

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ
Облученского района ЕАО с центром питания подстанция 35 кВ Двуречье

Исполнитель

студент группы 942-об3

_____ Р.Р.Сидельников
(подпись, дата)

Руководитель

профессор, канд.тех.наук

_____ Ю.В. Мясоедов
(подпись, дата)

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

_____ А.Б. Булгаков
(подпись, дата)

Нормоконтроль

(подпись, дата)

Благовещенск 2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Сидельникова Родиона Романовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ Облученского района ЕАО с центром питания подстанция 35 кВ Двуречье

(утверждено приказом от 03.04.23 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 29.06.23

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: количество, тип и мощность электроприёмников

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Характеристика потребителей с.Двуречье, анализ существующей схемы электроснабжения, расчёт электрических нагрузок, перевод на другой класс напряжения, разработка оптимальной схемы электроснабжения

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 расчётно-графических листов А1

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) А.Б.Булгаков доцент, канд.тех.наук.

7. Дата выдачи задания 19.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович
_____ профессор, канд.тех.наук

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению

(дата): 19.04.2023_____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 104 с., 22 таблицы, 6 рисунков, 136 формул, 32 источника

ДВУРЕЧЬЕ, ЕВРЕЙСКАЯ АВТОНОМНАЯ ОБЛАСТЬ, ОБЛУЧЕНСКИЙ РАЙОН, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЬ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЦЕНТР ПИТАНИЯ

Реконструкция распределительной сети Облученского района Еврейской автономной области с центром питания подстанция 35 кВ Двуречье связана с необходимостью подключения новых потребителей и почти полным износом существующей распределительной сети 6 кВ не выдерживающей современных нагрузок. За исходные данные в расчете электрических нагрузок приняты данные зимних замеров максимумов нагрузок за 2022 год, а также коэффициенты роста нагрузок, взятые из генерального плана развития Облученского района. В самой работе произведен расчет выбора и перевод распределительной сети с напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ с заменой силовых трансформаторов на ПС 35/10 кВ Двуречье, распределительного устройства на подстанции, трансформаторных подстанций у потребителя и реконструкцией линий электропередачи с заменой голого провода на СИП.

Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности реконструкции распределительной сети, питающей п. Двуречье от подстанции 35/10 кВ Двуречье полученной после реконструкции.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

РУ – распределительное устройство;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничители перенапряжений;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

СИП – самоизолированный несущий провод;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

ЦП – центр питания;

ЭС – электрические сети.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Энергоэкономическая характеристика района проектирования	9
1.1 Климатические характеристики района проектирования	9
1.2 Анализ потребителей	10
1.3 Анализ центра питания ПС 35 кВ Двуречье	11
2 Исходные данные для анализа нагрузок и их расчет	16
2.1 Определение электрических нагрузок на шинах ТП	16
2.2 Расчет электрических нагрузок сети	16
2.3 Расчет нагрузки на шинах подстанции Двуречье	18
3 Выбор уровней номинального напряжения	22
4 Низковольтное электроснабжение	23
4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП	25
4.2 Компенсация реактивной мощности	28
5 Выбор количества и мощности трансформаторов на подстанции	30
6 Выбор схемы подстанции и ее подключение к энергосистеме	33
7 Выбор распределительной сети 10 кВ	37
7.1. Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	37
7.2. Выбор и проверка сечений линий 10 кВ	39
7.3. Определение точек потоко раздела сети	41
7.4. Проверка потерь напряжения на участках сети	44
8 Расчет токов короткого замыкания	46
9 Выбор и проверка электрических аппаратов	53
9.1.1 Выбор выключателей и разъединителей 35 кВ	53
9.1.2 Выбор трансформаторов тока 35 кВ	54
9.1.3 Выбор трансформаторов напряжения 35 кВ	57
9.1.4 Выбор гибких шин	59
9.2 Выбор оборудования 10 кВ	60

9.2.1	Выбор выключателя 10 кВ	61
9.2.2	Выбор трансформаторов тока 10 кВ	62
9.2.3	Выбор трансформатора напряжения 10 кВ	64
9.2.4	Выбор жесткой ошиновки 10 кВ	66
9.2.5	Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ	68
9.3	Выбор и проверка оборудования в КТП	69
10	Релейная защита и автоматика	74
10.1	Выбор системы оперативного тока	74
10.2	Виды релейной защиты принятые на подстанции	75
10.3	Расчет релейной защиты	78
10.4	Выбор и расчет устройств автоматики	82
10.5	Определение емкостного тока замыкания на землю	85
11	Безопасность и экологичность	87
11.1	Безопасность	87
11.2	Экологичность	90
11.3	Чрезвычайные ситуации	93
	Заключение	99
	Библиографический список	102

ВВЕДЕНИЕ

Распределительная сеть от подстанции Двуречье не претерпевала, каких-либо существенных реконструкций со строительства, в связи с чем нуждается в реконструкции. Также, вследствие устаревания электрооборудования и естественного износа основных фондов, требует реконструкции сама подстанция 35/6 кВ Двуречье. Учитывая начало роста нагрузки на электрическую сеть, вследствие развития района, существующее оборудование не справляется со своими непосредственными функциями. Распределительная сеть построена в свое время на напряжение 6 кВ, что на данный момент не актуально и нецелесообразно, так как сеть на напряжение 6 кВ, выполненная проводом АС, не обеспечивает необходимую пропускную способность и в условиях сельской местности приводит к большим потерям и хищениям электроэнергии.

Актуальность данной работы в том, что мы переводим распределительную сеть от подстанции 35 кВ Двуречье на более высокий класс напряжения - с 6 кВ на 10 кВ, без существенных затрат с разработкой оптимальной схемы электроснабжения. Мы учитываем, что в поселке отсутствуют потребители, непосредственно использующие в работе и подключенные на напряжение 6 кВ, а все потребители подключены через понижающие трансформаторные подстанции 6/0,4 кВ, в которых достаточно заменить силовые трансформаторы.

Данное техническое мероприятие с практической точки зрения позволит уменьшить потери мощности в распределительной сети, за счет увеличения напряжения и замены голого провода на СИП, соответственно уменьшения коммерческих потерь. Позволит увеличить пропускную способность распределительной сети, что влечет за собой возможность подключения новых потребителей без существенных затрат. Что с экономической точки зрения влечет уменьшения эксплуатационных затрат и затрат на технологическое присоединение новых потребителей.

Вся выпускной квалификационной работе решаются следующие задачи:

- анализ существующего электроснабжения и климатотехнические характеристики района реконструкции;
- анализ перспектив развития;
- анализ схем электроснабжения;
- расчеты нагрузок;
- определение схемы электроснабжения;
- замена оборудования на ПС;
- замена оборудования в распределительной сети;
- оценка мер безопасности и экологичности;

Подведение итогов и формирование выводов по результатам реконструкции и замены питающего напряжения.

Для замены питающего напряжения на более высокий класс потребуется расчет электрических нагрузок, выполненный по методу удельной нагрузки. Последовательно за ним идет выбор силовых трансформаторов с учетом коэффициента нагрузок и проверкой в послеаварийном режиме. В работе методом сравнения будет определён оптимальный вид схемы сети 10 кВ, подключаемой к шинам ПС 35 кВ Двуречье. После чего проводится расчет токов короткого замыкания, для выбора и проверки оборудования которое будет устанавливаться в сети. К оборудованию, которое необходимо выбрать относятся: выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ограничители перенапряжения, изоляторы, шинные конструкции, предохранители. Немаловажно уделить внимание вопросам электробезопасности обслуживающего персонала и оценке рисков возникновения чрезвычайных ситуаций и рассмотрение решения одной из таких ситуаций.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались такие программные продукты как: Windows, MS Office: Word, Excel, Visio, Mathcad.

1 ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатические характеристики района проектирования

Район проектирования территориально расположен на Дальнем Востоке в Еврейской Автономной Области, которая по своим природным и климатическим условиям является одним из наиболее благоприятных мест Дальнего Востока, так как она расположена на территории с двумя рельефами — горным и равнинным. Горные области представлены южной частью обширной Хингано-Буреинской горной системы, занимающей примерно половину всей площади Еврейской автономной области. А равнинная часть, которая простирается с юга на восток, является западной окраиной Средне-Амурской низменности.

По своим климатическим условиям район Двуречье:

- Зима – малоснежная и холодная, лето – теплое и влажное.
- Самым теплым месяцем является июль, самым холодным – январь.
- Средняя температура июля +20 °С.
- Абсолютный максимум температуры +40 °С.
- Средняя температура января на юге – 24 °С.
- Абсолютный минимум достигает – 49 °С.
- Зима имеет продолжительность от 152 до 165 дней.
- Первые осенние заморозки начинаются 20 сентября – 7 октября, а устойчивый снежный покров обычно образуется в третьей декаде октября.

Район Двуречья относится к зоне достаточного увлажнения. На теплый период года приходится 85 процентов осадков, которые распределяются по месяцам неравномерно. В начале лета дождей бывает немного, что приводит к дефициту влаги, но в конце июля и начале августа наблюдается резкое увеличение количества осадков, превышающих в два раза их норму первой половины лета. Среднегодовое количество осадков распределяется в разных

районах области неравномерно (от 450 до 500 мм), причем около 75 процентов осадков выпадает в период с мая по сентябрь [5].

1.2 Анализ потребителей

В производственной части в Еврейской автономной области преобладают сельскохозяйственные предприятия. В современной России они приняли новые организационно-правовые формы и из совхозов преобразованы в свое время в крестьянские хозяйства. Также в связи с мягким климатом сильно возросло количество личных подсобных хозяйств.

Так в соответствии с последней статистикой по состоянию на 01.01.2020 год [5] в районе проектирования в целом насчитывается 55 предприятий различных форм хозяйствования, в том числе:

- Акционерных обществ – 2;
- Сельскохозяйственных кооперативов – 2;
- Крестьянских хозяйств - 51.

При этом, в связи с антиковидными ограничениями и санкциями в аграрной промышленности наряду с остальной экономикой также проявляются кризисные явления. Если в 2015 году пашня в обработке составляла 6115 га, и возделывалось зерновых культур - 2092 га, сои - 1212 га, картофеля - 1473 га, овощей - 178 га, кормовых культур - 1149 га, то в 2022 году пашня в обработке составляла 5762 га, и возделывалось зерновых культур - 2001 га, сои - 1112 га, картофеля - 1482 га, овощей - 190 га, кормовых культур - 977 га.

Поголовье крупного рогатого скота составляло в 2015 году - 3882 головы, коров в том числе - 2061 гол., свиней - 2415 голов, птицы - 25,5 тыс. гол., то в 2022 году поголовье крупного рогатого скота составило - 3067 голов, в т.ч. коров - 1548 голов, свиней - 1289 голов, птицы - 13 тыс. гол. Все это говорит о продолжающемся снижении производства сельскохозяйственной продукции [5].

В связи с необходимостью выхода из сложившегося в 2019-2022 годах кризиса, основным направлением экономического роста в Еврейской автономной области должно являться формирование интегрированной

производственно-транспортной зоны. Ее формирование обусловлено разработкой Кимканского и Сутарского железорудных месторождений, необходимостью строительства горно-обогатительного комбината с последующей продажей продукции в Китай по железнодорожному мосту через р. Амур в районе Нижнеленинск-Тунцзян. Через территорию области строится транзит нефти (НТС ВСТО - на втором этапе от г. Сковородино в Приморский край); промежуточный отбор нефти и перекачивающие станции также предполагается разместить в Еврейской автономной области.

В планах правительства Еврейской автономной области - увеличить население к 2028 г до 216 тыс. человек. Увеличение численности населения планируется осуществить за счет привлечения из остальных регионов Российской Федерации высококвалифицированных кадров для работы в высокотехнологичных секторах экономики. Планируется привлекать работников разной квалификации для работы на месторождениях полезных ископаемых и предприятиях обрабатывающей промышленности, а также внутренней миграции из северных территорий Дальнего Востока.

В связи с этими планами потребность в электричестве по территории Еврейской АО за период 2021-2028 гг. планируется увеличить в 2,9 раза (7,9% в среднегодовом исчислении) примерно до 3,2 млрд. кВт/ч к 2025 г.

1.3 Анализ центра питания ПС 35 кВ Двуречье

В рассматриваемом районе Облученского района Еврейской автономной области центром питания является подстанция Двуречье. ПС 35/6 кВ Двуречье обеспечивает электричеством в основном сельскохозяйственную нагрузку и жилое население п. Двуречье, а именно, небольшое количество жилых домов и общественных учреждений, обслуживающих данный сельскохозяйственный район.

Подстанция Двуречье по верхнему классу напряжения подключена к системе энергоснабжения напряжением 35 кВ двумя линиями. От подстанции Известковая и от подстанции Биракан. Соответственно, ПС 35/6 кВ Двуречье представлена простой схемой; по стороне 35 кВ представляет собой тупиковую

схему 2 секции шин с автоматической перемычкой без выключателей на линии. Подстанция принимает мощность по напряжению 35 кВ и распределяет ее дальше по напряжению 6 кВ. Данная схема имеет много недостатков. По стороне 6 кВ одна секционированная выключателем система шин. На подстанции установлены два двухобмоточных трансформатора марки ТМ и мощностью 2500 кВА и 1600 кВА.

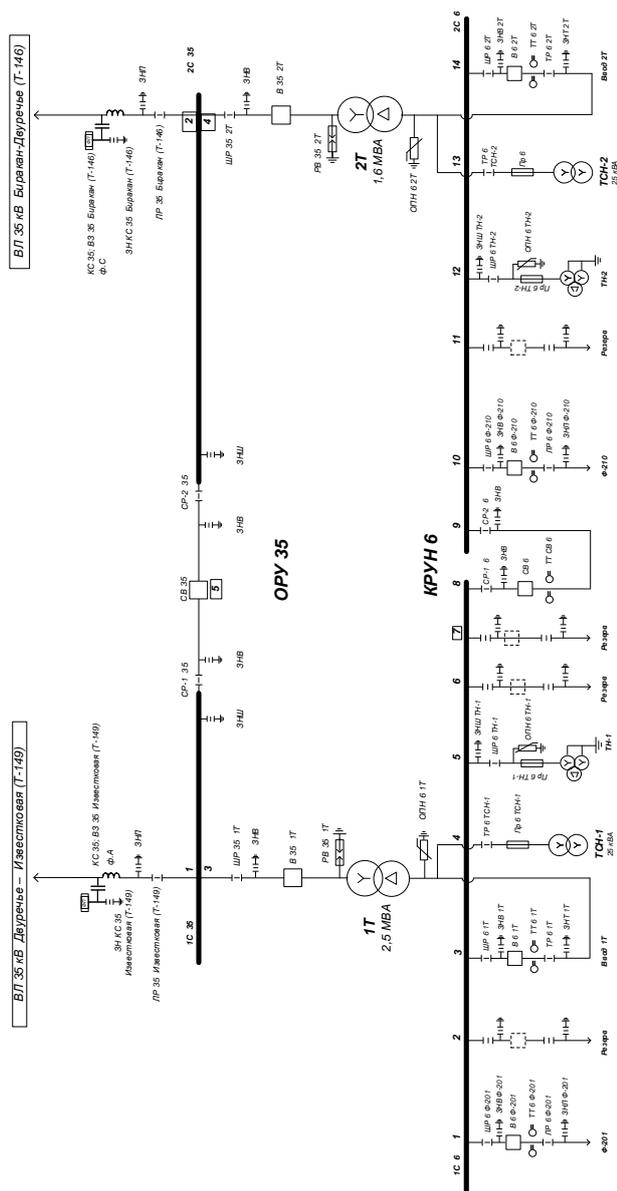


Рисунок 1 – Схема ПС 35/6 кВ Дзуречье

Существующая схема подстанции Дзуречье представлена на рисунке 1. По стороне 6 кВ схема представлена одной секционированной системой шин,

по стороне 35 кВ принята не типовая схема два блока с выключателями и автоматической переключкой со стороны линий.

Разные по мощности трансформаторы, установленные на одной подстанции, имеют в своей функциональности много отрицательных сторон. Таких, как невозможность включить трансформаторы на параллельную работу, что приводит к тому, что нагрузка на разные секции шин неодинакова. К тому же большая протяженность распределительных сетей приводит к низкому уровню напряжения на концах линий. Распределительное устройство на напряжение 6 кВ после его установки на подстанции ни разу не реконструировалось, в связи с чем, на нем до сих пор установлены экологически не актуальные масляные выключатели ВМГ-10-630. Они имеют малую надежность и требуют за собой особенного ухода, связанного с тем, что масло, используемое в выключателях, набирает влагу, а также при частых коммутациях загрязняется, что приводит к необходимости достаточно часто производить его замену и чистку непосредственно самих контактов выключателя.

По стороне 35 кВ при строительстве подстанции, также были установлены масляные выключатели ВТ-35/630-12,5У1. Данные выключатели в связи с наличием в них масла и аналогичного принципа работы имеют те же самые недостатки, что и выключатели по стороне 6 кВ.

В связи с чем, можно сделать выводы о необходимости реконструкции подстанции 35/6 кВ Двуречье. Также необходимо проанализировать возможности роста энергопотребляемости данного района, и, исходя из него, принять основные решения о необходимости реконструкции данной подстанции и распределительных сетей, питающихся от нее.

В соответствии с принятой стратегией развития Еврейской автономной области в Облученском районе, ЕАО выделяется ряд центров развития, а именно: г. Облучье, п. Известковый, п. Теплоозерск, п. Хинганск, с. Пашково, п. Биракан, с. Будукан и п. Кульдур. Формирование центров развития региона

тесно связано с необходимостью развития энергетического потенциала, инженерной и социальной инфраструктуры.

Как и везде по стране в 2023 году наблюдается рост жилого фонда, вследствие чего растет потребность в развитии энергетических мощностей. Для решения данной проблемы необходимо строительство новых котельных и очистных сооружений на территориях опережающего развития, в том числе, развитие электросетевого хозяйства.

Строительство жилого фонда на территориях опережающего развития обусловлено также планируемым увеличением поголовья населения, которое повлечет за собой потребность в развитии социальной сферы поселка Двуречье, а именно - до 2025 года потребуются строительство амбулатории, дома культуры и многофункционального спортивного зала. Ну, и, соответственно, как и везде, с увеличением населения увеличивается и потребность в сфере обслуживания, а это - строительство новой сети магазинов и объектов бытового обслуживания [5].

2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ АНАЛИЗА НАГРУЗОК И ИХ РАСЧЕТ

Реконструкция распределительной сети электроснабжения сельской местности начинается со сбора исходных данных, определения целей реконструкции и анализа существующей схемы сети. В данной работе мы взяли как объект реконструкцию инфраструктуры поселка в районе подстанции 35/6 кВ Двуречье Еврейской автономной области. Необходимость реконструкции данного участка Облученского района обусловлена увеличением объемов деревозаготовки и деревообработки АО «Эколес». Исходя из чего планируется увеличение населения п. Двуречье, вследствие которого вырастут электрические нагрузки поселка и потребуются реконструкция распределительной сети, в том числе для питания новых потребителей, таких как очистные сооружения.

Вследствие чего, последующим логичным решением будет реконструкция системы электроснабжения от ПС 35/6 кВ Двуречье. Вот этот вопрос мы и рассмотрим более подробно в данной выпускной квалификационной работе. В процессе написания работы мы рассмотрим реконструкцию понизительной трансформаторной подстанции с применением элегазовых выключателей на стороне 35 кВ и заменой низшего класса напряжения на более оптимальный – 10 кВ. Что повлечет за собой перевод всей распределительной сети на более высокий класс напряжения 10 кВ с используемых на данный момент 6 кВ. Данное решение обусловлено необходимостью увеличения пропускной способности существующей распределительной сети 6 кВ вследствие увеличения потребляемой мощности, а также большой протяженностью распределительных сетей.

