

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Электроснабжение блок-контейнеров телемеханики нефтепровода г. Самара»

Студент(ка)

В.В. Кривченя

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.А. Кретов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

В работе приведен комплексный анализ электрохозяйства нефтепровода ПАО «Роснефть». Были произведены расчеты по определению ожидаемых электрических нагрузок блок-контейнеров телемеханики. Произведен выбор числа и количества трансформаторов в трансформаторной подстанции, также произведен выбор современного оборудования на стороне 0,4 кВ.

Проект содержит 47 листов, 8 таблиц, 11 рисунков, и графической части на шести чертежах формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ объекта проектирования	7
2 Расчет электрических нагрузок	11
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	16
4 Выбор электротехнического оборудования для КТПМ.....	21
6 Расчет токов короткого замыкания	33
7 Релейная защита КТП	39
8 Выбор типа опор.....	42
Заключение	44
Список использованных источников	45

Введение

Нефтехимическая отрасль – это отрасль энергетической промышленности по добыче и транспортировке нефтепродуктов. К таким продуктам относятся: нефть, попутный нефтяной газ, газовый конденсат, который в свою очередь имеет общепринятый термин, как – широкая фракция лёгких углеводородов (ШФЛУ).

Нефть и другие нефтепродукты являются главной статьёй российского экспорта. В мировой энергетике отслеживается тенденция, в которой уровни цен на нефть и нефтепродукты существенно влияют на ценовую политику в рамках экспорта природного газа. Так как данная отрасль является наиболее стратегически важной для комплексного развития экономики страны, то при строительстве и модернизации объектов данной отрасли используются современные достижения науки и техники.

ПАО «Роснефть» и другие компании связанные с транспортировкой нефтепродуктов и газа, все большее внимание уделяют вопросам безопасности эксплуатации объектов трубопроводов. В современном мире наиболее инновационным методом контроля целостности нефтепроводов является дистанционный мониторинг обнаружения утечек продукта, а именно система обнаружения утечек (СОУ).

Утечки нефтепродукта из трубопровода крайне опасна. Розлив продукта, возгорание продукта прежде всего наносят существенный экологический ущерб, создают угрозу жизни обслуживающему персоналу и населению. Также следует отметить что при утечке продукта, обслуживающие предприятие несет финансовые затраты на ликвидацию последствий аварий, имиджевые потери, падение акций компании и другие последствия. На основании выше изложенного, очевидно, что последствия и побочные потери при утечке, намного превышают потери от самого утраченного продукта.

Классификацию причин утечек нефтепродукта, можно представить следующим образом:

- техногенные (старение металла, брак комплектующих трубопровода, производственный брак при строительстве и т.д.);
- природные (наводнение, землетрясение и другие стихийные бедствия);
- криминальные (хищение продукта, путем не законной врезки в проложенный трубопровод);
- человеческий фактор (ошибки ремонтного и эксплуатирующего персонала).

Вероятность утечек напрямую зависит от района прохождения нефтепровода, возраста и технического состояния нефтепровода. Прохождение нефтепровода в районах минеральных отложений, водные переходы, прокладка нефтепровода по сложным рельефам повышают вероятность утечек.

В настоящее время в г. Самара идет строительство и расширение Кировского моста через реку Самара. В связи с этим появилась необходимость переноса некоторых коммуникаций продуктопровода ШФЛУ ПАО «Роснефть». Согласно проектной документации ПАО «Роснефть», в ходе модернизации нефтепровода, будет предусмотрено строительство двух крановых улов продуктопровода с контрольными пунктами телемеханики (рисунок 1).



Рисунок 1 – Крановый узел

Как было отмечено ранее, нефтепровод несет опасность для жизни людей, что в свою очередь выдвигает жесткие требования в рамках бесперебойного электроснабжения данных объектов.

Целью данной работы является надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей нефтепровода, а именно блок-контейнеров телемеханики, которые в свою очередь осуществляют безопасную эксплуатацию нефтепровода.

На основании поставленной цели, к решению в работе выдвигаются следующие задачи:

1. Расчет электрических нагрузок блок-контейнеров телемеханики;
2. Выбор силового трансформатора;
3. Выбор силового оборудования в трансформаторной подстанции;
4. Расчет токов короткого замыкания с целью проверки правильности выбора оборудования.

1 Анализ объекта проектирования

ПАО «Роснефть» в настоящее время является лидером в нефтехимической отрасли во всем мире. Так как компания является стратегически важной для Российской Федерации, её основным акционером (70% - ценных бумаг) является государство, в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом.

Компания является лидером по вопросам использования инновационных решений в своей деятельности. Основной задачей компании является систематическое развитие интеллектуального и технологического потенциала отрасли.

В следствие этого, при реализации проекта в рамках строительства двух крановых улов нефтепровода с контрольными пунктами телемеханики, необходимо использовать новое оборудование, отвечающее современным требованиям надежности и безопасности электроснабжения объектов нефтехимической отрасли.

1.1 Описание объекта

Объектом выпускной квалификационной работы бакалавров является магистральный нефтепровод, а именно трубопровод с широкой фракцией лёгких углеводородов.

Крановый узел (КУ) является неотъемлемой частью нефтепровода, и предназначен для управления потоками продукта ШФЛУ, транспортируемого по нефтепроводу. По функциональному назначению КУ подразделяются на запорные, регулирующие и предохранительные. Крановые узлы, применяемые на магистральных трубопроводах, по характеру работы подразделяются на арматуру для линейной части трубопровода и арматуру, обслуживающую перекачивающие, насосные, распределительные и компрессорные станции.

Нефтепровод ШФЛУ ПАО «Роснефть» является объектом повышенной опасности, поэтому вопросы безопасности при проектировании и строительстве объекта являются приоритетными, вследствие этого целесообразно использовать современные технологии, систем контроля и мониторинга, которые позволят обеспечить безопасную эксплуатацию продуктопровода ШФЛУ.

При проектировании и строительстве нефтепроводов в обязательном порядке предусматривается телемеханизация площадок крановых узлов на основе контролируемых пунктов телемеханики (КП ТМ) (рисунок 2).



