**Содержание**

Аннотация

Введение

1. Характеристика предприятия и электроснабжения

1.1 Краткая характеристика предприятия и его электроснабжения

1.2 ТЗ на проектирование электроснабжения колхоза «Прогресс»

2. Расчет электроснабжения отделения «Медведово»

2.1 Исходные данные для проектирования

2.2 Определение центра электрических нагрузок предприятия

2.3 Выбор числа и мощности трансформаторов

2.4 Расчет потерь мощности в выбранных трансформаторах

2.5 Выбор и расчёт сечений линий электропередачи 0,4 кВ

2.6 Конструкция линий электропередачи напряжением 0,38 кВ

3. Выбор оборудования и защиты линий сети электроснабжения

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

3.2 Расчёт токов короткого замыкания в сети 0,38 кВ

3.3 Проверка кабельной линии на термическую стойкость

3.4 Выбор трансформаторной подстанции

3.5 Расчёт релейной защиты подстанции

4. Молниезащита и заземление электрооборудования подстанции

4.1 Защита подстанции от перенапряжений

4.2 Защита подстанции от прямых ударов молнии

4.3 Расчёт заземляющего устройства подстанции

5. Организация эксплуатации электрооборудования

5.1 Обоснование и расчёт структуры электротехнической службы

5.2 Надёжность проектируемой системы электроснабжения

5.3 Организация технического обслуживания и текущего ремонта

6. Безопасность жизнедеятельности и экология

6.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

6.2 Защита от поражения электрическим током

6.3 Защита от электрической дуги

6.4 Защита от механических травм

6.5 Мероприятия по пожарной безопасности

6.6 Мероприятия обеспечения безопасности при авариях

6.7 Мероприятия по производственной санитарии

6.8 Мероприятия по защите окружающей среды

7. Экономическая часть

7.1 Анализ выбора оптимальной схемы электроснабжения

7.2 Расчет сметной стоимости

7.3 Расчёт основной и дополнительной заработной платы

7.4 Расчёт сметы годовых затрат на содержание оборудования и сетей

7.5 Технико-экономические показатели электроснабжения

Заключение

Литература

**Аннотация**

Дипломный проект по теме «Реконструкция электроснабжения колхоза «Прогресс» Клинцовского района выполнен на 85 страницах машинописного текста и включает введение, 7 разделов, заключение и список использованной литературы из 16 источников. Графическая часть проекта содержит 8 листов формата А1 и служит иллюстрацией разработанных проектных решений. В основных разделах дипломного проекта обоснована схема электроснабжения и выполнены все необходимые расчёты, подтверждающие работоспособность элементов разработанной системы электроснабжения.

**Введение**

Основными потребителями электрической энергии являются промышленность, транспорт, сельское хозяйство, коммунальное хозяйство городов и поселков. На сельское хозяйство приходится около 30 % потребления электроэнергии, поэтому вопросам электроснабжения сельскохозяйственных предприятий уделяется большое внимание.

Развитие народного 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;

- совершенствование методики определения электрических нагрузок;

- 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 Брянской области, как и по всей России, испытывает определённые трудности, связанные с изменениями экономических отношений. Во многих хозяйствах наблюдается значительный спад сельскохозяйственного производства, что, конечно, вызывает снижение потребления электроэнергии, появление в связи с этим недогрузки электрооборудования сельских трансформаторных подстанций и линий электропередачи. Одновременно с этим, в связи с изменениями экономических отношений в сторону рыночных, значительно возросли требования к надёжности электроснабжения тех сельскохозяйственных объектов, от бесперебойной работы которых зависит экономическое и финансовое благополучие сельскохозяйственных предприятий. В первую очередь это следует отнести к отрасли молочного животноводства, как отрасли, способной поставлять продукцию круглый год, практически без сезонных изменений количества и качества производимого молока.

Данный дипломный проект посвящен реконструкции электроснабжения колхоза «Прогресс» Клинцовского района с целью повышения надёжности электроснабжения молочно-товарной фермы отделения «Медведово», сокращения недоотпуска электроэнергии и снижения потерь продукции.

**1. Характеристика предприятия и электроснабжения**

**1.1 Краткая характеристика предприятия и его электроснабжения**

Колхоз «Прогресс» расположен в Клинцовском районе Брянской области. За хозяйством закреплено около 3000 га земли, в том числе 2480 га сельскохозяйственных угодий, из которых под пашню выделено 2157 га, сенокосы 136 га и пастбища 187 га.

Производственное направление колхоза зерновое с развитым животноводством, включая свиноводство, молочное и мясо - молочное животноводство и коневодство.

В структуре посевных площадей сельхозпредприятия зерновые не превышают 60%, кормовые – 39%. Численность работников, занятых в основном производстве, составляет 123 человека, из них механизаторы – 21 человек, животноводы – 42 человека. Имеется 14 тракторов, 6 зерновых, картофеле- и свеклоуборочных комбайнов, 13 грузовых автомобилей.

Основные производственные фонды колхоза составляют 16845 тыс. рублей, общая рентабельность по хозяйству – 34%.

Центральное отделение колхоза «Прогресс», расположенное в селе Медведово Клинцовского района, занимается производством молока – основного вида продукции совхоза - на молочно-товарной ферме с дойным стадом 800 голов. На ферме имеются два коровника по 200 голов и один коровник на 400 голов дойных коров, четыре телятника по 120 голов, помещение для ремонтного и откормочного молодняка на 180 голов, родильное отделение на 50 мест, конюшня на 80 голов, вспомогательные помещения и сооружения. Электрические нагрузки по объектам фермы приведены в таблице 1.1, а в таблице 1.2 сведены данные по расходу электрической энергии в основных подразделениях отделения «Медведово».

Таблица 1.1 - Электрические нагрузки по объектам фермы

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование  объекта | Дневная нагрузка | | Вечерняя  нагрузка | | Коэффициент сезонности | | | |
| кВт | квар | кВт | 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 400 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 200 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 80 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 120 голов | 5 | 3 | 8 | 5 | 1,0 | 0,8 | 0,4 | 0,8 |
| 9 | Телятник на 120 голов | 5 | 3 | 8 | 5 | 1,0 | 0,8 | 0,4 | 0,8 |
| 10 | Телятник на 120 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 200 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 | |  |  |  |  |

Электроснабжение отделения «Медведово» осуществляется от трёх трансформаторных подстанций, распределение нагрузок которых также видно из таблицы 2. Подстанции питаются от независмых воздушных линий напряжением 10 кВ через масляные выключатели типа МВ-10 от шин 10 кВ подстанций Киваи 35/10 кВ и Логоватое 35/10 кВ. Длина линии 10 кВ от подстанции Киваи 10,7 км, от подстанции Логоватое – 9 км. Линия 10 кВ от подстанции Киваи управляется линейным разъединителем ЛР-1, а от подстанции Логоватое – комплектным разъединителем КР-2.

Таблица 1.2 – Расход электрической энергии в 2005 году, кВт·часов

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Месяц | Кормоцех | Ферма | Коровник |
| ТП-2 | ТП-1 | ТП-3 |
| январь | 11700 | 9600 | - |
| февраль | 9900 | 8800 | - |
| март | 12900 | 8800 | - |
| апрель | 15000 | 10000 | - |
| май | 10800 | 8000 | - |
| июнь | 9000 | 8000 | - |
| июль | 8100 | 6000 | - |
| август | 9300 | 5200 | - |
| сентябрь | 9300 | 5200 | - |
| октябрь | 8400 | 5600 | 1360 |
| ноябрь | 7800 | 6000 | 6680 |
| декабрь | 9000 | 9200 | 6970 |
| Сумма по ТП | 112290 | 90400 | 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 непроизвоственного характера, выросли относительные потери на холостой ход трансформаторов.

В связи с падением сельскохозяйсвенного производства и соответствующим снижением потребления электроэнергии центр тяжести потребления электроэнергии сместился в сторону однофазных потребителей – жилых домов с. Медведово. По этой причине резко возросла несимметрия нагрузки во внутренней сети отделения «Медведово», 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 колхоза за счёт недополученной продукции в связи с отключениями электроэнергии. Так по данным экономической службы колхоза «Прогресс» 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 колхоз теряет за три дня при дневном надое на ферме 7723 кг молока 18372 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 сельскохозяйсвенного предприятия, что также снижает как эффективность производства и его рентабельность.

**1.2 Техническое задание на проектирование электроснабжения колхоза «Прогресс» Клинцовского района**

Исходные данные для проектирования электроснабжения:

1. Генеральный план молочно-товарной фермы с нанесенной на него существующей схемой электроснабжения.

2. Электроснабжение фермы осуществляется от подстанции Киваи 35/10кВ по воздушной линии напряжением 10 кВ (основное питание). Резервное питание от подстанции Логоватое 35/10кВ по воздушной линии 10 кВ длиной 9 км.

3. Расстояние проектируемой подстанции закрытого типа от подстанции Киваи – 10,7 км.

4. Расчетные нагрузки объектов приведены в таблице 1.1.

5. Напряжение всех электроприемников - 380/220 В.

6. Электроприемники I категории – пожарные насосы на ферме суммарной мощностью 50 кВт.

7. Предусмотреть автоматическое включение резервного электроснабжения.

8. Район по толщине стенки гололеда – 1.

9. Роза ветров - преимущественно юго-западное направление.

10. Коррозийная активность грунта - низкая.

11. Тариф на электроэнергию двухставочный: основная плата за 1 кВт заявленной мощности 59,5 руб. (1 кВт/мес.), дополнительная плата 52 коп./кВт·ч.

