

Министерство образования и науки 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) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции напряжением 110 кВ «Молодёжная» филиала АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» «Приморские электрические сети» в связи с ростом электрических нагрузок.

Исполнитель

студент группы 142зб

подпись, дата

И.А. Карманов

Руководитель

доцент, к.т.н

подпись, дата

А.А. Казакул

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
И.о. зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2016 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента _____

1. Тема выпускной квалификационной работы: _____

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

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

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков,
схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием
относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

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

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Специальность _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблиц _____

число приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой
и направленностью _____

3. Достоинства работы _____

4. Недостатки работы _____

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

« _____ » _____ 2016 г. Руководитель _____

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 83 стр., 15 рисунков, 39 таблиц, 74 формулы, 24 источника, 8 приложений.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, БЕЗОПАСНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

В данной работе разработан вариант развития «Приморских электрических сетей» напряжением 110 кВ при реконструкции и модернизации подстанции «Молодежная». Выполнено прогнозирование электрических нагрузок ПС. Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведен выбор основного электрического оборудования. Рассчитана стоимость реконструкции ПС «Молодежная». Произведен расчет режимов. Рассчитано заземляющее устройство ПС «Молодежная». Выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты ПС от грозových перенапряжений, рассчитаны зоны защиты молниеотводов. Определены основные меры техники безопасности при эксплуатации электроустановок.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение

- 1.1 Климатическая характеристика района
 - 1.2 Характеристика существующей схемы сети 110, 35 кВ
 - 1.2.1 Характеристика источников питания
 - 1.3 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок
 - 1.4 Компенсация реактивной мощности
 - 1.5 Выбор числа и мощности трансформаторов ПС «Молодежная»
 - 1.6 Выбор сечения питающей линии
 - 1.7 Расчет токов короткого замыкания
 - 1.7 Выбор оборудования РУ 110/35/6 кВ ПС «Молодежная»
 - 1.7.1 Выбор выключателей на стороне 110 кВ
 - 1.7.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ
 - 1.7.3 Выбор выключателей на стороне 6 кВ
 - 1.7.4 Выбор разъединителей
 - 1.7.5 Выбор трансформаторов тока
 - 1.7.6 Выбор трансформаторов напряжения
 - 1.7.7 Выбор гибкой ошиновки
 - 1.7.8 Выбор жесткой ошиновки
 - 1.7.9 Выбор ТСН
 - 1.7.10 Выбор ОПН
 - 1.7.1 Выбор высокочастотного заградителя
 - 1.8 Расчет молниезащиты ПС «Молодежная»
 - 1.9 Расчет параметров режима работы сети
 - 1.10 Оценка надежности питания ПС «Молодежная»
- ### 2 Расчет экономических показателей
- 2.1 Описание проектируемой сети
 - 2.2 Затраты на реализацию проекта

2.3 Определение численности обслуживающего персонала подстанции

2.4 Расчет фонда заработной платы и отчислений в фонды пенсионного, медицинского и социального страхования

2.5 Расчет себестоимости передачи электроэнергии

3 Безопасность и экологичность

3.1 Безопасность проекта

3.2 Экологичность проекта

3.3 Чрезвычайные ситуации

Заключение

Библиографический список

Приложение А. Расчет токов короткого замыкания

Приложение Б. Расчет зон молниезащиты ПС

Приложение В. Расчет нормального режима работы сети

Приложение Г. Расчет послеаварийного режима работы

ВВЕДЕНИЕ

Основной проблемой встречающейся в реально эксплуатируемых сетях как Приморского края так и практически всей России является физический и моральный износ электротехнического оборудования. На некоторых подстанциях реальный срок службы оборудования превышает в несколько раз ресурс заложенный заводом изготовителем, оборудование работает практически на износ. Усугубляет данную ситуацию плохо налаженная ремонтная компания.

В результате всего вышесказанного происходит частое повреждение оборудования, страдают потребители электроэнергии и как следствие потеря прибыли. Проблемы в такой системе будут накапливаться в геометрической прогрессии в конце концов это приведет к катастрофическим последствиям. Выходом из данной ситуации является скорейшая модернизация энергетики в частности замена электротехнического оборудования на более современное экономичное и надежное.

К выше перечисленным проблемам можно так же отнести в некоторых случаях загрузку основного оборудования выше допустимых пределов, как в данном случае, в совокупности данный режим работы так же может привести к выходу оборудования из строя, и отключению потребителей со всеми вытекающими последствиями.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается один из вариантов развития и модернизации «Приморских электрических сетей» в частности реконструкция и модернизация подстанции «Молодежная» связанная с увеличением нагрузки выше нормативных пределов, результатом будет уменьшение потерь электроэнергии, увеличение надежности электроснабжения потребителей.

Актуальность данной выпускной квалификационной работы заключается в том что постоянному росту нагрузок содержащих потребителей различной категории препятствует загрузка основного оборудования выше нормативных

значений на ПС «Молодежная». Одним из наиболее рациональных решением данной проблемы является замена силового оборудования на более мощное и современное.

Целью данного проекта является разработка варианта увеличения пропускной способности ПС «Молодежная», обеспечивающего требуемые параметры надежности и качества электрической энергии. К основным задачам следует отнести следующие:

- А) Анализ существующего состояния схемы электроснабжения
- Б) Расчет номинальной мощности силовых трансформаторов устанавливаемых на ПС в связи с реконструкцией.
- В) Компенсация реактивной мощности,
- Г) Расчет токов короткого замыкания на всех распределительных устройствах
- Д) выбор основного электротехнического оборудования
- Е) определение основных экономических показателей стоимости при реконструкции ПС.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатическая характеристика района

Приморье находится на стыке азиатского материка и Тихого океана, которые обладают резко выраженным сезонным чередованием областей высокого и низкого атмосферного давления.

Зима в Приморье характерна обилием ясных дней, незначительной высотой снежного покрова и довольно крепкими для южного положения края морозами.

Лето в Приморском крае отличается большой облачностью и влажностью воздуха. Для первой половины его характерны частые длительные туманы и моросящие осадки в прибрежной зоне, а для второй половины - значительные обложные дожди и ливни.

Сложный рельеф края создает большое разнообразие и в климате его отдельных зон и районов. Даже в пределах одного и того же физико-географического района можно заметить разницу в погодных условиях. Они зависят от многих причин: высоты местности, ее удаленности от моря, защищенности от господствующих ветров, направления горных склонов, долин и т.д.

Значительны различия в температурном режиме внутри края. Так, средняя годовая температура в южном Приморье составляет $+5,7^{\circ}$, а в северном - только $+0,1^{\circ}$.

Самым холодным месяцем в крае является январь со средней температурой на побережье $12-13^{\circ}$ мороза, а в приханкайских и центральных горно-долинных районах - $19-22^{\circ}$ ниже нуля. Наиболее теплый на побережье - август (в среднем $18-20^{\circ}$ выше нуля), а в континентальной части края - июль со средней положительной температурой, достигающей 21° .

Минимальные температуры воздуха зарегистрированы в центральных горно-долинных районах, где зимой в отдельные дни морозы достигают 49° . На

побережье края самые низкие температуры воздуха зимой колеблются от -27° до -32° .

Последние морозы весной прекращаются раньше всего на южном побережье края - в среднем 21 апреля, на Приханкайской равнине - 4 мая, на восточном побережье - 14 мая и в центральных горно-долинных районах - 16 мая. В отдельные годы, когда весна теплая и ранняя, морозы прекращаются повсеместно уже в апреле. При затяжной же весне и прохладном лете морозы на южном побережье и Приханкайской равнине могут наблюдаться в мае, а на восточном побережье и в центральных горно-долинных районах - даже в начале июня.

Первые морозы осенью наступают в горно-таежной зоне уже в конце сентября. Во всех остальных районах края - 4-22 октября. В годы с теплой солнечной осенью безморозный период в горно-таежной зоне длится до середины октября, на Приханкайской равнине - до 22 октября, а на южном побережье края - до 6 ноября.

В среднем по краю период положительных температур определяется в 135-183 дня. В отдельные годы он может продолжаться до 216 дней на южном побережье и до 172 дней - в горно-долинных районах. В целом же безморозный период в крае на 50 дней короче, чем в других районах России, расположенных на тех же широтах.

В отдельные периоды колебание годовых сумм осадков по краю происходит в очень широких пределах. Так, на восточном побережье края наибольшее количество осадков за год может достигать 800 мм, а наименьшее - 300 мм; в центральных горно-долинных районах - соответственно 1000 и 400 мм; на Приханкайской равнине - 800 и 380 мм; на южном побережье края - 1200 и 450 мм. Таким образом, наряду с чрезвычайно дождливыми в Приморском крае бывают и засушливые годы.

В Приморском крае основная масса осадков выпадает летом - 60% годового количества. В зимне-весенний период, наоборот, осадков в Приморье выпадает мало (17% годового количества).

Имеется еще одна особенность в характере осадков Приморского края: во второй половине лета, особенно в августе и начале сентября, дожди имеют характер ливней. В этот период за сутки выпадает до 160-250 мм осадков.

В связи с незначительными осадками зимнего периода высота снежного покрова в крае также невелика. Ранний и наиболее мощный снежный покров, достигающий в среднем 50-90 см, устанавливается только в центральных и горно-долинных районах.

