

АННОТАЦИЯ

В работе выполнен проект электроснабжения блок-контейнеров телемеханики нефтепровода.

Объект электроснабжения, блок-контейнеров телемеханики, относится к объектам ПАО «Роснефть». Часть нефтепровода, к которому относятся блок-контейнеры телемеханики расположен в г. Самара.

На первом этапе выполнения выпускной квалификационной работы выполнен анализ оборудования блок-контейнеров телемеханики. Всего на выбранном участке нефтепровода планируется установка двух блок-контейнеров телемеханики.

На втором этапе выпускной квалификационной работы был выполнен расчет электрических нагрузок. С учетом сторонней нагрузки, относящейся к нефтепроводу выбраны мачтовые ТП с трансформаторами марки ТМГ-25/6/0,4.

Представлен расчет токов короткого замыкания и выполнен выбор современного оборудования, необходимого для установки на объекте.

Для проектируемой воздушной линии необходимой для электроснабжения объекта выполнен выбор типа опор и маршрут прокладки ВЛ.

Выполнен расчет и выбор устройств релейной защиты трансформатора.

Пояснительная записка выпускной квалификационной работы выполнена на 45 листах, содержит 8 таблиц, 4 рисунка. Графическая часть выпускной квалификационной работы представлена на шести чертежах формата А1.

ABSTRACT

The project of power supply of block-containers of oil pipeline telemechanic has been completed.

The object of power supply, block-containers of telemechanic, belongs to the objects of PJSC "Rosneft". Part of the oil pipeline, to which the block-containers of telemechanic belong, is located in Samara.

At the first stage of the final qualification work, the analysis of the equipment of block-containers of telemechanic was carried out. In total, the installation of two block-containers of telemechanic is planned on the selected section of the pipeline.

At the second stage of the final qualification work, the calculation of electrical loads was carried out. Taking into account the external load related to the pipeline, mast TP with TMG-25/6 / 0.4 transformers was chosen.

The calculation of short circuit currents is presented and the choice of the modern equipment necessary for installation on the object is made.

For the projected overhead line necessary for the power supply of the object, the choice of the type of supports and the route of the overhead transmission line is made.

Calculation and selection of relay protection devices for the transformer has been performed.

The explanatory note of the final qualifying work is executed on 45 pages, contains 8 tables, 4 figures. Graphical part of the final qualifying work is presented in six drawings of the A1 format.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Анализ объекта проектирования	8
2 Расчет электрических нагрузок	Ошибка! Закладка не определена.
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	16
4 Выбор электротехнического оборудования для КТПМ.....	20
6 Расчет токов короткого замыкания	30
7 Релейная защита КТП	37
8 Выбор типа опор.....	39
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	41
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	43

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 ВКР 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 (ШФЛУ).

Крановый узел (КУ) относится к основному оборудованию частью нефтепровода. Назначение КУ состоит в управлении потоками продукта ШФЛУ, который транспортируется по нефтепроводу. Крановые узлы по функциональному назначению могут выполнять следующие функции: запорные, регулирующие и предохранительные. Крановые узлы которые применяются на магистральных нефтепроводах так же могут быть классифицированы по характеру работы. По характеру работы КУ 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).

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:

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

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

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

- Средневзвешенные коэффициенты использования и мощности:

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

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

где $k_{Иi}$, $k_{И.ср}$ – соответственно коэффициент использования i-го ЭП и средневзвешенный коэффициент использования; $\operatorname{tg} \phi_{ср}$ – 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		n _Э	K _М	Расчётная нагрузка			I _Р , А
			Одно го ЭП P _{Н.МА} 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.

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:

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

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 с номинальным значением по току 630 А. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 4.

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

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

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-6УЗ производства ОАО «Свердловский завод трансформатора тока».

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.

$$75 А \geq 1,8 * 2,3.$$

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 – 6УЗ.

4.2 Выбор оборудования на стороне 0,4 кВ РУНН КТПМ

Расчетный ток:

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

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

3.2.1 Выбор автоматического выключателя

Для защиты отходящей линии от отсека РУНН КТПМ применяется автоматический выключатель типа ВА-СЭЩ-ТД-100. 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.