При этом в рамках реконструкции возможно будет рассмотреть вопрос необходимости замены силовых трансформаторов на более мощные, вследствие увеличенных нагрузок. Для решения данной проблемы, возможно, потребуется замена одного из трансформаторов в двух трансформаторных

подстанциях, для того чтобы они были одинаковы и была возможность включить их в параллельную работу.

2.1 Определение электрических нагрузок на шинах ТП

Так как у нас есть данные контрольных замеров на существующих трансформаторных подстанциях, установленных в п. Двуречье выполненных в зимний период 2022 года, их мы и возьмем как исходные данные для дальнейших расчетов по реконструкции распределительной сети. Увеличение мощности по трансформаторным подстанциям возьмем, исходя из коэффициента роста нагрузок на 2028 год, рассчитанного правительством Еврейской автономной области в рамках проектирования генерального плана развития Облученского района Еврейской автономной области. Данные контрольных замеров и коэффициенты роста нагрузок приведем в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для расчета нагрузок

Номер подстанции	Результаты контрольных замеров, кВА	Характер нагрузки	cosφ	tgφ	Перспективный коэффициент роста нагрузок на 2028 г.
1	2	3	4	5	6
136	140	Жилые дома	0,9	0,48	1,8
133	356	Цеха по переработке зерна	0,75	0,88	2,1
141	389	Котельная, насосные	0,7	1,02	2,1
142	347	Детский сад, магазины	0,8	0,75	2,0
134	189	Жилые дома	0,92	0,43	1,8
135	52	Насосные для орошения полей	0,8	0,75	2,1
130	143	Администрация, магазины	0,8	0,75	2,0
131	395	Жилые дома	0,92	0,43	1,8

2.2 Расчет электрических нагрузок сети

Имея на руках данные контрольных замеров и информацию по перспективному увеличению нагрузки в виде коэффициентов роста нагрузки, можно рассчитать нагрузки сетей. Расчет нагрузок трансформаторных

подстанций на перспективный 2028 год проводится в соответствии с действующими в Российской Федерации «Методическими указаниями по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38 - 110 кВ сельскохозяйственного назначения» [11].

Так, в соответствии с методическими указаниями, расчетные нагрузки существующих подстанций 6/0,4 кВ на 2028 год определяются по формуле:

$$P_P = P_M \cdot K_H, \quad (1)$$

где P_M - существующая нагрузка на ТП по данным контрольных замеров с зимний период указывается в кВт;

K_H - коэффициент роста нагрузок, полученный у администрации Облученского района из проекта генерального плана развития Облученского района Еврейской автономной области.

Для примера произведем расчет перспективных нагрузок на трансформаторной подстанции № 136 установленной в п. Двуречье в соответствии с исходными данными из раздела 2.1. и формулами. Расчет нагрузок на остальных трансформаторных подстанциях будет проводиться аналогично.

Так проводим расчет для ТП 136, по формуле, приведенной выше, мощность берем по данным контрольных замеров равную 140 кВт, и повышающий коэффициент равный 1,8 для данной трансформаторной подстанции.

$$P_{P136} = 140 \cdot 1,8 = 252 \text{ кВт.}$$

После нахождения активной мощности найдем реактивную мощность нагрузки трансформаторной подстанции № 136 используя коэффициент тангенса реактивной мощности по следующей формуле умножая перспективную активную мощность 252 кВт на тангенс реактивной мощности

0,48 получаем:

$$Q_{P136} = P_{P136} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 252 \cdot 0,48 = 120,96 \text{ квар}; \quad (2)$$

Соответственно полная мощность трансформаторной подстанции № 136 находится по формуле полной мощности как корень квадратный из сумм перспективной активной мощности в квадрате и перспективной реактивной мощности в квадрате, по формуле получается:

$$S_{P136} = \sqrt{P_{P136}^2 + Q_{P136}^2} = \sqrt{252^2 + 120,96^2} = 279,53 \text{ кВА.}; \quad (3)$$

Расчёт о остальных трансформаторным подстанциям аналогичен, в связи с чем сведем результаты расчета в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчета роста нагрузок на 2028 г.

Номер подстанции	Активная мощность по данным контрольных замеров, кВт	Активная мощность на 2028 г., кВт	Реактивная мощность на 2028 г., кВар	Полная расчетная мощность на 2028 г., кВА
1	2	3	4	5
136	140	252,0	120,96	279,53
133	356	747,6	657,89	995,85
141	389	816,9	833,24	1166,88
142	347	694,0	520,50	867,50
134	189	340,2	146,29	370,32
135	52	109,2	81,90	136,50
130	143	286,0	214,50	357,50
131	395	711,0	305,73	773,95

2.3 Расчет нагрузки на шинах подстанции Дворечье

После получения реальных данных по нагрузкам трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ с учетом перспективы на 2025 года, и определения перспективных нагрузок на трансформаторных подстанциях на 2025 год, для

дальнейших расчетов и выбора оборудования необходимо определить расчетную нагрузку непосредственно на шинах подстанции 35/6 кВ Двуречье.

Определение расчетной нагрузки на шинах подстанции определяется по методике, описание которой можно прочесть в методических указаниях по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения, [11]. Как описано в данной методике, расчет суммарной активной нагрузки на шинах подстанции Двуречье проводится в первую очередь по следующей формуле, приведенной ниже, с учетом одиночной наибольшей нагрузки и добавок от остальных нагрузок учитывающий одновременность подключенной нагрузки, то есть снижение суммарной мощности на головной подстанции.

$$P_{PISC} = P_{P_{max}} + \sum P_{доб}, \quad (4)$$

где $P_{P_{max}}$ – максимальная мощность единичного потребителя при суммировании нагрузок в ТП, измеряется в кВт:

$P_{доб}$ – добавка к большей слагаемой нагрузке принимается, согласно методических указаниям по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения [11].

Применив указанную выше формулу в числовом выражении, мы получим следующую величину:

$$P_{PISC} = 816,9 + 194 + 610 + 570 + 267 + 82 + 228 + 578 = 3345,9 \text{ кВт},$$

Следующим шагом, зная активную мощность нам надо найти ее реактивную составляющую, для этого находится среднегеометрический коэффициент реактивной мощности, используя который по формулам мы найдем реактивную мощность на шинах подстанции 35/6 кВ Двуречье.

Воспользуемся формулой нахождения среднего коэффициента реактивной мощности:

$$tg\varphi_{ПС} = \frac{\sum_n tg\varphi_i}{n} \quad (5)$$

Рассчитаем коэффициент мощности на шинах подстанции 35 кВ Двуречье:

$$tg\varphi_{ПС} = \frac{0.48+0.88+1.02+0.75+0.43+0.75+0.75+0.43}{8} = 0.69,$$

После того, как нашли коэффициент реактивной мощности и зная активную нагрузку на шинах подстанции формулам, приведенным ниже находим реактивную мощность на шинах подстанции и полную мощность на шинах 6 кВ подстанции Двуречье:

$$Q_{ПС} = P_{ПС} \cdot tg\varphi_{ПС}, \quad (6)$$

Подставим в данную формулу имеющиеся нас значения активной мощности и коэффициент реактивной составляющей:

$$Q_{ПС} = 3345,9 \cdot 0.69 = 2308,7 \text{ квар},$$

Теперь найдем полную мощность на шинах подстанции Двуречье по следующей формуле:

$$S_{ПС} = \sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2}, \quad (7)$$

Подставим в формулу полученные выше выражения и найдем полную мощность на подстанции:

$$S_{ПС} = \sqrt{3345,9^2 + 2308,7^2} = 4065,1 \text{ кВА}.$$

Соответственно получается, что полная мощность подстанции составляет немногим более 4 МВА. Ниже проверим соответствие существующих трансформаторов рассчитанной мощности.

Сначала проверка идет по фактическому коэффициенту загрузки

трансформаторов в нормальном режиме:

$$K_{3\phi} = \frac{S_{PNC}}{(S_{НОМ.ТР} \cdot n)} = \frac{4065,1}{(4000 \cdot 2)} = 0,51, \quad (8)$$

А затем проверяется в послеаварийном режиме, на аварийную перегрузку, в режиме, когда один из трансформаторов вышел из строя или отключился.

$$K_{3.П/АВ} = \frac{S_{PNC}}{(S_{НОМ.ТР} \cdot (n-1))} = \frac{4065,1}{4000} = 1,02 \leq 1,4. \quad (9)$$

По результатам проверки видно, что трансформаторы соответствуют нагрузке и допустимой перегрузке, соответственно замена не требуется.

3 ВЫБОР УРОВНЕЙ НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

В электроснабжении важную роль играет правильный выбор напряжений. Напряжение во всем мире стандартизировано, для возможности использования в любой точке земного шара оборудования. Так в Российской Федерации приняты следующая стандартная линейка типовых напряжений: 0.22, 0.38, 0.66, 6.3, 10.5, 27.5, 35, 110, 220, 330, 500 кВ [6]. Напряжение измеряется в Вольтах или в данном случае в кило Вольтах.

Так распределительная сеть, непосредственно заходящая к потребителю, реализуется на напряжение 220 В и 380 В, разница заключается в том какое именно напряжение у нас берется фазное или линейное. Такая разница обусловлена типовой линейкой генераторов и трансформаторов в сети. Вся сеть реализуется трехфазной, и нулем.

Так, в квартирах все напряжение, в основном, рассчитано на 220 В, в то время, как к распределительному вводному щитку в доме может подходить 4 провода - 3 фазы и ноль и уже от него, в целях выравнивания потребляемой нагрузки, распределяются по 220 В. В связи с чем распределительное напряжение для потребителей используем 220 и 380 В.

Распределительная сеть от шин понизительной подстанции 35/6 кВ Двуречье на данный момент реализована на напряжение 6 кВ. Данное напряжение было использовано при строительстве в связи с тем, что первоначально в данном районе отсутствовали сеть 35 кВ и использовались генераторы на напряжение 6 кВ в последствии при строительстве было принято решение сэкономить и поставить подстанцию 35/6 кВ. Однако на данный момент сеть 6 кВ не справляется с постоянно растущей нагрузкой в связи с чем было принято решение о переводе распределительной сети на напряжение 10 кВ. Данное решение позволит увеличить пропускную способность существующей сети снизить потери в линиях и повысить эффективность электроснабжения.

4 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Так как местность у нас сельская, население которой в преобладающем большинстве занимается сельскохозяйственной деятельностью и лесозаготовками то в соответствии с методическими рекомендациями по проектированию распределительных сетей сельского значения в основном используются небольшие комплектные трансформаторные подстанции КТП малой мощности, до 630 кВА. Данное требование обусловлено большой протяжённостью распределительной сети и распределенной нагрузкой, в связи с чем сеть на 0,4 кВ выполнять нецелесообразно так как будут большие потери напряжения в сетях.

Комплектные трансформаторные подстанции представлены в виде одно или двух трансформаторных подстанций отпаечного или тупикового типа. А также в соответствии с рекомендациями желательны к установке мачтовые или столбовые подстанции, так как с точки зрения экономической эффективности они дешевле, проще в установке и требуют меньшего обслуживания.

Комплектные трансформаторные подстанции представляют собой металлические киоски заводского исполнения, поставляющиеся полностью готовые к установке без сборки на месте, в них есть распределительное устройство 0,4 кВ, силовые трансформаторы и приемное устройство на высоком напряжении. Трансформаторные подстанции предназначены для приема электрической энергии с напряжением в 6 (10) кВ и преобразования ее в электрическую энергию с напряжением 400 или 230 В.

Для комплектных трансформаторных подстанций предъявляют следующие требования к изготовлению в соответствии с климатическими особенностями Еврейской автономной области:

- эксплуатация в районах с умеренным климатом (с температурой от - 45 до +40 градусов),
- высота над уровнем моря не выше 1000 м.

Технически присоединение трансформаторных подстанций к питающим линиям электроснабжения осуществляется посредством установленных на подстанциях воздушных вводов с установленными в них плавкими предохранителями. В целях обеспечения безопасной эксплуатации трансформаторных подстанций подключение осуществляется через отдельно стоящий разъединитель, который обеспечивает видимый разрыв.

На низкой стороне распределение нагрузки идет по отдельным фидерам подключаемых в распределительном устройстве низкого напряжения к отдельным автоматическим выключателям в целях контроля и защиты каждого отдельного присоединения. В зависимости от типа отходящей линии и потребителя могут быть воздушные и кабельные выводы.

Основным оборудованием трансформаторной подстанции является силовой трансформатор. Которые по факту и преобразуют электроэнергию из напряжения 10 кВ в напряжение 0,4 кВ и по сути являются основным электрическим оборудованием электроэнергетических систем, обеспечивающими преобразование и распределение электроэнергии на переменном трехфазном токе от электрических станций к потребителям [6].

Силовые трансформаторы бывают различных типов видов и способов применения, так они разделяются по следующим характеристикам: тип, номинальная мощность, номинальные напряжения обмоток, потери мощности холостого хода и короткого замыкания, напряжение короткого замыкания, ток холостого хода.

В Российской Федерации для нужд населения освоено производство широкого спектра силовых трансформаторов 6(10)/0,4 кВ, в том числе трансформаторов с масляным диэлектриком мощностью до 3200 кВА и с твердым диэлектриком – сухие трансформаторы мощностью до 630 кВА [12].

Для сельской местности рекомендуется использовать самые распространённые силовые трансформаторы с масляным диэлектриком типа ТМ, ТМГ или ТМЗ. Для реконструкции распределительной сети от ПС Двуречье при замене трансформаторов 6 кВ буде использовать силовые

трансформаторы ТМГ которые имеют естественное масляное охлаждение и герметичный бак с гофро-охлаждителями, компенсирующими расширение масла в следствие температурных изменений. На таких трансформаторах регулирование напряжения происходит с использованием специального устройства, называемого ПБВ. В данных устройствах регулирование напряжения возможно только на отключенном трансформаторе. Особенностью трансформаторов является отсутствие расширительного бака, вследствие чего к ним предъявляется такое требование как повышенная прочность поэтому он должен выдерживать избыточное давление до 120 кПа. Для защиты таких трансформаторов от резкого повышения давления внутри бака при коротком межвитковом замыкании или другом развивающемся внутреннем дефекте силового трансформатора, вызванного внутренними повреждениями, служит предохранительный клапан.

4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП

Выбор силовых трансформаторов для установки в комплектные трансформаторные подстанции производится в зависимости от потребляемой нагрузки, планируемой к подключению к данному трансформатору, количества силовых трансформаторов, устанавливаемых на подстанции и оптимального коэффициента загрузки. Формула для расчета приведена ниже:

$$S_{TP} = \frac{S_{ТП}}{K_3 \cdot n_m}; \quad (10)$$

где K_3 – коэффициент загрузки или запаса и принимается для однотрансформаторных подстанций в диапазоне от 0,7-0,8, для двух трансформаторных подстанций в диапазоне от 0,6-0,7. Применение данного коэффициента гарантирует нормальную работу силового трансформатора в нормальном режиме;

n_m – количество силовых трансформаторов, планируемых к установке на подстанции;

$S_{ТП}$ – планируемая к подключению суммарная расчетная мощность потребителей, питающихся от данной ТП.

Полученную расчётную мощность сравнивают с типовой линейкой мощностей силовых трансформаторов, производимых заводами-изготовителями и выбирается ближайшее большее значение. При это в обязательном порядке должно соблюдаться условие:

$$S_{тр.ном} \geq S_{тр}; \quad (11)$$

Так как у нас не всегда будет совпадать расчетная мощность с типовой мощностью силовых трансформаторов необходимо произвести расчет фактического значения коэффициента загрузки. С целью проверки правильности выбора силовых трансформаторов. Фактический коэффициент загрузки определяется по следующей формуле:

$$K_{зф} = \frac{S_{ТП}}{(S_{НОМ.ТР} \cdot n)} \leq K_3; \quad (12)$$

Также необходимо произвести проверку выбранных трансформаторов на работу в послеаварийном режиме. Послеаварийный режим — это когда один из трансформаторов в двухтрансформаторных подстанциях вышел из строя и не работает. Проверка проводится по следующей формуле, при этом должно соблюдаться следующее условие, а именно коэффициент загрузки в послеаварийном режиме не должен превышать 1,4:

$$K_{з.П/АВ} = \frac{S_{ТП}}{(S_{НОМ.ТР} \cdot (n-1))} \leq 1.4; \quad (13)$$

После того как мы определили порядок действий по выбору силовых трансформаторов и их проверке, воспользуемся данной последовательностью действий и произведем выбор силовых трансформаторов для ТП № 136.

$$S_{ТР} = \frac{S_{ТП}}{K_3 \cdot n_m} = \frac{279,53}{0,75 \cdot 1} = 364,71 \text{ кВА.}$$

По полученной мощности 364,71 кВА выбираем из линейки типовых трансформаторов ближайший типовой трансформатор, в данном случае это 400 кВА. В связи с чем для установки на ТП № 136 применяем силовой трансформатор типа ТМГ мощностью 400 кВА с напряжениями 10/0,4 кВ.

$$400 \geq 364,71 \text{ кВА},$$

Проведем проверку выбранного трансформатора на работу в нормальном режиме и определим его фактический коэффициент загрузки:

$$K_{з\phi} = \frac{S_{ТП}}{(S_{НОМ.ТР} \cdot n)} = \frac{364,71}{(400)} = 0,91; \quad (14)$$

Как видим из расчетов, коэффициент загрузки составляет 0,91, что приемлемо для сельской местности и однострансформаторных подстанций.

Однострансформаторные подстанции на послеаварийный режим не проверяются, так как на них установлено всего по 1 силовому трансформатору. И в случае его выхода из строя, в соответствии с категорийностью потребителей в течение 12 часов производится его замена на силовой трансформатор из аварийного запаса электросетевой компании.

Расчеты по выбору силовых трансформаторов на остальных подстанциях производятся аналогично, и для удобства выбора, сравнения и анализа сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты выбора трансформаторов

Номер ТП	S _{ТП} , кВА	n _{тр} , шт	S _{ТР} , кВА	S _{ТР.НОМ} , кВА	K _{зФ}	K _{з.П/А}
2	3	4	5	6	7	8
136	279,53	1	364,71	400	0,91	-
133	995,85	2	711,321	1000	0,50	1,00
141	1166,88	2	833,486	1000	0,58	1,17
142	867,50	2	578,333	630	0,69	1,38
134	370,32	2	246,88	250	0,74	1,48

2	3	4	5	6	7	8
135	136,50	1	195	250	0,55	-
130	357,50	1	510,714	630	0,57	-
131	773,95	2	552,821	630	0,61	1,23

Анализируя полученные при расчетах результаты, выбираем силовые трансформаторы ТМГ со следующими типовыми мощностями: 250, 400, 630, 1000 кВА.

4.2 Компенсация реактивной мощности

Так как в нашем случае преобладающим характером нагрузки является сельскохозяйственная нагрузка и потребители, у которых в соответствии с [11] параметры, искажающие качество электроэнергии, отсутствуют, то компенсация реактивной нагрузки в трансформаторных подстанциях обычно не предусматривается и является экономически целесообразной при величине некомпенсированной реактивной мощности более 100 кВар [21]. Схема соединения обмоток силовых трансформаторов принята «треугольник-звезда».