Основные климатические данные необходимые для выбора оборудования представлены в таблице 1

Таблица 1 – Климатические данные района реконструкции

Параметр	Величина
Район по ветру	IV
Давление ветра, Па	800 (36 м/с)
Район по гололеду	IV (25 мм)
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Низшая температура воздуха, °С	-32
Среднегодовая температура воздуха, °С	+5
Высшая температура воздуха, °С	+34
Число грозových часов в год	20
Температура гололедообразования, °С	-10

Данные из таблицы 1 будут применяться при дальнейших расчетах

1.2 Характеристика существующей схемы сети 110, 35 кВ

В данном разделе ВКР проводится анализ существующей схемы сети, а так же рассматривается загруженность ее элементов таких как силовые трансформаторы и линии электропередачи.

Подробная однолинейная схема участка сети представлена на рисунке 1

По схеме подключения ПС «Молодежная» относится к транзитной, распределительное устройство высокого напряжения здесь выполнено по схеме «мостик с отделителями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях линий», С одной стороны ПС получает питание от ПС 220 кВ «Чугуевка», с другой стороны с ПС 220 кВ «Арсеньев-2».

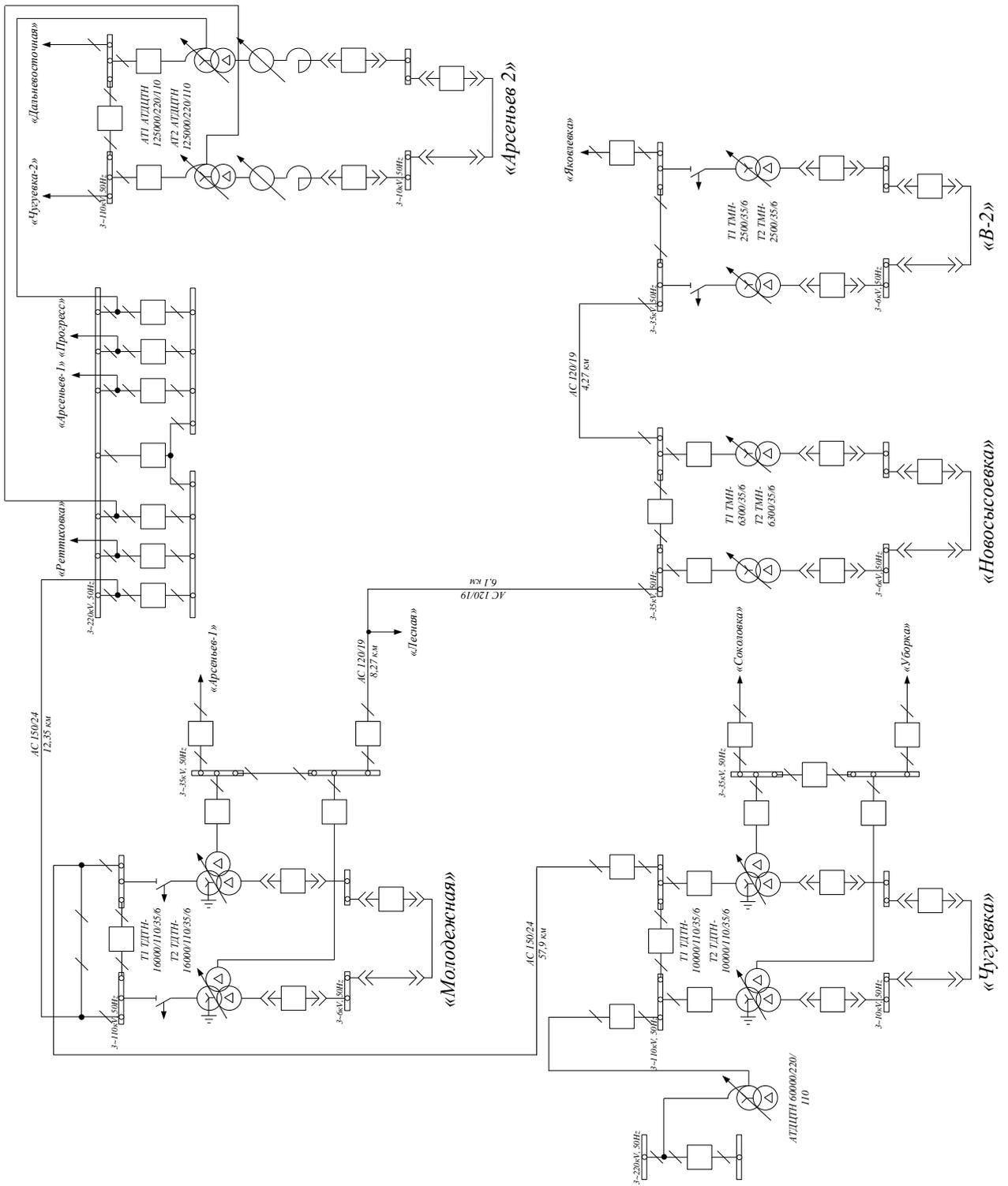


Рисунок -1 Подробная однолинейная схема сети

ВЛ питающие ПС «Молодежная» выполнены проводом марки АС 150/24, имеют протяженность 12 км до ПС «Арсеньев-2» и 57,9 до ПС «Чугуевка».

На ПС «Молодежная» в настоящее время установлено два трехобмоточных трансформатора типа ТДТН 16000/110/35/6 кВ номинальной мощностью 16 МВА имеющие устройство регулирования напряжения под нагрузкой. Распределительное устройство среднего напряжения выполнено по схеме «одна секционированная система шин», от нее подключаю питание по ВЛ такие ПС 35 кВ как «Лесная», «Ново - сысоевка», «Варфоломеевка», «Яковлевка», «Андреевка», «Яблоновка». Так же по стороне 35 кВ имеется связь с ПС Арсеньев-1 выполненная в виде ВЛ проводом марки АС 120/19 протяженностью 9,8 км.

1.2.1 Характеристика источников питания. Как указывалось ранее в данном районе источниками питания для ПС «Молодежная» являются ПС 220 кВ «Чугуевка», имеющая РУ 110 кВ выполненное по схеме «одна секционированная выключателем система шин», и ПС 220 кВ «Арсеньев-2» имеющее РУ 110 кВ «одна рабочая секционированная системы шин с обходной системой». В качестве силового оборудования на ПС «Чугуевка» установлены два трехобмоточных трансформатора ТДТН 10000/110/35/10, и один автотрансформатор связи с РУ 220 кВ типа АДЦТН 60000/220/110. На ПС «Арсеньев-2» два автотрансформатора типа АДЦТН 125000/220/110.

Оценка загрузки рассматриваемых линий электропередачи напряжением 110 кВ представлены в таблице 2, загрузка силовых трансформаторов рассматриваемого района представлена в таблице 3

Загрузка ВЛ в данном районе относительно не высокая и составляет не более 40% от допустимого длительного тока (ВЛ ПС «Молодежная» - ПС «Арсеньев-2»), можно сделать вывод о том что существующие нагрузки линии могут переносить без осложнений, при этом следует отметить что со временем будет происходить планомерное увеличение нагрузки и вышесказанная ВЛ возможно потребует замены провода на большее сечение.

Относительно трансформаторов следует сделать вывод о том что

нагрузка на них в частности на ПС «Молодежная» при работе двух трансформаторов уже превышает нормативные значения (70%), как следствие этого при аварийном отключении одного из них потребуются отключение части менее ответственных потребителей чтобы остальные остались в работе. Так же как следствие отсутствует возможность вывода в ремонт трансформатора в период максимальных нагрузок.

Таблица 2 - Загрузка ВЛ в режиме максимальных нагрузок.

Наименование ВЛ	Тип и сечение провода	Нагрузка (А)	Длительно допустимый ток	Загрузка (%)
ВЛ 110 кВ «Молодежная» - «Чугуевка»	АС-150/24	86	581	14,8
ВЛ 110 кВ «Молодежная» - «Арсеньев-2»	АС-150/24	227	581	39,1
ВЛ 35 кВ «Молодежная» - «отп Лесная»	АС-120/19	180	484	37,1
ВЛ 35 кВ «Новосысоевка» - «отп Лесная»	АС-120/19	173	484	35,9
ВЛ 35 кВ «Новосысоевка» - «В-2»	АС-120/19	115	484	23,7

Таблица 3 - Загрузка трансформаторов в режиме максимальных нагрузок.

Наименование подстанции	Номинальная полная мощность	Загрузка, (МВА)	Загрузка (%)	Загрузка при отключении одного (%)
«Молодежная»	T1 – 16 МВА	14	87,5	175
	T1 – 16 МВА	14	87,5	
«Арсеньев-2»	AT1 – 125 МВА	53,34	42,6	85,2
	AT1 – 125 МВА	53,34	42,6	
«Чугуевка»	T1 – 10 МВА	9,96	99,6	199,2
	T1 – 10 МВА	9,96	99,6	
«Новосысоевка»	T1 – 6,3 МВА	0	0	-
	T1 – 6,3 МВА	3,71	58,9	
«В-2»	T1 – 6,3 МВА	0	0	-
	T1 – 6,3 МВА	0,53	8,4	

Еще в более сложном положении находятся трехобмоточные трансформаторы на ПС «Чугуевка», в данном случае их загрузка приближается к номинальной мощности. При этом так же в случае отключения одного из них потребуется ограничение нагрузки.

