

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет  
(национальный исследовательский университет)»  
Филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» в г. Златоусте

Факультет техники и технологии

Кафедра электрооборудования и автоматизации производственных процессов

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Ю.С. Сергеев  
\_\_\_\_\_ 2021 г.

Модернизация системы электроснабжения района бывшего завода «ТТК»  
г.Куса

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ– 13.03.02.2021.395.00.00 ПЗ ВКР

Консультанты

Безопасность жизнедеятельности

доцент

\_\_\_\_\_ С.Н. Трофимова  
\_\_\_\_\_ 2021 г.

Руководитель работы

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Ю.С. Сергеев  
\_\_\_\_\_ 2021 г.

Автор работы

студент группы ФТТ-403

\_\_\_\_\_ И.С. Назарова  
\_\_\_\_\_ 2021 г.

Нормоконтролер

ст. преподаватель

\_\_\_\_\_ О.В. Терентьев  
\_\_\_\_\_ 2021 г.

Златоуст 2021

## АННОТАЦИЯ

Назарова И.С. Модернизация системы электроснабжения района бывшего завода «ТТК» г.Куса – г. Златоуст: филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» в г. Златоусте, кафедра ЭАПП; 2021 г., 54 с., 20 ил., библиогр. список – 18 наим., 8 листов чертежей ф. А1.

В работе рассмотрены вопросы по модернизации и повышения надёжности систем электроснабжения на территории бывшего завода «ТТК». Проведен анализ оборудования и электрических сетей. В ходе этого анализа были выявлены дефекты строгого оборудования, что приводило к потерям электроэнергии на подстанциях.

Выбранное оборудование производства ведущих отечественных производителей электротехнической продукции. Оборудование обеспечивает безопасность в соответствии с современными требованиями, как на самом предприятии, так и обслуживающего персонала. Наличие системы удаленного учета электроэнергии на подстанциях сокращает время на оперативное обслуживание.

В разделе безопасность жизнедеятельности рассмотрены вопросы техники безопасности и охраны труда при выполнении монтажных работ и при дальнейшем обслуживании модернизированного оборудования. Определены необходимые меры пожарной безопасности. А также рассмотрены опасные и вредные производственные факторы и разработаны мероприятия обеспечивающие безопасность на объектах электросетевого комплекса.

					13.03.02.2021.395.00.00 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Назарова И.С.				Лит.	Лист	Листов
Провер.	Сергеев Ю.С.				Д	4	54
Т.Контр.	Вигриянов П.Г.				Филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» в г. Златоуст Кафедра ЭАПП		
Н. Контр.	Терентьев О.В.						
Утверд.	Сергеев Ю.С.						
Модернизация системы электроснабжения района бывшего завода «ТТК» г.Куса Пояснительная записка							

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	7
2 Анализ существующих сетей на территории бывшего завода ТТК .....	10
2.1 Общая характеристика электрического хозяйства .....	10
2.2 Характеристика существующей электрической технической службы и системы электрического снабжения потребителей.....	14
2.3 Анализ сетей на территории бывшего завода «ТТК» .....	15
2.4 Анализ оборудования трансформаторных подстанций РУ 6 кВ и 0,4 кВ ....	19
3 АНАЛИЗ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	22
3.1 Анализ потребителей электрической энергии .....	22
3.2 Расчёт электрических нагрузок .....	22
4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	28
4.1 Общая характеристика процесса .....	28
4.2 Составление расчётной схемы и схемы замещения .....	28
5 МЕРОПРИЯТИЯ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	36
5.2 Выбор силового трансформатора на ТП-1 .....	36
5.3 Модернизация оборудования трансформаторной подстанции РУ-6кВ.....	36
5.4 Модернизация оборудования трансформаторной подстанции РУ-0,4кВ.....	37
6 УДАЛЕННЫЙ УЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПОДСТАНЦИИ.....	39
6.1 Беспроводные сети передачи данных .....	40
6.2 АСКУЭ «ЭМИС-ЭЛЕКТРА».....	41
6.3 АСКУЭ на базе технологии ZIGBEE .....	42
6.4 АСКУЭ на базе КТС «МИКРОН».....	43
7 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	45
7.1 Краткое описание рассматриваемого объекта, производственного участка	45
7.2 Анализ вредных и опасных производственных факторов.....	45
7.3 Выбор нормативных значений факторов рабочей среды .....	45
7.4 Охрана труда.....	47
7.5 Производственная санитария.....	50
7.6 Эргономика и производственная эстетика .....	51
7.8 Экологическая безопасность.....	52
7.9 Обеспечение безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций .....	52
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	53
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	54

## ВВЕДЕНИЕ

ООО «Рубин-Энерго» осуществляется от ГПП 110/6 кВ в г. Куса, принадлежащей ООО «Электросетевая Компания».

В состав электросетевого хозяйства ООО «Рубин-Энерго» входят сети 6/0,4 кВ, охватывающие территорию бывшего завода «ТТК»

Основными потребителями являются: ООО «Тепловые сети», ООО «Прибор», ООО «Часкомплект», и небольшое количество мелких потребителей.

Технические параметры системы, такие как физический и моральный износ, мощность и пропускная способность, определяют дальнейшее нормальное функционирование и развитие.

До 1990 года при создании системы электроснабжения основными принципами ее развития были системный подход, комплексный подход и учет территориальных и потребительских перспектив развития. Разработка необходимых мероприятий по электроснабжению проходила на этапе проектирования комплексного оборудования.

В период после 1990 г. был полностью утрачен системный и комплексный подход к развитию системы электроснабжения, что привело к искусственному усложнению системы электроснабжения, ее удорожанию и зачастую нарушению нормативных требований [1].

Цель ВКР: повышение надёжности электроснабжения абонентов, находящихся на территории бывшего завода «ТТК» г.Куса.

Для решения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- сравнить отечественные и передовые зарубежные технологии и решения;
- провести анализ существующих сетей;
- провести расчёт электрических нагрузок;
- провести выбор оборудования;
- рассмотреть варианты удаленного учета электрической энергии подстанции.

Объект: территория бывшего завода «ТТК» г. Куса

Предмет: система электроснабжения района бывшего завода «ТТК» г. Куса

					13.03.02.2021.395.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

# 1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

При модернизации электрооборудования рассматриваются и решаются вопросы рационального выбора электрооборудования и других элементов системы электроснабжения, а также наиболее экономичного распределения электроэнергии от подстанции до электроприемников.

Рассмотрим, например, силовые трансформаторы тока. Трансформатор тока нужен для понижения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для разделения измерительных цепей и защиты их от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока выбираются в соответствии с вторичной нагрузкой, по току, по напряжению устройства, по конструкции и классу точности и контролируются посредством электродинамического и теплового сопротивления. Выбор и испытание трансформаторов тока выполняется согласно справочнику.

Трансформатор тока выбираются:

- по напряжению;
- по конструкции;
- по способу установки;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

Рассмотрим трансформатор отечественного производителя марки ТМГ-1000кВА.

Масляный герметичный силовой трансформатор ТМГ–1000 предназначен для преобразования электрической энергии для нужд потребителей и энергосистем при условии наружного или внутреннего монтажа в зонах с умеренным или холодным климатом. Эксплуатация трансформатора ТМГ–1000 не допускается при воздействии определенных факторов, среди которых:

- высота установки над уровнем моря более 600 м;
- повышенная концентрация пыли;
- взрывоопасная среда;
- наличие химически активных веществ в окружающей среде;
- наличие механических сотрясений и вибраций.

Трансформатор ТМГ 1000 имеет герметичный гофрированный бак, заполненный маслом в специальной вакуумной камере. Благодаря гофрированной конструкции бака он имеет большую поверхность охлаждения, что позволяет отказаться от других охлаждающих устройств. Отсутствие расширителя и прямого контакта масла с внешней средой предотвращают процессы окисления, увлажнения. По этой причине масло не меняет своих первоначальных свойств в течение всего срока службы трансформатора ТМГ 1000.

Технические характеристики трансформатора ТМГ–1000кВА представлены в таблице 1.1

					13.03.02.2021.395.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

Таблица 1.1 – Технические характеристики

Тип трансформатора	Мощность трансформатора, кВА	Номинальное высшее напряжение, кВ	Номинальное низшее напряжение, кВ	Схема и группа соединения	Потери х.х., Вт	Потери к.з., кВт*	Uк, %	Iхх, %
ТМГ–1000	1000	6,10	0,4/6,3/10	Д/У <sub>Н</sub> -11 У/У <sub>Н</sub> -0 У/Д-11	1600	10800	5,5	1,0

Также рассмотрим трансформатор итальянского производителя. ТСЛ 1250/10(6) – это трехфазный сухой трансформатор с литой изоляцией. Трансформаторы ТСЛ имеют немало преимуществ:

- малогабаритность;
- низкие затраты на техобслуживание;
- высокая устойчивость к влиянию внешних негативных факторов.

Мощность трансформатора ТСЛ 1250 составляет 1250 кВА, а класс напряжения – 10 кВ. Абсолютно не чувствительны к температурным колебаниям.

Магнитный сердечник производится из холоднокатаной стали, а обмотки низшего и высшего напряжений – из алюминиевой фольги (или медной ленты). Обмотка низшего напряжения дополнительно изолируется стеклотканевым препрегом и только после этого покрывается эпоксидным компаундом.

В обмотках высшего напряжения трансформатора ТСЛ 1250 оставляют каналы для естественного охлаждения. Магнитопровод дополнительно покрывается защитным антикоррозийным слоем, состоящим из двух компонент.

Рабочая температура окружающей среды от – 45 °С до + 40 °С.

Технические характеристики трансформатора ТСЛ 1250 представлены в таблице 1.2

Таблица 1.2– Технические характеристики

Тип трансформатора	Мощность трансформатора, кВА	Номинальное высшее напряжение, кВ	Номинальное низшее напряжение, кВ	Схема и группа соединения	Потери х.х., Вт %	Потери к.з., кВт*	Uк, %	Iхх, %
ТСЛ 1250	1250	10	0,4	Д/У <sub>Н</sub> -11 У/У <sub>Н</sub> -0	6	0,8	2600	1400

## Вывод по разделу один

В этом разделе рассмотрено сравнение передовых технологий отечественного и зарубежного производства, при модернизации подстанции можно использовать как отечественное, так и импортное электрооборудование.

					13.03.02.2021.395.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

## 2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ СЕТЕЙ НА ТЕРРИТОРИИ БЫВШЕГО ЗАВОДА ТТК

### 2.1 Общая характеристика электрического хозяйства

Кабельные и воздушные линии трансформаторной подстанции участвующие в электроснабжении абонентов требуют модернизацию, так как все оборудование морально и физически устарело. На рисунке 2.1 изображена электрическая принципиальная схема комплекса подстанций, расположенных на территории бывшего завода «ТТК», до модернизации, а спецификация данной схемы представлена в таблице 2.1.