Рисунок 2 – Пункт телемеханики

Целью оснащения нефтепровода КП ТМ, является:

- обеспечение транспортирования ШФЛУ с заданной производительностью при минимальных эксплуатационных затратах;
- повышение надежности работы нефтепровода и предотвращение аварийных ситуаций;
- повышение эффективности и улучшение технико-экономических показателей при транспортировании ШФЛУ;
- уменьшение потерь ШФЛУ при транспортировании;
- реализация учета энергетических ресурсов;
- снижение времени и объема обслуживания и ремонта нефтепровода.

Таким образом, КП ТМ служит для обеспечения надежной и безаварийной работы магистральных продуктопроводов. Телемеханизация заключается в том, что сигналы датчиков, расположенных на крановых площадках, (например, давление газа, температура газа), сигналы узлов управления линейными кранами, сигнализация положения линейных кранов и т.д., поступают в систему телемеханики, и далее на диспетчерский пульт по GSM-каналу. Диспетчер следит за ситуацией на нефтепроводе и в случае необходимости может отключить аварийный участок магистрального нефтепровода.

1.2 Структура электрохозяйства объекта

Электроснабжение новых контрольных пунктов телемеханики с аппаратурой системы обнаружения утечек (СОУ) нефтепродуктов будет осуществляться через кабельную вставку от УВН КТП-4 – 160кВА/6/0,4 кВ. Данная трансформаторная подстанция находится на балансе и эксплуатируется ЗАО «Самарская сетевая компания», г. Самара.

Основные электроприемники контрольных пунктов телемеханики с аппаратурой системы обнаружения утечек (СОУ) нефтепродуктов представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Электроприемники контрольных пунктов телемеханики

Наименование электроприемников	$P_{\text{ном}}$
Электропривод шарового крана AUMA MATIC	0,75
Электрообогреватель	1,5
Электрообогреватель	1,5
Рабочее освещение блок-контейнера	0,07
Освещение входа блок-контейнера	0,01
Розеточная сеть блок-контейнера	1,5
Питание ИБП (байпас)	0,25
Освещение шкафа ЩСУ (левая часть)	0,06
Освещение шкафа ЩСУ (правая часть)	0,06
Ремонтное освещение ЯТП-0,25	0,25
Питание ИБП	0,5
Шкаф ШТМ-СОУ	0,2
Оборудование ОПС	0,05
Световой указатель Выход	0,01
Аварийное освещение блок-контейнера	0,01

2 Расчет электрических нагрузок

Так как строительство двух блок-контейнеров телемеханики, будут осуществлены для нужд КУ с одинаковыми техническими параметрами, то все расчеты будут производиться для одного блок-контейнера.

Определение электрических нагрузок (ЭН) является основным моментом в рамках проектирования системы электроснабжения объектов нефтехимической отрасли. По результатам полученных расчетов выбирают электрооборудование, определяют потери мощности и электроэнергии и т.д. От объективной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на СЭС, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования.

Расчет ожидаемых ЭН блок-контейнеров определяется методом упорядоченных диаграмм. Исходными данными для расчета являются паспортные данные электроприемников, коэффициенты: использования, мощности, максимума и т.д.:

- Суммарные мощности (активная, реактивная) определяются по формулам:

$$P_{ном} = \sum_{i=1}^n P_{номi};$$

$$Q_{ном} = \sum_{i=1}^n P_{номi} \cdot tg\phi_i,$$

где $P_{номi}$ – активная номинальная мощность ЭП, кВт; $P_{ном}$, $Q_{ном}$ – соответственно номинальные активная и реактивная мощности группы ЭП, кВт и квар; $tg\phi_i$ – паспортное или справочное значение коэффициента реактивной мощности ЭП.

- Средняя мощность определяется по выражениям:

$$P_{cp} = \sum_{i=1}^n P_{номi} \cdot k_{Иi};$$

$$Q_{cp} = \sum_{i=1}^n P_{срi} \cdot tg\phi_i,$$

где P_{cp} , Q_{cp} – соответственно номинальные активная и реактивная мощности за период времени Т, кВт и квар.

- Средневзвешенные коэффициенты использования и мощности:

$$k_{И.ср} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{номi} \cdot k_{Иi}}{\sum_{i=1}^n P_{номi}};$$

$$tg\phi_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{номi} \cdot tg\phi_i}{\sum_{i=1}^n P_{номi}},$$

где $k_{Иi}$, $k_{И.ср}$ – соответственно коэффициент использования i-го ЭП и средневзвешенный коэффициент использования; $tg\phi_{ср}$ – средневзвешенный коэффициент реактивной мощности.

- Эффективное число ЭП по характерной категории определяется по формуле:

$$n_{эф} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{номi} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{номi}^2}.$$

- Расчетная мощность по каждой категории:

$$P_p = P_{cpi} \cdot k_p;$$

$$Q_p = Q_{cpi} \cdot k_p,$$

где P_p , Q_p – соответственно расчетные активная и реактивная мощности, кВт и квар.

Расчетная нагрузка определяется:

$$S = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}.$$

Результаты расчётов сводим в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчет электрических нагрузок КП ТМ

№	Наименование узла ЭП	N ЭП , n	Мощность, к ПВ=100%		m	K _И	cosφ	tgφ	Средняя нагрузка		Эффек- тивное число ЭП, n _Э	K _М	Расчётная нагрузка			I _Р , А
			Одно- го ЭП P _{Н.МА} кС кВт	Всех ЭП P _Н , кВт					P _С , кВт	Q _С , квар			P _Р , кВт	Q _Р , квар	S _Р , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1	Электропривод шарового крана AUMA MATIC	1	0,75	0,75	-	0,4	0,85	0,63	0,3	0,189						
2	Электрообогреватель	1	1,5	1,5	-	0,5	0,9	0,4	0,75	0,3						
3	Электрообогреватель	1	1,5	1,5	-	0,5	0,9	0,4	0,75	0,3						
4	Рабочее освещение блок-контейнера	1	0,07	0,07	-	0,8	0,55	1,52	0,056	0,08512						
5	Освещение входа блок-контейнера	1	0,01	0,01	-	0,8	0,82	0,54	0,008	0,00432						
6	Розеточная сеть блок- контейнера	1	1,5	1,5	-	0,9	0,8	0,5	1,35	0,675						
7	Питание ИБП (байпас)	1	0,25	0,25	-	0,6	0,87	0,57	0,15	0,0855						
8	Освещение шкафа ЩСУ (левая часть)	1	0,06	0,06	-	0,9	0,88	0,54	0,054	0,02916						
9	Освещение шкафа ЩСУ (правая часть)	1	0,06	0,06	-	0,9	0,88	0,54	0,054	0,02916						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8		9	10	11	12	13	14	15	16
10	Ремонтное освещение ЯТП- 0,25	1	0,25	0,25	-	0,9	0,88	0,54	0,225	0,1215						
11	Питание ИБП	1	0,5	0,5	-	0,6	0,87	0,57	0,3	0,171						
12	Шкаф ШТМ-СОУ	1	0,2	0,2	-	0,7	0,9	0,4	0,14	0,056						
13	Оборудование ОПС	1	0,05	0,05	-	0,6	0,89	0,43	0,03	0,0129						
14	Световой указатель Выход	1	0,01	0,01	-	0,9	0,9	0,4	0,009	0,0036						
15	Аварийное освещение блок- контейнера	1	0,01	0,01	-	0,5	0,9	0,4	0,005	0,002						
16	Итого	15	6,72	-	-	-	-	-	-	-	8	1,1	4,5	2,06	5,04	7,28