В данной работе для решения проблемы загрузки трансформаторов на ПС «Молодежная» предлагается произвести их замену на более мощные с соответствующей заменой остального оборудования. Вариант с установкой третьего трансформатора, является не практичным тк установленные в настоящее время на этой ПС трансформаторы отслужили свой срок и требуют замены, при этом схема с тремя трансформаторами является не типовой и ее реализация приведет удорожанию процесса ремонта, увеличению количества оперативных переключений и потерь электроэнергии.

1.3 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Параметры электрического состояния электрической сети непрерывно изменяются, например, в связи с включением и отключением электроприемников или изменением режима их работы (в соответствии с ходом технологического процесса производства и т.д.), что следовательно приводит к изменению величин нагрузок. Наиболее резкое изменение электрического состояния наблюдается в распределительных сетях, особенно в промышленных но данные изменения являются предсказуемыми по мере увеличения ступени напряжения, что приводит к укрупнению нагрузки по отношению к питающим сетям. Изменение электрического состояния оказывается менее резким и более определенным. Нагрузки стабилизируются, изменяются медленнее и в меньших пределах.

Для количественной характеристики работы электрической сети рассматриваются ее рабочие режимы. Под рабочим режимом сети понимается ее условное установившееся электрическое состояние, определяемое её параметрами, т.е. параметрами режима.

Графики электрических нагрузок строятся на основе информации о режимах потребления электроэнергии отдельных потребителей в течение

определенного периода времени (для нашего проекта это сутки) и характеризуются вероятностными характеристиками, которые включают в себя: среднюю мощность, эффективную мощность, максимальную и минимальную мощности.

При выборе оборудования например силовых трансформаторов требуется определение вероятностных характеристик нагрузки таких как максимальная, средняя и эффективная мощность (активная и реактивная).

Исходя из категории потребителей подключенных к шинам ПС Рассматриваемого района определяем вероятностные характеристики нагрузки с помощью программы «Расчет нагрузки» данные полученные в ходе расчета сводим в таблицы 4.

Таблица 4 – Расчетные данные о нагрузке ПС «Молодежная»

Сторона 35 кВ					
Активная мощность максимальная (МВт)	Активная мощность средняя (МВт)	Активная мощность эффективная (МВт)	Реактивная мощность максимальная (МВАр)	Реактивная мощность средняя (МВАр)	Реактивная мощность эффективная (МВАр)
12,96	11,85	11,86	6,71	6,21	6,23
Сторона 6 кВ					
11,98	10,95	10,96	6,21	5,73	5,74

Таблица 4 – Расчетные данные о нагрузке ПС «Чугуевка»

Сторона 35 кВ					
Активная мощность максимальная (МВт)	Активная мощность средняя (МВт)	Активная мощность эффективная (МВт)	Реактивная мощность максимальная (МВАр)	Реактивная мощность средняя (МВАр)	Реактивная мощность эффективная (МВАр)
9,12	8,33	8,34	4,72	4,37	4,38
Сторона 10 кВ					
8,44	7,68	7,72	4,37	4,02	4,04

Таблица 4 – Расчетные данные о нагрузке ПС «В-2»

Активная мощность максимальная (МВт)	Активная мощность средняя (МВт)	Активная мощность эффективная (МВт)	Реактивная мощность максимальная (МВАр)	Реактивная мощность средняя (МВАр)	Реактивная мощность эффективная (МВАр)
0,51	0,46	0,48	0,25	0,16	0,17

Таблица 4 – Расчетные данные о нагрузке ПС «Новосысоевка»

Активная мощность максимальная (МВт)	Активная мощность средняя (МВт)	Активная мощность эффективная (МВт)	Реактивная мощность максимальная (МВАр)	Реактивная мощность средняя (МВАр)	Реактивная мощность эффективная (МВАр)
3,32	2,98	2,99	1,65	1,05	1,07

Используя полученные данные проводим прогнозирование нагрузки с последующим выбором мощности силовых трансформаторов

Для прогнозирования электрических нагрузок на 15 лет используем формулу сложных процентов приведенную ниже, при этом относительный прирост нагрузки в данном районе составляет согласно [3] 0,02 о.е. в год.

Подробно рассмотрим прогнозирование активной мощности, для этого используем формулу сложных процентов:

$$P_{np} = P_{тек} \cdot (1 + 0,02)^{T_{np} - T_m} \quad (1)$$

где P_{np} – прогнозируемая на период T_{np} активная мощность нагрузки (МВт);

$P_{тек}$ – текущая мощность нагрузки (МВт);

0,02 – относительное увеличение нагрузки за год для Приморского края;

T_{np} – год на который прогнозируется нагрузка;

T_m – текущий год

Для подстанции «Молодежная» прогноз максимальной активной нагрузки на стороне 6 кВ на 2031 год составит:

$$P_{np} = 11,98 \cdot (1 + 0,02)^{2031 - 2016} = 16,12 \text{ МВт}$$

Расчет остальных вероятностных характеристик нагрузки для ПС проводится по аналогичной формуле. Результаты расчета приведены в таблице 5:

Таблица 5 – Расчетные прогнозные данные о нагрузке ПС «Молодежная»

Сторона 35 кВ					
Активная мощность максимальная (МВт)	Активная мощность средняя (МВт)	Активная мощность эффективная (МВт)	Реактивная мощность максимальная (МВАр)	Реактивная мощность средняя (МВАр)	Реактивная мощность эффективная (МВАр)
17,36	15,87	15,89	8,99	8,32	8,34
Сторона 6 кВ					
16,12	14,62	14,68	8,32	7,67	7,69

Увеличение нагрузки согласно полученным данным составляет 34,5 %

Для дальнейших расчетов режима работы сети требуется расчет таких характеристик на остальных ПС, полученные по аналогичным формулам данные сводятся в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчетные прогнозные данные о нагрузке ПС «Чугуевка»

Сторона 35 кВ					
Активная мощность максимальная (МВт)	Активная мощность средняя (МВт)	Активная мощность эффективная (МВт)	Реактивная мощность максимальная (МВАр)	Реактивная мощность средняя (МВАр)	Реактивная мощность эффективная (МВАр)
12,32	11,26	11,28	6,38	5,90	5,92
Сторона 10 кВ					
11,41	10,38	10,42	5,90	5,44	5,45

Таблица 4 – Расчетные прогнозные данные о нагрузке ПС «В-2»

Активная мощность максимальная (МВт)	Активная мощность средняя (МВт)	Активная мощность эффективная (МВт)	Реактивная мощность максимальная (МВАр)	Реактивная мощность средняя (МВАр)	Реактивная мощность эффективная (МВАр)
0,69	0,62	0,64	0,33	0,22	0,24

Таблица 4 – Расчетные прогнозные данные о нагрузке ПС «Новосысоевка»

Активная мощность максимальная (МВт)	Активная мощность средняя (МВт)	Активная мощность эффективная (МВт)	Реактивная мощность максимальная (МВАр)	Реактивная мощность средняя (МВАр)	Реактивная мощность эффективная (МВАр)
4,48	4,02	4,04	1,82	1,42	1,44

Далее проводим компенсацию реактивной мощности на ПС «Молодежная» и «Чугуевка»

1.4 Компенсация реактивной мощности

Для выбора мощности и типа силовых трансформаторов, марки и сечений проводов ЛЭП определяется экономически выгодная реактивная мощность, задаваемая энергосистемой в часы максимальных нагрузок.

Компенсация реактивной мощности оказывает влияние на экономические показатели функционирования электрической сети, так как позволяет снизить потери активной мощности и электроэнергии в элементах сети.

Определяем мощность компенсирующих устройств которые необходимо установить на шинах НН ПС «Молодежная» с учетом прогнозирования. Расчет проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой (МВАр) (согласно приказа №380 2015 г.):

$$Q_{\text{треб}} = Q_{\text{макс}} - P_{\text{макс}} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (2)$$

где $\text{tg} \varphi$ - предельный коэффициент мощности – 0,4.

$Q_{\text{треб}}$ - требуемая мощность КУ (МВАр)

$Q_{\text{макс}}$ - максимальная реактивная мощность нагрузки ПС (МВАр).

$P_{\text{макс}}$ - максимальная активная мощность нагрузки ПС (МВт).

$$Q_{\text{треб}} = (8,99 + 8,32) - (17,36 + 16,12) \cdot 0,4 = 3,92 \text{ (МВАр)}.$$

На одну секцию шин необходимо установить компенсирующие устройства мощностью (МВАр):

$$Q_{Ic} = \frac{Q_{\text{треб}}}{2}. \quad (3)$$

$$Q_{Ic} = \frac{3,92}{2} = 1,96 \text{ (МВАр)}.$$

По требуемой мощности на одну секцию выбираем компенсирующие устройства, определяем их необходимое количество и фактическую суммарную реактивную мощность.

