

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Проектирование системы электроснабжения нефтегазового месторождения

Обучающийся

В.Н. Филенко

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.В. Шлыков

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2025

Аннотация

Выпускная квалификационная работа включает 47 страниц, 12 рисунков, 7 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: месторождение, электроснабжение, участок, питание, надежность, оборудование, трансформатор, линия, кабель, защита, заземление.

Актуальность разработки: согласно плановой программе увеличения объемов добываемого нефтяного и газового сырья, будет проводиться разработка нового нефтегазового месторождения, в состав которого будут входить нефтяные и газовые скважины и другие вспомогательные производственные участки. Надежное и качественное электроснабжение данного объекта является обязательным условием его ввода в эксплуатацию и эффективной работы. Реализация предлагаемой СЭС и запуск технологических процессов на объекте позволит увеличить объемы добываемого нефтяного и газового сырья. Основная часть продукции нефтегазового месторождения пойдет на растущие нужды внутреннего рынка страны, также часть продукции будет экспортироваться в другие страны, что даст существенную экономическую прибавку в отечественный бюджет.

Содержание ВКР включает в себя вопросы: общая характеристика нефтегазового месторождения, исходные данные на проектирование; определение электрических нагрузок; выбор силового трансформатора, типа и марки подстанции ПКТП; компенсация реактивной мощности, выбор силовых трансформаторов ГПП; выбор схемы и кабелей внутренней распределительной сети; расчет токов короткого замыкания; выбор и проверка электрооборудования ГПП; расчет заземляющего устройства ГПП.

Содержание

Введение.....	4
1 Общая характеристика нефтегазового месторождения, исходные данные на проектирование	7
1.1 Общая характеристика нефтегазового месторождения	7
1.2 Исходные данные на проектирование	8
2 Проектирование системы электроснабжения предприятия	11
2.1 Определение электрических нагрузок	11
2.2 Выбор силового трансформатора, типа и марки подстанции ПКТП	16
2.3 Компенсация реактивной мощности, выбор силовых трансформаторов ГПП.....	20
2.4 Выбор схемы внутренней распределительной сети	24
2.5 Выбор кабелей линий внутренней распределительной сети.....	25
2.6 Расчет токов короткого замыкания	28
2.7 Выбор и проверка электрооборудования ГПП	33
2.8 Расчет заземляющего устройства и молниезащиты ГПП.....	38
Заключение	45
Список используемой литературы и используемых источников.....	46

Введение

Нефтегазовое месторождения представляют собой наиболее важные объекты топливно-сырьевой базы государства, что накладывает повышенные требования к надежности и бесперебойности их работы. Специализированное высокотехнологичное оборудование требует надежного и стабильного электроснабжения для обеспечения работы различных технологических процессов, таких как бурение, добыча, переработка и транспортировка нефти и газа. Электроснабжение (ЭСН) таких месторождений имеет свои особенности, связанные с удаленностью месторождений, сложными климатическими условиями и высокими требованиями к надежности. Месторождения часто расположены в труднодоступных районах, что затрудняет прокладку линий электропередач и требует обязательное резервирование питания. Кроме того, необходимо учитывать высокие требования к безопасности и экологии. Электрические системы должны быть защищены от воздействия агрессивных сред, таких как коррозия и взрывоопасные смеси. Обычно питание трансформаторных подстанций или распределительных пунктов (РП) производственных участков осуществляется от главной понижающей подстанции (ГПП), которая предназначена для приема электроэнергии от внешней энергетической системы, преобразования её до необходимого низкого уровня напряжения и последующего распределения через внутреннюю электросеть предприятия. Как правило, комплекс нефтегазовых скважин, совместно с дополнительными вспомогательными участками по первичной переработки и перекачки сырья, подключены именно к такой главной подстанции [7].

Нефтяные и газовые скважины являются основной единицей промышленной инфраструктуры НМ, в них устанавливается различное промышленное электрооборудования для обеспечения технологического процесса извлечения первичного углеводородного сырья. В соответствии с производственными цепочками и спецификой технологических процессов

производственные участки (ПУ) месторождений, как правило, разделяются на отдельные группы, которые вместе с дополнительными вспомогательными производственными участками на огороженной территории образуют производственные объекты – нефтегазовые месторождения. Качественное и надежное электроснабжение данных объектов является обязательным «условием их ввода в эксплуатацию и эффективной работы. Установленные на производственных участках электроприемники (ЭП) требуют надежного питания электрической энергией в соответствии с Правилами устройства электроустановок и другими актуальными нормативными и техническими документами по реализации систем электроснабжения. Производственные участки, в зависимости от величины суммарной электрической нагрузки, питаются либо от собственной трансформаторной подстанции (при значительной суммарной нагрузке потребителей, как правило, более 250 кВА), либо (при меньшей суммарной нагрузке) от ближайшей трансформаторной подстанции (ТП) соседнего производственного участка» [12]. В целом, как правило, группы нефтяных и газовых скважин вместе с дополнительными вспомогательными производственными участками питаются от главной понизительной подстанции (ГПП), обеспечивающей прием электроэнергии от энергосистемы, ее трансформацию в более низкий класс напряжения, и ее распределение по внутренней электрической сети нефтегазового месторождения.

С развитием технологий в области энергетики на нефтегазовых месторождениях все чаще применяются инновационные решения. Одним из таких подходов является использование энергосберегающего электрооборудования. Это позволяет снизить зависимость от традиционных источников энергии и уменьшить углеродный след. Также активно внедряются системы автоматизации и «мониторинга, которые позволяют оптимизировать потребление электроэнергии и повысить надежность электроснабжения. Использование интеллектуальных сетей (smart grids)

позволяет интегрировать различные источники энергии и управлять ими в реальном времени, что особенно важно для удаленных месторождений» [12]. Использование технологий Интернета вещей (IoT) и больших данных (Big Data) в управлении электроснабжением позволит повысить эффективность и надежность систем. Хотя электрическая сеть месторождения полезных ископаемых имеет сравнительно простую конструкцию по отношению ко всей энергетической инфраструктуре государства, она представляет собой сложную систему для оптимального преобразования и распределения электричества. Электропотребители здесь тесно интегрированы в технические комплексы оборудования и оказывают значительное влияние на эксплуатационные параметры сети энергоснабжения.

Актуальность разработки: согласно плановой программе увеличения объемов добываемого нефтяного и газового сырья, будет проводиться разработка нового нефтегазового месторождения, в состав которого будут входить нефтяные и газовые скважины и другие вспомогательные производственные участки. Надежное и качественное электроснабжение данного объекта является обязательным условием его ввода в эксплуатацию и эффективной работы. Реализация предлагаемой СЭС и запуск технологических процессов на объекте позволит увеличить объемы добываемого нефтяного и газового сырья. Основная часть продукции нефтегазового месторождения пойдет на растущие нужды внутреннего рынка страны, также часть продукции будет экспортироваться в другие страны, что даст существенную экономическую прибавку в отечественный бюджет.

Цель работы: обеспечение надежного и безопасного электроснабжения нефтегазового месторождения.

Задачи работы:

- определить электрические нагрузки;
- рассчитать рабочие и аварийные режимы системы электроснабжения (СЭС);
- выбрать основное электрооборудование СЭС.

1 Общая характеристика нефтегазового месторождения, исходные данные на проектирование

1.1 Общая характеристика нефтегазового месторождения

Месторождения нефти и газа представляют собой подземные скопления углеводородов, сосредоточенных в определённых местах земной коры – в пределах конкретных геологических структур, расположенных близко друг к другу. Скопления углеводородов чаще всего содержатся в слоях или массивах различных горных пород, неравномерно распространённых под землёй и обладающих неодинаковыми физическими свойствами. Нередко продуктивные нефтеносные слои отделяются значительными прослойками непроницаемых пород либо присутствуют лишь на ограниченных участках месторождений. Эти изолированные участки или слои с отличающимися характеристиками добываются отдельными группами скважин, нередко с применением разных технологий разработки. Нефтегазовые месторождения (НГМ) представляют собой ключевые элементы глобальной энергетической системы, обеспечивая значительную часть мирового спроса на энергию, они играют важную роль в экономике стран, обеспечивая рабочие места, налоговые поступления и экспортные доходы. НГМ являются основными источниками углеводородов, которые используются в различных отраслях экономики. Нефть и газ служат не только топливом для транспорта и производства электроэнергии, но и сырьём для химической промышленности, производящей пластмассы, удобрения и другие важные материалы. В нашей стране нефтегазовая отрасль составляет значительную долю валового внутреннего продукта (ВВП).

Будет проводиться разработка нового нефтегазового месторождения, в состав которого будут входить нефтяные и газовые скважины и другие вспомогательные производственные участки, надежное и качественное электроснабжение данного объекта является обязательным условием его

ввода в эксплуатацию и эффективной работы. Реализация предлагаемой СЭС и запуск технологических процессов на объекте позволит увеличить объемы добываемого нефтяного и газового сырья. Основная часть продукции нефтегазового месторождения пойдет на растущие нужды внутреннего рынка страны, также часть продукции будет экспортироваться в другие страны, что даст существенную экономическую прибавку в отечественный бюджет.

1.2 Исходные данные на проектирование

Генплан НГМ показан на рисунке 1.