Таблица 4 – Исходные данные для расчета реактивной мощности

Номер подстанции	P г., кВт	Q, кВар	S, кВА	tgφ
1	2	3	4	5
136	252	120,96	279,53	0,49
133	747,6	657,89	995,85	0,88
141	816,9	833,24	1166,88	1,01
142	694	520,5	867,5	0,75
134	340,2	146,29	370,32	0,42
135	109,2	81,9	136,5	0,75
130	286	214,5	357,5	0,75
131	711	305,73	773,95	0,42

На фактический $\text{tg} \varphi$ влияют такие факторы как использование большого количества электродвигателей, без которых не обойдется ни один бытовой предмет, будь то вентилятор или стиральная машина, или микроволновая печь. Определение фактического $\text{tg} \varphi$ определяется в соответствии с рассчитанной нагрузкой. Согласно нормативам, мероприятия по компенсации реактивной мощности необходимо проводить, если выполняется условие $\text{tg} \varphi > 0,25$ [21].

По полученным данным видно, что компенсацию реактивной мощности и выбор компенсирующих устройств необходимо осуществлять на всех ТП. Мощность компенсирующих устройств рассчитывается по формуле:

$$Q_{ку} = P_P (tg \varphi_{\Phi} - tg \varphi_{доп}), \quad (15)$$

где $tg \varphi_{\Phi}$ и $tg \varphi_{доп}$ – соответственно фактическое и дополнительное значение реактивного коэффициента мощности.

$$Q_{ку136} = 252 \cdot (0,44 - 0,25) = 60 \text{ кВар}.$$

По результатам полученных в результате расчетов выбираем следующие типы и мощности компенсирующих устройств таблица 5.

Таблица 5 – Выбор компенсирующих устройств

Номер подстанции	P г., кВт	tgφ	Q _{ку}	тип компенсирующего устройства
1	2	3	4	5
136	252	0,49	60	не требуется
133	747,6	0,88	470	АУКРМ -0,4-500-25-УХЛ1
141	816,9	1,01	624	АУКРМ -0,4-500-25-УХЛ1
142	694	0,75	347	АУКРМ -0,4-400-25-УХЛ1
134	340,2	0,42	59	не требуется
135	109,2	0,75	55	не требуется
130	286	0,75	143	АУКРМ -0,4-150-25-УХЛ1
131	711	0,42	124	АУКРМ -0,4-150-25-УХЛ1

По $Q_{ку}$ выбираются комплектные конденсаторные установки с автоматическим регулированием напряжения типов УКН и УКТ. Конденсаторные установки устанавливаются непосредственно на стороне 0,4 кВ в трансформаторных подстанциях.

5 ВЫБОР КОЛИЧЕСТВА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИИ

Выбор силовых трансформаторов на понизительной подстанции 35 кВ Двуречье в данной выпускной работе обязателен, так как при реконструкции распределительной сети мы производим перевод распределительной сети с напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ, соответственно замена силовых трансформаторов на подстанции Двуречье обязательна. Также, учитывая перспективный рост электрической нагрузки, необходимо проверить трансформаторы на перспективную нагрузку до 2028 года в связи с возможными рисками в части нехватки свободных мощностей в данном районе.

При замене количество силовых трансформаторов оставляем аналогичное существующему, то есть два силовых трансформатора расчетной мощности с номинальным классом напряжения низкой стороны 10 кВ. Применение большего количества силовых трансформаторов на подстанции экономически неоправданно и используется только на крупных трансформаторных подстанциях с потребителями собой категории надежности и при соответствующих обоснованиях.

Непосредственно сам выбор силовых трансформаторов аналогичен выбору силовых трансформаторов в распределительных сетях. Зная расчетную перспективную нагрузку на шинах подстанции, используя экономически целесообразный коэффициент загрузки и количество трансформаторов, предполагаемых к установке на подстанции по следующей формуле, находим мощность силового трансформатора.

$$S_{TP} = \frac{S_{PDC}}{K_3 \cdot n_m}, ; \quad (16)$$

где K_3 – коэффициент загрузки или запаса, для центров питания принимается равный 0,7;

n_m – число силовых трансформаторов, предполагаемых к установке на подстанции;

$S_{РПС}$ – суммарная расчетная мощность реконструируемой сети, рассчитанная выше.

Произведем определение номинальной мощности силовых трансформаторов:

$$S_{TP} = \frac{4065,1}{0,7 \cdot 2} = 2903,64 \text{ кВА},$$

Теперь по типовой линейке силовых трансформаторов 35/10 кВ найдем ближайшее большее стандартное значение силового трансформатора, при этом должно соблюдаться следующее условие:

$$S_{тр.ном} \geq S_{тр}; \quad (17)$$

$$4000 \text{ кВА} \geq 2903,64 \text{ кВА},$$

Выбираем типовую мощность равную 4000 кВА. Такой мощности с напряжениями 35/10 кВ выпускаются только силовые трансформаторы типа ТМН. Их и примем для установки силовые трансформаторы ТМН 4000/35/10 кВ

Проверим выбранные силовые трансформаторы по фактическому коэффициенту загрузки, при этом значение коэффициента загрузки должно находиться пределах 0,5-0,8. Расчет проводится по следующей формуле:

$$K_{зф} = \frac{S_{РПС}}{(S_{НОМ.ТР} \cdot n)}, \quad (18)$$

Подставим в данную формулу полученные значения и найдем фактические коэффициенты загрузки:

$$K_{зф} = \frac{4065,1}{(4000 \cdot 2)} = 0,51,$$

Полученное значение коэффициента загрузки находится в допустимых пределах, соответственно к установке принимаем трансформаторы ТМН 4000/35/10 кВ.

Теперь необходимо проверить принятые к установке силовые трансформаторы на работу в послеаварийном режиме. Когда один из трансформаторов вышел из строя или сломался, и вся нагрузка переводится на оставшийся в работе силовой трансформатор.

Необходимо проверить сможет ли один трансформаторов послеаварийном режиме прокачать через себя всю нагрузку. Проверка осуществляется по следующей формуле:

$$K_{3.П/AB} = \frac{S_{ПИС}}{(S_{НОМ.ТР} \cdot (n-1))} \leq 1.4. \quad (19)$$

Подставим в данную формулу имеющиеся у нас данные и произведем расчет коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3.П/AB} = \frac{4065,1}{4000} = 1,02 \leq 1.4.$$

Условие послеаварийного режима соблюдается, соответственно силовые трансформаторы выбраны верно.

6 ВЫБОР СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ И ЕЕ ПОДКЛЮЧЕНИЕ К ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

В Облученском районе Еврейской автономной области преобладает сельское хозяйство, что сильно влияет на схему распределительной сети, так как потребители не сконцентрированы в одном месте, а распределены по большой территории, в связи с чем строительство крупных понижающих центров нецелесообразно. Поэтому наибольшую популярность приобрели небольшие подстанции, использующие простые и наглядные схемы.

В нашем случае для выбора электрической схемы подстанции Двуречье после реконструкции будем опираться на следующие факторы:

- номинальное напряжение РУ;
- число присоединений;
- мощность присоединений;
- ответственность;
- режим работы;
- схема сети к которой присоединяется данное РУ;
- очередность сооружения и перспектива дальнейшего расширения.

Также, в соответствии с рекомендациями по проектированию к главным схемам электрических соединений предъявляют следующие требования:

- Обеспечение схемой надежного питания присоединенных к ней потребителей в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах, с учетом категоричности потребителей, наличия или отсутствия независимых резервных источников питания у потребителя.

- Обеспечение надежности транзита мощности через данную подстанцию в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах.

- Обеспечение наглядности схемы, а именно схема должна быть простой, наглядной и экономичной.

- Обеспечение схемы средствами автоматики восстановления питания

потребителей в послеаварийной ситуации без вмешательства персонала.

- Обеспечение возможности поэтапной реконструкции распределительного устройства при переходе от одного этапа к другому без значительных работ по реконструкции и перерывов в электропитании потребителей.

- Число одновременно срабатывающих выключателей в пределах одного распределительного устройства должно быть не более двух при повреждении линии, и не более четырех при повреждении силового трансформатора.

- Отключение ВЛ должно осуществляться не более чем двумя выключателями, отключение трансформаторов - не более чем тремя выключателями; чем чаще ожидается коммутации данного присоединения, тем меньше выключателей должно в них участвовать.

- Отказы выключателей в распределительных устройствах, как при нормальном, так и при ремонтном состоянии схемы не должны приводить:

а) к одновременной потере обеих параллельных транзитных линий одного направления, если учитывать повышенные требования к надежности двухцепной связи;

б) к одновременному отключению нескольких линий, при которых нарушается устойчивость работы энергосистемы.

Рассмотрим существующую схему электроснабжения подстанции 35 кВ Двуречье.

По высокой стороне на напряжение 35 кВ подстанция питается от двух линий напряжением 35 кВ - это ВЛ 35 кВ от ПС 35 кВ Известковая и ВЛ 35 кВ от ПС 35 кВ Биракан;

На низкой стороне к подстанции присоединены 2 отходящих фидера с распределительной сетью подлежащей реконструкции и переводу на другой уровень напряжения с 6 кВ на 10 кВ.

При реконструкции по стороне 35 кВ подстанции рассмотрим несколько вариантов организации исполнения схемы. А именно существующую схему, которая не типовая и похожа на схему 4Н, но с автоматической ремонтной

перемычкой представлена на рисунке 1 на странице 12. Эта схема имеет небольшое количество выключателей 35 кВ, при этом количества выключателей достаточно для отключения любого присоединения (линия и трансформатор). Схема 4Н – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий применяется при небольшой мощности устанавливаемых силовых трансформаторов, а также большой протяженности линий. Схема при присоединении трансформаторов к двум параллельным линиям или тупиковой схеме питания трансформаторов по двум линиям.

При рассмотрении существующей схемы необходимо учитывать, что для электроснабжения в сельском хозяйстве применяются, как правило, подстанции 35 кВ с упрощенной электрической схемой без выключателей со стороны высшего напряжения; мощность силовых трансформаторов таких подстанций составляет 1000—16 000 кВ·А.

Второй вариант, который мы будем рассматривать это схема 5АН – блок линия-трансформатор с выключателями, но в нашем случае два блока линия трансформатор, как указанная на рисунке 2.

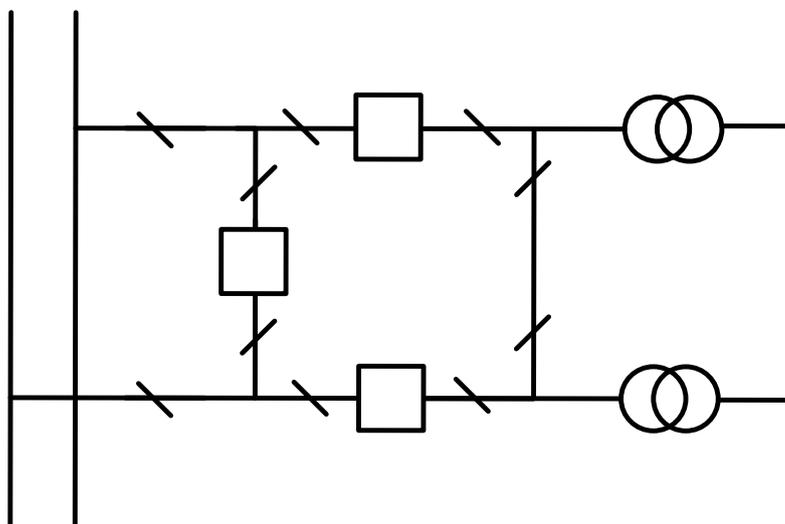


Рисунок 2 – схема 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформатора и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

Данная схема применяется, когда подстанция является тупиковой. Особенностью данной схемы является ее простота, экономичность и

достаточная надежность. При этом существуют такие риски, что при повреждении или ремонте линии, или трансформатора работа блока нарушается. Данная проблема приводит к перебоям в электроснабжении потребителя.

Схема 5АН Мостик с выключателями в цепях трансформатора и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов [33] применяется на стороне ВН 35 кВ подстанций при необходимости секционирования выключателем линий при питании от двух разных линий при необходимости организации транзита электрической энергии через подстанцию.

По результатам анализа рассматриваемых схем можно сделать выводы, о том, что существующая схема дешевле. при дальнейшей реконструкции в связи с отсутствием необходимости замены ОРУ 35 кВ, оставляем существующую схему сети 35 кВ.

7 ВЫБОР РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 10 КВ

В нашем случае работы ведутся по реконструкции всей распределительной сети 0,4-10 кВ от подстанции 35 кВ Двуречье в связи с износом распределительной сети, заменой оборудования и принятым решением по переводу подстанции на более высокий класс напряжения с 6 кВ на 10 кВ. Соответственно, необходима будет замена изоляции на более высокий класс. Для начала рассмотрим вопросы выбора схемы распределительной сети.

7.1 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Вопросы выбора оптимальной структуры и схемы распределительной сети 10 кВ имеет важное значение. Так как влияет на надежность электроснабжения, потери в сети, и другие вопросы возникающие в процессе электроснабжения. Так, например, структура и типы схем для сельской местности разительно отличаются от схем, применяемых в городской черт. В связи с чем правильно выбранная структура электрической сети определяет ее дальнейшее развитие эксплуатацию и непрерывность электроснабжения.

Применительно к системе электроснабжения от ПС 35 кВ Двуречье необходимо принимать структуру для сельской местности, а именно выполним распределительную схему в виде «простого дерева», данная структура простая, и позволяет только частичные переносы нагрузки с одной линии на другую. При этом учитывая простую схему сделана она будет на разъединителях в связи с чем все переключения выполняются медленно вручную, но в целом это решение позволяет сохранить достаточную надежность системы электроснабжения и соответствует требуемой категории надежности потребителей.

Оптимальная схема распределительной сети 10 кВ будет строиться на базе существующей распределительной сети 6 кВ, что позволит избежать дополнительных трат на проект полосы отвода и выкуп новых участков земли.

Для определения оптимального варианта запроектируем несколько вариантов, и укажем их на листах графической части, а потом посредством технико-экономического сравнения выберем оптимальный вариант схемы электроснабжения по минимальным капитальным затратам на реконструкцию, по удобству обслуживания, минимальным длинам линий и минимальному количеству коммутационного оборудования.

Экономическое сравнение будем проводить по укрупненным капитальным затратам. Поэтому суммарные капитальные затраты по каждому из вариантов складываются из затрат на линии и затрат на трансформаторные подстанции по следующей формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{удлЭП} \cdot L_{лЭП} + K_{КТП} \cdot N_{КТП}. \quad (20)$$

где $K_{удлЭП}$ – удельная стоимость затрат на строительство одного километра линии электропередачи напряжением 10 кВ;

$L_{лЭП}$ – суммарная протяженность реконструируемых линий электропередач по каждому варианту сети;

$K_{КТП}$ – стоимость затрат на строительство комплектной трансформаторной подстанции;

$N_{КТП}$ – количество КТП предусматриваемых по данному варианту.

Для возможности нормального анализа и визуализации проведенной работы результаты сравнения занесем в таблицу 6.

Таблица 6 – Определение оптимальной схемы электроснабжения

Показатель сравнения	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	2	3	4
Общая протяженность линий, км.	5,072	7,85	5,102
Количество коммутационных аппаратов (выключатели нагрузки, вакуумные выключатели), шт.	18	32	20
Капитальные затраты на строительство и материалы, тыс. руб.	5356,86	5938,9	5361,4

1	2	3	4
Оценка удобства эксплуатации	5	4	3
Выводы:	Подходит	Не подходит	Не подходит

После сведения всех данных в табличную форму, проанализируем полученную информацию. По результатам технико-экономического сравнения разработанных вариантов электрической сети склоняемся к первому варианту, так как он более дешевый и требующий меньших эксплуатационных затрат, данный вариант основан на петлевой схеме. Также правильность выбора первого варианта подтверждает тот факт, что в сети наличествует некоторое количество потребителей первой категории – детский сад, насосные, соответственно при использовании петлевой схемы выполнится требование категоричности для данных потребителей.

Поэтому для дальнейших расчетов и реконструкции его и принимаем за основной.

7.2 Выбор и проверка сечений линий 10 кВ

Для выбранного варианта реализации распределительной сети 10 кВ – петлевой вариант схемы электроснабжения - необходимо найти и выбрать сечение проводов сети 10 кВ. В целях решения данной задачи в соответствии с требованиями норм проектирования сначала находится точка потокораздела сети. Точка потокораздела - это место распределительной сети, в котором поток мощности меняет свой знак на противоположный, соответственно меняется направление мощности. В данной точке для нормальных режимов работы сети целесообразно устанавливать разъединитель, или другой коммутационный аппарата в целях поддержания разомкнутого режима сети, и только в послеаварийных режимах петлевая схема замыкается.

Перед определением точки потокораздела необходимо определить сечение линии. В петлевой схеме, в послеаварийном режиме вся нагрузка сети подключена к одному питающему фидеру, соответственно, при разных режимах работы сети, головные участки сети могут быть как началом сети, так и ее концом. В связи с чем необходимо принять сечение по всей длине линии

одинаковым, максимальным относительно полной нагрузки сети, с целью возможности прокачивания всей мощности сети и поддержания нормального уровня напряжения в сети в послеаварийном режиме.

Определение сечения петлевой сети 10 кВ произведем по расчетному длительно допустимому току. Для этого сначала находится расчетный рабочий ток на головном участке петли в сети 10 кВ, при некоторых допущениях, а именно при условии равномерности распределения нагрузки по фазам. Определение рабочего тока проводится по следующей формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{U_H \cdot \sqrt{3}}; \quad (21)$$

где S_p – суммарная расчетная нагрузка всей сети 10 кВ, питающейся от данной петли, определяется в кВА;

U_H – номинальное напряжение сети, после перевода на новый уровень принимается равным 10 кВ.

Произведем расчет полной суммарной нагрузки в числовом выражении полную суммарную нагрузку всех трансформаторных подстанций;

$$S_{\text{III}} = \sqrt{(\sum P_{\text{III}})^2 + (\sum Q_{\text{III}})^2} = \sqrt{(252 + 747,6 + 816,9 + 694 + 340,2 + 109,2 + 286 + 711)^2 + (120,9 + 657,98 + 833,2 + 520,5 + 146,3 + 81,9 + 214,5 + 305,7)^2} = 4894,61 \text{ кВА}; \quad (22)$$

По формуле, приведенной выше, находим в числовом выражении рабочий ток в сети:

$$I_p = \frac{S_p}{U_H \cdot \sqrt{3}} = \frac{\sum S_{\text{III}}}{U_H \cdot \sqrt{3}} = \frac{4894,61}{10,5 \cdot \sqrt{3}} = 269,13 \text{ А}; \quad (23)$$

После расчетов рабочего тока по справочникам находим ближайшее более значение номинального тока проводников, при этом должно соблюдаться следующее условие:

$$I_{расч} \leq I_{доп}; \quad (24)$$

где $I_{доп}$ - длительно допустимый по условиям нагрева ток провода, берется из справочников.

$$269,13 \leq 310;$$

Ближайшее большее значение длительно-допустимого тока изолированных проводов типа СИП-3 составляет 310 Ампер. Это провод сечением 70 мм². Особенностью данного провода является его однофазность, соответственно для установки и монтажа принимается 3 провода СИП-3 1x70, по 1-му проводу на каждую фазу соответственно.

После выбора сечения провода его надо будет проверить на термическую стойкость к токам короткого замыкания и допустимой потере напряжения, данные расчеты будут возможны после определения токов короткого замыкания в разделах ниже по соответствующим формулам для расчета каждой величины, учитывая соответствующие конфигурации сети.

7.3 Определение точек потокораздела сети

После определения сечения проводов сети 10 кВ в петлевой схеме необходимо найти точки потокораздела с целью организации нормальной работы сети. При определении точек потокораздела в петлевых схемах в расчётах будем учитывать только активных сопротивления линий электропередачи, так как индуктивные сопротивления проводов СИП-36 небольшой величины в сети 10 кВ и ими можно пренебречь.