В данной работе в качестве КУ принимаем устройства типа КРМ номинальным напряжением 6,3 кВ : КРМ -6,3(10,5) кВ (аналог УКЛ 56, УКЛ 57) - установки компенсации реактивной мощности на напряжение 6 и 10 кВ, частотой 50 Гц, мощностью от 50 кВар до 50 МВАр, предназначенные для повышения значения коэффициента мощности $\cos(\varphi)$ в электрических распределительных трехфазных сетях промышленных предприятий

Технические достоинства:

1) Высоконадежные трехфазные полипропиленовые самовосстанавливающиеся конденсаторы со встроенными предохранителями и разрядными резисторами, сроком службы 150 тыс. часов (более 15 лет), вместо устаревших однофазных, что обеспечивает меньшее число соединений и повышенную надежность установки;

2) Расширенный срок гарантии - 2 года с даты ввода в эксплуатацию, постгарантийное обслуживание и сервисная поддержка;

3) Усиленные крепления для опорных изоляторов и трансформаторов тока;

4) медная ошиновка и использование специальных контактных зубчатых шайб вместо гроверов для предотвращения ослабления шинных соединений;

5) Прокладка всех вторичных соединений в гофрокоробах – надежная изоляция от главных цепей;

6) Порошковая окраска корпуса;

7) Компактные габариты

Применение:

Конденсаторные установки применяются в электросетях 6,3/10,5 кВ. Компенсация реактивной мощности происходит в ручном режиме путем подключения необходимого числа батарей косинусных конденсаторов. Высоковольтные установки компенсации реактивной мощности производятся на базе косинусных конденсаторов ведущих мировых производителей в корпусах порошковой окраски и имеют срок службы более 15 лет, при техническом ресурсе 150 тыс. часов.

Принимаем к установке на ПС «Молодежная» КУ типа 2×КРМ - 6,3 950 кВар на каждую секцию 6 кВ

Нескомпенсированная мощность потребляемая из сети 110 кВ определяется следующим образом.

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{макс}} - Q_{\text{куфакт}} \quad (4)$$

где $Q_{\text{куфакт}}$ - фактическая суммарная мощность КУ (МВАр).

$$Q_{\text{неск}} = (8,99 + 8,32) - (0,95 \cdot 2) \cdot 2 = 13,51 \text{ (МВАр)}.$$

Определяем мощность КУ так же на ПС Чугуевка, данные сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Выбор компенсирующих устройств ПС

ПС	Максимальная активная мощность ПС (МВт)	Максимальная реактивная мощность ПС (МВАр)	Требуемая мощность КУ (МВАр)	Требуемая мощность КУ для одной сек. 6 кВ (МВАр)	Номинальная мощность принятого КУ (МВАр)	Неск - ая мощность ПС (МВАр)
«Молодежная»	33,48	17,31	3,92	1,96	4×0,95	13,51
«Чугуевка»	23,73	12,28	2,78	1,39	2×0,95 2×0,5	9,38

Указанные в таблице 7 данные будут применены в следующем разделе

1.5 Выбор числа и мощности трансформаторов ПС «Молодежная»

Данная ВКР рассматривает реконструкцию ПС «Молодежная», исходя из полученных ранее данных в данном разделе проводится выбор силовых трехобмоточных трансформаторов только для этой ПС, с учетом прогнозирования нагрузки. Так же при расчете учитывается компенсация реактивной мощности.

Мощность трансформаторов определяется исходя из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции и некомпенсированной реактивной мощности. Мощность трансформатора обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, необходимо учитывать обеспечение электроэнергией ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов, второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей.

В нашем случае в нагрузке отсутствуют потребители первой категории, следовательно на подстанции «Молодежная» не требуется изменение количества трансформаторов.

Расчетная полная мощность трехобмоточного трансформатора определяется по следующей формуле (МВА) [4]:

$$S_p = \frac{\sqrt{(P_{ни} + P_{сн})^2 + (Q_3 + Q_{сн})^2}}{N \cdot K_3} \quad (5)$$

где S_p – расчётная мощность трансформатора (МВА);

$P_{ни}, P_{сн}$ – средняя активная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения (МВт);

$Q_э, Q_{сн}$ – реактивная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения определенная согласно оптимизации режима работы сети (МВАр);

N – количество трансформаторов;

K_3 – оптимальный коэффициент загрузки для двухтрансформаторной подстанции (0,7) .

Проверка трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_э + Q_{сн})^2}}{N \cdot S_{Тн\text{юм}}} \quad (6)$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_э + Q_{сн})^2}}{(N - 1) \cdot S_{Тн\text{юм}}} \quad (7)$$

К послеаварийному режиму работы относится отключение одного из трансформаторов.

Выбираем марку и мощность трансформаторов устанавливаемых на ПС «Молодежная» расчетная мощность трансформатора:

$$S_p = \frac{\sqrt{(15,87 + 14,62)^2 + (13,51)^2}}{2 \cdot 0,7} = 23,76 \text{ (МВА)}$$

Выбираем для рассматриваемой ПС трансформатор типа ТДТН 25000/110/35/6 с номинальной мощностью 25 МВА, номинальное напряжение средней стороны 35 кВ низкой стороны 6 кВ. Охлаждение осуществляется принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой. Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(15,87 + 14,62)^2 + (13,51)^2}}{2 \cdot 25} = 0,67$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(15,87 + 14,62)^2 + (13,51)^2}}{25} = 1,34$$

Полученные значения коэффициентов практически совпадают с нормативными значениями, следовательно расчет оканчиваем и принимаем данный тип трансформатора к установке.

1.6 Расчет токов короткого замыкания на ПС «Молодежная»

Короткими замыканиями (КЗ) называются замыкания между фазами (фазными проводниками электроустановок), замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах. КЗ возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение или пробой изоляции, набросы или обрывы проводов линий электропередач с падением на землю, перекрытия токоведущих частей установок, механическое повреждение изоляции кабельных линий при земляных работах, неправильные действия обслуживающего персонала, удары молнии и т.п.

В электрических установках могут возникать различные виды коротких замыканий, сопровождающихся резким увеличением тока. Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев и сопровождается значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Все электрооборудование, устанавливаемое в системах электроснабжения, должно быть устойчивым к токам КЗ и выбираться с учетом величины этих токов.

Короткие замыкания в сети могут сопровождаться:

- прекращением питания потребителей, присоединенных к местам КЗ;
- нарушением нормальной работы других потребителей (подключенных к неповрежденным участкам сети), вследствие понижения напряжения на этих участках;

- нарушением нормальной работы энергетической системы.

Для предотвращения коротких замыканий и уменьшения их последствий необходимо:

- устранить причины, вызывающие короткие замыкания;
- уменьшить время действия защиты, действующей при коротких замыканиях;
- применять быстродействующие выключатели;
- правильно вычислить величину токов коротких замыканий и по ним выбрать соответствующую аппаратуру.

Расчетным видом КЗ для выбора электрооборудования является трехфазное КЗ.

Расчет токов КЗ ведем с учетом действительных характеристик и действительных режимов работы.

Расчеты токов КЗ для выбора аппаратов и проводников, их проверки по термической и электродинамической стойкости при КЗ, производятся приближенным методом с использованием относительных единиц.

Для упрощения расчета введем некоторые допущения:

- не учитывается сдвиг по фазе ЭДС различных источников питания, входящих в расчетную схему;
- трехфазная сеть принимается симметричной;
- не учитываются токи нагрузки;
- не учитываются емкостные токи кабельных и воздушных линий;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и независимыми от протекающего тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой сети;
- не учитываются токи намагничивания трансформаторов.

Принятые допущения дают возможность произвести расчет с точностью, не выходящей за допустимые 10 %.

На рисунке 2, 3 представлены соответственно расчетные точки короткого замыкания и схема замещения:

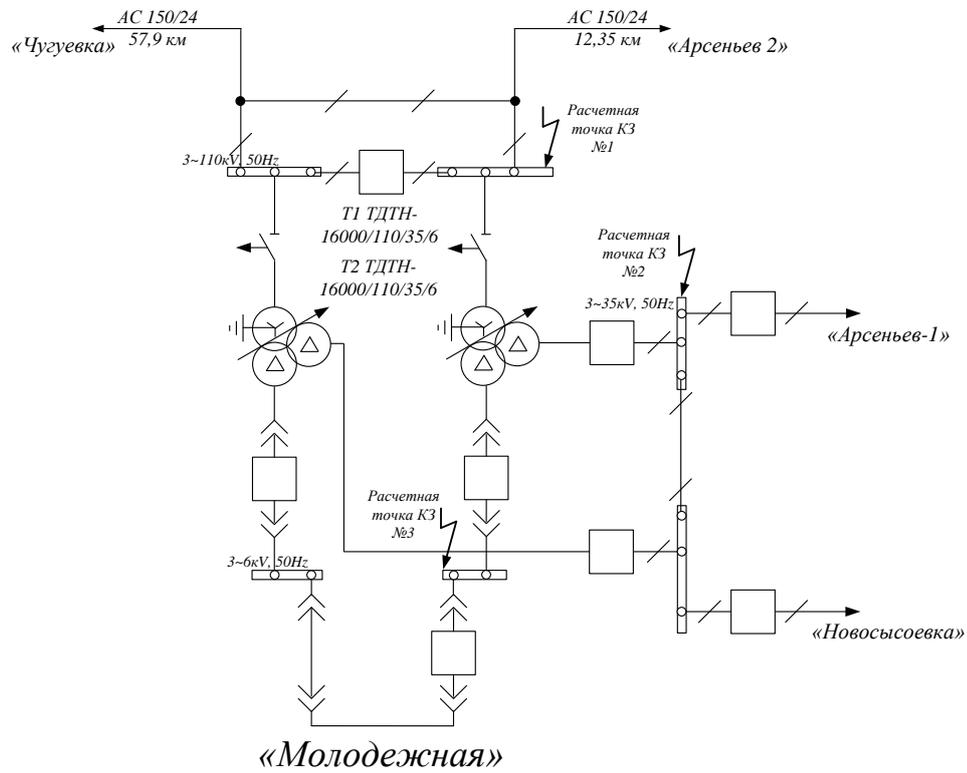


Рисунок 2 – Расчетные точки короткого замыкания

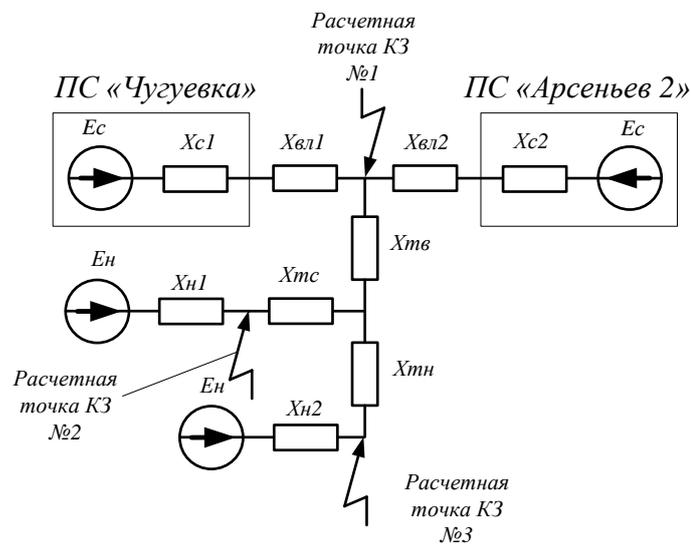


Рисунок 3 – Схема замещения.

Для расчета токов короткого замыкания принимаем базисные условия:

1) Базисная мощность: $S_B = 25$ (МВА)

2) Базисное напряжение на стороне 110 $U_{B110} = 115$ (кВ)

3) Базисное напряжение на стороне 35 $U_{B35} = 37$ (кВ)

4) Базисное напряжение на стороне 6 $U_{B6} = 6,3$ (кВ)

Определяем базисный ток для каждой ступени трансформации по следующей формуле:

$$I_{B110} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B110}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,13 \text{ (кА)}$$

$$I_{B35} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B35}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,39 \text{ (кА)}$$

$$I_{B6} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B6}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2,29 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям (о.е.):

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ (ПС «Чугуевка» ток трехфазного короткого замыкания составляет 13,6 кА) [8]:

$$X_C = \frac{S_B}{S_{K3}} \tag{8}$$

$$X_{C1} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 13,6} = 0,009 \text{ (о.е.)}$$

где S_{K3} – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ (ПС «Арсеньев 2» ток трехфазного короткого замыкания составляет 15,8 кА) [8]:

$$X_{C2} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 15,8} = 0,008 \text{ (о.е.)}$$

где S_{K3} – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ

Сопротивление ВЛ

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP}^2} \quad (9)$$

где X_0 – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

ПС «Чугуевка» - ПС «Молодежная»:

$$X_{ВЛ1} = 0,4 \cdot 57,9 \cdot \frac{25}{115^2} = 0,043 \text{ (о.е.)}$$

ПС «Молодежная» - ПС «Арсеньев-2»:

$$X_{ВЛ2} = 0,4 \cdot 12,35 \cdot \frac{25}{115^2} = 0,009 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивления трансформаторов установленных на ПС «Молодежная»:

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{1}{2} \quad (10)$$

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) \cdot \frac{1}{2} = 0,05 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} - u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{1}{2} \quad (11)$$

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (10,5 - 17,5 + 6,5) \cdot \frac{1}{2} = -0,03 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{1}{2} \quad (12)$$

$$X_{TH} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) \cdot \frac{1}{2} = 0,034 \text{ (о.е.)}$$

где $u_{K\%}$, – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора (%)

Сопротивление обобщенной нагрузки определяется следующим образом:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (13)$$

где S_H – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_{H1}} = 0,35 \cdot \frac{25}{\sqrt{17,36^2 + 8,99^2}} = 0,45 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_{H2}} = 0,35 \cdot \frac{25}{\sqrt{16,12^2 + 8,32^2}} = 0,48 \text{ (о.е.)}$$

Проводим одновременно сворачивание схемы замещения и определение параметров, расчет ведем на примере расчетной точки КЗ №1.

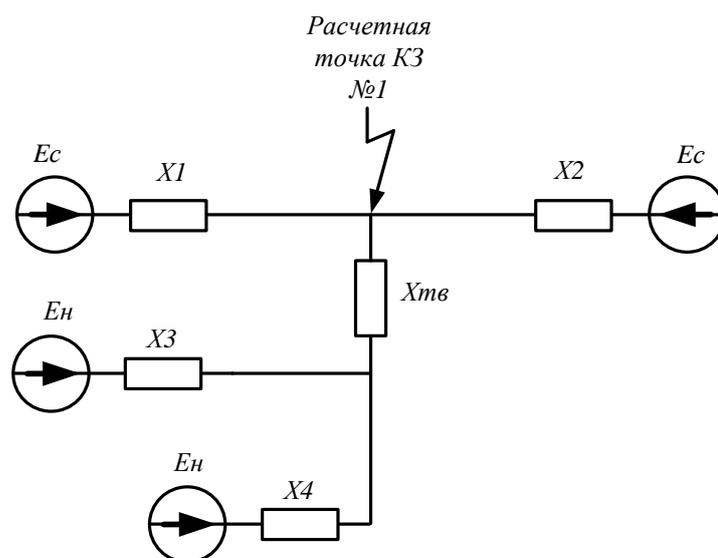


Рисунок 4 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_{C1} + X_{ВЛ1} = 0,009 + 0,043 = 0,052$$

$$X_2 = X_{C2} + X_{БЛ2} = 0,008 + 0,009 = 0,017$$

$$X_3 = X_{H1} = 0,45$$

$$X_4 = X_{H2} + X_{ТН} = 0,48 + 0,034 = 0,514$$

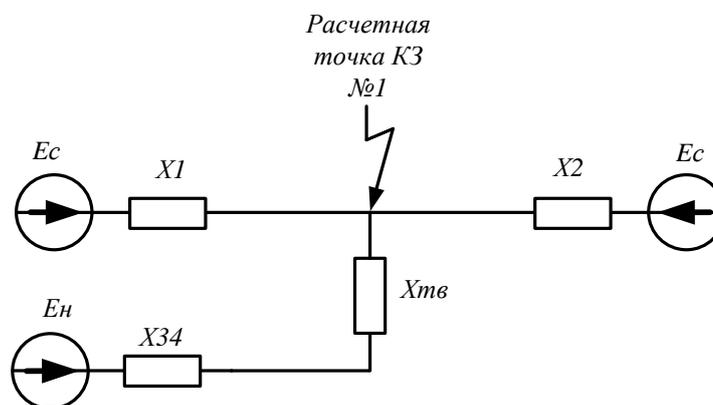


Рисунок 5 – Сворачивание схемы замещения

$$X_{34} = \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4} = \frac{0,45 \cdot 0,514}{0,45 + 0,514} = 0,24$$

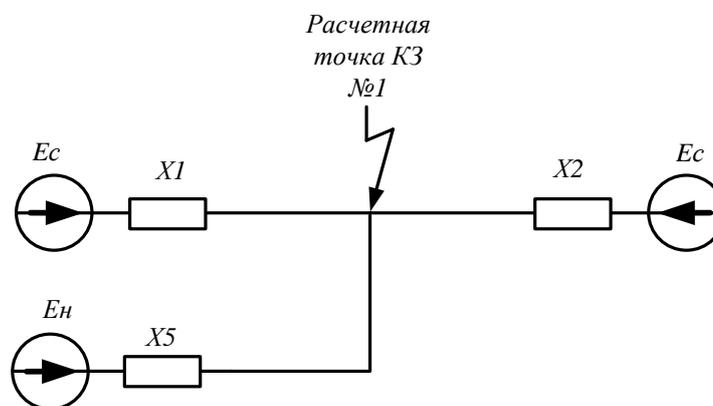


Рисунок 6 – Сворачивание схемы замещения

$$X_5 = X_{34} + X_{ТВ} = 0,24 + 0,05 = 0,29$$

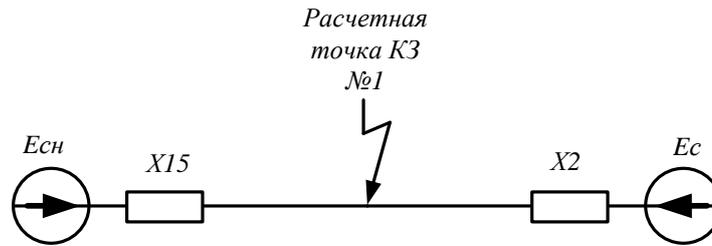


Рисунок 7 – Сворачивание схемы замещения

$$X_{15} = \frac{X_1 \cdot X_5}{X_1 + X_5} = \frac{0,052 \cdot 0,29}{0,052 + 0,29} = 0,04$$

$$E_{сн} = \frac{X_5 \cdot E_C + X_1 \cdot E_H}{X_5 + X_1} = \frac{0,29 \cdot 1 + 0,052 \cdot 0,85}{0,052 + 0,29} = 0,98$$

где E_C , E_H – соответственно эдс системы и нагрузки в относительных единицах.