3 Выбор числа и мощности трансформаторов

Выбор количества и номинальных параметров мощностей трансформаторов трансформаторных подстанций должен быть технически и экономически обоснованным, т.к. выбор влияет на схему электроснабжения нефтепровода в целом.

При строительстве трансформаторных подстанций в нефтехимической отрасли, предпочтение отдают, комплектным трансформаторным подстанциям (КТП), с максимальной заводской готовностью.

3.1 Расчет и определение мощности трансформатора

Предварительный выбор трансформаторов определяется по суммарной мощности объекта, определенной в предыдущей главе.

С целью снижения дополнительных затрат при строительстве трансформаторной подстанции, подразумевается установка одного трансформатора, а также дизельной электростанции, которая позволит обеспечить электроэнергией потребителей 1 категории КП ТМ, даже при аварийных ситуациях, при этом все требования будут выполнены в полном объеме.

При определении номинальной мощности силового трансформатора, необходимо учесть электрическую нагрузку потребителей дизельной блочно-комплектной автоматизированные электростанции, а также учесть коэффициент развития объекта, который характеризует появление новых электроприемников.

Согласно опросному листу, заполненного ПАО «Роснефть» предполагаемая мощность электроприемников БКАЭС составляет

$$P_{уст.БКАЭС} = 9,7 \text{ кВт} .$$

Определяем установленную суммарную активную мощность объекта:

$$P_{уст.объекта} = P_{уст.КПТМ} + P_{уст.БКАЭС}, кВт,$$

где $P_{уст.КПТМ}$ - установленная мощность ЭП объекта КПТМ, $P_{уст.БКАЭС}$ - установленная мощность ЭП объекта БКАЭС.

$$P_{уст.объекта} = 6,7 + 9,7 = 16,4, кВт.$$

Полная мощность объектов:

$$S_{уст.объекта} = \frac{P_{уст.объекта}}{\cos f},$$

где $P_{уст.объекта}$ - суммарная активная мощность ЭП объекта, $\cos f$ - коэффициент мощности электрической сети.

$$S_{уст.объекта} = \frac{16,4}{0,8} = 20,5 кВА.$$

На основании полученных данных, к установке принимаем силовой трансформатор масляного типа: ТМГ-25/6/0,4. Данный трансформатор изготавливается ООО «Тольяттинский Трансформатор» г. Тольятти. Паспортные данные трансформатора ТМГ представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Технические данные трансформатора ТМГ-25 кВА

P_{xx} , Вт	$P_{кз}$, Вт	$U_{кз}$, %	S_N , кВА	I_{xx} , %
95	600	4,5	25	2,2

Так как проектом предусмотрено электроснабжение двух крановых узлов нефтепроводов, выбираем два трансформатора одинаковой мощности.

Главным преимуществом масляных трансформаторов является их низкая стоимость, пониженный уровень шума в отличие от трансформаторов сухого исполнения.

3.2 Выбор типа трансформаторной подстанции

В отличие от понизительных подстанций на 110 кВ и выше, к установке на данный уровень напряжения используют в основном комплектные трансформаторные подстанции (КТП).

КТП является сложным устройством, состоящая из большого количества компонентов. Главная функция КТП – преобразование электрической энергии, и дальнейшее распределением по линиям электропередач.

Объекты электроснабжения находятся в степной труднодоступной местности, а также учитывая мощность устанавливаемого трансформатора равная 25 кВА, нецелесообразно использовать дорогостоящие КТП в блочно-модульном исполнении и в бетонном.

Для электроснабжения нефтяных скважин, нефтепроводов используются следующие типы трансформаторных подстанций:

- мачтовые;
- столбовые,
- киосковые.

В КТП киоскового типа элементы разнесены на два отсека (первый отсек – оборудование высокого напряжения, второй отсек – оборудование низкого напряжения).

КТП столбового типа устанавливаются на опору ЛЭП, в основном, не имеют защитной оболочки. Упрощенная конструкция данной КТП не позволяет эксплуатировать данное устройство в суровых климатических районах, а также агрессивной атмосферной средой. Главный плюс КТП данного типа – их низкая стоимость, а также простота монтажа. Т.к. данные КТП устанавливаются на опорах ЛЭП, то за счет приближению источника питания уменьшаются потери мощности.

КТП мачтового типа (КТПМ) (рисунок 3) самые простые с точки зрения техники, и самые компактные в своем сегменте. КТПМ имеет следующие преимущества:

- не опасны для окружающей среды;
- максимальные быстрые сроки монтажа, и подготовки к пуску;
- быстро демонтируются при смене места установки;
- защита корпуса от пыли и осадков за счет резиновых уплотнений на дверях;
- низкая стоимость.



Рисунок 3 – КТП мачтового типа

Так как в настоящее время для многих предприятий большую роль играет стоимость оборудования, то для разгрузки финансовой ведомости данного проекта к установке принимаем КТП мачтового типа.

Принимаем к установке комплектную трансформаторную подстанцию типа КТПМ производства ОАО «Свердловский завод трансформатора тока».

4 Выбор электротехнического оборудования для КТПМ

4.1 Выбор оборудования на стороне 6 кВ РУВН КТПМ

Расчетный ток:

$$I_{p. \max} = \frac{S_{T. \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2,2 \text{ А},$$

где $S_{T. \text{ном}}$ – мощность установленного трансформатора; $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение.