12. Потребители с суммарной максимальной нагрузкой Рмакс= 184 кВт при коэффициенте мощности соsφ = 0,876.

13. Выполнить замену трансформаторных подстанций ТП-1, ТП-2 и ТП-3 одной подстанцией закрытого типа ЗТП 10/0,4 с двумя трансформаторами по 160 кВА.

**2. Расчет электроснабжения отделения «Медведово»**

**2.1 Исходные данные для проектирования**

Объект проектирования представляет собой производственную зону отделения «Медведово» и включает потребители, перечисленные с максимальными дневными нагрузками в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Нагрузочные характеристики потребителей

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование потребителя | Максимальные нагрузки | |
| РДн, кВт | QДн, квар |
| 1. | Дом животновода с ветпунктом | 6 | - |
| 2. | Коровник на 400 голов | 45 | 32 |
| 3. | Родильное отделение на 50 мест | 6 | - |
| 4. | Коровник на 200 голов | 20 | 16 |
| 5. | Телятник на 150 голов | 5 | 3 |
| 6. | Конюшня на 80 голов | 3 | - |
| 7. | Помещение для молодняка на 180 голов | 10 | - |
| 8. | Телятник на 120 голов | 5 | 3 |
| 9. | Телятник на 120 голов | 5 | 3 |
| 10. | Телятник на 120 голов | 5 | 3 |
| 11. | Овощехранилище на 1000 тонн | 5 | 3 |
| 12. | Весовая | 1 | - |
| 13. | Сенохранилище | 10 | 8 |
| 14. | Водонасосная станция | 10 | 8 |
| 15. | Коровник на 200 голов | 20 | 16 |
| 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 характеристика основных потребителей электроэнергии по категориям бесперебойности электроснабжения и среды производственных помещений в сответствии с ПУЭ приведена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Характеристика производственных помещений по ПУЭ

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № по ген.  плану | Наименование объекта | Класс среды  помещений | Категория  надежности  по ПУЭ |
| 1. | Дом животновода с ветпунктом | Нормальное | III |
| 2. | Коровник на 400 голов | Влажное | II |
| 3. | Родильное отделение на 50 мест | Влажное | III |
| 4. | Коровник на 200 голов | Влажное | II |
| 5. | Телятник на 150 голов | Влажное | III |
| 6. | Конюшня на 80 голов | Влажное | III |
| 7. | Помещение для молодняка на 180 голов | Влажное | III |
| 8. | Телятник на 120 голов | Влажное | III |
| 9. | Телятник на 120 голов | Влажное | III |
| 10. | Телятник на 120 голов | Влажное | III |
| 11. | Овощехранилище на 1000 тонн | Влажное | III |
| 12. | Весовая | Нормальное | III |
| 13. | Сенохранилище | Пыльное | III |
| 14. | Водонасосная станция | Влажное | III |
| 15. | Коровник на 200 голов | Влажное | II |

**2.2 Определение центра электрических нагрузок предприятия**

Воспользуемся математическим методом, который позволяет аналитически определить центр электрических нагрузок (ЦЭН) объект по координатам отдельных его потребителей.

Если считать нагрузки равномерно распределенными по площади объекта, что характерно для нашего случая, то центр нагрузок можно принять совпадающим с геометрическим центром фигуры, изображающей объект на генплане. Геометрическим центром фигуры, в свою очередь, является место пересечения её диагоналей.

Для определения ЦЭН предприятия на его генплане (рис. 2.1) произвольно наносим оси координат *х* и *y*, графически по плану определяем координаты ЦЭН каждого потребителя и заносим в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 - Определение ЦЭН отделения «Медведово»

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование потребителя | Ррi,  кВт | Хi,  м | Yi,  м |
| 1. | Дом животновода с ветпунктом | 6 | 280 | 280 |
| 2. | Коровник на 400 голов | 45 | 280 | 190 |
| 3. | Родильное отделение на 50 мест | 6 | 370 | 210 |
| 4. | Коровник на 200 голов | 20 | 440 | 220 |
| 5. | Телятник на 150 голов | 5 | 440 | 140 |
| 6. | Конюшня на 80 голов | 3 | 460 | 110 |
| 7. | Помещение для молодняка на 180 голов | 10 | 420 | 60 |
| 8. | Телятник на 120 голов | 5 | 520 | 160 |
| 9. | Телятник на 120 голов | 5 | 520 | 70 |
| 10. | Телятник на 120 голов | 5 | 440 | 8 |
| 11. | Овощехранилище на 1000 тонн | 5 | 280 | 10 |
| 12. | Весовая | 1 | 240 | 110 |
| 13. | Сенохранилище | 10 | 200 | 60 |
| 14. | Водонасосная станция | 10 | 110 | 90 |
| 15. | Коровник на 200 голов | 20 | 38 | 95 |

Координаты ЦЭН предприятия хо и yо определяются по формулам:

; ,



где *хi; yi*- соответвствующие координаты центра *i-*нагрузки;

*Рр.ц.i -* активная расчетная мощность *i-*ой нагрузки.

Определяем координаты

;



*м;*



;



*м.*



Следует учитывать, что размещение подстанции на территории молочно-товарной фермы должно быть выполнено с соблюдением следующих условий:

1) необходимо располагать трансформаторную подстанцию как можно ближе к ЦЭН предприятия;

2) подвод линий внешнего электроснабжения должен быть осуществлен безпересечения с путями внутрифермского транспорта;

3) подстанция и воздушные линии 10 кВ следует распололагать в зоне минимального загрязнения изоляции.

С учётом вышеуказанных условий размещаем подстанцию 10/0,4кВ на генплане предприятия вблизи пересечения линий 10кВ, как показано на рис. 2.2. у северо-восточного угла ограждения фермы.

**2.3 Выбор числа и мощности трансформаторов**

Для данного объекта – молочно-товарной фермы центрального отделения колхоза «Прогресс» 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 отделения «Медведово» будем руководствоваться следующими положениями, изложенными в СН-174-75:

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:

*sуд = Sp/F,*(2.1)

где *Sp*– полная расчетная мощность электроприемников, кВА;

*F*– площадь помещений фермы, определяемая по генплану, м2;

*sуд* – удельная плотность электрической нагрузки на ферме, *кВА/м2.*

По данным таблицы 2.1 полная расчетная мощность электроприемников молочно - товарной фермы составляет *Sp = 210 кВА.* Из генплана на рис. 2.2 находим *F = 5680 м2.* Тогда удельная плотность нагрузки фермы составит

*sуд = 184/5680 = 0,032 кВА/м2.*

Ориентировочную номинальную мощность трансформаторов выбираем по плотности нагрузки из данных, представленных в таблице 2.4. Эта мощность для основного и резервного трансформаторов составляет 160 кВА.

Таблица 2.4 - Зависимость мощности трансформатора от плотности нагрузки []

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| sуд, кВА/м2 | ≤ 0,04 | ≤ 0,05 | ≤ 0,1 | ≤ 0,2 |
| Sт, кВА | 160 | 250 | 400 | 630 |

Минимальное число трансформаторов *i-*го потребителя *N0.i* определим по формуле:

,(2.2)



где *Рсм.i -* активная средняя мощность за наиболее загруженную смену электроприемников фермы, кВт, определяемая по формуле:

;(2.3)



*SТ.i*– номинальная мощность *i-*го трансформатора, кВА;

*BН.i*– нормативный коэффициент загрузки трансформатора, выбираемый согласно СН174-75 по категориям нагрузок (II-*Bн=0,7…0,8;* III-*Bн=0,9–0,95*);

*Kм.i* – коэффициент максимума нагрузки (принимаем *Kм.i=1,1 -* нагрузка нередко непостоянная).

Имеем из таблицы 2.1 *Pp* = *184 кВт.* Принимаем *Bн=0,75.* Тогда

*Рсм = 184/1,1 = 167,3 кВт*

и минимальное число трансформаторов с учётом потребителей II категории

*= 1,39*.



Полученное значение *N0* округляем до большего целого числа, т.е. принимаем *N0 = 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

*Кз.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 трансформатора при питании потребителей II категории (коровники *SII = 140 кВА*) составит

*Кз.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 2.1 *Q = 95 квар*, активная - *Р = 157 кВт*, коэффициент мощности в сети фермы *cosφ1 = 0,876.* Наибольшая реактивная мощность *QВн.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:

.(2.4)



При расчетной реактивной низковольтной нагрузке *QР.i* для максимального перетока мощности конденсаторной установки необходимо обеспечить получение следующего значения реактивной мощности:

*Qку.i= Qр.i - QВн.i,*(2.5)

где *Qку.i* - реактивная мощность *i-*й конденсаторной установки, квар.

Полученное значение *Qку.i* уточняется до величины *Qбк* стандартной конденсаторной установки.

Далее проверяют фактический коэффициент *Вф.i* загрузки *i* **–**го трансформатора после компенсации по условию:

*Вф.i = ≤ Вн.i*.(2.6)



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:

*QВн.i =Qр.i - Qбк.i*(2.7)

Проведем расчет компенсации реактивной мощности потребителей фермы. Определяем наибольшую реактивную мощность *QВн*, которая может быть внесена из распределительной сети 10 кВ в сеть 0,4 кВобъекта

*квар*.



Расчетная реактивная нагрузка *QР*, подлежащая компенсированию

*QР = Ррtgφ1*,

где *tgφ1= 0,55 –* тангенс угла сдвига фаз в сети до компенсации реактивной мощности, соответствующий *cosφ1 = 0,876*.

