсутствие напряжения, и на основании их показания нельзя делать заключение об отсутствии напряжения.

3.2 Расчет заземляющего устройства

Рассчитаем заземляющее устройство КТП №42. Обмотка низкого напряжения трансформатора относится к сетям с глухозаземленной нейтралью, (система TN), в которых нейтраль источника питания, обмотка НН

трансформатора глухо заземлена, а максимальное допустимое сопротивление заземляющего устройства, должно составлять не более 4 Ом [23].

Расчет ведем, приняв «максимальное допустимое сопротивление заземляющего устройства $R_{дон} = 4 \text{ Ом}$.» [23]

Удельное сопротивление грунта типа суглинок $\rho_{таб} = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Расчетное удельное сопротивление грунта для вертикальных заземлителей

$$\rho_{расч.в} = \rho_{таб} \cdot k_{с.в}, \quad (46)$$

где $k_{с.в} = 1,8$ – коэффициент сезонности для вертикальных электродов.

$$\rho_{расч.в} = 100 \cdot 1,8 = 180 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

С учетом глубины промерзания грунта выбрана длина электрода $l = 2,5$ м, при глубине заложения вершины от поверхности $L = 0,7$ м.

Расчетное удельное сопротивление грунта для горизонтальных заземлителей

$$\rho_{расч.г} = \rho_{таб} \cdot k_{с.г}, \quad (47)$$

где $k_{с.г} = 4,5$ – коэффициент сезонности для горизонтальных электродов.

$$\rho_{расч.г} = 100 \cdot 4,5 = 450 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Расстояние от поверхности земли до середины электродов

$$t = h + \frac{l}{2}, \quad (48)$$

где h – глубина заложения вершины электрода от поверхности земли, м;

l – длина вертикального электрода, м.

$$t = 0,7 + \frac{2,5}{2} = 1,95 \text{ м.}$$

Сопротивление растекания тока в одном вертикальном электроде

$$R_e = \frac{\rho_{расч.г}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (49)$$

где $d = 0,015$ – диаметр электрода, м.

$$R_e = \frac{180}{2 \cdot \pi \cdot 2,5} \left(\ln \frac{2 \cdot 2,5}{0,015} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 1,95 + 2,5}{4 \cdot 1,95 - 2,5} \right) = 57,17 \text{ Ом.}$$

Теоретическое число вертикальных электродов без учета коэффициента использования:

$$n = \frac{R_e}{R_{дон}}, \quad (50)$$

$$n = \frac{57,17}{4} = 14,29 \text{ шт.}$$

Примем $n = 15$ шт.

Коэффициент использования вертикальных заземлителей определен с учетом монтажных параметров заземлителя $k_{у.г} = 0,6$.

Определим количество вертикальных заземлителей с учетом коэффициента использования:

$$n = \frac{R_e}{R_{дон} \cdot k_{у.г}}, \quad (51)$$

$$n = \frac{57,17}{4 \cdot 0,6} = 23,82.$$

Примем $n = 24$ шт.

Сопротивление растеканию тока в одном вертикальном электроде с учетом коэффициента использования:

$$R_{p.в} = \frac{R_6}{n}, \quad (52)$$

$$R_{p.в} = \frac{57,17}{24} = 2,38 \text{ Ом.}$$

Длина горизонтальной полосы соединяющей вершины электродов

$$l_n = 1,05 \cdot a \cdot n, \quad (53)$$

где $a = l = 2,5$ – расстояние между электродами, м.

$$l_n = 1,05 \cdot 2,5 \cdot 24 = 63 \text{ м.}$$

Определим сопротивление растеканию тока в горизонтальном заземлителе (соединительной полосе):

$$R_2 = \frac{\rho_{расч.г}}{2\pi l_n} \ln \frac{2l_n^2}{bh}, \quad (54)$$

где $b = 0,025$ – ширина полосы, м.