4.1.1 Выбор разъединителей

Перед мачтовой КТП не обходимо установить разъединитель для коммутации подключенной КТП на ближайшей опоре. К установке принимается разъединители типа РВПр-СЭЩ-10/630 У2 (рисунок 4) с номинальным значением по току 630 А. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 4.



Рисунок 4 – Разъединитель РВПр-СЭЩ-2-10/1600

Таблица 4 – Выбор разъединителя типа РВПр-СЭЩ-10/630 У2

Параметры РВПр-СЭЩ-2-10/1600 У2		Расчетные данные
$U_{НОМ}=10$ кВ	>	$U_{НОМ.РУ}=6$ кВ
$I_{НОМ}=630$ А	>	$I_{РАБ.МАХ}=2,3$ А
$I_{ДИН.МАХ}=51$ кА	>	$I_{УД}=18,01$ кА
$B_{к.НОМ.}=20^2 \cdot 1=400$ кА ² с	>	$B_{к}=5,66$ кА ² ·с

4.1.2 Выбор предохранителей стороне 6 кВ

Высоковольтные предохранители предназначены для защиты высоковольтного оборудования сетей напряжением выше 1000 В от токов короткого замыкания и токов недопустимых перегрузок.

Высоковольтный предохранитель устанавливается в отсеке РУВН – 6 кВ для защиты силового трансформатора ТМГ-25 с номинальной вставкой по току 75А. К установке применяется предохранитель типа ПКТ-6У3 производства ОАО «Свердловский завод трансформатора тока» (рисунок 5).



Рисунок 5 – Внешний вид предохранителя ПКТ-6У3

Необходимо произвести проверку выбранного предохранителя:

$$I_{В.ном} \geq I_{раб},$$

где $I_{В.ном}$ – допустимый ток выбранного предохранителя, $I_{раб}$ – номинальный рабочий ток на стороне ВН.

$$75 A \geq 1,8 * 2,3.$$

Условие представленное выше выполняется, следовательно выбранный предохранитель выбран правильно.

4.1.3 Выбор ОПН

Для защиты оборудования комплектной трансформаторной подстанции мачтового типа, на крыше отсека РУВН устанавливаются траверсы с ограничителями, для защиты оборудования от перенапряжений, возникающих вследствие коммутационных операций и атмосферных явлений.

Внешняя изоляция данных ОПН выполнена из полимерных материалов. К установке применяются ОПН типа ОПН-РВ/TEL – 6У3 (рисунок 6).



Рисунок 6 – Внешний вид ОПН-РВ/TEL

4.2 Выбор оборудования на стороне 0,4 кВ РУНН КТПМ

Расчетный ток:

$$I_{p. \text{max}} = \frac{S_{T. \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 36,2 \text{ A} ,$$

где $S_{T. \text{ном}}$ – мощность установленного трансформатора; $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение.

3.2.1 Выбор автоматического выключателя

Для защиты отходящей линии от отсека РУНН КТПМ применяется автоматический выключатель типа ВА-СЭЩ-ТД-100 (рисунок 7). Данный тип выключателей превосходит все российские аналоги по набору опций, обладает повышенной отключающей способностью, а также имеет небольшую массу и малые габариты.

Результат выбора автоматического выключателя представлен в таблице 5.



Рисунок 7 –Выключатель типа ВА-СЭЦ-TD-100

Таблица 5 – Выбор выключателя РУНН

Название ЭП	Расчетный ток, А	Марка выключателя	Уставка теплового расцепителя I _п , А
Вводной выключатель РУНН	36,2	ВА-СЭЦ-TD-100	40

4.2.2 Выбор трансформаторов тока

На стороне 0,4 кВ на вводе в РУНН к установке принимается трансформатор тока ТШЛ-СЭЦ 0,66-0,2 с коэффициентом трансформации 150/5.

Выбранный трансформатор тока выпускается ЗАО «Самарский электроцит» г. Самара. На рисунке 8 представлен трансформатор тока марки ТШЛ-СЭЦ 0,66-0,2.



Рисунок 8 – Внешний вид ТШЛ-СЭЦ 0,66-0,2

5 Выбор электротехнического оборудования для нужд контрольных пунктов телемеханики

5.1 Выбор трехполюсных выключателей

Для защиты электрических сетей 0,4 кВ и ЭП от повреждений, вызываемых током короткого замыкания, все чаще используют автоматические выключатели (АВ). Данный тип оборудования предназначен для включения и автоматического отключения сетей при аварийных явлениях. АВ могут быть выполнены с тепловыми, электромагнитными и комбинированными (тепловыми и электромагнитными) расцепителями.

Выбор автоматических выключателей описывается в ГОСТ Р 52735-2007. Для всех ЭП номинальный ток расцепителя должен быть выполнен согласно следующему условию:

$$I_p \geq I_{\text{макс}}$$

где I_p – номинальный ток расцепителя автоматического выключателя, А; $I_{\text{макс}}$ – максимальный ток сети/ЭП, А.

Пусковой ток двигательной нагрузки превышает в 5 – 7 раз номинальный ток сети, следовательно при выборе автоматического выключателя необходимо учесть данные токи. Ток срабатывания электромагнитного расцепителя $I_{\text{э.р}}$ должен быть не менее 1,25 пускового тока двигателя:

$$I_{\text{э.р}} \geq 1,25 I_{\text{макс}}$$

Согласно однолинейной схеме КП ТМ трехполюсные выключатели устанавливаются для следующих ЭП: вводной автоматический выключатель

КПТМ; Q1 – электропривод шарового крана AUMA MATIC; Q2 – резервный выключатель, в случае повреждения Q1.

Результаты выборов трехполюсных автоматических выключателей приведены в таблице 6.

Расчетный ток для трёхполюсного выключателя определяется:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_n + (P_n \cdot \operatorname{tg} \varphi)}}{\sqrt{3} \cdot 0,38},$$

где P_n – номинальная мощность ЭП; $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности ЭП; U_n – номинальное напряжение.

