

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

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

Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ А.С. Торопов

подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2024г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование специальности)

Реконструкция системы электроснабжения КФХ ИП Зубарева Н. В.
(наименование темы)

Руководитель _____ « ____ » _____ 2024г. доцент каф. ЭМиАТ, к.т.н. Е.В. Платонова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ « ____ » _____ 2024г. А.А. Брагина
подпись дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ « ____ » _____ 2024г. _____ И.А. Кычакова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

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

Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ А.С. Горопов
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2024 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Брагиной Ангелине Александровне
(фамилия, имя, отчество)

Группа ЗХЭн 19-01 (3-19)

Специальность 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код) (наименование)

Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция системы электроснабжения КФХ ИП Зубарева Н. В.

Утверждена приказом по институту № 260 от 07.05.2024г

Руководитель ВКР Платонова Е.В., доцент кафедры «ЭМиАТ»
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для дипломного ВКР План КФХ, ведомость электропотребителей.

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

Введение

- 1 Теоретическая часть. Характеристика предприятия и электроснабжения
- 2 Аналитическая часть. Исходные данные для проектирования
- 3 Практическая часть. Расчет электрооборудования КФХ ИП Зубарева Н. В.
 - 3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов
 - 3.2 Расчет потерь мощности в выбранных трансформаторах
 - 3.3 Выбор и расчёт сечений линий электропередачи 0,4 кВ
 - 3.4 Конструкция линий электропередачи напряжением 0,38 кВ
 - 3.5 Выбор оборудования и защиты линий сети электроснабжения
 - 3.6 Молниезащита и заземление электрооборудования подстанции
 - 3.7 Организация эксплуатации электрооборудования
 - 3.8 Техничко-экономические показатели КФХ ИП Зубарева Н. В

Заключение

Список использованных источников

Перечень обязательных листов графической части

- 1 Схемы животноводческого комплекса до реконструкции и после реконструкции
- 2 Однолинейные схемы животноводческого комплекса до реконструкции и после реконструкции
- 3 Молниезащита трансформаторной подстанции

Руководитель дипломного проекта _____ / Е.В.Платонова
(подпись, инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению _____ / А.А.Брагина
(подпись, инициалы и фамилия студента)

« 16 » февраля 2024 г

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа (ВКР) на тему «Реконструкция системы электроснабжения КФХ ИП Зубарева Н. В.» содержит 77 страниц текстового документа, 25 использованных источников, 3 листа графического материала.

ЭЛЕКТРОСБЕРЕЖЕНИЕ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ,
ЭЛЕКТРОБОРУДОВАНИЕ, ЭЛЕКТРОПРИЕМНИК, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ,
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЕ,
РЕКОНСТРУКЦИЯ.

Проектируемый объект – КФХ ИП Зубарева Н. В

Цели:

- реконструкция электроснабжения КФХ ИП Зубарева Н. В кВ;
- сокращение недоотпуска электроэнергии, снижение потерь продукции;
- выбор сечений проводов и кабелей, коммутационных аппаратов, распределительных пунктов;
- расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания, проверка коммутационных аппаратов по отключающей способности и по чувствительности.

В данной выпускной квалификационной работе выполнена реконструкция системы электроснабжения КФХ ИП Зубарева Н. В. по заказу руководства сельхозпредприятия.

Необходимость реконструкции вызвана участвовавшими авариями в сетях электроснабжения отделения и связанными с этим потерями производимой продукции.

Повышение надёжности электроснабжения обосновано с использованием существующей схемы внутренних сетей. Обоснована замена трёх существующих силовых трансформаторов 160, 100 и 100 кВА на открытых подстанциях без резерва питания одной закрытой подстанцией с

АВР с двумя трансформаторами по 160 кВА. Питание подстанции предусмотрено от двух линий 10 кВ распределительных подстанций 110/35/10 кВ. Одна из линий выбрана рабочей, другая – резервной.

THE ABSTRACT

The final qualifying work (WRC) on the topic "Reconstruction of the power supply system of the farm of IP Zubareva N. V." contains 77 pages of a text document, 25 sources used, 3 sheets of graphic material.

POWER SAVING, SHORT CIRCUIT, ELECTRICAL EQUIPMENT, ELECTRIC RECEIVER, ELECTRICITY, ENERGY EFFICIENCY, CHOICE OF EQUIPMENT, RECONSTRUCTION.

The projected object is the farm of IP Zubareva N. V. :

- reconstruction of the power supply of the farm IP Zubareva N. V. kV;
- reduction of under-supply of electricity, reduction of product losses;
- selection of cross sections of wires and cables, switching devices, distribution points;
- calculation of three-phase and single-phase short-circuit currents, checking switching devices for breaking capacity and sensitivity.

In this final qualifying work, the reconstruction of the power supply system of the farm of IP Zubareva N. V. was carried out by order of the management of the agricultural enterprise.

The need for reconstruction is caused by frequent accidents in the department's power supply networks and related losses of manufactured products. The increase in the reliability of power supply is justified using the existing scheme of internal networks. The replacement of three existing 160, 100 and 100 kVA power transformers at open substations without a power reserve by one closed substation with an AVR with two 160 kVA transformers is justified. The substation is powered by two 10 kV lines of 110/35/10 kV distribution substations. One of the lines is selected as working, the other as backup.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	8
1 Теоретическая часть. Характеристика предприятия и электроснабжения.....	9
2 Аналитическая часть. Исходные данные для проектирования.....	14
3 Практическая часть.	
Расчет электрооборудования КФХ ИП Зубарева Н. В.....	16
3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов.....	16
3.2 Расчет потерь мощности в выбранных трансформаторах.....	22
3.3 Выбор и расчёт сечений линий электропередачи 0,4 кВ.....	25
3.3.1 Определение числа линий электропередачи 0,4 кВ.....	25
3.3.2 Выбор сечения проводов и расчёт потерь напряжения.....	28
3.4 Конструкция линий электропередачи напряжением 0,38 кВ.....	34
3.5 Выбор оборудования и защиты линий сети электроснабжения.....	36
3.5.1 Выбор предохранителей в сети 0,38 кВ и проверка защиты.....	36
3.5.2 Расчёт токов короткого замыкания в сети 0,38 кВ.....	36
3.5.3 Проверка кабельной линии на термическую стойкость.....	44
3.5.4 Выбор трансформаторной подстанции.....	45
3.5.5 Расчёт релейной защиты подстанции.....	47
3.6 Молниезащита и заземление электрооборудования подстанции.....	49
3.6.1 Защита подстанции от перенапряжений.....	49
3.6.2 Защита подстанции от прямых ударов молнии.....	50
3.6.3 Расчёт заземляющего устройства подстанции.....	53
3.7 Организация эксплуатации электрооборудования.....	55
3.7.1 Обоснование и расчёт структуры электротехнической службы.....	55
3.7.2 Надёжность проектируемой системы электроснабжения.....	59
3.7.3 Организация технического обслуживания и текущего ремонта.....	60
3.8 Техничко-экономические показатели КФХ ИП Зубарева Н. В.....	62
3.8.1 Анализ выбора оптимальной схемы электроснабжения молочно-товарной фермы КФХ ИП Зубарева Н. В.....	62

3.8.2 Расчет сметной стоимости на приобретение и монтаж оборудования и сетей системы электроснабжения.....	64
3.8.3 Расчёт основной и дополнительной заработной платы ремонтного и эксплуатационного персонала.....	66
3.8.4 Расчёт сметы годовых затрат на содержание оборудования и сетей схемы электроснабжения и определение себестоимости электроэнергии.....	69
Заключение.....	74
Список использованной литературы.....	75

ВВЕДЕНИЕ

Развитие сельского хозяйства и требования научно-технического прогресса диктуют необходимость совершенствования сельскохозяйственной электроэнергетики путем внедрения автоматизации технологических процессов, систем электроснабжения сельскохозяйственных предприятий и решения проблемы энергосбережения и экономии электрической энергии.

Главной проблемой на этом этапе является создание рациональных систем электроснабжения сельскохозяйственных предприятий. Созданию таких систем способствует следующее:

- выбор и применение рационального трансформирования энергии;
- выбор рациональных напряжений, что значительно снижает потери электрической энергии при её распределении;
- правильный выбор мест размещения подстанций, что минимизирует годовые приведенные затраты;
- рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, а также схем электроснабжения и их параметров, что ведет к сокращению потерь электроэнергии, повышению надежности;
- решение задачи симметрирования электрических нагрузок.

Общая задача оптимизации систем электроснабжения включает рациональные решения по выбору сечений проводов и жил.

В настоящее время сельское хозяйство Красноярского края, как и по всей России, испытывает определённые трудности, связанные с изменениями экономических отношений. Поэтому значительно возросли требования к надёжности электроснабжения тех сельскохозяйственных объектов, от бесперебойной работы которых зависят финансовые и экономические благополучие сельскохозяйственных предприятий. В первую очередь это относится к отраслям молочного животноводства, как отрасли, поставляющей продукцию круглогодично, без сезонного изменения качества и количества производимых продуктов.

1 Теоретическая часть. Характеристика предприятия и электроснабжения

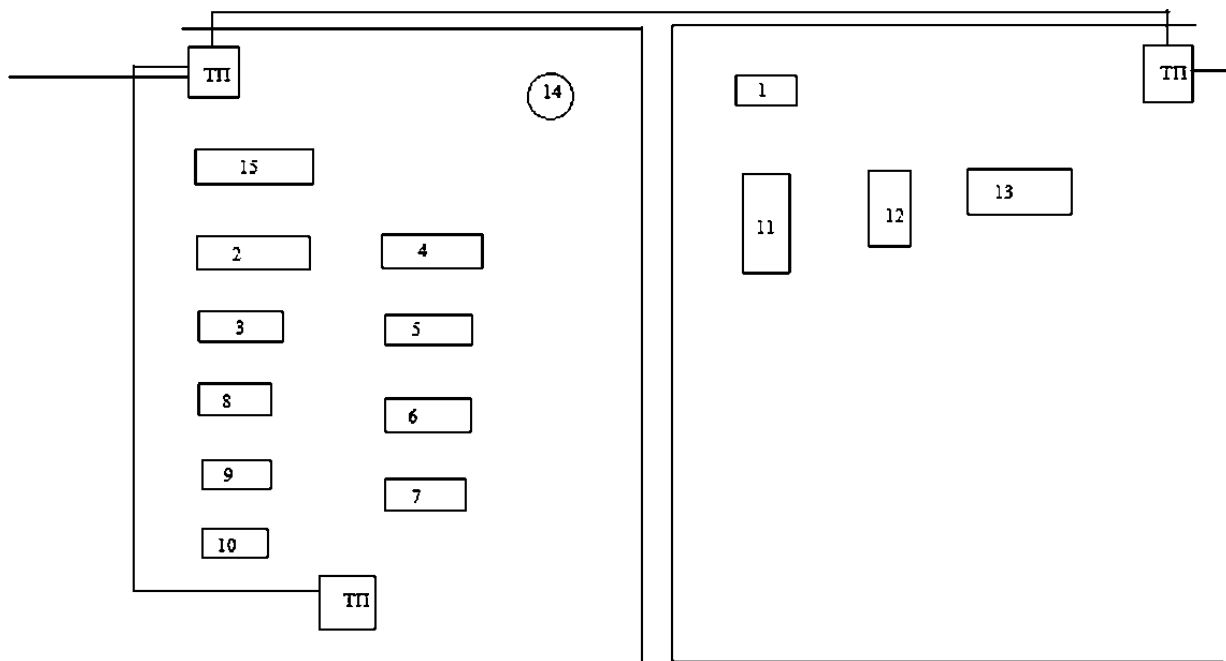


Рисунок 1 - Схема электроснабжения животноводческого комплекса до реконструкции

Данная выпускная квалификационная работа посвящена реконструкции электроснабжения КФХ ИП Зубарева Н. В., сокращения недоотпуска электроэнергии и снижения потерь продукции (рисунок 1).

Таблица 1- Электрические нагрузки по объектам фермы

№	Наименование объекта	Дневная нагрузка		Вечерняя нагрузка		Коэффициент сезонности			
		кВт	квар	Вт	квар	Зима	Весна	Лето	Осень
1	Дом животновода с ветеринарно-фельдшерским пунктом	6	-	8	-	1,0	0,8	0,7	0,9
2	Коровник привязного содержания с механизированным доением, уборкой навоза и электроводонагревателем на 350 голов	45	32	45	32	1,0	0,8	0,7	0,9
3	Родильное отделение на 50 мест	6	-	6	-	1,0	0,9	0,5	0,8
4	Коровник привязного содержания с механизированным доением, уборкой навоза и электроводонагревателем на 150 голов	20	16	20	16	1,0	0,8	0,7	0,9
5	Телятник на 150 голов	5	3	8	5	1,0	0,8	0,4	0,8
6	Конюшня на 70 голов	3	-	3	-	0,8	0,2	0,2	0,8
7	Помещение ремонтного, откормочного молодняка на 180 голов	10	-	3	-	1,0	0,6	0,3	0,9
8	Телятник на 70 голов	5	3	8	5	1,0	0,8	0,4	0,8
9	Телятник на 70 голов	5	3	8	5	1,0	0,8	0,4	0,8
10	Телятник на 70 голов	5	3	8	5	1,0	0,8	0,4	0,8
11	Овощехранилище на 1000 т	5	3	2	-	1,0	0,5	0,4	1,0
12	Весовая	1	-	-	-	1,0	0,5	0,2	0,8
13	Сенохранилище	10	8	-	-	0,5	0,5	1,0	1,0
14	Водонасосная станция	10	8	10	8	1,0	0,9	0,8	1,0
15	Коровник привязного содержания с механизированным доением, уборкой навоза на 150 голов	20	16	20	16	1,0	0,8	0,7	0,9
Суммарная нагрузка		156	95	149	92				
Суммарная полная мощность		183 кВА		175 кВА					

КФХ ИП Зубарева Н. В. занимается производством молока, на молочно-товарной ферме с дойным стадом 650 голов. На ферме имеются два коровника по 150 голов и один коровник на 350 голов дойных коров, четыре телятника по 70 голов, помещение для ремонтного и откормочного молодняка на 100 голов, родильное отделение на 50 мест, конюшня на 70 голов, вспомогательные помещения и сооружения. Электрические нагрузки по объектам фермы приведены в таблице 1, а в таблице 2 сведены данные по расходу электрической энергии в основных подразделениях фермерского хозяйства.

Электроснабжение отделения КФХ ИП Зубарева Н. В. осуществляется от трёх трансформаторных подстанций, распределение нагрузок которых также видно из таблицы 2. Подстанции питаются от независимых воздушных линий напряжением 10 кВ через масляные выключатели типа МВ-10 от шин 10 кВ ПС-1 35/10 кВ и ПС-2 35/10 кВ. Длина линии 10 кВ от подстанции ПС-1 10,7 км, от подстанции ПС-2 9 км. Линия 10 кВ от подстанции ПС-1 управляется линейным разъединителем ЛР-1, а от подстанции ПС-2 комплектным разъединителем КР-2.