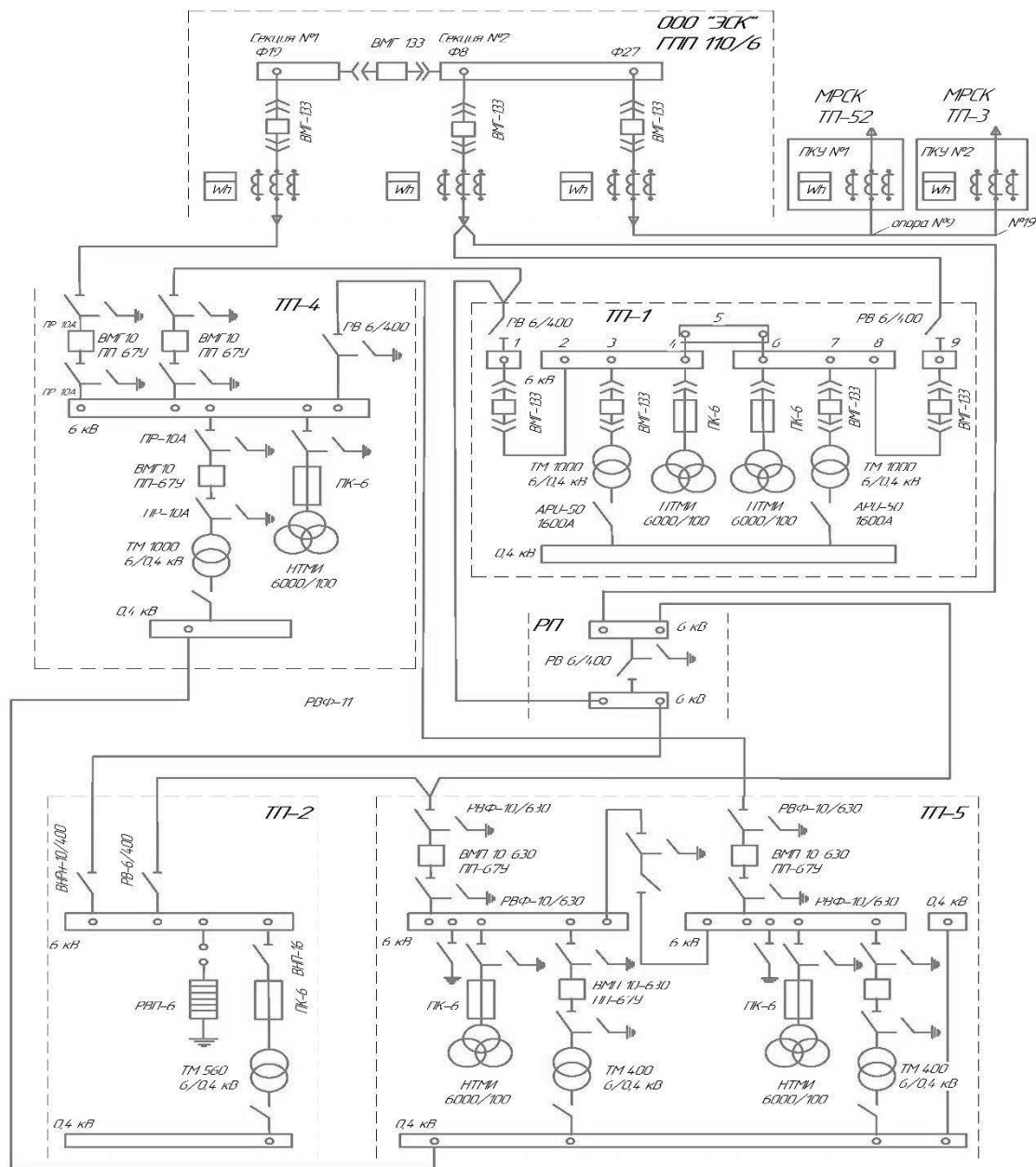


Рисунок 2.1 – Электрическая принципиальная схема комплекса подстанций, расположенных на территории бывшего завода «ТТК», до модернизации

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



Таблица 2.1 – Перечень элементов электрической схемы комплекса подстанций, расположенных на территории бывшего завода «ТТК», до модернизации

Обозначение	Название	Количество	Примечание
ВМГ 10	Масляный выключатель	7	10КВ;400МВА
ВМГ 133	Масленный выключатель	8	10КВ;350МВА
ВМП	Выключатель подвесной маломасляный	4	10КВ;630А
ВНП	Выключатели нагрузки	1	10КВ
НТМИ	Трансформатор напряжения Трехфазный масляный	5	6000/100В
ПК-6	Предохранитель	6	6 КВ
ПР	Направление обмотки	4	10А
РВ	Разъединитель внутренней установки	5	6/400КВ
РП	Распределительный пункт	1	
РУ 6КВ	Распределительное устройство	11	
РУ 0,4КВ	Распределительное устройство	4	
РВФ	Разъединитель высоковольтный	4	10КВ;630А
ТМ 400	Трансформатор силовой масляный	2	400КВА;6/0,4КВ
ТМ 560	Трансформатор силовой масляный	1	560КВА;6/0,4КВ
ТМ 1000	Трансформатор силовой масляный	6	1000КВА;6/0,4КВ
Ф	Фидер	35	
АРУ-50	Вводные автоматы	2	1600А

В результате износа кабельной линии, вышла из строя основная линия 6 кВ. Восстановление линии нецелесообразно и поэтому было принято решение модернизировать воздушную линию 6 кВ для резервного электрического снабжения и заменить оборудования на ТП-1. Электрическая прицельная схема комплекса подстанций после модернизации изображена на рисунке 2.2, а спецификация данной схемы представлена в таблице 2.2.

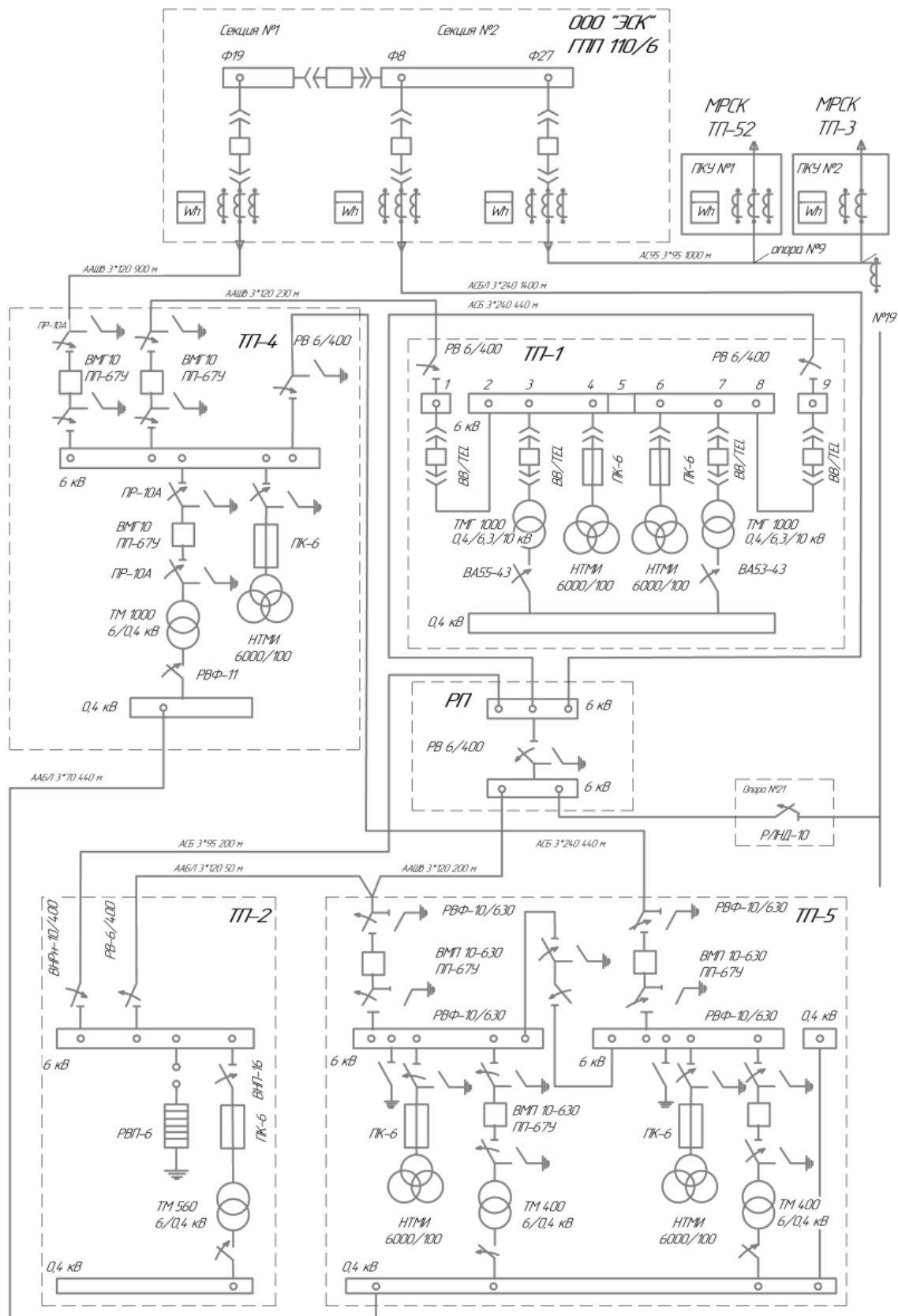


Рисунок 2.2 – Электрическая принципиальная схема комплекса подстанций, расположенных на территории бывшего завода «ТТК», после модернизации

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2021.395.00.00 ПЗ

Лист

12

Таблица 2.2 – Перечень элементов электрической схемы комплекса подстанций, расположенных на территории бывшего завода «ТТК», после модернизации

Обозначение	Название	Количество	Примечание
ВА53-43	Автоматический выключатель	1	690В;1600А
ВА55-43	Автоматический выключатель	1	690В;1600А
ВМГ 10	Масляный выключатель	7	10КВ;400МВА
ВМГ 133	Масленный выключатель	8	10КВ;350МВА
ВМП	Выключатель подвесной маломасляный	4	10КВ;630А
ВНП	Выключатели нагрузки	1	10КВ
НТМИ	Трансформатор напряжения Трехфазный масляный	5	6000/100В
ПК-6	Предохранитель	6	6 КВ
ПР	Направление обмотки	4	10А
РВ	Разъединитель внутренней установки	5	6/400КВ
РП	Распределительный пункт	1	
РУ 6КВ	Распределительное устройство	11	
РУ 0,4КВ	Распределительное устройство	4	
РВФ	Разъединитель высоковольтный	4	10КВ;630А
ТМ 400	Трансформатор силовой масляный	2	400КВА;6/0,4КВ
ТМ 560	Трансформатор силовой масляный	1	560КВА;6/0,4КВ
ТМ 1000	Трансформатор силовой масляный	6	1000КВА;6/0,4КВ
ТМГ 1000	Масляный герметичный силовой трансформатор	2	000КВА;0,4/6,3/10КВ
Ф	Фидер	35	
АРУ-50	Вводные автоматы	2	1600А

## 2.2 Характеристика существующей электрической технической службы и системы электрического снабжения потребителей

Оборудование трансформаторных подстанций, ЛЭП-6/0,4 кВ постройки 1940-1980 годов морально и физически изношено, требуется их реконструкция.

Физический износ электросетевого оборудования составил в среднем 78%, а по отдельным объектам его значение варьируется в рамках:

- оборудование трансформаторных подстанций – 80%;
- кабельные и воздушные линии – 50%.

Потребление электроэнергии на период 2020 год показано в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Структура и динамика потребления электроэнергии за январь 2020г - декабрь 2020г

Потребители по уровням напряжения	Зимний период		Летний период		Увеличения потребления в зимнее время
	Тыс. кВт/ч	%	Тыс. кВт/ч	%	
СН2	92	7	55	24	40
НН	1300	93	173	76	87
Отпуск электроэнергии	1392	100	228	100	84

Из таблицы видно, что в зимний период потребление электроэнергии в целом возрастает на 84 %, так как самым главным потребителем являются Кусинские тепловые сети, на лицо неравномерное годовое использование электроэнергии.

Динамика потерь электроэнергии (технологических и коммерческих) представлена в таблицах 2.4. и 2.5.

Таблица 2.4 – Динамика пропуски и потерь в сетях ООО "Рубин-Энерго" за 2019 год

Поступление в сеть, (тыс.кВт/ч)	Полезный отпуск, (тыс.кВт/ч)	Потери фактические, (тыс.кВт/ч)
3744	3703	41
		1,1%

Таблица 2.5 – Динамика пропуски и потерь в сетях ООО "Рубин-Энерго" за 2020 год

Поступление в сеть (тыс.кВт/ч)	Полезный отпуск, (тыс.кВт/ч)	Потери фактические, (тыс.кВт/ч)
3794	3769	25
		0,66%

Технологические потери в электрических сетях согласно таблицам 2.4 и 2.5 вызваны физическим износом сетей и оборудования, неравномерным суточным и годовым графиком загрузки системы электроснабжения.

### 2.3 Анализ сетей на территории бывшего завода «ТТК»

Расположение сетей и всех трансформаторных подстанций показана на рисунке 2.3.