Таблица 6 – Выбор трехполюсных автоматических выключателей

Название ЭП	Расчетный ток, А	Марка выключателя	Уставка теплового расцепителя I_p , А
Вводной автоматический выключатель КПТМ	7,25	EASY 9 3П 25А	25
Q1 – электропривод шарового крана AUMA MATIC	1,6	EASY 9 3П 6А В	6
Q2 – резервный выключатель	1,6	EASY 9 3П 6А В	6

Автоматические выключатели EASY (рисунок 8) выпускается компанией Schneider Electric.



Рисунок 8 – Внешний вид АВ типа EASY

5.2 Выбор однополюсных выключателей

Методика выбора однополюсных выключателей, такая же как и для трехполюсных автоматических выключателей.

Результаты выборов автоматических выключателей представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор однополюсных автоматических выключателей

Название ЭП	Расчетный ток, А	Марка выключателя	Уставка теплового расцепителя I _p , А
Электрообогреватель	7,2	Acti 9 10А	10
Электрообогреватель	7,2	Acti 9 10А	10
Рабочее освещение блок-контейнера	0,34	Acti 9 6А	6
Освещение входа блок-контейнера	0,04	Acti 9 6А	6
Розеточная сеть блок-контейнера	7,2	Acti 9 10А	10
Питание ИБП (байпас)	1,34	Acti 9 6А	6
Освещение шкафа ЩСУ (левая часть)	0,29	Acti 9 6А	6
Освещение шкафа ЩСУ (правая часть)	0,29	Acti 9 6А	6
Ремонтное освещение ЯТП-0,25	1,2	Acti 9 6А	6
Питание ИБП	2,67	Acti 9 6А	6
Шкаф ШТМ-СОУ	1,1	Acti 9 6А	6

Оборудование ОПС	2,7	Acti 9 6A	6
Световой указатель Выход	0,045	Acti 9 6A	6
Аварийное освещение блок-контейнера	0,045	Acti 9 6A	6

5.3 Выбор трансформатора тока на 0,4 кВ

Трансформатор тока выбирается согласно следующей методике:

1) Номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$$

$$U_{ном} = 0,4кВ \leq U_{сет.ном} = 0,66кВ;$$

2) Номинальному длительному (рабочему) току:

$$I_{ном} \leq I_{1ном};$$

$$I_{р. макс} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 36,2 А;$$

$$I_{ном} = 36,2 А \leq I_{1ном} = 150 А.$$

3) Электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном};$$

$$23,8 \leq 265 \cdot \sqrt{2} \cdot 1;$$

$$23,8кА \leq 374,8кА;$$

4) Термической стойкости:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T = I_T^2 \cdot t_T;$$

$$5,3^2 \leq 40^2 \cdot 0,15^2;$$

$$28,3кА^2 \cdot с \leq 36кА^2 \cdot с;$$

5) Вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном};$$

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{0,7}{5^2} = 0,03 Ом.$$

На стороне 0,4 кВ на вводе в РУ к установке принимается трансформатор тока ТШЛ-СЭЩ 0,66-0,2. Выбранный трансформатор тока выпускается ЗАО «Самарский электрощит» г. Самара.

5.4 Выбор питающих кабельных линий 0,4 кВ

Сечение питающих кабелей напряжением до 1 кВ выбирается сравнением расчетного тока питающей линии с длительным током принятых силовых кабелей.

Должно выполняться следующие условие:

$$I_p \leq I_{доп},$$

где I_p – расчетный ток питающей линии, А; $I_{доп}$ – допустимый длительный ток, А.

$$I_{доп} = I_{доп}^{табл} \cdot 0,92,$$

где $I_{доп}^{табл}$ – допустимый табличный ток для трехжильных кабелей, А; 0,92 – коэффициент, учитывающий ток для четырехжильных кабелей, о.е.

Выбираемый силовой кабель необходимо проверить по допустимым потерям напряжения. Потери напряжения в кабельной линии определяются по формуле, %:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L}{U_n} \cdot (x_0 \cdot \cos \varphi + r_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100.$$

Расчет сечения питающего кабеля от КТПМ до КП ТМ через БКАЭС:

$$I_{p. \max} = \frac{S_{T. \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 36,2 \text{ A.}$$

Для прокладки принимается кабель с медными жилами сечением 6мм².

Для данного кабеля, необходимо проверить следующее условие:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп}}^{\text{табл}} \cdot 0,92,$$

$$I_{\text{доп}} = 59 \cdot 0,92 = 54,8,$$

$$36,2 \leq 54,8.$$

Условие выполняется. Принимаем кабель ВБШв 4х6, имеющий следующие параметры: r0=3,06 Ом/км; x0=0,09 Ом/км.

Потеря напряжения на данном участке, %:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 36,2 \cdot 40 \cdot 10^{-3}}{380} \cdot (3,06 \cdot 0,88 + 0,09 \cdot 0,48) \cdot 100 = 1,8 \text{ \%}.$$

В пределах нормы. Для других питающих линий, результаты расчетов представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор кабельных линий

Название ЭП	Расчетный ток, А	Выбранный кабель
От КТПМ до БКАЭС	36,2	ВБШв 4х6
От БКАЭС до КП ТМ	7,25	ВБШв 5х4
от КП ТМ до шарового крана	1,7	ВБШв 4х2,5

5.5 Выбор кабельной линии на стороне 6 кВ

Выбор сечения питающих кабельных линий к КТП-25/6/0,4 от КТП-4 – 160кВА/6/0,4 кВ производится по нагреву расчетным током:

$$I_{p.\max} = \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2,2 \text{ A},$$

где $S_{\text{ном.Т}}$ – номинальная мощность трансформатора; $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение.

По нагреву аварийным током:

$$I_{\text{авар}} = I_p \cdot 1,3 = 2,86 \text{ A}.$$

По экономической плотности тока:

$$S = \frac{I_{\text{авар}}}{J_{\text{ЭК}}} = \frac{2,86}{1,4} = 2,04 \text{ A}.$$

Сечение выбираем по формуле:

$$F_j = \frac{S_j}{\sqrt{3} \cdot j \cdot U_{\text{н}}},$$

где S_j – полная мощность; $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение сети; $j_{\text{ЭК}}$ – экономическая плотность тока, ($j_{\text{ЭК}}=1,0 \text{ A/мм}^2$) (справочная литература).

$$F_j = \frac{S_j}{\sqrt{3} \cdot j \cdot U_{\text{н}}} = \frac{2,2}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 6,3} = 0,2 \text{ мм}^2.$$

Так как в настоящий момент ПАО «Роснефть» до конца не определилась с количеством ЭП для данных крановых узлов, то в дальнейшем возможно

увеличение нагрузки, в связи с появлением новых, выбираем силовой кабель большего сечения, чем необходимо на данный момент.