Таблица 2 – Расход электрической энергии в 2023 году, кВт·часов

Месяц	Ферма	Кормоцех	Коровник
	ТП-1	ТП-2	ТП-3
январь	9600	11700	-
февраль	8800	9900	-
март	8800	12900	-
апрель	10000	15000	-
май	8000	10800	-
июнь	8000	9000	-
июль	6000	8100	-
август	5200	9300	-
сентябрь	5200	9300	-
октябрь	5600	8400	1360
ноябрь	6000	7800	6680
декабрь	9200	9000	6970
Сумма по ТП	90400	112290	15010
Годовое потребление	217700 кВт·ч		

Несмотря на наличие резервной линии электроснабжения, надёжность обеспечения потребителей на молочно-товарной ферме электроэнергией оказалась низкой. Расстояние между разъединителями ЛР-1 и КР-2 составляет около 1050 м. В результате при аварии на основной снабжающей линии электропередачи 10 кВ вторая, резервная линия 10 кВ подключается не сразу, имеет место длительный перерыв в электроснабжении, что приводит к значительным потерям производимой продукции из-за недоотпуска электроэнергии.

Другой недостаток существующей схемы электроснабжения заключается в использовании масляных выключателей, которые обладают невысокими эксплуатационными показателями и низкой надёжностью. Эти выключатели также ухудшают надёжность электроснабжения сельхозпредприятия.

Кроме того, трансформаторные подстанции открытого типа, используемые в существующей схеме электроснабжения, значительно уступают по многим показателям, и, в первую очередь, по эксплуатационным и по надёжности подстанциям закрытого типа.

Ещё один недостаток существующей схемы электроснабжения связан с изменениями потребления электрической энергии.

Снижение потребления электроэнергии на производственные нужды привело к падению загрузки подстанций. Следовательно, снизилась эффективность использования электрооборудования подстанций, повысились относительные потери электроэнергии непроизводственного характера, выросла потеря относительная на холостом ходу трансформаторов.

В связи с изменением сельскохозяйственного производства и снижением потребления электроэнергии центр электрической нагрузки потребления электроэнергии сместился в сторону однофазных потребителей – жилых домов. По этой причине резко возросла несимметрия нагрузки во внутренней сети, снизились качественные показатели электроэнергии и, как следствие, возросла аварийность электрооборудования трансформаторных подстанций ТП1, ТП2 и ТП3.

Рост аварийности на подстанциях привел к снижению надёжности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей. Выросли потери КФХ ИП Зубарева Н. В. за счёт недополученной продукции в связи с отключениями электроэнергии. Так по данным КФХ при отключении электроэнергии и срыве доения продуктивность коров снижается в первый день на 20%, во второй – на 10% и в третий – на 5%. В результате недополучения молока КФХ теряет за три дня при дневном надое на ферме 7723 т молока 7 000 000 рублей. Если учесть, что зимой таких отключений электроэнергии бывает не одно и не два, то можно представить насколько сильно снижается эффективность производства, падает рентабельность производства.

Наконец, наличие трёх действующих трансформаторных подстанций приводит к неоправданным эксплуатационным затратам, которые ложатся тяжёлым бременем на плечи КФХ, что также снижает как эффективность производства и его рентабельность.

2 Аналитическая часть. Исходные данные для проектирования

Объект проектирования представляет собой производственную зону КФХ ИП Зубарева Н. В. и включает потребители, перечисленные с максимальными дневными нагрузками в таблице 3.

Таблица 3 – Нагрузочные характеристики потребителей

№ п/п	Максимальные нагрузки		Наименование потребителя
	РДн , кВт	QДн , квар	
1	6	-	Дом животновода с ветпунктом
2	45	32	Коровник на 350 голов
3	6	-	Родильное отделение на 50 мест
4	20	16	Коровник на 150 голов
5	5	3	Телятник на 70 голов
6	3	-	Конюшня на 70 голов
7	10	-	Помещение для молодняка на 180 голов
8	5	3	Телятник на 70 голов
9	5	3	Телятник на 70 голов
10	5	3	Телятник на 70 голов
11	5	3	Овощехранилище на 1000 тонн
12	1	-	Весовая
13	10	8	Сенохранилище
14	10	8	Водонасосная станция
15	20	16	Коровник на 150 голов
Суммарная нагрузка	156	95	
Полная мощность	SДн = 184 кВА		

В хозяйстве по степени надежности и бесперебойности электроснабжения большая часть электроприемников относится ко II и III категории.

По степени поражения людей электрическим током в отделении имеются помещения с повышенной опасностью, сырые и пыльные.

Электрооборудование, установленное в производственных помещениях, работает от трехфазного переменного тока частотой 50 Гц. Основная его часть рассчитана для работы на напряжении 380/220 В. Краткая

характеристику основных потребителей электроэнергии по категории бесперебойности электроснабжения и средам производственных помещений по ПУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристика производственных помещений по ПУЭ

№ по ген. плану	Класс среды помещений	Категория надежности по ПУЭ	Наименование объекта
1.	Нормальное	III	Дом животновода с ветпунктом
2.	Влажное	II	Коровник на 3500 голов
3.	Влажное	III	Родильное отделение на 50 мест
4.	Влажное	II	Коровник на 150 голов
5.	Влажное	III	Телятник на 70 голов
6.	Влажное	III	Конюшня на 70 голов
7.	Влажное	III	Помещение для молодняка на 180 голов
8.	Влажное	III	Телятник на 70 голов
9.	Влажное	III	Телятник на 70 голов
10.	Влажное	III	Телятник на 70 голов
11.	Влажное	III	Овощехранилище на 1000 тонн
12.	Нормальное	III	Весовая
13.	Пыльное	III	Сенохранилище
14.	Влажное	III	Водонасосная станция
15.	Влажное	II	Коровник на 150 голов

3. Практическая часть. Расчет электрооборудования КФХ ИП Зубарева Н. В.

3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов

Для данного объекта – молочно-товарной фермы КФХ ИП Зубарева Н. В. экономически целесообразно принять одну трансформаторную подстанцию вместо трёх подстанций в существующей схеме электроснабжения фермы.

При выборе числа, мощности и типа силовых трансформаторов для питания электроприемников фермы и жилых домов КФХ ИП Зубарева Н. В. будем руководствоваться следующими положениями, изложенными в СН-174-2015:

1. Мощность трансформаторов должна выбираться с учетом допустимой нагрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы.

2. Число трансформаторов определяется исходя из обеспечения надежности питания с учётом категории потребителей.

3. Двухтрансформаторные подстанции сооружаются при сосредоточении значительных нагрузок в месте установки подстанций. Электроснабжение электроприемников II категории должно иметь резервирование.

4. Должна учитываться возможность расширения или развития подстанций с установкой более мощных трансформаторов на тех же фундаментах.

В качестве критерия выбора числа и мощности трансформаторов принимаем удельную плотность нагрузки фермы:

$$S_{уд} = S_p / F, \quad (1)$$

где S_p – расчетные мощности ЭП, кВА;

F – нашли по генплану, площадь помещения фермы, м² ;

$S_{уд}$ – удельная плотность электрической нагрузки на ферме, кВА/м² .

По данным полная расчетная мощность электроприемников молочно - товарной фермы составляет $S_p = 210$ кВА. Из генплана на рисунке 2 находим $F = 5680$ м² . Тогда удельная плотность нагрузки фермы составит

$$S_{уд} = 184/5680 = 0,032 \text{ кВА/м}^2 .$$

Ориентировочную номинальную мощность трансформаторов выбираем по плотности нагрузки из данных, представленных в таблице 5. Эта мощность для основного и резервного трансформаторов составляет 160 кВА.

Таблица 5 - Зависимость мощности трансформатора от плотности нагрузки

$S_{уд}, \text{кВА/м}^2$	$\leq 0,04$	$\leq 0,05$	$\leq 0,1$	$\leq 0,2$
$S_T, \text{кВА}$	160	250	400	630

Минимальное число трансформаторов i - го потребителя $N_{0,i}$ определим по формуле:

$$N_{0,i} = \frac{P_{см,i}}{B_{Н,i} \cdot S_{Т,i}}, \quad (2)$$

где $P_{см,i}$ - активная средняя мощность за наиболее загруженную смену электроприемников фермы, кВт, определяемая по формуле:

$$P_{см,i} = \frac{P_{р,i}}{K_{м,i}}; \quad (3)$$

$S_{Т,i}$ – номинальные мощности i - го трансформаторов, кВА;

$B_{Н,i}$ – по СН174-75 по категории нагрузок, нормативного коэффициента нагрузок трансформаторов (II-В $n = 0,7 \dots 0,8$; III-В $n = 0,9 - 0,95$);

$K_{м,i}$ –принимали $K_{м,i} = 1,1$ - нагрузок непостоянная, коэффициент максимумов нагрузки.

Имеем из таблицы 2 $P_p = 184$ кВт. Принимаем $V_H = 0,75$. Тогда

$$P_{см} = 184/1,1 = 167,3 \text{ кВт}$$

и минимальное число трансформаторов с учётом потребителей II категории

$$N_0 = \frac{167,3}{0,75 \cdot 160} = 1,39 .$$

Полученное значение N_0 округляем до большего целого числа, т.е. принимаем $N_0 = 2$. При выборе мощности трансформаторов необходимо учитывать возможность их перегрузки в послеаварийном режиме до 40% продолжительностью не более 6 ч в течение 5 суток. При этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки трансформатора в условиях его перегрузки в соответствии с ПУЭ должен быть не более 0,8.

Коэффициент загрузки трансформаторов по 160 кВА предварительно составляет:

$$K_{з.основн.} = 184/2/160 = 0,58.$$

С учётом этого на случай послеаварийного электроснабжения фермы принимаем второй, резервный трансформатор мощностью 160 кВА. В случае отказа основного трансформатора 160 кВА, перегрузка резервного трансформаторов в случае питания потребителей II категории (коровники SII= 140 кВА) составляют

$$K_{з.резерв.} = 140/160 = 0,875.$$

Резервный трансформатор в послеаварийном режиме будет недогружен.

Таким образом, выбранные трансформаторы мощностью по 160 кВА удовлетворяют и по степени загрузки, и по надёжности электроснабжения.

Одновременно с выбором трансформаторов производим выбор мощности компенсирующих устройств в сети электроснабжения фермы.

Реактивная мощность дневного максимума составляет согласно таблице 2 $Q = 95$ квар , активная - $P = 157$ кВт , коэффициент мощности в сети фермы $\cos\varphi 1 = 0,876$. Наибольшая реактивная мощность $Q_{Вн.i}$, которая может быть внесена из распределительной сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ i - го приемника без превышения предусмотренного значения коэффициента загрузки, определяется по формуле:

$$Q_{Вн.i} = \sqrt{(N_i \cdot B_{Н.и} \cdot S_{Т.и})^2 - P_{P.i}^2} \quad (4)$$

При расчетной реактивной низковольтной нагрузке $Q_{P.i}$ для максимального перетока мощности конденсаторной установки необходимо обеспечить получение следующего значения реактивной мощности:

$$Q_{кy.i} = Q_{P.i} - Q_{Вн.i} , \quad (5)$$

где $Q_{кy.i}$ - реактивная мощность i - й конденсаторной установки, квар.

Полученное значение $Q_{кy.i}$ уточняется до величины $Q_{бк}$ стандартной конденсаторной установки.

Проверяем значение фактических коэффициентов $B_{ф.i}$ загрузки i – го трансформатора учитывая компенсацию при условии:

$$B_{ф.i} = \frac{\sqrt{P_{P.i}^2 + (Q_{P.i} - Q_{бк.i})^2}}{N_i \cdot S_{Т.и}} \leq B_{Н.и} . \quad (6)$$

Если это условие не соблюдается, следует увеличить мощность трансформатора. После этого уточняют величину реактивной мощности, передаваемую из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ по формуле:

$$Q_{Вн.i} = Q_{р.i} - Q_{бк.i} \quad (2.3.7)$$

Проведем расчет компенсации реактивной мощности потребителей фермы. Определяем наибольшую реактивную мощность $Q_{Вн}$, которая может быть внесена из распределительной сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ объекта:

$$Q_{Вн} = \sqrt{(2 \cdot 0,75 \cdot 160)^2 - 157^2} = 181,5 \text{ квар.}$$

Расчетная реактивная нагрузка Q_P , подлежащая компенсации

$$Q_P = P_p \operatorname{tg} \varphi_1,$$

где $\operatorname{tg} \varphi_1 = 0,55$ – тангенс угла сдвига фаз в сети до компенсации реактивной мощности, соответствующий $\cos \varphi_1 = 0,876$.

$$Q_P = 157 \cdot 0,55 = 86,4 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность конденсаторной установки

$$Q_{к\bar{y}} = 181,5 - 86,4 = 95,1 \text{ квар.}$$

Значения $Q_{к\bar{y}}$ приближают к величине $Q_{бк}$ конденсаторных установок. Принимают $Q_{бк} = 75$ квар.

Значения фактического коэффициента V_ϕ загрузок трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности.

$$B_{\phi} = \frac{\sqrt{157^2 + (181,5 - 75)^2}}{2 \cdot 160} = 0,59 .$$

Это значение меньше принятого $B_n = 0,75$. Следовательно, корректировать расчёт установки для компенсации реактивной мощности нет необходимости.

Принимаем к установке на проектируемом объекте закрытую трансформаторную подстанцию Челябинского трансформаторного завода.

Таблица 6 – Параметры сети электроснабжения фермы и электрооборудования трансформаторной подстанции и компенсирующей установки

№ п/п	Наименование	Значение
1.	Трансформаторная подстанция КТП №1	ЗКТПБ/М/
2.	Активная расчётная нагрузка, кВт	157
3.	Реактивная расчётная нагрузка, квар	95
4.	Полная расчётная нагрузка, кВА	184
5.	Общая площадь объекта, м2	5680
6.	Категория электроприёмников	II и III
7.	$\frac{\text{Нормированный коэффициент}}{\text{Фактический коэффициент}}$ загрузки транс-ра,	$\frac{B_n}{B_{\phi}}$ 0,75 0,59
8.	Удельная плотность мощности, кВА/м2	0,034
9.	Тип и мощность трансформатора: Основного Резервного	ТМ - 160 ТМ - 160
10.	Вносимая реактивная мощность, квар	181,5
11.	Мощность компенсирующей установки, квар	100

3.2 Расчет потерь мощности в выбранных трансформаторах

Расчет потерь мощности в выбранных трансформаторах необходим для определения затрат на возмещение потерь электроэнергии.