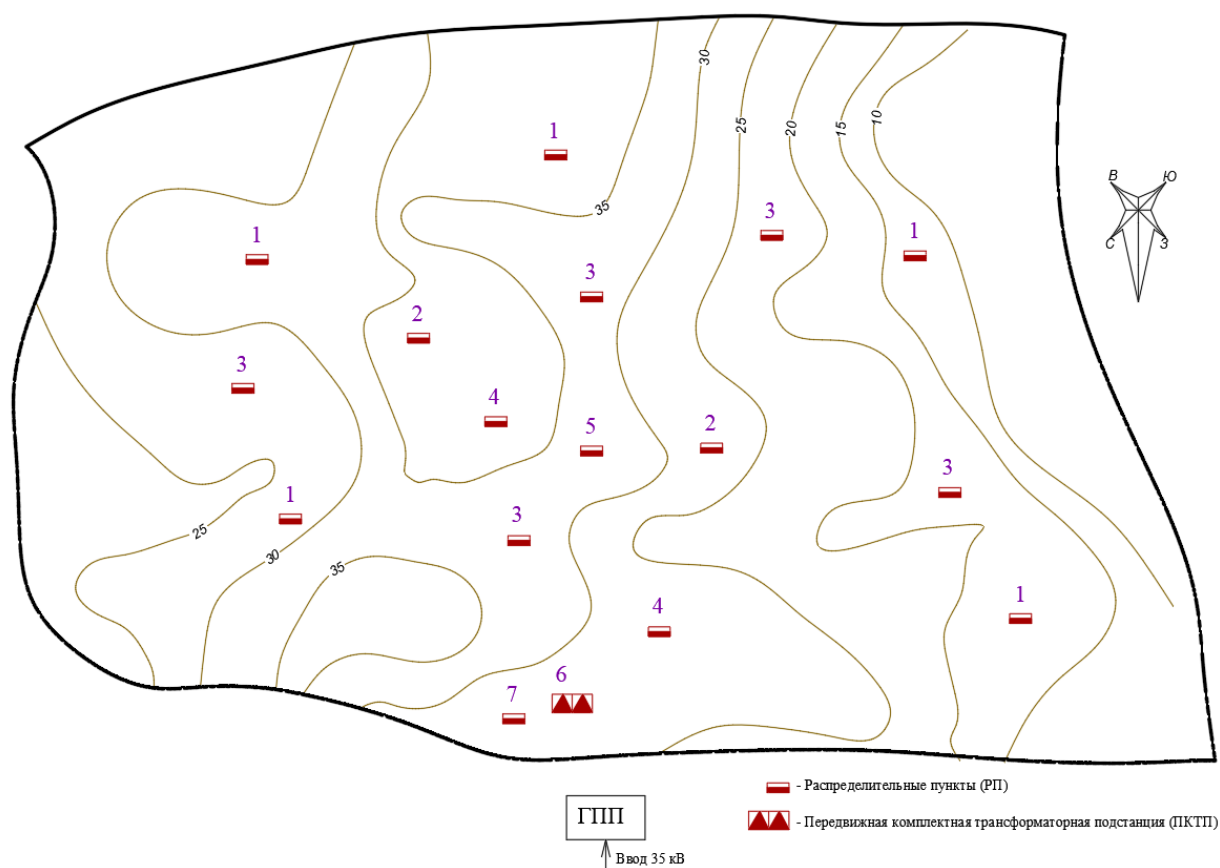


Рисунок 1 – Генеральный план нефтегазового месторождения

«Производственные участки (ПУ), их нагрузки, средневзвешенные коэффициенты мощности и спроса нагрузок приведены в таблице 1» [12].

Таблица 1 – Производственные участки

Участки	№ на генплане	$\Sigma P_{ном}$, кВт	cosφ	Kс
Куст нефтяных скважин (КНС)	1/1	680	0,81	0,7
КНС	1/2	680	0,81	0,7
КНС	1/3	680	0,81	0,7
КНС	1/4	680	0,81	0,7
КНС	1/5	680	0,81	0,7
Установка подготовки нефти (УПН)	2/1	170	0,79	0,8
УПН	2/2	170	0,79	0,8
Куст газовых скважин (КГС)	3/1	520	0,8	0,65
КГС	3/2	520	0,8	0,65
КГС	3/3	520	0,8	0,65
КГС	3/4	520	0,8	0,65
КГС	3/5	520	0,8	0,65
Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)	4/1	540	0,84	0,75
УКПГ	4/2	540	0,84	0,75
Перекачивающая станция	5	1050	0,83	0,8
ПКТП	6	180	0,8	0,7
Ремонтная площадка	7	140	0,82	0,75

«Источник питания ГПП – подстанция (ПС) энергосистемы, ГПП будет питаться по ВЛ 35 кВ. Категории надёжности электроснабжения участков приведены в таблице 2» [3].

Таблица 2 – Требования к надёжности электроснабжения ПУ

Участки	Категория
Куст нефтяных скважин (КНС)	I
КНС	I
КНС	I
КНС	I
КНС	I
Установка подготовки нефти (УПН)	I
УПН	I
Куст газовых скважин (КГС)	I
КГС	I
КГС	I
КГС	I
КГС	I
Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)	I
УКПГ	I
Перекачивающая станция	I
ПКТП	III
Ремонтная площадка	II

Вывод по разделу.

Приведена общая характеристика нефтегазового месторождения. Всего на территории расположено 17 участков, включая кусты нефтяных и газовых скважин и вспомогательные участки, обеспечивающие общий производственный процесс. Установлены категории надёжности электроснабжения участков согласно ПУЭ [17].

2 Проектирование системы электроснабжения предприятия

2.1 Определение электрических нагрузок

«Определение электрических нагрузок предприятия – это процесс оценки текущего и планируемого потребления электроэнергии всеми объектами и системами предприятия» [12]. Этот процесс необходим для планирования и оптимизации электроснабжения, а также для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения стабильной работы предприятия. Оценка текущих и будущих потребностей в электроэнергии помогает правильно подбирать и размещать оборудование, такие как трансформаторы и распределительные щиты. Анализ нагрузок позволяет выявлять избыточные или недостаточные мощности, что способствует более рациональному использованию электроэнергии. Неправильные оценки могут привести к перегрузкам и авариям, что может остановить производственный процесс и повлечь за собой финансовые убытки. Рациональный подход к определению нагрузок помогает минимизировать затраты на электроэнергию и техническое обслуживание.

Правильное определение электрических нагрузок имеет важное значение для:

- «эффективного управления энергопотреблением, позволяет оптимизировать использование электроэнергии и снизить затраты;
- обеспечения надежности электроснабжения, помогает предотвратить перегрузки и аварии, обеспечивая стабильную работу предприятия;
- планирования инвестиций;
- соответствия нормативным требованиям, соблюдения стандартов и норм по энергопотреблению и безопасности» [12].

«Для расчета электрических нагрузок производственных участков используется метод коэффициента спроса активной нагрузки. Формулы для

расчета среднесменных активных, реактивных и полных мощностей по участкам:

$$P_c = K_c \cdot P_{ном}, \quad (1)$$

где K_c – коэффициент спроса нагрузки;

$P_{ном}$ – номинальная нагрузка, кВт.

$$Q_c = P_c \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

$$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2}. \quad (3)$$

Пример расчета, участок №1, по (1-3)» [14]:

$$P_c = 0,7 \cdot 680 = 476 \text{ кВт},$$

$$Q_c = 476 \cdot 0,72 = 344,62 \text{ квар},$$

$$S_c = \sqrt{476^2 + 344,62^2} = 587,65 \text{ кВА}.$$

Результаты расчетов сведены в таблице 3.

Таблица 3 – Нагрузки предприятия

Цеха	$\Sigma P_{ном}$, кВт	$\operatorname{tg} \varphi$	K_c	Среднесменные нагрузки		
				P_c , кВт	Q_c , квар	S_c , кВА
Куст нефтяных скважин (КНС)	680	0,72	0,7	476	344,62	587,65
КНС	680	0,72	0,7	476	344,62	587,65
КНС	680	0,72	0,7	476	344,62	587,65
КНС	680	0,72	0,7	476	344,62	587,65
КНС	680	0,72	0,7	476	344,62	587,65
Установка подготовки нефти (УПН)	170	0,78	0,8	136	105,55	172,15
УПН	170	0,78	0,8	136	105,55	172,15

Продолжение таблицы 3

Цеха	$\Sigma P_{ном}$, кВт	tgφ	Kc	Среднесменные нагрузки		
				Pc, кВт	Qc, квар	Sc, кВА
Куст газовых скважин (КГС)	520	0,75	0,65	338	253,50	422,50
КГС	520	0,75	0,65	338	253,50	422,50
КГС	520	0,75	0,65	338	253,50	422,50
КГС	520	0,75	0,65	338	253,50	422,50
КГС	520	0,75	0,65	338	253,50	422,50
Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)	540	0,65	0,75	405	261,60	482,14
УКПГ	540	0,65	0,75	405	261,60	482,14
Перекачивающая станция	1050	0,67	0,8	840	564,48	1012,05
ПКТП	180	0,75	0,7	126	94,50	157,50
Ремонтная площадка	140	0,7	0,75	105	73,29	128,05
Итого	-	-	-	6223,00	4457,17	7654,55

Требуется также учесть нагрузку освещения территории, предлагается использовать светодиодные светильники ДДО-SPFL 1000 Вт на опорах ОГКл (по три штуки на опоре, для обеспечения кругового освещения), внешний вид светильника показан на рисунке 2.