К установке принимаем провод СИП 1х50, в местах где есть какая-либо затруднённая при прокладке провода СИП используется провод АС-95.

6 Расчет токов короткого замыкания

На данном этапе производится расчет величин токов короткого замыкания на стороне 0,4 кВ (до 1000 В), а также производится проверка выбранного оборудования в электрической сети к протеканию токов короткого замыкания.

6.1 Основные положения при расчетах токов КЗ до 1 кВ

В электроустановках существует вероятность возникновения различных видов короткого замыкания (КЗ), которые сопровождаются многократным увеличением тока. По этой причине электрооборудование, используемое в электрических сетях, должно быть устойчиво к токам короткого замыкания и выбираться с учетом значений токов КЗ.

Основными причинами возникновения КЗ в электрической сети становятся: повреждения изоляции электрооборудования; ошибки эксплуатационного персонала; перекрытия токоведущих частей установки.

КЗ в электрических сетях сопровождаются: прекращением питания потребителей, подключенных к точкам в которых произошло КЗ; нарушением

нормальной работы других потребителей, подключенных к поврежденным участкам сети, вследствие падения напряжения на этих участках; нарушением нормального режима работы энергосистемы.

Для предотвращения КЗ и уменьшения их последствий необходимо использовать быстродействующие автоматические выключатели, а также безошибочно вычислять значения токов КЗ и по ним уже производить выбор необходимой защитной аппаратуры и средств для ограничения токов короткого замыкания.

В настоящее время в электроустановках ударные токи КЗ достигают больших значений по причине использования энергоемких ЭП. Возникающие при КЗ механические усилия между токоведущими частями машин, аппаратов и элементов распределительных устройств, приводят к значительным повреждениям и в конечном итоге к финансовым затратам.

Согласно выше сказанному для обеспечения надежной работы электроустановок все элементы электрической сети должны обладать достаточной электродинамической устойчивостью против максимальных механических усилий при возникновении ударных токов.

Расчёты токов короткого замыкания выполняются в соответствии с методикой, рекомендованной ГОСТ 28249 – 93 при расчётах токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ. КЗ рассчитываются в трех точках (К1, К2) согласно схеме, изображённой на рисунке 9:

К1 – на вводных контактах РУ 0,4 кВ КТПМ;

К2 – на вводных контактах РУ контрольного пункта телемеханики.

6.2 Параметры расчетной схемы

Для определения значений токов короткого замыкания на первом этапе необходимо составить расчетную схему и схему замещения, а также определить исходные параметры для расчета.

Система:

- Мощность короткого замыкания $S_K=100$ МВА;

- $U_{H.BH} = 6,3 \text{ кВ}$.

Трансформатор (ТМГ – 25/6,3):

- $S_H = 25 \text{ кВА}$;

- $U_{H.BH} = 6,3 \text{ кВ}$, $U_{H.HH} = 0,4 \text{ кВ}$;

- $U_K = 4,5 \%$;

- $R_T = 0,15 \text{ мОм}$;

- $X_T = 1,03 \text{ мОм}$.

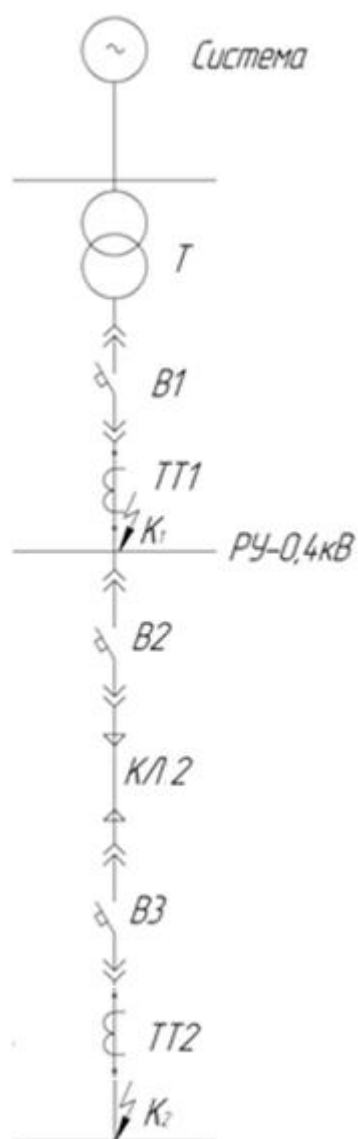


Рисунок 9 – Расчетная схема

Выключатель (ВА-СЭЩ-ТД-100):

- $R_{кв} = 0,14$ мОм;
- $X_{кв} = 0,08$ мОм.

Трансформатор тока (ТШЛ-СЭЩ 0,66-0,2):

- $K_{ТТ} = 150/5$;
- $R_{ТТ} = 0,33$ мОм;
- $X_{ТТ} = 0,3$ мОм.

Выключатель (EASY 9 3П 32А):

- $R_{кв} = 0,14$ мОм;
- $X_{кв} = 0,08$ мОм.

Кабельная линия (ВБШВ):

- $l = 70$ м;
- $R_{кл} = 0,256$ мОм;
- $X_{кл} = 0,063$ мОм.

Выключатель (EASY 9 3П 25А):

- $R_{кв} = 0,14$ мОм;
- $X_{кв} = 0,08$ мОм.

Трансформатор тока (ТШЛ-СЭЩ 0,66-0,2):

- - $K_{TT} = 150/5$;
- - $R_{TT} = 0,33 \text{ мОм}$.

6.3 Расчет параметров схемы замещения

Все сопротивления схемы замещения приводятся к базисной ступени напряжения: $U_{\text{баз}} = 0,4 \text{ кВ}$.

Система:

Сопротивление системы учитывается индуктивным сопротивлением в расчетной схеме замещения:

$$X_C = \frac{U_{\text{н.н.}}^2}{S_K} \cdot 10^3 = \frac{0,4^2}{100} \cdot 10^3 = 1,6 \text{ мОм}.$$

Трансформатор Т1(ТМ-25):

Активными и индуктивными сопротивлениями обмоток трансформатора принимаются: $R_T = 0,15 \text{ мОм}$, $X_T = 1,03 \text{ мОм}$.