*QР = 157·0,55 = 86,4 квар.*

Реактивная мощность конденсаторной установки

*Qку = 181,5 – 86,4 = 95,1 квар.*

Полученное значение *Qку* уточняем до величины *Qбк* стандартной конденсаторной установки. Принимаем *Qбк = 75 квар.*

Фактический коэффициент *Вф* загрузки трансформатора после компенсации реактивной мощности

*Вф = = 0,59*.



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

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

Таблица 2.5 – Параметры сети электроснабжения фермы и электрооборудования трансформаторной подстанции и компенсирующей установки

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № | 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. | загрузки транс-ра, |  |
| 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 |

**2.4 Расчет потерь мощности в выбранных трансформаторах**

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

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



,(2.8)



,(2.9)



где и - потери холостого хода и короткого замыкания, кВт;



- ток холостого хода трансформатора, %;



*uкз* - напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

*N* - количество трансформаторов;

- фактический коэффициент загрузки трансформаторов.



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

. (2.10)



Из справочных данных находим для трансформатора ТМ160/10 мощностью 160 кВА с первичным напряжением 10 кВ его параметры:

***ΔРхх = 0,56 кВт; ΔРкз = 2,65 кВт; ixx = 2,4%; uкз = 4,5%.***

Рассчитаем потери активной мощности в трансформаторах:

*ΔРТ1+Т2 = 2(0,56 + 2,65·0,55) = 4,04 кВт.*

Потери реактивной мощности:

*ΔQT1+Т2 = 2·160(0,024+0,045·0,55) = 14,02 квар.*

Результаты расчёта потерь вносим в таблицу 2.6.

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

*Рр1 = 112* кВт; *Qр1 = 85* квар (см. табл. 2.1)

*ΔРТ1 = 2,02* кВт; *ΔQT1 = 7,01* квар.

Максимальная нагрузка на трансформатор Т1

кВА.



Таблица 2.6 - Расчет потерь мощности в трансформаторах

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № nn | Параметр | Трансформаторы Т1,Т2 |
| ТМ 160/10 |
| 1. | Количество, *n,* шт  Мощность, *ST*, кВА | 2  160 |
| 2. | Потери холостого хода, *ΔPхх*, кВт | 0,56 |
| 3. | Потери короткого замыкания, *ΔPкз*, кВт | 2,65 |
| 4. | Ток холостого хода, *iхх, %* | 2,4 |
| 5. | Напряжение КЗ, *uкз, %* | 4,5 |
| 6. | Коэффициент загрузки, *Вф* | 0,55 |
| 7. | Активные потери, *ΔРТi*, кВт | 2х2,02 |
| 8. | Реактивные потери, *ΔQTi,*квар | 2х7,01 |
| Потери в нормальном режиме, *ΔРТ1/ΔQT1* | | 2,02 кВт/7,01 квар |
| Потери в поставарийном режиме, *ΔРТ1/ΔQT2* | | 2,02 кВт/7,01 квар |

Расчётные мощности потребителей от трансформатора Т2

*Рр2 = 72* кВт; *Qр2 = 10* квар (см. табл. 2.1)

*ΔРТ2 = 2,02* кВт; *ΔQT2 = 7,01* квар.

Максимальная нагрузка на трансформатор Т2

кВА.



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

*Рр1 = 112* кВт; *Qр1 = 85* квар (см. табл. 2.1)

*ΔРТ1 = 2,02* кВт; *ΔQT1 = 7,01* квар.

Максимальная нагрузка на трансформатор Т1

кВА.



Полученные данные расчетов сводим в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Расчётные нагрузки с учетом реальных потерь в трансформаторах

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №  nn | Параметр | Режим работы сети | | | |
| Нормальный | | Послеаварийный | |
| Т1 | Т2 | Т1 | Т2 |
| 1. | Активная мощность, *Рр*, кВт | 112 | 72 | 112 | - |
| 2. | Активные потери, *ΔРТi*, кВт | 2,02 | 2,02 | 2,02 | - |
| 3. | Реактивная мощность, *Qp*, квар | 85 | 10 | 85 | - |
| 4. | Реактивные потери, *ΔQTi,*квар | 7,01 | 7,01 | 7,01 | - |
| 5. | Мощность БК, *Qбк,* квар | 75 | 75 | 75 | - |
| 6. | Полная мощность, *Sp*, кВА | 146,5 | 76 | 146,5 | - |

**2.5 Выбор и расчёт сечений линий электропередачи 0,4 кВ**

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 раздельной, 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-174-75 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 (схема на рис. 2.3) 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, используя генплан фермы на рис. 2.2, и покажем на рисунке 2.3.

С учётом коэффициента *ко* одновременности активную расчётную нагрузку *i*-й линии определим по выражению:

*РЛ.i = ко·,*(2.11)



где *РД.i –* дневная нагрузка *i*-го потребителя в данной линии. Если нагрузки потребителей различаются более чем в 4 раза, наименьшие нагрузки *РД.j* складываем без учёта коэффициента одновременности в соответствии с формулой:

*РЛ.i = ко·+.*(2.12)



Полная расчётная мощность определяется с учётом коэффициента мощности нагрузок

*Sр = РЛ.i/cosφ*.(2.13)

В соответствии с расчётной схемой определим расчётные нагрузки линий.

Линия 1:*ко = 0,85;cosφ14,15 = 0,78;*

*РЛ.1 = 0,85(10 +20) = 25,5 кВт;*

***SрЛ1 = 25,5/0,78 ≈ 33 кВА.***

Линия 2: *ко = 0,85;cosφ13 = 0,78; cosφ11 = 0,86;*

*РЛ.2 = 0,85(10 + 5)= 12,8 кВт;*

***SрЛ2 = 8,5/0,78 +4,25/0,86 ≈ 16 кВА.***

Линия 3:*ко = 0,8;cosφ6,7,12 =1; cosφ5,9 = 0,86;*

*РЛ.3 = 0,8(10+5+5)+(3 +1) = 20 кВт;*

***SрЛ3 =10+10/0,86+3+1 ≈ 28 кВА.***

Линия 4:*ко=0,85; cosφ1,3=1; cosφ2=0,82; cosφ4=0,78; cosφ8=0,86;*

*РЛ.4 = 0,85(45+20)+(6 +6 +5) = 72,25 кВт;*

***SрЛ4 =6+6+45/0,82+20/0,78+5/0,86 ≈ 88 кВА.***

Линию 1, проходящую вблизи воздушных линий 10кВ, выполним кабелем, чтобы избежать пересечения воздушных линий. Остальные линии принимаем воздушными линиями электропередачи.

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 *iэк* 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 *Fэ* выбираем по экономической плотности тока по формуле:

*FЭ = Ip/iЭк*,(2.14)

где*Iр* – расчётный ток кабельной линии, А.

Согласно ПУЭ [3] при годовом максимуме нагрузки *Тмакс< 5000 ч* и использовании в качестве проводника – алюминия *iЭк =1,4 А/мм2*.

Расчётный ток кабельной линии определяем по формуле:

, *А*(2.15)



где*Sp* – полная расчётная мощность электроприёмников в линии, кВА.

Расчётный ток линии 1

*= 50,1 А.*



Сечение жилы кабеля линии 1

*FЭ.Л1 = 50,1/1,4 = 35,8 мм2.*

Полученное значение сечения жилы округляем до меньшего стандартного значения. Принимаем[2] *FЭ.ст= 35мм2 (r0=0,89 Ом*/*км; х0=0,064 Ом/км*).

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

*Iдоп = 65* А.

Найденное по справочнику сечение проверяем по нагреву.

В нормальном рабочем режиме:

*Кt· КаIдоп ≥ Iр*,(2.16)

где*Кt* – коэффициент учёта температуры среды, отличной от расчётной;

*Ка* – коэффициент учёта расстояния в свету между кабелями, проложенными рядом и их количеством;

*Iдоп* – длительный допустимый ток для кабеля, А.

Принимаем *Кt=1,* т.к. длительно допустимая температура жилы кабеля с бумажной изоляцией на напряжение 0,66 кВ составляет +650С, а температура среды составляет +15о С. Тогда в соответствии с формулой (2.16) имеем

*65А > 50А,*

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

*1,3 Кt· КаIдоп ≥ Iп/ав,*(2.17)

где*Iп/ав* – максимальное значение тока кабеля в послеаварийном режиме, которое определяется для однотрансформаторной подстанции с резервированием формулой:

.(2.18)



Максимальное значение тока кабеля в послеаварийном режиме

*≈ 60 А.*



Условие (2.17) для послеаварийного режима

*1,3·65 = 84,5 А > 60 А.*

Данное условие также выполняется.

К техническим условиям относят также проверку по потере напряжения:

* в рабочем режиме:

≤ 5%(2.19)



* в послеаварийном режиме:

≤ 10%(2.20)



где*l* – длина кабельной линии, *км;*

*х0, r0* – удельные активное и индуктивное сопротивления жилы кабельной линии, Ом/км.

Находим потерю напряжения в кабеле в рабочем и послеаварийном режимах:

= *2,1% <* ***5%****.*



Проверка сечений по термической стойкости проводится после расчётов токов короткого замыкания.