Потери активной ΔP_m (кВт) и реактивной ΔQ_m (квар) мощностей в трансформаторах определяют по формулам:

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot B_{\phi}^2), \quad (7)$$

$$\Delta Q_T = N \cdot \frac{S_T}{100} (i_{xx} + u_{кз} \cdot B_{\phi}^2), \quad (8)$$

где ΔP_{xx} и $\Delta P_{кз}$ - потери холостого хода и короткого замыкания, кВт;

i_{xx} - ток холостого хода трансформатора, %;

$u_{кз}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

N - количество трансформаторов;

B_{ϕ} - фактический коэффициент загрузки трансформаторов.

Уточняем нагрузку в сети 0,4 кВ с учетом реальных потерь в выбранных трансформаторах:

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_m)^2 + (Q_p + \Delta Q_m - Q_{ск})^2}. \quad (9)$$

Для трансформаторов ТМ160/10 мощностью 160 кВА с первичными напряжениями 10 кВ по справочным данным находим его параметры:

Потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_T 1+T2 = 2 \cdot 160(0,024 + 0,045 \cdot 0,55) = 14,02 \text{ квар.}$$

Результаты расчёта потерь вносим в таблицу 7

Уточним нагрузку фермы с учетом реальных потерь в выбранных трансформаторах. В нормальном режиме работы сети 0,4 кВ с исходными данными: Расчётные мощности потребителей от трансформатора Т1

$$P_{p1} = 112 \text{ кВт}; Q_{p1} = 85 \text{ квар}$$

$$\Delta P_{T1} = 2,02 \text{ кВт}; \Delta Q_{T1} = 7,01 \text{ квар.}$$

Максимальная нагрузка на трансформатор Т1

$$S_{p1} = \sqrt{(112 + 2,02)^2 + (85 + 7,01)^2} = 146,5 \text{ кВА.}$$

Таблица 7 - Расчет потерь мощности в трансформаторах

№ пп	Параметр	Трансформаторы Т1,Т2
		ТМ 160/10
1.	Количество, n , шт	2
	Мощность, ST , кВА	160
2.	Потери холостого хода, ΔP_{xx} , кВт	0,56
3.	Потери короткого замыкания, $\Delta P_{кз}$, кВт	2,65
4.	Ток холостого хода, i_{xx} , %	2,4
5.	Напряжение КЗ, $u_{кз}$, %	4,5
6.	Кэффициент загрузки, Вф	0,55
7.	Активные потери, ΔP_i , кВт	2x2,02
8.	Реактивные потери, ΔQ_i , квар	2x7,01
Потери в нормальном режиме, $\Delta P_{T1} / \Delta Q_{T1}$		2,02 кВт/7,01 квар
Потери в поставарийном режиме, $\Delta P_{T1} / \Delta Q_{T2}$		2,02 кВт/7,01 квар

Расчётные мощности потребителей от трансформатора Т2

$$P_{p2} = 72 \text{ кВт}; Q_{p2} = 10 \text{ квар}$$

$$\Delta P_{T2} = 2,02 \text{ кВт}; \Delta Q_{T2} = 7,01 \text{ квар.}$$

$$S_{p2} = \sqrt{(72 + 2,02)^2 + (10 + 7,01)^2} = 76 \text{ кВА.}$$

В послеаварийном режиме работы сети 0,4 кВ только для потребителей II категории надёжности (работает только Т1):

$$P_{p1} = 112 \text{ кВт}; Q_{p1} = 85 \text{ квар}$$

$$\Delta P_{T1} = 2,02 \text{ кВт}; \Delta Q_{T1} = 7,01 \text{ квар.}$$

Максимальная нагрузка на трансформатор Т1

$$S_{p1} = \sqrt{(112 + 2,02)^2 + (85 + 7,01)^2} = 146,5 \text{ кВА.}$$

Полученные данные расчетов сводим в таблицу 8

Таблица 8– Расчётные нагрузки с учетом реальных потерь в трансформаторах

№ пп	Параметр	Режим работы сети			
		Нормальный		Послеаварийный	
		T1	T2	T1	T2
1.	Активная мощность, P_p , кВт	112	72	112	-
2.	Активные потери, ΔP_{Ti} , кВт	2,02	2,02	2,02	-
3.	Реактивная мощность, Q_p , квар	85	10	85	-
4.	Реактивные потери, ΔQ_{Ti} , квар	7,01	7,01	7,01	-
5.	Мощность БК, Q_{BK} , квар	75	75	75	-
6.	Полная мощность, S_p , кВА	146,5	76	146,5	-

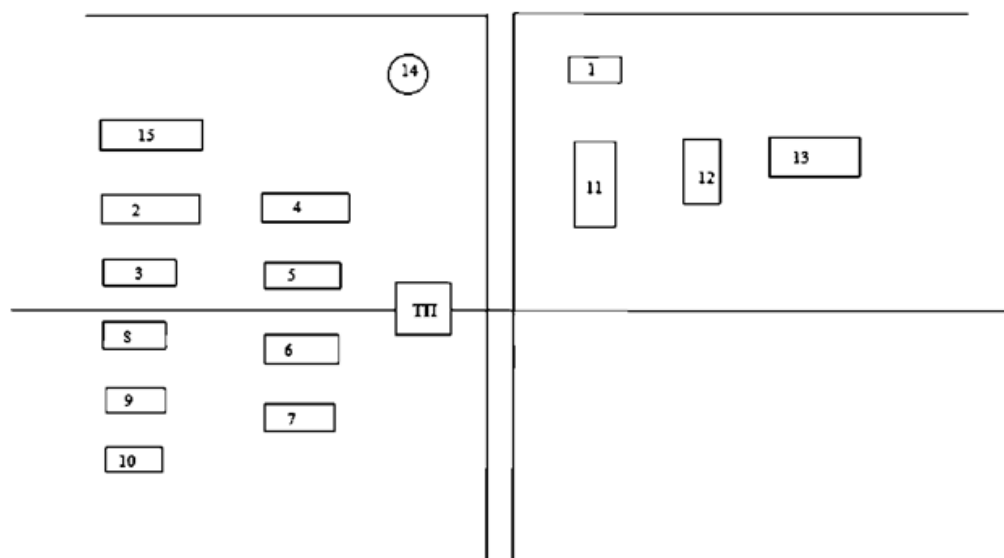


Рисунок 2 - комплекс животноводческий после реконструкции. Схема электроснабжения

3.3 Выбор и расчёт сечений линий электропередачи 0,4 кВ

3.3.1 Определение числа линий электропередачи 0,4 кВ

В настоящее время приняты следующие основные принципы построения схем внутреннего электроснабжения:

1. Число отходящих от трансформаторной подстанции линий не должно превышать 4-х.

2. Работа линий и трансформаторов должна быть отдельной, так как параллельная работа приводит к увеличению токов КЗ, удорожанию релейной защиты, особенно на коротких линиях внутри объекта.

3. Воздушные линии напряжением 0,38 кВ располагают преимущественно вдоль одной стороны дорог.

Распределение электроэнергии по рекомендациям СН-174-2015 может быть выполнено радиальной, магистральной или смешанной схемой. Выбор зависимости от территориального размещения нагрузок, их величины, от требуемой степени надёжности питания и других характерных особенностей проектируемого объекта.

В практике проектирования электроснабжения предприятий крупные и ответственные потребители обычно подсоединяются к источнику электроэнергии по радиальным схемам. Средние и мелкие потребители группируются, а их электроснабжение проектируется по магистральному принципу. Такое решение позволяет создать схему внутреннего электроснабжения с наилучшими технико-экономическими показателями.

Основываясь на принципах построения внутренних сетей предприятия и учитывая особенности проектирования электроснабжения фермы, принимаем смешанную схему сети 0,38 кВ из 4-х линий. Две линии 1 и 4 от трансформатора Т1 питают 4 коровника (потребители II категории №№ 2, 4 и 15), родильное отделение (№3), телятник (№8) и водонасосную станцию (№14). Другие две линии 2 и 3 снабжают электроэнергией сенохранилище и хранилище сочных кормов (потребители №13 и 11), весовую, 3 телятника, откормочное и конюшню (№ № 5-7, 9, 10) от Т2. Выбор расчётной схемы

сети 0,38 кВ и расчёт нагрузок линий

Расчётную схему линий 0,38 кВ составим для дневных нагрузок. С учётом коэффициента ко одновременности активную расчётную нагрузку i -й линии определим по выражению:

$$P_{Л.i} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n P_{Д.i}, \quad (10)$$

где $P_{Д.i}$ – дневная нагрузка i -го потребителя в данной линии. Если нагрузки потребителей различаются более чем в 4 раза, наименьшие нагрузки $P_{Д.i}$ складываем без учёта коэффициента одновременности в соответствии с формулой:

$$P_{Л.i} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^m P_{Д.i} + \sum_{i=m}^{n-m} P_{Д.i}. \quad (11)$$

Полная расчётная мощность определяется с учётом коэффициента мощности нагрузок

$$S_p = P_{Л.i} / \cos\varphi. \quad (12)$$

В соответствии с расчётной схемой определим расчётные нагрузки линий.

Линия 1: $K_0 = 0,85$; $\cos\varphi_{14,15} = 0,78$;

$$P_{Л.1} = 0,85(10 + 20) = 25,5 \text{ кВт};$$

$$S_{рЛ1} = 25,5/0,78 \approx 33 \text{ кВА}.$$

Линия 2: $K_0 = 0,85$; $\cos\varphi_{13} = 0,78$; $\cos\varphi_{11} = 0,86$;

$$P_{Л.2} = 0,85(10 + 5) = 12,8 \text{ кВт};$$

$$S_{рЛ2} = 8,5/0,78 + 4,25/0,86 \approx 16 \text{ кВА}.$$

Линия 3: $\kappa_0 = 0,8$; $\cos\varphi_{6,7,12} = 1$; $\cos\varphi_{5,9} = 0,86$;

$P_{Л3} = 0,8(10+5+5)+(3+1) = 20$ кВт;

$S_{рЛ3} = 10+10/0,86+3+1 \approx 28$ кВА.

Линия 4: $\kappa_0 = 0,85$; $\cos\varphi_{1,3} = 1$; $\cos\varphi_2 = 0,82$; $\cos\varphi_4 = 0,78$; $\cos\varphi_8 = 0,86$;

$P_{Л4} = 0,85(45+20)+(6+6+5) = 72,25$ кВт;

$S_{рЛ4} = 6+6+45/0,82+20/0,78+5/0,86 \approx 88$ кВА.

Линии , проходят возле воздушных линий 10кВ, выполним кабелем, чтобы не было пересечения воздушных линий. Всё остальное линии - воздушные линии электропередачи.

3.3.2 Выбор сечения проводов и расчёт потерь напряжения

Прокладку кабеля по территории фермы осуществляем в воздухе. Предусматриваем применение кабеля марки ААШв с алюминиевыми жилами в алюминиевой защитной оболочке с наружным покровом из поливинилхлоридного шланга.

Выбор сечения кабельной линии осуществляем по экономической плотности тока $i_{эк}$ с дальнейшей проверкой по техническим условиям. К техническим условиям относят проверку сечений по нагреву расчётным током в режиме наибольших нагрузок и послеаварийном режиме.

Нестандартное экономически целесообразное сечение кабеля $F_э$ выбираем по экономической плотности тока по формуле:

$$F_э = I_p / i_{эк}, (2.5.4)$$

где I_p – расчётный ток кабельной линии, А.

Согласно ПУЭ, при годовом максимуме нагрузки $T_{макс} < 5000$ ч и

использовании в качестве проводника – алюминия $i_{\text{эк}} = 1,4 \text{ А/мм}^2$.

Расчётный ток кабельной линии определяем по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \text{ А} \quad (13)$$

где S_p – полная расчётная мощность электроприёмников в линии, кВА.

Расчётный ток линии 1

$$I_{p.л1} = \frac{33}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 50,1 \text{ А.}$$

Сечение жилы кабеля линии 1

$$F_{\text{эл1}} = 50,1/1,4 = 35,8 \text{ мм}^2 .$$

Полученное значение сечения жилы округляем до меньшего стандартного значения. Принимаем $F_{\text{э.ст}} = 35 \text{ мм}^2$ ($r_0 = 0,89 \text{ Ом /км}$; $x_0 = 0,064 \text{ Ом/км}$).

Так как кабель проложен в воздухе, то для данного сечения кабеля

$$I_{\text{доп}} = 65 \text{ А.}$$

Найденное по справочнику сечение проверяем по нагреву.

В нормальном рабочем режиме:

$$K_t \cdot K_a I_{\text{доп}} \geq I_p, \quad (14)$$

где K_t – значения коэффициентов учёта температуры среды, если отличается от расчётной;

K_a – значение коэффициента учёту расстояния между кабелем, проложенными рядом, количествами кабелей;

$I_{\text{доп}}$ – допустимого длительного тока для кабеля, А.

Принимаем $K_t = 1$, т.к. длительно допустимая температура жилы кабеля с бумажной изоляцией на напряжение 0,66 кВ составляет $+65\text{ }^\circ\text{C}$, а температура среды составляет $+15\text{ }^\circ\text{C}$. Тогда в соответствии с формулой имеем:

$$65\text{A} > 50\text{A},$$

следовательно, сечение жил кабеля проходит в нормальном рабочем режиме. В послеаварийном режиме, учитывая возможность 30 % перегрузки линии:

$$1,3 K_t \cdot K_a I_{\text{доп}} \geq I_{\text{п/ав}}, \quad (15)$$

где $I_{\text{п/ав}}$ – максимальное значение тока кабеля в послеаварийном режиме, которое определяется для однострансформаторной подстанции с резервированием формулой:

$$I_{\text{п/ав}} = \frac{1,4 S_{\text{ТН}}}{\sqrt{3} U_{\text{н}}} \quad (16)$$

Максимальное значение тока кабеля в послеаварийном режиме

$$I_{\text{п/ав}} = \frac{1,4 \cdot 146}{\sqrt{3} \cdot 0,38} \approx 60 \text{ A}.$$

Для послеаварийный режим по (13)

$$1,3 \cdot 65 = 84,5 \text{ A} > 60 \text{ A}.$$

условия выполняются.

Техническим условиям это также проверка по потерям напряжений:

- рабочим режимом:

$$\Delta U_p = \frac{\sqrt{3} I_p \cdot l (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi)}{U_n} \cdot 100\% \leq 5\% \quad (17)$$

- послеаварийного режима:

$$\Delta U_{n/ae} = \frac{\sqrt{3} I_{n/ae} \cdot l (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi)}{U_n} \cdot 100\% \leq 10\% \quad (18)$$

где l – длины КЛ, км;

x_0 , r_0 – удельный индуктивный и активный коэф сопротивления жилы кабельная линия, Ом/км.