Кабельная линия:

$$R_{KL} = 0,256 \cdot 70 = 17,92 \text{ мОм};$$

$$X_{KL} = 0,063 \cdot 70 = 4,41 \text{ мОм}.$$

6.4 Расчет токов короткого замыкания

По схеме замещения прямой последовательности вычисляем общее сопротивление до необходимой точки короткого замыкания (К1, К2). Производим расчет для точки К1.

$$R_{\Sigma K1} = 0,15 + 0,14 + 0,33 = 0,62 \text{ мОм};$$

$$X_{\Sigma K1} = 1,6 + 1,03 + 0,08 + 0,3 = 3,01 \text{ мОм}.$$

Полное суммарное сопротивление до точки К1:

$$Z_{\Sigma K1}^{(3)} = \sqrt{0,62^2 + 3,01^2} = 3,1 \text{ мОм.}$$

Ток трехфазного металлического замыкания:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 3,1} = 75 \text{ кА.}$$

Находим соотношение $X_{\Sigma K1}/R_{\Sigma K1}$ для определения ударного коэффициента $K_{уд}$:

$$\frac{X_{\Sigma K1}}{R_{\Sigma K1}} = \frac{3,01}{0,62} = 4,85.$$

Этому соотношению соответствует $K_{уд}=1,35$.

Определяем ударный ток в точке К1:

$$i_{y\theta} = 1,35 \cdot \sqrt{2} \cdot 75 = 140 \text{ кА.}$$

Производим расчет для точки К2:

$$R_{\Sigma K2} = 0,15 + 0,14 + 0,33 + 0,14 + 17,92 + 0,14 + 0,3 = 19,12 \text{ мОм,}$$

$$X_{\Sigma K2} = 1,6 + 1,03 + 0,08 + 0,3 + 0,14 + 4,41 + 0,14 + 0,03 = 7,46 \text{ мОм.}$$

Полное суммарное сопротивление до точки К2:

$$Z_{\Sigma K2}^{(3)} = \sqrt{19,12^2 + 7,46^2} = 20,52 \text{ мОм.}$$

Ток трехфазного металлического замыкания:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 20,52} = 11,26 \text{ кА.}$$

Определяем ударный ток в точке К2:

$$i_{y0} = 1,28 \cdot \sqrt{2} \cdot 11,26 = 20,32 \text{ кА.}$$

Из полученных результатов токов КЗ можно сделать вывод о том, что установленное оборудование выбрано верно.

7 Релейная защита КТП

Для защиты силового трансформатора от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений предусматриваем токовую отсечку без выдержки времени.

7.1 Расчет уставок релейной защиты на стороне ВН

Для защиты силового трансформатора от КЗ на стороне 6,3 кВ, принимаем к установке максимальную токовую защиту.

Выдержка времени срабатывания защиты $\Delta t = 0,6 \text{ с}$.

Определяем первичный номинальный ток:

$$I_{p. \max} = \frac{S_{T. \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2,2 \text{ А, А}$$

Коэффициент трансформации $n_T = 150/5 = 30$, коэффициент схемы: $K_{\text{сх}} = \sqrt{3}$.

Расчетный ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_n \cdot K_{\text{пер}}}{K_\theta} \cdot I_n = \frac{1,2 \cdot 1}{0,8} \cdot 2,2 = 3,3 \text{ А.}$$

Ток уставки реле:

$$I_{cp} = \frac{\kappa_{cx} \cdot I_{c3}}{n_m} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3,3}{30} = 0,2 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$K_{\psi} = \frac{0,87 \cdot I_{k \min}^3}{I_{c3}} = 1,6.$$

Применяем реле РТ - 40 с пределами уставки до 30А.

7.2 Расчет уставок релейной защиты на стороне НН

Для защиты силового трансформатора от КЗ на стороне 0,4 кВ, принимаем к установке токовую отсечку без выдержки времени.

Выдержка времени срабатывания защиты $\Delta t=0,05\text{с}$.

$$I_K^{(2)} = 8,8 \text{ кА};$$

$$k_{пер}=1;$$

$$k_{отс}=1,2;$$

$$I_{C/P} = 0,25 \cdot k_{отс} \cdot k_{пер} \cdot I_K^{(2)} = 2,6 \text{ кА}.$$

8 Выбор типа опор

Как отмечалось ранее крановые узлы находятся в степной местности, с уже существующими инфраструктурными коммуникациями, такие как автомобильная дорога, технологические трубопроводы, линии электропередач 110 кВ. При выборе трассы линии электропередач данные коммуникации необходимо учитывать, с целью соблюдения требований ПУЭ.

Также для выбора типа опор необходимо учесть расчетные климатические условия данной территории, согласно ПУЭ:

- район по максимальному нормативному скоростному напору ветра;
- район по нормативной толщине стенки гололеда.

Проектируемая воздушная линия 6кВ должна выполняться по типовым альбомам ПАО «Роснефть»:

- «Опоры для ВЛ 6-10кВ повышенной надежности»;
- «Опоры для ВЛ 6-10кВ повышенной надежности на стойках переменного сечения».

Точка подключения (рисунок 10) проектируемой воздушной линии 6 кВ, осуществляется через кабельную вставку к УВН КТП-4 проходного типа на в районе моста через реку Черная.