Перед тем как приступить к расчетам точки потокораздела сформируем упрощенную схему сети для расчетов потоков электрической мощности. Схему представим на рисунке 3. На данной схеме с целью упрощения расчетов и адаптации режима сети сопротивления сети и центр питания условно разделены на два, при этом учитывая, что это петлевая схема фактически это одна и та же точка. Дополнительно еще одним упрощением, допущенным при расчетах будет отсутствие потерь мощности на участках сети.

По результатам расчетов у нас будет определена точка, в которой экономически целесообразно будет разомкнуть существующую сеть, где модуль потока мощности наименьший.

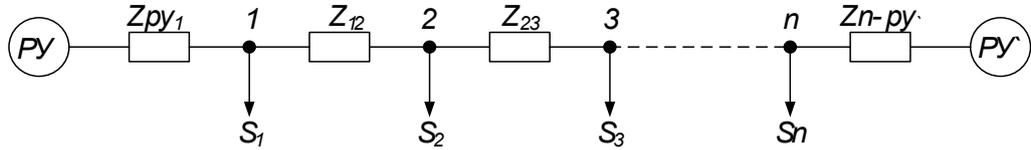


Рисунок 3 – Общая схема сети

По данной схеме найдем потоки мощности на головных участках, это и будет у нас исходными данными. Также для нахождения остальных параметров сформируем таблицу 7, в которую в зависимости от длины участков линий внесем данные по активному и реактивному сопротивлению участков сети.

Таблица 7 – Исходные данные для расчета потока раздела

Участок линии	длина, км	активное сопротивление участка, Ом	реактивное сопротивление участка, Ом
1	2	3	4
РУ10-ТП136	0,2	0,10	0,01
ТП136-ТП133	0,152	0,07	0,01
ТП133-ТП141	0,36	0,18	0,02
ТП141-ТП134	0,35	0,17	0,02
ТП134-ТП135	1,3	0,64	0,08
ТП135-ТП142	0,95	0,47	0,06
ТП142-ТП131	0,085	0,04	0,01
ТП131-ТП130	1,54	0,76	0,09
ТП130-РУ10	0,135	0,07	0,01

Используя мощности на головных участках и данные по сопротивлениям сети найдем потоки мощности по следующим формулам:

$$\begin{aligned}
 S_{PV-ТП136} &= \frac{S_{ТП136} \cdot Z_{ТП136-PV}^* + S_{ТП133} \cdot Z_{ТП133-PV}^* + S_{ТП141} \cdot Z_{ТП141-PV}^* +}{Z_{PV-PV}^*} \\
 &\frac{S_{ТП134} \cdot Z_{ТП134-PV}^* + S_{ТП135} \cdot Z_{ТП135-PV}^* + S_{ТП142} \cdot Z_{ТП142-PV}^* + S_{ТП131} \cdot Z_{ТП131-PV}^* +}{Z_{PV-PV}^*} \\
 &+ \frac{S_{ТП130} \cdot Z_{ТП130-PV}^*}{Z_{PV-PV}^*} = 2215,01 + i \cdot 1660,24 \text{ кВА};
 \end{aligned} \tag{25}$$

$$\begin{aligned}
S_{PY-PY} = & \frac{S_{ТП130} \cdot Z^*_{ТП130-PY} + S_{ТП131} \cdot Z^*_{ТП131-PY} + S_{ТП142} \cdot Z^*_{ТП142-PY} +}{Z^*_{PY-PY}} \\
& \frac{S_{ТП135} \cdot Z^*_{ТП135-PY} + S_{ТП134} \cdot Z^*_{ТП134-PY} + S_{ТП141} \cdot Z^*_{ТП141-PY} + S_{ТП133} \cdot Z^*_{ТП133-PY} +}{Z^*_{PY-PY}} \\
& + \frac{S_{ТП136} \cdot Z^*_{ТП136-PY}}{Z^*_{PY-PY}} = 1503,94 + i \cdot 984,16 \text{ кВА};
\end{aligned}
\tag{26}$$

Далее воспользуемся основополагающими законами физики, а именно первым законом Кирхгофа, «сумма потоков мощности сходящихся в узле и направление мощности равно нулю». В связи с чем в соответствии со схемой для расчета и потокам мощности на головных участках находим дальнейшие потоки мощности на остальных участках петлевой сети.

$$S_{ТП136-ТП133} = S_{PY10-ТП136} - S_{ТП136} = 1963,07 + j \cdot 1539,28 \text{ кВА}; \tag{27}$$

$$S_{ТП133-ТП141} = S_{ТП136-ТП133} - S_{ТП133} = 1215,42 + j \cdot 881,39 \text{ кВА}; \tag{28}$$

$$S_{ТП141-ТП134} = S_{ТП133-ТП141} - S_{ТП141} = 398,52 + j \cdot 48,15 \text{ кВА}; \tag{29}$$

$$S_{ТП134-ТП135} = S_{ТП141-ТП134} - S_{ТП134} = 58,32 - j \cdot 98,14 \text{ кВА}; \tag{30}$$

$$S_{ТП135-ТП142} = S_{ТП134-ТП135} - S_{ТП135} = -50,88 - j \cdot 180,04 \text{ кВА}; \tag{31}$$

В результате проведения несложных расчетов видно, что поток реактивной мощности на участке линии ТП141-134 меняет знак на противоположный, а поток активной мощности меняет знак на участке ТП135-ТП142. Такая ситуация, когда направление мощности меняет свой знак в разных местах для активной и реактивной мощностей, является частным случаем; в этом случае примем точку потокораздела на ТП135.

Для проверки правильности произведенных расчетов, выполним расчеты потоков мощности с другого конца линии, величины передаваемой мощности должны соответствовать друг другу.

$$S_{ТП130-ТП131} = S_{РУ10-ТП130} - S_{ТП130} = 1217,94 + j \cdot 769,66 \text{ кВА}; \quad (32)$$

$$S_{ТП131-ТП142} = S_{ТП130-ТП131} - S_{ТП131} = 506,94 + j \cdot 463,93 \text{ кВА}; \quad (33)$$

$$S_{ТП142-ТП135} = S_{ТП131-ТП142} - S_{ТП142} = 50,833 + j \cdot 180,04 \text{ кВА}; \quad (34)$$

$$S_{ТП135-ТП134} = S_{ТП142-ТП135} - S_{ТП135} = -58,32 + j \cdot 97,14 \text{ кВА}. \quad (35)$$

Как видно по результатам проверки, расчеты выполнены верно. Определение потоков мощности во второй петле петлевой схемы выполняется аналогичным образом по закону Кирхгофа, по результатам расчета получилось, что точкой потокораздела для второй петли будет ТП 1335.

7.4 Проверка потерь напряжения на участках сети

После того как определили сечение проводов и точку потокораздела необходимо проверить выбранное сечение проводов на отклонение напряжения. В целях выполнения проверки берётся напряжение на шинах подстанции 35 кВ Двуречье равное 10,5 кВ, и определяются потери напряжения на участках сети, в результате получается напряжение на конечных участках сети, которое в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013 [15] не должно в нормальном режиме превышать 5%, а в предельных значениях не должно превышать 10% [29].

Для определения потерь напряжения на участках сети воспользуемся всем известными формулами, учитывающими сопротивления участков линии их протяжённость и передаваемую мощность. Формула для расчета приведена ниже.

$$\Delta U = \frac{1}{U_n} \cdot (r_0 \cdot \sum P_m \cdot l_m + x_0 \cdot \sum Q_m \cdot l_m) \cdot 100\%, \quad (36)$$

где P_m – активная мощность в ответвлении в точке m линии, кВт;

Q_m - реактивная мощность в ответвлении в точке m линии, квар;

l_m – длина участка линии от ЦП до точки m , км;

U_n - номинальное напряжение от ПС Двуречье, кВ;

r_0 и x_0 - удельные активное и индуктивное сопротивления выбранного сечения провода, Ом/км.

Для проверки потери напряжения возьмем участок от ПС 35 кВ Двуречье до ТП135, применив вышеуказанную формулу в числовом выражении мы получим следующие данные:

$$\Delta U = \frac{1}{10000} \cdot (0,493 \cdot (252 \cdot 0,2 + 747,6 \cdot 0,152 + 816,9 \cdot 0,36 + 340,2 \cdot 0,35 + 109,2 \cdot 1,3) + 0,06 \cdot (120,96 \cdot 0,2 + 657,89 \cdot 0,152 + 833,24 \cdot 0,36 + 146,29 \cdot 0,35 + 81,9 \cdot 1,3)) \cdot 100\% = 3,895 \%;$$

Также для удостоверения правильности выбранного сечения проверим потерю напряжения на участке РУ 10 кВ ПС 35 кВ Двуречье ТП142:

$$\Delta U = \frac{1}{10000} \cdot (0,493 \cdot (214,5 \cdot 0,135 + 305,73 \cdot 1,54 + 520,5 \cdot 0,085) + 0,06 \cdot (357,5 \cdot 0,135 + 773,95 \cdot 1,54 + 520,5 \cdot 0,085)) \cdot 100\% = 3,453 \%;$$

Анализируя полученные результаты можно сделать выводы, что потеря напряжения на участках сети не превышает нормально допустимое значения потерь напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 [15].

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

После того, как мы выбрали схему сети и основное силовое оборудование, устанавливаемое после реконструкции, необходимо провести расчет токов короткого замыкания. Расчет токов короткого замыкания (ТКЗ) необходим для выбора и проверки оборудования и токоведущих частей системы электроснабжения (трансформаторных подстанций, линий электропередачи, оборудования подстанции) на термическую и динамическую стойкость к ТКЗ, а также, для выбора и расчета устройств РЗА. Причины необходимости проверки оборудования на действие ТКЗ кроются в особом режиме работы при возникновении ТКЗ. ТКЗ является ненормальным режимом работы сети, при котором в месте повреждения резко увеличивается величина тока, а значит, происходит сверхдопустимый нагрев проводника, изоляции, что объясняет термическое разрушающее действие КЗ. Помимо термического воздействия при ТКЗ возникают динамические разрушающие воздействия. При расчетах ТКЗ наиболее опасным является трёхфазное КЗ, при котором все три фазы накоротко замыкаются металлическим предметом, например, при жесткой ошиновке одна из секций ошиновки падает на другую секцию и перекрывает все 3 фазы, в этом случае токи имеют максимальные значения, а значит, и влекут за собой максимальное разрушающее действие.

Однако, при режиме ТКЗ очень большое количество факторов влияет на его значение и протекание, которые при расчетах учесть проблематично. В связи с чем в электроэнергетике в соответствии с [28] принят ряд допущений. А именно:

- Расчётное напряжение каждой ступени схемы электроснабжения принимается на 5% выше номинального значения [28].
- КЗ наступает в момент времени, при котором ударный ток КЗ будет иметь наибольшее значение [28].

– Сопротивление места КЗ считается равным нулю (металлическое КЗ) [28].

– Не учитываю сдвиг по фазе ЭДС различных источников питания, входящих в расчётную схему. Источник питания принимаю единым в качестве системы (ЕЭС) с бесконечно большой полной мощностью $S_{\text{СИС}} = \infty$ [28].

– Не учитываю ёмкости, а, следовательно, ёмкостные токи в воздушных и кабельных сетях. – Не учитываю токи намагничивания трансформаторов [28].

– Напряжение системы (ЕЭС) остается неизменным. – Полная симметрия трехфазной системы [28].

– Не учитываю увеличение суммарного тока КЗ со стороны электродвигателей более низких уровней напряжения, чем уровень напряжения точки КЗ [28].

Также при проверке на действие ТКЗ учитывается двухфазный ток короткого замыкания с учетом ремонтных режимов сети, при котором отключена часть источников питания и ветвей связи, для того чтобы этот ТКЗ были минимальным. Это необходимо для проверки оборудования релейной защиты на чувствительность к ТКЗ.

При расчетах ТКЗ первым делом составляется расчетная схема распределительной сети по предполагаемому расчету ТКЗ. Для этого в расчетную схему вводятся все элементы сети электроснабжения, участвующие в расчетах, и все электрические и магнитные связи, которые в схеме замещения представляются сопротивлениями. Сопротивления делятся на активные и индуктивные; сопротивления имеют все элементы сети, трансформаторы, линии, при этом в связи с малой длиной питающих отпаяк ВЛ, можно пренебречь их индуктивной составляющей, для практических расчетов с необходимой точностью достаточно будет величин активных сопротивлений схемы замещения.

Также в расчетной схеме необходимо учитывать генерирующие источники в нашем случае – это система выше ПС 35 кВ Двуречье, которая вводится в схему замещения в виде соответствующего ЭДС.

Составляется расчетная схема для расчетов токов КЗ в петлевой схеме сети 10 кВ от ПС 35 кВ Двуречье. Расчетной схемой для сети 10 кВ является схема от шин подстанции Двуречье до шин ТП, схема для расчета токов КЗ показана на листе графической части.

По расчетной схеме формируется схема замещения, также представленная на листе графической части. Схема замещения — это однолинейная схема с указанием всех элементов электроустановки и их параметров, влияющих на величину тока КЗ и поэтому они должны быть учтены при выполнении расчетов.

Далее на схеме замещения выбираются точки короткого замыкания для наиболее приближенного участка линии и наиболее удаленная точка. Ближайшая точка короткого замыкания необходима для определения максимальной величины ТКЗ и участвует в проверке оборудования на действие ТКЗ, а наиболее удаленная точка необходима для определения минимального ТКЗ участвующего в проверке чувствительности релейной защиты.

Все расчеты ТКЗ будут вестись в относительных единицах с приближенным приведением. Для этого необходимо определить базисные показатели напряжения и мощности. Так как расчет будет проводиться в сети 10 кВ, то наиболее логичным будет за базисное напряжение взять номинальное напряжение, возьмем за базисное $1,05 \cdot U_{ном}$. Базисную мощность возьмем кратную 10. Примем базисную мощность равную 100 МВА.

Теперь по закону Ома можно найти базисный ток, который:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}; \quad (37)$$

Затем определяется сопротивление системы. В нашем случае в связи с отсутствием технических данных по величинам ТКЗ на стороне 35 кВ подстанции, сопротивление системы возьмем по максимальному току, исходя из максимальной отключающей способности выключателя 35 кВ на головном участке сети по следующей формуле:

$$X_C = \frac{U_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot I_{отк}}; \quad (38)$$

где $I_{отк}$ – максимальная отключающая способность выключателя на головном участке, в соответствии с его паспортными данными равна 12,5 кА.

Соответственно по формуле, указанной выше сопротивление системы будет равно:

$$X_C = \frac{U_{ср.}}{\sqrt{3} \cdot I_C} = \frac{35,5}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 1,64; \quad (39)$$

Теперь найдем сопротивления остальных элементов расчетной схемы, влияющих на расчеты ТКЗ. Сопротивление линий 10 кВ участвующих в расчете ТКЗ находятся по формуле:

$$X_{л}^* = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{1}{n_{ц}} \cdot \frac{S_B}{U_B^2}; \quad (40)$$

где L – длина участка линии в километрах,

$n_{ц}$ – число цепей линии;

$X_{уд}$ – удельное сопротивление линии измеряется в Ом/км.

Находим активные и индуктивные сопротивления участков линии по расчетной схеме указанной на листе графической части.

$$X_{л1}^* = 0,06 \cdot 0,2 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,011 \text{ о.е.};$$

$$X_{л2}^* = 0,06 \cdot 0,152 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,008 \text{ о.е.};$$

$$X_{л3}^* = 0,06 \cdot 0,36 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,02 \text{ о.е.};$$

$$X_{л4}^* = 0,06 \cdot 0,35 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,019 \text{ о.е.};$$

$$X_{Л5}^* = 0,06 \cdot 1,3 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,071 \text{ о.е.};$$

$$X_{Л6}^* = 0,06 \cdot 0,47 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,052 \text{ о.е.};$$

$$X_{Л7}^* = 0,06 \cdot 0,085 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,005 \text{ о.е.};$$

$$X_{Л8}^* = 0,06 \cdot 1,54 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,084 \text{ о.е.};$$

$$X_{Л9}^* = 0,06 \cdot 0,135 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,007 \text{ о.е.};$$

$$R_{Л1}^* = 0,493 \cdot 0,2 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,089 \text{ о.е.};$$

$$R_{Л2}^* = 0,493 \cdot 0,152 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,068 \text{ о.е.};$$

$$R_{Л3}^* = 0,493 \cdot 0,36 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,161 \text{ о.е.};$$

$$R_{Л4}^* = 0,493 \cdot 0,35 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,157 \text{ о.е.};$$

$$R_{Л5}^* = 0,493 \cdot 1,3 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,581 \text{ о.е.};$$

$$R_{Л6}^* = 0,493 \cdot 0,95 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,425 \text{ о.е.};$$

$$R_{Л7}^* = 0,493 \cdot 0,085 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,038 \text{ о.е.};$$

$$R_{Л8}^* = 0,493 \cdot 1,54 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,689 \text{ о.е.};$$

$$R_{Л9}^* = 0,493 \cdot 0,135 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,06 \text{ о.е.};$$

После того как нашли величины всех элементов схемы замещения приступим к расчету непосредственно самих ТКЗ.

Величина тока трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{E''}{Z_*} \cdot I_B; \quad (41)$$

где Z — полное сопротивление от системы до ТКЗ, и находится по формуле:

$$Z_* = \sqrt{(\Sigma x_{лл} + x_{сист} + x_{мп})^2 + (\Sigma r_{лл})^2}; \quad (42)$$

где $\Sigma r_{лл}$ — активное сопротивление сети от системы до ТКЗ;

$\Sigma x_{лл}$ — реактивное сопротивление сети от системы до ТКЗ;

$x_{сист}$ — реактивное сопротивление системы найденное выше.

Величина тока двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)}; \quad (43)$$

Величина ударного тока определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_k^{(3)}; \quad (44)$$

где $K_{уд}$ — ударный коэффициент, который определяется по формуле:

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (45)$$

где T_a — постоянная времени затухания, определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\Sigma x}{\omega \cdot \Sigma \cdot r}; \quad (46)$$

После описания всех формул, участвующих в расчётах КТЗ приступим к расчетам ТКЗ в точке К1, схема для расчета показана на листе графической части.

Величина полного сопротивления схемы до точки К1:

$$Z = X_{сист} = 1,64; \quad (47)$$

Величина тока трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_k^{(3)} = \frac{E_*''}{Z_*} \cdot I_B = \frac{1}{1.64} \cdot 5.5 = 3.35 \text{ кА}; \quad (48)$$

Величина тока двухфазного КЗ в точке К1:

$$I_{k.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3.35 = 2,9 \text{ кА}; \quad (49)$$

Величина постоянной времени затухания в точке К1:

$$T_a = \frac{x_C}{\omega} = \frac{1.64}{314} = 0,0052; \quad (50)$$

Величина ударного коэффициента в точке К1:

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0052}} = 1,146; \quad (51)$$

Величина ударного тока в точке К1:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_k^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,146 \cdot 3.35 = 5,43 \text{ кА}, \quad (52)$$

Таким образом мы рассчитали все показатели ТКЗ в точке К1, по остальным точкам расчет величин токов ведется аналогично по вышеуказанным формулам, для большей наглядности результаты расчета занесем в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчет токов КЗ

Точка КЗ	Ток трехфазного КЗ, кА	Ток двухфазного КЗ, кА	Постоянная времени затухания, с	Ударный коэффициент	Ударный ток, кА
1	2	3	4	5	6
К1	3,35	2,9	0,0052	1,146	5,43
К2	3,34	2,89	0,0052	1,146	5,41
К3	2,55	2,21	0,0069	1,235	4,45
К4	2,67	2,31	0,0066	1,189	4,49

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

На данный момент определены все необходимые параметры и сделаны расчеты, определяющие конфигурацию основного оборудования на ПС 35 кВ Двуречье, в распределительной сети 10 кВ и непосредственно в трансформаторных подстанциях. Можно приступать к выбору и проверке основного силового оборудования, принимаемого к установке в данной выпускной квалификационной работе. Начнем с выбора оборудования на ПС 35 кВ Двуречье.