Рисунок 2 – Светильник ДДО-SPFL 1000 Вт

Светодиодное освещение (СДО) – это технология, которая стремительно завоевывает популярность в различных областях благодаря своим уникальным характеристикам и преимуществам [5]. «Светодиоды (LED) представляют собой полупроводниковые устройства, которые преобразуют электрический ток в свет, что делает их одними из самых энергоэффективных источников света» [6].

Светоизлучающий диод (СИД), являющийся разновидностью полупроводникового прибора, преобразует электрическую энергию в некогерентный свет посредством инжекционной электролюминесценции. Полупроводники здесь обладают проводимостью, обусловленной добавлением специальных примесей. Белые светодиоды демонстрируют выдающиеся показатели светоотдачи среди лабораторных разработок, достигая значений свыше 250 люмен на ватт. Однако лучшие серийные образцы обеспечивают примерно 60–80 лм/Вт. Помимо высокой эффективности, СИД отличаются длительным сроком эксплуатации – порядка 50 тысяч часов работы при нормальном режиме функционирования. Они компактны, однако значительная доля потребляемой электроэнергии расходуется на выделение тепла. Для повышения надежности конструкций используют эффективные системы охлаждения, позволяющие повысить рабочие токи и яркость свечения [20].

«Расчетная активная нагрузка освещения:

$$P'_{po} = P_0 \cdot K_{co} \cdot F, \quad (4)$$

где P_0 – удельная нагрузка, Вт/м²;

K_{co} – коэффициент спроса освещения;

F – площадь территории, м².

$$P'_{po} = 0,01 \cdot 1,0 \cdot 1120938 = 11,21 \text{ кВт}$$

Требуемое число светильников:

$$N = \frac{P_{po}}{P_{св}}, \quad (5)$$

где $P_{св}$ – паспортная мощность светильника, кВт.

$$N = \frac{11,21}{1,0} \approx 12 \text{ шт}$$

План осветительной сети приведен на рисунке 3.

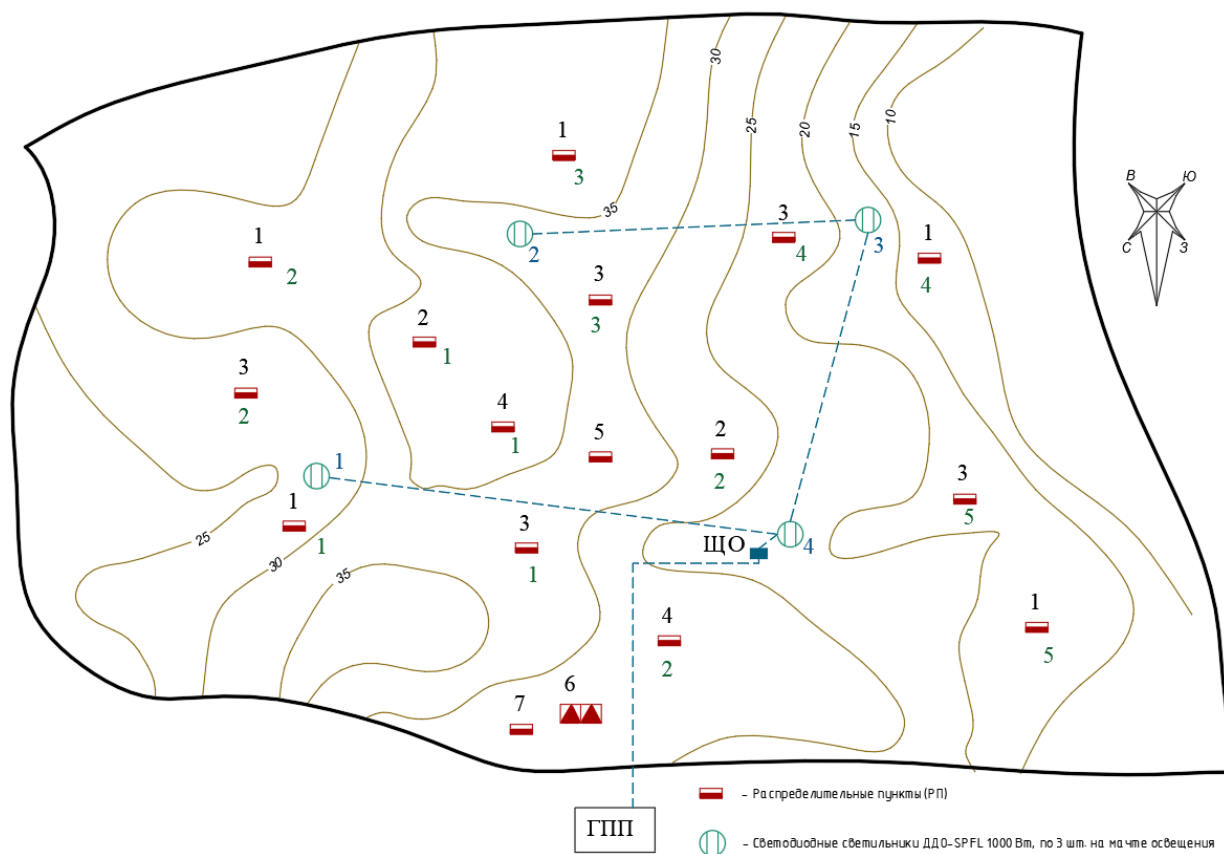


Рисунок 3 – План осветительной сети территории

Итого нагрузки по объекту с учетом освещения территории:

$$P_p' = 6223 + 12 \cdot 1,0 = 6235 \text{ кВт},$$

$$Q_p' = 4457,17 + 12 \cdot 1,0 \cdot 0,33 = 4461,13 \text{ квар},$$

$$S_p' = \sqrt{6235^2 + 4461,13^2} = 7666,61 \text{ кВА}.$$

Основную долю нагрузки будет занимать производственное оборудование» [12]. В целом нагрузка по объекту составила 7666,61 кВА.

2.2 Выбор силового трансформатора, типа и марки подстанции ПКТП

Требуется выбрать силовой трансформатор, тип и марку подстанции 10/0,4 кВ для передвижной комплектной трансформаторной подстанции (ПКТП).

«Оптимальная мощность силовых трансформаторов ТП:

$$S_o = \frac{\sum S_p}{\beta \cdot N}, \quad (6)$$

где $\sum S_p$ – нагрузка потребителей, кВА;

β – нормативный коэффициент загрузки;

N – число трансформаторов, шт.

Допустимая к передаче в сеть 0,4 кВ величина реактивной мощности (РМ):

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_{н.м.})^2 - P_p^2}, \quad (7)$$

где $S_{н.м.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

P_p – активная нагрузка, кВт.

Требуемая для компенсации со стороны 0,4 кВ РМ рассчитывается согласно выражению:

$$Q_{0,4} = Q_p - Q_1 \quad (8)$$

где Q_p – реактивная нагрузка, квар.

При полученном отрицательном значении $Q_{0,4}$, либо менее 50 квар, компенсация не требуется. Далее, в случае выбора установок КРМ, рассчитывается остаточное значение РМ согласно выражению» [1]:

$$Q_{HH} = Q_p - Q_{БК} \quad (9)$$

Для ПКТП, по (6):

$$S_o = \frac{128,05}{0,93 \cdot 1} = 137,69 \text{ кВА}$$

Выбор силовых трансформаторов для трансформаторных подстанций (ТП) – это сложный и ответственный процесс, требующий учета множества факторов. От правильного выбора трансформатора зависит надежность и эффективность работы всего производственного процесса [10].

Силовые трансформаторы (СТ) делятся на несколько типов в зависимости от их конструкции и назначения:

- масляные трансформаторы, наиболее распространенные, используются для преобразования высокого напряжения в низкое, масло служит как охлаждающей жидкостью, так и изолирующей средой;
- сухие трансформаторы, не содержат масла и охлаждаются воздухом;

- специальные трансформаторы, предназначены для специальных применений, таких как высокочастотные или импульсные нагрузки.

При выборе трансформатора для трансформаторной подстанции необходимо учитывать несколько ключевых критериев:

- мощность, трансформатор должен обладать достаточной мощностью для удовлетворения потребностей подстанции;
- напряжение, СТ должен соответствовать напряжению в сети и потребностям потребителей;
- режим работы, учитывается допустимая перегрузка;
- условия эксплуатации: температура, влажность, наличие агрессивных сред и другие факторы, влияющие на долговечность трансформатора;
- стоимость, цена трансформатора и его эксплуатации, включая затраты на обслуживание [4].

«Устанавливается энергоэффективный трансформатор ТМЭ-160/10, внешний вид показан на рисунке 4.



Рисунок 4 – Трансформатор ТМЭ-160

Расчет КРМ, по (7,8):

$$Q_1 = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 100)^2 - 105^2} = 92,6 \text{ квар},$$

$$Q_{0,4} = 73,3 - 92,6 = -19,3 \text{ квар}.$$

КРМ не требуется. Коэффициент загрузки трансформатора» [1]:

$$K_n = \frac{S_{p.ком.}}{S_{н.т.}}, \quad (10)$$

$$K_n = \frac{128,05}{160} = 0,8 \leq 0,93.$$

ТП выбирается марки ПКТП-ТК-160/10/0,4; внешний вид показан на рисунке 5.