$$R_2 = \frac{450}{2 \cdot \pi \cdot 63} \ln \frac{2 \cdot 63^2}{0,025 \cdot 0,7} = 14,81 \text{ Ом.}$$

Расчетное сопротивление растеканию тока в соединительной полосе с учетом коэффициента использования $k_{у.з.э} = 0,24$

$$R_{расч.г} = \frac{R_2}{k_{у.з.э}}, \quad (55)$$

$$R_{расч.г} = \frac{14,81}{0,24} = 61,71 \text{ Ом.}$$

Расчетное теоретическое сопротивление растеканию тока заземлителя

$$R_{общ} = \frac{R_{р.в} \cdot R_{расчг}}{R_{р.в} + R_{расчг}}, \quad (56)$$

$$R_{общ} = \frac{2,38 \cdot 61,71}{2,38 + 61,71} = 2,29 \text{ Ом.}$$

Условие $R_{общ} \leq R_{дон}$ выполняется, так как $2,29 \leq 4 \text{ Ом}$.

Выводы.

В результате расчета было определено количество горизонтальных и вертикальных заземлителей. Число горизонтальных заземлителей равно 24 шт., а количество вертикальных заземлителей составляет 15 шт.

Вычислено расчетное сопротивление растеканию тока в соединительной полосе с учетом коэффициента использования, которое составляет 61,71 Ом при расстоянии между электродами, равном 2,5 м.

4 Экономическое обоснование проекта

4.1 Расчет капитальных вложений

В связи с моральным и физическим износом имеющегося оборудования в ходе реконструкции требуется выполнить демонтаж старого и установку нового оборудования. Определение стоимости оборудования по базовому варианту представлено в таблице 19.

Таблица 19 – Стоимость оборудования по базовому варианту

Наименование оборудования	Количество, шт. (м)	Стоимость, руб./шт.	Стоимость, руб
КТП-250/10/0,4	1	240	240
А-35	1900	0,024	45,6
АС-50	150	0,041	6,15
Итого			291,75

Затраты на демонтаж оценены в размере 10% от стоимости заменяемого оборудования $C_{зам}$ и учтены при расчёте показателей экономической эффективности проекта.

$$KB_{дем} = 0,1 \cdot C_{зам}, \quad (57)$$

$$KB_{дем} = 0,1 \cdot 291,75 = 29,18 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет капитальных затрат по проектному варианту представлен в таблице 20.

Капитальные вложения включают в себя затраты на приобретение устанавливаемого оборудования и материалов с учетом транспортных расходов, монтаж и пуско-наладочные работы.

Таблица 20 – Стоимость оборудования по проектному варианту

Наименование оборудования	Количество, шт. (м)	Цена за ед., тыс. руб.	Всего, тыс. руб.
КТП-02-10/0,4 в полной сборке	1	258,5	258,5
Трансформатор ТМГСУ11 100 кВА	1	111	111
Разъединитель РЛК-10	1	37,7	37,7
Предохранитель-разъединитель ПРВТ-10	1	20	20
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-10	3	2,5	7,5
Разъединитель РЕ-31120	1	7,2	7,2
Автоматический выключатель ВА47- 29	3	0,1	0,3
Автоматический выключатель ВА88- 32	4	2,4	9,6
Расцепитель независимый РН- 250/400	4	0,7	2,8
Реле тока РЭ-571т	4	1,4	5,6
Ограничитель перенапряжения ОПН- П-0.4	3	0,4	1,2
Комплект шин АД31Т	1	0,5	0,5
Прибор учёта активной электроэнергии	1	2	2
Трансформатор тока ТТ 400/5	3	0,7	2,1
Контактор КМИ-22510	1	0,8	0,8
Фотореле ФР 600	1	0,2	0,2
Провод СИП-3 1×35-20	768	0,031	23,81
Провод СИП 3×25+1×35+1×16	1195	0,08	95,6
Итого			377,91

В таблице 21 размещены сведения об общих капитальных затратах на планируемую реконструкцию.