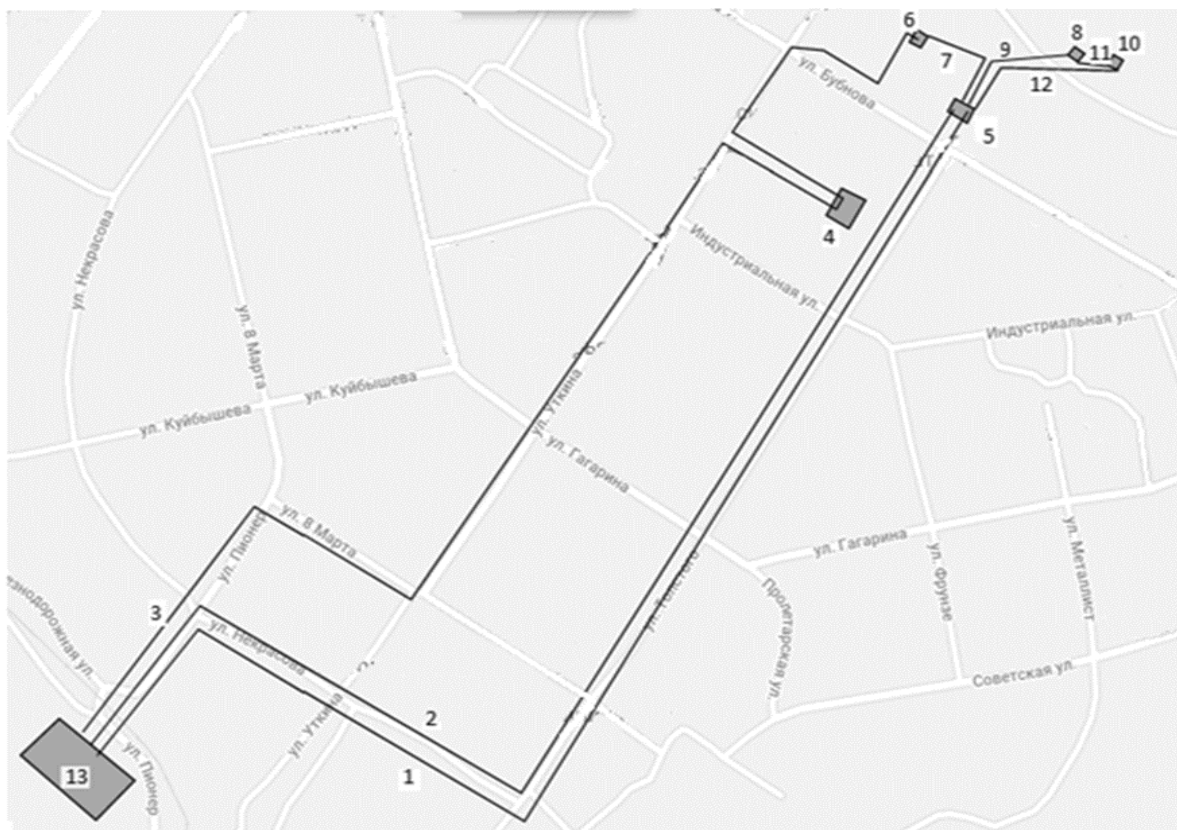


Рисунок 2.3 – Карта расположения сетей:

- 1–ВЛ-6кВ; 2– КЛ-6кВ Ф№8;
- 3– ВЛ-6кВ Ф№19; 4–ТП№4; 5–РП-6кВ;
- 6–ТП№1; 7–КЛ-6кВ от РП до ТП№1;
- 8–ТП№5; 9–КЛ-6кВ от РП до ТП№5;
- 10–ТП№2; 11–КЛ-6кВ от ТП№5 до ТП№2;
- 12– КЛ-6кВ от РП до ТП№2;
- 13–ГПП 110/6кВ.

Питание объектов осуществляется от головной силовой подстанции ООО «ЭСК» 110/6 кВ. На 2.4 изображена главная понизительная подстанция.

Питание осуществляется от трех фидеров:

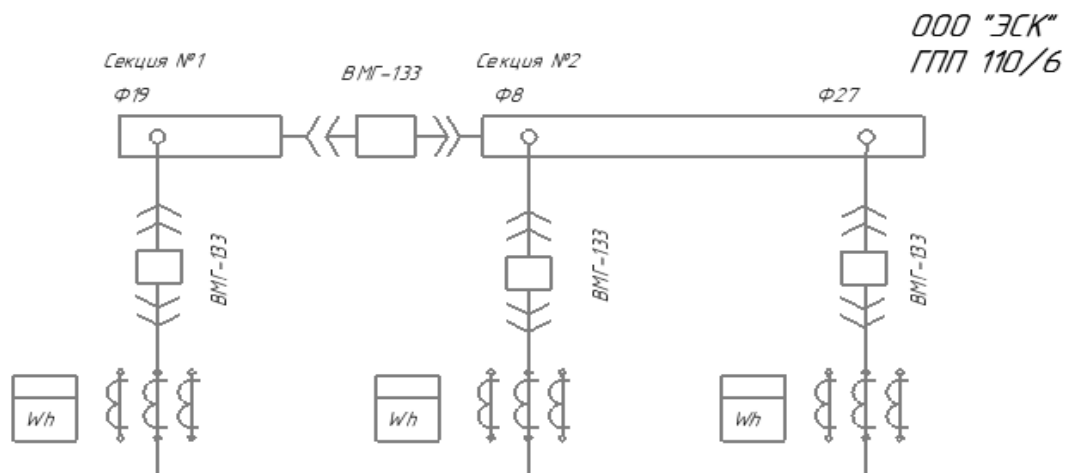
- Ф №8 от нее отходит две кабельные линии на 6 кВ;
- Ф №19 от нее отходит одна кабельная линия на 6 кВ;
- Ф №27 от нее отходит одна воздушная линия на 6 кВ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2021.395.00.00 ПЗ

Лист

15



Протяженность и всех линии указана в таблицах 2.6 и 2.7.

Таблица 2.6 – Анализ высоковольтных сетей 6 кВ

Обозначение	Начало линии		Конец линии		L, км	Номинальное напряжение кабеля	Номинальное значение эл. установки
	Наименование электрической установки, ячейки, шкафа.	Марка концевой заделки	Наименование электрической установки	Марка концевой заделки			
1	2	3	4	5	6	7	8
КВ1	ГПП 110/6 кВ, РУ-6 кВ, фидер № 8	КВЭ	ТП-1, РУ-6кВ, ввод 2, ячейка №8	КВРП	1,1	10кВ	6кВ
КВ2	ГПП 110/6 кВ, РУ-6 кВ, фидер № 8	КВЭ	РП, 6кВ	КВТП	1,1	10кВ	6кВ
КВ3	РП, 6кВ	КВТП	ТП-5, РУ-6кВ, ввод 1	КВЭ	0,2	10кВ	6кВ
КВ4	ГПП 110/6 кВ, РУ-6 кВ, фидер № 19	КВЭ	ТП-4, РУ-6кВ, ввод 2	КВЭ	0,9	10кВ	6кВ
КВ5	ТП-4, РУ-6кВ, ячейка №5	КВЭ	ТП-5, РУ-6кВ, ввод 2, ячейка №7	КВЭ	0,295	10кВ	6кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2021.395.00.00 ПЗ

Лист

16

## Окончание таблицы 2.6

1	2	3	4	5	6	7	8
КВ8	ТП-1,РУ-6кВ,ввод 1,ячейка №1	КВТП	РП, 6кВ	КНЭ	0,06	10кВ	6кВ
КВ9	РП, 6кВ	КВТП	ТП-2,РУ-6кВ, ,ячейка №1	КВТп	0,2	6кВ	6кВ

Таблица 2.7 – Анализ низковольтных сетей 0.4 кВ

Обозначение	Начало линии		Конец линии		Номинальное напряжение кабеля	Номинальное значение эл. установки
	Наименование эл. установки, ячейки, шкафа.	Марка концевой заделки	Наименование эл. установки	Марка концевой заделки		
1	2	3	4	5	6	7
КВ1	ТП-1, РУ-0,4кВ, фидер № 4	КВРП	Корпус №1, ЩР №9	КВРП	6 кВ	0,4 кВ
КВ2	ТП-1, РУ-0,4кВ, фидер № 7	КВРП	Корпус №1, ЩР №9	КВРП	6 кВ	0,4 кВ
КВ3	ТП-1, РУ-0,4кВ, фидер № 11	КВРП	Корпус №2, ЩР №23	КВРП	6 кВ	0,4 кВ
КВ4	ТП-1, РУ-0,4кВ, фидер № 16	КВС	Корпус №2, ЩР №23	КВС	6 кВ	0,4 кВ
КВ5	ТП-1, РУ-0,4кВ, фидер № 12	КВС	Корпус №2, ЩР №52	КВС	6 кВ	0,4 кВ
КВ6	ТП-1, РУ-0,4кВ, фидер № 118	КВРП	Корпус №2, ЩР №44	КВРП	6 кВ	0,4 кВ
КВ7	ТП-1, РУ-0,4кВ, фидер № 19	КВРП	Корпус №2,ЩР №44а	КВРП	6 кВ	0,4 кВ

Продолжение таблицы 2.7

1	2	3	4	5	6	7
KB8	ТП-1, РУ-0,4кВ, фидер № 21	КВРП	Корпус №3, ЩР №60	КВРП	6 кВ	0,4 кВ
KB9	ТП-1, РУ-0,4кВ, фидер № 25	КВРП	Корпус №3, ЩР №71	КВРП	6 кВ	0,4 кВ
KB10	ТП-1, РУ-0,4кВ, фидер № 27	КВРП	Корпус №3, ЩР №73	КВРП	6 кВ	0,4 кВ
KB11	ТП-1, РУ-0,4кВ, фидер № 28	КВРП	Корпус №3, ЩР №75	КВРП	6 кВ	0,4 кВ
KB12	ТП-1, РУ-0,4кВ, фидер № 10	КВРП	Корпус №3, ЩР №38	КВРП	6 кВ	0,4 кВ
KB13	ТП-1, РУ-0,4кВ, фидер № 20	КВС	Корпус №5, ЩР №55а	КВС	6 кВ	0,4 кВ
KB14	ТП-2, РУ-0,4кВ, фидер № 22	КВРП	Корпус №5, ЩР №58	КВРП	6 кВ	0,4 кВ
KB15	ТП-2, РУ-0,4кВ, фидер № 24	КВРП	Столовая ЩР № 62	КВРП	6 кВ	0,4 кВ
KB16	ТП-2, РУ-0,4кВ, фидер № 3	КВРП	Корпус РСЦ, ЩР №85	КВРП	6 кВ	0,4 кВ
KB17	ТП-2, РУ-0,4кВ, фидер № 5	КВРП	Котельная ТС, ЯБП-4	КВРП	6 кВ	0,4 кВ
KB18	ТП-2, РУ-0,4кВ, фидер № 6	КВРП	Каменный пояс, ЩР №77	КВРП	6 кВ	0,4 кВ
KB19	ТП-2, РУ-0,4кВ, фидер № 7	КВРП	Котельная ТС, ЯБП-4	КВРП	6 кВ	0,4 кВ
KB20	ТП-2, РУ-0,4кВ, фидер № 8	КВРП	Котельная ТС, ВРУ-2	КВРП	6 кВ	0,4 кВ



Окончание таблицы 2.7

1	2	3	4	5	6	7
КВ21	ТП-5, РУ-0,4кВ, фидер № 16	КВС	Котельная ТС, ЩР №101	КВС	6 кВ	0,4 кВ
КВ22	ТП-5, РУ-0,4кВ, фидер № 17	КВРП	Котельная ТС, ВРУ-1	КВРП	6 кВ	0,4 кВ
КВ23	ТП-5, РУ-0,4кВ, фидер № 18	КВРП	Котельная ТС, ВРУ-1	КВРП	6 кВ	0,4 кВ

2.4 Анализ оборудования трансформаторных подстанций РУ 6 кВ и 0,4 кВ

В таблице 2.8 указан перечень оборудования на подстанциях ТП№1, ТП№2 и ТП№5, а также перечислены дефекты этого оборудования.