Рисунок 5 – Подстанция ПКТП-ТК-160/10/0,4

2.3 Компенсация реактивной мощности, выбор силовых трансформаторов ГПП

«Компенсация реактивной мощности (КРМ) является важным аспектом в работе современных промышленных предприятий, она позволяет стабилизировать напряжение в электрических сетях, снизить энергопотери и повысить общую эффективность производства. КРМ будет производиться централизованно на шинах 10 кВ ГПП.

Требуемая для компенсации на каждой шине 10 кВ реактивная мощность (РМ):

$$Q_{\text{кв}} / 2 = \frac{Q_{10} + \Delta Q_m - Q_{\text{сист}} - Q_c}{2}, \quad (11)$$

где $Q_{\text{сист}}$, Q_c – РМ из энергосистемы и от СД (при их наличии), квар;

ΔQ_m – предварительные потери РМ в трансформаторах ГПП, квар.

$$Q_{\text{сист}} = \alpha \cdot \sum P_p, \quad (12)$$

где α – эквивалент нормативного $\text{tg}\varphi=0,33$.

$$Q_c = \frac{\alpha_m \cdot P_n \cdot \text{tg}\varphi_n}{\eta_n}, \quad (13)$$

где α_m – допустимая перегрузка СД;

P_n – номинальная активная мощность СД, кВт;

$\text{tg}\varphi_n$ – коэффициент РМ, по номинальному $\cos\varphi$;

η_n – КПД двигателя, о.е.» [15].

Предварительно принимается к установке два трансформатора ТМН-4000-35/10.

«Потери РМ в трансформаторах, предварительно:

$$\Delta Q_m = \frac{U_{\kappa}}{n \cdot 100} \cdot \frac{P_p^2 + Q_p^2}{S_n^2} + \frac{n \cdot I_{xx}}{100} \cdot S_n, \quad (14)$$

где U_{κ} – напряжение КЗ, %;

n – число трансформаторов, шт;

S_n – номинальная мощность, кВА;

I_{xx} – ток XX, %.

$$\Delta Q_m = \frac{7,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{6235,0^2 + 4461,1^2}{4000^2} + \frac{2 \cdot 0,9}{100} \cdot 4000 = 754,2 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{кв}} / 2 = \frac{4461,1 + 754,2 - 0,33 \cdot 6235,0 - 0}{2} = 3158 \text{ квар}.$$

Устанавливается две конденсаторные батареи УКРМ-10,5-1600 по 1600 квар» [12].

«Автоматическая компенсация реактивной мощности (АКРМ) – это система, предназначенная для оптимизации работы электрических сетей путем поддержания оптимального баланса между активной и реактивной мощностью» [5]. Она играет ключевую роль в повышении эффективности и надежности электроснабжения, снижая потери энергии и улучшая качество электроэнергии.

«АКРМ является важным инструментом для повышения эффективности и надёжности электрических систем» [5]. Она позволяет:

- снизить потери энергии, реактивная мощность не выполняет полезной работы, но вызывает дополнительные токи в сети, что приводит к потерям энергии. АКРМ помогает минимизировать эти потери;
- улучшить качество электроэнергии, поддерживая баланс между активной и реактивной мощностью, АКРМ стабилизирует

напряжение в сети, что особенно важно для чувствительного оборудования;

- повысить надёжность работы системы, снижение реактивной мощности уменьшает нагрузку на оборудование, что снижает риск аварий и продлевает срок службы.

Система постоянно контролирует уровень реактивной мощности в сети, при обнаружении дисбаланса между активной и реактивной мощностью, вносит корректировки, добавляя или компенсируя реактивную мощность. Процесс компенсации осуществляется автоматически.

«Устанавливаются силовые трансформаторы ТМН-4000/35, внешний вид приведен на рисунке 6.



Рисунок 6 – Трансформатор ТМН-4000/35

Нагрузки после КРМ:

$$Q_{pk} = 4461,13 - 2 \cdot 1600 = 1261,13 \text{ квар,}$$

$$P_{pk} = P_{сумм} = 6235 \text{ кВт.}$$

Полная нагрузка ГПП:

$$S_p = \sqrt{(k_{рма} \cdot P_{pk})^2 + (k_{рмр} \cdot Q_{pk})^2}, \quad (15)$$

где $k_{рма}$ и $k_{рмр}$ – коэффициенты разновременности активных и реактивных нагрузок.

$$S_p = \sqrt{(0,8 \cdot 6235)^2 + (0,8 \cdot 1261,13)^2} = 5089,01 \text{ кВА}$$

Послеаварийная перегрузка, по (10):

$$K_n = \frac{5089,01}{4000} = 1,27 < 1,4$$

Потери активной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_m = \frac{\Delta P_{\kappa}}{n} \cdot \frac{P_p^2 + Q_p^2}{S_n^2} + n \cdot \Delta P_{xx}, \quad (16)$$

где ΔP_{κ} – потери КЗ, кВт;

ΔP_{xx} – потери XX, кВт.

$$\Delta P_m = \frac{36,5}{2} \cdot \frac{0,8 \cdot 6235^2 + 0,8 \cdot 1261,13^2}{4000^2} + 2 \cdot 6,7 = 48,75 \text{ кВт}$$

Потери РМ в трансформаторах, по (14):

$$\Delta Q_m = \frac{7,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{0,8 \cdot 6235^2 + 0,8 \cdot 1261,13^2}{4000^2} + \frac{2 \cdot 0,9}{100} \cdot 4000 = 436,54 \text{ квар}$$

Итого нагрузка ГПП по ВН» [12]:

$$S_p = \sqrt{(0,8 \cdot 6235 + 48,75)^2 + (0,8 \cdot 1261,13 + 436,54)^2} = 5240,06 \text{ кВА}$$

От ГПП отходят кабельные линии к производственным участкам.

2.4 Выбор схемы внутренней распределительной сети

«Для распределительной сети выбирается радиальная схема, как обеспечивающая наилучшие показатели надежности и удобства эксплуатации. Кабельные линии на 10 кВ выполняются кабелем АПвП для питания стационарных производственных участков и кабелем КГЭТ-10 для питания подвижных ПКТП и ремонтной площадки» [12]. План трасс КЛ – на рисунке 7.

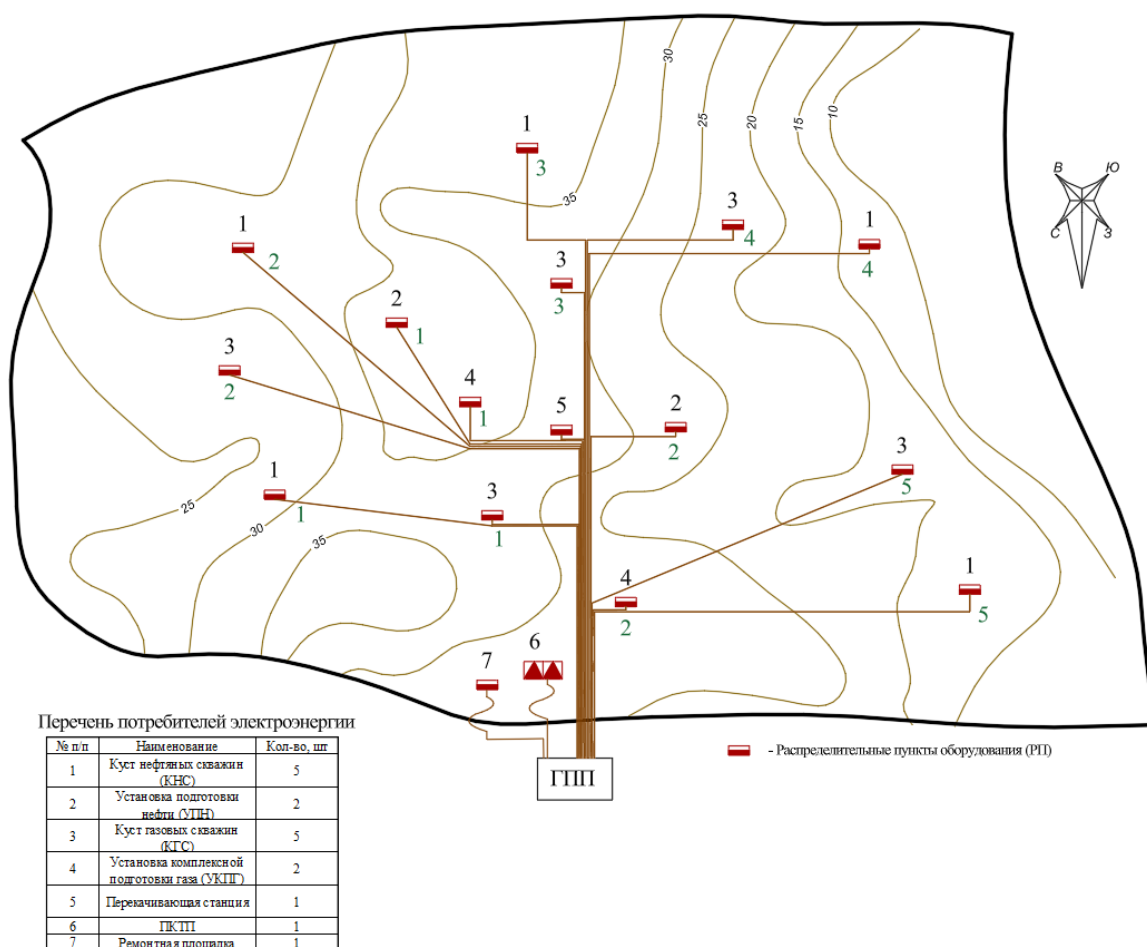


Рисунок 7 – План трасс кабельных линий

Марки кабелей выбираются исходя из рассчитанных ранее электрических нагрузок участков.