Таблица 21 – Общие капитальные вложения

Статьи расходов	Величина затрат, тыс. руб.
Затраты на демонтаж оборудования	377,91
Закупка нового оборудования для электроснабжения	56,69
Транспортные расходы (15%)	75,58
Монтаж нового оборудования (20%)	37,79
Пуско-наладочные работы (10%)	29,18
Всего капитальных затрат:	577,14

«Ежегодные эксплуатационные затраты складываются из стоимости амортизационных отчислений, отчислений на возмещение потерь электроэнергии, расходов на ремонт оборудования, затрат на оплату труда обслуживающему персоналу.» [16]

4.2 Эксплуатационные затраты

Производится расчет следующих статей эксплуатационных затрат:

- амортизационные отчисления;
- отчисления на возмещение потерь электроэнергии;
- содержание оборудования (затраты на капитальный и текущий ремонты);
- страховые взносы;
- заработная плата.

Амортизационные отчисления (АО) рассчитываются исходя из балансовой стоимости оборудования и установленных норм амортизационных отчислений.

В таблице 22 представлены данные по годовой величине амортизационных отчислений и их разница по вариантам.

$$\Delta AO = \frac{H_a \cdot C_B}{100}, \quad (58)$$

где H_a – норма амортизационных отчислений, %;

C_B – балансовая стоимость оборудования, тыс. руб.

Таким образом, величина амортизационных отчислений при внедрении проектного технического решения составит 44,93 тыс. руб. в год.

Расходы на содержание основных фондов (ОФ) включают в себя затраты на текущее обслуживание и ремонт приобретаемого оборудования и определены в размере 4% от балансовой стоимости ОФ:

$$\text{ЭЗ}_{\text{обор}} = 0,04 \cdot C_B, \quad (59)$$

$$\text{ЭЗ}_{\text{обор}} = 0,04 \cdot 547,97 = 21,92 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 22 – Амортизационные отчисления

Виды основных фондов	Общая балансовая стоимость, тыс. руб.	Амортизационные отчисления	
		Норма амортизации, %	Амортизационные отчисления, тыс. руб.
ТП, РУ, силовое оборудование	375	10,00	37,48
ВЛ до 1000 В	34,52	4,3	1,48
ВЛ свыше 1000 В	138,62	4,3	5,96
Всего	547,97		44,93

Прочие эксплуатационные расходы рассчитываются в процентах от обозначенных выше затрат и определены на уровне 10%. таблице 23 сведены вышеуказанные изменяющиеся статьи эксплуатационных расходов.

Таблица 23 – Расчет изменения годовых эксплуатационных затрат

Наименование показателя	Значение показателя, тыс. руб.
Содержание оборудования	21,92
Амортизационные отчисления	44,93
Прочие эксплуатационные затраты	6,68
Итого эксплуатационных затрат (ЭЗ):	73,53

Таким образом, дополнительные эксплуатационные затраты составляют 73,53 тыс. руб.

4.3 Расчет показателей коммерческой эффективности проекта

Экономический эффект от внедрения данного проекта формируется за счет экономии на сокращении потерь электроэнергии и сокращения ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Затраты, связанные с потерями электроэнергии $C_{\text{э}}$, определяются по формуле

$$C_{\text{э}} = c_{\text{э}} \cdot \Delta W, \quad (60)$$

где $\Delta W = \Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{\text{мп}}$ – общие годовые потери электроэнергии в сети, кВт·ч;

$c_{\text{э}} = 3$ – удельные затраты на потери электроэнергии в линии низкого напряжения, руб/(кВт·ч).