Таблица 2.8 – Анализ оборудования

Наименование оборудования	Дефекты	Место установки
1	2	3
Трансформатор ТМ 1000/6/0,4 кВ, №1489	Повреждение ввода 6-10 кВ	ТП №1
	Повышенный шум трансформатора	
	Повреждение термометра	
	Обрыв шины нейтрали	
	Повреждение бака расширителя	
Трансформатор ТМ 1000/6/0,4 №2558	Недостаточный уровень масла	ТП №1
	Повышенный шум трансформатора	
	Повреждение ввода 0.4-0,23 кВ	
Распределительное устройство из 10 камер 0,4 кВ ЩО-70	Скол опорного, проходного изолятора	ТП №1
	Повреждение контакта в рубильнике	
	Повреждение кондиционера	
	Повреждение выключателя	
Распределительное устройство из 8 камер 6 кВ КСО 193	Течь масла маслонаполненного выключателя	ТП №1
	Повреждения корпуса муфты кабеля	

Окончание таблицы 2.8

Вводной автомат АРИ 1600 (2 штуки)	-	ТП №1
Разъединитель 6 кВ РВ6/400 (2 штуки)	-	ТП №1
Трансформатор напряжения НТМИ 6000/100 (2 штуки)	Повреждение корпуса трансформатора	ТП №1
Масленный выключатель ВМГ 133(4 штуки)	-	ТП №1
Трансформатор ТМ 1560/6 №13958	Повреждение корпуса трансформатора	ТП №2
	Повреждение указателя уровня масла	
	Обрыв цепи заземления корпуса	
	Изменение цвета силикагеля	
Распределительное устройство 3 камеры 0,4 кВ ЩО-70	-	ТП №2
Выключатели нагрузки ВН 10/400 (3 штуки)	-	ТП №2
Трансформатор ТМ 400/6/0,4 №102	Повреждение опорной части трансформатора	ТП №5
	Течь масла	
	Изменение цвета силикагеля	
Трансформатор ТМ 400/6/0,4 № 11957	Повреждение устройства регулировки нагрузки	ТП №5
Распределительное устройство из 10 камер 0,4 кВ ЩО-70	Отсутствие нумерации, диспетчерских обозначений	ТП №5
	Повреждение разрядника	
	Повреждение оболочки плавкой вставки предохранителя	
Распределительное устройство из 7 камер 6 кВ КСО-272	-	ТП №5
Масленный выключатель ВМГ-400 (3 штуки)	-	ТП №5
Трансформатор напряжения НТМИ 6000/100 (2 штуки)	-	ТП №5
Разъединитель 6 кВ РВФ-10/630 (10 штук)	-	ТП №5

## Вывод по разделу два

Таким образом, осуществление энергосбережения в электрических сетях 6/0,4 кВ невозможно без реконструкции, модернизации подстанций и электрических сетей и внедрения энергосберегающих технологий.

					13.03.02.2021.395.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

### 3 АНАЛИЗ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

База оперативно выездной бригады расположена на территории завода ООО «Прибор» в пределах 500 метров от основных электрических сетей. Причиной аварии может быть отсутствие системы удаленной передачи информации о фактическом положении коммутационных аппаратов и устройств релейной защиты и автоматики, а также устаревшее техническое оборудование. В случае аварии на кабеле или воздушной линии система изолированной нейтральной сети позволяет потребителям использовать электроэнергию без перебоев, в то время как ремонтная бригада ищет место повреждения.

#### 3.1 Анализ потребителей электрической энергии

На территории бывшего завода есть три категории потребителей:

– I категория - электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения.

– II категория - электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

– III категории - все остальные электроприемники, не подпадающие под определения первой и второй категорий.

Потребители электроснабжения на территории бывшего завода:

- ООО «Прибор».
- ООО «Часкомплект».
- ООО «Импульс».
- ЗАО «ИКС 5 НЕДВИЖИМОСТЬ».
- ООО «Каменный пояс».
- ООО «Тепловые сети» (котельная 1).
- ООО «Стратегия».
- ООО «Тепловые сети» (котельная 2).

#### 3.2 Расчёт электрических нагрузок

Расчёт электрических нагрузок проводится для того что бы обеспечить потребителей на территории бывшего завода «ГТК» качественной электрической энергией.

Нагрузка, которая создается в электрической сети с включенными для работы в сети электроприемниками, называется электрической нагрузкой. Электрическая нагрузка выражается в единицах тока или мощности.

					13.03.02.2021.395.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Электрические нагрузки являются исходными данными для решения сложного комплекса технико-экономических задач при модернизации системы электроснабжения. Определение электрической нагрузки выполняется с целью выбора и проверки элементов тока и трансформаторов, выбора компенсирующих установок. Правильная оценка предполагаемой электрической нагрузки зависит от рациональности выбора схемы электроснабжения.

Метод упорядоченных диаграмм показателей графика нагрузки - это наиболее распространённый метод определения электрической нагрузки. Данный метод применяют в случаях, когда известны номинальные данные всех электроприемников и их расположение. Метод позволяет определить расчетную нагрузку любого узла схемы электроснабжения по номинальной мощности электроприемников с учетом их количества и свойств [3].

### 3.2.1 Расчет нагрузок электроприёмников

Для начала нужно рассчитать номинальную установленную активную мощность групп электроприемников, приведенную для электроприемников с переменной или резко переменной нагрузкой:

$$P_{\text{НУ}} = n \cdot P_{\text{ПАСТ}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}}, \quad (3.1)$$

где  $P_{\text{НУ}}$  – номинальная установленная активная мощность;

$n$  – число электроприемников, шт;

$P_{\text{ПАСТ}}$  – мощность электроприемника, кВт;

$\text{ПВ}$  – относительная продолжительность включения.

Далее нужно сделать расчет номинальной установленной активной мощности групп электроприемников, приведенных для электроприемников с постоянной или мало изменяющейся нагрузкой:

$$P_{\text{НУ}} = P_{\text{ПАСТ}}, \quad (3.2)$$

Что бы рассчитать среднюю нагрузку групп электроприемников за максимально загруженную смену нужно суммарной номинальной мощности групп электроприемников умножить на коэффициент использования.

$$P_{\text{СМ}} = K_{\text{И}} \cdot P_{\text{НУ}}, \quad (3.3)$$

где  $P_{\text{СМ}}$  – средняя нагрузка;

$P_{\text{НУ}}$  – суммарная номинальная мощность;

$K_{\text{И}}$  – коэффициент использования активной мощности.

Для расчета средней реактивной мощности групп электроприемников за максимально загруженную смену нужно умножить среднюю активную мощность на коэффициент реактивной мощности:

$$Q_{\text{СМ}} = P_{\text{СМ}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (3.4)$$

где  $Q_{\text{СМ}}$  – средняя реактивная мощность;

$P_{CM}$  – средняя активная мощность;  
 $\operatorname{tg}\varphi$  – коэффициент реактивной мощности.

Расчетная мощность, кВт:

$$P_p = P_{НОМ} \cdot K_{ЗАГ}, \quad (3.5)$$

где  $P_{НОМ}$  – номинальная мощность;  
 $K_{ЗАГ}$  – коэффициент загрузки.

Коэффициент максимума активной (реактивной) мощности выбирается в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа электроприемников. Этот показатель характеризует превышение максимальной нагрузки над средней за максимально загруженную смену.

С учетом коэффициент максимума активной (реактивной) мощности определяют расчетную максимальную нагрузку  $P_p$ , кВт:

$$P_p = K_M \cdot \Sigma P_{CM}, \quad (3.6)$$

где  $K_M$  – коэффициент максимума активной (реактивной) мощности.

Следующим этапом нужно определить расчетную реактивную мощность:

$$Q_p = K'_M \cdot \Sigma Q_{CM}, \quad (3.7)$$

где  $Q_p$  – реактивную мощность кВА.

Затем определяется полная расчетная мощность

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (3.8)$$

$S_p$  – полная расчетная мощность, кВА.

Нужно рассчитать расчетный ток для одного электроприемника и для всего объекта.

Первоначально произведем расчет расчетного тока для одного электроприемника  $I_p$ , А:

$$I_p = \frac{P_{Н1}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi}, \quad (3.9)$$

где  $U_H$  – номинальное напряжение электроприемника, кВ.

Далее рассчитываем расчетный ток всего объекта  $I_p$ , А:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (3.10)$$

### 3.2.2 Расчет нагрузки для зданий

Воспользуемся формулой 3.11 для нахождения расчетной нагрузки питающих линий и вводов:

$$P_{кв} = P_{д,уд} \cdot n, \quad (3.11)$$

где  $P_{д,уд}$  – удельная нагрузка электроприемников;

$n$  – количество приемников, присоединенных к линии (ТП).

В соответствии с правилами проектирования и удельных электрических нагрузок видно, что расчетная неравномерная нагрузка при разделении на фазы трехфазных линий и вводов не превышает 15%.

Исходя из расчетной электрической нагрузки и годового количества часов использования максимальной активной и реактивной мощности, следует рассчитывать уже годовое потребление активной и реактивной энергии, потребляемой промышленным предприятием.

Определяем среднесменную активную мощность каждой питающей линии 0,4 Кв по имеющимся данным о годовом расходе энергии:

$$P_{см,i} = \frac{W_{ар,i}}{T_{г,i} \cdot a_i}, \quad (3.12)$$

где  $P_{см,i}$  – среднесменная активная мощность;

$W_{ар,i}$  – годовой расход активной энергии, кВт ч;

$T_{г,i}$  – годовое число часов работы потребителя;

$a_i$  – годовой коэффициент энергоиспользования.

За годовое число часов работы потребителя следует принимать 1900, 3600 и 5100 часов для 1, 2 и 3-сменных предприятий, а для непрерывного производства применяют 7650 часов.

По формуле 3.13 производится расчет среднесменной реактивной мощности каждой питающей линии:

$$Q_{см,i} = \frac{W_{рр,i}}{T_{г,i} \cdot a_i}, \quad (3.13)$$

Где  $Q_{см,i}$  – среднесменная реактивная мощность, кВт;

$W_{рр,i}$  – годовой расход реактивной энергии, кВт ч.

Расчетная реактивная и активная мощность каждой питающей линии находится по формулам 3.14 и 3.15:

$$P_p = K_o \cdot Q_{см,i}, \quad (3.14)$$

где  $P_p$  – расчетная активная мощность, кВт;

$K_o$  – коэффициент одновременности,  $K_o = 0,9$ .

$$Q_p = K_o \cdot Q_{см,i}, \quad (3.15)$$

где  $Q_p$  – расчетная реактивная мощность, кВт.

					13.03.02.2021.395.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Полная расчетная мощность каждой питающей линии рассчитывается по формуле 3.16:

$$S_{p,i} = \sqrt{P_{p,i}^2 + Q_{p,i}^2}, \quad (3.16)$$

где  $S_{p,i}$  – полная расчетная мощность, кВА.

По формуле 3.17 найдем расчетный ток каждой питающей линии

$$I_{p,i} = \frac{S_{p,i}}{\sqrt{3} \cdot U_{H,i}}, \quad (3.17)$$

где  $I_{p,i}$  – расчетный ток каждой питающей линии, А;

$U_{H,i}$  – напряжение  $i$ -той питающей линии,  $U_{H,i} = 0,4$  кВ.

Далее произведем расчет полной расчетной мощности нагрузки:

$$S_{p\Sigma} = \sum_1^4 S_{p,i}, \quad (3.18)$$

где  $S_{p\Sigma}$  – полная расчетная мощность нагрузки, кВА.

### 3.2.3 Суммарная нагрузка

По формуле 3.19 найдем расчетную электрическую нагрузку линии до 1кВ при смешанном питании потребителей общественных зданий,  $P_{p,л}$ , кВт:

$$P_{p,л} = P_{зд,маx} \cdot \sum_1^n K_{yi} \cdot P_{зди}, \quad (3.19)$$

где  $P_{зд,маx}$  – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт;

$P_{зди}$  – расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт;

$K_{yi}$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок.  $K_{yi} = 0,8$

Выводы по разделу три

Социально значимые объекты мощностью 508,72 кВА рассмотренные в таблице 3.1 относятся к I, II и III категории электроснабжения питаются по кабельным линиям напряжением 0,4 кВ непосредственно от ТП-1, ТП-2, ТП-4 и ТП-5.



Таблица 3.1- Нагрузки социально значимых потребителей

Потребители электроэнергии	Установленная мощность кВт	Номинальный ток, А	Категория потребителей	Коэффициент спроса, с	Cos f	Расчетная мощность			Расчётный ток
						Активная, кВт	Реактивная, кВАр	Полная, кВА	
ООО «Прибор»	300	455,86	II	0,86	0,85	116,24	72,48	136,99	197,72
ООО «Часкомплект»;	30	45,58	III	0,7	1	1,37	4,24	4,46	6,44
ООО «Импульс»;	30	45,58	III	0,69	0,95	1,3	4,24	4,43	6,39
ЗАО «ИКС 5 НЕДВИЖИМОСТЬ»;	100	159,92	III	0,89	0,8	12	9,6	15,37	22,18
ООО «Каменный пояс»;	80	121,56	III	0,6	0,9	8,75	4,28	9,74	14,06
ООО «Тепловые сети» (котельная 1);	300	536,67	I	0,9	0,85	136,85	85,33	161,27	232,77
ООО «Стратегия»;	100	151,95	III	0,7	0,95	14,44	4,71	15,19	21,92
ООО «Тепловые сети» (котельная 2);	300	536,67	I	0,9	0,85	136,85	85,33	161,27	232,77
Сумма	1240	----	----	0,78	0,9	427,8	4,71	508,72	734,25

13.03.02.2021.395.00.00 ПЗ

## 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 4.1 Общая характеристика процесса

Короткое замыкание (КЗ) - это любое электрическое соединение разных точек электроустановки между собой или с землей, при котором токи в ветвях электроустановки, прилегающих к месту их возникновения, резко возрастают, превышая максимальные допустимый постоянный ток.