2.5 Выбор кабелей линий внутренней распределительной сети

Выбор сечений жил кабелей проводится по допустимому току, с условием проверки по допустимым потерям напряжения.

Выбор марки кабеля для КЛ до участка 1-1.

«Наибольший ток линии:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n}, \quad (17)$$

где S_p – нагрузка участка, кВА;

n – число цепей, шт.

Экономическое сечение жил:

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

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/мм²» [14].

$$I_p = \frac{587,65}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 17,0 \text{ А},$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{587,65}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 33,9 \text{ А},$$

$$F_{\text{эк}} = \frac{17,0}{1,4} = 12 \text{ мм}^2.$$

Принимается кабель АПвП 3×16 мм² (минимальное сечение на 10 кВ),
 $I_{доп} = 64$ А (с учетом групповой прокладки) [18].

«Кабели марки АПвП – это силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, предназначенные для передачи и распределения электрической энергии» [14]. Они используются в различных отраслях промышленности, коммунальном хозяйстве и строительстве для обеспечения надежного и безопасного электроснабжения объектов. Кабели АПвП состоят из нескольких основных компонентов:

- жилы – проводники, по которым передается электрическая энергия. Обычно изготавливаются из меди или алюминия;
- изоляция – слой сшитого полиэтилена, который обеспечивает надежную защиту жил от внешних воздействий и предотвращает утечки тока;
- экран – металлический слой, который защищает кабель от внешних электромагнитных полей и предотвращает излучение электромагнитных волн;
- оболочка – внешняя защитная оболочка, которая защищает кабель от механических повреждений и воздействия окружающей среды.

Использование кабелей АПвП имеет ряд преимуществ:

- сшитый полиэтилен обладает высокой стойкостью к воздействию тепла, влаги и химических веществ, что обеспечивает длительный срок службы кабелей;
- кабели АПвП обладают высокой гибкостью, что облегчает их прокладку в сложных условиях и на больших расстояниях [8].

Выбор кабелей 10 кВ сведен в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор кабелей 10 кВ

Участок	I_p , А	$I_{ав}$, А	сечение жил, мм ²	$I_{доп}$, А
ГПП-1/1	17,0	33,9	16	64

ГПП-1/2	17,0	33,9	16	64
ГПП-1/3	17,0	33,9	16	64
ГПП-1/4	17,0	33,9	16	64

Продолжение таблицы 4

Участок	I_p , А	$I_{ав}$, А	сечение жил, мм ²	$I_{доп}$, А
ГПП-1/5	17,0	33,9	16	64
ГПП-2/1	5,0	9,9	16	64
ГПП-2/2	5,0	9,9	16	64
ГПП-3/1	12,2	24,4	16	64
ГПП-3/2	12,2	24,4	16	64
ГПП-3/3	12,2	24,4	16	64
ГПП-3/4	12,2	24,4	16	64
ГПП-3/5	12,2	24,4	16	64
ГПП-4/1	13,9	27,8	16	64
ГПП-4/2	13,9	27,8	16	64
ГПП-5	29,2	58,4	25	77
ГПП-6	4,5	9,1	25 (КГЭТ-10)	106
ГПП-7	3,7	7,4	25 (КГЭТ-10)	106

«Потери напряжения в линии:

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot 100}{U_{\text{н}}} (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (19)$$

где I_p – расчетный ток линии, А;

L – длина линии, км;

r_0 и x_0 – удельные сопротивления кабелей, Ом/км;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности нагрузки.

Согласно ПУЭ, потери напряжения не должны превышать 5 %» [19].

Для КЛ до участка 1-1:

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 33,9 \cdot 0,59 \cdot 100}{10000} (1,95 \cdot 0,81 + 0,11 \cdot 0,72) = 0,46 \% < 5 \%$$

Проверка КЛ 10 кВ сведена в таблице 5.

Таблица 5 – Проверка КЛ 10 кВ

Участок	$F_{ст}, \text{мм}^2$	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	$\Delta U, \%$
ГПП-1/1	16	1,95	0,11	0,46
ГПП-1/2	16	1,95	0,11	0,18
ГПП-1/3	16	1,95	0,11	0,17
ГПП-1/4	16	1,95	0,11	0,20
ГПП-1/5	16	1,95	0,11	0,14
ГПП-2/1	16	1,95	0,11	0,04
ГПП-2/2	16	1,95	0,11	0,03
ГПП-3/1	16	1,95	0,11	0,06
ГПП-3/2	16	1,95	0,11	0,12
ГПП-3/3	16	1,95	0,11	0,09
ГПП-3/4	16	1,95	0,11	0,12
ГПП-3/5	16	1,95	0,11	0,09
ГПП-4/1	16	1,95	0,11	0,10
ГПП-4/2	16	1,95	0,11	0,04
ГПП-5	25	1,24	0,1	0,10
ГПП-6	25 (КГЭТ-10)	0,89	0,1	0,03
ГПП-7	25 (КГЭТ-10)	0,89	0,1	0,02

2.6 Расчет токов короткого замыкания

«Расчёт токов короткого замыкания (КЗ) в сети предприятия – это важный этап проектирования и эксплуатации электрических систем, обеспечивающий их надёжность и безопасность. Короткое замыкание – это аварийное состояние, при котором происходит резкое увеличение тока в цепи, что может привести к серьёзным последствиям, таким как повреждение оборудования, аварии и даже пожары» [15].

Расчёт токов КЗ имеет несколько ключевых функций:

- обеспечение безопасности, правильный расчёт позволяет выбрать защитные устройства, которые смогут отключить повреждённую цепь до того, как возникнут серьёзные повреждения оборудования или угрозы для персонала;
- надёжность работы системы, правильно рассчитанные и настроенные защитные устройства минимизируют вероятность ложных срабатываний и обеспечивают стабильность работы системы;
- экономия средств, оптимальные расчёты позволяют выбирать оборудование с необходимыми характеристиками, избегая излишних затрат на ненужные дорогостоящие устройства.

Основные этапы расчёта включают:

- определение эквивалентных сопротивлений всех элементов системы;
- «построение эквивалентной схемы замещения;
- расчёт токов короткого замыкания в различных точках системы.

Схема электрической сети и схема замещения показаны на рисунке 8.

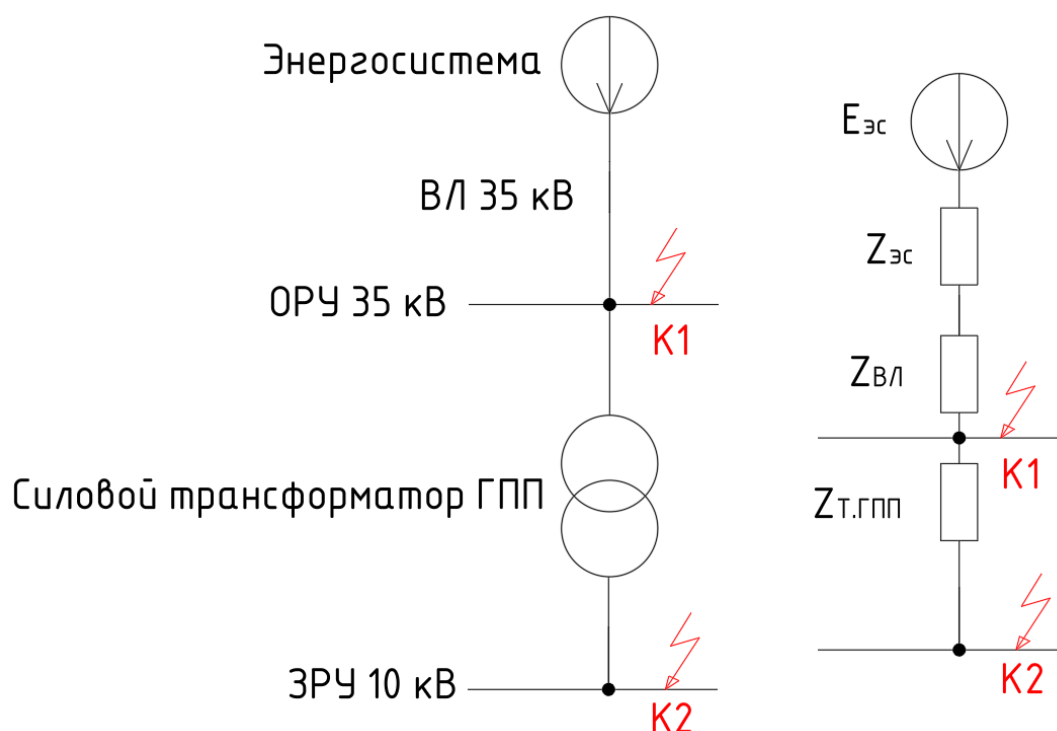


Рисунок 8 – Схема электрической сети и схема замещения
 Полное сопротивление цепи КЗ:

$$z = \sqrt{\left(\sum r^o\right)^2 + \left(\sum x^o\right)^2}, \quad (20)$$

где $\sum r^o$, $\sum x^o$ – активное и индуктивное сопротивления цепи, Ом.