9.1 Выбор оборудования 35 кВ

На подстанции 35 кВ Двуречье по стороне высшего класса напряжения 35 кВ реконструкции и замене подлежит следующее оборудование: ошиновка 35 кВ, разъединители 35 кВ в комплекте с заземляющими ножами; силовые выключатели 35 кВ, ограничителей перенапряжения, трансформаторов тока 35 кВ.

Начнем выбор оборудования с основного коммутационного оборудования используемого в электроэнергетике с разъединителей и выключателей.

Разъединитель – коммутационный аппарат, предназначенный для проведения операций включения и отключения участков электрической цепи без нагрузки, но под напряжением или без него, с созданием видимого разрыва.

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для проведения операций включения и отключения участков электрической цепи при нормальных и аварийных режимах работы сети под нагрузкой.

Выбор коммутационного оборудования происходит по следующей методике.

Находится ток в утяжеленном режиме, проходящий по сети по формуле:

$$I_{n/a} = \frac{1,4 \cdot S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \text{ кА}; \quad (53)$$

Затем находится показатель термической стойкости выключателя к ТКЗ:

$$B_K = I_{н.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (54)$$

Для нахождения этого показателя сначала определяется номинальное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для произвольного момента времени, которое позволяет оценить возможность отключения выключателем аperiodической составляющей ТКЗ по следующей формуле.

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{ном.откл} \cdot \beta_n; \quad (55)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе.

Значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для заданного периода времени τ находится по формуле:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о} \cdot e^{-\frac{0,025}{T_a}} \text{ кА}; \quad (56)$$

Находим показатель термического импульса в заданный момент времени находится по формуле:

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}; \quad (57)$$

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости, кА;

$t_{терм}$ - время протекания КЗ, с.

9.1.1 Выбор выключателей и разъединителей 35 кВ.

Существует огромное количество видов и типов выключателей 35 кВ в зависимости от ряда факторов. Района установки, температурного режима установки принципа гашения дуги и других факторов. Обычно выключатели 35 кВ конструктивно имеют встроенные в них трансформаторы тока с различными вариантами коэффициентов трансформации в зависимости от нагрузки.

Для установки выбираем элегазовые баковые выключатели наружной установки ВГБЭ 35 кВ категории размещения УХЛ1, которые в соответствии с рекомендациями завода изготовителя рекомендуется укомплектовывать разъединителями типа: РГ-35/1000 УХЛ1.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{отк.} \cdot \frac{\beta}{100} = \sqrt{2} \cdot 31.5 \cdot \frac{25}{100} = 11.1 \text{ кА}.$$

Таблица 9 – Выбор выключателей и разъединителей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		ВГБЭ-35Ш-31,5/630 УХЛ1	РГ-35/1000 УХЛ1
1	2	3	4
$U_{н.выкл} > U_{уст}$ кВ	35	35	35
$I_{н.в} > I_{р.м.}$ А	94	1000	1000
$I_{отк} \geq I_{\pi t}$	2,9	11,1	-
$I_{np} \geq I_{по}$ кА	3,35	31,5	40
$i_{np.c} \geq i_{yo}$ кА	5,43	64	63
$I_T^2 \times t_T \geq BK$ кА ² ·с	5,4	25 ² ·4=2500	16 ² ·4=1024
Привод		Моторный	Ручной ПРГ-01-5 УХЛ1

9.1.2 Выбор трансформаторов тока 35 кВ

Трансформаторы тока являются вторичным оборудованием и предназначены для релейной защиты. Они уменьшают первичный ток до значений допустимых в цепях релейной защиты, измерительных приборов и реле. А также служат как разделительные трансформаторы для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Выбор трансформаторов тока осуществляется по номинальному напряжению, номинальному первичному току и проверяются по электродинамической и термической стойкости к токам короткого замыкания. Выбираем встроенные трансформаторы тока типа: ТВ-35А -300/5.

Проверка на динамическую и термическую стойкость.

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad (58)$$

$$11,8кА \geq 5,43кА$$

Проверку на термическую и динамическую стойкость выбранные трансформаторы тока 35 кВ проходят. Класс точности 0.5.

Таблица 10 - Паспортные данные трансформатора тока

Тип ТТ	U _н , кВ	Ном. ток		Z ₂	Динамическая стойкость		Термическая стойкость		
		I _{ном}	I _{2ном}		Кд	i дин.	Кт	Iт	tт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТВ-35-А-400/5	35	400	5	2,0		63		10	3

Таблица 11 - Выбор встроенных трансформаторов тока

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		ТВ-35-III-400/5
1	2	3
$U_{н.тт} \geq U_{уст}$ кВ	35	35
$I_{1тт} \geq I_{рм}$	305	400
$i_{дин} \geq i_{уд}$ кА	5,43	11.8
$I_T^2 \times t_T \geq BK$ кА ² ·с	5,4	10 ² ·3=300 кА ² с

Проверим выбранные трансформаторы тока 35 кВ по классу точности, для этого необходимо знать вторичную нагрузку всех элементов сети предполагаемых к подключению к трансформатору тока и итоговое сопротивление вторичной цепи должно быть меньше или равно допустимому полному сопротивлению выбранного трансформатора тока при заданном классе точности.

$$R_{кат} \geq R_{номт} + R_{приб} + R_{пров}; \quad (59)$$

Сопротивление вторичной сети складывается из сопротивления переходных контактов, сопротивления проводов и сопротивлений приборов.

Сопротивления переходных контактов принимается равным:

$$R_{конт} = 0,05 \text{ Ом.}$$

Сопротивление приборов подключаемых к трансформаторам тока определяются по формуле:

$$R_{прб} = \frac{S_a}{I_{2mm}^2} = \frac{1,3}{25} = 0,052 \text{ Ом.} \quad (60)$$

где S_a – мощность наиболее загруженной фазы, нагрузка приборов учета приведена в таблице 12.

$I_{2тг}^2$ - номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока

Таблица 12 - Вторичная нагрузка встроенных трансформаторов тока

Обозначение	Тип прибора	Нагрузка по фазам		
		3	4	5
1	2	3	4	5
PI ,PK	ПСЧ-4АР.05.2	0,3		0,3
РА	Э8021	0,5		
PW	Д-335	0,5		
Итого:		1,3		0,3

Найдем сопротивление проводов:

$$R_{пров} = R_{кат} - R_{конт} - R_{прб} = 2,0 - 0,052 - 0,1 = 1,848 \text{ Ом;} \quad (61)$$

где $R_{кат}$ – номинальная нагрузка в Ом для класса точности трансформатора тока равного 0,5.

Определим длину проводов:

$$l_p = K_{сх} \cdot l = 1,73 \cdot 40 = 69,2 \text{ м;} \quad (62)$$

где $K_{сх}$ – коэффициент зависимости, зависящий от схемы соединения трансформаторов тока.

Найдем минимально допустимое сечение проводов:

$$F = \frac{l_p \cdot \rho}{R_{пров}} = \frac{69,2 \cdot 0,0283}{1,848} = 1,05 \text{ мм}^2; \quad (63)$$

Минимально допустимое сечение проводов получилось 1 мм², по условиям механической прочности и в целях уменьшения потерь напряжения принимаем контрольный кабель АКВРГ 4 мм².

9.1.3 Выбор трансформаторов напряжения 35 кВ

На подстанции для питания цепей релейной защиты и автоматики, а также понижения высокого напряжения до стандартного значения в 100 В. Также трансформатор напряжения работает как разделительный трансформатор для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения, выбирают по форме исполнения, конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и вторичной нагрузке. Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбираются по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности и схеме соединения обмоток.

Сначала определимся с перечнем приборов и оборудования планируемых к подключению ко вторичным цепям трансформатора напряжения. Для возможности анализа данную нагрузку внесем в таблицу 13 и посчитаем суммарную нагрузку, подключаемую к трансформатору напряжения.

Таблица 13- Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Обозначение	Тип прибора	Кол-во обмоток	Кол-во приборов	S Обм.	S В·А
1	2	3	4	5	6
PI ,PK	ПСЧ-4АР.05.2	1	2	2	4
PV	Э-335	1	1	2	2
PW	Д-335	2	1	1,5	3
Итого:					9

Трансформатор напряжения должен удовлетворять следующим требованиям:

Напряжению установки 35 кВ:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (64)$$

$$U_{уст} = 35 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 35 \text{ кВ}.$$

По вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}; \quad (65)$$

$$S_{2\Sigma} = 9 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 150 = 450 \text{ ВА.}$$

По конструкции и схеме соединения: принимаем трансформатор наружной установки со схемой включения звезда. По классу точности: принимаем класс точности равный 0,5.

Всем вышеперечисленным требованиям удовлетворяет трансформатор напряжения НАМИТ-35-65У1, его и примем к установке.

9.1.4 Выбор гибких шин

Для соединения оборудования на подстанции используются гибкие или жесткие связи которые называются шины, или ошиновка подстанции. На подстанции 35 кВ Двуречье применим гибкую ошиновку, которая обычно выполняется проводом марки АС.

Согласно ПУЭ п.1.3.28 [], сечение шин выбирается по условию нагрева по следующей формуле:

$$I_{p.m.} \leq I_{\text{доп}}, \quad (66)$$

В которой рабочий ток определяется как наибольший ток присоединения по следующей формуле:

$$I_p = \frac{S_{\text{нагр}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СН}}} = \frac{2,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 41,3 \text{ А}, \quad (67)$$

Выбираем из справочника провод марки АС-95/16, d=13,5мм, с длительно допустимым током равным I_{доп}=330А. При этом сечение выбрано заведомо большее чем требуется с учетом минимального сечения по коронированию.

Согласно требованиям ПУЭ 7-е издание [] ошиновка подстанции не проверяется на термическую и электродинамическую стойкость. Проверка по условию коронирования гибкой ошиновки также не производится.

Крепление гибкой ошиновки осуществляется на порталы установленные на подстанции, для крепления гибкой ошиновки принимаются подвесные

изоляторы типа: ПС-70Д в 5 штук в гирлянде трансформатора и 3 штуки в линейной гирлянде.

9.2 Выбор оборудования 10 кВ

Помимо высшего распределительного устройства на подстанции после преобразования в силовых трансформаторах необходимо устанавливать распределительное устройство низкого напряжения. На ПС 35 кВ Двуречье произошла замена распределительного устройства с напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ в связи с чем необходима замена распределительного устройства низкого напряжения.

Поэтому на стороне 10 кВ подстанции 35 кВ Двуречье принимаем к установке модульное комплектное распределительное устройство наружного исполнения КРУН серии К-59 которые производятся достаточно большим количеством заводов изготовителей, один из наиболее известных заводов это ЗАО «ГК Самара-Электрощит» расположенный в г. Самара.

Данное КРУ как раз и предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц на номинальное напряжение 6-10 кВ и комплектования распределительных устройств 6 и 10 кВ подстанций.

Комплектное распределительное устройство 10 кВ серии К-59 изготавливается в виде полностью собранных блоков шкафов с предварительно смонтированной на заводе схемой вторичных цепей. Полностью подготовленных к сборке на месте установки в единую жесткую конструкцию, которая собирается с помощью болтовых соединений, вертикальных стоек и продольно-поперечных связей.

В комплекте с КРУН идет трансформатор собственных нужд в отдельном блоке, который устанавливается под гибкой ошиновкой от силового трансформатора к КРУН 10 кВ. Для защиты ТСН в них устанавливаются предохранители.

Блок шкафов КРУ представляет собой корпус, разделенный вертикальными поперечными перегородками на несколько параллельных

шкафов сборной конструкции. Основанием блока шкафов служит горизонтальная рама, на которой приварены направляющие для перемещения выдвижного элемента, узлы фиксации и заземления его. К этому основанию также прикреплены вертикальные поперечные перегородки - боковые стенки шкафов КРУ. В каждом шкафу смонтирована средняя вертикальная рама, на которой закреплены проходные изоляторы с неподвижными разъемными контактами главной цепи, трансформаторы тока, заземляющий разъединитель, а со стороны выдвижного элемента - шторочный механизм.

Шкаф состоит как бы из трех отделений: корпуса, выдвижного элемента и релейного шкафа. Корпус разделен на отсеки: сборных шин, линейный и выдвижного элемента.

9.2.1 Выбор выключателя 10 кВ

К установке принимаем вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ 10, производимые этим же заводом. Вакуумные силовые выключатели ВВУ-СЭЩ 10 представляют собой трехполюсные силовые выключатели на напряжение 6-10 кВ, которые предназначены к установке в КРУН. Установка выключателей предполагается вертикальная. В соответствии с руководством по эксплуатации выключатели являются необслуживаемыми на весь срок эксплуатации.

Выбор выключателей проводится аналогично выбору выключателей на стороне 35кВ, поэтому для наглядности и анализа выбора выключателей, результаты выбора сведем в таблицу 14.

Таблица 14- Выбор выключателя 10 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		ВВУ-СЭЩ 10/12,5/1000 УХЛ1
1	2	3
$U_{н.выкл} > U_{уст}$ кВ	10	12
$I_{н.в} \geq I_{р.м.}$ А	221,1	1000
$I_{но} \geq I_{отк.}$	2,9	12,5
$i_a \geq i_{отк.ном.}$ кА	3,35	7,07
$I_{пр} \geq I_{ПО}$ кА	2,9	16
$i_{пр.с} \geq i_{уд}$ кА	5,43	100
$I_T^2 \times t_T \geq B_K$ кА ² ·с	27,4	$31,5^2 \cdot 1 = 992,5$
Привод		Эл.моторный

Выбранные выключатели подходят нам по условиям выбора и проверки выключателей. Принимаем к установке: для вводных и секционной ячеек выключатели ВВУ-СЭЩ 10/12,5/1250 УХЛ1 $I_H=1250A$, для отходящих ячеек - ВВУ-СЭЩ 10/12,5/1000 УХЛ1 $I_H=1000A$.

9.2.2 Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Для установки к КРУН 10 кВ серии К-59 согласно рекомендациям завода изготовителя, выбираем к установке трансформаторы тока типа ТОЛ-10-400/5. Обычно выбор трансформаторов тока проводится по следующим данным: номинальное напряжение, номинальный первичный ток, электродинамическая и термическая стойкость к ТКЗ.

Паспортные данные выбранного трансформатора тока 10 кВ типа ТОЛ-10 приведем в таблице 15.

Таблица 15 – данные трансформатора тока

Тип ТТ	U_H , кВ	Ном. ток		Z_2 для кл. 0,5	Дин. ст-ть		Тер. Ст-ть.		
		$I_{1ном}$	$I_{2ном}$		Кд	i дин.	K_T	I_T	тг, с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТОЛ-10	10	800	5	0,4	-	52	-	17.5	1

При этом трансформаторы тока необходимо еще проверить по соответствию классу точности на допустимую нагрузку вторичной цепи. Так как трансформаторы тока используются для питания измерительных приборов и устройств релейной защиты и автоматики. Класс точности измерительного трансформатора тока выбираем не менее 0,5. Для того чтобы трансформатор тока работал в заданном классе точности вторичная нагрузка Z_{2p} не должна превышать номинальную $Z_{2ном}$, указанную в каталоге для выбранного типа трансформатора.

Проверим выбранный трансформатор тока на динамическую стойкость:

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad (68)$$

$$5,43кА \geq 18,47кА;$$

Проверим выбранный трансформатор тока на термическую стойкость:

$$I_T^2 \times t_m \geq B_k; \quad (69)$$

$$17,5^2 \times 1кА^2с \geq 27,4кА^2с;$$

Проверим выбранный трансформатор тока по классу точности:

$$R_{кат} \geq R_{номт} + R_{приб} + R_{пров}; \quad (70)$$

Сопротивление переходных контактов сети присоединяемой к трансформатору тока:

$$R_{конт} = 0,05 \text{ Ом}; \quad (71)$$

Определяем сопротивление приборов, подключаемых к трансформатору тока. Нагрузки вторичных цепей приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Вторичная нагрузка ТТ.

Прибор	Тип	Мощность ток. кат. ВА	Нагрузка, ВА		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	0,5	0,5	0,5	
Счетчик акт. и реакт. энергии.	ПСЧ-4АР.05.2	0,3	0,3	-	0,3
		Итого:	1,3	0,5	0,3

Выбираем нагрузку наиболее загруженной фазы, которая равна 1,3 ВА.

$$R_{прб} = \frac{S_a}{I_{2тт}^2} = \frac{1,3}{25} = 0,052 \text{ Ом}; \quad (72)$$

где S_a – мощность наиболее загруженной фазы определена выше в таблице 15.

$I_{2тт}^2$ - номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока.

Найдем сопротивление проводов вторичной цепи подключаемой к трансформатору тока:

$$R_{\text{пров}} = R_{\text{кат}} - R_{\text{конт}} - R_{\text{прб}} = 0,4 - 0,052 - 0,05 = 1,318 \text{ Ом}; \quad (73)$$

где $R_{\text{кат}}$ – номинальная нагрузка в Омах для класса точности трансформатора тока равного 0,5.

Длину проводов, подключаемых к трансформатору тока возьмем равной 4 метра в соответствии с рекомендациями по проектированию.

$$l_p = K_{\text{сх}} \cdot l = 1,73 \cdot 4 = 6,92 \text{ м}; \quad (74)$$

где $K_{\text{сх}}$ – коэффициент зависимости от схемы соединения трансформаторов тока.

Находим минимально допустимое сечение проводов по формуле:

$$F = \frac{l_p \cdot \rho}{R_{\text{ид}}^{\text{ид}}} = \frac{6,92 \cdot 0,0283}{0,318} = 0,615 \text{ мм}^2; \quad (75)$$

Учитывая потери в проводах и минимальную механическую прочность выбираем провод АПВ сечения 1х4 мм².

Результаты выбора трансформаторов тока сведем в таблицу 17 для наглядности и возможности анализа.

Таблица 17 - Выбор трансформаторов тока

Расчетные данные.	Каталожные данные.
	ТОЛ-10-400/5
1	2
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб. макс}} = 221,1 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$
$i_y = 5,43$	$I_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$I_T^2 \times t_T \geq B_K \text{ кА}^2 \cdot \text{с } 27,4$	$17,5^2 \cdot 1 = 306$

9.2.3 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ аналогичен выбору трансформаторов на стороне 35 кВ, так как назначение трансформаторов напряжения аналогично. Для питания катушек напряжения измерительных

приборов и реле. Трансформаторы напряжения устанавливаются по одному на каждую секцию шин.

По конструкции выбираем заземляемые однофазные трансформаторы напряжения с литой изоляцией для установки в КРУН и схеме соединения принимаем звезда, напряжение установки соответственно 10 кВ, класс точности 0,5.

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$U_{уст} = 10 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

Определяем вторичную нагрузку, планируемую к подключению к трансформатору напряжения, распределение нагрузки по фазам проведем в таблице 18.

Таблица 18 - Вторичная нагрузка ТН

Прибор		Тип	Содной обмотки	Число обмоток	Число приборов	Общая потребляемая мощность S, В·А
1		2	3	4	5	6
Вольтметр (сборные шины)		Э - 335	2	1	1	2
Ваттметр	Ввод 10 кВ	Д - 335	1,5	2	1	3
Счётчик активной и реактивной энергии		ПСЧ-4АР.05.2	2	1	1	2
Счётчик активной и реактивной энергии	Линии 10кВ	ПСЧ-4АР.05.2	2	1	4	8
Итого		-	-	-	-	13

По вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном};$$

$$S_{2\Sigma} = 13 \text{ В} \cdot \text{А} \leq S_{ном} = 3 \cdot 50 = 150 \text{ ВА};$$

Принимаем к установке НАМИТ 10.95-10УЗ.