Сокращение затрат на возмещение потерь электроэнергии

$$\Delta C_{\text{э}} = C_{\text{э}}^{\text{б}} - C_{\text{э}}^{\text{мп}}, \quad (61)$$

где $C_{\text{э}}^{\text{б}}$, $C_{\text{э}}^{\text{мп}}$ – затраты на потери базового и проектного варианта соответственно, тыс. руб.

$$\Delta W^{\text{б}} = 37264,93 + 6931,51 = 44196,44 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$\Delta W^{\text{мп}} = 17533,41 + 5966,49 = 23499,9 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$C_{\text{э}}^{\text{б}} = 0,003 \cdot 44196,44 = 132,59 \text{ тыс. руб.},$$

$$C_{\text{э}}^{\text{мп}} = 0,003 \cdot 23499,9 = 70,5 \text{ тыс. руб.},$$

$$\Delta C_{\text{э}} = 132,59 - 70,5 = 62,09 \text{ тыс. руб.}$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям из-за аварий на реконструируемой части сети:

$$Y_{\text{эн}} = n_{\text{отк}} \cdot Y_1, \quad (62)$$

где $n_{\text{отк}}$ – количество отключений;

$Y_1 = 21,9$ – ущерб от одного отключения, тыс. руб.

За 2017 год произведено 11 отключений КТП №42.

$$Y_{эн} = 11 \cdot 21,9 = 240,9 \text{ тыс. руб.}$$

Тогда величина прибыли от реализации проекта составляет:

$$\Delta\Pi = \Delta C_{э} + Y_{эн} - ЭЗ, \quad (63)$$

$$\Delta\Pi = 62,09 + 240,9 - 54,52 = 248,79 \text{ тыс. руб.}$$

«Далее рассчитываем экономию налога на имущество (H_u), тыс. руб., за счет снижения величины капитальных затрат и, как следствие, стоимости основных средств:

$$H_u = \frac{OC_{нз} + OC_{кз}}{2} \cdot \frac{C_{ни}}{100}, \quad (64)$$

где $OC_{нз}$ – остаточная стоимость основных средств на начало года, тыс.

руб.;

$OC_{кз}$ – остаточная стоимость основных средств на конец года, тыс.

руб.;

$C_{ни} = 2,2$ – ставка налога на имущество, %.» [16]

$$H_u^1 = \frac{547,97 + (547,97 - 44,93)}{2} \cdot \frac{2,2}{100} = 11,56 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично рассчитывается налог на имущество в последующие годы.

«Налог на прибыль H_n , тыс. руб.

$$H_n = \frac{(\Delta\Pi - H_u) \cdot C_{нп}}{100}, \quad (65)$$

где $C_{нп} = 20$ – ставка налога на прибыль, %» [15]

$$H_n^1 = \frac{(248,79 - 11,56) \cdot 20}{100} = 47,45 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично рассчитывается налог на прибыль в последующие годы.

«Прирост чистой прибыли $\Delta ЧП$ рассчитывается по формуле

$$\Delta ЧП = \Delta П - H_u - H_n.» [15] \quad (66)$$

$$\Delta ЧП^1 = 248,79 - 11,56 - 47,45 = 189,78 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично рассчитывается налог на прибыль в последующие годы.

Далее необходимо рассчитать величину чистого дохода $ЧД$ по годам.

«Чистый доход в t -ом году $ЧД_t$ определяется по формуле

$$ЧД_t = ЧП_t + АО_t - KB_t, \quad (67)$$

где $ЧП_t$ – чистая прибыль в t -ом году, тыс. руб.;

$АО_t$ – амортизационные отчисления в t -ом году, тыс. руб.;

KB_t – дополнительные капитальные вложения в t -ом году, тыс.

руб.» [15]

$$ЧД^0 = 0 + 0 - 577,14 = -577,14 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично рассчитывается чистый доход в последующие годы.

«Величина чистого дохода в целом по проекту определяется как накопленный чистый доход за весь расчетный период

$$ЧД = \sum_{t=t_0}^T ЧД_t = \sum_{t=t_0}^T (ЧП_t + АО_t - KB_t), \quad (68)$$

где T – период расчёта, лет;

t_0 – порядковый номер базисного года.» [16]

«Приведение денежных потоков, осуществляемых в t -ом году, к базисному моменту времени t_0 производится путем умножения их на коэффициент дисконтирования α_t .