Найдем потери напряжения в кабеле в послеаварийном и рабочем режимах:

$$\Delta U_p = \frac{\sqrt{3} \cdot 50,1 \cdot 0,12 (0,89 \cdot 0,82 + 0,064 \cdot 0,57)}{380} \cdot 100\% = 2,1\% < 5\% .$$

Проверка сечений по термической стойкости проводится после расчётов токов короткого замыкания. Далее определяем потери в кабельной линии:

-активной мощности

$$P_{кл} = 3 \cdot I_p^2 \cdot l \cdot r_0, \text{ кВт} \quad (19)$$

$$\Delta Q_{кл} = 3 I_p^2 \cdot l \cdot x_0, \text{ квар} \quad (20)$$

-активной электроэнергии

$$\Delta W_{кл} = \Delta P_{из} \times 8760 + P_{max} \times \tau, \text{ МВтч/год}, \quad (21)$$

где $\Delta P_{из}$ - потери в изоляции кабеля, определяемые как

$$\Delta P_{uz} = Q_{зап} \times t_{\delta\epsilon} \quad (22)$$

Так как, ΔP_{uz} - величина сравнительно небольшая и в расчётах учитывается только при высоких напряжениях;

t - время максимальных потерь, определяемое по формуле:

$$\tau = \left(0,12 + \frac{T_M}{10^4}\right)^2 \times 8760 \quad , \text{ ч} \quad (23)$$

где $T_M = 4500$ ч – для двухсменной работы при продолжительности смены равной 8 часов. Тогда

$$\tau = \left(0,12 + \frac{4500}{10^4}\right)^2 \times 8760 = 2846,0 \quad \text{ч.}$$

Определяем потери активной мощности в кабельной линии 1:

$$P_{кл1} = 3 \cdot 50,1 \cdot 0,12 \cdot 0,89 = 0,016 \text{ кВт.}$$

Потери реактивной мощности в этой же линии 1:

$$Q_{кл1} = 3 \cdot 50,1 \cdot 0,12 \cdot 0,064 = 0,001 \text{ вар.}$$

Потеря активной электроэнергии в кабельной линии:

$$\Delta W_{кл1} = 0,016 \cdot 2846 = 45,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год.}$$

Расчеты сечения проводов воздушной линии электропередачи и потерь напряжения в них для участка линии, используют формулы:

$$\Delta U_{\text{участка}} = \Delta U_{\text{уд}} \cdot S_{\text{расч.участка}} \cdot l_{\text{участка}}.$$

Принимая провод СИП 3х35 ($r_0 = 0,83$ Ом/км) для участка ΔU_{2-1-11} и провод СИП 3х50 ($r_0 = 0,588$ Ом/км) для остальных участков, рассчитаем потери напряжения на участках линии 2:

$$\Delta U_{2-1-11} = 0,83 \cdot 5 \cdot 0,104 = 0,43\%;$$

$$\Delta U_{2-2-1} = 0,588 \cdot 16 \cdot 0,132 = 1,24\%;$$

$$\Delta U_{2-2-1-13} = 0,588 \cdot 10,9 \cdot 0,031 = 0,2\%.$$

Наибольшая потеря напряжения в линии 2 составит сумму потерь на участках:

$$\Delta U_{2\text{макс}} = \Delta U_{2-2-1} + \Delta U_{2-1-11};$$

$$\Delta U_{2\text{макс}} = 1,24 + 0,43 = 1,67\% < \Delta U_{\text{доп}} = 5\%.$$

Следовательно, выбранные сечения проводов удовлетворяет условию по допустимой потере напряжения в линии 2.

Принимаем провод СИП 3х35 на участках ΔU_{3-3-9} , ΔU_{3-3-7} , ΔU_{3-3-6} , ΔU_{3-2-5} , ΔU_{3-1-12} , остальные участки выполним проводом СИП 3х50 ($r_0 = 0,588$ Ом/км).

Потери напряжения на участках линии 3:

$$\Delta U_{3-3-9} = 0,83 \cdot 4,6 \cdot 0,036 = 0,14\%;$$

$$\Delta U_{3-3-7} = 0,83 \cdot 10 \cdot 0,025 = 0,21\%;$$

$$\Delta U_{3-3-6} = 0,83 \cdot 3 \cdot 0,015 = 0,04\%;$$

$$\Delta U_{3-2-3-3} = 0,588 \cdot 17,6 \cdot 0,062 = 0,64\%;$$

$$\Delta U_{3-2-5} = 0,83 \cdot 4,7 \cdot 0,085 = 0,33\%;$$

$$\Delta U_{3-1-3-2} = 0,588 \cdot 27,2 \cdot 0,105 = 1,68\%;$$

$$\Delta U_{3-1-12} = 0,83 \cdot 0,8 \cdot 0,016 = 0,01\%;$$

$$\Delta U_{3-3-1} = 0,588 \cdot 28 \cdot 0,121 = 1,99\%.$$

Наибольшая потеря напряжения в линии 3 состоит из потерь на участках:

$$\Delta U_{3\text{макс}} = \Delta U_{3-3-1} + \Delta U_{3-1-3-2} + \Delta U_{3-2-3-3} + \Delta U_{3-3-7};$$
$$\Delta U_3 = 1,99 + 1,68 + 0,64 + 0,21 = 4,52\% < \Delta U_{\text{доп}} = 5\%.$$

Принимаем провод СИП 3х70 ($r_0 = 0,42$ Ом/км) для участков ΔU_{4-4-1} , $\Delta U_{4-1-4-2}$, $\Delta U_{4-2-4-2-1}$, $\Delta U_{4-2-1-2-2}$, для ΔU_{4-1-2} , ΔU_{4-1-2} и $\Delta U_{4-2-2-4}$ - провод СИП 3х50 и провод СИП 3х35 - для $\Delta U_{4-2-2-8}$, $\Delta U_{4-2-1-3}$. Тогда потери напряжения на участках линии:

$$\Delta U_{4-2-2-8} = 0,83 \cdot 5 \cdot 0,049 = 0,20\%;$$
$$\Delta U_{4-2-2-4} = 0,42 \cdot 21,8 \cdot 0,042 = 0,38\%;$$
$$\Delta U_{4-2-1-2-2} = 0,42 \cdot 26,8 \cdot 0,038 = 0,43\%;$$
$$\Delta U_{4-2-1-3} = 0,83 \cdot 6 \cdot 0,042 = 0,21\%;$$
$$\Delta U_{4-2-4-2-1} = 0,42 \cdot 32,8 \cdot 0,121 = 1,67\%;$$
$$\Delta U_{4-2-1} = 0,588 \cdot 6 \cdot 0,015 = 0,05\%;$$
$$\Delta U_{4-1-4-2} = 0,42 \cdot 38,8 \cdot 0,095 = 1,55\%;$$
$$\Delta U_{4-1-2} = 0,588 \cdot 46,7 \cdot 0,035 = 0,96\%;$$
$$\Delta U_{4-4-1} = 0,42 \cdot 85,5 \cdot 0,046 = 1,65\%.$$

Наибольшая потеря напряжения в линии 4 складывается из потерь на участках:

$$\Delta U_{4\text{макс}} = \Delta U_{4-4-1} + \Delta U_{4-1-4-2} + \Delta U_{4-2-4-2-1} + \Delta U_{4-2-1-2-2};$$
$$\Delta U_4 = 1,65 + 1,55 + 1,67 + 0,43 = 4,47\% < \Delta U_{\text{доп}} = 5\%.$$

3.4 Конструкция линий электропередачи напряжением 0,38 кВ

Для воздушных линий принимаем железобетонные опоры на основе стойки СВ-10,5-5 (длина стойки 10,5м и допустимый изгибающий момент не

более 5г·м). Глубину заложения опор в грунт принимаем равную 2,5 м.

Пролёты между опорами воздушных линий принимаем:

- для проводов СИП 3х70 - 37 м;
- для проводов СИП 3х50 – 40 м;
- для проводов СИП 3х35 – 45 м,

длины ответвлений к вводам в здания – не более 10м.

Крепление проводов выполним на изоляторах ТФ-20. Крепление проводов на промежуточных опорах выполним проволочными скрутками, а на концевых опорах – зажимами плашечными типа ПА.

Траверсы присоединяем проводниками диаметром 6 мм к нулевому проводу посредством зажимов ПА. Для заземления опор используем один из стержней стойки, к которому с двух сторон приварены заземляющие элементы. В качестве шинпроводов 0,4 кВ принимаем шинпровод ШРА73-400 с параметрами:

$$I_n \leq 400\text{А}, U_n = 380\text{ В},$$

$$r_\phi = 0,15\text{МОм/м},$$

$$x_\phi = 0,17\text{МОм/м},$$

$$r_N = 0,162\text{МОм/м},$$

$$x_N = 0,164\text{МОм/м}, l_{ш} = 0,7\text{м}.$$

Повторные заземления нулевого провода принимаем $R_{п.з.} \leq 30\text{ Ом}$.

3.5 Выбор оборудования и защиты линий сети электроснабжения

3.5.1 Выбор предохранителей в сети 0,38 кВ и проверка защиты

Предохранители для линий 0,38 кВ выбираем по напряжению сети и рабочему току в начале линии из условий:

$$U_{\text{пр}} = U_{\text{сети}} \text{ и } I_{\text{пр}} = I_{\text{л}} . \quad (24)$$

Параметры линий и выбранных предохранителей сводим в таблицу 9

Таблица 9 - Параметры предохранителей в сети 0,38 кВ

Линия № п/п	Рабочий ток линии $I_{\text{л}}$, А	Параметры предохранителя			
		Тип	Номинальный ток предохранителя, А	Номинальный ток плавкой вставки, А	Предельный ток отключения при $U = 380 \text{ В}$, кА
1	50,1	ПП 40(ТУ16- 90ИГПН 46727.001ТУ)	25-630	63	200
2	24,3			40	
3	42,6			63	
4	130			160	

Как следует из таблицы 9, выбранные предохранители удовлетворяют условиям выбора. Для проверки предохранителей на отключающую способность и быстродействие необходимо определить возможные максимальные и минимальные токи короткого замыкания.

3.5.2 Расчёт токов короткого замыкания в сети 0,38 кВ

Составим схему замещения линии 1 электропередачи сети 0,38 кВ. Намечаем на схеме замещения расчётные точки 1 и 14. В точке 15 ток однофазного КЗ не учитываем, т.к. он заведомо больше, чем в точке 14 (длина участка до т. 15 короче, чем до т.14). Рассчитываем параметры схемы замещения линии 1.

Сопротивления прямой последовательности трансформатора, приведённые к ступени низшего напряжения

$$r_{T1} = \frac{\Delta P_k U_c^2}{S_k^2} \cdot 10^5 = \frac{2,8 \cdot 0,4^2}{160^2} \cdot 10^5 = 17,5 \text{ мОм};$$

$$x_{T1} = \frac{U_c^2 \cdot 10^4}{S_k} \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{100 \Delta P_k}{S_k} \right)^2} = \frac{0,4^2 \cdot 10^4}{160} \sqrt{4,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 2,8}{160} \right)^2} = 41,5 \text{ мОм}.$$

Активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности трансформатора Т1, обмотки которого соединены по схеме «звезда-звезда с нулем», принимаем по данным таблицы.

$$r_{T0} = 10 r_{T1} = 175 \text{ мОм}; \quad x_{T0} = 7 x_{T1} = 290,5 \text{ мОм}.$$

Сопротивления прямой последовательности с учётом двух болтовых соединений на фазу шинпровода ШРА73-400:

$$r_{ш1} = 0,006 \cdot 2 + 0,15 \cdot 0,7 = 0,012 + 0,105 = 0,1117 \text{ мОм};$$

$$x_{ш1} = 0,17 \cdot 0,7 = 0,119 \text{ мОм}.$$

Активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности фазы шинпровода принимаем по рекомендациям как

$$r_{ш0} = r_{ш1} + 3 r_N = 0,105 + 3 \cdot 0,162 = 0,591 \text{ мОм};$$

$$x_{ш0} = 7,5 x_{ш1} = 7,5 \cdot 0,119 = 0,893 \text{ мОм}.$$

Активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности участка 1-2 кабельной линии с жилами СИП 3x35 ($r_0 = 0,89 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,064 \text{ Ом/км}$):

$$r_{1-21} = 0,89 \cdot 0,09 = 80 \text{ мОм};$$

$$x_{1-21} = 0,064 \cdot 0,09 = 5,8 \text{ мОм.}$$

Полное сопротивление нулевой последовательности участка 1-2 из кабеля ААШв

$$z_{1-20} = 1,83 \cdot 0,09 = 164,7 \text{ мОм.}$$

Для участка 2-14 кабельной линии:

$$r_{2-14,1} = 0,89 \cdot 0,033 = 29,4 \text{ мОм;}$$

$$x_{2-14,1} = 0,064 \cdot 0,033 = 2,1 \text{ мОм;}$$

$$z_{2-14,0} = 1,83 \cdot 0,033 = 60,4 \text{ мОм.}$$

Определяем сопротивления прямой последовательности до точки 1

$$R_{1\Sigma} = 17,5 + 0,117 = 17,62 \text{ мОм;}$$

$$X_{1\Sigma} = 41,5 + 0,119 = 41,62 \text{ мОм}$$

и рассчитываем ток трёхфазного КЗ в этой точке 1:

$$I_{\text{КЗ.макс}} = I_1^{(3)} = \frac{U_c / \sqrt{3}}{\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} = \frac{400 / \sqrt{3}}{\sqrt{17,62^2 + 41,62^2}} = 5,1 \text{ кА.}$$

Проверяем предельную отключающую способность предохранителя ПП 40 с предельным током вставки $I_{\text{пр}} = 200 \text{ кА}$:

$$I_{\text{пр}} \geq \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_0^{(3)} ; \quad (25)$$

$$I_{\text{пр}} = 200 \text{ кА} \geq \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 5,1 = 10,8 \text{ кА.}$$

Условие (25) выполняется, значит, выбранный предохранитель ПП 40 при максимальном расчётном токе КЗ не разрушится. Рассчитаем минимальный ток КЗ в точке 14. Суммарные сопротивления линии до точки 14 равны

$$r_{1\Sigma} = 17,62 + 29,4 = 47,02 \text{ мОм};$$

$$x_{1\Sigma} = 41,62 + 2,1 = 43,72 \text{ мОм};$$

$$z_{0\Sigma} = 164,7 + 60,4 = 225,1 \text{ мОм}.$$

Ток однофазного КЗ в точке 14 будет равен

$$I_{14}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_c}{\sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2 + z_{0\Sigma}^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{47,02^2 + 43,72^2 + 225,1^2}} = 2,4 \text{ кА}.$$

По графику время - токовой характеристики плавкой вставки (рисунке 6.2 [4]) принятый предохранитель при токе 2,4 кА разорвёт цепь за 0,05 с., Следовательно, выбранный предохранитель ПП 40 проходит.

Проверим чувствительность и быстродействие защит линий 4, 2 и 3 предохранителями ПП 40 с плавкими вставками на 160А, 40А и 63А.