Таблица 5 – Выбор выключателя РУНН

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

4.2.2 Выбор трансформаторов тока

На стороне 0,4 кВ на вводе в РУНН к установке принимается трансформатор тока ТШЛ-СЭЩ 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-СЭЩ 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:

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

где P_n – номинальная мощность ЭП; $tg\varphi$ – 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 АУМАТИС	1,6	EASY 9 3П 6А В	6
Q2 – резервный выключатель	1,6	EASY 9 3П 6А В	6

Автоматические выключатели EASY выпускается компанией Schneider Electric.

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 _п , 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 6А	6
Световой указатель Выход	0,045	Acti 9 6А	6
Аварийное освещение блок-контейнера	0,045	Acti 9 6А	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:

$$I_{ном} \leq I_{Iном};$$

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

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

3) Электродинамической стойкости:

$$i_{y0} \leq K_{э0} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном};$$

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

$$23,8 кА \leq 374,8 кА;$$

4) Термической стойкости:

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

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

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

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 электроцит» 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:

$$I_p \leq I_{\text{доп}},$$

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

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

где $I_{\text{доп}}^{\text{табл}}$ – 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, %:

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

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

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

Для прокладки принимается кабель с медными жилами сечением 6 мм^2 .

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: $r_0=3,06$ Ом/км; $x_0=0,09$ Ом/км.

Потеря напряжения на данном участке, %:

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

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:

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

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

По нагреву аварийным током:

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

По экономической плотности тока:

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

Сечение выбираем по формуле:

$$F_j = \frac{S_j}{\sqrt{3} \cdot j \cdot U_H},$$

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

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

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 затруднённости при прокладке провода СИП используется провод АС-95.

6 Расчет токов короткого замыкания

«Короткое замыканием (КЗ) - нарушение нормального режима работы электроустановки, при замыкании фаз между собой». Токи короткого замыкания (ТКЗ) представляют большую опасность для оборудования электрической сети. При протекании ТКЗ происходит увеличение тока и снижение напряжения, это вызывает повышенный нагрев токоведущих частей оборудования и может вызвать его повреждение.

Для сетей напряжением ниже 1000 В расчетным видом короткого замыкания является трехфазное короткое замыкание, так как для сетей этого класса напряжения величина трехфазного КЗ будет наибольшей. Поэтому при выполнении проектов реконструкции, электроснабжения и замене оборудования необходимо выполнять проверку всего оборудования на стойкость и возможность отключения именно трехфазного ТКЗ. Поэтому в работе необходимо провести расчет трехфазного ТКЗ.

Расчеты ТКЗ ниже 1000 В выполняются в именованных единицах. Первым этапом расчета ТКЗ является составление расчетной схемы и схемы замещения. Отличительной особенностью расчета ТКЗ в сетях ниже 1000 В схему замещения составляют с учетом активных и реактивных сопротивлений элементов расчетной схемы.

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 2:

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 $S_K = 100 \text{ МВА}$;

- $U_{H.BH} = 6,3 \text{ кВ}$.

Трансформатор (ТМГ – 25/6,3):

- $S_H = 25 \text{ кВА}$;

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

- $U_K = 4,5 \%$;

- $R_m = 0,15 \text{ мОм}$;

- $X_m = 1,03 \text{ мОм}$.

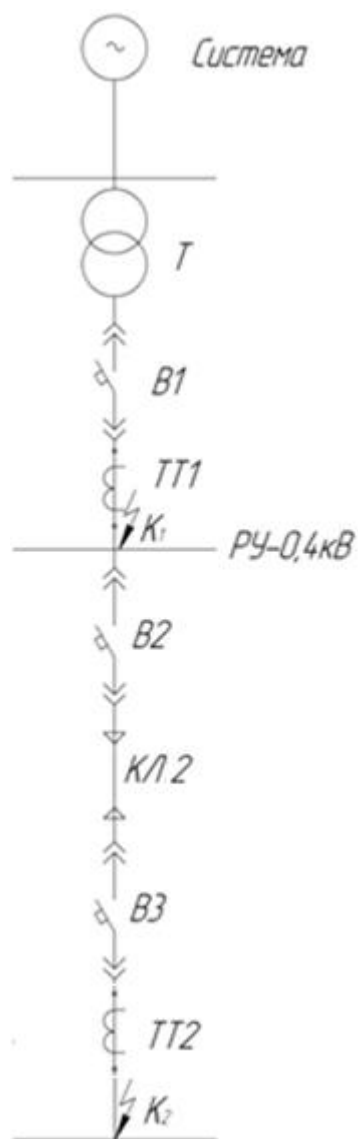


Рисунок 2 – Расчетная схема

Выключатель (ВА-СЭЩ-ТД-100):