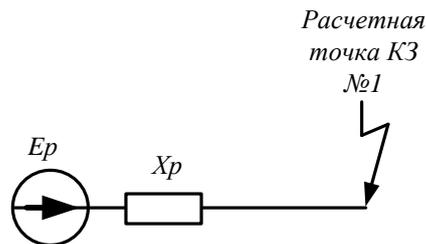


Рисунок 8 – Определение результирующих параметров

Определяем результирующие сопротивление и ЭДС:

$$X_p = \frac{X_2 \cdot X_{15}}{X_2 + X_{15}} = \frac{0,017 \cdot 0,04}{0,017 + 0,04} = 0,01$$

$$E_p = \frac{X_2 \cdot E_{сн} + X_{15} \cdot E_C}{X_2 + X_{15}} = \frac{0,017 \cdot 0,98 + 0,04 \cdot 1}{0,017 + 0,04} = 0,99$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени определяется следующим образом (кА):

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{\text{Б110}} \quad (14)$$

$$I_{\text{ПО}} = \frac{0,99}{0,01} \cdot 0,13 = 12,87$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания определяется следующим образом (кА):

$$I_A = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{\frac{-T_{\text{ОВ}}}{T_a}} \quad (15)$$

$I_{\text{ПО}}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$T_{\text{ОВ}}$ – время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,5 сек.

T_a – постоянная времени (для данных расчетных условий принимаем 0,02).

$$I_A = \sqrt{2} \cdot 12,87 \cdot e^{\frac{-0,5}{0,02}} = 0,001$$

Ударный ток короткого замыкания в точке определяется через коэффициент ударного тока (кА):

$$k_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (16)$$

$$k_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,61$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot k_y \quad (17)$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 12,87 \cdot 1,61 = 29,3$$

Дополнительно при выборе оборудования требуется теплового импульса от протекания токов короткого замыкания:

$$B_k = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (T_{\text{об}} + T_a)$$

Для нашего случая

$$B_k = 12,87^2 \cdot (0,5 + 0,02) = 86,13 \text{ (кА}^2 \times \text{с)}$$

Остальные данные по токам короткого замыкания определяются по аналогичным формулам, указаны в таблице 8.

Таблица 8 - Расчет токов КЗ на ПС «Молодежная»

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{\text{ПО}}$ (кА)	I_A (кА)	T_a	k_y	I_y (кА)	B_k (кА ² ×с)
№1	12,87	0,001	0,02	1,61	29,3	86,13
№2	6,1	0,002	0,03	1,72	10,68	19,72
№3	23,65	0,001	0,02	1,63	38,54	290,84

Расчетные данные используем далее при выборе оборудования.

1.7 Выбор оборудования РУ 110/35/6 кВ ПС «Молодежная»

Данный раздел посвящен выбору всего основного силового электротехнического оборудования устанавливаемого на ПС «Молодежная» при ее реконструкции.

Выбор оборудования РУ ведется на основе данных полученных из расчета токов КЗ, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции. Также для выбора оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах, которые определяются из расчета режимов. Значения максимальных рабочих токов указаны в таблице 8.

В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, гибкая ошиновка, нелинейные ограничители перенапряжений.

Максимальные рабочие токи в РУ определяем по условиям загрузки трехобмоточных трансформаторов установленных на ПС.

Таблица 9 – Максимальные рабочие токи в РУ ПС «Молодежная»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
110	262,43
35	412,39
6	2405,62

При выборе оборудования необходимо учитывать данные о максимальных рабочих токах

1.7.1 Выбор выключателей на стороне 110 кВ. Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току [4]:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (18)$$

$$I_{НОМ} \geq I_M. \quad (19)$$

Термическая стойкость проверяется по выражению [4]:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_k \quad (20)$$

где $I_{ТЕР}$ - ток термической стойкости;

$t_{ТЕР}$ - время термической стойкости,

B_k - тепловой импульс (интеграл Джоуля).

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ПРСКВ} = I_{ДИН} \geq I_U \quad (21)$$

где $I_{прскв}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{дин}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Первоначально принимаем для установки на элегазовый выключатель марки ВГУ-110 П-20/2500У1. Привод выключателя – пневматический. Схематичное изображение выключателя данного типа представлено на рисунке 9.

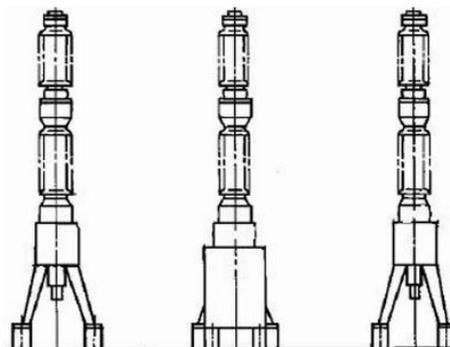


Рисунок 9 – Внешний вид – ВГУ 110

Дугогасительное устройство работает на принципе пневматического дутья. Выключатель снабжен фильтром для поглощения влаги и продуктов разложения элегаза.

Шкаф управления оснащен пневматическим приводом, который производит отключение выключателя при подаче воздуха в надпоршневое пространство привода. В отключенном положении контакты удерживаются с помощью механической защелки.

Включение осуществляется при помощи пружин при выбивании защелки привода. Связь между приводом и гасительным устройством осуществляется посредством изоляционной тяги, размещенной в опорной колонке. Распределительный шкаф предназначен для пневматической и электрической связи трех полюсов выключателя.

Данного типа выключатели обладают следующими преимуществами:

- взрыво- и пожаробезопасность;
- высокая стойкость при коммутации номинальных токов и номинальных токов отключения.

Для элегазовых выключателей – до 5000 отключений номинальных токов и 20-50 отключений номинальных токов отключения:

- отсутствие в процессе работы внешних эффектов и загрязнений окружающей среды;
- отсутствие дополнительных динамических нагрузок на фундамент при коммутации токов КЗ.

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 10:

Таблица 10 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2500	262,43	$I_{НОМ} \geq I_m$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	20	12,87	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	102	29,3	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	20	12,87	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{ОТК} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 20 =$ 12,456	0,02	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	29,3	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	86,13	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

1.7.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ. Первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.



Рисунок 10 – Внешний вид – ВГБЭ 35

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	630	412,39	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	12,5	6,1	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	10,68	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	12,5	6,1	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	7,9	0,03	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	31	10,68	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	5000	19,72	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

1.7.3 Выбор выключателей на стороне 6 кВ.

Первоначально принимаем выключатель вакуумный VF-12 номинальным током 2500 А производства компании «Элтехника» (Санкт Петербург).

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 12:



Рисунок 11 – Внешний вид вакуумного выключателя VF-12

Таблица 12 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	6	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2500	2405,62	$I_{НОМ} \geq I_m$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	23,65	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	80	38,54	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	31,5	23,65	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 31,5 =$ 13,36	0,02	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	38,54	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $31,5^2 \cdot 3 =$ 2976,75	290,84	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

1.7.4 Выбор разъединителей. Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но отсутствует проверка на коммутационную способность, т.к. разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой [6].

Выбор разъединителей 110 кВ

По напряжению и рабочему току выберем разъединители марки РПД-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки поворотный двухколонковый), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	262,43	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	29,3	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2790,75$	86,13	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

Выбор разъединителей 35 кВ.

На напряжении 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	412,39	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	63	10,68	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1875	19,72	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

1.7.5 Выбор трансформаторов тока. Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей [1].

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности .

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_K \quad (22)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_K = 0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (23)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается - 100 м, для РУ35, 6 кВ - 60 м ;

F - сечение соединительного провода, $F = 4$ мм².

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (110 кВ):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление соединительных проводов (для 35, 6 кВ) (Ом):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2} \quad (24)$$

где $S_{\text{ПР}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2=1\text{А}$.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс Альфа 1800 компании «Эльстер Метроника» (Москва). Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 15, 16, 17.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110 $S_{\text{ПР}}=1,62 \text{ ВА}$.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 кВ $S_{\text{ПР}} = 0,62$

ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 и 6 кВ $S_{\text{ПР}} = 0,62$

ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2,110} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,35} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,6} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 110 кВ ТОГ-110 III, с номинальным током первичной обмотки 600 А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$ (кВ)	110	110	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НСЕТИ}}$
Номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$ (А)	600	262,43	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{м}}$
Предельный сквозной ток $I_{\text{ПРСКВ}}$ (кА)	126	29,3	$i_{\text{ПРСКВ}} \geq i_{\text{УД}}$
Термическая стойкость, $I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}}$ (кА ² с)	13872	86,12	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}$
Номинальная вторичная нагрузка Z_2 ном (Ом)	20	2,43	$Z_{2\text{НОМ}} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТВ-35-III с номинальным током первичной обмотки 600 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	600	412,39	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	125	10,68	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	7203	19,72	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2НОМ}$ (Ом)	30	1,15	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 6 кВ ТПЛК-10-I-1 с номинальным током первичной обмотки 2500 А. Сравнение параметров приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	6	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2500	2405,62	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	189	38,54	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	4800	290,84	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2НОМ}$ (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

1.7.6 Выбор трансформаторов напряжения. Трансформаторы напряжения выбираются [6]: по напряжению установки; по конструкции и схеме соединения; по классу точности; по вторичной нагрузке.

$$S_{2НОМ} \geq S_2 \quad (25)$$

где $S_{2НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	1	10
Частотомер	Н-397	1	7
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			39

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110 УХЛ1

Таблица 22 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	39 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки.

Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Таблица 24 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 18 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 6 кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	Альфа 1800	3	1
Счетчик РЭ			
Сумма			5

Принимаем на стороне 6 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 6.