9.2.4 Выбор жесткой ошиновки 10 кВ

В КРУН 10 кВ серии К-59 примем к установке жесткую ошиновку, выполненную алюминиевыми шинами расчетного сечения.

Расчет сечения жесткой ошиновки производится по нагреву длительно допустимым током, с учетом послеаварийного режима. Схему расположения ошиновки приведем на рисунке 4.

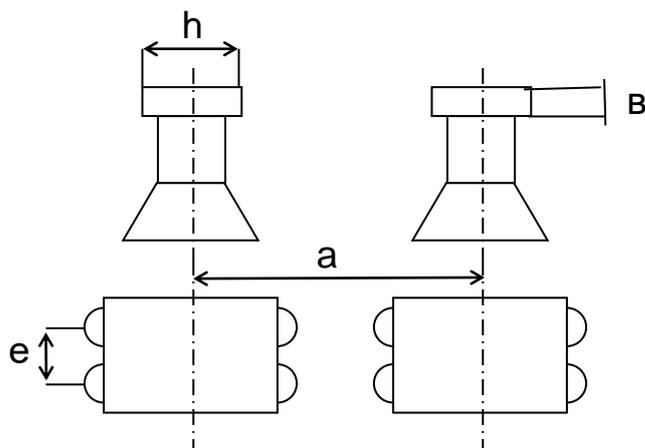


Рисунок 4 – Расположение ошиновки на изоляторах

Рассчитаем допустимый ток, протекающий по ошиновке:

$$I_{\text{доп}} = \frac{I_p}{K_t \cdot K_p \cdot K_n} = \frac{221,1}{1 \cdot 0,95 \cdot 1} = 232,74 \text{ А}, \quad (76)$$

По справочнику выбираем ближайшее сечение ошиновки с длительно допустимым током 740 А, Выбираем алюминиевые шины прямоугольного сечения.

$$\frac{AT - 50 \times 6}{I_{\text{доп}} = 740 \text{ А}}, \quad (77)$$

Вычислим минимальное сечение по термической стойкости к ТКЗ.

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{27,4 \times 10^3}}{91} = 58 \text{ мм}^2, \quad (78)$$

Соответственно, наша жесткая ошиновка имеет большее сечения и выбрана верно проходит по условиям термической стойкости.

$$AT (50 \times 6) I_{доп} = 740 \text{ А,}$$

Проверим выбранную ошиновку на устойчивость в динамическим воздействиям при действии ТКЗ. Сила динамического взаимодействия определяется по следующей формуле.

$$f = 1.76 \times K_{\phi} i_{уд}^2 \frac{l}{a} \times 10^{-7} = 1.76 \times 1 \times 18.47^2 (10^3)^2 \times \frac{1000}{250} \times 10^{-7} = 240 \text{ Н} \quad (79)$$

Изгибающий момент, воздействующий на ошиновку при ТКЗ:

$$M = \frac{F \times l}{10} = \frac{240 \times 1}{10} = 24 \text{ Н / м} \quad (80)$$

В итоге момент сопротивления ошиновки находится по формуле.

$$W = \frac{h \times b^2}{6} = \frac{0.6 \times 5^2}{6} = 2.5 \text{ см}^3 \quad (81)$$

Результирующее напряжение в металле находится по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{24}{2.5} = 9.6 \text{ МПа} \quad (82)$$

При этом должно соблюдаться следующее условие:

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп} \quad (83)$$

$$9.6 \text{ МПа} \leq 70 \text{ МПа}$$

В результате получается, что жесткая ошиновка выбрана верно, и она динамически устойчива.

9.2.5 Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ

Для защиты подстанции от перенапряжений используются ограничители перенапряжения 10 кВ. На ПС 35 кВ Двуречье по стороне 10 кВ принимаем к

установке ОПН – РВ/TEL У1. Ограничители перенапряжений выбираются и проверяются по условиям, указанным в таблице 17.

Для этого первоначально необходимо найти наибольшее рабочее напряжение напряжения по следующей формуле:

$$U_{наб.раб} = U_{ном} \cdot 1,05 = 10,5 \cdot 1,05 = 11,025 \text{ кВ}; \quad (84)$$

где 1,05 – это коэффициент запаса, учитывающий увеличение максимально-го напряжения сети из-за гармоник.

Номинальное напряжение ОПН должно быть не менее наибольшего эквивалентного квазистационарного перенапряжения, определяемого по формуле:

$$U_{экв} = U_{к} \cdot \left(\frac{T_{к}}{10}\right)^m; \quad (85)$$

где $U_{к}$ - амплитуда квазистационарного перенапряжения;

$T_{к}$ - продолжительность квазистационарного перенапряжения в секундах, принимается равным 10 секундам;

m - показатель степени, описывающей характеристику ОПН напряжение промышленной частоты в зависимости от времени. В качестве усредненного значения может принять $m = 0,02$.

Таблица 19 – Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ

Характеристика	Формула	Расчёт	Вывод
1	2	3	4
Напряжение установки	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$10 \geq 10$	проходит
класс энергоемкости	1,2,3,4,5	$0,5 \leq 0,5$	Проходит по 1 классу энергоемкости

Определим энергоемкость ОПН, то есть энергию поглощения ОПН при прохождении грозового импульса по следующей формуле, измеряется в кДж:

$$W = 2 \cdot U_{\text{экс}} \cdot (U - U_{\text{ост}}) \cdot \frac{T_B}{Z} = 2 \cdot 12,6 \cdot (43 - 12,6) \cdot \frac{7,94 \cdot 10^{-6}}{250} = 4,9 \text{ кДж}; \quad (86)$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 43 кВ в соответствии с [33];

$U_{\text{ост}}$ - остающееся напряжение ОПН, принимается 12,6 кВ;

z - волновое сопротивление провода, принимается 250 Ом;

$T = 7,94$ мкс - время распространения волны:

Соответственно удельная энергоёмкость ОПН будет составлять, кДж/кВ:

$$W_{\text{уд}} = \frac{W}{U_{\text{пр}}} = \frac{4,9}{10} = 0,49; \quad (87)$$

По результатам выбора и проверки можно сделать выводы что выбранное оборудование проходит по всем параметрам с учётом 1 класса по энергоёмкости до 1,1 кДж/кВ.

9.3 Выбор и проверка оборудования в КТП

На трансформаторных подстанциях 10 кВ устанавливаемых в распределительных сетях, также необходимо выполнить выбор и проверку устанавливаемого на них оборудования.

Трансформаторные подстанции к установке приняты у нас киоскового типа, полностью изготавливаемые на заводах изготовителях и поставляемые на места установки готовыми к сборке и включению с минимальными затратами. На заводах подстанции изготавливаются по типовым проектным решениям в зависимости от мощности устанавливаемых в КТП силовых трансформаторов, и количества присоединений по стороне 0,4 и 10 кВ.

В состав подстанции входит следующее оборудование.

1. Коммутационные аппараты на стороне 0,4 кВ и 10 кВ предназначены для осуществления оперативной и аварийной коммутации оборудования, выполнения операций включения и отключения отдельных цепей при ручном

или автоматическом управлении. Выбираются и проверяются по следующим параметрам.

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$;
- наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{н.р}}$;
- номинальный уровень изоляции;
- номинальная частота $f_{\text{ном}}$;
- номинальный ток $I_{\text{ном}}$;
- номинальный ток отключения $I_{\text{о.ном}}$;
- номинальный ток включения $I_{\text{в.ном}}$;
- номинальное переходное восстанавливающееся напряжение (ПВН) при КЗ на выводах выключателя;
- номинальные характеристики при неударенных КЗ; номинальная длительность КЗ;
- номинальная последовательность операций (номинальные циклы);
- нормированные показатели надежности и др.

К коммутационным аппаратам одноразового действия, предназначенным для защиты оборудования от ненормальных режимов работы, является предохранители. Преимущественно предохранители используются для защиты от токов короткого замыкания.

Основной конструктивный элемент предохранителя это плавкая вставка заданного сечения, которая при токах срабатывания сгорает (плавится с последующим возникновением и гашением электрической дуги), отключая электрическую цепь. Наиболее распространенные материалы плавких вставок — медь, цинк, алюминий, свинец и серебро.

Произведем выбор плавких вставок предохранителей, устанавливаемых в трансформаторных подстанциях, предназначенных для защиты силовых трансформаторов по стороне 10 кВ.

Выбор предохранителей начинается с проверки по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; \quad (88)$$

Следующим шагом идет выбор по длительному току, протекающему через предохранитель в нормальном режиме:

$$I_{рмах} \leq I_{ном} ; \quad (89)$$

Проверим работоспособность предохранителей по отключающей способности при воздействии ТКЗ:

$$I_{по} \leq I_{откл ном} , \quad (90)$$

Расчет тока плавкой вставки предохранителя выбирается по следующей формуле, характеризующей рабочий ток, протекающий через предохранитель :

$$I_{ном.пл.вс.} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} ; \quad (91)$$

Полученное значение рабочего номинального тока округляется до ближайшего большего целого значения из стандартной линейки предохранителей.

Выберем предохранители для защиты трансформаторной подстанции с номинальной мощностью 250 кВА.

В целях оптимизации расчетов будем проверять предохранители на ТП по минимальным значениям тока КЗ, так как на шинах 10 кВ всех ТП ТКЗ не превышает значения 10 кА, соответственно номинальный ток отключения всех предохранителей выбираем равный 12,5 кА, так как меньшие в нашей стране не выпускаются.

Рабочий ток протекающий по плавкой вставке предохранителя:

$$I_{ном.пл.вс.} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14.5 \text{ A},$$

Из стандартного ряда выбираем ближайшее большее значение плавкой вставки равное 20 А, и предохранитель типа ПКТ101-10-20-12,5УЗ [].

На остальных подстанциях предохранители выбираются аналогично, для наглядности и упрощения расчетов при визуализации результатов сведем данные в таблицу 20.

Таблица 20 – Выбор предохранителей на остальных трансформаторах

Номера ТП	Стр.ном, кВА	Тип предохранителя	I _{ном}	I _{откл}
1	2	3	4	5
134, 135	250	ПКТ101-10-20-12,5УЗ	16,5	3,34
136	400	ПКТ102-10-40-12,5УЗ	34,2	2,67
142, 130, 131	630	ПКТ102-10-50-12,5УЗ	36,1	2,55
133, 141	1000	ПКТ102-10-70-12,5УЗ	57,7	3,34

Выбор выключателей нагрузки 10 кВ

Выключатели нагрузки — это тоже коммутационные аппараты, устанавливаемые на стороне РУВН – 10 кВ, при этом конструктивные особенности их проще, соответственно они дешевле. Выбор и проверка выключателей нагрузки производится аналогично выбору выключателей 10 кВ.

Дополнительно к предохранителям проведем выбор выключателей нагрузки 10 кВ для ТП номинальной мощностью 250 кВА.

Рабочий ток для выключателя равен рабочему току предохранителей и определен выше и равен 14,5 А.

Выбирается выключатель нагрузки марки ВНАп-10/630-20з, с номинальным рабочим током равным 630 А.

Производится проверка на термическую стойкость выключателя к токам КЗ:

$$W_K = 3.34^2 \cdot (0,0048 + 1,5) = 16,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (92)$$

Расчет номинального значения апериодической составляющей для момента времени t :

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 31.5 \cdot 0,4 = 17.82 \text{ кА}; \quad (93)$$

Расчет аperiodической составляющей в отключаемом токе в момент времени τ :

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 3.34 \cdot e^{\frac{0,025}{0,028}} = 1,93 \text{ кА}; \quad (94)$$

Значение номинального термического импульса находится по формуле:

$$B_{к.ном} = 31.5^2 \cdot 3 = 2976.75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (95)$$

Таблица 21 – Проверка выключателя нагрузки

Справочные данные ВНАП-10/630-20з	Условия выбора	Расчётные данные
1	2	3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $B_{к.ном} = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{откл} = 80 \text{ кА}$ $i_{a.ном} = 17,82 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $B_{к.ном} \geq B_{к}$ $I_{откл} \geq I_{п.о}$ $i_{a.ном} \geq i_{a\tau}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 14,5 \text{ А}$ $B_{к} = 16,8 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{п.о} = 5,41 \text{ кА}$ $i_{a\tau} = 1,93 \text{ кА}$

Выключатели нагрузки на остальные ТП ставим аналогичные, так как выключателей нагрузки с меньшими номинальными токами на заводах не выпускается.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В системе электроснабжения основное силовое оборудование необходимо защищать от внештатных режимов работы, а также необходимо защищать потребителей от повреждения их оборудования. Для этих целей используется релейная защита и автоматика. На подстанции Двуречье релейная защита реализована на микропроцессорных устройствах производства ЗАО «Радиус-Автоматика» модели Сириус. Данные микропроцессорные устройства позволяют выполнять функции релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 3–35 кВ. Реле предназначены для защиты воздушных и кабельных линий, вводов, секционных выключателей, а также трансформаторов. Для питания микропроцессорных устройств необходимо оперативное питание.

10.1 Выбор системы оперативного тока

На подстанции для производства оперативных переключений с помощью выключателей, разъединителей и других коммутационных и регулирующих аппаратов, а также для возможности работы устройств защиты и автоматики необходим вспомогательный источник энергии — источник оперативного тока.

С помощью оперативного тока осуществляется воздействие на их исполнительные органы, также он используется также для питания цепей звуковых и световых сигналов, привлекающих внимание оперативного персонала при возникновении аварий и каких-либо неисправностей, и для питания цепей световых сигналов положения коммутационных аппаратов. Оперативный ток может быть постоянным, выпрямленным или переменным.

Источниками постоянного оперативного тока на подстанциях обычно служат аккумуляторные батареи. В качестве источников переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН).

На подстанции 35 кВ Двуречье установлена распределительная система постоянного оперативного тока, получающая электроэнергию от собственных нужд через зарядно-подзарядное устройство. На случай пропажи электроэнергии в собственных нуждах, к зарядно-подзарядному устройству подключена аккумуляторная батарея.

10.2 Виды релейной защиты принятые на подстанции

Среди устройств релейной защиты и автоматики на первом месте стоят устройства релейной защиты, действующие при повреждении электрических установок. Наиболее опасными и часто встречающимися видами повреждений являются короткие замыкания между фазами электрической установки и короткие замыкания фаз на землю в сетях с глухозаземленными нейтралью. В этих случаях очень важно правильно определить характер повреждения и оперативно не теряя времени отключить поврежденный участок за минимально возможный период времени. В связи с чем к релейной защите и автоматике предъявляют следующие требования: селективность, чувствительность, быстродействие, надежность.

В современном мире давно уже отказались от механических реле, из-за их низкой надежности, медлительности и необходимости регулярного текущего обслуживания. На данный момент ведется масштабная замена электромеханических реле на микропроцессорные. Для реализации релейной защиты и автоматики на ПС 35 кВ Двуречье используются реле типа Сириус. А именно: микропроцессорное устройство защиты Сириус-2-Л, предназначено для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 6–35 кВ.

Устройство Сириус-2-Л предназначено для установки в релейных отсеках КРУ, КРУН и КСО, на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций и подстанций 6–35 кВ. Устройство предназначено для защиты воздушных и кабельных линий, а также трансформаторов, преобразовательных агрегатов и т.д [25].

Микропроцессорное устройство Сириус-2-Л является многофункциональным комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики.

Применение в устройстве модульной мультипроцессорной архитектуры наряду с современными технологиями поверхностного монтажа обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала.

Реализованные в устройстве алгоритмы функций защиты и автоматики, а также схемы подключения устройства разработаны по требованиям к отечественным системам РЗА в сотрудничестве с представителями энергосистем и проектных институтов, что обеспечивает совместимость с аппаратурой, выполненной на различной элементной базе, а также облегчает внедрение новой техники проектировщикам и эксплуатационному персоналу.

На подстанции 35 кВ Двуречье для защиты отходящих линий 10 кВ применяются следующие защиты, реализованные на микропроцессорных реле:

1. Токовая отсечка без выдержки времени. Селективное действие 1 ступени Т.О. достигается тем, что её ток срабатывания принимается большим максимального тока КЗ, проходящего через защиту при повреждении вне защищаемого элемента. Чувствительность защиты определяется длиной защищаемой зоны (менее 50% линии) и коэффициентом чувствительности $KI r \geq 2$.

2. Токовая отсечка с выдержкой времени. Она обеспечивает защиту всей линии и сторону ВН приёмной КТП 10/0,4 кВ. Выдержка времени должна быть больше времени срабатывания этой отсечки на некоторое время $\Delta t = 0,3 \dots 0,6$ с, называемое ступенью селективности. Достаточно, чтобы ток срабатывания 2ой ступени был больше максимального тока К.З., проходящего при повреждении в конце защищаемой зоны (80...90% линии).

3. Максимальная токовая защита. Ток срабатывания отстраивается на ток К.З. за трансформатором приёмной КТП 10/0,4 кВ. коэффициент чувствительности $K_{III} r \geq 1,5$. Выдержка времени МТЗ на ступень больше, чем выдержка времени предыдущего участка (МТЗ трансформатора 10/0,4 кВ КТП).

4. Защита от однофазных замыканий на землю выполнена на реле РУ-21/1 с применением трансформатора земляной защиты ТЗЛМ-10 с действием на сигнал.

5. Токовая отсечка без выдержки времени. Селективное действие 1 ступени Т.О. достигается тем, что её ток срабатывания принимается большим максимального тока КЗ, проходящего через защиту при повреждении вне защищаемого элемента. Чувствительность защиты определяется длиной защищаемой зоны (менее 50% линии) и коэффициентом чувствительности $K_I r \geq 2$.

6. Токовая отсечка с выдержкой времени. Она обеспечивает защиту всей линии и сторону ВН приёмной КТП 10/0,4 кВ. Выдержка времени должна быть больше времени срабатывания этой отсечки на некоторое время $\Delta t = 0,3 \dots 0,6$ с, называемое ступенью селективности. Достаточно, чтобы ток срабатывания 2 ой ступени был больше максимального тока К.З., проходящего при повреждении в конце защищаемой зоны (80...90% линии).

7. Максимальная токовая защита. Ток срабатывания отстраивается на ток К.З. за трансформатором приёмной КТП 10/0,4 кВ. коэффициент чувствительности $K_{III} r \geq 1,5$. Выдержка времени МТЗ на ступень больше, чем выдержка времени предыдущего участка (МТЗ трансформатора 10/0,4 кВ КТП).

8. Защита от однофазных замыканий на землю выполнена на реле РУ-21/1 с применением трансформатора земляной защиты ТЗЛМ-10 с действием на сигнал.

Для защиты установленных на подстанции 35 кВ Двуречье двухобмоточных трансформаторах в соответствии с [15] применяются следующие защиты:

1. Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на их выводах - применяют токовую отсечку.

2. Для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ, и резервирования действия защиты от внутренних повреждений на трансформаторах с односторонним питанием - максимальная токовая защита без пуска или с пуском минимального напряжения (при недостаточной чувствительности без пуска напряжения), устанавливаемая со стороны питания.

3. Для защиты от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой - токовая защита, выполняемая с одним токовым реле с действием на сигнал с выдержкой времени.

4. Для сигнализации о повышении температуры масла ставится термосигнализатор с действием на сигнал.