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E)^{t-t_0}}, \quad (69)$$

где E – норма дисконта, %;

t_0 – порядковый номер базисного года;

t – порядковый номер расчётного года.» [16]

Для данного проектного решения норма дисконта составляет 10%, т. к. предлагаемое мероприятие предполагает частичное использование нового технического решения.

«Обобщающим показателем коммерческой эффективности разработки является чистый дисконтированный доход.» [16]

«Показатель чистого дисконтированного дохода $ЧДД$, тыс. руб., определяется как накопленный приведенный денежный поток за весь расчетный период

$$ЧДД = \sum_{t=t_0}^T ЧД_t \cdot \alpha_t, \quad (70)$$

где $ЧД_t$ – чистый доход в t -ом году, тыс. руб.» [16]

$$ЧДД = \sum_{t=t_0}^T (0 + 0 - 577,14) \cdot 1 = -577,14 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично рассчитываем величину дисконтированного дохода в последующие годы.

Если при $ЧДД$ за весь рассматриваемый период будет неотрицательным, то план реконструкции можно считать экономически обоснованным.

Расчет показателей коммерческой эффективности в динамике за весь анализируемый период представлен в таблице 24.

Таблица 24 – Расчёт показателей коммерческой эффективности

Показатели	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
1	2	3	4	5	6	7
Капитальные вложения (КВ), тыс. руб.	577,14	-	-	-	-	577,14
Остаточная стоимость н.г., тыс. руб.	-	547,97	503,04	458,11	413,18	-
Остаточная стоимость к.г., тыс. руб.		503,04	458,11	413,18	368,26	-
Экономия, тыс. руб.						
Прибыль от внедрения, тыс. руб.	-	248,79	248,79	248,79	248,79	995,16
Налог на имущество, тыс. руб.	-	11,56	10,57	9,58	8,60	40,31
Налогооблагаемая прибыль, тыс. руб.	-	237,23	238,22	239,21	240,19	954,85
Ставка налога на прибыль, %	-	20,00	20,00	20,00	20,00	-
Налог на прибыль, тыс. руб.	-	47,45	47,64	47,84	48,04	190,97
Чистая прибыль, тыс. руб.	-	189,78	190,57	191,36	192,16	763,88
Амортизационные отчисления, тыс. руб.	-	44,93	44,93	44,93	44,93	179,71
Чистый доход (ЧД), тыс. руб.	-577,14	234,71	235,50	236,29	237,08	366,45
Накопленный ЧД, тыс. руб.	-577,14	-342,43	-106,93	129,36	366,45	-
Норма дисконта, %	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	-
Чистый дисконтированный доход (ЧДД), тыс. руб.	-577,14	193,98	176,94	161,39	147,21	102,37
Коэффициент дисконтирования, ед.	1,00	0,83	0,75	0,68	0,62	-
Накопленный ЧДД, тыс. руб.	-577,14	-383,17	-206,23	-44,84	102,37	-
Дисконтированные КВ, тыс. руб.	577,14	-	-	-	-	577,14
Индекс доходности инвестиций (ИД)	1,63					
Индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДД)	1,18					

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5	6	7
Срок окупаемости, лет	1,00	1,00	1,00	0,45	-	3,45
Срок окупаемости с учетом дисконтирования, лет	1,00	1,00	1,00	1,00	0,28	4,28
Внутренняя норма доходности, %	23%					

Выводы.

В качестве выводов по 4 разделу сведем в таблицу 25 обобщённые технико-экономические показатели.

Таблица 25 — Техничко-экономические показатели

Наименование показателей	Единица измерения	Числовые значения
1. Капитальные вложения	тыс. руб.	577,14
2. Годовой прирост прибыли от внедрения научно-технического решения	тыс. руб.	248,79
3. Накопленный чистый доход	тыс. руб.	366,45
4. Норма дисконта	%	10,00
5. Накопленный чистый дисконтированный доход (ЧДД)	тыс. руб.	102,37
6. Срок окупаемости инвестиций	год	3,45
7. Срок окупаемости дисконтированных инвестиций	год	4,28

Внедрение проекта реконструкции является экономически целесообразным. Эффективность реконструкции достигается за счёт снижения затрат на возмещение потерь электроэнергии и сокращения ущерба от недоотпуска электроэнергии в связи с частыми авариями.