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

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

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

Выключатель (EASY 9 3П 32А):

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

Кабельная линия (ВБШв):

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

Выключатель (EASY 9 3П 25А):

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

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: $U_{баз} = 0,4 \text{ кВ} .$

Система:

Сопротивление системы учитывается индуктивным сопротивлением в расчетной схеме замещения:

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

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 $K_{y\partial} = 1,35$.

Определяем ударный ток в точке К1:

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

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 $\Delta t=0,6$ с.

Определяем первичный номинальный ток:

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

Коэффициент трансформации $n_m = 150 / 5 = 30$, коэффициент схемы:

$$K_{cx} = \sqrt{3}.$$

Расчетный ток срабатывания защиты:

$$I_{cз} = \frac{K_n \cdot K_{пер}}{K_\epsilon} \cdot I_n = \frac{1,2 \cdot 1}{0,8} \cdot 2,2 = 3,3 \text{ A}$$

Ток уставки реле:

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

Коэффициент чувствительности защиты:

$$K_{\psi} = \frac{0,87 \cdot I_{\kappa \min}^3}{I_{\text{сз}}} = 1,6.$$

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 $\Delta t = 0,05 \text{ с}$.

$$I_{\kappa}^2 = 8,8 \text{ кА};$$

$$k_{\text{пер}} = 1;$$

$$k_{\text{отс}} = 1,2;$$

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

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

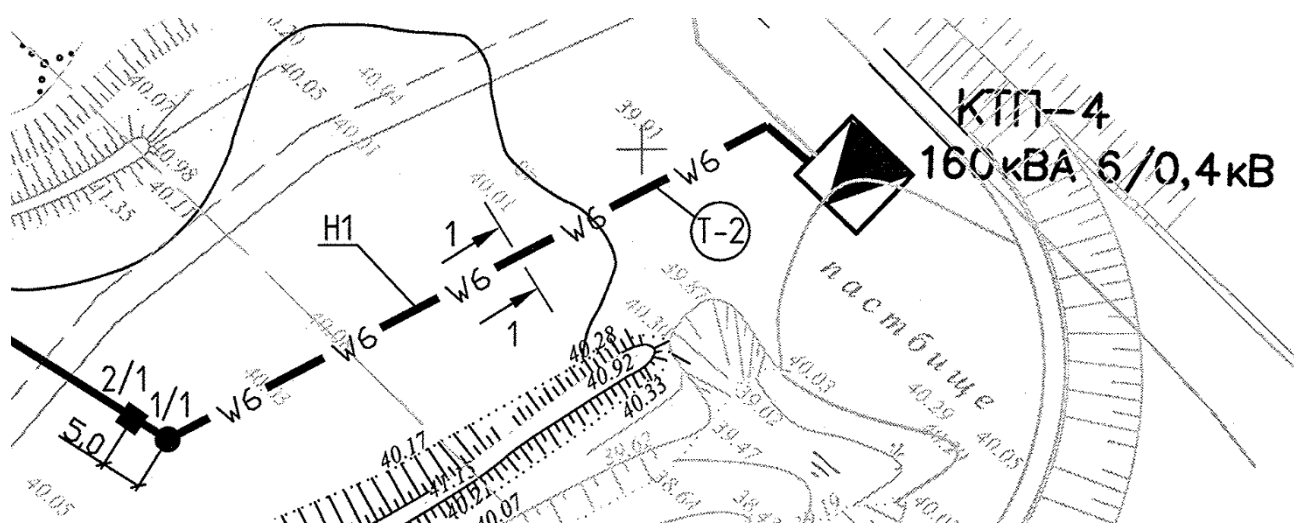


Рисунок 3 – Схема подключения проектируемой ВЛ

Конструктивно ВЛ-6кВ выполняется на железобетонных опорах с применением железобетонных стоек СВ-105 (рисунок 4) 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 1х50мм².