Сопротивления трансформаторов:

$$R_m = \Delta P_\kappa \cdot U_{н.в.}^2 / (S_n^2 \cdot 1000), \quad (21)$$

где ΔP_κ – потери КЗ, кВт;

$U_{н.в.}$ – напряжение ВН, кВ;

S_n – номинальная мощность, кВА.

$$Z_m = \Delta U_\kappa / 100 \cdot 10^2 / S_n, \quad (22)$$

где ΔU_κ – потери напряжения КЗ, %» [14].

$$X_m = \sqrt{Z_m^2 - R_m^2} \quad (23)$$

«Токи трехфазного и двухфазного КЗ:

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = \frac{U_\delta}{\sqrt{3} \cdot z}, \quad (24)$$

$$I_{\kappa 3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa 3}^{(3)}. \quad (25)$$

Ударный ток КЗ:

$$I_y = I_{\kappa 3}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2(\kappa_y - 1)^2}, \quad (26)$$

где κ_y – ударный коэффициент.

$$\kappa_y = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}}, \quad (27)$$

где T_a – постоянная аperiodической слагающей, с» [14].

$$T_a = \sum X / 314 \sum R \quad (28)$$

«Пример расчета токов КЗ на стороне 10 кВ ГПП (точка К2).

Сопротивление энергосистемы:

$$X_c = \frac{U_\phi}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к.эс}}}, \quad (29)$$

где $I_{\text{к.эс}}$ – трехфазный ток КЗ в начале ВЛ 35 кВ, кА.

$$X_c = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 4,701} = 4544 \text{ мОм.}$$

Сопротивления трансформаторов ГПП, по (21-23):

$$R_m = \frac{36500 \cdot 37^2}{4000^2} \cdot (10,5 / 37)^2 = 252 \text{ мОм,}$$

$$Z_m = \frac{7,5 \cdot 37^2}{100 \cdot 4,0^2} \cdot (10,5 / 37)^2 = 1055 \text{ мОм,}$$

$$X_m = \sqrt{1055^2 - 252^2} = 1024 \text{ мОм.}$$

Сопротивления ВЛ 35 кВ:

$$R_{\text{вЛ}} = 0,79 \cdot 15 \cdot \left(\frac{10,5}{37}\right)^2 = 477 \text{ мОм},$$

$$X_{\text{вЛ}} = 0,432 \cdot 15 \cdot \left(\frac{10,5}{37}\right)^2 = 261 \text{ мОм}.$$

Эквивалентные сопротивления цепи:

$$\Sigma r = R_{\text{вЛ}} + R_{\text{м.ГПП}}, \quad (30)$$

$$\Sigma r = 477 + 252 = 729 \text{ мОм},$$

$$\Sigma x = X_{\text{с}} + X_{\text{вЛ}} + X_{\text{м.ГПП}}, \quad (31)$$

$$\Sigma x = 4544 + 261 + 1024 = 5829 \text{ мОм},$$

$$z = \sqrt{729^2 + 5829^2} = 5875 \text{ мОм}.$$

По формулам (24–28):

$$I'' = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 5875} = 3,64 \text{ кА},$$

$$I_{\text{кЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,64 = 3,15 \text{ кА},$$

$$T_{\text{а}} = 5829 / (314 \cdot 729) = 0,0255,$$

$$\kappa_{\text{у}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0255}} = 1,675,$$

$$I_{\text{у}} = 3,64 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,675 - 1)^2} = 5,03 \text{ кА}.$$

Для точки К1 расчет аналогичен.

Данные величины токов КЗ будут учитываться при выборе электрооборудования» [14].

Результаты расчетов сведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчетов токов КЗ

место КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	I_y , кА	$I_k^{(2)}$, кА
Точка К2	3,64	5,03	3,15
Точка К1	4,42	6,37	3,83

«Согласно данным результатам расчетов выбирается электрооборудование ГПП» [14].

2.7 Выбор и проверка электрооборудования ГПП

«Высоковольтные выключатели (ВВ) – это устройства, предназначенные для оперативного отключения и включения высоковольтных электрических цепей при нормальных и аварийных режимах работы. Они играют ключевую роль в обеспечении безопасности и надежности работы энергосистем, предотвращая повреждение оборудования и возможные аварии» [13]. Высоковольтные выключатели классифицируются по нескольким признакам, включая тип дугогасящей среды и конструктивное исполнение. Масляные выключатели используют масло в качестве дугогасящей среды. Они делятся на два типа:

- маломасляные, содержат небольшое количество масла, которое используется исключительно для гашения дуги;
- баковые, имеют большой объем масла, который также служит для изоляции контактов.

Воздушные выключатели используют сжатый воздух для гашения дуги. Они обладают высокой скоростью срабатывания и могут использоваться в условиях частых коммутаций, используют вакуум в качестве дугогасящей среды. Отличаются высокой надежностью и долговечностью, так как вакуум препятствует образованию дуги. Элегазовые

выключатели используют шестифтористую серу (SF_6) в качестве дугогасящей среды. Обладают высокой эффективностью и экологичностью, так как SF_6 является отличным изолятором и не выделяет токсичных веществ.

«Условия выбора выключателей:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}, \text{ кВ}, \quad (32)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}}, \text{ кВ}, \quad (33)$$

$$I_{\text{ном.откл}} \geq I_{\text{к}}, \text{ кА}, \quad (34)$$

где $I_{\text{ном.откл}}$ – ток отключения, кА;

$I_{\text{к}}$ – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{\text{пр.с}} \geq i_{\text{у}}, \text{ кА}, \quad (35)$$

где $i_{\text{пр.с}}$ – сквозной ток КЗ, кА;

$i_{\text{у}}$ – ударный ток КЗ, кА.

$$I_{\text{м}}^2 \cdot t_{\text{м}} \geq B_{\text{к}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (36)$$

где $I_{\text{м}}$ – ток термической стойкости, кА;

$t_{\text{м}}$ – время протекания тока, с;

$B_{\text{к}}$ – тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$.

Условия выбора разъединителей» [9]:

$$U_{\text{н.ап.}} \geq U_{\text{н.уст.}}, \quad (37)$$

$$I_{\text{н.ап.}} \geq I_{\text{раб.мах.}}, \quad (38)$$

$$I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}} \geq B_{\text{к}}, \quad (39)$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}. \quad (40)$$

Выбор коммутационных аппаратов сведен в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор коммутационных аппаратов

Параметры	ОРУ			ЗРУ	
	По расчету	По паспорту, ВБН-35/630	По паспорту, РНДЗ-35/630	По расчету	По паспорту, ВВ/TEL-10/630
$U_{ном}, кВ$	35			10	
$I_{ном}, А$	86,4	630		587,6	630
$I_{н.откл.}, кА$	4,42	20		3,64	20
$B_k, кА^2 \cdot с$	2,45	1200		1,65	1200
$i_{дин}, кА$	6,37	31,5	40	5,03	20

«Выбор ОПН.

Для защиты оборудования ОРУ со стороны 35 кВ устанавливаются ОПНП-35/40,5/10/550-У1. Со стороны 10 кВ устанавливаются ОПНП-10/11,5-10/400-У3.

Выбор трансформаторов тока и напряжения.

Согласно напряжениям в местах установки и полученным расчетным токам выбираются трансформаторы тока (ТТ): на фидерах 10 кВ: ТПЛК-10/10..75; на вводах ЗРУ 10 кВ: ТПЛК-10/600; на ОРУ 35 кВ: ТФНД-35М/100.

Проверка ТТ в режиме КЗ:

– в ЗРУ 10 кВ:

По динамической стойкости: $i_{дин} = 74,5 \text{ кА} \geq i_{уд} = 5,03 \text{ кА}$.

По термической стойкости: $I_m^2 \cdot t_m = 2900 \text{ кА}^2 \cdot с \geq B_k = 1,65 \text{ кА}^2 \cdot с$.

– на ОРУ 35 кВ:

$$i_{дин} = 42 \text{ кА} \geq i_{уд} = 6,37 \text{ кА},$$

$$I_m^2 \cdot t_m = 3600 \text{ кА}^2 \cdot с \geq B_k = 2,45 \text{ кА}^2 \cdot с.$$

Условия выбора трансформаторов напряжения (ТН):

$$U_{ном} \geq U_{уст},$$

$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}.$$

Принимаются ТН типа НАМИ-10-95.

$$U_{н.шт.} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 10 \text{ кВ},$$

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 43 \text{ ВА}.$$

ТТ и ТН проходят проверку» [13].

Выбор ячеек КРУ.

«Комплектные распределительные устройства (КРУ) – это современные электроустановки, предназначенные для приема, распределения и управления электрической энергией в сетях среднего и высокого напряжения. Они используются в различных отраслях промышленности, коммунальном хозяйстве и строительстве для обеспечения надежного и безопасного электроснабжения объектов.