В случае короткого замыкания резко возрастают токовые нагрузки, что в первую очередь вызывает значительное увеличение сил электродинамического взаимодействия между проводниками и токоведущими частями электроустановок и может привести к механическим повреждениям электрооборудования. Во-вторых, это приводит к повышенным потерям проводников и контактов и их повышенному нагреву. Это может вызвать термическое повреждение самих живых частей, а также изоляцию, оплавление и возгорание контактов.

Для уменьшения повреждений, вызванных неисправностью электрооборудования при протекании токов короткого замыкания, а также для быстрого восстановления нормальной работы системы электроснабжения необходимо правильно рассчитать токи короткого замыкания и по ним выбирать электрооборудование, защитную аппаратуру и средства ограничения токов короткого замыкания. При возникновении короткого замыкания токи в фазах системы электроснабжения увеличиваются по сравнению с их значениями при нормальной работе. Это, в свою очередь, вызывает падение напряжения в системе, которое особенно велико вблизи точки короткого замыкания.

Расчёт токов короткого замыкания производится для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки релейной защиты и автоматики. При этом достаточно уметь определить ток трёхфазного короткого замыкания в месте повреждения, а в некоторых случаях – распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к этому месту. При расчёте определяют периодическую составляющую тока короткого замыкания для наиболее тяжёлого режима работы сети. Учёт апериодической составляющей производят приближённо, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе.

### 4.2 Составление расчётной схемы и схемы замещения

Расчетная схема, изображенная на рисунках 4.1 – 4.3, составляется по схеме главных электрических соединений расчетных подстанций.

					13.03.02.2021.395.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

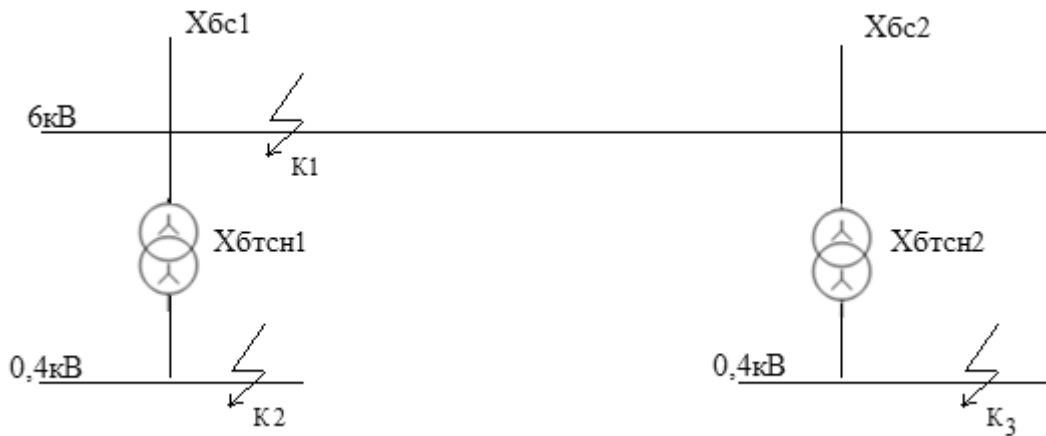


Рисунок 4.1 – Расчетная схема ТП-1

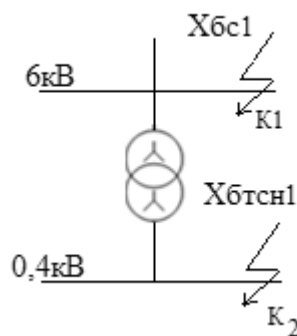


Рисунок 4.2 – Расчетная схема ТП-2 и ТП-4

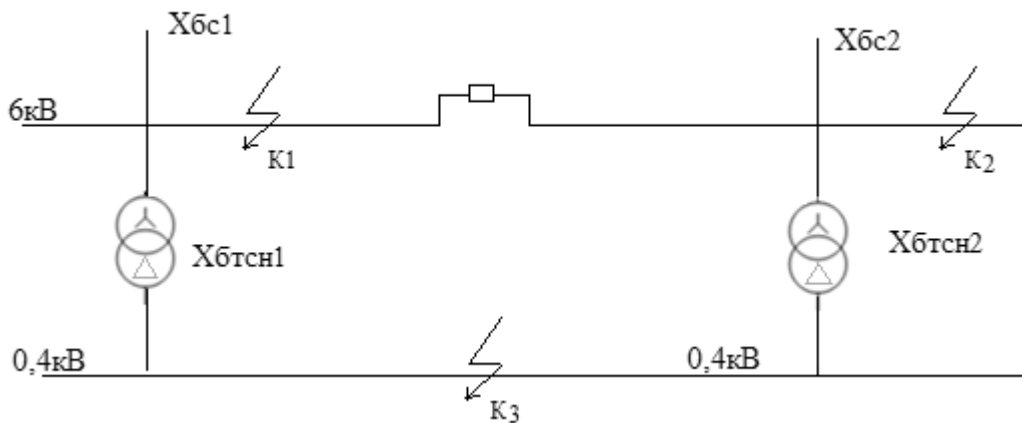


Рисунок 4.3 – Расчетная схема ТП-4

Затем по расчетной схеме составляется схема замещения.

При составлении схемы замещения элементы расчетной схемы заменяются их индуктивными сопротивлениями.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

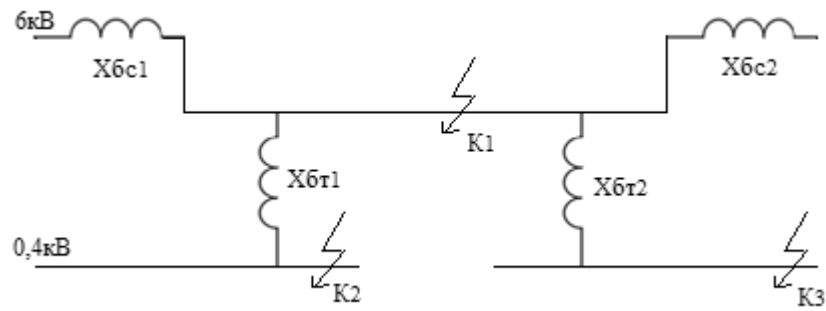


Рисунок 4.4 – Схема замещения ТП-1

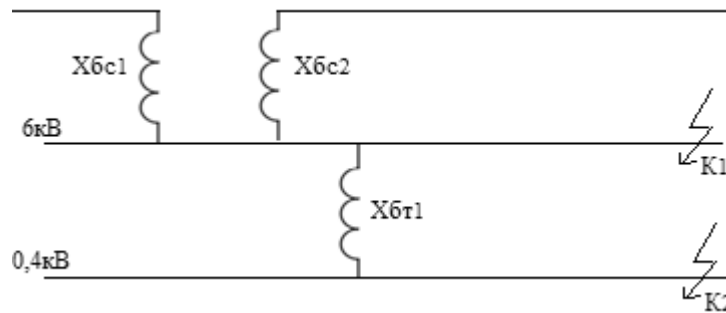


Рисунок 4.5 – Схема замещения ТП-2

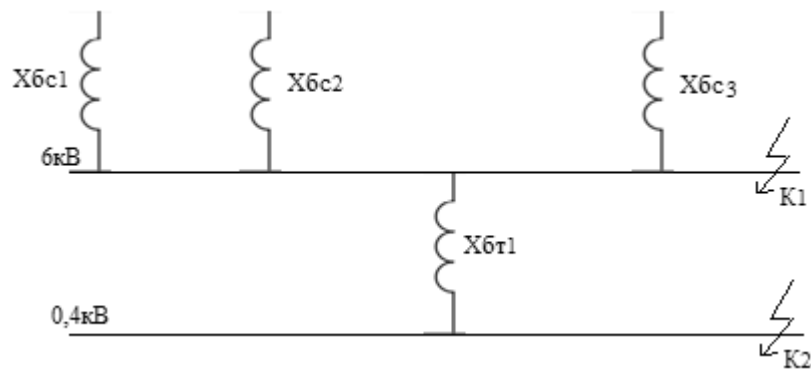


Рисунок 4.6 – Схема замещения ТП-4

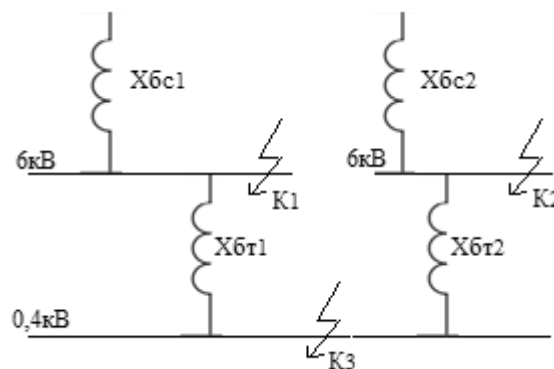


Рисунок 4.7 – Схема замещения ТП-5

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Сопротивления элементов схемы замещения, изображенных на рисунках 4.4 – 4.12, рассчитываются методом относительных единиц. Производится расчет всех сопротивлений, и определяются токи короткого замыкания во всех распределительных устройствах подстанции.

Сопротивление энергосистемы

$$X_{БТ} = \frac{u_K\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T}, \quad (4.1)$$

где  $S_T$  - мощность трансформатора, МВА;

$u_K$  - напряжение КЗ обмоток трансформатора;

$S_B$  - базисная мощность,  $S_B = 1000$  МВА.

$$X_{БТ} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000}{1} = 55 \text{ Ом}, \quad (4.2)$$

Сопротивление энергосистемы

$$X_{БС} = \frac{S_B}{S_C}, \quad (4.3)$$

где  $S_C$  – мощность энергосистемы, равная 508 МВА.

$$X_{*БС} = \frac{1000}{508} = 1,97 \text{ Ом}, \quad (4.4)$$

Расчет сопротивлений и токов цепи короткого замыкания в максимальном режиме

Результирующим сопротивлением является сопротивление энергосистемы.

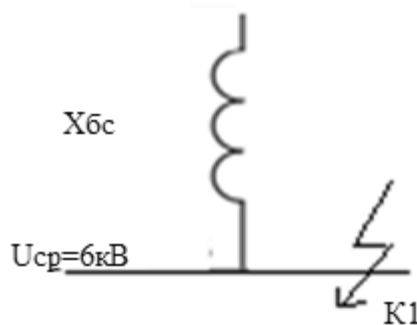


Рисунок 4.7 – Схема замещения до точки К1 на ТП-2 и ТП-4

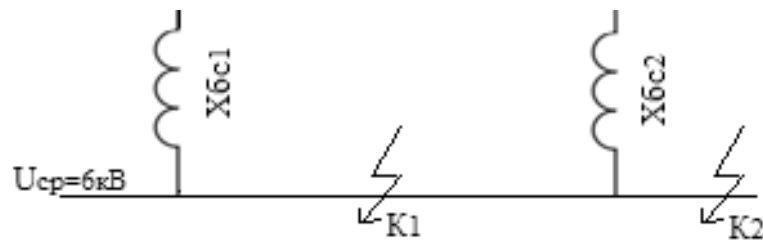


Рисунок 4.8 – Схема замещения до точки K1 и K2 на ТП-1

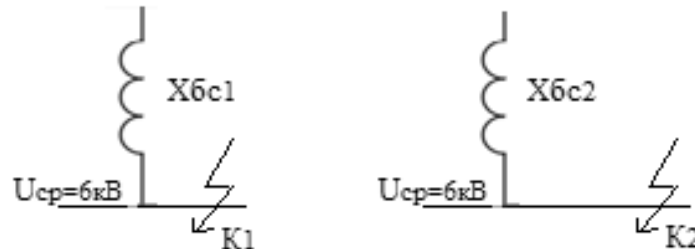


Рисунок 4.9 – Схема замещения до точки K1 и K2 на ТП-5

Результирующим сопротивлением является сопротивление энергосистемы и понижающих трансформаторов