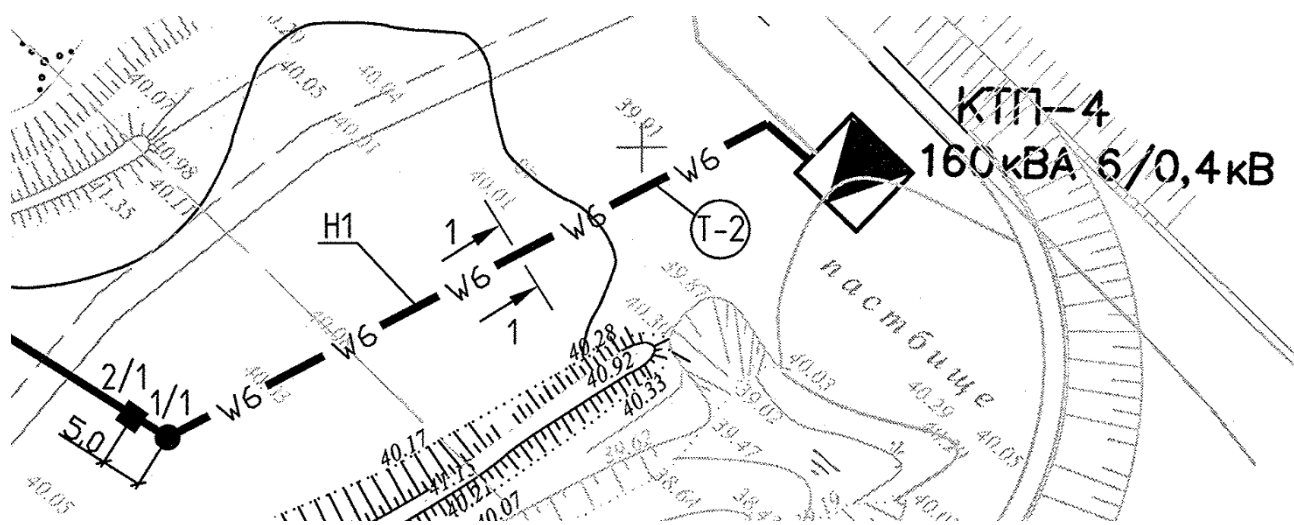


Рисунок 10 – Схема подключения проектируемой ВЛ

Конструктивно ВЛ-6кВ выполняется на железобетонных опорах с применением железобетонных стоек СВ-105 (рисунок 11) и на переходных стальных опорах повышенной надежности с применением стоек СПс 116/43 на фундаменте из металлических труб, с подвеской на стеклянной изоляции трех проводов типа СИП-3 сечением $1*50\text{мм}^2$.



Рисунок 11 – Железобетонная опора на базе стоек СВ-105

На участках больших переходов (длиной 140 м) через существующие коммуникации, а также на болотистых участках, проектируемая ВЛЗ-6 кВ выполняется в габаритах ВЛ-35 кВ с подвеской на стойках СК-22 провода АС-95/16 либо используется прокладка в земле.

Закрепление опор на стойках СВ-105 и СПс 116/43 в грунте должно выполняться с учетом материалов инженерно-геологических изысканий.

В соответствии с ПУЭ п. 2.5.74 опоры ВЛ-6 кВ подлежат заземлению, сопротивление заземляющих устройств которых, должно быть в соответствии с таблицей ПУЭ 2.5.21.

В соответствии с п.2.5.118 ПУЭ изд.7 на ВЛ-6кВ устанавливаются устройства защиты от грозовых перенапряжений и их последствий.

Заключение

В данной работе представлен проект электроснабжение блок-контейнеров телемеханики нефтепровода ПАО «Роснефть» г. Самара.

Прежде всего был произведён расчёт электрических нагрузок для каждого контрольного пункта телемеханики; выбор мачтовых трансформаторных подстанции 6/0,4 кВ; выбор электрооборудования и кабельных линий; расчёт токов короткого замыкания; выбор релейной защиты подстанции.

В результате проектирования была рассчитана и выбрана комплектная трансформаторная подстанция мачтового типа с одним трансформатором типа ТМГ-25 кВА. Выбраны кабели, питающие ЭП марки ВБШв, выбраны силовые автоматические выключатели компании Schneider Electric.

Рассчитаны токи КЗ с целью проверки правильности выбора электрического оборудования.

Также в работе рассмотрен вопрос выбора типа опор для новой воздушной линии электропередач.

Список использованных источников

1. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). С.Пб.: Энергоатомиздат, 2002.
2. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение 1995г.
3. ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.
4. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
5. ГОСТ 14254-96. Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).
6. ГОСТ 17516-72. Изделия электротехнические. Условия эксплуатации в части воздействия механических факторов внешней среды.
7. Электроустановки. Сборник нормативных документов. 2006г.
8. Карякин, Р.Н. Нормы устройства электроустановок производственных зданий/ Р.Н. Карякин. – М.: Энергосервис, 1998.
9. Рожин, А.Н. Внутрицеховое электроснабжение/ А.Н. Рожин, Н.С.Бакшаева. Учебное пособие. – Киров: 2006 г.
10. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения/В.А. Андреев. Учебник для вузов. – М.: Высш. шк., 1991. – 496 с.
11. Вахнина, В.В. Проектирование осветительных установок / В.В. Вахнина, О.В.Самолина, А.Н. Черненко. Учебное пособие. – Тольятти: ТГУ, 2007г.
12. Рекус, Г.Г. Электрооборудование производств/ Г.Г. Рекус. Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2007г.

13. Вахнина, В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий/ В.В. Вахнина. Методическое пособие. – Тольятти: ТГУ, 2006г.
14. Алиев, И.И. Кабельные изделия. – 2-е изд. Перераб. и доп./ Справочник. – М.: РадиоСофт, 2009. — 225 с.
15. Вахнина, В.В. Проектирование систем электроснабжения машиностроительных предприятий/ В.В. Вахнина, В. Л. Горячева, Ю.В. Степкина. Учебное пособие. – Тольятти: ТГУ, 2004г.
16. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. – 2-е издание/ Б.И. Кудрин. Учебник. - М.: Теплотехник, 2009. — 698 с.
17. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий/ Ю.Д. Сибикин. Учебник. – Академия, 2009 г.
18. Железко, Ю.С. «Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях». 2003г.
19. Барыбина, Ю.Г. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования/ Ю.Г.Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1991. - 464 с.
20. Акимов, Е.Г. Проектирование и монтаж электроустановок зданий/Е.Г. Акимов. – М.: СмартБук, 2009 г.
21. Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения /А.В. Кабышев, С.Г. Обухов. Учебник. – М. : Энергоатомиздат, 1987. —336с.
22. Автоматические выключатели [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.electroshield.ru/section/avtomaticheskie_vykljuchateli.
23. Шкафы переключения питания 0,4 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.mtrele.ru/shop/shkafy_rza/dlya_raspredelitelnih_ustrois.
24. Кабель СИП [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.iproton.ru/catalog>.
25. Трансформатор 10/0,4 кВ ООО [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://transformator.com.ru>.

26. McDonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. McDonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с
27. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. – 290 с.
28. Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering) / J. M. Gers, E. D. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.
29. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 с.
30. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.