Далее определяем потери в кабельной линии:

-активной мощности

, *кВт*(2.21)



-реактивной мощности

, *квар*(2.22)



-активной электроэнергии

, *МВтч/год,*(2.23)



где - потери в изоляции кабеля, определяемые как



.(2.24)



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



*τ* - время максимальных потерь, определяемое по формуле:

, *ч*(2.25)



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



Определяем потери активной мощности в кабельной линии 1:

*Ркл1 = 3·50,1·0,12·0,89 = 0,016 кВт.*

Потери реактивной мощности в этой же линии 1:

*Qкл1 = 3·50,1·0,12·0,064 = 0,001 вар.*

Потери активной электроэнергии в кабельной линии 1:

*ΔWКл1 = 0,016·2846 = 45,5 кВт·ч/год.*

Рассчитаем сечения проводов воздушных линий электропередачи и потери напряжения в них, используя для участка линии формулу:

*ΔUучастка = ΔUуд·Sрасч.участка·lучастка.*

Принимая провод 3А35+А35 (r0 = 0,83 Ом/км) для участка *ΔU2-1-11* и провод 3А50+А50 (r0 = 0,588 Ом/км) для остальных участков, рассчитаем потери напряжения на участках линии 2:

*ΔU2-1-11= 0,83·5·0,104 = 0,43%;*

*ΔU2-2-1 = 0,588·16·0,132 = 1,24%;*

*ΔU2-2-1-13 = 0,588·10,9·0,031 = 0,2%.*

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

*ΔU2макс = ΔU2-2-1+ ΔU2-1-11;*

*ΔU2макс = 1,24+ 0,43 = 1,67% <* ***ΔUдоп=******5%.***

Следовательно, выбранные сечения проводов удовлетворяет условию по допустимой потере напряжения в линии 2. Принимаем провод 3А35+А35 на участках *ΔU3-3-9, ΔU3-3-7, ΔU3-3-6, ΔU3-2-5, ΔU3-1-12,* остальные участки выполним проводом 3А50+А50 (r0 = 0,588 Ом/км). Потери напряжения на участках линии 3:

*ΔU3-3-9= 0,83·4,6·0,036 = 0,14%;*

*ΔU3-3-7 = 0,83·10·0,025 = 0,21%;*

*ΔU3-3-6 = 0,83·3·0,015 = 0,04%;*

*ΔU3-2-3-3= 0,588·17,6·0,062 = 0,64%;*

*ΔU3-2-5 = 0,83·4,7·0,085 = 0,33%;*

*ΔU3-1-3-2 = 0,588·27,2·0,105 = 1,68%;*

*ΔU3-1-12 = 0,83·0,8·0,016 = 0,01%;*

*ΔU3-3-1 = 0,588·28·0,121 = 1,99%.*

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

*ΔU3макс = ΔU3-3-1+ ΔU3-1-3-2+ ΔU3-2-3-3+ ΔU3-3-7;*

*ΔU3 = 1,99 + 1,68 + 0,64 + 0,21 = 4,52% <* ***ΔUдоп=******5%.***

Принимаем провод 3А70+А70 (r0 = 0,42 Ом/км) для участков *ΔU4-4-1, ΔU4-1-4-2, ΔU4-2-4-2-1, ΔU4-2-1-2-2*, для *ΔU4-1-2, ΔU4-1-2* и *ΔU4-2-2-4* - провод 3А50+А50 и провод 3А35+А35 - для *ΔU4-2-2-8, ΔU4-2-1-3*. Тогда потери напряжения на участках линии:

*ΔU4-2-2-8= 0,83·5·0,049 = 0,20%;*

*ΔU4-2-2-4 = 0,42·21,8·0,042 = 0,38%;*

*ΔU4-2-1-2-2 = 0,42·26,8·0,038 = 0,43%;*

*ΔU4-2-1-3= 0,83·6·0,042 = 0,21%;*

*ΔU4-2-4-2-1 = 0,42·32,8·0,121 = 1,67%;*

*ΔU4-2-1 = 0,588·6·0,015 = 0,05%;*

*ΔU4-1-4-2 = 0,42·38,8·0,095 = 1,55%;*

*ΔU4-1-2 = 0,588·46,7·0,035 = 0,96%;*

*ΔU4-4-1 = 0,42·85,5·0,046 = 1,65%.*

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

*ΔU4макс = ΔU4-4-1+ ΔU4-1-4-2+ ΔU4-2-4-2-1+ ΔU4-2-1—2-2;*

*ΔU4 = 1,65 + 1,55 + 1,67 + 0,43 = 4,47% <* ***ΔUдоп=******5%.***

**2.6 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 5т·м). Глубину заложения опор в грунт принимаем равную 2,5 м.

Пролёты между опорами возушных линий принимаем:

* для проводов А70 - 37 м;
* для проводов А50 – 40 м;
* для проводов А34 – 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 стежрней стойки, к которому с двух сторон привариварены заземляющие элементы.

В качестве шинопроводов 0,4 кВ принимаем шинопровод ШРА73-400 с параметрами:

*Iн ≤ 400А, Uн = 380 В,*

*rф= 0,15мОм/м,*

*хф=0,17мОм/м,*

*rN=0,162мОм/м,*

*хN=0,164мОм/м,*

*lш=0,7м.*

Повторные заземления нулевого провода принимаем Rп.з.≤ 30 Ом.

**3. Выбор оборудования и защиты линий сети электроснабжения**

**3.1 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:

Uпр ≥ Uсети и Iпр ≥ Iл.(3.1)

Параметры линий и выбранных [4] предохранителей сводим в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 - Параметры предохранителей в сети 0,38 кВ

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Линия  № | Рабочий ток  линии Iл, А | Параметры предохранителя | | | |
| Тип | Номинальный ток предохранителя,  А | Номинальный ток плавкой  вставки,  А | Предельный ток отключения при  U =380 В, кА |
| 1 | 50,1 | ПП 40  (ТУ16-90 ИГПН 646727.001ТУ) | 25-630 | 63 | 200 |
| 2 | 24,3 | 40 |
| 3 | 42,6 | 63 |
| 4 | 130 | 160 |

Как следует из таблицы 3.1, выбранные предохранители удовлетворяют условиям (3.1). Для проверки предохранителей на отключающую способность и быстродействие необходимо определить возможные максимальные и минимальные токи короткого замыкания.

**3.2 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 [4], приведённые к ступени низшего напряжения

*rT1 =* *17,5 мОм;*



*хТ1 = 41,5 мОм.*



### Активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности трансформатора Т1, обмотки которого соединены по схеме «звезда-звезда с нулем», принимаем по данным таблицы п.5.3 [4]

### *rT0 = 10 rT1 =175 мОм;хТ0 = 7 хТ1 =290,5 мОм.*

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

*rш1 = 0,006·2 + 0,15∙0,7 = 0,012 + 0,105 = 0,1117 мОм;*

*хш1 = 0,17∙0,7 = 0,119 мОм.*

### Активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности фазы шинопровода принимаем по рекоменциям [4] как

*rш0 = rш1 + 3rN* = *0,105 +3·0,162 = 0,591 мОм;*

*хш0 =7,5 хш1 = 7,5·0,119 = 0,893 мОм.*

Активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности участка 1-2 кабельной линии с жилами А35 (*r0 = 0,89 Ом/км, х0 = 0,064 Ом/км)*:

*r1-21 = 0,89·0,09 = 80 мОм;*

*х1-21 = 0,064·0,09 = 5,8 мОм.*

Полное сопротивление нулевой последовательности участка 1-2 из кабеля ААШв (табл.п.6.13 [4]):

*z1-20 = 1,83·0,09 = 164,7 мОм.*

Для участка 2-14 кабельной линии:

*r2-141 = 0,89·0,033 = 29,4 мОм;*

*х2-141 = 0,064·0,033 = 2,1 мОм;*

*z2-140 = 1,83·0,033 = 60,4 мОм.*

Определяем сопротивления прямой последовательности до точки 1

*R1Σ = 17,5 + 0,117 = 17,62 мОм;*

*Х1Σ = 41,5 + 0,119 = 41,62 мОм*

и рассчитываем ток трёхфазного КЗ в этой точке 1:

*IКЗ.макс = 5,1 кА.*



Проверяем предельную отключающую способность предохранителя ПП 40 с предельным током вставки *Iпр = 200 кА*:

*Iпр ≥ ;*(3.2)



***Iпр = 200 кА ≥ ·1,5·5,1 = 10,8 кА.***



Условие (3.2) 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

*r1Σ = 17,62 + 29,4 = 47,02 мОм;*

*х1Σ = 41,62 + 2,1 = 43,72 мОм;*

*z0Σ = 164,7 + 60,4 = 225,1 мОм.*

Ток однофазного КЗ в точке 14 будет равен

*2,4 кА.*



По графику время - токовой характеристики плавкой вставки (рис.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:

*R1Σ = 17,5 + 0,117 = 17,62 мОм;*

*Х1Σ = 41,5 + 0,119 = 41,62 мОм*

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

*IКЗ.макс = 5,1 кА.*



Предельная отключающая способность предохранителей ПП 40 с предельным током *Iпр = 200 кА*:

***Iпр = 200 кА ≥ ·1,5·5,1 = 10,8 кА.***



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

Таблица 3.2–Результаты расчёта параметров схем замещения ВЛ0,4 кВ

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Элемент  цепи | | Сопротивления прямой  последовательности, мОм | | Сопротивления обратной  последовательности, мОм | |
| активное | реактивное | активное | реактивное |
| Трансформатор | | 17,5 | 41,5 | 175 | 290,5 |
| Шины РУ 0,4 | | 0,117 | 0,119 | 0,591 | 0,893 |
| Участки  линии  № 2 | **0а** | *r0=0,588 Ом/км*  **77,6** | *x0=0,297 Ом/км*  **39,2** | 1,18 | 0,62 |
| **а13** | *r0=0,588 Ом/км*  **11,7** | *x0=0,297 Ом/км*  **6,2** |
| **а11** | *r0=0,83 Ом/км*  **86,3** | *x0=0,308 Ом/км*  **32,0** | 1,7 | 0,64 |
| Участки  линии  № 3 | **0а** | *r0=0,588 Ом/км*  **71,1** | *x0=0,297 Ом/км*  **35,9** | 1,18 | 0,62 |
| аб | *r0=0,588 Ом/км*  **63,5** | *x0=0,297 Ом/км*  **32,1** |
| бв | *r0=0,588 Ом/км*  **36,5** | *x0=0,297 Ом/км*  **18,4** |
| а12 | *r0=0,83 Ом/км*  **13,3** | *x0=0,308 Ом/км*  **4,9** | 1,7 | 0,64 |
| б5 | *r0=0,83 Ом/км*  **70,5** | *x0=0,308 Ом/км*  **26,2** |
| в6 | *r0=0,83 Ом/км*  **12,4** | *x0=0,308 Ом/км*  **4,6** |
| в7 | *r0=0,83 Ом/км*  **20,7** | *x0=0,308 Ом/км*  **7,7** |
| в9 | *r0=0,83 Ом/км*  **29,9** | *x0=0,308 Ом/км*  **11,1** |
| Участки  линии  № 4 | 0а | *r0=0,42 Ом/км*  **19,3** | *x0=0,283 Ом/км*  **13,0** | 0,84 | 1,62 |
| аб | *r0=0,42 Ом/км*  **39,9** | *x0=0,283 Ом/км*  **26,9** |
| бв | *r0=0,42 Ом/км*  **51,2** | *x0=0,283 Ом/км*  **34,5** |
| вг | *r0=0,42 Ом/км*  **16,0** | *x0=0,283 Ом/км*  **10,7** |
| г4 | *r0=0,42 Ом/км*  **17,6** | *x0=0,283 Ом/км*  **11,9** |
| а2 | *r0=0,588 Ом/км*  **21,8** | *x0=0,297 Ом/км*  **11,0** | 1,18 | 0,62 |
| б1 | *r0=0,83 Ом/км*  **12,4** | *x0=0,308 Ом/км*  **4,6** | 1,7 | 0,64 |
| в3 | *r0=0,83 Ом/км*  **34,9** | *x0=0,308 Ом/км*  **12,9** |
| г8 | *r0=0,83 Ом/км*  **40,7** | *x0=0,308 Ом/км*  **15,1** |

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

*r1Σ = 17,62 + 77,6 + 86,3 = 181,5 мОм;*

*х1Σ = 41,62 + 39,2 + 32 = 112,8 мОм;*

*r0Σ = 175,591 + 1,18 + 1,7 = 178,5 мОм;*

*х0Σ = 291,393 + 0,62 + 0,64 = 292,6 мОм.*

Суммарные сопротивления от точки «0» до точки «13»:

*r1Σ = 17,62 + 77,6 + 11,7 = 106,9 мОм;*

*х1Σ = 41,62 + 39,2 + 6,2 = 87,0 мОм;*

*r0Σ = 175,591 + 2·1,18 = 177,9 мОм;*

*х0Σ = 291,393 +2·0,62 = 292,6 мОм.*

Ток однофазного КЗ воздушной линии

*,*(3.3)



где *КСЗ = 0,77* с учётом трёхметровой длины вертикальных заземлителей и III зоны климата;

*KR = KX = 0,96 –* поправочные коэффициенты на заземлители.

*1,044 кА.*



*1,332 кА.*



По наименьшему из токов КЗ проверяем быстродействие предохранителя с номинальным током плавкой вставки 40А. Быстродействие 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»:

*r1Σ = 17,62 + 71,1 + 63,5 + 70,5 = 222,7 мОм;*

*х1Σ = 41,62 + 35,9 + 32,1 + 26,2 = 135,8 мОм;*

*r0Σ = 175,591 + 2·1,18 + 1,7 = 179,6 мОм;*

*х0Σ = 291,393 + 2·0,62 + 0,64 = 293,3 мОм.*

Ток однофазного КЗ в точке «5» воздушной линии №3:

*0,894 кА.*



Суммарные сопротивления в линии №3 от точки «0» до точки «9»:

*r1Σ = 17,62 + 71,1 + 63,5 + 36,5 + 29,9 = 218,6 мОм;*

*х1Σ = 41,62 + 35,9 + 32,1 + 18,4 +11,1 = 139,1 мОм;*

*r0Σ = 175,591 + 3·1,18 + 1,7 = 180,8 мОм;*

*х0Σ = 291,393 + 3·0,62 + 0,64 = 293,9 мОм.*

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

*0,893 кА.*



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

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

*r1Σ = 17,62 + 19,3 + 39,9 + 51,2 + 16 + 40,7 = 184,7 мОм;*

*х1Σ = 41,62 + 13 + 26,9 + 34,5 + 10,7 + 15,1 = 141,8 мОм;*

*r0Σ = 175,591 + 4·0,84 + 1,7 = 180,6 мОм;*

*х0Σ = 291,393 + 4·1,62 + 0,64 = 298,5 мОм.*

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

*0,973 кА.*



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

**3.3 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:

*Fмин = ,*



где *с = 90* – для кабелей с аллюминевыми жилами напряжением до 10 кВ;

*Iу-* действующее значение установившегося тока КЗ;

*tф* **-** фактическое время действия тока КЗ, берем *tф=0,02+0,1=0,12с.*

Если *Fмин* окажется больше сечения кабеля, выбранного по другим условиям, то сечение кабеля следует увеличить до нового стандартного сечения. Определяем минимально возможное сечение кабеля:

*Fмин = = 19,6 мм2.*



Сравниваем полученное сечение с выбранным ранее А35, сечение которого составляет 35 мм2, т.е. выполняется условие

*Fмин = 19,6 мм2 < Fкаб = 35 мм2.*

Таким образом, кабель, выбранный ранее для линии 1 по экономической плотности тока, по термической стойкости также проходят.

**3.4 Выбор трансформаторной подстанции**

Принимаем для электроснабжения фермы в с. Медведово трансформарную 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. Дя 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 -200С. 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 ВМПП-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.

Конструкция подстанции 10/0,4 кВ с трансформаторами представлена на рис. 3.12. Принципиальная схема цепей подстанции приведена на рис. 3.13. Для выбора трансформаторов тока в РУ-10 кВ определим расчётный ток в линии 10 кВ:

*Iр = ; Iр = = 9,2 А.*



Принимаем к установке трансформаторы тока *ТП-10* с коэффициентом трансформации

*кТ = 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 напряжении на одной из секций шин 0,4 кВ или отключении одного из силовых трансформаторов.

АВР 10 кВ реализуется выключателем Q3 на резервном вводе (рис. 3.13) после отключения рабочего ввода выключателем нагрузки Q4.

**3.5 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 А50 (r0 = 0,588 Ом/км, х0 = 0,42 Ом/км), нагрузка – трансформатор ТМ160/10/0,4.

Принимаем для защиты вторичное реле прямого действия РТМ и сопутствующие ему параметры: *кн = 1,4; ксх = 1(*схема соединения трансформаторов тока – «неполная звезда»). Принимаем также трансформаторы тока ТПЛ-10 с коэффициентом трансформации *кТ = 30/5 = 6.*

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

;



.



Рассчитаем полное сопротивление трансформатора:

*ZT = ;*



*ZT = 28,1 Ом.*



Определим полное сопротивление линии 10 кВ:

*Zл = ;*



*Zл = 3,6 Ом.*



Тогда ток трёхфазного КЗ в точке К1:

;



*182 А.*



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

;



*18,5А.*



Ток уставки за выключателем Q1:

*IТО ≥ = 42,5 А;*



*IТО ≥ =13,9 А.*



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

Чувствительность токовой отсечки защиты трансформаторов к двухфазным КЗ

*кч = ;*



*кч = 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.

**4. Молниезащита и заземление электрооборудования подстанции**

**4.1 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 РДИ, разработанных в ОАО «НПО Стриммер». **Разрядный элемент РДИ**, вдоль которого развивается скользящий разряд, имеет длину, превышающую в несколько раз длину импульсного перекрытия защищаемого изолятора линии. Эта особенность обеспечивают более низкое разрядное напряжение при грозовом импульсе по сравнению с разрядным напряжением защищаемой изоляции. Сочетание большой длины с низким напряжением искрового разряда приводит к тому, что вероятность установления дуги КЗ практически сводится к нулю.

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 перенапряжение, приложенное между проводом и опорой, 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 замкнётся на узле крепления, гальванически связанном с опорой. Благодаря большой длине перекрытия по поверхности петли импульсное перекрытие не пере ходит в силовую дугу промышленной частоты.

Вследствие эффекта скользящего разряда вольтсекундная 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.

**4.2 Защита подстанции от прямых ударов молнии**

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

Ожидаемое число поражений молний за год незащищенного объекта

*N = (l + 7h) · (m + 7h) · n · T · 10-6*,

где *n = 0,06* – число ударов молнии на 1 км2 земли за 1 ч. грозы, 1/(км2·ч);

*Т*–средняя интенсивность грозовой деятельности в местности (60ч/год);

*l* – длина подстанции, м;

*m* – ширина подстанции, м;

*h* – наибольшая высота объекта, м.