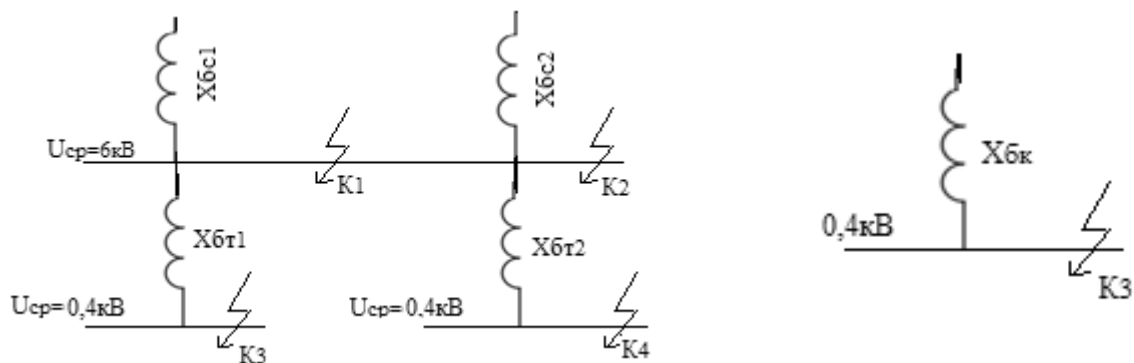


Рисунок 4.10 – Схема замещения до точки K3 на ТП-1

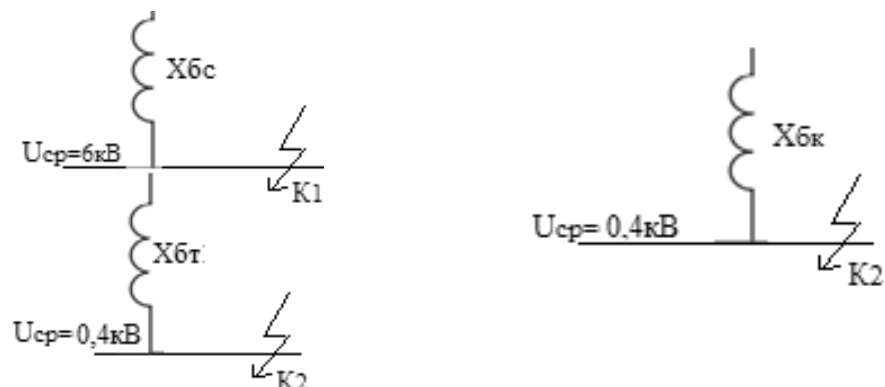


Рисунок 4.11 – Схема замещения до точки K2 на ТП-2 и ТП-4

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

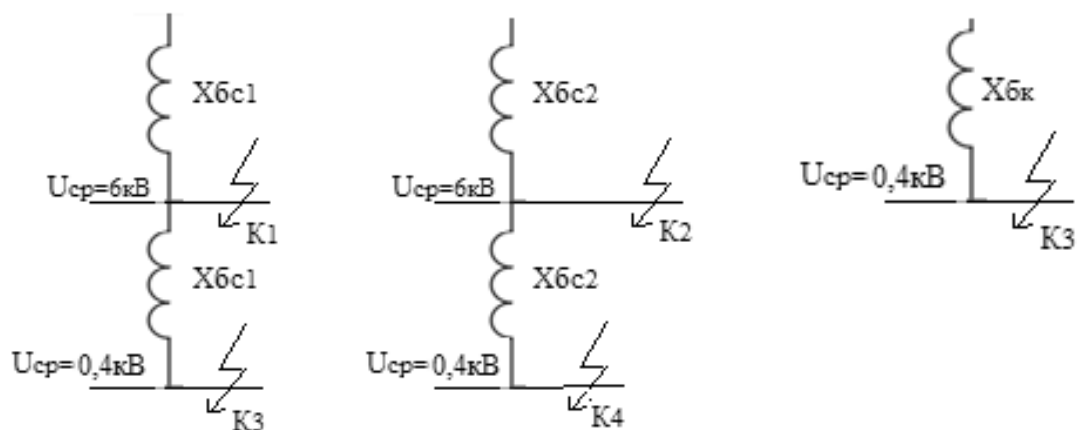


Рисунок 4.12 – Схема замещения до точки К3 на ТП-5

$$X_{*BK2} = X_{*BC} + \frac{X_{*BT}}{2}, \quad (4.5)$$

$$X_{*BK2} = 55 + \frac{1,97}{2} = 55,99 \text{ Ом}, \quad (4.6)$$

Расчет токов трехфазного симметричного короткого замыкания в максимальном режиме работы системы производится по методике [11].

В первую очередь определяется базисный ток  $I_B$ , кА для принятой в расчетах базисной мощности  $S_B=1000$  МВА и среднего напряжения  $U_{CP}$ , кВ.

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{CP}}, \quad (4.7)$$

Ток короткого замыкания

$$I_{K3} = \frac{I_B}{X_{БРЕЗ}}, \quad (4.8)$$

где  $I_B$  - базисный ток, кА;

$X_{БРЕЗ}$  - сопротивление ветви до точки короткого замыкания

Мощность короткого замыкания

$$S_K = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K3}, \quad (4.9)$$

Ударный ток короткого замыкания

$$i_{уд} = 2,55 \cdot I_{K3}, \quad (4.10)$$

Проведем расчеты для всех точек короткого замыкания и результаты занесем в таблицу 4.1

Таблица 4.1- Результаты расчёта режима короткого замыкания

Трансформаторные подстанции	Напряжение	Искомые данные КЗ	К1	К2	К3	К4
ТП-1	6кВ	$X_{*Б}$ , о.е	4,65	4,65	-	-
		$I_{КЗ}$ , кА	18,81	18,81	-	-
		$i_{уд}$ , кА	47,97	47,97	-	-
		$S_K$ , МВА	215,03	215,03	-	-
	0.4кВ	$X_{*Б}$ , о.е	-	-	94,39	94,39
		$I_{КЗ}$ , кА	-	-	15,29	15,29
		$i_{уд}$ , кА	-	-	38,98	38,98
		$S_K$ , МВА	-	-	10,59	10,59
ТП-2	6кВ	$X_{*Б}$ , о.е	4,65	-	-	-
		$I_{КЗ}$ , кА	18,81	-	-	-
		$i_{уд}$ , кА	47,97	-	-	-
		$S_K$ , МВА	215,03	-	-	-
	0.4кВ	$X_{*Б}$ , о.е	-	94,39	-	-
		$I_{КЗ}$ , кА	-	15,29	-	-
		$i_{уд}$ , кА	-	38,98	-	-
		$S_K$ , МВА	-	10,59	-	-
ТП-4	6кВ	$X_{*Б}$ , о.е	4,65	-	-	-
		$I_{КЗ}$ , кА	18,81	-	-	-
		$i_{уд}$ , кА	47,97	-	-	-
		$S_K$ , МВА	215,03	-	-	-
	0.4кВ	$X_{*Б}$ , о.е	-	94,39	-	-
		$I_{КЗ}$ , кА	-	15,29	-	-
		$i_{уд}$ , кА	-	38,98	-	-
		$S_K$ , МВА	-	10,59	-	-
ТП-5	6кВ	$X_{*Б}$ , о.е	4,65	4,65	-	-
		$I_{КЗ}$ , кА	18,81	18,81	-	-
		$i_{уд}$ , кА	47,97	47,97	-	-
		$S_K$ , МВА	215,03	215,03	-	-
	0.4кВ	$X_{*Б}$ , о.е	-	-	94,39	-
		$I_{КЗ}$ , кА	-	-	15,29	-
		$i_{уд}$ , кА	-	-	38,98	-
		$S_K$ , МВА	-	-	10,59	-



## Выводы по разделу четыре

В данном разделе рассчитывались токи короткого замыкания на шинах 6 кВ, 0,4 кВ. Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора устройства и управления элементами электроустановки с точки зрения электродинамической и термической устойчивости, а также защитных операционных систем и их чувствительности к срабатыванию.

					13.03.02.2021.395.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

## 5 МЕРОПРИЯТИЯ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

### 5.1 Модернизация ВЛ 6 кВ

При модернизации данной воздушной линии будут установлены промежуточные опоры и концевые опоры. Старые провода марки АС 90 на ВЛ 6 кВ, подвержены влиянию таких погодных факторов, как ветер и гололед. Поэтому было принято решение заменить их на самонесущие провода с защитной изоляцией, что позволяет существенным образом улучшить характеристики их безопасности и надежности [2].

А также будут установлены универсальные высоковольтные разъединители РЛНД применяемые для коммутации сетей высокого напряжения.

Данные разъединители имеют следующие преимущества:

- исключается возможность работы с заземлителем до отключения электрической цепи;
- в конструкции разъединителя применена контактная система с видимым разрывом цепи;
- форма ножей обеспечивает надежный отвод воды из контактной зоны.

### 5.2 Выбор силового трансформатора на ТП-1

В настоящее время на ТП-1 установлен трансформатор типа ТМ-1000 кВА. Этот трансформатор был введен в эксплуатацию в 1975 году и уже не проходит технические испытания. В первом разделе были рассмотрены силовые трансформаторы отечественных и передовых зарубежных производителей. Поэтому на место трансформатора старого образца был выбран трансформатор типа ТМГ-1000 кВА [4].

### 5.3 Модернизация оборудования трансформаторной подстанции РУ-6кВ

Износ оборудования распределительных сетей составляет более 70 %. Особую опасность представляют изношенные коммутационные аппараты, срок службы которых в два и три раза превышает допустимое значение. Постоянное обслуживание, поиск запчастей и ремонт этих выключателей стоит больших денег, но это не улучшает ситуацию, и их надежность становится критической. Последствия отказа коммутатора в случае аварийного отключения электроэнергии могут быть значительными и могут поставить под угрозу работу предприятий из-за неожиданных отключений.

Для улучшения надежности и работы электроснабжения, устаревшие масляные выключатели ВМГ-133 будут заменены на вакуумные выключатели серии ВВ/TEL [8].

Основные технические характеристики выключателей представлены в таблице 5.1

					13.03.02.2021.395.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Таблица 5.1 – Основные технические характеристики выключателей ВВ/TEL

Наименование параметра	Значения параметров для различных коммутационных модулей	
	ISM15_LD_1	ISM15_LD_2
Коммутационные модули		
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12	12
Номинальный ток, А	1000	1000
Номинальный ток отключения, кА	20	20
Сквозной ток короткого замыкания, кА	51	51
Нормированное содержание апериодической составляющей, %	30	40

#### 5.4 Модернизация оборудования трансформаторной подстанции РУ-0,4кВ

Вводные автоматы АРУ-50 подлежат замене из-за частого срабатывания по причине износа механических частей, износа контактов, а также выхода из строя теплового реле. На их место будут установлены автоматические выключатели типа ВА53-43 и ВА55-43 [7].

Технические характеристики автоматических выключателей ВА53-43 и ВА55-43 приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Технические характеристики автоматических выключателей типа ВА53-43 и ВА55-43

Наименование параметра	ВА53-43	ВА55-43
1	2	3
Номинальное рабочее напряжение, В	690	690

Окончание таблицы 5.2

1	2	3
Номинальный ток выключателя, А	1600	1600
Число полюсов	3	3
Категория применения	А (токоограничивающие)	В (селективные)

Вывод по разделу пять

При модернизации электроснабжения потребителей ТП-1 почти все устаревшее оборудование будет заменено на более современное. Это снизит потери энергии на данной подстанции и уменьшит количество ремонтов оборудования.

## 6 УДАЛЕННЫЙ УЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПОДСТАНЦИИ

Введение автоматизированных систем позволит анализировать режимы потребления электроэнергии и энергии ее ключевыми потребителями и позволит оптимально управлять нагрузкой на потребителей. С помощью АСКУЭ возможно будет собирать и формировать данные на объектах энергетики, предоставлять информацию на более высокий уровень управления. А также при использовании АСКУЭ можно не только сэкономить время на снятие и подсчет показаний, но и еще появляется возможность снизить энергозатраты [12].

В АСКУЭ можно выделить три уровня архитектуры:

- Уровень I (нижний) - это уровень информационно-измерительного комплекса (расчетных счетчиков абонентов и общедомовых счетчиков).
- Уровень II (средний) - это уровень концентраторов и коммутационного оборудования системы.
- Уровень III (верхний) – это уровень сервера сбора информации.

Обмен информацией между концентраторами (уровень II) и счетчиками (уровень I) базируется на принципе «master-slave» (главный - подчиненный). Где главный - это концентратор, а подчиненный – это счетчик. Обмен между концентратором и счетчиками происходит как в штатном режиме работы, так и в ручном режиме.