КРУ состоят из нескольких основных компонентов:

- высоковольтные выключатели, для оперативного отключения и включения электрических цепей;
- разъединители и заземлители – механизмы для безопасного отключения и заземления оборудования;
- измерительные трансформаторы – устройства для измерения напряжения и тока;
- системы управления и защиты;
- корпус или шкаф» [14].

Использование КРУ имеет ряд преимуществ:

- надежность и безопасность, благодаря герметичному корпусу и современным системам защиты, КРУ минимизируют риски аварий и обеспечивают стабильную работу;
- гибкость и адаптация, могут быть адаптированы под различные условия эксплуатации и требования потребителей;
- «экономичность, использование КРУ позволяет снизить затраты на строительство и эксплуатацию распределительных подстанций;
- удобство монтажа и обслуживания – компактная конструкция и готовность к эксплуатации упрощают монтаж и обслуживание» [14].

Выбираются КРУ К-132/630 А, внешний вид – на рисунке 9.



Рисунок 9 – Ячейки КРУ

«Комплекты микропроцессорной релейная защиты обеспечат защиту оборудования ГПП» [7,11].

«Релейная защита трансформаторов ГПП и фидеров 10 кВ выполняется на терминалах Сириус-Т и Сириус-2Л-02 соответственно, внешний вид терминалов РЗ показан на рисунке 10» [2].



Рисунок 10 – Терминалы релейной защиты

Защиту ЭО, его надежную работу, а также безопасность для персонала будет обеспечивать заземляющее устройство.

2.8 Расчет заземляющего устройства и молниезащиты ГПП

«Для подстанции 35 кВ максимально допустимое сопротивление заземления 4 Ом (при использовании ЗУ также и для сети до 1 кВ). Будет применяться контурное ЗУ. Для вертикальных электродов (ВЭ) используется угловая сталь 50×50 мм, для горизонтального электрода (ГЭ) – полоса 50×5 мм. Расчетное сопротивление грунта для электродов:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (41)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом · м;

K_c – коэффициент сезонности.

$$\rho_{pв} = 450 \cdot 1,1 = 495 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{pг} = 450 \cdot 1,4 = 630 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопротивление растеканию одного ВЭ:

$$R_{\text{огэ}} = \frac{\rho_{\text{пг}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right], \quad (42)$$

где l – длина электрода, м;

d – приведенный диаметр, м;

t – расстояние от поверхности до центра электрода, м.

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (43)$$

где b – ширина уголка, м» [16].

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м},$$

$$t = 3 / 2 + 0,8 = 2,3 \text{ м},$$

$$R_{\text{огэ}} = \frac{495}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \right] = 123,45 \text{ Ом}.$$

«Расчетное число ВЭ:

$$n' = R_{\text{огэ}} / R_{\text{н}}, \quad (44)$$

где $R_{\text{н}}$ – максимальное сопротивление заземления по ПУЭ, Ом.

$$n' = 123,45 / 4 \approx 31 \text{ шт}$$

Длина ГЭ:

$$l_{\text{г}} = 1,05 \cdot a \cdot n', \quad (45)$$

где a – расстояние между ВЭ, м.

$$a = l_{\text{пер}} / n', \quad (46)$$

где $l_{\text{пер}}$ – периметр территории, м.

$$l_{nep} = 2 \cdot (25 + 35) = 120 \text{ м},$$

$$a = 120 / 31 = 3,87 \text{ м},$$

$$l_z = 1,05 \cdot 3,87 \cdot 31 = 125,97 \text{ м}.$$

Сопротивление растеканию ГЭ:

$$R_{z\vartheta} = \frac{\rho_{p\vartheta}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right), \quad (47)$$

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (48)$$

где b – ширина полосы, м.

$$d = 0,5 \cdot 0,05 = 0,025 \text{ м},$$

$$t = 0,05 / 2 + 0,8 = 0,825 \text{ м},$$

$$R_{z\vartheta} = \frac{630}{2 \cdot 3,14 \cdot 125,97} \cdot \ln \left(\frac{125,97^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 6,302 \text{ Ом}.$$

Итого сопротивление ЗУ:

$$R_{zp} = \frac{R_{ог\vartheta} \cdot R_{z\vartheta}}{R_{ог\vartheta} \cdot \eta_{\vartheta} \cdot n + R_{z\vartheta} \cdot \eta_z}, \quad (49)$$

где η_{ϑ} , η_z – коэффициенты использования электродов» [16].

$$R_{zp} = \frac{123,45 \cdot 6,302}{123,45 \cdot 0,39 \cdot 31 + 6,302 \cdot 0,23} = 3,307 \text{ Ом} \leq 4 \text{ Ом}$$

«Заземляющее устройство подстанции – это важный элемент электрической инфраструктуры, обеспечивающий безопасность и надежность работы электрооборудования. Оно предназначено для защиты людей и оборудования от опасных электрических токов, возникающих в результате коротких замыканий, молний и других аварийных ситуаций.

Заземление играет критическую роль в обеспечении безопасности эксплуатации электрических систем» [12]. Качественное ЗУ и система нейтрали TNC-S сети до 1 кВ обеспечивают эффективную работу УЗО и высокий уровень пожаро- и электробезопасности. Принимаются УЗО марки ВД1-63- S/100 фирмы IEK для установки в ТП и РП и УЗО марки ВД-1- А/10-30 фирмы IEK для отдельных помещений производственных участков.

Расчет молниезащиты.

«Рассчитывается защитная зона двух двойных стержневых молниеотводов (МО) высотой $h=18$ м при расстоянии между молниеотводами $a=19$ м. ПС имеет максимальную высоту оборудования $h_x=7$ м и габариты 35×25 м. Зона защиты для одного МО:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a \cdot K_p}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (50)$$

где h_a – активная высота МО, м;

K_p – коэффициент, учитывающий высоту МО;

h_x – высота защищаемой зоны, м;

h – высота МО, м.

Активная высота МО:

$$h_a = h - h_x, \quad (51)$$

$$h_a = 18 - 7 = 11 \text{ м.}$$

Коэффициент, учитывающий высоту МО:

$$K_p = \frac{5,5}{\sqrt{h}}, \quad (52)$$

$$K_p = \frac{5,5}{\sqrt{18}} = 1,296.$$

Зона защиты для одного МО:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 12 \cdot 1,296}{1 + \frac{7}{18}} = 16,43 \text{ м.}$$

Соотношения для определения поправочного коэффициента для расчета наименьшей ширины защитной зоны для двух МО» [16]:

$$a / h_a = 19 / 11 = 1,73,$$

$$h_x / h = 7 / 18 = 0,39.$$

«Данные коэффициенты выбираются согласно рисунку 11.

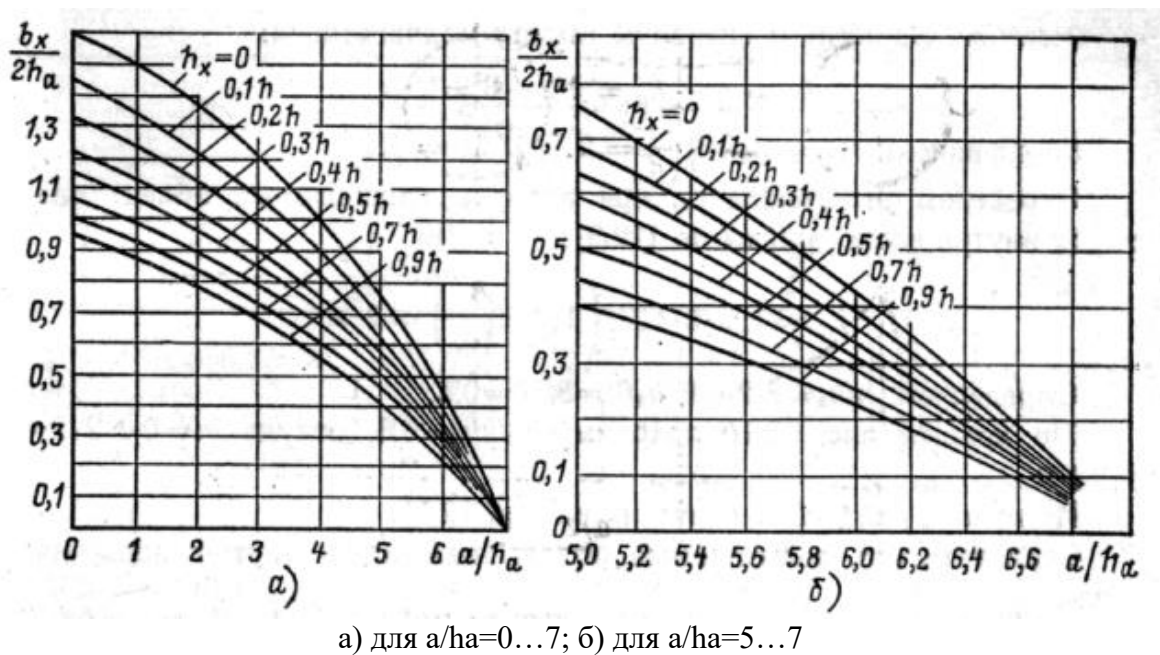


Рисунок 11 – Значения наименьшей ширины зоны защиты МО

Соотношение $h_x/h=0,39$. Кривая $0,39h$ на рисунке пересекается с ординатой, восстановленной из точки 1,73 абсциссы, на уровне $b_x/2h_a=1,39$. Наименьшая ширина защитной зоны b_x на высоте h_x :

$$b_x = 1,39 \cdot 2 \cdot h_a, \quad (53)$$

$$b_x = 1,39 \cdot 2 \cdot 11 = 30,58 \text{ м.}$$

Зона молниезащиты покрывает всю территорию ПС» [16].