*N = (5,5 + 7·8,25) · (5 + 7·8,25) · 0,06 · 60 · 10-6 = 0,014 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 *Н = 12 м*. Определим высоту молниеотвода [3] из условия защиты угла подстанции на высоте *hx = 7,6 м,* при расстоянии между опорой и подстанцией *5 м.* Из схемы компоновки подстанции найдём требуемый радиус защиты до точки А:

*rx1* = *10,7 м.*



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

*10,7 = ,*



которое преобразуем в квадратное уравнение:

*1,6h2 -14,86h – 27,82 = 0.*

Решая уравнение, находим высоту молниеотвода

*h ≈ 10,8 м.*

Требуемая высота молниеотвода оказалась меньше высоты опоры.

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

Радиус защиты этого молниеотвода на высоте *hх = 4 м* равен

*rx2 = ;*



*rx2 = 11 м.*



Необходимый радиус, найденный из рис. 4.2

*rx2 = 7,6 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:

*Rр = α·R*,

где *R = 0,5* *Ом* – сопротивление заземления при стационарном режиме;

*α*- импульсный коэффициент, который зависит от тока заземлителя и удельного сопротивления грунта (при *ρ=150 Ом·м α= 0,8).*

Тогда *Rр = 0,8·0,5 = 0,4 Ом.*

**4.3 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 х 5 = 27,5 м2*. Принимаем к установке сетчатый заземлитель с размерами *S = 5 х 4,5 м2*,помимо внешнего замкнутого горизонтального контура состоящий из *lБ = 3* продольных полос вдоль длинной стороны и *lМ = 4* поперечных полос вдоль короткой стороны. К сетке присоединяем 12 вертикальных электродов длиной *lв = 3м*.

Верхний слой земли толщиной *h1 = 2м* состоит из грунта (глина полутвердая) с удельным сопротивлением *ρ1=60 Ом∙м*, сопротивление нижнего слоя земли *ρ2=30 Ом∙м* (суглинок пластичный). Принимаем глубину заложения горизонтальных заземлителей *t = 0,8м.*

Ток однофазного КЗ, стекающий с заземлителя, принимаем приблизительно *I(1)кз≈ 0,5∙ I(3)кз* на шинах 10 кВ подстанции, т.е. *I(1)кз≈ 100 А*.

Так как отношение *ρ1/ρ2 = 60/30 = 2*, то при расчёте будем учитывать двухслойность земли.

Определим параметр эффективной площади заземлителя

*4,7 м.*



Находим отношение

*0,8.*



Так как найденное отношение *0,8 ≥ 0,5* , то безразмерный параметр *А* определяем по эмпирической формуле [5]:

*А = 0,444 – 0,84* ;



*А = 0,444 – 0,84* ·*0,8 = - 0,228.*

Суммарную длину всех элементов заземлителя определяем как:

*L = nБlБ + nМlМ +* *nвlв* .

Следовательно, суммарная длина элементов заземлителя составит

*L = 3·5 + 4·4,5 + 12·3 = 69 м.*

Эквивалентное удельное сопротивление грунта по формуле:

,



где *α, β* – коэффициенты, численно равные при *ρ1> ρ2 α = 3,6 и β = 0,1*. Тогда

= *53,3 Ом*.



Сопротивление сетчатого заземлителя в двухслойном грунте:

.



Тогда

*= - 0,26 + 0,77 = 0,51 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 *Uз.доп=5 кВ*.

Проверяем действующее напряжение на заземляющем устройстве с учётом тока однофазного КЗ, стекающего с заземлителя:

;



*Uз = 100·0,51 = 51 В.*

**5. Организация эксплуатации электрооборудования**

**5.1 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 (*Qг*) определяется формулой:

, Гкал/год,



где *Wг* - годовое потребление электроэнергии (по данным табл. 1.2 дипломного проекта *Wг = 217,7 тыс. кВт·ч*);

*Кэт.* - энерготепловой коэффициент (принимаем *Кэт.=* *0,5 тыс. кВт/Гкал*).

Следовательно,

*Qг = 217,7/0,5 = 435,4 Гкал/год.*

Количество воды, потреблённой объектом за год:

*Дг = кп·Qг,*

где *кп = 0,85 м3/Гкал –* коэффициент, учитывающий объём воды, расходуемый на единицу тепловой энергии.

Имеем годовой расход воды

*Дг = 0,85·435,4 = 370 м3/год.*

Расчёт суммы единиц (баллов) для определения категории энергослужбы предприятия выполнен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - 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. м3 | 0,0004 | 1 |
| **Итого баллов:** | | | 4 |

Сумма условных единиц (баллов), определяемая таблицей 5.1, 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 системы электроснабжения предприятия, определяемых из выражений.

, чел.·ч;



, чел.·ч,



где - годовые трудозатраты на текущий ремонт и техническое обслуживание;



*т* – количество единиц однотипного оборудования;

*Тц* – продолжительность ремонтного цикла, лет;

*ТТ* – продолжительность межремонтного периода, мес.;

*Нк* – норма трудозатрат на капитальный ремонт единицы оборудования;

*НТ* – норма трудозатрат на текущий ремонт единицы оборудования;

*βсм* – коэффициент, учитывающий сменность работы оборудования, который принимается при двухсменной работе оборудования равным единице;

*Ксм* – количество смен работы оборудования;

*Ксл = 0,1* – коэффициент сложности технического обслуживания.

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

*UТО = 2·0,1·12·357 = 856,8 чел.·час.*

Берём с учётом фермского электрооборудования ***UТО ≈ 1600 чел.·час.***

Годовые трудозатраты на текущий ремонт (берём из таблицы 5.2)

*UТР**= 158* *чел·час.*

Берём с учётом фермского электрооборудования ***UТР ≈ 320 чел.·час.***

Годовые трудозатраты на ремонт и техническое обслуживание

***U = UТО + UТР**≈ 1920 чел.·час.***

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

, чел,



где*U* – годовые трудозатраты на ремонт и техническое обслуживание;

*Тн* – номинальный фонд рабочего времени (принимаем 870);

*Ки* – коэффициент использования рабочего времени (принимаем 0,87-0,9).

*= 2,5 ≈ 3 чел.*



Исходя из годовых трудозатрат *U ≈ 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 ведётся централизованно.

**5.2 Надёжность проектируемой системы электроснабжения**

Объективными показателями эксплуатационной надёжности *i –* той системы являются:

*qi* - вероятность отказа;

*Рi -* вероятность безотказной работы (показатель надёжности).

Эти показатели связаны сотоношением

*Рi = 1 - qi*

Системы электроснабжения согласно стандарту должны обладать эксплуатационной надежностью не ниже

*Рдоп = 0,998.*

Вероятность отказа определяется выражением

,



где *Т = 8760 ч -* длительность календарного года.



Для параллельного соединения двух одинаковых систем вероятность отказа равна:



Надёжность системы электроснабжения

> *Рдоп = 0,998.*



**5.3 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 объёме 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 электьромонтёров из расчёта 40-часовой трудовой недели с учётом удалённости объектов от пункта текущего ремонта (энергоцех).

График начинается с объектов сезонного использования. Время проведения первого ТО или ТР в планируемом году устанавливают в зависимости от даты проведения таких мероприятий в предыдущем году и нормативных значений периодичности ТО или ТР. При отсутстви 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 ±35% нормативной периодичности.

**6. Безопасность жизнедеятельности и экология**

В данном разделе дипломного проекта решаются задачи:

* анализ опасных и вредных производственных факторов;
* классификация производственной среды зданий и сооружений;
* разработка мероприятий по технике безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности;
* разработка мероприятий по охране окружающей среды.

**6.1** **Анализ опасных и вредных производственных факторов**

Анализ производственных факторов при эксплуатации проектируемой системы электроснабжения выполним в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Опасные и вредные факторы системы электроснабжения

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование и категория  фактора | Место действия | Норма ПДУ (ПДК) и нормативный документ | Возможные последствия |
| 1 | Высокое напряжение цепи, при замыкании которой может пройти ток через тело человека  10 кВ, | РУ -10 кВ | ГОСТ 12.1.038-82 при длительном воздействии (более 1 с) в аварийном режиме | Электротравма |
| 2 | Электрическая дуга, опасный | РУ – 10 кВ | ГОСТ 12.2.0072-75 | Ожоги |
|  | опасный | ЗРУ | ГОСТ 12.2.0074-75 | Ожоги |
|  | опасный | РЩ | ГОСТ 12.2.004-85 | Пожар |
| 3 | Подвижные части производственного оборудования, опасный | ОРУ, ЗРУ, приводы коммутационных аппаратов | ГОСТ 12.3.007.3-75 | Механическая травма |
| 4 | Повышенная или пониженная температура, влажность, подвижность воздуха рабочей зоны, вредный | ОРУ, ЗРУ, ТП, РЩ | ГОСТ 12.1.005-76 | Перегрев или переохлаждение организма |
| 5 | Недостаточная освещённость рабочей зоны, вредный | Электропомещения | СНиП 11-4-79 | Утомляемость, повышенная опасность травматизма |
| 6 | Пожароопасные концентрации горючих жидкостей, опасный | РУ, ТП – трансформаторное масло | ОНТП 24-86  ПУЭ гл. 7.4  Tв=135о | Пожар |
| 7 | Твёрдые горючие и трудно сгораемые вещества и материалы, опасный | Во всех помещениях | ОНТП 24-86  ПУЭ гл. 7.4 | пожар |

**6.2 Защита от поражения электрическим током**

Проектом предусмотрено ограждение токоведущих частей и приспособлениями для запирания ограждений на замки.

Конструкция шкафов КРУ обеспечивает защиту обслуживающего персонала от случайного прикосновения к токоведущим частям оболочками со степенью защиты 1Р20.