Архитектура АСКУЭ показана на рисунке 6.1



Рисунок 6.1 –Архитектура

Все счетчики выполняет следующие функции:

- сбор информации;
- временное хранение информации;
- коммуникационные функции.

Еще на этапе проектирования систем АСКУЭ должен проводиться подбор каналов связи, а также выбор оборудования. Данные требования должны проводиться с учётом условий обеспечения служебной и технологической связи с объектами.

## 6.1 Беспроводные сети передачи данных

Элементы информационных технологий, предназначенные для передачи данных между приемником и отправителем на большие или малые расстояния без применения проводов, называются беспроводными сетями.

Проводные сети отличаются от беспроводных, трудоёмкостью в строительстве и высокой стоимостью. А также проводные сети незащищены от различных физических воздействий. Кабели могут быть перерезаны при земляных работах, оборваны при порывах ветра, затоплены водой, выкопаны или украдены.

### 6.1.1 Классификация беспроводных сетей

Беспроводные сети в зависимости природы передающей среды делятся на четыре типа:

– Радиоканалы сотовой связи.

В данной беспроводной сети передача данных осуществляется путем беспроводной от передатчика к приемнику. Передатчик формирует определенную частоту и амплитуду радиоимпульса, а приемник предназначен для обработки и фильтрации сигнала [18].

– Спутниковые каналы связи.

Суть данного способа заключается в использовании спутника для передачи информации. Сигнал поступает на ближайшую наземную станцию, а уже затем сигнал передается на спутник, на котором установлены антенны со специальным оборудованием.

– Инфракрасные каналы связи.

Передача информации происходит между приемником и передатчиком, которые находятся на небольшом расстоянии. Данный тип беспроводной связи работает по принципу светодиодного излучения. Связь может быть, как двусторонней, так и ширококвещательной.

– Лазерные каналы связи.

Принцип действия такой же, как и у инфракрасных каналов связи, только в них используется не светодиоды, а лазерный луч.

### 6.1.1 Преимущества беспроводной связи

Во-первых, применение беспроводных сетей передачи данных экономически выгодно, так как зачастую это единственное возможное решение. Например, если кабельные сети отсутствуют или обладают низким качеством или если абоненты удалены от источников энергии, то используют беспроводные сети передачи информации. Также беспроводные сети мобильны, что позволяет быстро устанавливать либо переустанавливать оборудование данных сетей в любом требуемом месте. Беспроводные сети могут развёртываться очень быстро и наращиваться по мере появления новых абонентов.

					13.03.02.2021.395.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

## 6.2 АСКУЭ «ЭМИС-ЭЛЕКТРА»

АСКУЭ «ЭМИС-ЭЛЕКТРА» - это готовое решение, включающее в себя электросчётчики, оборудование для сбора и передачи информации, программное обеспечение.

Технические характеристики системы приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Технические характеристики

Параметры	Значения
Напряжение	230В
Ток	От 5А до 60А
Межпроверочный интервал	16 лет
Частота сети	От 47,5 Гц до 52,5Гц
Максимальный ток	60А
Срок службы	Не менее 30 лет
Масса	Не более 1кг
Максимальное расстояние передачи данных между двумя узлами	До 80м
Срок хранения информации	60 дней

### 6.2.1 Область применения системы

Система ориентирована на работу в электrorаспределительной сети 0.4 кВ и используется для учета и управления потреблением электроэнергии на таких объектах как:

- Производственные и промышленные предприятиях;
- Офисы;
- Многоквартирные и отдельно стоящие дома;
- Объекты общественного назначения.

### 6.2.2 Особенности АСКУЭ «ЭМИС-ЭЛЕКТРА»

У данной системы несколько основных особенностей, которые позволяют:

- производить удаленное обновление внутреннего программного обеспечения УСПД, что дает возможность постоянного совершенствования системы и ее адаптации к современным требованиям и индивидуальным пожеланиям заказчика;
- получать информацию о потреблении энергоресурсов и предоставлять эту информацию поставщиками потребителям электроэнергии;

- взаимодействовать с внешними системами. Система поддерживает взаимодействие с внешними биллинговыми системами;
- моментально собирать показания потребителей системы;
- хранить ежедневные показания.

Безопасность АСКУЭ «ЭМИС-ЭЛЕКТРА» - это коммерческая информационная система. В связи с этим в ней учтены особые меры, нацеленные на обеспечение соответствующего уровня информационной безопасности. В данной системе реализована политика информационной безопасности. Предусматривающая единую охрану системы и отдельные ее компоненты от потенциальных угроз. Так же кроме организационных и технических мер в системе используются технологии защиты информации в каналах связи, которые особенно чувствительны и доступны для злоумышленника. При этом все составляющие системы реализуют в себе функции доступа по настраиваемым паролям.

### 6.3 АСКУЭ на базе технологии ZIGBEE

Данная автоматизированная система контроля и учета энергопотребления упрощает работу энергосистемы. ZIGBEE – это технология, разработанная для объединения в единую сеть различных датчиков с возможностью обмена между собой. Работает с высокой скоростью на частоте 2.4 ГГц.

Внедрение данной системы поможет снижению экономических потерь, так как система анализирует потери и хищения электроэнергии и может удаленно отключить неплательщиков. Так же система позволяет автоматизировать сбор, хранение данных о потребителях.

Беспроводная технология ZIGBEE гарантирует организацию собственной радиосети и минимизирует расходы на предпроектный осмотр строений и ввод в эксплуатацию.

Схемы построения АСКУЭ с УСПД и без УСПД представлены на рисунках 6.2 и 6.3

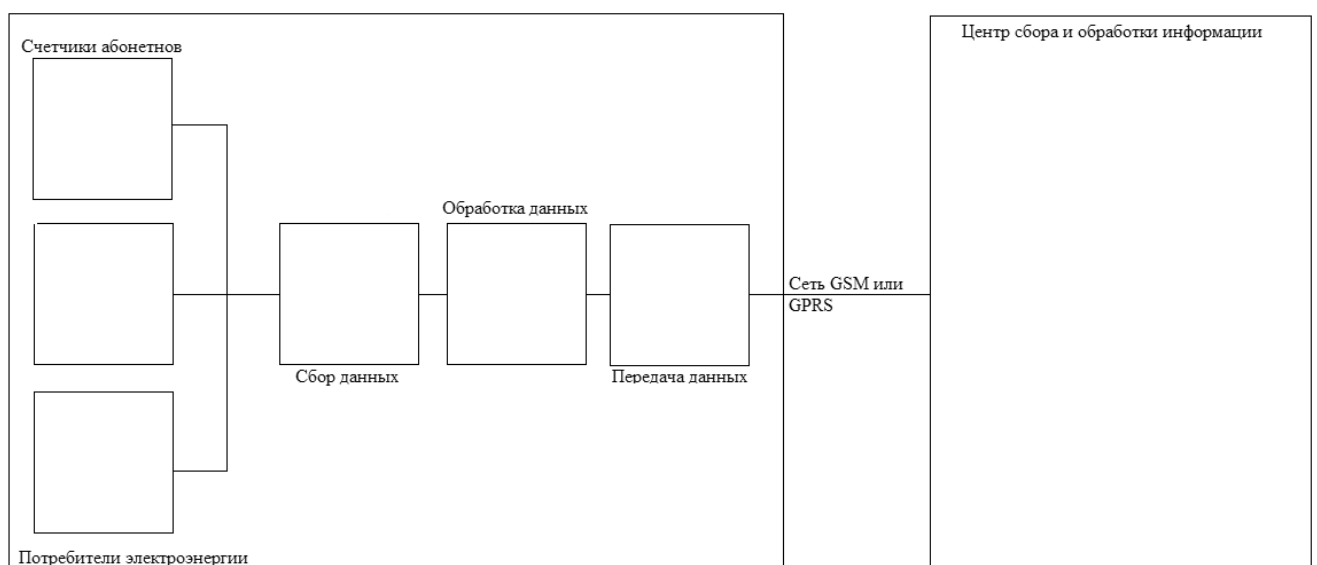


Рисунок 6.2–Схема построения: с УСПД





– своевременное выявление абонентами, которые незаконного потребляют электроэнергию.

#### Вывод по разделу шесть

Проводные линии связи надежны и обеспечивают высокоскоростную передачу данных, однако их установка и эксплуатация при построении больших сетей иногда экономически не выгодна. Беспроводные сети дают возможность не только быстро и надежно развертывать, увеличивать либо восстанавливать уже существующую универсальную сеть передачи информации и предоставлять доступ как удаленным, так и труднодоступным абонентам, но еще предоставлять новые услуги оптимизированным методом без полной модернизации имеющихся сетей.

Для подстанции ТП-1 был выбран АСКУЭ «ЭМИС-ЭЛЕКТРА».

					13.03.02.2021.395.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

## 7 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

7.1 Краткое описание рассматриваемого объекта, производственного участка

ООО «Рубин-Энерго» осуществляется от ГПП 110/6 кВ в г. Куса, принадлежащей ООО «Электросетевая Компания».

В состав электросетевого хозяйства ООО «Рубин-Энерго» входят сети 6/0,4 кВ, охватывающие территорию бывшего завода «ТТК»

Основными потребителями являются: ООО «Тепловые сети», ООО «Прибор», ООО «Часкомплект», и небольшое количество мелких потребителей. Обслуживание подстанции осуществляется на базе расположенной на территории завода ООО «Прибор» в пределах 500 метров от основных электрических сетей, поэтому необходимо обеспечить мероприятия для безопасных условий труда для обслуживающего персонала.

После модернизации планируется повысить надежность абонентов электросетевой компании.

7.2 Анализ вредных и опасных производственных факторов

К основным вредным и опасным производственным факторам при технической эксплуатации электрооборудования относятся:

- повышенная напряженность электрического и магнитного полей;
- недостаточная освещенность открытых частей рабочей зоны трансформаторных подстанций;
- протекание электрического тока через организм человека;
- воздействие электрической дуги;
- воздействие электростатического поля;
- воздействие электромагнитного излучения

7.3 Выбор нормативных значений факторов рабочей среды

Выбор нормативных значений представлен в таблице 7.1

Таблица 7.1– Нормативных значений факторов рабочей среды

Наименование фактора	Нормативные значения
1	2
повышенная напряженность электрического и магнитного полей	при продолжительности воздействия до 2-х часов за смену составляет 1000 В/м и 100 А/м
недостаточная освещенность рабочей зоны	Расположение и характеристики конструкций наружного освещения должны гарантировать стандартизованный уровень освещения в ночное время

Продолжение таблицы 7.1

1	2
	<p>и при плохой видимости на открытых участках подстанции, где движутся автомобили и люди, а также на рабочих поверхностях электрооборудования. В помещениях электростанций и подстанций главного, центрального и блочного щитов управления, а также в постах управления приборы аварийного освещения должны обеспечивать освещение не менее 30 лк на фасадах щитов главного щита; одна - две лампочки должны быть подключены к односторонним шинам через предохранители или автоматические выключатели и включены постоянно.</p> <p>Эвакуационное освещение должно обеспечивать освещенность не менее 0,5 лк на уровне пола в помещениях и проходах [9].</p>
<p>протекание электрического тока через организм человека</p>	<p>пороговый ощутимый ток - наименьшее значение электрического тока, которое вызывает заметное раздражение при прохождении через тело человека. Человек начинает ощущать небольшое значение тока от 0,6 до 1,5 мА при переменном токе с частотой 50 Гц и 5-7 мА при постоянном токе) - происходит легкое дрожание рук;</p> <p>пороговый неотпускающий ток - наименьшее значение силы электрического тока от 10 до 15 мА при частоте 50 Гц и 50-80 мА при постоянном токе, при котором человек не в состоянии преодолеть судороги мышц и не может разжать руку, в которой зажат проводник, или нарушить контакт с токоведущей частью;</p> <p>пороговый фибрилляционный ток - наименьшее значение силы тока от 100 мА до 5 А при частоте 50 Гц и от 300 мА до 5 А при постоянном токе, вызывающего при прохождении через тело человека фибрилляцию сердца - хаотические и разновременные сокращения волокон сердечной мышцы, что может привести к его остановке</p> <p>Принято считать, что электрический ток величиной 100 мА и выше является смертельным.</p>
<p>воздействие электрической дуги;</p>	<p>Невозможно точно определить границы зоны, за пределами которой отсутствует опасность ожога в</p>

Окончание таблицы 7.1

1	2
	случае возникновения дуги. Одна из основных задач по обеспечению безопасности человека - снижение риска поражения электрическим током.
воздействие электростатического поля;	Предельно допустимый уровень напряженности электростатического поля при воздействии $\leq 1$ час за смену устанавливается равным 60 кВ/м.
воздействие электромагнитного излучения	Спектр электромагнитных полей включает низкие частоты до 3 Гц, промышленные частоты 3–300 Гц, радиочастоты 30 Гц – 300 МГц, а также относящиеся к радиочастотам ультравысокие частоты (УВЧ) 300 МГц – 300 ГГц. Индуктивные электромагнитные помехи оказывают влияние не только на технические системы, но и на биологические, прежде всего на людей.