10.3 Расчет релейной защиты

Произведем расчеты выбранных ранее видов защит. Рассчитаем токовую отсечку отходящих линий. Токовая защита отходящих линий выполнена в виде двухфазной двухрелейной схемы соединения в неполную звезду. Для выполнения схемы вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных в двух фазах, соединяются выводами Л2, реле тока присоединяется последовательно.

Данная защита отстраивается с таким условием, что микропроцессорные реле в схеме защиты реагирует на все виды коротких замыканий, за исключением замыканий на землю фазы, в которой трансформатор тока не установлен, поэтому применяется только для действия при многофазных повреждениях.

Находим ток, протекающий по линии в нормальном режиме, при размыкании сети в точке поточораздела. Мощность протекаемая равна 1638,3 кВА, длина линии 2,36 км.

$$I_{ном} = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} ; \quad (96)$$

где $S_{\text{расч}}$ – номинальная расчетная мощность, протекающая по линии, кВА;
 $U_{\text{ср}}$ – среднее напряжение цепи, кВ.

$$I_{\text{ном}} = \frac{1638,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 90,1 \text{ А};$$

С использованием коэффициентов найдем ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{ср.з}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{з}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном}}; \quad (97)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, равен 1,3;
 $K_{\text{з}}$ – коэффициент самозапуска, равен 1,25;
 $K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле, равен 0,95;

$$I_{\text{ср.з}} = \frac{1,3 \cdot 1,25}{0,95} \cdot 90,1 = 154,1 \text{ А};$$

Определяется чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К}}^{(2)} \cdot 0,87}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{2900 \cdot 0,87}{154,1} = 16,4 \geq 1,06; \quad (98)$$

где $I_{\text{К}2}^{(2)}$ – минимальный ток двухфазного КЗ на шинах противоположной по отношению к защите подстанции.

Как видно по результатам расчетов чувствительность защиты кратно превышает ток срабатывания, соответственно защита выбрана, верно.

Теперь рассчитаем защиту понижающих трансформаторов установленных на ТП. Для этого на примере одной подстанции выполним расчеты. Для расчетов берется ТП136. На стороне 10 кВ защита подстанции выполняется предохранителями с плавкими вставками. Плавкие вставки выбираются с условием обеспечения селективности работы с защитами смежных элементов. Роль предохранителей достаточно проста они

автоматически отключают цепь при превышении определенного значения тока протекающего через них.

Токовой отсечкой должны быть оборудованы понижающие трансформаторы с напряжением 10 кВ, мощностью до 6,3 МВА при условии обеспечения ею достаточной чувствительности защиты ($k_{\text{ч}} \geq 2$).

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_n \cdot K_{\text{сам}}}{K_B} \cdot I_{\text{раб.мах}} = \frac{1.25 \cdot 2}{0.8} \cdot 48,73 = 152,3 \text{ А}; \quad (99)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ - первичный номинальный ток;

K_n - коэффициент надежности, принимается из диапазона (1.2 - 1.3);

$K_{\text{сам}}$ - коэффициент само запуска, принимается из диапазона (1.5 - 2);

K_B - коэффициент возврата, принимается из диапазона (0.8 - 0.85);

Ток срабатывания отсечки по условию селективности выбирается по выражению:

$$I_{\text{с.о}} \leq k_n \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)} = 1,3 \cdot 3,34 = 4,34 \text{ кА}; \quad (100)$$

где $I_{\text{к.макс}}^{(3)}$ - максимальное значение тока трехфазного КЗ за трансформатором, приведенное к стороне высшего напряжения, то есть к месту установки защиты.

k_n - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2 – 1,3;

Ток срабатывания реле токовой отсечки определяется по выражению:

$$I_{\text{ср.р}} = I_{\text{с.з}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{n_m} = 152,3 \cdot \frac{1}{40} = 3,8 \text{ А}; \quad (101)$$

где $k_{\text{сх}}$ - коэффициент схемы (при схеме соединения трансформаторов тока в звезду $k_{\text{сх}}=1$; в треугольник и на разность фаз $k_{\text{сх}}=\sqrt{3}$);

n_m - коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Чувствительность токовой отсечки проверяется при двухфазном КЗ на выводах высшего напряжения защищаемого трансформатора. Минимальный коэффициент чувствительности можно определить по выражению:

$$k_{\dot{c}} \geq k_{\dot{c}}' \cdot \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = 1 \cdot \frac{2890}{152,3} = 18,98; \quad (102)$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(2)}$ - ток трехфазного КЗ в минимальном режиме работы питающей системы при КЗ в конце защищаемого участка;

$k_{\dot{c}}'$ - коэффициент, учитывающий расчетный вид и место КЗ, схему соединений трансформаторов тока и реле.

Выбор максимальной токовой защиты

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_n \cdot K_{\text{сам}}}{K_B} \cdot I_{\text{раб.маx}} = \frac{1,25 \cdot 2}{0,8} \cdot 48,73 = 152,3 \text{ A}; \quad (103)$$

где $I_{\text{раб.маx}}$ - первичный номинальный ток;

K_n - коэффициент надежности, принимается из диапазона (1.2 - 1.3);

$K_{\text{сам}}$ - коэффициент само запуска, принимается из диапазона (1.5 - 2);

K_B - коэффициент возврата принимается из диапазона (0.8 - 0.85);

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\dot{c}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)} \cdot 0,87}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{2890 \cdot 0,87}{152,3} = 16,5 \geq 1,5; \quad (104)$$

Время срабатывания защиты:

$$t_{\text{с.з.МТЗ}} = t_{\text{нр маx}} + \Delta t = 0,7 + 0,5 = 1,2 \text{ с}; \quad (105)$$

Ток срабатывания защиты равен:

$$I_{c.p.} = K_{cx} \cdot \frac{I_{c.з.}}{n_{ТА}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 152,3}{40} = 6,6 \text{ А.} \quad (106)$$

10.4 Выбор и расчет устройств автоматики

Помимо устройств релейной защиты на подстанции также реализована автоматика последовательности действий в случае повреждения какой либо линии питающей потребителей. А именно устройство автоматического включения резерва (АВР). Шины 10 кВ подстанции Двуречье выполнены в виде двух секций секционированных секционным выключателем. В нормальном режиме секционный выключатель отключен. Каждая отходящая от шин 10 кВ линия электроснабжения потребителей связана только с определенной секцией шин подстанции, при повреждении одной из питающих линий и отключении ее от действия релейной защитой электроснабжение потребителей соответствующей секции прекращается. Для восстановления электроснабжения и используется АВР, который позволяет восстановить электроснабжение включением секционного выключателя.

Устройство АВР может быть реализовано как на постоянном, так и на переменном оперативном токе, и их схемы имеют некоторые различия, обусловленные видом этого тока и конструкцией привода выключателя и выбранного типа микропроцессорной релейной защиты.

Принцип работы АВР. Нормально включенные выключатели рабочего питания Q1, Q2, при этом обмотка реле КЛ однократности действия АВР (РОД), имеющего задержку на возврат, обтекается током, и его контакт замкнут. После отключения выключателя Q1 или Q2 в схеме через контакт РОД подается команда на включение выключателя Q3. Одновременно цепь обмотки РОД размыкается, и команда на включение существует лишь в течение времени замедления РОД на возврат, достаточного для надежного включения выключателя Q3.

В данном проекте выполнена схема АВР 10 кВ с воздействием на включение секционного выключателя при отключении одного из вводных питающих выключателей 10 кВ.

Также посредством микропроцессорных реле можно осуществлять такие действия как телеуправление, телесигнализация, телеизмерение и телерегулирование, все это вместе называется телемеханика. Телемеханика применяется для облегчения управления сетью электроснабжения и возможностью дистанционного управления с регионального диспетчерского пункта баз участия оперативного персонала. Такая возможность позволяет многократно повысить эффективность электроснабжения.

Так использование телемеханизации позволяет осуществлять сбор и обработку информации о режимах работы, состоянии основного коммутационного оборудования, изменений при возникновении аварийных режимов или состояний, а также для контроля за выполнением распоряжений по производству переключений (плановых, ремонтных, оперативных) или ведению режимов эксплуатационным персоналом.

Функции телесигнализации позволяют отображать картину состояния электрооборудования на централизованных диспетчерских пунктах в режиме реального времени.

Одним из наиболее простых устройств телесигнализации об отключении секционирующих выключателей линий 6—10 кВ является устройство типа СВС. Оно действует по принципу фиксации на питающей подстанции бросков токов КЗ за секционирующими выключателями и расшифровки информации, которую несут бестоковые паузы циклов АПВ секционирующих выключателей при КЗ за ними. При этом в сети на секционирующих выключателях не нужно устанавливать никакой дополнительной аппаратуры. Устройство выполняется с использованием серийно выпускаемых реле и при необходимости его можно собирать из отдельных элементов непосредственно на подстанциях. Устройство сигнализирует об аварийном отключении одного-двух секционирующих выключателей на каждой из отходящих линий 6—10 кВ от секции шин

подстанции, что вполне достаточно для распределительных сетей сельскохозяйственного назначения.

Устройство ТСК-10 предназначено для передачи информации о состоянии объектов распределительных сетей 10 кВ и приема ее на подстанциях 110/35/10 кВ. Устройство состоит из диспетчерского и контролируемых полукомплектов [27].

Контролируемые полукомплекты (КП) устройства устанавливаются в шкафах КРУ и КРУН непосредственно на объектах телесигнализации и подключаются к понижающим трансформаторам 10/0,38—0,22 кВ, имеющимся на этих объектах.

Автоматизацию учета следует осуществлять созданием системы учета состояний из технических средств, имеющих метрологическую, информационную, электрическую и конструктивную совместимость. Такой системой в наше время является автоматизированная информационно – измерительная система коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ. По мере увеличения объема информации и возникновения новых объектов и задач энергосбережению система должна с минимальными затратами расширять свои функциональные возможности. Этого можно добиться благодаря модульному принципу построения.

Учет потребления энергоресурсов является на сегодняшний день одной из важнейших задач электроэнергетики и энергоснабжающих организаций. Так как позволяет контролировать анализировать и планировать потребление электроэнергии, в том числе при решении следующих технико-экономических задач:

- финансовые расчеты за электроэнергию на межгосударственном уровне, между энергоснабжающими предприятиями и потребителями, а также между энергосистемами республики;

- контроль соблюдения лимитов и договорных величин мощности и электропотребления;

- определение и планирование выработки и потерь электроэнергии на

всех классах напряжения;

- определение и планирование удельных расходов топлива на электростанциях;

- определение себестоимости выработки, передачи и распределения электроэнергии.

10.5 Определение емкостного тока замыкания на землю

В сетях 10 кВ с изолированной нейтралью, как и в любой другой сети может возникнуть однофазное замыкание на землю. Однако при изолированной нейтрали это не является аварией. И сеть может работать с изолированной нейтралью. При этом напряжение фазы относительно земли становится равным нулю, а напряжение остальных фаз относительно земли становится равным междуфазному напряжению, а зарядные токи этих двух фаз увеличиваются в $\sqrt{3}$ раз.

Данные зарядные токи называются еще токами замыкания на землю, и их величина существенно зависит от протяженности линий. Для уменьшения таких токов в сетях ставят дугогасящие реакторы. Для оценки величины емкостных токов и принятия решения о необходимости или отсутствии необходимости в установке реакторов необходимо найти величину емкостного тока в сети.

Ток I_c можно определить по формуле для сетей напряжением 35-10кВ:

$$I_c = \frac{U \times l}{350} \times n_{сек}, \quad (107)$$

где l - длина электрически связанной сети данного напряжения;

U - междуфазное напряжение;

$l_{10} = 5,1$ км;

n - число линий на одной секции шин.

$$I_{10} = \frac{10 \times 5,1}{350} \times 2 = 0,29 \text{ A},$$

Полученное значение, в соответствии с [7] необходимо сравнить с рекомендуемым значением величины емкостного тока выше которого целесообразно ставить реакторы. Так при емкостном токе больше 20 А есть необходимость установки реакторов.

$$0,29 \text{ A} < 20 \text{ A}.$$

В нашем случае емкостной ток не превышает рекомендованное значение в связи, с чем необходимость установки дугогасящих устройств отсутствует.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В электроэнергетике помимо вопросов, решающих проблемы передачи и потребления электрической энергии особое внимание уделяется вопросам безопасности. Так электроустановки, устанавливаемые на подстанции Двуречье и реконструируемой распределительной сети необходимо защитить от негативных природных факторов: удары молнии, перенапряжения. Для этих целей электрооборудование укомплектовывается молниезащитными устройствами которые принимают на себя прямые удары молнии тем самым позволяя оборудованию работать бесперебойно. Полученный от молнии потенциал необходимо переместить в безопасное место, таким местом является земля. Соответственно все металлоконструкции на подстанциях подлежат заземлению. То есть преднамеренному соединению с заземляющим контуром.

11.1 Безопасность

Подстанция 35 кВ Двуречье относится к объектам с повышенной опасностью так как несет в себе риски поражения техническим электричеством, как обслуживающего персонала, так и населения в целом. В связи, с чем вопросы техники безопасности остро стоят в электросетевой организации, занимающейся обслуживанием подстанции 35 кВ Двуречье. Поэтому разберем в данном разделе вопросы организации безопасного обслуживания электрооборудования подстанции.

В электроснабжающей организации приняты меры препятствующие попаданию персонала под напряжение, и позволяющие организовать безопасную работу при эксплуатации подстанции Двуречье и распределительной сети с центром питания ПС Двуречье.

Так на подстанции всегда должен быть в наличии полный, исправный комплект индивидуальных средств защиты [14]. А при выполнении каких либо работ должны выполняться организационные мероприятия, которые включают в себя [14]:

Выделение работ перечнем, который необходимо выполнять в порядке текущей эксплуатации, а также работ по устным распоряжениям и наряд-допускам;

- Подготовка рабочих мест;
- Допуск бригад к работе;
- Оформление перерывов в работе;
- Надзор за выполнением ремонтных работ;
- Прием ремонтных работ оперативным персоналом.

В электроэнергетике существует такое правило, что все опасные токоведущие части должны быть недоступными, а доступные проводящие части не должны быть опасным.

Для выполнения данного требования используется ряд мер, таких как заземление, и использование изоляции. Перечислим основные виды изоляции используемые на подстанции Двуречье:

1. Основная изоляция. Это твердая основная изоляция предотвращающая контакт с опасными токоведущими частями. Данный вид изоляции используется на все установленном оборудовании как на подстанции Двуречье так и в распределительной сети. К нему относятся изоляторы как полимерные так и фарфоровые. На опорах ВЛ 10 кВ также установлены опорные фарфоровые изоляторы являющиеся основной изоляцией.

2. Также основной изоляцией идет воздух, при этом доступ ограничен использованием барьеров, ограждений или оболочек. Ограждения, или оболочки должны исключать доступ к опасным токоведущим частям за счет выбора степени защиты от поражения электрическим током не менее IPXXB (или IP2X) в соответствии с ГОСТ 14254 [15]. Ограждения и оболочки должны обладать достаточной механической прочностью, стабильностью и долговечностью, позволяющими поддерживать установленную степень защиты с учетом всех соответствующих воздействий со стороны окружающей среды и изнутри оболочки. Они должны быть прочно закреплены на месте установки. К таким ограждениям относятся корпуса КТПН устанавливаемые в районе

реконструкции, корпуса силовых трансформаторов, они устанавливаются заводами производителями на силовое оборудование еще при монтаже. Также заводами определяется степень защищенности того или иного оборудования.

3. Барьеры предназначены для защиты квалифицированных специалистов или проинструктированных лиц и не предназначены для защиты простых лиц. К таким барьерам относится барьер в трансформаторном отсеке всех вновь устанавливаемых ТП предотвращающий случайное проникновение персонала в трансформаторный отсек и прикосновение к токоведущим шинам. Барьер в КТПН обычно изготовлен из диэлектрического материала, например дерева, с укрепленным на нем знаком безопасности как на рисунке 5.

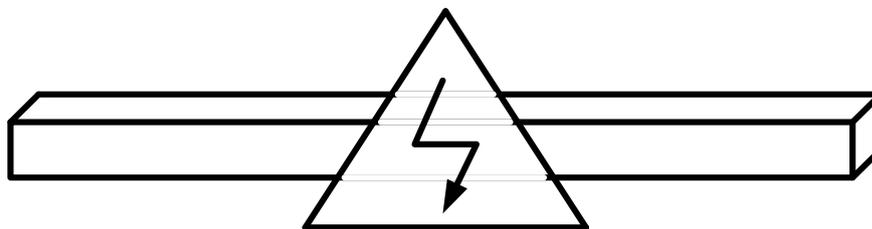


Рисунок 5 – Барьер в трансформаторном отсеке

4. Размещение вне зоны досягаемости может исключить неумышленный одновременный доступ к проводящим частям, между которыми может быть опасное напряжение. Данное мероприятие выполняется в соответствии с пунктами ПУЭ [23]. И заключается в том, что при реконструкции распределительной сети, вновь устанавливаемые КТПН устанавливаются на фундаменты и расстояние до открытых токоведущих частей выше 2,7 м [23]. Также выполняется установка нового оборудования на ПС Двуречье.

5. Ограничение напряжения. Достигается за счет установки ОПН непосредственно на подстанции на каждом отходящем присоединении, а также на каждой КТПН.

Основную изоляцию, твердую необходимо периодически контролировать на соответствие ее диэлектрических свойств. Это делается за счет испытаний, объем измерений и испытаний изоляции силовых трансформаторов класса напряжения 35/10 кВ, в соответствии с [] проводится во время приемосдаточных испытаний и в период текущей эксплуатации. И включает в себя:

измерение сопротивления изоляции R_{60} , определение коэффициента абсорбции R_{60}/R_{15} , измерение тангенса угла диэлектрических потерь $\text{tg } \delta$ [23].

Оценка результатов измерения R_{60} и $\text{tg } \delta$ изоляции выполняется путем приведения измеренных после монтажа значений при конкретной температуре до значений при температуре заводских испытаний (после изготовления).

Условия проведения и нормы измерений изоляции силовых трансформаторов класса напряжения 35 кВ поданы в таблице 22 [23].

Таблица 22 - Нормы приемо-сдаточных испытаний изоляции силовых трансформаторов класса напряжения 35 кВ

Наименование измерения	Условия проведения	Нормы измерения
1	2	3
1. Измерение сопротивления изоляции R_{60} , Ом	Мегаомметром 2500 В при температуре 10-30 °С	Приведенное значение R_{60} изоляции должно быть не меньше 50% значения, указанного в паспорте трансформатора
2. Измерение коэффициента абсорбции R_{60}/R_{15}	Мегаомметром 2500 В при температуре 10-30 °С	$\geq 1,3$
3. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь $\text{tg } \delta$	Мостом переменного тока при температуре 10-30 °С	Приведенное значение $\text{tg } \delta$ изоляции должно быть не больше 150% паспортного значения силового трансформатора

11.2 Экологичность

Так как на подстанции Двуречье установлены маслонаполненные трансформаторы, перед их установкой на площадке выкапывается маслоприемник, который в дальнейшем засыпается гравием для предотвращения распространения пожара. После приготовления маслоприемника трансформатор устанавливается над ним на металлическом или железобетонном основании. Маслоприемник в данном случае предназначается для улавливания масла в случае его утечки при повреждении бака трансформатора и выполняется с соблюдением следующих требований:

- Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на расстояние.

- Устройство маслоприемников и маслоотводов исключает переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т. п.

- Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленного типа (дно ниже уровня окружающей планировки земли), так и незаглубленного типа (дно на уровне окружающей планировки земли).