Все токоведущие части, которые могут оказаться под напряжением после выведения выдвижного элемента в ремонтное положение, ограждаются автоматически закрывающимися шторками, имеющими устройства для запирания на замок.

При проектировании РУ, ТП, РЩ соблюдены изолирующие расстояния в соответствии с ПЭУ [4].

Кроме того, в проекте предусмотрено:

* защитное заземление – для электроустановок сети напряжением 10 кВ с изолированной нейтралью;
* зануление в сочетании с заземлением – для электроустановок напряжением 0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью;
* выравнивание потенциалов электроустановок с помощью устройства сетчатого контура заземления.

В сети напряжением 10 кВ с изолированной нейтралью предусмотрен постоянный контроль изоляции с действием на сигнал и последующим контролем асимметрии напряжения. Для этого используется вторичная обмотка трансформатора напряжения НТМИ-10, соединенная в разомкнутый треугольник.

В помещениях с повышенной опасностью и особо опасных (см. раздел 1) предусмотрена сеть малого напряжения – 36В, питаемая от понижающего трансформатора. Эта сеть используется для питания светильников местного освещения и ручного электроинструмента, а также для питания ручных электрических светильников. В особо неблагоприятных условиях(работы в металлических сосудах, резервуарах и т.п.) для ручных электрических светильников предусмотрено применение переносных понижающих трансформаторов с вторичным напряжением 12В.

Конструкции вилок и розеток напряжением 36В и 12В отличаются от конструкций этих деталей на напряжение 220В.

Для питания электроинструмента предусмотрены разделительные трансформаторы с вторичным напряжением:

220В- для инструмента классов 1 и П ;

36В - для инструмента класса Ш.

Проектом предусмотрено комплектование распределительных устройств 0,4 кВ и 10 кВ электрозащитными средствами: центробежные регуляторы, концевые выключатели, электрические и электромеханические блокировки, улавливатели, предохранительные козырьки, двуручные выключатели.

**6.3 Защита от электрической дуги**

Выключатели и приводы снабжены указателями и световой сигнализацией положения «включено» – красный, «отключено» – зеленый. Приводы разъединителей снабжены механическими указателями положения главных и заземляющих ножей с подписями о включении и отключении. Заземляющие ножи окрашиваются в черный цвет. Рукоятки приводов заземляющих ножей окрашиваются в красный цвет, а рукоятки других приводов – в цвета оборудования. Конечные положения механизма ручных приводов как главных, так и заземляющих фиксируются упорами. Предусмотрена оперативная блокировка:

* включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамыкатели;
* включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;
* включения и отключения отделителями и разъединителями тока нагрузки.

В шкафах РУ предусмотрена блокировка:

* перемещения выдвижного элемента с выключателем из рабочего в контрольное положение и наоборот;
* включения выключателя при положении выдвижного элемента в промежутке между рабочим и контрольными положениями;
* перемещения выдвижного элемента из контрольного положения в рабочее при включенных ножах заземляющего разъединителя.

В проекте применены шкафы РУ, конструкция которых обеспечивает локализацию аварии в пределах шкафа при возникновении КЗ в РУ применением:

* дугоуловителей для защиты сборных шин от разрушения электрической дугой;
* разгрузочных клапанов для снятия избыточного давления внутри шкафа в момент возникновения электрической дуги.

Локализационная способность РУ обеспечивает отсутствие:

* прожогов оболочки в зоне обслуживания;
* срыва или самопроизвольного открытия дверей и крышек шкафа;
* выброса продуктов горения в необслуживающую зону;
* переброса дуги в другие шкафы.

**6.4 Защита от механических травм**

Вращающиеся части электродвигателей и части, соединяющие электродвигатели с механизмами (лифты, шкивы и т.д.), имеют ограждения от случайных прикосновений.

Выбранные электродвигатели имеют степени защиты в зависимости от условий окружающей среды помещений:

- для помещений с нормальной средой IP20;

- для открытых установок IP44;

- для помещений сырых и особо сырых IP43.

Детали приводов коммутационных аппаратов закрываются кожухами (заключаются в оболочки). Оболочки закрывают опасную зону и снимаются только при помощи инструмента. При открывании и закрывании дверей и люков оболочки исключается возможность их прикосновения к движущимся частям приводов.

**6.5 Мероприятия по пожарной безопасности**

В проекте предусматриваются следующие мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- от действия тока КЗ установлены релейная защита, предохранители, отключающая автоматика;

* для гашения электрической дуги устанавливается дугогасящие камеры.

Для исключения возгорания двери КТП с внутренней стороны обшиты листовым железом по асбестовому картону толщиной 5 – 7 мм и открываются наружу. Предусмотрены маслосборники под силовыми трансформаторами для аварийного сброса масла. Связь с пожарной командой производится по телефону, номер которого вывешен на видном месте.

Кроме того, с целью предупреждения пожаров выбор электрооборудования проектом предусмотрен по условиям токов КЗ и в соответствии с классом взрыво – и пожароопасных зон, проводов и кабелей в соответствии с требованиями ПУЭ.

В помещениях, где установлено электрооборудование, предусмотрена противопожарная сигнализация. В качестве датчиков, реагирующих на появление дыма и повышение температуры, использованы автоматические пожарные извещатели АТИМ-1, АТИМ-3, а также тепловые извещатели дифференциального типа ОДПУ-1.

В помещениях с электрооборудованием и на погрузочных площадках установлены пожарные гидранты и краны пожарного водопровода. Возле помещения КТП предусмотрены огнетушители, ящики с песком и противопожарный инвентарь (лопаты, ведра). Для тушения пожара предусмотрены огнетушители типа ОУ-5; ОУ-8, ОУ-50, а для ликвидации пожара на подстанции разработаны специальные «карточки пожаротушения».

На специальных щитах предусмотрены следующие противопожарные средства:

лом1 шт.

ведро1 шт.

топор пожарный1 шт.

лопата1 шт.

багор1 шт.

огнетушительОУ-8-1 шт.

огнетушительОУ-5-1 шт.

ящик с песком1 шт.

**6.6 Мероприятия обеспечения безопасности при авариях**

**Организационные мероприятия**

При приближении грозы должны быть прекращены все работы на воздушных и кабельных линиях электропередачи, в здании КТП и РУ.

При замыкании на землю в электроустановках 10 кВ приближаться к обнаруженному месту замыкания на расстояние менее 5 м в закрытом РУ и менее 8 м в открытом РУ и на воздушных линиях допускается только для оперативных переключений и освобождения людей, попавших под напряжение. При этом следует пользоваться электрозащитными средствами.

**Технические мероприятия.**

Для защиты всего оборудования, установленного на подстанции, используются комплекты релейной защиты.

Защита от коммутационных перенапряжений осуществляется разрядниками. Для предотвращения повреждения оборудования при возникновении резонансных перенапряжений на подстанции установлен антирезонансный трансформатор напряжения типа НАНИ. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью заземленных вертикальных стержневых молниеотводов.

Для защиты оборудования РУ от грозовых волн набегающих с линий, применены вентильные и трубчатые разрядники, а также тросовые молниеотводы, подвешиваемые на подходе линий.

На работах РУ – 10кВ предусмотрено использование:

- изолированного питания - 1 шт.

- указателей напряжения 10 кВ- 2 шт.

- изолирующих клещей 10 кВ-1 шт.

- диэлектрических перчаток выше 1000В – 4 пары.

- бот-2 пары.

- временных ограждений- 5 комплектов.

- предупредительных плакатов - 6 комплектов.

- защитных очков- 2 шт.

- противогазов- 2 шт.

- комплектов переносных заземлений 10 кВ -4 комплекта.

- диэлектрических подставок-8 шт.

Для обслуживания РУ - 0,4кВ предусмотрены:

- указатель напряжения-2 шт.

- изолирующие клещи-1 шт.

- монтерский инструмент-2 комплекта.

- диэлектрические боты-2 пары.

- диэлектрические коврики-4 шт.

- временные ограждения-2 к-та.

- комплекты переносных заземлений – 2 к-та.

- защитные очки-1 шт.

- противогаз-1 шт.

**6.7 Мероприятия по производственной санитарии**

Микроклимат производственных помещений

Санитарно-гигиенические условия работы в электроустановках КТП определяются условиями микроклимата в помещениях, наличием пыли или её отсутствием, газов, шума, вибрации.

Созданию нормальных условий труда на производстве согласно СН-245-74 способствует комплекс санитарно-гигиенических мероприятий. Объем и площадь производственных помещений, приходящихся на одного рабочего ≥ 4,5м3.

Дежурный персонал, в помещении персонала, поддерживается определенная температура при помощи нагревательных приборов:

а) летом 20-250С с влажностью 40-60% и скоростью движения воздуха от 0,2 до 0,5 м/с;

б) зимой 17-190С с влажностью воздуха от 40-60% и скоростью движения воздуха не более 0,3 м/с.

В помещении ТП предусмотрена вентиляция, которая осуществляется через специальные внутренние металлические решетки. Вентиляция осуществляется за счет разницы внутренней и внешней температуры.

Производственное освещение

Согласно СН и П II 4-79 в электроустановках освещенность обеспечивается не менее 200 лк при комбинированном и 150 лк при общей освещенности. Для наружного освещения предусматриваются прожекторы ПЭС – 45. Для проведения работ, при ликвидации аварии и для эвакуации людей предусмотрено аварийное освещение.