Таблица 26 – Проверка выбранного ТН 6 кВ

Номинальные параметры ТН	Расчетные данные	Условия выбора и проверки

Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (6 кВ)	75 ВА	5 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$
---	-------	------	---------------------

1.7.7 *Выбор гибкой ошиновки.* В данном разделе рассматривается выбор гибкой ошиновки на РУ 110 кВ ПС «Молодежная» с расчетом на перспективные нагрузки.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 262,43 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения отходящей ВЛ АС 150/54 с максимально допустимым током 581 А.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется так как шины выполнены голыми проводами расположенными вне помещения.

Проверка по условиям короны проводится для гибких проводников 35 кВ и выше.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (26)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 - радиус провода 0,74 (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,74}} \right) = 33,48 \text{ (кВ/см)}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по выражению (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (27)$$

где U – линейное напряжение на проводе (принимаем 115 кВ);

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,18 \cdot \lg \frac{378}{0,74}} = 16,54 \text{ (кВ/см)}$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

На поверхности провода будет отсутствовать корона, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$17,69 \leq 30,13$$

Неравенство выполняется, следовательно выбранное сечение удовлетворяет условиям проверки по короне его оставляем для монтажа.

1.7.8 Выбор жесткой ошиновки Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Молодежная». Максимальный рабочий ток составляет 2405,62 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 100×8 мм, длительно допустимый ток для данного сечения составляет 2680 А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{290,84}}{91} = 0,28 \quad (28)$$

где B_k – интеграл джоуля.

C - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины на механическую прочность, определяем пролет при условии что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{56,66}{8}} = 0,98 \quad (29)$$

где J – момент инерции шины ($\text{см}^3 \times \text{см}$).

q - сечение проводника, в данном случае 8 (см^2)

Момент инерции шин определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,8 \cdot 10^3 \frac{1}{12} = 56,66 \quad (30)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1 м.

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании (Н/м)

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{38540^2}{0,4} = 453,29 \quad (31)$$

где i_{y0} – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления по формуле (см^3)

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,8 \cdot 10^2 \frac{1}{6} = 13,33 \quad (32)$$

Определяем напряжение в проводе (МПа):

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{38540^2 \cdot 100^2}{13,33 \cdot 40} = 39,15 \quad (33)$$

При расчете напряжение все длины приведены в сантиметры.

Напряжение в материале шин (в данном случае сплав алюминия) менее предельного (60 МПа).

1.7.9 Выбор ТСН. К вторичным цепям относятся все устройства и соединяющие их электрические цепи, предназначенные для:

- управления коммутационной аппаратурой, осуществления устройств блокировки, сигнализации и т. п.;
- измерений электрических параметров (тока, напряжения, мощности, энергии, частоты и пр.) основных элементов электрооборудования или линии электропередачи;
- контроля за заданным режимом работы и техническим состоянием оборудования;
- защиты электроустановок.

Для производства оперативных переключений с помощью выключателей, разъединителей, отделителей и других коммутационных и регулирующих аппаратов, а также для возможности работы устройств защиты и автоматики необходим вспомогательный источник энергии — источник оперативного тока, с помощью которого осуществляется воздействие на их исполнительные органы (электромагниты включения и отключения выключателей, электродвигатели приводного механизма регулирования частоты вращения турбин и приводов разъединителей и т. д.). Оперативный ток 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.

Оперативный ток используется для:

- управления коммутационными аппаратами (выключателями, разъединителями, отделителями, короткозамыкателями, различными автоматическими, пусковыми и другими устройствами).

Управление аппаратом означает подачу команды на изменение его

положения, т. е. на его включение или отключение. Команды на операции управления или регулирования подаются оперативным персоналом (вручную) или автоматическими устройствами. Соответственно различают управление ручное и автоматическое. На электростанциях и подстанциях обычно используют обе формы управления.

Схема управления выключателем определяется типом выключателя и его привода, конструктивными особенностями и специальными требованиями завода-изготовителя. При этом должны учитываться также схемы автоматики и защиты объекта, который коммутируется данным выключателем.

Элегазовые выключатели комплектуются электромагнитными, пневматическими или пружинными приводами.

Мощность электромагнита включения элегазового выключателя с электромагнитным приводом выбрана, исходя из необходимости преодоления силы сжатия отключающих пружин выключателя; для отключения в качестве отключающего элемента используется маломощный электромагнит отключения, который только освобождает в приводе удерживающее приспособление (защелку), а отключение механизма выключателя происходит под действием предварительно сжатых отключающих пружин. Включение и отключение выключателя с пружинным приводом производится также под действием пружин, которые взводятся маломощным электродвигателем, а электромагниты включения и отключения освобождают приспособления, удерживающие пружины.

Источники оперативного тока: Существует три основных вида оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный.

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

Источниками выпрямленного оперативного тока служат силовые выпрямительные устройства и специальные блоки питания, которые питаются

переменным током от измерительных трансформаторов тока и напряжения и ТСН.

Кроме того, в качестве источников оперативного тока используют предварительно заряженные конденсаторы.

Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий.

В данной работе рассматриваемые выключатели имеют встроенные выпрямители для питания приводов.

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 25 приведены мощности нагрузки электроприемников на ПС «Молодежная».

Таблица 25 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Вид потребителя	Расчетная мощность приемника (кВА)
Приводы выключателей	8,36
Обогрев приводов выключателей	2,4
Обогрев ЗРУ 6 кВ	12
Освещение коридора ЗРУ 6 кВ	4
Освещение ячеек 6 кВ	1,4
Освещение ОРУ 110, 35 кВ	8
Расчетная полная мощность электроприемников ПС	36,16

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Молодежная»:

$$S_P = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{onm}} = \frac{36,16}{2 \cdot 0,7} = 25,82 \text{ (кВА)} \quad (34)$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТСЗ 40/6 номинальной мощностью 40 кВА. Трансформатор имеет сухое защищенное исполнение.

1.7.10 *Выбор ОПН.* Ограничители перенапряжений выполнены как одноколонковые аппараты опорного типа вертикальной установки. Для присоединения фазного провода и заземления ограничители имеют стандартную пластину на верхнем фланце и болт заземления на нижнем. Металлические фланцы закреплены на корпусе ограничителя и загерметизированы полимерным компаундом.

Металлооксидные ZnO резисторы с высоконелинейной вольтамперной характеристикой запрессованы в оболочки из полимерного материала и в виде однотипных элементов последовательно соединены внутри общего корпуса.

Основные параметры выбранного ОПН показаны в таблице 26.

Таблица 26 – Технические данные ОПН 110 кВ

ОПН-110/10/77/400	
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	77
Поглощаемая энергия (кДж)	400
Остаточное напряжение $U_{ост}$ (кВ)	180

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 27.

Таблица 27 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	77	72,74	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 110 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

На стороне 35 кВ принимаем к установке ОПН - 35 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{вр}$ (кВ)	25,25	23,24	$U_{вр} \geq U_{вр.сети}$

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

На стороне 6 кВ принимаем к установке ОПН-П-6 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор и проверка ОПН 6 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{вр}$ (кВ)	4,33	3,98	$U_{вр} \geq U_{вр.сети}$

ОПН 6 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

1.7.11 Выбор высокочастотного заградителя связи. Высокочастотные заградители серии ВЗ предназначены для обеспечения передачи сигналов противоаварийной автоматики (ПА), релейной защиты (РЗ), телефонной связи, телемеханики, промодулированных высокой частотой (24-1000 кГц) по фазовому проводу или грозотросу высоковольтной (10,35-750 кВ) линии электропередачи. Высокочастотный заградитель необходим для исключения шунтирования высокочастотного сигнала обмоткой фазового трансформатора. Заградитель представляет собой высокочастотный фильтр, который включается

в расщелку провода высоковольтной линии электропередачи для предотвращения потерь высокочастотного сигнала.

По номинальному току (на стороне высокого напряжения) выбираем заградитель типа ВЗ-400 УХЛ1, его принимаем к установке на обе приходящие к ПС «Молодежная» ВЛ

1.8 Расчет молниезащиты ПС «Молодежная»

В данном разделе работы проводится расчет зон молниезащиты от отдельностоящих молниеотводов которыми выполнена молниезащита ПС «Молодежная». Данный расчет проводится для проверки защищенности электрооборудования находящегося на ПС от грозových перенапряжений.

Высота отдельностоящих молниеотводов принимается 19 м количество - 6 шт. Расположение молниеотводов представлено в графической части работы.

Рассмотрим подробно расчет зон молниезащиты на примере системы состоящей из двух молниеотводов 1-2.

Рассчитываем эффективную высоту каждого молниеотвода по следующей формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (35)$$

где h – высота молниеотвода (19 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,15$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли по формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_{эф}) \cdot h_{эф} = (1,1 - 0,002 \cdot 16,15) \cdot 16,15 = 17,2 \quad (36)$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала через высоту линейного портала:

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h_{эф} - h_x)}{(h_{эф} + h_x)} = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(16,15 - 11)}{(16,15 + 11)} = 5,8 \quad (37)$$

где h_x – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 11 м.