Рисунок 4 – 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 выпускной квалификационной работе выполнен проект электроснабжения блок-контейнеров телемеханики нефтепровода ПАО «Роснефть» г. Самара.

На первом этапе выполнения выпускной квалификационной работы выполнен анализ состава оборудования блок-контейнеров телемеханики, а также определено их назначение. Объект электроснабжения, блок-контейнеров телемеханики, расположен в г. Самара, электроснабжение объекта предлагается осуществлять от сетей 6 кВ компании «Самарская сетевая компания». После проведения анализа объекта был выполнен расчёт электрических нагрузок для каждого контрольного пункта. В работе предусматривается установка двух блок-контейнеров телемеханики на участке трубопровода. Оба блока-контейнеров телемеханики схожи по нагрузкам и составу оборудования, поэтому расчет нагрузок произведён на примере одного из блок-контейнеров телемеханики.

Для электроснабжения блок-контейнеров телемеханики, после определения нагрузок выполнен выбор трансформаторных подстанций. Так как электроснабжение блок-контейнеров телемеханики осуществляется от ВЛ 6 кВ и по близости с объектом нет никаких доступных трансформаторных подстанций, в ВКР предложено выбрать к установке мачтовые трансформаторные подстанции 6/0,4 кВ так как они наиболее оптимально подходят для электроснабжения объекта, а нагрузка объекта достаточно небольшая и составляет 20,5 кВА. В итоге для электроснабжения объекта выбран трансформатор марки ТМГ – 25/6,3. Далее выполнен выбор электрооборудования и кабельных линий для электроснабжения объектов. Для проверки оборудования выполнен расчет токов короткого замыкания. Далее выполнен выбор и расчет релейной защиты трансформаторной подстанции.

В результате выполнения ВКР 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, для электроснабжения объекта.

Выполненный проект электроснабжения блок-контейнеров телемеханики соответствует всем современным требованиям и нормам в части проектирования электроснабжения и удовлетворяет требованиям ПАО «Роснефть» по электроснабжению объектов нефтяных комплексов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Афонин В.В., Набатов К.А. Электрические станции и подстанции. Часть 1. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие. - Тамбов: Изд-во Тамбовского гос. тех. университета, 2015. - 90 с.
2. Балдин М.Н., Карапетян И.Г. Основное оборудование электрических сетей. Справочник. - М.: ЭНАС, 2014. - 208 с.
3. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения: учебное пособие. - Тольятти: ТГУ, 2016. - 75 с.
4. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Общие технические требования // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf (дата обращения: 15.06.2018).
5. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций: учебное пособие. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. - 92 с.
6. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции. Учебное пособие. - Оренбург: Изд-во ОГУ, 2016. - 111 с.
7. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. пособие. - М.: Форум-Инфра, 2013. - 480 с.
8. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. от 1 июля 2003. - 2003 г.
9. Правила устройства электроустановок. М.: ЭНАС, 2015. - 552 с.
10. РД "Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования" от 23.03.1998 № 153-34.0-20.527-98 // Изд-во НЦ ЭНАС. - 2006 г.
11. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник. - 10-е изд. - М.: Академия, 2013. - 448 с.
12. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования // Официальный сайт ОАО "ФСК ЕЭС" URL: <http://www.fsk->

ees.ru/about/management_and_control/test/STO_56947007-29.120.40.041-2010_s_izm_14122012_28012015.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

13. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. - М.: Издательский дом МЭИ, 2015. - 296 с.

14. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебно-методическое пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования. - Тольятти: ТГУ, 2015. - 124 с.

15. Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850 // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

16. Автоматические выключатели [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.electroshield.ru/section/avtomaticheskie_vykljuchateli.

17. Шкафы переключения питания 0,4 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.mtrele.ru/shop/shkafy_rza/dlya_raspredelitelnih_ustrois.

18. Кабель СИП [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.iproton.ru/catalog>.

19. Трансформатор 10/0,4 кВ ООО [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://transformator.com.ru>.

20. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). - 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. - 576 с.

21. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. - 1712 с.

22. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. - 1061 с.

23. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. - 320 c.

24. Ram B. Power System Protection and Switchgear. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. - 684 c.