Произведем расчет маслоприемников, требуемых для ПС 35 кВ Двуречье. На подстанции устанавливаются два трансформатора ТМН-4000/35/10. Габариты трансформатора: длина $A=2,82$ м; ширина $B=3,28$ м; высота $H=3,51$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе в соответствии с паспортными данными $m = 2,36$ т. Плотность масла $\rho = 0,85$ т/м³.

Для предотвращения распространения растекания масла по ОРУ и пожара маслонаполненный трансформатор ограждается маслоприемником, расчет которого необходимо произвести.

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике. Рисунок 6 наглядно показывает основные размеры маслоприемника.

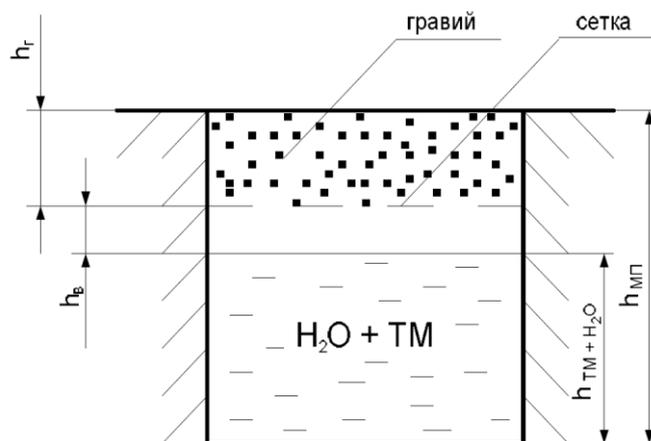


Рисунок 6 - Конструкция маслоприемника без отвода масла

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла.

$$V_{mm} = \frac{m}{\rho} = \frac{2.36}{0.85} = 2.78 \text{ м}^3; \quad (108)$$

Теперь найдем общий объем учитывающий объем масла найденный раньше и объем средств под пожаротушение.

$$V_{\text{воды}} = 0,8i \cdot t \cdot (S_{\text{мп}} + S_{\text{БПТ}}); \quad (109)$$

где t – время пожаротушения равное 1800 с;

i – интенсивность пожаротушения $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$;

$S_{\text{БПТ}}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора;

Зная объем, который занимает масло, а также габариты трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника:

$$S_{\text{мп}} = C_{\text{мп}} \cdot D_{\text{мп}} \quad (110)$$

где $C_{\text{мп}}$ и $D_{\text{мп}}$ габариты маслоприемника с учётом требований правил устройства электроустановок о необходимости выступать габаритам маслоприемника за габариты трансформатора на 1 метр, для трансформаторов емкостью от 2 до 10 т.

Соответственно площадь маслоприемника равна:

$$S_{\text{мп}} (A+2 \cdot \Delta) \cdot (B+2 \cdot \Delta) = (2,82+2 \cdot 1) \cdot (3,28+2 \cdot 1) = 25,45 \text{ м}^2; \quad (111)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H = 2 \cdot (2.82 + 3.28) \cdot 3.51 = 42.82 \text{ м}^2; \quad (112)$$

$$V_{\text{воды}} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (25,45 + 42,82) = 19,66 \text{ м}^3$$

Объем маслоприемника без отвода масла рассчитывается:

$$V_{\text{мп}} = V_{\text{тм}} + V_{\text{воды}} = 2,78 + 19,66 = 22,44 \text{ м}^3; \quad (113)$$

Определяем высоту уровня полного объема масла:

$$H_{\text{уровня}} = V_{\text{тм}} / S_{\text{мп}} = 22,44 / 25,45 = 0,88 \text{ м}; \quad (114)$$

Высота маслоприемника:

$$H_{\text{мп}} = H_{\text{уровня}} + h_{\text{г}} + h_{\text{пл}} \quad (115)$$

где $H_{\text{уровня}}$ – высота уровня полного объема масла;

$h_{\text{г}}$ – толщина щебня;

$h_{\text{пл}}$ – расстояние от уровня окружающей планировки до щебня.

$$H_{\text{мп}} = 0,88 + 0,25 + 0,075 = 1,21 \text{ м};$$

Установленный маслосборник в соответствии с инструкциями раз в полгода проверяется на наличие в нем дождевой воды и в случае необходимости вода откачивается обслуживающим подстанцию персоналом.

11.3. Чрезвычайные ситуации

Подстанция Двуречье относится к объектам повышенной опасности так как на ней присутствует 2 класса высокого напряжения 35 тысяч вольт и 10 тысяч вольт. А также в связи с особенностями преобразования электрической энергии на подстанции присутствует горючие вещества, такие как трансформаторное масло. В связи с чем одной из наиболее распространенных чрезвычайных ситуаций на подстанции является пожар электрооборудования. Рассмотрим более подробно как правильно вести себя при возникновении

пожара и какими средствами необходимо тушить пожар в электроустановках ПС 35 кВ Двуречье.

Пожарная безопасность электростанций и электрических сетей регламентируется строительными нормами и правилами, межотраслевыми правилами пожарной безопасности, отраслевыми стандартами и правилами пожарной безопасности на отдельных объектах [22].

Организационными мероприятиями по обеспечению пожарной безопасности являются: обучение рабочих и служащих правилам пожарной безопасности; разработка и реализация норм и правил пожарной безопасности, инструкций о порядке работы с пожароопасными веществами изготовление и применению средств наглядной агитации по обеспечению пожарной безопасности. Иной мерой по обеспечению пожарной безопасности является организация пожарной охраны объекта, предусматривающей профилактическое и оперативное обслуживание охраняемых объектов [25].

Обеспечение пожарной безопасности на подстанциях, основные требования.

Весь персонал обязан уметь пользоваться противопожарным инвентарем и средствами пожаротушения [4].

Каждый работник проходит инструктаж, обучение и проверку знаний по соблюдению мер пожарной безопасности в соответствии с требованиями “Правил работы с персоналом на предприятиях“ [22].

При приеме смены в процессе обхода оборудования дежурный персонал производит осмотр состояния помещения и оборудования с точки зрения пожарной безопасности, а также укомплектованность пожарных щитов. Пожарные щиты должны быть закрыты специальной рамой с металлической сеткой и опломбированы тонкой проволокой, срываемой без больших усилий. Запрещено закрывать раму на замок.

Краткое описание средств пожаротушения на подстанциях [25].

1) первичные средства пожаротушения, включающие в себя пожарные рукава, стволы, пенные и углекислотные огнетушители, ящики с песком;

2) передвижные углекислотные огнетушители ОУ – 80 и ОУ – 25, передвижной воздушно-пенный огнетушитель ОВП – 100;

3) огнетушитель порошковый автоматический ОПА – 100.

Порядок тушения пожара [25].

1) При возникновении пожара на энергетическом объекте первый заметивший загорание, должен немедленно сообщить начальнику смены подстанции, а при наличии связи немедленно сообщить в пожарную охрану или приступить к тушению пожара имеющимися средствами пожаротушения. Оперативный персонал, получивший сообщение о пожаре, должен сообщить начальнику смены и потребовать от него обесточивания оборудования в районе пожара находящегося под напряжением выше 0,4 кВ.

До прибытия подразделений ГПС МЧС России, руководителем тушения пожара является начальник смены подстанции, который обязан организовать:

а) удаление с места пожара всех посторонних лиц;

б) установление места пожара, возможные пути его распространения и образования новых очагов горения;

в) выполнение подготовительных работ с целью обеспечения эффективного тушения пожара;

г) тушение пожара персоналом и средствами пожаротушения энергетического объекта;

д) встречу подразделения ГПС МЧС России лицом, хорошо знающим безопасные маршруты движения, расположение водоисточников, места заземления пожарной техники. После прибытия на место пожара первого подразделения ГПС МЧС России руководителем тушения пожара является старший начальник этого подразделения. Руководитель тушения пожара имеет право приступить к тушению электрооборудования под напряжением только после получения письменного допуска на тушение, и инструктажа личного состава пожарных подразделений представителями энергетического объекта;

ж) При возникновении пожара в энергетических установках или на вспомогательном оборудовании, который угрожает нагреву металлических

конструкций, перекрытий должны быть немедленно приняты меры к их охлаждению с соблюдением мер безопасности. Перед этим необходимо обесточить питание освещения.

Особенности тушения в электроустановках напряжением выше 1 кВ.

1. Руководителем тушения пожара в электроустановках до прибытия пожарных является начальник смены. По прибытии пожарного подразделения, старший принимает на себя руководство тушением пожара.

2. Загорания в электроустановках под напряжением ликвидируются персоналом энергетического объекта с помощью ручных и передвижных огнетушителей.

3. Отключение присоединений, на которых горит оборудование, может производиться дежурным персоналом энергетического объекта без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим его уведомлением.

При тушении электроустановок, находящихся под напряжением персонал, состав пожарной охраны обязан выполнять следующие требования:

а) работать со средствами пожаротушения в диэлектрических перчатках и ботах (сапогах), а при заземлении – СИЗ органов дыхания;

б) находиться на безопасном расстоянии от электроустановок;

в) заземлить пожарный ствол и насос пожарного автомобиля;

4. Тушение пожаров в электроустановках, находящихся под любым напряжением, всеми видами пен и с помощью ручных средств запрещается, так как пена и раствор пенообразователя в воде обладают повышенной электропроводимостью.

В КРУ-10 кВ, установлены 2 ручных углекислотных огнетушителя ОУ-5 [22].

На ПС Двуречье предусмотрены первичные средства пожаротушения в виде огнетушителей и пожарный инвентарь – пожарные топоры, багры, ведра и другой инвентарь расположенный на пожарных щитах. Пожарный инвентарь,

первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения расположены на видных местах, имеют достаточно свободный доступ и окрашены масляной краской в красный цвет.

Установленные щиты – металлические типа ЩПМ имеют габаритные размеры 1200х600 мм, в количестве 2 штук.

Применяемые для тушения пожара на ГПП огнетушители являются передвижными углекислотными огнетушителями марки ОУ-25 и емкостью 25 литров.

Корпуса таких огнетушителей, т.е. с таким объемом заряда устанавливаются на специальные тележки.

На подстанции присутствует пожарная автоматика, сигнализация для оповещения и связь. Установки обнаружения пожара, к которым относятся аппаратура автоматической пожарной сигнализации (пожарные извещатели, приемные станции, блоки питания), а также аппаратура основных релейных защит электрооборудования, задействованная в схемах автоматического пуска стационарных систем пожаротушения, должны поддерживаться в исправном состоянии для обеспечения своевременного обнаружения пожара и правильной информации о нем персонала.

Автоматика пожаротушения должна обеспечивать правильное обнаружение зоны горения, подачу в зону горения огнетушащего средства (вода, пена) с одновременной выдачей сигнала о своем срабатывании дежурному персоналу.

Автоматика пожаротушения и пожарная сигнализация должны быть всегда в готовности к работе.

Вывод устройств автоматики пожаротушения и пожарной сигнализации производится для их технического обслуживания и ремонта по заявке, разрешенной главным инженером.

При выводе в ремонт автоматики пожаротушения и сигнализации какого-либо объекта или оборудования оперативный персонал обязан оповестить об

этом диспетчера и вызвать для дежурства пожарный автомобиль с боевым расчетом.

Все профилактические и ремонтные работы на устройствах пожарной автоматики и сигнализации должны выполняться, а дневное время и в кратчайшие сроки с вводом устройств в работу на ночь.

Состав бригады, обслуживающей устройства автоматики пожаротушения и пожарной сигнализации, а также закрепление зон обслуживания за цехами, и назначение лиц, ответственных за техническое состояние устройств пожаротушения, утверждается приказом руководства предприятия.

Рассмотрим случай при котором диспетчера получили сигнал воздушной тревоги на подстанции Двуречье.

Оперативный персонал подстанции специально обучен действиям в случае подачи сигнала воздушной тревоги, стихийных бедствий. В числе документов хранящихся на подстанции обязательно присутствует инструкция по светомаскировке данного объекта.

Сигнал воздушной тревоги подается в случае непосредственной угрозы нападения противника. По этому сигналу должны быть приняты меры светомаскировки.

Есть определенный перечень предприятий которые, по сигналу воздушной тревоги прекращают технологический процесс работы. К таким объектам и общественные здания относятся:

- операционные больницы и госпиталей, помещения неотложной помощи, анестезии и реанимации;
- узлы связи, городской телеграф, междугородние телефонные станции, городские АТС общего пользования;
- радиостанции, телевизионные центры, центральные и опорные усилительные станции радиотрансляционных сетей;
- районные котельные с паровыми котлами давление более 0,7 кгс/см² и водогрейными котлами с теплоносителем температурой более 1150С;

- главный и районные водопроводные насосные станции и канализационные насосные станции, не имеющие аварийного выпуска;
- диспетчерские пункты энергосистемы, электросетевых предприятий и районов электрических сетей;
- объекты Министерства обороны РФ;
- объекты Министерства гражданской авиации;
- объекты газопровода и нефтепровода;
- общественные здания администрации, прокуратуры;
- другие объекты по указанию местной администрации.

Предприятия и промышленные объекты, которые по сигналу воздушной тревоги прекращают технологический процесс работы, должны ввести в действие график безаварийной остановки. График безаварийной остановки цеха должен предусматривать:

- получение сигнала воздушная тревога;
- оповещение;
- остановка и местное выключение станков и оборудования на рабочих местах;
- выключение нагревательных печей, перекрытие подачи газа, снятие напряжения со щитов питания и шинных мостов;
- эвакуация в укрытие;
- другие мероприятия по усмотрению начальника цеха.

Мероприятия по светомаскировке по сигналу воздушная тревога в рабочее время производится под руководством начальников служб, отделов, цеха и районных электрических сетей.

Получение сигнала воздушная тревога и передача его в операционную диспетчерскую службу должно занимать не более трех минут.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе удалось выполнить серьезную задачу по переводу распределительной сети 6 кВ на более высокий класс напряжения 10 кВ. Так как при анализе нагрузок и перспективного развития района были выявлены узкие места в виде невозможности подключения новых потребителей ввиду загруженности существующей сети и высокому износу оборудования.

Так для решения основной поставленной задачи по реконструкции распределительной сети были решены такие проблемы как замена устаревшего электрооборудования, перевод распределительной сети на более высокий класс напряжения - 10 кВ вместо 6 кВ, замена силовых трансформаторов на подстанции совместно с основным оборудованием. Все расчеты, необходимые для выбора оборудования, были произведены на основании современных методик, с использованием действующих в настоящее время инструкций и норм.

В результате расчета нагрузок потребителей получены результирующие нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП. Данные нагрузки рассчитаны с учетом коэффициентов участия максимумов потребителей. Что дает более точные и правильные результаты без завышения, или занижения мощности потребителя.

При сравнении вариантов схем сети, был выбран вариант с использованием петлевой схемы электроснабжения, как наиболее удобный и оптимальный. Для данной схемы выбраны самонесущие изолированные провода сечением 70 мм². Так как петлевые схемы работают в разомкнутом режиме, был произведен расчет режимов для нахождения точки потокораздела, а также, проверка выбранных сечений на падение напряжения, и проверка по термической стойкости.

Произведен перевод распределительной сети на напряжение 10 кВ. Для правильной работы сети была выбрана и проверена защитная автоматика и релейная защита. Для защиты отходящих линий выбрана максимальная токовая

защита. Для защиты трансформатора выбрана токовая отсечка, максимальная токовая защита. Автоматический ввод резерва был выбран для установки в точках потокораздела, для повышения надежности схемы.

В разделе безопасность и экологичность рассмотрены такие вопросы как безопасное производство работ обслуживающим персоналом, в разделе экологичность рассмотрены вопросы необходимости замены силовых трансформаторов на ПС Двуречье в связи с заменой питающих трансформаторов, потребовалась замена маслосборника, учитывая небольшие объемы трансформаторного масла, принят маслосборник без обвода масла.

По итоге можно сделать выводы, что разработанный проект реконструкции распределительной сети может быть принят к реализации и позволит осуществить реконструкцию сети позволяющую в последствии органично развивать Еврейскую автономную область, а в частности район Двуречья.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алиев И.И. Электротехнический справочник 4 издание испр. / И.И. Алиев. – М.: 2004. – 384 с.
2. Беляков Ю.П. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. / Ю.П. Беляков, А.Н. Козлов, Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004. – 132 с.
3. Герасимова В.Г. Электротехнический справочник Т.2. Электротехнические изделия и устройства / В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, А.И. Попова и др. – М.: МЭИ, 2001. – 517 с.
4. ГОСТ 12.1 030-81 ССБТН-1.08.87 – Электробезопасность, защитное заземление, зануление.
5. Еврейская автономная область [Электронный ресурс]: Об утверждении программы «Социально-экономическое развитие муниципального образования «Облученский район» на период 2020-2025 годы». – Режим доступа: http://jewish.news-city.info/docs/sistemsadok_ieyidz/page2.htm. -15.04.2023.
6. Идельчик В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
7. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 57 с.
8. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94 от 31.05 94, с изм. от 29.06.99, №213.
9. Козлов В.А. Электроснабжение городов / В.А. Козлов. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 264 с.
10. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1.: Учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2003. – 256 с.
11. Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38—110 кВ сельскохозяйственного назначения.

12. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0.4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ том 6 / Е.Ф. Макаров – М.: ИД «Энергия», 2006. – 624 с.
13. Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие. / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007. – 139 с.
14. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
15. Нормы отвода земель, для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ № 14278 тм-т1, 16 с.
16. Об установлении тарифов покупки потерь электрической энергии для организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии, приобретающих ее в целях компенсации потерь в сетях на территории Амурской области на 2012 г. / Приказ №235-пр/э от 20.12.2011 г. Управления государственного регулирования цен и тарифов.
17. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения : Справочник - учебное пособие. / Г.Н. Ополева. – М.: ФОРУМ ИНФРА-М, 2006. – 480 с.
18. Письмо от 3 апреля 1996 г. № 07.09-96 «Об укрупненных величинах площадей отвода земли под опоры ВЛ 6-10 кВ» 22 с.
19. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ О промышленной безопасности опасных производственных объектов (по состоянию на 01.01.2010 в ред. фз №122-ФЗ от 22.08.2004; №45-ФЗ от 09.05.2005; №232-ФЗ от 18.12.2006; №309-ФЗ от 30.12.2008; №313-ФЗ от 30.12.2008; №374-ФЗ от 27.12.2009).
20. Правила устройств электроустановок. – М. : Энергоатомиздат, 2010 г. действующие главы шестого и седьмого изданий с дополнениями и изменениями по состоянию на 1 января 2009 г.
21. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

22. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и под-станций: Учебник для техникумов – 3-е изд., перераб. и доп. / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
23. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД-153-34.0-20.527-98. Москва, Издательство НЦ ЭНАС, 2001. – 151 с.
24. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007. – 212 с.
25. Пожарная профилактика электроустановок. Методическое пособие по выбору электрооборудования для взрывоопасных и пожароопасных производств./ Чайчиц Н.И. , Иванович А.А./, 1999г.
26. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н (ред. от 29.04.2022) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957).
27. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – Москва: Энергоатомиздат, 1990.
28. Справочная книга для проектирования электрического освещения / под ред. Г.М. Кнорринга Л.: Энергия, 1976. – 384 с.
29. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей : СО 00.03.03-07, Москва: Энергосетьпроект, 2007. – 44 с.
30. Шабад М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. изд. 2-е, перераб. и доп. / М.А. Шабад. – Л. : Энергия, 1976 г. – 288 с.
31. Экономика и управление энергетическими предприятиями: Учебник для студ. высш. учеб. заведений. / Т.Ф. Басова, Е.И. Борисов и др., под ред. Н.Н. Кожевникова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 432 с.
32. Электрооборудование среднего напряжения 10-6 кВ/ Каталог 2006 г.: г Минск, Изд-во ЮНИПАК, 2006. – 58 с.