Заключение

В результате выполнения бакалаврской работы разработан проект реконструкции системы электроснабжения микрорайона Навобод города Куляб.

Для выявления особенностей системы электроснабжения в первом разделе ВКР детально описаны основные потребители, находящиеся на территории микрорайона Навобод. Основная часть работы посвящена изучению существующей распределительной сети, расчету нагрузок, выбору и проверке нового оборудования.

В разработанном плане реконструкции обоснован перенос трансформаторной подстанции в центр нагрузок. Это позволит снизить потери напряжения на линиях и потери электроэнергии в сети. В связи с изменением схемы электроснабжения района потребовалось провести расчёт электрической сети с новой конфигурацией. При этом были произведены расчет мощности и выбор марки силового трансформатора, а также выбран и проверен питающий провод. Кроме того, во втором разделе бакалаврской работы сделан расчет токов короткого замыкания с целью выбора и проверки защитных аппаратов питающей микрорайон подстанции.

В разделе безопасности жизнедеятельности прорабатывался перечень мероприятий по безопасности обслуживания сетей электропитания. Здесь также был выполнен расчет заземления трансформаторной подстанции, определено необходимое количество вертикальных и горизонтальных заземлителей.

В целом предполагаемые мероприятия по реконструкции электроснабжения микрорайона Навобод повысят безопасность как обслуживающего персонала, так и местных жителей г. Куляб. При этом снизятся экономические издержки в сравнении с существующим вариантом сети электроснабжения. Кроме того, повысится бесперебойность электроснабжения и качество электроэнергии в сети.

Список используемых источников

1. Выбор местоположений ГПП или ГРП, а также цеховых трансформаторных подстанций [Электронный ресурс] / Информационный ресурс «Energy.ru». URL: <https://elenergi.ru/vybor-mestopolozeniya-gpp-ili-grp-a-takzhe-cexovyx-transformatornyx-podstancij.html> (дата обращения 28.01.2023)
2. ГОСТ 12965–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. Технические условия. [Электронный ресурс] : URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012412> (дата обращения 10.02.2023)
3. Гуков П. О. Расчет режимов распределительных электрических сетей : учеб. пособие для магистров. Воронеж : ВГАУ им. Петра I. 2018. 105 с.
4. Единая энергетическая система России [Электронный ресурс] : Официальный сайт Системного оператора единой энергетической системы URL: <https://so-ups.ru/index.php?id=ees> (дата обращения 01.03.2023)
5. Лыкин А. В. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях : учеб. пособие. Новосибирск: НГТУ. 2018. 115 с.
6. Маслакова Г. В. Потери энергии в электрических сетях и установках : учеб. пособие. Липецк : Липец. гос. техн. ун-т : ЭБС АСВ. 2018. 79 с.
7. Немировский А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учеб. пособие. М. : Инфра-Инженерия. 2018. 148 с.
8. Оборудование трансформаторных подстанций [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Школа для электрика». URL: <http://electricalschool.info/elstipod/1663-oborudovanie-transformatornykh.html> (дата обращения 02.03.2023).
9. Овчаренко Н. И. Автоматика энергосистем : учебник для вузов. М.: Издательский дом МЭИ. 2019. 475 с.
10. Пискунов В. М. Общая энергетика. Санкт-Петербург. 2018. 135 с.

11. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. Новосибирск: Норматика. 2019. 464 с.
12. Районная электрическая сеть электроэнергетической системы [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «ЭУ КГЭУ». URL: <https://lms.kgeu.ru/mod/book/view.php?id=78199> (дата обращения 18.03.2023)
13. Расчет электрических нагрузок методом упорядоченных диаграмм [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Energy-systems». URL: <https://energy-systems.ru/main-articles/proektirovanie-elektriki/1836-raschet-jelektricheskikh-nagruzok-metodom-uporjadochennyh-diagramm> (дата обращения 10.02.2023)
14. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов КЗ [Электронный ресурс] : Офиц. изд. URL: <https://www.rts-tender.ru/poisk/rukovodjajij-dokument/153-34-0-20-527-98> (дата обращения 11.03.2023)
15. РТН.36.18.32.4-92 «Указания по расчету электрических нагрузок» [Электронный ресурс] : URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200032239> (дата обращения 10.02.2023)
16. Сибикин Ю. Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов : учебное пособие. М. : Форум, НИЦ ИНФРА-М. 2018. 384 с.
17. Сивков А. А. Основы электроснабжения: учебное пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2019. – 184 с. [Электронный ресурс] : URL: <https://portal.tpu.ru/SHARED/s/SIVKOV/uchebnrab/Tab1/Power-supply-IDO.pdf> (дата обращения 06.02.2023).
18. Суворова И. А. Определение экономической плотности тока в современных условиях для линий 6-35 кВ // Технические науки: Международный научно-исследовательский журнал. 2013. № 6 (13) [Электронный ресурс] : URL: <https://www.research-journal.org/technical/>

opredelenie-ekonomicheskoy-plotnosti-toka-v-sovremennykh-usloviyakh-dlya-linij-6-35-kv/ (дата обращения: 09.04.2023)

19. Томашевский Р. В. Методы измерения потерь мощности в поддерживающих конструкциях генераторных токопроводов // Актуальные проблемы энергетики 2019. №52.

20. Холянов В. С. Основы электроэнергетики : учеб.-метод. комплекс. М.: Проспект. 2018. 190 с.

21. Электрооборудование цеховых подстанций [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Школа для электрика». URL: <http://electricalschool.info/main/elsnabg/368-transformatornye-podstancii-v-sistemakh.html> (дата обращения 15.03.2023)

22. Электроснабжение промышленного предприятия [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Studfile.Net». URL: <https://studfile.net/preview/6761273/page:11/> (дата обращения 22.03.2023)

23. Электроснабжение промышленного предприятия [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Window.Edu». URL: <http://window.edu.ru/catalog/pdf2txt/109/57109/27553> (дата обращения 20.03.2023)

24. Эрнст А. Д. Расчет токов короткого замыкания в электрических системах: Учеб. пособие. Нижневартовск: Изд-во НГГУ. 2018. [Электронный ресурс] : URL: <https://nvsu.ru/ru/Intellekt/1134/Ernst%20A.D.%20Raschet%20tokov%20korotkogo%20zamikaniya%20-%20Uch.%20posobie%20-%202012.pdf> (дата обращения 17.03.2023)

25. Янукович Г. И. Электроснабжение сельского хозяйства. М.: ИНФРА-М. 2018. 516 с.

26. Analysis of a large industrial enterprise power [electronic resource] : URL: https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2020/69/e3sconf_energy-212020_06005.pdf (date of the application 20.03.2023)

27. Electrical equipment for melting metals [electronic resource] : Internet portal «Dy-Kast» URL: <https://www.dykast.com/products/melting-equipment/2722> (date of the application 02.04.2023)

28. Energy sources selection for industrial enterprise combined power supply system [electronic resource] : 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS) URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8764188> (date of the application 22.03.2023)

29. Optimization model of power supply system of industrial enterprise [electronic resource] : IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. — 2018. — T. 450 (№ 7) URL: <https://elib.sfu-kras.ru/handle/2311/128987> (date of the application 19.03.2023)

30. Scheme of power supply of industrial enterprises [electronic resource] : Internet portal «ResearchGate» URL: https://www.researchgate.net/figure/Scheme-of-power-supply-of-industrial-enterprises_fig1_317901271 (date of the application 02.04.2023)