#### 7.4 Охрана труда

Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных факторов приведены в таблице 7.2

Таблица 7.2 – Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных факторов

Наименование фактора	мероприятия по снижению воздействия на работников опасных и вредных факторов
1	2
повышенная напряженность электрического и магнитного полей	Обязательным условием работы с электрическими полями является заземление всех изолированных от земли крупногабаритных объектов, включая машины и механизмы.
повышенная напряженность электрического и магнитного полей	Для решения вопросов исключения неблагоприятного влияния на человека ЭМП промышленной частоты (ПЧ 50Гц) используется три основных принципа, принятых в гигиенической практике: защита временем, защита расстоянием и защита с помощью использования коллективных или индивидуальных средств защиты.
недостаточная освещенность рабочей зоны	На всех трансформаторных подстанциях, расположенных на территории завода, есть открытые участки рабочей зоны, поэтому необходимо провести следующие мероприятия:

Продолжение таблице 7.2

1	2
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– защита временем (ограниченное пребывание работника в помещении без естественного освещения менее 25% рабочей смены);</li> <li>– улучшение условий, создаваемых искусственным освещением (обеспечение повышенного на ступень уровня нормируемой освещенности и надлежащее качество искусственного освещения с коэффициентом пульсации менее 10%);</li> <li>– использование в осветительных установках общего и местного освещения источников света с коррелированной цветовой температурой от 2400К до 6500К.</li> </ul> <p>При недостатке на рабочем месте естественного освещения можно выполнить следующие мероприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита временем (ограниченное пребывание работника в помещении с недостаточным естественным освещением менее 50% рабочей смены);</li> <li>– улучшение условий, создаваемых искусственным освещением (при фактическом обеспечении повышенной на ступень нормируемой освещенности и надлежащем качестве искусственного освещения);</li> <li>– анализ степени загрязнения стекол в светопроемах, своевременная их чистка;</li> <li>– если недостаток естественного освещения обусловлен затенением зелеными насаждениями, обеспечение сноса деревьев;</li> <li>– в случае наличия в помещении зон с достаточным и недостаточным естественным освещением изменение расположения рабочих мест с их перемещением в зону с достаточным естественным освещением.</li> </ul>
<p>протекание электрического тока через организм человека</p>	<p>Анализ угрозы поражения электрическим током сводится к определению значений тока, протекающего по тело человека в различных условиях. Угроза поражения зависит от нескольких факторов:</p>

Продолжение таблицы 7.2

1	2
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– напряжение сети;</li> <li>– путь тока в теле человека;</li> <li>– степень изоляции токоведущих частей от земли;</li> <li>– емкости токоведущих частей относительно земли.</li> </ul> <p>Электрический ток, проходящий через тело человека, оказывает тепловое, электролитическое и биологическое действие. Нормирование осуществляется по ГОСТ-12. 82, защита гарантируется проведением ряда организационных и технических мероприятий.</p> <p>Важнейшим мероприятием, способствующим уменьшению опасности воздействия на человека электрического тока, является применение тока пониженного напряжения.</p> <p>Согласно правилам техники безопасности пониженное напряжение, т. е. напряжение до 36 В, должно применяться для питания ручного и переносного электроинструмента, для ламп местного освещения у станков, а также для светильников общего освещения, имеющих высоту подвеса над полом менее 2 м, для подогревания пресс-форм и т. д. Напряжение ручных переносных электрических ламп, применяемых в помещениях с повышенной опасностью, должно быть не выше 36 В, а в помещениях особо опасных и вне помещений - не выше 12 В.</p>
<p>воздействие электрической дуги;</p>	<p>Предел защиты от электрического удара молнии для систем с напряжением, не превышающим 600 В, должен составлять 1,2 метра для времени размыкания цепи 6 циклов (0,1 секунды) и тока короткого замыкания 50 кА, при условии, что любая их комбинация (значение тока продукта при количестве циклов отключения) не превышает 300. Для любого другого времени отключения и тока повреждения предел. Для любого другого времени отключения и тока повреждения предел молниезащиты будет определяться расчетной энергией дугового разряда с учетом напряжения системы, возможного тока и времени разрыва цепи, когда энергия разряда измеряется на расстоянии от беспорядков.</p>

Окончание таблицы 7.2

1	2
воздействие электростатического поля;	<p>Допустимая напряженность неискаженного электрического поля 5 кВ / м. Если напряженность электрического поля на рабочих местах выше 5 кВ / м (работа в зоне воздействия электрического поля), необходимо использовать средства защиты.</p> <p>По принципу действия средства коллективной защиты от статического электричества делятся на следующие виды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– заземляющие устройства,</li> <li>– нейтрализаторы,</li> <li>– увлажняющие устройства,</li> <li>– антиэлектростатические вещества,</li> <li>– экранирующие устройства.</li> </ul> <p>К средствам индивидуальной защиты от статического электричества относятся специальная электростатическая обувь и спецодежда.</p>
воздействие электромагнитного излучения	<p>Для снижения воздействия электромагнитного излучения необходимо, чтобы при компоновке рабочих мест с ВДТ и ПК было учтено расстояние между рабочими столами с видеомониторами, которое должно быть не менее 2,0 м, и расстояние между боковыми поверхностями мониторов не должны быть меньше 1,2 м. Также учитываются режим работы и взаимное расположение компьютера. Сила электромагнитного поля на расстоянии 50 см. Вокруг ВДТ по электрической составляющей не должна быть больше: в диапазоне частот от 5 Гц до 2 кГц около 25 В/ м. Плотность магнитного потока должна быть в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц, самое большее 250 нТл. Электростатический потенциал поверхности не должен превышать 500 В.</p>

### 7.5 Производственная санитария

Температура окружающей среды при работе на подстанциях может колебаться от + 18 ° до + 23 ° при относительной влажности воздуха 65%, скорости воздушного потока не выше 0,3 м / с. Для нормализации микроклимата в трансформаторной подстанции устанавливают общеобменную и местную вентиляцию, а также электрообогрев для поддержания температурного режима [10].



Открытые пространства и участки подстанции должны быть хорошо освещены. Столбы фары предназначены для освещения открытых пространств, количество которых, помимо мощности источников света, принимается по расчетам. Освещение рабочих мест внутри помещений должно соответствовать требованиям ПУЭ.

Химическое воздействие на организм человека проявляется вредными веществами, выделяющимися при нагревании изоляционных и лакокрасочных материалов.

## 7.6 Эргономика и производственная эстетика

При выборе цвета отделки помещения и оборудования необходимо ориентироваться на те цвета, которые отражают не менее 40-50% падающего на них света. Окрашивание комнаты в светлые тона также экономит энергию. Предметы или конструкции зданий окрашены в светлые тона, что создает ощущение легкости. Рациональная организация рабочего места основана на назначении определенной работы каждому из рабочих и обеспечивает ее правильную организацию и оборудование, наиболее подходящее для выполнения работ, размещение различного рабочего оборудования, управление и поддержание чистоты, порядка и нормальности, внешние условия труда, организация непрерывной работы со всем необходимым.

## 7.7 Противопожарная и взрывобезопасность

– на подстанции имеется комплект первичных огнетушителей: порошковые и углекислотные огнетушители; песочница (объемом 0,5 м<sup>3</sup>); противопожарное оборудование (лопаты, кирки, топор, лом). Первичные огнетушители: трубы внутреннего пожаротушения, ручные и мобильные огнетушители, сухой песок и другие. Применяются огнетушители типа ОП-10, ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, ОП-5-01. Подстанции должны быть защищены от снега и дождя [6].

– Двери всех трансформаторных подстанций должны быть изготовлены из негорючих материалов и открываться наружу или в другое помещение, не связанное с постоянным присутствием людей и не являющееся маршрутом эвакуации. [4]

– Доступ к трансформаторной подстанции должен быть ограничен.

– Должна быть обеспечена надежная работа трансформаторов и их пожарная безопасность:

а. поддержание в исправном состоянии холодильного, контрольно-защитного оборудования;

б. качественный ремонт основного и вспомогательного оборудования, средств автоматики и защиты.

– Точки заземления должны быть оборудованы и отмечены там, где установлены огнетушители.

– Запрещается ввод трансформаторов в эксплуатацию на электростанциях и подстанциях, если не обеспечена полная готовность к работе оборудования пожаротушения, указанного в проекте.

					13.03.02.2021.395.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Была проанализирована работа существующих электрических сетей. Анализ показал, что осуществление электроснабжения в данных сетях невозможно без модернизации.

На основании анализа категории потребителей и расчета электрических нагрузок была проведена модернизация электрооборудования подстанции ТП-1. Замена оборудования производилась для повышения надёжности электроснабжения абонентов.

В разделе безопасность жизнедеятельности рассмотрены охраны труда при выполнении монтажных работ и при дальнейшем обслуживании модернизированного оборудования. Определены необходимые меры пожарной безопасности. А также рассмотрены опасные и вредные производственные факторы и разработаны мероприятия обеспечивающее безопасность на объектах электросетевого комплекса.

					13.03.02.2021.395.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ООО "РУБИН-ЭНЕРГО" – <https://www.rusprofile.ru/id/8692087>
2. Рожкова Л.Д., Электрооборудование станций и подстанций: третье издание, переработанное и дополненное. / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин – Москва: Изд-во Энергоатомиздат, 1987. – 646 с.
3. Антипов К. М., Пособие для изучения «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей»: Разд. 6 Электрическое оборудование. Разд. 7 Оперативно-диспетчерское управление / Под редакцией К. М. Антипова. – М.: Энергия, 1979. – 400 с.
4. ГОСТ 12.2.003-91 Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – Москва: Изд-во стандартов, 1992. – 11 с.
5. ГОСТ 12.1.044-89 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения. – Москва: Изд-во стандартов, 1991. – 112 с.
6. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – Москва: Изд-во стандартов, 1992. – 112 с.
7. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов. Учебное пособие для студентов высших образовательных учреждений. / Е.А Конюхова – Москва: Изд-во «Мастерство», 2001. – 185 с.
8. Барыбин, Ю.Г., Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудованию/ Ю.Г Барыбин – Москва: Изд-во Энергоатомиздат, 1991. – 346 с.
9. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. /283с Классификация (СТ СЭВ 790-77).
10. Долин П.А., Основы техники безопасности в электроустановках: Учебное пособие для вузов. / П.А. Долин – Москва: Изд-во Энергоатомиздат, 1984. – 175с
11. Коровин Ю.В., Расчет токов короткого замыкания в электрических системах: учебное пособие/ Ю.В. Коровин, Е.И. Пахомов, К.Е. Горшков. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2011. – 114 с.
12. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 7, 2003. – 222 с.
13. Файбисовича Д.Л., Справочник по проектированию электрических сетей. / под ред. Д.Л. Файбисовича – Москва: Изд-во ЭНАС, 2012. – 376 с.
14. Лыкин А. В. Электрические системы и сети: Учеб. Пособие. / А. В Лыкин-Москва: Изд-во Логос, 2006. – 254 с.
15. Антипенко А.А., Энергетические системы и сети. Учебное пособие. / А.А. Антипенко – Орск: Изд-во Энергоатомиздат, 2003. – 110 с.
16. Большаков К.Е. Электрооборудование станций и подстанций. / К.Е. Большаков – Москва: Изд-во Академия, 1999. – 206 с.
17. Гельман Г.А. Автоматизированные системы управления электроснабжением промышленных предприятий. / Г.А Гельман – Москва: Изд-во Энергоатомиздат, 1984. – 255 с.
18. Соскин Э.А., Автоматизация управления промышленным энергоснабжением. / Э.А. Соскин, З.А Киреёва – Москва: Изд-во Энергоатомиздат, 1990. –384 с.

					13.03.02.2021.395.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54