Сопротивления прямой последовательности до точек «0» линий:

$$R_{1\Sigma} = 17,5 + 0,117 = 17,62 \text{ мОм};$$

$$X_{1\Sigma} = 41,5 + 0,119 = 41,62 \text{ мОм}$$

и рассчитываем ток трёхфазного КЗ в этой точке «0»:

$$I_{\text{КЗ.макс}}^{(3)} = \frac{U_c / \sqrt{3}}{\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} = \frac{400 / \sqrt{3}}{\sqrt{17,62^2 + 41,62^2}} = 5,1 \text{ кА}.$$

Предельная отключающая способность предохранителей ПП 40 с

предельным током $I_{пр} = 200 \text{ кА}$:

$$I_{пр} = 200 \text{ кА} \geq \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 5,1 = 10,8 \text{ кА.}$$

Предохранители выбраны правильно по предельной отключающей способности и не разрушатся при максимальном токе КЗ

Таблица 10—Результаты расчёта параметров схем замещения ВЛ 0,4 кВ

Элемент цепи		Сопровитвления прямой последовательности, мОм		Сопровитвления обратной последовательности, мОм	
		активное	реактивное	активное	реактивное
1		2	3	4	5
Трансформатор		17,5	41,5	175	290,5
Шины РУ 0,4		0,117	0,119	0,591	0,893
Участки линии № 2	0а	$r_0 = 0,588 \text{ Ом/км}$ 77,6	$x_0 = 0,297 \text{ Ом/км}$ 39,2	1,18	0,62
	а13	$r_0 = 0,588 \text{ Ом/км}$ 11,7	$x_0 = 0,297 \text{ Ом/км}$ 6,2		
	а11	$r_0 = 0,83 \text{ Ом/км}$ 86,3	$x_0 = 0,308 \text{ Ом/км}$ 32,0	1,7	0,64
Участки линии № 3	0а	$r_0 = 0,588 \text{ Ом/км}$ 71,1	$x_0 = 0,297 \text{ Ом/км}$ 35,9	1,18	0,62
	а6	$r_0 = 0,588 \text{ Ом/км}$ 63,5	$x_0 = 0,297 \text{ Ом/км}$ 32,1		
	6в	$r_0 = 0,588 \text{ Ом/км}$ 36,5	$x_0 = 0,297 \text{ Ом/км}$ 18,4		
	а12	$r_0 = 0,83 \text{ Ом/км}$ 13,3	$x_0 = 0,308 \text{ Ом/км}$ 4,9	1,7	0,64
	65	$r_0 = 0,83 \text{ Ом/км}$ 70,5	$x_0 = 0,308 \text{ Ом/км}$ 26,2		
	в6	$r_0 = 0,83 \text{ Ом/км}$ 12,4	$x_0 = 0,308 \text{ Ом/км}$ 4,6		
	в7	$r_0 = 0,83 \text{ Ом/км}$ 20,7	$x_0 = 0,308 \text{ Ом/км}$ 7,7		
	в9	$r_0 = 0,83 \text{ Ом/км}$ 29,9	$x_0 = 0,308 \text{ Ом/км}$ 11,1		

Окончание таблицы 10

Участки линии № 4	0а	$r_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$ 19,3	$x_0 = 0,283 \text{ Ом/км}$ 13,0	0,84	1,62
	аб	$r_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$ 39,9	$x_0 = 0,283 \text{ Ом/км}$ 26,9		
	бв	$r_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$ 51,2	$x_0 = 0,283 \text{ Ом/км}$ 34,5		
	вг	$r_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$ 16,0	$x_0 = 0,283 \text{ Ом/км}$ 10,7		
	г4	$r_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$ 17,6	$x_0 = 0,283 \text{ Ом/км}$ 11,9		
а2	$r_0 = 0,588 \text{ Ом/км}$ 21,8	$x_0 = 0,297 \text{ Ом/км}$ 11,0	1,18	0,62	
	б1	$r_0 = 0,83 \text{ Ом/км}$ 12,4	$x_0 = 0,308 \text{ Ом/км}$ 4,6	1,7	0,64
		в3	$r_0 = 0,83 \text{ Ом/км}$ 34,9		
г8	$r_0 = 0,83 \text{ Ом/км}$ 40,7	$x_0 = 0,308 \text{ Ом/км}$ 15,1			

Определим минимальные токи КЗ в линиях. С учётом схемы линии 2 суммарные сопротивления от точки «0» до точки «11»:

$$r_{1\Sigma} = 17,62 + 77,6 + 86,3 = 181,5 \text{ мОм};$$

$$x_{1\Sigma} = 41,62 + 39,2 + 32 = 112,8 \text{ мОм};$$

$$r_{0\Sigma} = 175,591 + 1,18 + 1,7 = 178,5 \text{ мОм};$$

$$x_{0\Sigma} = 291,393 + 0,62 + 0,64 = 292,6 \text{ мОм}.$$

Суммар сопротивления точка «0» - точка «13»:

$$r_{1\Sigma} = 17,62 + 77,6 + 11,7 = 106,9 \text{ мОм};$$

$$x_{1\Sigma} = 41,62 + 39,2 + 6,2 = 87,0 \text{ мОм};$$

$$r_{0\Sigma} = 175,591 + 2 \cdot 1,18 = 177,9 \text{ мОм};$$

$$x_{0\Sigma} = 291,393 + 2 \cdot 0,62 = 292,6 \text{ мОм}.$$

Ток однофазных коротких замыканий воздушных линий

$$I_i^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_c}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + K_{C3} K_R r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + K_{C3} K_R x_{0\Sigma})^2}}, \quad (26)$$

где $K_{C3} = 0,77$ с учётом трёхметровой длины вертикальных заземлителей и III зоны климата;

$K_R = K_X = 0,96$ – поправочные коэффициенты на заземлители.

$$I_{11}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 181,5 + 0,77 \cdot 0,96 \cdot 178,5)^2 + (2 \cdot 112,8 + 0,77 \cdot 0,96 \cdot 292,6)^2}} = 1,044 \text{ кА.}$$

$$I_{13}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 106,9 + 0,77 \cdot 0,96 \cdot 177,9)^2 + (2 \cdot 87 + 0,77 \cdot 0,96 \cdot 292,6)^2}} = 1,332 \text{ кА.}$$

По наименьшему из токов КЗ проверяем быстрдействие предохранителя с номинальным током плавкой вставки 40А. Быстрдействие плавкой вставки 40А при токе 1,044 кА составляет 1с. Предохранитель ПП40 удовлетворяет.

Из анализа схемы замещения линии №3 видно, что наименьшие токи КЗ могут возникнуть в точке «5» или в точке «9». Определим суммарные сопротивления от точки «0» до точки «5»:

$$r_{1\Sigma} = 17,62 + 71,1 + 63,5 + 70,5 = 222,7 \text{ мОм};$$

$$x_{1\Sigma} = 41,62 + 35,9 + 32,1 + 26,2 = 135,8 \text{ мОм};$$

$$r_{0\Sigma} = 175,591 + 2 \cdot 1,18 + 1,7 = 179,6 \text{ мОм};$$

$$x_{0\Sigma} = 291,393 + 2 \cdot 0,62 + 0,64 = 293,3 \text{ мОм.}$$

Токи однофазных коротких замыканий в точке «5» ВЛ №3:

$$I_5^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 222,7 + 0,77 \cdot 0,96 \cdot 179,6)^2 + (2 \cdot 135,8 + 0,77 \cdot 0,96 \cdot 293,3)^2}} = 0,894 \text{ кА.}$$

Значений суммарных сопротивлений, линий №3, точка «0»- точка «9»:

$$r_{1\Sigma} = 17,62 + 71,1 + 63,5 + 36,5 + 29,9 = 218,6 \text{ мОм};$$

$$x_{1\Sigma} = 41,62 + 35,9 + 32,1 + 18,4 + 11,1 = 139,1 \text{ мОм};$$

$$r_{0\Sigma} = 175,591 + 3 \cdot 1,18 + 1,7 = 180,8 \text{ мОм};$$

$$x_{0\Sigma} = 291,393 + 3 \cdot 0,62 + 0,64 = 293,9 \text{ мОм}.$$

Ток однофазного КЗ в точке «9» воздушной линии №3:

$$I_9^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 218,6 + 0,77 \cdot 0,96 \cdot 180,8)^2 + (2 \cdot 139,1 + 0,77 \cdot 0,96 \cdot 293,9)^2}} = 0,893 \text{ кА}.$$

Так же ток КЗ, равный 893А, приведёт к расплавлению плавкой вставки 63А, защищающей линию №3 за время около 1,4 с, что приемлемо.

На основании анализа схемы замещения линии №4 принимаем, что наименьший ток КЗ будет в точке «8». Определим суммарные сопротивления до этой точки:

$$r_{1\Sigma} = 17,62 + 19,3 + 39,9 + 51,2 + 16 + 40,7 = 184,7 \text{ мОм};$$

$$x_{1\Sigma} = 41,62 + 13 + 26,9 + 34,5 + 10,7 + 15,1 = 141,8 \text{ мОм};$$

$$r_{0\Sigma} = 175,591 + 4 \cdot 0,84 + 1,7 = 180,6 \text{ мОм};$$

$$x_{0\Sigma} = 291,393 + 4 \cdot 1,62 + 0,64 = 298,5 \text{ мОм}.$$

Ток однофазного КЗ в точке «8» воздушной линии №4:

$$I_8^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 184,7 + 0,77 \cdot 0,96 \cdot 180,6)^2 + (2 \cdot 141,8 + 0,77 \cdot 0,96 \cdot 298,5)^2}} = 0,973 \text{ кА}.$$

Видим, что ток 973А, расплавит плавкую вставку на 160А за 1,2 с.

3.5.3 Проверка кабельной линии на термическую стойкость

Проверка кабельной линии на термическую стойкость определяет условие выбора минимального сечения кабеля, при котором нагрев за время действия тока КЗ был меньше допустимого. Это сечение по формуле:

$$F_{\text{мин}} = \frac{I_y \sqrt{t_\phi}}{c},$$

где $c = 90$ – для кабелей с алюминиевыми жилами напряжением до 10 кВ;

I_y - действующее значение установившегося тока КЗ;

t_ϕ - фактическое время действия тока КЗ, берем $t_\phi = 0,02 + 0,1 = 0,12$ с.

Если $F_{\text{мин}}$ окажется больше сечения кабеля, выбранного по другим условиям, то сечение кабеля следует увеличить до нового стандартного сечения. Определяем минимально возможное сечение кабеля:

$$F_{\text{мин}} = \frac{5,1 \sqrt{0,12}}{90} = 19,6 \text{ мм}^2.$$

Сравниваем полученное сечение с выбранным ранее А35, сечение которого составляет 35 мм^2 , т.е. выполняется условие

$$F_{\text{мин}} = 19,6 \text{ мм}^2 < F_{\text{каб}} = 35 \text{ мм}^2.$$

Кабели, которые выбрали для линии 1 по термическим стойкости и по экономическим плотности тока, прошли.

3.5.4 Выбор трансформаторной подстанции

Принимаем для электроснабжения фермы в КХФ ИП Зубарева Н. В. трансформаторную подстанцию закрытого типа на два трансформатора 10/0,4кВ типа В-42-5-400М4 с АВР. Конструкция подстанции включает двухэтажное здание, силовые трансформаторы Т1 и Т2 мощностью по 160 кВА, РУ 10кВ и щит 0,4кВ. Конструкция здания позволяет использовать трансформаторы мощностью до 400 кВА для перспективного увеличения нагрузки.

РУ 10кВ расположено на 2-м этаже здания и укомплектовано камерами одностороннего обслуживания типа КСО-366. Для резервного ввода установлены две камеры КСО-272.

Щит 0,4 кВ расположен на 1-м этаже и укомплектован панелью отходящих линий и распределительными панелями серии ЩО70. Здесь же смонтированы групповые щитки электрического освещения, обогрева и вентиляции, кнопочный пост управления и магнитный пускатель аварийной вентиляции, а также шкафы счётчиков электроэнергии и трансформатор 220/36В ремонтного освещения. Защита групповых щитков выполнена плавкими предохранителями. Для обогрева счётчиков электроэнергии использованы лампы накаливания 100 Вт 220В. Технологический обогрев камер КСО – 366 и КСО – 272 в РУ 10кВ производится двумя электропечами, включаемыми автоматически при температуре в помещении подстанции ниже -200 С. Аварийная вытяжная вентиляция, осуществляется в соответствии с ПУЭ [5], и рассчитана на 5-кратный обмен воздуха в течение часа.

В камерах силовых трансформаторов размещены разрядники РВН-1У1, которые присоединены к выводам 0,4кВ. В силовых цепях РУ 10кВ устанавливаем выключатели нагрузки ВНР-10 и ВНР-10п, а также масляный выключатель ВМПШ-10 с разъединителями типа РВФЗ-10.

Заземление секций сборных шин 10кВ (принята одинарная, разделённая на две секции система шин) выполнено стационарными заземляющими ножами РВ-10. Разрядники и трансформаторы напряжения (для учёта электроэнергии на стороне 10кВ) подключены через разъединители типа РВЗ-10.

Для выбора трансформаторов тока в РУ-10 кВ определим расчётный ток в линии 10 кВ:

$$I_p = \frac{S_T}{U_c \sqrt{3}} ; I_p = \frac{160}{10 \sqrt{3}} = 9,2 \text{ А.}$$

Принимаем к установке трансформаторы тока ТП-10 с коэффициентом трансформации

$$k_T = 30/5 = 6.$$

Присоединение 4-х линий к шинам 0,4 кВ предусмотрено через рубильники и предохранители. Сечение сборных шин щита 0,4 кВ принято из расчёта максимально возможной мощности силового трансформатора 400 кВА с учётом перегрузки до 40% и проверкой на динамическую и термическую устойчивость при трёхфазном КЗ.

Предусмотрено АВР на шинах 0,4 кВ включением секционного автомата при пропадании напряжения на одной из секций шин 0,4 кВ или отключении одного из силовых трансформаторов.

После отключений рабочих вводов выключателями нагрузок Q4 АВР 10 кВ запускаем выключатель Q3 на резервный ввод.

3.5.5 Расчёт релейной защиты подстанции

Для защиты трансформаторов Т1 и Т2 подстанции выполним расчёт токовой отсечки мгновенного действия. Исходные данные для расчёта и расчётная схема: линия 10 кВ выполнена проводом СИП 3х50 ($r_0 = 0,588$ Ом/км, $x_0 = 0,42$ Ом/км), нагрузка – трансформатор ТМ 160/10/0,4.

Принимаем для защиты вторичное реле прямого действия РТМ и сопутствующие ему параметры: $k_H = 1,4$; $k_{сх} = 1$ (схема соединения трансформаторов тока – «неполная звезда»). Принимаем также трансформаторы тока ТПЛ-10 с коэффициентом трансформации $k_T = 30/5 = 6$.