Наименьшая освещенность рабочих поверхностей при аварийном освещении не менее 2 лк. Питание осуществляется (аварийного освещения КТП) от трансформаторов собственных нужд. Аварийное освещение выполнено лампами накаливания 60 Вт. Питание переносных электросветильников выполнено: напряжением до 42В – в помещениях с повышенной опасностью. 12В – в особо опасных помещениях с повышенной влажностью. Питание переносных светильников предусматривается от местных понижающих трансформаторов.

**6.8 Мероприятия по защите окружающей среды от воздействия системы электроснабжения предприятия**

Мероприятия по охране окружающей среды регламентируют ГОСТ 17.0.001 – 76, ГОСТ 170.101-76, ГОСТ 17.1202-77 и другие нормативные документы, согласно которым предусмотрено ограничение поступления в окружающую среду сточных вод и вредных выбросов. С этой целью санитарной лабораторией по утвержденному графику осуществляется контроль состава и количества стоков, пыли и газообразных выбросов и отходов производства. Предотвращение загрязнения воздушного бассейна пылью, удаляемой из производственных помещений, предусмотрено фильтрующими и обезвреживающими устройствами загрязненного воздуха.

Предусмотрены маслосборники под силовыми трансформаторами для аварийного сброса масла.

Для предприятия в целом установлены предельно-допустимые выбросы (ПДВ) вредных веществ, исходя из общей экологической обстановки в районе его расположения.

**7. Экономическая часть**

При проектировании электроснабжения молочно-товарной фермы отделения «Медведово» колхоза «Прогресс» решены следующие задачи:

* выбрана наиболее рациональная с точки зрения технических показателей схема питания электропотребителей фермы;
* произведен технически 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 надежной.

# В экономической части дипломного проекта рассмотрены следующие вопросы:

* 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.

**7.1 Анализ выбора оптимальной схемы электроснабжения молочно-товарной фермы отделения «Медведово»**

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:

(7.1)



где - нормативный коэффициент сравнительной экономической эффективности капитальных вложений;



*К* – капитальные вложения;

*U* - эксплуатационные годовые расходы.

В данном проекте схему внешнего электроснабжения не выбираем, так как в задании на дипломный проект задано, что внешнее электроснабжение завода осуществляется от РТП «Киваи» с напряжениями 110/35/10 кВ длиной 9 км. Схему внутреннего электроснабжения завода также не выбираем, потому что в задании на дипломный проект задано, что внутреннее электроснабжение осуществляется напряжением 0,4 кВ. Питание потребителей электроэнергии от ТП 2х160 кВА с АВР по линии 10 кВ от РТП «Логоватое» 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.

**7.2 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 7.1 - Смета спецификации на приобретение и монтаж оборудования сетей системы электроснабжения отделения «Медведово»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № 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 | 1270 | 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 |
| 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** | **1606** | **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 7.1.

Смета спецификации на приобретение и монтаж оборудования и сетей системы электроснабжения отделения «Медведово».

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.

**7.3 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.

, *чел.час;*



, *чел.час*;



, *чел.час,*



где - годовые трудозатраты на капитальный ремонт, текущий ремонт и техническое обслуживание электрооборуования соответственно;



*т* – количество единиц однотипного оборудования;

*Тц* – продолжительность ремонтного цикла, лет;

*ТТ* – продолжительность межремонтного периода, месяцев;

*Нк* – норма трудозатрат на капитальный ремонт единицы оборудования;

*НТ* – норма трудозатрат на текущий ремонт единицы оборудования;

*βсм* – коэффициент, учитывающий сменность работы оборудования, который принимается при двухсменной работе оборудования равным единице;

*Ксм* – количество смен работы оборудования;

*Ксл* – коэффициент сложности технического обслуживания (равен 0,1).

Необходимые нормативные данные для расчёта трудозатрат приведены в приложениях V и VI [5].

Расчёт трудозатрат выполнен в таблице 5.2 проекта. 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 отделения «Медведово» входят энергетик и инженер-электрик.

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

.



Здесь затраты на техническое обслуживание итекущий ремонт электротехнического оборудования и сетей определили в разделе 5

*UTO = 1920* *чел.час.*

С учётом затрат на капитальный ремонт электрооборудования, составляющих *UКР = 825 чел.час,* совокупные годовые трудозатраты на техническое обслуживание и ремонт электротехнического оборудования и сетей в отделении составят

*U = 822 + 1920 = 2745 чел.час.*

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

Тарифная заработная плата определяется:

, *руб/год,*



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

Годовой фонд заработной платы определяется формулой:

, *руб.,*



где*dЧ* *= 40%* - доплата из часового фонда заработной платы, включает премии и доплаты за работу в ночные часы;

*dД* *= 2%* - доплата из дневного фонда заработной платы для ремонтников за работу в праздничные дни;

*dГ* *= 8%* - доплата из годового фонда заработной платы (за отпуска, выполнение госудаственных и общественных обязанностей и пр.).

Тогда



*54900 руб/год;*



= *84194,64 руб*.



Таким образом, годовой фонд заработной платы ЭТС с учётом заработной платы энергетика составит

***ЗПГ ≈ 140000 рублей.***

**7.4 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 500 руб. на 100 чел.·час. трудозатрат; для текущего ремонта – 625 руб. на 100 чел.·час трудозатрат и для капитального ремонта – 1875 руб. на 100 чел.·час трудозатрат.

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

Стоимость материалов и запасных частей для технического обслуживания:

*= 8000 руб.*



= *1547 руб.*



= *2000 руб.*



Всего: 8000 + 1547 + 2000 = 11547 руб.

Таблица 7.2 - 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 7.3 - 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:

,



где *Сэк* – годовые затраты на содержание оборудования и сетей схемы электроснабжения;

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

, *тыс. руб.,*



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

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

*По = 59,5×0,1×217779,60 = 1295,789 тыс.руб.;*

*ПД* – дополнительная плата за потребляемую электроэнергию, учтённую счётчиком;

, *тыс. руб.,*



где*ТЭ* – тариф за 1 кВт·ч получаемой из энергосистемы электроэнергии 1,25 руб.;

*Эгод* – годовое количество электроэнергии, получаемой из энергосистемы.

С учётом данных получим

*ПД = 1,25·217779,6·10-2 = 2722,245 тыс. руб*.

Тогда вутрифермская себестоимость потребляемой электроэнергии

= *0,197 руб.*



Калькуляция себестоимости 1 кВтч потребляемой фермой отделения «Медведово» электроэнергии представлена в таблице 7.4.

Таблица 7.4 - Калькуляция себестоимости потребляемой электроэнергии

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| №  n/n | Показатели и статьи расхода | Единица измерения | 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 | коп/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 |

**7.5 Технико-экономические показатели схемы электроснабжения**

Таблица 7.5 - Технико-экономические показатели электроснабжения отделения «Медведово» колхоза «Прогресс»

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № n/n | 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  3703  279,987 |
| 9 | Численность обслуживающего персонала | чел. | 5 |
| 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 данном дипломном проекте выполнена реконструкция электроснабжения отделения «Медведово» колхоза «Прогресс» Клинцовского района по заказу руководства сельхозпредприятия.

Необходимость реконструкции вызвана участившимися авариями в сетях электроснабжения отделения и связанными с этим потерямии производимой молочной 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. Проработаны вопросы надлежащего безопасного обслуживания электрооборудовния и разработаны мероприятия по охране труда.

В экономической части проекта определены основные экономические показатели разработанных решений, рассчитана себестоимость передачи электроэнергии, которая составила 19,7 коп./кВт·ч. С учётом тарифа на электроэнергию, в настоящее время превышащий 1, 4 руб./кВт·ч, данный показатель свидеельствует о достаточной для данного проекта окупаемости затрат на реконструкцию электроснабжения.

**Литература**

1. Левин М.С., Лещинская Т.Б., Белов С.И. Методические рекомендации по курсовому и дипломному проектированию. – М.: МГАУ им. В.П. Горячкина, 1999. – 141с.

2. Алиев И.И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию. – М.: Высш. шк., 2000. – 255с.

3. Будзко И.А., Лещинская Т.Б., Сукманов В.И. Электроснабжение сельского хозяйства. М: Колос, 2000 – 536 с.

4. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ «ЭНАС», 2003. – 176 с.

5. Каганов И.Л. Курсовое и дипломное проектирование. – М.: Агропромиздат, 1990. – 357 с.

6. Сукманов В.И., Лещинская Т.Б. Дипломное проектирование. Методические рекомендации по электроснабжению сельского хозяйства. – М.: изд-во МГАУ, 1998. – 103 с.

7. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие дя курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

8. Юндин М.А. Токовые защиты электрооборудования. – Зерноград: РИОФГОУ ВПО АЧГАА, 2004. – 212с.

9. Электротехнический справочник. Т.1-3./Под ред. П.Г. Грудинского и др. – М.: Энергия, 1975, 1976 гг.

10. Справочник инженера-электрика сельскохозяйственного производства./ Под ред. Баутина М.А. и др. – М.: ИНФОРМАГРОИЗДАТ, 1999. – 523 с.

11. Ожиганов С.Н. Сравнительный анализ безопасности электрических сетей ТN и ТТ // Промышленная энергетика, 2003, №2. С. 46–51.

12. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства./Под ред. И.А.Будзко. - М.: Колос, 1982. - 319 с.

1. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. - Л.: Энергоатомиздат, 1985. - 296 с.
2. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 56 с.
3. Пособие по курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов/ Под ред. В.М. Блока. – М.: Высша шк., 1990. - 383с.
4. Шкрабак В.С. Охрана труда. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 423 с.