План ЗУ и молниезащиты показан на рисунке 12.

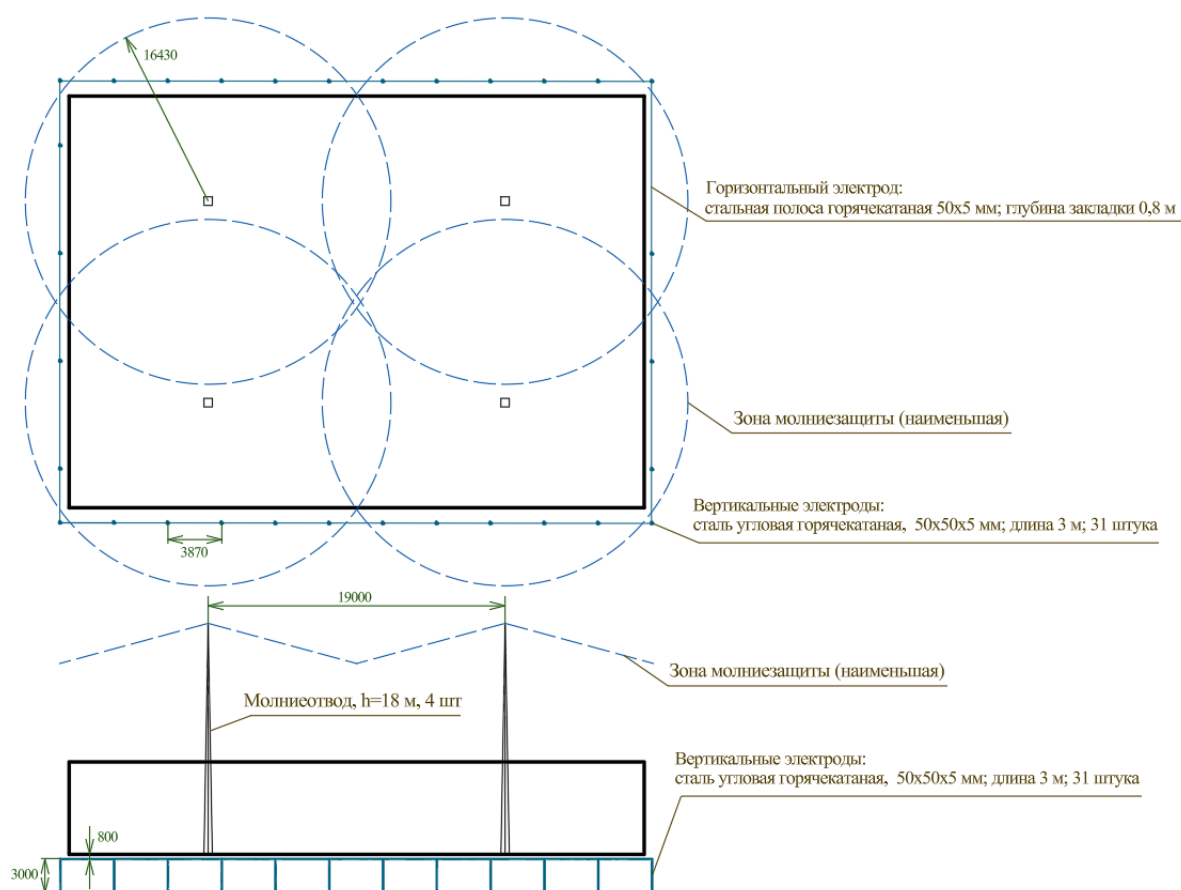


Рисунок 12 – План ЗУ и молниезащиты подстанции

Перед началом монтажа ЗУ необходимо подготовить площадку, это включает в себя очистку территории от растительности, мусора и других препятствий, а также выемку грунта в местах установки заземляющих

элементов. Устанавливаются заземляющие электроды, важно обеспечить хороший контакт между электродами и грунтом для снижения сопротивления заземления. Все заземляющие элементы должны быть надежно соединены между собой, для этого используются специальные соединительные элементы и сварка. После завершения монтажа необходимо провести измерения сопротивления заземления с использованием специализированного оборудования, полученные значения должны соответствовать установленным нормам. Завершив монтаж, важно задокументировать все проведенные работы, включая схемы, результаты измерений и использованные материалы. Заземляющее устройство работает совместно с системой молниезащиты.

Вывод по разделу.

Выполнена разработка системы электроснабжения нефтегазового месторождения. В соответствии с расчетными величинами электрических нагрузок потребителей рассчитаны режимы работы СЭС, с учетом которых выбрано основное оборудование СЭС. КРМ будет производиться централизованно на шинах 10 кВ ГПП, устанавливается две конденсаторные батареи УККРМ-10,5-1600. Автоматическая компенсация реактивной мощности обеспечит оптимизацию работы электрических сетей путем поддержания оптимального баланса между активной и реактивной мощностью. Для освещения территории нефтегазового месторождения выбраны светодиодные светильники, составлен план системы освещения. Светодиоды потребляют значительно меньше электроэнергии для выработки света, что позволит существенно снизить затраты на электроэнергию, срок службы светодиодов намного дольше, чем у традиционных ламп, что снижает частоту замены и связанные с этим затраты. Выбрано основное электрооборудование ГПП. Защиту электрооборудования, его надежную работу, а также безопасность для персонала будет обеспечивать заземляющее устройство, рассчитан контур заземления главной понизительной подстанции.

Заключение

Ввиду увеличения объемов добываемого нефтяного и газового сырья, будет проводиться разработка нового нефтегазового месторождения, в состав которого будут входить нефтяные и газовые скважины и другие вспомогательные производственные участки. Обеспечение надежного и качественного электроснабжения данного объекта является обязательным условием его ввода в эксплуатацию и эффективной работы. Реализация предлагаемой системы электроснабжения и запуск технологических процессов на объекте позволит увеличить объемы добываемого нефтяного и газового сырья. Часть продукции нефтегазового месторождения пойдет на растущие нужды внутреннего рынка страны, также часть продукции будет экспортироваться в другие страны, что даст существенную экономическую прибавку в отечественный бюджет. Ввод в эксплуатацию рассматриваемого нефтегазового месторождения невозможен без качественной системы электроснабжения его производственных участков.

Всего на территории нефтегазового месторождения будет расположено 17 производственных участков, включая кусты нефтяных и газовых скважин и вспомогательные участки, обеспечивающие общий производственный процесс. Выполнена разработка СЭС нефтегазового месторождения, в соответствии с расчетными величинами электрических нагрузок потребителей рассчитаны режимы ее работы, с учетом которых выбрано основное оборудование СЭС. Освещение территории нефтегазового месторождения будет обеспечиваться светодиодными светильниками, составлен план осветительной сети. Выбрано основное электрооборудование системы электроснабжения, отечественного производства, рассчитан контур заземления главной понизительной подстанции.

Предложенный проект системы электроснабжения нефтегазового месторождения планируется к реализации, которая обеспечит возможность ввода объекта в эксплуатацию.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Анчарова Т. В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учебник. – 2-е изд., перераб. и доп. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2023. 415 с.
2. Бирюлин В.И. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
3. Бирюлин В.И. Электроснабжение промышленных и гражданских объектов : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 204 с.
4. Галишников Ю. П. Трансформаторы и электрические машины : курс лекций. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 216 с.
5. Голов Р. С. Управление энергосбережением на промышленном предприятии : монография. М. : Дашков и К, 2023. 458 с.
6. Головатый С. Е. Охрана окружающей среды и энергосбережение : учебное пособие. Минск : РИПО, 2021. 304 с.
7. Горемыкин С. А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 191 с.
8. Грунтович Н. В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 271 с.
9. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В : учебное пособие. – 2-е изд., испр. и доп. М. : СОЛОН-Пресс, 2020. 538 с.
10. Иванов С.Н. Надежность электроснабжения : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
11. Куksин А. В. Релейная защита электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 200 с.
12. Куksин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.

13. Малафеев А. В. Проектирование электрической части понизительных подстанций промышленного предприятия : учебное пособие. – 3-е изд., перераб. и доп. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 312 с.
14. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: Учебное пособие. М. : Форум, 2022. 416 с.
15. Петухов Р.А. Электроснабжение : учебное пособие. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2022. 328 с.
16. Полуянович Н.К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий. СПб. : Лань, 2023. 396 с.
17. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. М. : ИНФРА-М, 2023. 832 с.
18. Сибикин М. Ю. Справочник электрика по ремонту электрооборудования промышленных предприятий. – 2-е изд., доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 262 с.
19. Фризен В. Э. Расчет и выбор электрооборудования низковольтных распределительных сетей промышленных предприятий : учебное пособие. – 2-е изд., испр. Екатеринбург : Изд-во Уральского ун-та, 2021. 194 с.
20. Шеховцов В. П. Осветительные установки промышленных и гражданских объектов : учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2022. 158 с.