Уставку тока срабатывания для реле РТМ принимаем из условий [4]

$$I_{TO} \geq \frac{k_H \cdot k_{сх} \cdot I_K^{(3)}}{k_T} ;$$

$$I_{TO} \geq \frac{4 \dots 5}{k_T} \cdot \Sigma I_{HT}$$

Рассчитаем полное сопротивление трансформатора:

$$Z_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_c^2}{S_{HT}} ;$$

$$Z_T = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{10^2}{0,160} = 28,1 \text{ Ом.}$$

Определяем полные сопротивления линии 10 кВ:

$$Z_{л} = \sqrt{(lr_0)^2 + (lx_0)^2} ;$$

$$Z_{л} = \sqrt{(5 \cdot 0,588)^2 + (5 \cdot 0,42)^2} = 3,6 \text{ Ом.}$$

Тогда токи трёхфазных КЗ в точках К1:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_c}{(Z_T + Z_{л})\sqrt{3}} ;$$

$$I_{K_1}^{(3)} = \frac{10}{(28,1+3,6)\sqrt{3}} = 182 \text{ A.}$$

Для определения суммарного намагничивающего тока трансформаторов учтём, что от одной линии питаются два трансформатора, следовательно:

$$\Sigma I_{HT} = \frac{\Sigma S_{HT}}{U_c \sqrt{3}}; \quad \Sigma I_{HT} = \frac{160+160}{10\sqrt{3}} = 18,5 \text{ A.}$$

Ток уставки за выключателем Q1 :

$$I_{TO} = \frac{1,4 \cdot 1}{6} \cdot 182 = 42,5 \text{ A;}$$

$$I_{TO} = \frac{4 \dots 5}{6} \cdot 18,5 = 13,9 \text{ A.}$$

Принимаем большее значение тока уставки токовой отсечки 42,7 А.

Чувствительность токовой отсечки защиты трансформаторов к двухфазным КЗ

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K_1}^{(2)}}{I_{TO1}} = \frac{0,87 \cdot I_{K_1}^{(3)}}{6 \cdot I_{TO}};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 182}{6 \cdot 13,9} = 3,18.$$

Полученное значение чувствительности токовой отсечки больше значения 1,5, которое требуется для надёжной защиты трансформаторов. Следовательно, выбранные параметры и выполненный расчёт можно считать удовлетворительным.

3.6 Молниезащита и заземление электрооборудования подстанции

3.6.1 Защита подстанции от перенапряжений

Перенапряжения в электрических сетях могут быть грозовыми, возникающими при ударах молнии, например, в линию электропередачи или вблизи неё, и внутренними, которые связаны с коммутациями в аппаратах управления, дуговыми замыканиями на землю и резонансными явлениями.

Проектирование защиты от грозовых перенапряжений сводится к обоснованному выбору длины защищаемых подходов линий к подстанции, трубчатых разрядников, устанавливаемых на этих линиях, а также выбору числа мест установки и типа вентильных разрядников на подстанции.

В сетях 10 кВ, работающих с изолированной нейтралью, следует предусматривать предотвращение самопроизвольного смещения нейтрали включением в цепь вторичной обмотки трансформаторов напряжения, соединённой в разомкнутый треугольник, резистор сопротивлением 25 Ом и мощностью 400 Вт.

Принимаем для защиты подходов к подстанции питающих линий электропередачи 10 кВ от грозовых перенапряжений на рабочем и резервном вводах в подстанцию комплекты разрядников типа РДН. Согнутый петлей изолированный металлический стержень при помощи зажима прикреплен к штырю изолятора. В средней части петли поверх изоляции установлена металлическая трубка на некотором расстоянии от провода линии. Потенциал петли и опоры одинаков, а между металлической трубкой и металлической жилой петли относительно большая емкость. Из-за этого все перенапряжения, приложенные между опорой и проводами, оказывается приложенным между проводом и трубкой. При значительном перенапряжении искровой промежуток пробивается, и перенапряжение прикладывается между трубкой и металлической жилой петли к её изоляции. Под действием перенапряжения с трубки вдоль поверхности петли, по одному или по обоим ее плечам, развивается скользящий разряд. Он развивается до тех пор, пока не замкнется на узле крепления, гальванически

связанном с опорой. Благодаря большой длине перекрытия по поверхности петли импульсное перекрытие не переходит в силовую дугу промышленной частоты.

Вследствие эффекта скользящего разряда вольт-секундная характеристика разрядника расположена ниже, чем изолятора, т.е. при воздействии грозового перенапряжения разрядник перекрывается, а изолятор нет.

Защиту РУ – 10 кВ трансформаторной подстанции от внутренних перенапряжений, коммутационных или резонансных явлений, а также от дуговых замыканий на землю выполним комплектами вентильных разрядников типа РВО-10.

3.6.2 Защита подстанции от прямых ударов молнии

Для защиты подстанции от прямых ударов молнии осуществляют стержневыми молниеотводами. ПУЭ допускают установку стержневых молниеотводов на линейных порталах подстанций вместо отдельных фундаментов. Расчёты защиты молниеотводами сводятся к выбору их высоты, количества и мест установки при соблюдении условия, что всё оборудование подстанции попадает в зоны защиты. Размеры подстанции с трансформаторами 2х160 кВА составляют в плане 5,5 х 5 м², высота здания $h_x = 7,6$ м и высота силовых трансформаторов $h = 4$ м. Удельное сопротивление грунта площадки $\rho = 150$ Ом·м.

Ожидаемое число поражений молний за год незащищенного объекта

$$N = (1 + 7 h) \cdot (m + 7 h) \cdot n \cdot T \cdot 10^{-6}, \quad (27)$$

где $n = 0,06$ – числа ударов молний на 1 км² земли за 1 ч. грозы, 1/(км² ·ч);

T –средняя интенсивности грозы в местности (60ч/год);

l – длина подстанции, м;

m – ширина подстанции, м;

h – наибольшая высота объекта, м.

$$N = (5,5 + 7 \cdot 8,25) \cdot (5 + 7 \cdot 8,25) \cdot 0,06 \cdot 60 \cdot 10^{-6} = 0,014 \text{ ударов/год.}$$

Это значит, 1 удар может случиться за 7 лет, что недопустимо. При наличии защиты стержневым молниеотводом с вероятностью прорыва 10-2, т.е. один удар молнии из 100 может поразить защищаемый объект, поражение возможно лишь один раз в 240 лет.

Принимаем вариант защиты подстанции одним стержневым молниеотводом, установленном на концевой опоре высотой $H = 12$ м. Определим высоту молниеотвода [3] из условия защиты угла подстанции на высоте $h_x = 7,6$ м, при расстоянии между опорой и подстанцией 5 м. Из схемы компоновки подстанции найдём требуемый радиус защиты до точки А:

$$r_{x1} = \sqrt{10,5^2 + (2,5 \cdot 0,75)^2} = 10,7 \text{ м.}$$

Используя выражение, связывающее радиус защиты с высотой молниеотвода h , запишем равенство

$$10,7 = \frac{1,6h(h - 2,6)}{h + 2,6},$$

которое преобразуем в квадратное уравнение:

$$1,6 h^2 - 14,86 h - 27,82 = 0.$$

Решая уравнение, находим высоту молниеотвода

$$h \approx 10,8 \text{ м.}$$

Требуемая высота молниеотвода оказалась меньше высоты опоры.

Принимаем $h = 13$ м, добавив к опоре металлический штырь с $h_x = 1$ м.

Радиус защиты этого молниеотвода на высоте $h_x = 4$ м равен

$$\begin{aligned} r_{x2} &= \frac{1,6h(h-h_x)}{h+h_x} ; \\ r_{x2} &= \frac{1,6 \cdot 13(13-4)}{13+4} = 11 \text{ м.} \end{aligned}$$

Необходимый радиус:

$$r_{x2} = \sqrt{(4,5+5)^2 + 1,6^2} = 7,6 \text{ м}$$

оказывается, меньше расчётного, следовательно, рассматриваемая точка попадает в зону защиты молниеотвода. Окончательно принимаем высоту стержневого молниеотвода $h = 13$ м.

Сопротивление растеканию тока грозового разряда:

$$R_p = \alpha \cdot R ,$$

где $R = 0,5$ Ом – сопротивление заземления при стационарном режиме;
 α - импульсная коэффициент, который зависит от тока заземлителя и удельных сопротивлений грунта (при $\rho = 150$ Ом·м $\alpha = 0,8$).

$$\text{Тогда } R_p = 0,8 \cdot 0,5 = 0,4 \text{ Ом.}$$

3.6.3 Расчёт заземляющего устройства подстанции

Для защиты обслуживающего персонала от опасных напряжений и присоединения средств защиты от грозовых разрядов выполняем одно общее заземляющее устройство.

Площадь подстанции составляет $5,5 \times 5 = 27,5 \text{ м}^2$. Принимаем к установке сетчатый заземлитель с размерами $S = 5 \times 4,5 \text{ м}^2$, помимо внешнего замкнутого горизонтального контура состоящий из $l_B = 3$ продольных полос вдоль длинной стороны и $l_M = 4$ поперечных полос вдоль короткой стороны. К сетке присоединяем 12 вертикальных электродов длиной $l_v = 3 \text{ м}$.

Верхний слой земли толщиной $h_1 = 2 \text{ м}$ состоит из грунта (глина полутвердая) с удельным сопротивлением $\rho_1 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, сопротивление нижнего слоя земли $\rho_2 = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (суглинок пластичный). Принимаем глубину заложения горизонтальных заземлителей $t = 0,8 \text{ м}$.

Ток однофазного КЗ, стекающий с заземлителя, принимаем приблизительно $I_{(1) \text{ КЗ}} \approx 0,5 \cdot I_{(3) \text{ КЗ}}$ на шинах 10 кВ подстанции, т.е. $I_{(1) \text{ КЗ}} \approx 100 \text{ А}$. Так как отношение $\rho_1 / \rho_2 = 60/30 = 2$, то при расчёте будем учитывать двухслойность земли. Определим параметр эффективной площади заземлителя

$$\sqrt{S} = \sqrt{4,5 \cdot 5} = 4,7 \text{ м.}$$

Находим отношение

$$\frac{l_\epsilon + t}{\sqrt{S}} = \frac{3 + 0,8}{4,7} = 0,8.$$

Безразмерная параметр A определяет по эмпирическим формулам, так как найденные отношения $0,8 \geq 0,5$, то [5]:

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_\epsilon + t}{\sqrt{S}};$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,8 = -0,228.$$

Суммарная длина всех элементов заземлителя определяется, как:

$$L = n_B l_B + n_M l_M + n_V l_V .$$

Следовательно, суммарная длина элементов заземлителя составит

$$L = 3 \cdot 5 + 4 \cdot 4,5 + 12 \cdot 3 = 69 \text{ м.}$$

Эквивалентное удельное сопротивление грунта по формуле:

$$\rho_s = \rho_1 \cdot \left(1 - e^{\frac{-\alpha \cdot h}{\sqrt{S}}}\right) + \rho_2 \cdot \left(1 - e^{\frac{-\beta \cdot \sqrt{S}}{h}}\right),$$

где α, β – коэффициенты, численно равные при $\rho_1 > \rho_2$; $\alpha = 3,6$ и $\beta = 0,1$.

Тогда

$$\rho_s = 60 \cdot \left(1 - e^{\frac{-3,62}{4,7}}\right) + 30 \cdot \left(1 - e^{\frac{-0,14,7}{2}}\right) = 53,3 \text{ Ом .}$$

Сопротивление сетчатого заземлителя в двухслойном грунте:

$$R_s = A \cdot \frac{\rho_s}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_s}{L} .$$

Тогда

$$R_s = -0,228 \cdot \frac{53,3}{47} + \frac{53,3}{69} = -0,26 + 0,77 = 0,51 \text{ Ом.}$$

Чтобы не предусматривать мер по предотвращению выноса опасных потенциалов за пределы подстанции, напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания не должно превышать $U_{з, доп} = 5 \text{ кВ}$.

Проверим напряжения на заземляющих устройствах с учётом тока однофазных КЗ, стекающих с заземлителя:

$$U_z = I_{кз}^{(1)} \cdot R_z ,$$

$$U_z = 100 \cdot 0,51 = 51 \text{ В.}$$

3.7 Организация эксплуатации электрооборудования

3.7.1 Обоснование и расчёт структуры электротехнической службы

Основная задача энергетического хозяйства – электротехнической службы (ЭТС) - состоит в обеспечении бесперебойного электроснабжения предприятия, надёжной и экономичной работы электрооборудования.

Управление энергетическим хозяйством, в том числе ЭТС осуществляется главным энергетиком, подчинённым руководителю хозяйства. Функции главного энергетика обусловлены действующими «Правилами технической эксплуатации электроустановок».

Чтобы определить к какой категории относится организационная структура управления энергохозяйством, необходимо найти сумму условных единиц (баллов), которые определяются в зависимости от годового потребления объектом электрической энергии, тепла и воды.

Годовое потребление тепла (Q_r) определяется формулой:

$$Q_{\varepsilon} = \frac{W_{\varepsilon}}{K_{\varepsilon}}, \text{ Гкал/год,}$$

где W_r - годовое потребление электроэнергии ($W_r = 217,7$ тыс. кВт·ч);

K_{ε} - энерготепловой коэффициент (принимается $K_{\varepsilon} = 0,5$ тыс.кВт/Гкал).

Следовательно,

$$Q_r = 217,7/0,5 = 435,4 \text{ Гкал/год.}$$

Количество воды, потреблённой объектом за год:

$$D_r = k_p \cdot Q_r,$$

где $k_p = 0,85 \text{ м}^3 / \text{Гкал}$ – коэффициент, учитывающий объём воды, расходуемый на единицу тепловой энергии.

Имеем годовой расход воды

$$D_r = 0,85 \cdot 435,4 = 370 \text{ м}^3 / \text{год.}$$

Расчёт суммы единиц (баллов) для определения категории энергослужбы предприятия выполнен в таблице 11.

Таблица 11 - Расчёт суммы условных единиц энергетического хозяйства

Вид энергии	Единица измерения	Годовое потребление	Количество условных единиц (баллов)
Электроэнергия	млн. кВт·ч	0,218	2
Теплоэнергия	тыс. Гкал	0,435	1
Вода	млн. м ³	0,0004	1
Итого баллов:			4

Сумма условных единиц (баллов), определяемая таблицей 11, равна 4, следовательно, ферма относится ко II категории энергослужбы. В энергослужбе II категории обслуживание электрооборудования и сетей производится электроучастком. В качестве руководителя энергослужбы II категории в хозяйстве рекомендуется иметь старшего инженера-электрика на правах энергетика. Однако, учитывая, что рассматриваемая ферма составляет лишь одно из подразделений хозяйства, принимаем в качестве руководителя ЭТС главного энергетика.

Численность персонала ЭТС, осуществляющего техническое обслуживание и текущий ремонт, определяется на основании годовых трудозатрат на ремонт и техническое обслуживание электрооборудования и сетей систем электроснабжения предприятия, определенных из выражений.

$$U_{TO} = K_{cm} \times K_{ct} \times 12 \Sigma m \cdot H_T, \text{ чел.} \cdot \text{ч};$$

$$U_{TP} = \frac{m \times \left(\frac{12T_y}{T_T} - 1 \right)}{\beta_{cm} \times T_y}, \text{ чел.} \cdot \text{ч},$$

где U_{TP}, U_{TO} - годовые трудозатраты на текущий ремонт и техническое обслуживание;

Γ – количество единиц однотипного оборудования;

$T_{ц}$ – продолжительность ремонтного цикла, лет;

T_T – продолжительность межремонтного периода, мес.;

N_k – норма трудозатрат на капитальный ремонт единицы оборудования;

N_T – норма трудозатрат на текущий ремонт единицы оборудования;

$b_{см}$ – коэффициент, учитывающий сменность работы оборудования, который принимается при двухсменной работе оборудования равным единице;

$K_{см}$ – количество смен работы оборудования;

$K_{сл} = 0,1$ – коэффициент сложности технического обслуживания.

Принимаем число единиц электрооборудования в целом с учётом фермерского – 150. Годовые трудозатраты на техническое обслуживание составят

$$U_{TO} = 2 \cdot 0,1 \cdot 12 \cdot 357 = 856,8 \text{ чел.} \cdot \text{час.}$$

Берём с учётом фермерского электрооборудования $U_{TO} \approx 1600$ чел. · час.

Годовые трудозатраты на текущий ремонт (берём из таблицы 11)

$$U_{TP} = 158 \text{ чел.} \cdot \text{час.}$$

Берём с учётом фермского электрооборудования $U_{TP} \approx 320$ чел. · час.

Годовые трудозатраты на ремонт и техническое обслуживание

$$U = U_{TO} + U_{TP} \approx 1920 \text{ чел.} \cdot \text{час.}$$

Численность электромонтеров и слесарей, выполняющих ремонт и техническое обслуживание электрооборудования и сетей, определим по

следующему выражению:

$$Ч_c = \frac{U}{T_n \times K_u}, \text{ чел.},$$

где U – годовые трудозатраты на ремонт и техническое обслуживание;

T_n – номинальный фонд рабочего времени (принимается 870);

K_u – коэффициент использования рабочего времени (принимается 0,87-0,9).

$$U_c = \frac{1920}{870 \times 0,87} = 2,5 \approx 3 \text{ чел.}$$

Исходя из годовых трудозатрат $U \approx 1920$ чел.·час на эксплуатацию электрооборудования, находим структуру ЭТС:

инженер-электрик 1 человек;

техник – электрик 1 человек;

электромонтёр 3 человека.

Графики планово-предупредительных ремонтов составляются на основании ПТЭ с учётом периодичности ремонтов оборудования. Ежемесячные планы составляются на основе годовых графиков предупредительно-планового ремонта с указанием вида ремонта и количества человеко-часов, необходимых на ремонт оборудования. Форма организации ремонтного обслуживания является централизованной. Средний и капитальный ремонт электрооборудования ведётся электроремонтным участком. Эксплуатационное обслуживание проводится централизованно.

3.7.2 Надёжность проектируемой системы электроснабжения

Показателям эксплуатационных надёжностей i – тех систем являются:

q_i - вероятности отказов;

P_i - вероятность безотказной работы (показатель надёжности).

Эти показатели связаны соотношением

$$P_i = 1 - q_i \quad (28)$$

Системы электроснабжения согласно стандарту должны обладать эксплуатационной надёжностью не ниже

$$P_{\text{доп}} = 0,998.$$

Вероятность отказа определяется выражением

$$q_i = \frac{\sum_{i=1}^n m_i t_{abi}}{T}, \quad (29)$$

где $T = 8760$ ч - длительность календарного года.

$$q_{a\Sigma} = \frac{(0,57 \cdot 4,76 + 0,01 \cdot 11 + 0,016 \cdot 40 + 0,014 \cdot 70)}{8760} + \frac{0,009 \cdot 20}{8760} = 0,0005$$

$$q_{n\Sigma} = \frac{(1,36 \cdot 6,8 + 0,166 \cdot 8 + 0,14 \cdot 23 + 0,75 \cdot 28 + 0,14 \cdot 8)}{8760} = 0,0041$$

Для параллельного соединения двух одинаковых систем вероятность отказа равна:

$$Q = q_{a\Sigma}^2 + 2q_{a\Sigma}q_{n\Sigma} = (0,0005)^2 + 2 \cdot 0,0005 \cdot 0,0041 = 0,00000435$$

Надёжность системы электроснабжения

$$P = 1 - Q = 1 - 0,00000435 = 0,9999956 > P_{\text{доп}} = 0,998.$$

3.7.3 Организация технического обслуживания и текущего ремонта

Различают следующие формы эксплуатации: хозяйственная, специализированная и комплексная. Выбор формы зависит от объема работ по техническому обслуживанию энергоустановок. При объеме работ больше 800 условных единиц эксплуатации (УЕЭ) принимается хозяйственная форма эксплуатации, при которой комплекс работ по техническому обслуживанию (ТО) и текущему ремонту (ТР) оборудования выполняется ЭТС предприятия.

Техническое обслуживание энергооборудования заключается в разработке годового и квартальных графиков ТО и ТР. Разработку графиков следует начинать с годового графика ТР, на основании которого далее строятся графики ежеквартального ТО и ТР.

При разработке графиков учитываются периодичность и количество ремонтов, особенности технологии производства, трудоёмкость работ по ТО энергооборудования, а также действительный фонд рабочего времени персонала в соответствии с разработанной структурой ЭТС.

График ТО и ТР, имеющий, как правило, специальную форму составляется на основе следующих рекомендаций.

За интервал времени следует принять неделю, за год будет 52 недели. Эти недели нужно разбить на 4 квартала по 13 недель каждый. Планируются отпуска электромонтёров, которые отмечаются на графике. Определяется еженедельная нагрузка бригады электромонтёров из расчёта 40-часовой трудовой недели с учётом удалённости объектов от пункта текущего ремонта.

График начинается с объектов сезонного использования. Время проведения первого ТО или ТР в планируемом году устанавливается в зависимости от даты проведения таких мероприятий в предыдущем году и нормативных значений периодичности ТО или ТР. При отсутствии дат проведения предшествующих мероприятий, время проведения текущих ТО и ТР выбирают произвольно, но с учётом общего их количества за год и периодичности проведения при условии выполнении всего комплекса

мероприятий в планируемом году. Следует стремиться к равномерной загрузке персонала ЭТС по неделям. Кроме того, необходимо добиваться, чтобы наибольший объем работ выполнялся на одном объекте.

Выполнение трудоёмких работ следует планировать на период наименьшей загрузки электрооборудования. Допускается смещение проводимых работ в пределах $\pm 35\%$ нормативной периодичности.

3.8 Технико-экономические показатели КФХ ИП Зубарева Н. В.

При проектировании электроснабжения молочно-товарной фермы КФХ ИП Зубарева Н. В. решены следующие задачи:

- выбрана наиболее рациональная с точки зрения технических показателей схема питания электропотребителей фермы;
- произведен техничеки и экономически обоснованный выбор ТП, числа и мощности силовых трансформаторов;
- выбран экономически целесообразный режим работы трансформаторов и возможности резервирования для повышения надёжности электроснабжения.

Схема электроснабжения предприятия должна быть максимально простой экономически обоснованной и надёжной, в связи с чем выполнено следующее:

- анализ результатов расчетов, проведенных в технологической части проекта по выбору оптимального варианта схемы электроснабжения предприятия;
- укрупненный расчет сметной стоимости на приобретение и монтаж оборудования и сетей системы электроснабжения;
- расчет численности, основной и дополнительной заработной платы обслуживающего персонала;
- расчет сметы годовых эксплуатационных затрат на электроснабжения и себестоимости одного кВт·ч потребляемой электроэнергии;
- технико-экономические показатели электроснабжения предприятия и мероприятия по экономии электроэнергии.

3.8.1 Анализ выбора оптимальной схемы электроснабжения молочно-товарной фермы КФХ ИП Зубарева Н. В.

Основной задачей при проектировании электроснабжения объекта является выбор таких решений, которые, отвечая требованиям ПУЭ, отличались бы наилучшими технико-экономическими показателями, т.е. выбор схемы электроснабжения осуществляется на основе анализа и сравнений технико-экономических показателей.

Критерием эффективности варианта является минимум приведенных затрат:

$$Z = E_n \times K + U \quad (30)$$

где $E_n = 0,12$ - нормативный коэффициент сравнительной экономической эффективности капитальных вложений; K - капитальные вложения; U - эксплуатационные годовые расходы.

Внешнее электроснабжение осуществляется от РТП с напряжениями 110/35/10 кВ длиной 9 км. Внутреннее электроснабжение осуществляется напряжением 0,4 кВ. Питание потребителей электроэнергии от ТП 2х160 кВА с АВР по линии 10 кВ от РТП 110/35/10 кВ длиной 10,6 км. В случае аварийного отключения в линии 0,4 кВ предусмотрено АВР и переход на питание от одного трансформатора 160 кВА с перегрузкой 24% в течение 5 часов. При более длительном отключении предусмотрено питание от трансформатора 160 кВА преимущественно потребителей II категории надёжности - коровников и родильного отделения.

3.8.2 Расчет сметной стоимости на приобретение и монтаж оборудования и сетей системы электроснабжения

Сметная стоимость включается в план реконструкции предприятия и является основой финансирования капитальных затрат системы электроснабжения.

Таблица 12 - Смета спецификации на приобретение и монтаж оборудования сетей системы электроснабжения КФХ ИП Зубарева Н. В.

№ п/п	Источник и позиция стоимости	Оборудование	Единица измерения	Количество	Сметная стоимость, тыс. рублей						
					единицы			общая			Всего, тыс. рублей
					оборудования, материалов	монтажных работ	строительных работ	оборудования, материалов	монтажных работ	строительных работ	
1	УПС т.9.21.	ТМ-160/10	шт.	2	1975	415	635	3950	830	127	6050
2	УПС т.9.14.	РУ-10 кВ (блок с отделителями)	шт.	1	2075	-	-	2075	-	-	2075
4	УПС т.9.7.	ВЛ-10кВ с проводом АС-70 на ж/б опорах	км	0,5	19,5	15	12	10	7,5	5	22,5
7	УПС т.9.17.	ЗРУ-10 кВ (2 секции шин)	шт.	1	1750	-	-	1750	-	-	1750
10	УПС т.4.19.	Ячейка с выключателем ВВПЭ	шт.	2	44,75	1,5	10,2	89,5	15	103	207,5
12	УПС т.4.19.	Ячейка с трансформатором напряжения	шт.	4	23,25	1	10,2	93	4	41	138
13	УПС т.4.19.	Ячейка с разрядниками РВО	шт.	2	14,5	1	10,3	29	2	21	52

Окончания таблицы 12

№ п/п	Источники позиции стоимости	Оборудование	Единица измерения	Количество	Сметная стоимость, тыс. рублей						
					единицы			общая			Всего, тыс. рублей
					оборудования, материалов	монтажных работ	строительных работ	оборудования, материалов	монтажных работ	строительных работ	
14	УПС т. 4.19.	Ячейка с трансформатором собственных нужд	шт.	2	37,5	1	10,3	75	2	21	98
15	УПС т. 4.19	Шинопроводы трансформаторов тока	т.	0,2	13,9	1	-	13,9	1	-	14,9
16	УПС т. 4.59.	трансформаторы тока ТПШЛ-10-30	шт.	4	5	-	-	20	-	-	20
19	УПС т. 4.13.	КТП 2х400	шт.	2	40,25	9	72,5	80,5	18	145	243,5
23	УПС т. 4.7.	Кабель сечением ААШв 3х35-10	км	0,12	45	-	-	1,6	-	-	1,6
ИТОГО:								8187,5	879,5	160	10673
Накладные расходы 18,1 %											1932
ИТОГО:											12605
Плановые накопления 8 %											1008,4
ВСЕГО:											13613,4

Смета составляется на основании спецификации на оборудование и материалы, предназначенные для реконструкции электроснабжения, и их стоимости.

Смета включает стоимость приобретения оборудования, электроконструкций, материалов, монтажных и строительных работ. К электроконструкциям относятся монтажные комплектующие узлы и блоки, оборудованные аппаратами с ошиновкой и соединительными проводами.

Сметную стоимость реконструкции электроснабжения определяем по укрупненным показателям в табличной форме 1 – таблица 12.

Смета спецификации на приобретение и монтаж оборудования и сетей системы электроснабжения КФХ ИП Зубарева Н. В.

Сметная стоимость реконструкции электроснабжения составляет 13613,4 тыс. руб. Из них на оборудование, электроконструкции и материалы приходится 8187,5 тыс. руб., монтажные работы – 879,5 тыс. руб. и проведение строительных работ – 1606 тыс. руб.

3.8.3 Расчёт основной и дополнительной заработной платы ремонтного и эксплуатационного персонала

Численность ремонтного персонала и эксплуатационного, осуществляющего техническое обслуживание, определяется на основании годовых трудозатрат на ремонт и техническое обслуживание оборудования и сетей системы электроснабжения отделения.

Годовые трудозатраты на ремонт и техническое обслуживание определяются из следующих выражений.

$$U_{KP} = \frac{m \times H_{KP}}{\beta_{cm} \times T_{\text{ц}}}, \text{ чел. час}; \quad (31)$$

$$U_{TP} = \frac{m \times \left(\frac{T_{\text{ц}}^{12}}{T_T} - 1 \right)}{\beta_{cm} \times T_{\text{ц}}}, \text{ чел. час}; \quad (32)$$

$$U_{TO} = K_{cm} \times K_{cl} \times 12 \Sigma (m \times H_{TO}), \text{ чел. час}, \quad (33)$$

где U_k, U_T, U_{TO} – годовые трудозатраты на капитальный ремонт, текущий ремонт и техническое обслуживание электрооборудования соответственно;

m – количество единиц однотипного оборудования;

$T_{\text{ц}}$ – продолжительность ремонтного цикла, лет;

T_T – продолжительность межремонтного периода, месяцев;

N_K – норма трудозатрат на капитальный ремонт единицы оборудования;

N_T – норма трудозатрат на текущий ремонт единицы оборудования;

$b_{см}$ – коэффициент, учитывающий сменность работы оборудования, который принимается при двухсменной работе оборудования равным единице;

$K_{см}$ – количество смен работы оборудования;

$K_{сл}$ – коэффициент сложности технического обслуживания (равен 0,1).

Необходимые нормативные данные для расчёта трудозатрат приведены в приложениях V и VI.

Расчёт трудозатрат выполнен в таблице 12 работы. Численность рабочих, выполняющих ремонт и техническое обслуживание электрооборудования и сетей, определена расчётом в разделе 5 в количестве трех электромонтёров и одного техника-электрика. Кроме того, в состав ЭТС для обслуживания электрооборудования и сетей входят энергетик и инженер-электрик.

Годовые трудозатраты, в чел.·час., на ремонт и техническое обслуживание электротехнического оборудования и сетей определим из выражения:

$$U = U_{KP} + U_{TP} + U_{TO}. \quad (34)$$

Здесь затраты на техническое обслуживание и текущий ремонт электротехническим оборудованием, сетей.

$$U_{TO} = 1920 \text{ чел. час.}$$

С учётом затрат на капитальный ремонт электрооборудования, составляющих $U_{KP} = 825$ чел. час, совокупные годовые трудозатраты на техническое обслуживание и ремонт электротехнического оборудования и сетей в отделении составят

$$U = 822 + 1920 = 2745 \text{ чел.час.}$$

Основная и дополнительная заработная плата включает тарифный фонд и доплаты до часового, дневного и годового фондов заработной платы.

Тарифная заработная плата определяется:

$$ЗП_T = C_T \times U, \text{ руб/год,} \quad (35)$$

где C_T – часовая тарифная ставка, руб/час принимается для IV квалификационного разряда при нормированном задании, равная 20 руб/час.

Годовой фонд заработной платы определяется формулой:

$$ЗП_{г} = ЗП_T \times \left(1 + \frac{d_{г}}{100} + \frac{d_{д}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{d_{ч}}{100}\right), \text{ руб.,} \quad (36)$$

где $d_{ч} = 40\%$ - доплата из часового фонда заработной платы, включает премии и доплаты за работу в ночные часы;

$d_{д} = 2\%$ - доплата из дневного фонда заработной платы для ремонтников за работу в праздничные дни;

$d_{г} = 8\%$ - доплата из годового фонда заработной платы (за отпуска, выполнение государственных и общественных обязанностей и пр.).

$$ЗП_{г} = ЗП_T \times \left(1 + \frac{d_{г}}{100} + \frac{d_{д}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{d_{ч}}{100}\right) \quad (37)$$

$$ЗП_T = 20 \times 2745 = 54900 \text{ руб/год;}$$

$$ЗП_{г} = 54900 \times (1 + 0,4 + 0,02) \times (1 + 0,08) = 84194,64 \text{ руб.}$$

Годовые фонды заработных плат ЭТС с учётом заработных плат энергетика составляет.

$$З_{пг} \approx 140000 \text{ рублей.}$$

3.8.4 Расчёт сметы годовых затрат на содержание оборудования и сетей схемы электроснабжения и определение себестоимости электроэнергии

Смета составляется по укрупнённым элементам и статьям затрат, к которым относятся:

-основная и дополнительная заработная плата рабочих ЭТС, выполняющих ремонт и техническое обслуживание электрооборудования и сетей;

-начисления на социальное страхование от заработной платы данной группы рабочих.

-стоимость материалов и запасных частей для технического обслуживания и ремонта;

-амортизационные отчисления о стоимости основных фондов и системы электроснабжения;

-прочие расходы.

Начисления на социальное страхование принимаются в размере 39,6 % от основной и дополнительной заработной платы.

Стоимость материалов и запасных частей для технического обслуживания принимаем 5000 руб. на 100 чел.·час. трудозатрат; для текущего ремонта – 6250 руб. на 100 чел.·час трудозатрат и для капитального ремонта – 18750 руб. на 100 чел.·час трудозатрат.

Амортизационные отчисления рассчитываются по нормам амортизации и стоимости основных фондов системы электроснабжения.

Стоимости запасной части и материала для технических обслуживаний:

$$\frac{U_{ТО}}{100} \times 500 = \frac{1600}{100} \times 500 = 8000 \text{ руб.}$$

$$\frac{U_{КР}}{100} \times 1875 = \frac{82,5}{100} \times 1875 = 1547 \text{ руб.}$$

$$\frac{U_{TP}}{100} \times 625 = \frac{320}{100} \times 625 = 2000 \text{ руб.}$$

Всего: 8000 + 1547 + 2000 = 11547 руб.

Таблица 13 - Расчёт амортизационных отчислений по схеме электроснабжения фермы

Группа основных фондов	Стоимость, тыс. руб.	Норма амортизации, %	Амортизационные отчисления, тыс. руб.
КРУ	29,75	6,4	1,904
Кабельная линия 0,4 кВ	13,5	4,3	0,581
Электрооборудование фермы	162	6,4	10,368
Электрооборудование ТП	78,25	6,4	5,008
ВЛ-10 кВ	25,4	2,4	0,610
ВСЕГО:			18,471

Стоимость основных фондов принимается равной сметной стоимости на приобретение оборудования и сетей, монтажных и строительных работ. Прочие и общецеховые расходы можно принять в размере 30 % от основной и дополнительной заработной платы рабочих, выполняющих ремонт и техническое обслуживание, т.е. эти расходы составят 42000 рублей.

Таблица 14 - Смета годовых затрат на содержание оборудования и сетей схемы электроснабжения

Элементы и статьи затрат	Величина затрат, тыс. руб.
Основная и дополнительная заработная плата	140
Начисления на социальное страхование, 39,6%	55,44
Материалы и запасные части	11,547
Амортизационные отчисления	42
Прочие расходы, 20% от ЗПГ	28
Всего по смете:	279,987

Внутрифермская себестоимость 1 кВт·ч потребляемой электроэнергии на ферме составляет:

$$C = \frac{C_{зк} + П_о + П_д}{Э_{нр}}, \quad (38)$$

где $C_{зк}$ – годовые затраты на содержание оборудования и сетей схемы электроснабжения;

P_0 – основная заработная плата в часы максимума нагрузки энергосистемы. Определяется формулой:

$$P_0 = T_p \times P_m, \text{ тыс. руб.}, \quad (39)$$

где T_p – основная плата в течение максимума нагрузки - 59,5 руб. в месяц за 1 кВт·ч;

P_m – количество электроэнергии, потребляемой в период максимума нагрузки, кВт·ч.

$$P_0 = 59,5 \times 0,1 \times 217779,60 = 1295,789 \text{ тыс.руб.};$$

P_d – дополнительная плата за потребляемую электроэнергию, учтённую счётчиком;

$$P_d = T_{\text{э}} \times \text{Э}_{\text{год}} \times 10^{-2}, \text{ тыс. руб.}, \quad (40)$$

где $T_{\text{э}}$ – тариф за 1 кВт·ч получаемой из энергосистемы электроэнергии 1,25 руб.;

$\text{Э}_{\text{год}}$ – годовое количество электроэнергии, получаемой из энергосистемы. С учётом данных получим

$$P_d = 1,25 \cdot 217779,6 \cdot 10^{-2} = 2722,245 \text{ тыс. руб.}$$

Тогда внутрифермерская себестоимость потребляемой электроэнергии

$$C = \frac{280 + 1296 + 2722}{21770} = 0,197 \text{ руб.}$$

Калькуляция себестоимости 1 кВтч потребляемой фермой электроэнергии представлена в таблице 15.

Таблица 15- Калькуляция себестоимости потребляемой электроэнергии

№ п/п	Показатели и статьи расхода	Ед.изм.	Величина
1	Количество получаемой электроэнергии	тыс. кВт·ч	267,7
2	Максимальная нагрузка	кВт	184
3	Потери электроэнергии	тыс. кВт·ч	2,13
4	Время использования максимума электрической нагрузки	час/год	4500
5	Количество электроэнергии, переданной потребителям	тыс.кВт·ч	217,7
6	Коэффициент мощности расчётный	0,8	
7	То же при заданной энергосистемой реактивной мощности	0,9	
8	Тарифная ставка за 1 кВтч потребляемой электроэнергии	руб/кВтч	1,52
9	Тарифная ставка за 1 кВтч максимальной нагрузки	руб/кВт	1,87
10	Плата за электроэнергию	тыс. руб.	2837,8
11	Плата за максимальную нагрузку	тыс. руб.	865,2
12	Всего плата по тарифу	тыс. руб.	3703
13	Надбавка к тарифу за потребляемую мощность	%	-
14	Всего плата с учётом надбавки	тыс. руб.	3703
15	Годовые эксплуатационные расходы на обслуживание системы электроснабжения	тыс. руб.	279,987
16	Всего годовые затраты на потребляемую электроэнергию	тыс. руб.	3982,987
17	Себестоимость 1 кВтч потребляемой электроэнергии в том числе:	коп/кВт·ч	19,7
а) Тарифная составляющая	коп./кВт·ч	15,9	
б) Составляющая затрат электроцеха	коп./кВт·ч	3,8	

В таблице 16 представлен технико-экономический показатель схемы электроснабжения КФХ ИП Зубарева Н. В.

Таблица 16 - Технико-экономические показатели электроснабжения

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Величина
1	Присоединённая мощность трансформаторов	кВА	320
2	Максимальная электрическая нагрузка	кВт	184
3	Время использования максимума нагрузки	ч/год	4500
4	Годовое потребление электрической энергии	тыс. кВт·ч	257,7
5	Потери электроэнергии во внутренних сетях	тыс.кВтч	2,13
6	Электроэнергия, переданная производственным потребителям	тыс.кВтч	217,7
7	Капитальные затраты в электроснабжение	тыс.руб.	13613,4
8	Годовые затраты, в том числе: - плата за потребляемую электроэнергию - эксплуатационные затраты на электроснабжение	тыс. руб.	3983 279,987
9	Численность обслуживающего персонала	чел.	2
10	Капитальные вложения на 1 кВА присоединённой мощности	руб./кВА	42,54
11	Себестоимость 1 кВт·ч потребляемой электроэнергии, в том числе: - тарифная составляющая - себестоимость передачи до потребителя	коп./кВт·ч	19,7 15,9 3,8

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе выполнена реконструкция электроснабжения КФХ ИП Зубарева Н. В. по заказу руководства сельхозпредприятия.

Необходимость реконструкции вызвана участившимися авариями в сетях электроснабжения отделения и связанными с этим потерями производимой продукции.

Повышение надёжности электроснабжения проектом обосновано с использованием существующей схемы внутренних сетей. Обоснована замена трёх существующих силовых трансформаторов 160, 100 и 100 кВА на открытых подстанциях без резерва питания одной закрытой подстанцией с АВР с двумя трансформаторами по 160 кВА. Питание подстанции предусмотрено от двух линий 10 кВ распределительных подстанций 110/35/10 кВ. Одна из линий выбрана рабочей, другая – резервной.

В проекте обоснован выбор и выполнен расчёт элементов электроснабжения, выбрано оборудование, рассчитана защита сетей, трансформаторов и шин. Разработана молниезащита подстанции и заземление оборудования. Обоснована структура и определён численный состав электротехнической службы. Определены основные экономические показатели разработанных решений, рассчитана себестоимость передачи электроэнергии, которая составила 2,7 руб./кВт·ч. С учётом тарифа на электроэнергию, в настоящее время превышавший 2,09 руб./кВт·ч в сельской местности, данный показатель свидетельствует о достаточной для данного проекта окупаемости затрат на реконструкцию электроснабжения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анчарова Т. В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.:
2. Баринов В.А. Перспективы развития электроэнергетики России на период до 2030 года. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса». Издательство ИНП РАН, Москва, 2013 [Электронный ресурс] режим доступа: <http://www.ecfor.ru/pdf.php?id=seminar/energo/z133>
3. Вахнина В.В. Проектирование системы электроснабжения цеха предприятия: методические указания по курсовому проектированию / В.В.
4. Вахнина В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебно-методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. - Тольятти: ТГУ, 2007.
5. Вахнина В.В. Проектирование осветительных установок: учебное пособие / В.В. Вахнина, О.В. Самолина, А.Н. Черненко. - Тольятти: ТГУ, 2008.
6. Вахнина В.В. Проектирование системы электроснабжения цеха предприятия: методические указания по курсовому проектированию / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. - Тольятти: ТГУ, 2008.
7. Вахнина В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / В.В. Вахнина. - Тольятти : ТГУ, 2006.
8. Вахнина В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебно-методическое пособие для практических занятий и

- курсового проектирования / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. - Тольятти: ТГУ, 2007.
9. Е.А. Конюхова Электроснабжение объектов 10-е изд., стер.-М. : Издательский центр «Академия»; 2016.-320с.
 10. Л.Д.Рожкова, Л.К.Карнеева, Т.В.Чиркова Электрооборудование электрических станций и подстанций 10-е изд., стер.-М. : Издательский центр «Академия»; 2016.-448с.
 11. М.В. Немцов, М.Л. Немцова Электротехника и электротехника 6-е изд., – М.,: Издательский центр «Академия»,2016.-380 с.
 12. Н.А. Акимова, Н.Ф. Котеленец, Н.И. Сентюрихин Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования 10-е изд.,. – М.: Издательский центр «Академия»,2017.-304 с.
 13. Ополева, Н.Г. Схемы и подстанции электроснабжения / Н.Г. Ополева // Справочник: учеб. пособие. – М.:ИД «ФОРУМ» ИНФА-М, 2008. – 408 с
 14. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. Обязательны для всех потребителей электроэнергии независимо от их ведомственной принадлежности и форм собственности. 4-е издание, переработанное и дополненное, с изменениями. Источник:
 15. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – Энергосервис.- Москва, 2003 г.
 16. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 марта 2007 г. - М.: КНОРУС, 2007. размещено на Allbest.ru
 17. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 – 03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. М.: Изд-во ЭНАС, 2003.-87с.

18. Суворин, А. В. Электротехнологические установки [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. В. Суворин. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2011. - 376 с.
19. Щербаков Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л.
20. Э.А. Киреева. С.А.Цырук Релейная защита и автоматика 3-е изд., стер.- М. : Издательский центр «Академия», 2017.-288с.
21. Ю.Д. Сибикин Справочник электромонтажника 3-е изд.,. – М.,: Издательский центр «Академия»,2016.-336 с.
22. Ю.Д. Сибикин Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий. В 2 кн.Кн.1-М.: Издательский центр «Академия», 2016.-208 с.
23. Ю.Д. Сибикин Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий. В 2 кн.Кн.2-М.: Издательский центр «Академия», 2016.-256 с.
24. Ю.Д. Сибикин, М.Ю.Сибикин Электробезопасность при эксплуатации электроустановок промышленных предприятий -М.: Издательский центр «Академия», 2017.-240 с.
25. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 – 03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. М.: Изд-во ЭНАС, 2003.-87с.

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

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

Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.С. Торопов
подпись инициалы, фамилия
« 28 » 06 2024г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование специальности)

Реконструкция системы электроснабжения КФХ ИП Зубарева Н. В.
(наименование темы)

Руководитель Е.В. Платонова 2024г. доцент каф. ЭМиАТ, к.т.н. Е.В. Платонова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник 28.06.24 2024г. А.А. Брагина
подпись дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер И.А. Кычакова 2024г. И.А. Кычакова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Абакан 2024