Наименьшая высота внутренней зоны на примере двух молниеотводов 1-2 расположенных на расстоянии 30 м друг от друга определяется по следующей формуле:

$$h_c = h_{эф} - \frac{L}{7} = 16,15 - \frac{30}{7} = 11,86 \quad (38)$$

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта (в данном случае линейного портала) определяется по следующей формуле:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{11,86 - 11}{1 + \frac{11}{11,86}} = 1,31 \quad (39)$$

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

Расчет параметров молниезащиты по системам состоящим из других молниеотводов проводится в программе MS Excel, полученные результаты представлены в таблице 30

Таблица 30 – Расчет молниезащиты ПС «Молодежная»

Система молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	30	19,0	16,15	11,86	17,2	5,8	1,31
2 - 3	30	19,0	16,15	11,86	17,2	5,8	1,31
3 - 6	20	19,0	16,15	13,29	17,2	5,8	2,01
5 - 6	30	19,0	16,15	11,86	17,2	5,8	1,31
4 - 5	30	19,0	16,15	11,86	17,2	5,8	1,31
1 - 4	20	19,0	16,15	13,29	17,2	5,8	2,01

Подробная схема молниезащиты представлена в графической части ВКР.

1.9 Расчет параметров режима работы сети

Данный раздел ВКР посвящен расчету различных режимов работы сети как до реконструкции так и после нее. При расчете первого режима работы

будут учитываться только существующие нагрузки на ПС, при расчете второго – прогнозные значения нагрузок.

Целью расчета режимов работы является получение всех параметров работы оборудования в частности токов ветвей и напряжений в узлах сети и сравнение их с допустимыми значениями. Если выбор трансформаторов проведен верно то напряжения на стороне низкого и среднего напряжения ПС Молодежная должны находиться в допустимых пределах, а загрузка трансформаторов соответствовать расчетной.

Дополнительно в разделе будет проведен расчет послеаварийного режима работы при отключении одной из питающих ПС Молодежная линий электропередач 110 кВ.

Расчет проводится на программно вычислительном комплексе RASTR. Первоначально для работы необходимо подготовить исходные данные, для этого они сводятся в таблицы 31,32, а так же на рисунке 12 представлен граф сети с указанием нумерации узлов.

Результаты расчетов режимов работы сети представлен в табличной форме в таблицах 33-36

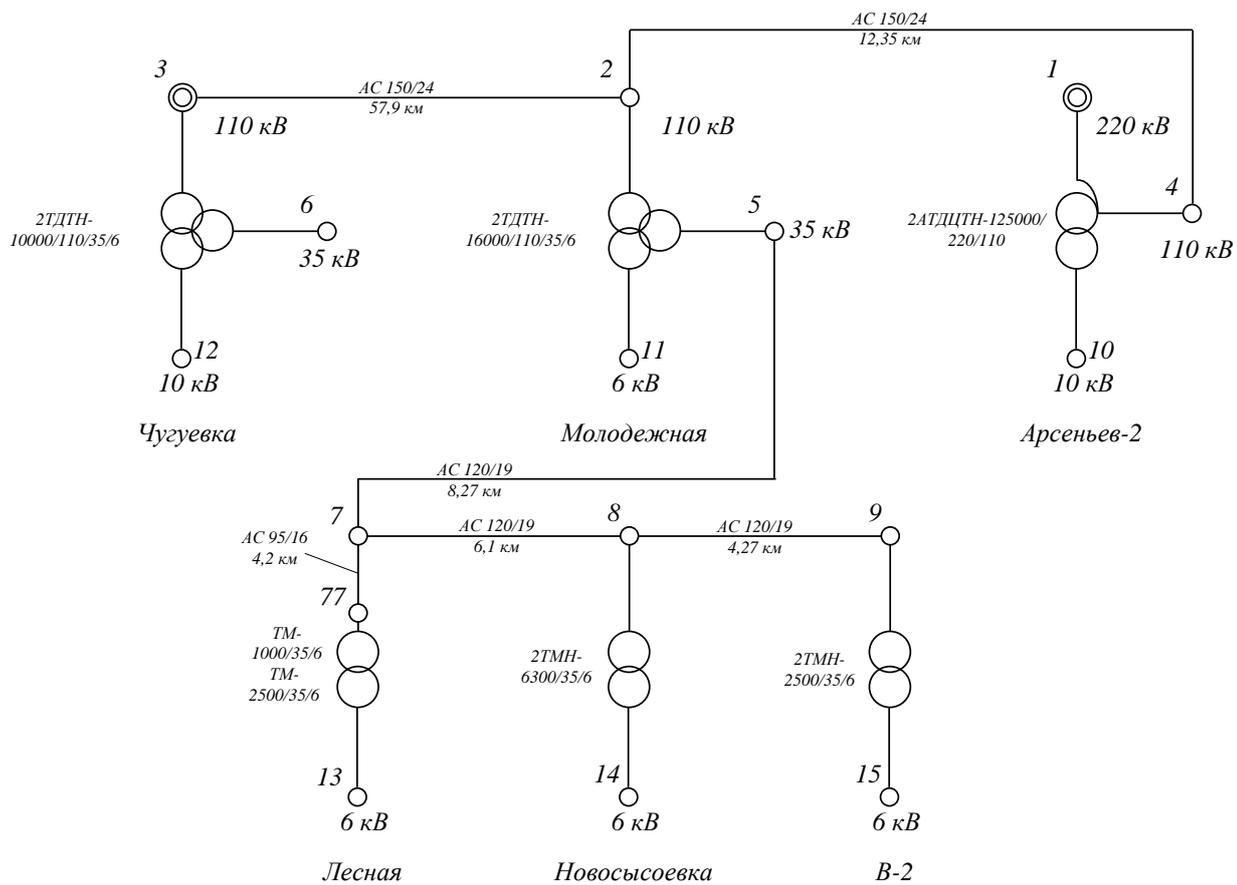


Рисунок 12 – Граф электрической сети

Таблица 31 – Существующие нагрузки в узлах схемы до реконструкции

Номер узла	Максимальная мощность нагрузки (МВт)	Максимальная мощность нагрузки (Мвар)
4	67,4	14,1
5	2,58	1,3
6	9,12	4,72
9	5,34	2,13
10	9,35	3,74
11	11,98	6,21
12	8,44	4,37
13	0,45	0,2
14	3,32	1,65
15	0,51	0,25

Таблица 32 – Нагрузки прогнозные в узлах схемы после реконструкции

Номер узла	Максимальная мощность нагрузки (МВт)	Максимальная мощность нагрузки (Мвар)
4	90,99	19
5	3,48	1,76
6	12,32	6,38
9	7,21	2,88
10	12,62	5,05
11	17,36	8,99
12	11,41	5,9
13	0,61	0,27
14	4,48	1,82
15	0,69	0,33

Таблица 33 – Данные по ветвям в нормальном режиме работы до реконструкции

Nнач	Nкон	Pнач (МВт)	dP (МВт)	Pкон (МВт)	Qнач (Мвар)	dQ (Мвар)	Qш (Мвар)	Qкон (Мвар)	Uнач (кВ)	Uкон (кВ)	dU (%)
3	2	35	1,31	36	16	2,74	-2,1	17	112,5	119,4	-6,34
2	4	61	0,8	61	32	1,7	-0,48	33	119,4	122,1	-2,39
3	30	-18	0,12	-17	-11	2,18	0,18	-9	112,5	106	5,85
2	20	-25	0,11	-25	-15	2,29	0,26	-12	119,4	114,4	4,55
1	100	-138	0,24	-138	-61	8,26	1,61	-51	240	234,8	2,37
30	6	-9		-9	-5	0		-5	106	33,9	0
30	12	-8		-8	-4	0		-4	106	9,5	0
20	5	-12		-12	-6	0		-6	114,4	36,6	0
20	11	-12		-12	-6	0		-6	114,4	6,2	0
100	4	-129		-129	-47	0,07		-47	234,8	122,1	0,02
100	10	-9		-9	-4	0		-4	234,8	10,6	0
77	13	0	0	0	0	0	0,05	0	35,6	6	0,33
8	14	-3	0,01	-3	-2	0,08	0,1	-2	34,9	5,9	1,18
9	15	0	0	0	0	0	0,05	0	34,6	5,9	0,47
5	7	-10	0,18	-10	-5	0,31		-5	36,6	35,6	2,88
7	77	-1	0	-1	0	0		0	35,6	35,6	0,09
7	8	-9	0,13	-9	-5	0,21		-4	35,6	34,9	2,02
8	9	-6	0,03	-6	-3	0,06		-2	34,9	34,6	0,82

Таблица 34 – Данные по токовой нагрузке ВЛ режиме работы до реконструкции

Ннач	Нкон	Инач (А)	Икон (А)
3	2	197	193
2	4	331	330
5	7	175	175
7	77	9	9
7	8	167	167
8	9	105	105

Таблица 35 – Данные по ветвям в режиме работы после реконструкции

Ннач	Нкон	Рнач (МВт)	dP (МВт)	Ркон (МВт)	Qнач (Мвар)	dQ (Мвар)	Qш (Мвар)	Qкон (Мвар)	Uнач (кВ)	Uкон (кВ)	dU (%)
3	2	41	2,04	43	21	4,25	-1,99	23	108,5	117,4	-8,16
2	4	78	1,44	79	46	3,05	-0,47	48	117,4	121,1	-3,31
3	30	-24	0,24	-24	-15	4,26	0,16	-11	108,5	99,9	7,75
2	20	-35	0,25	-34	-23	4,93	0,25	-17	117,4	109,8	6,9
1	100	-183	0,42	-183	-84	14,71	1,61	-68	240	232,9	3,24
30	6	-12		-12	-5	0		-5	99,9	34	0
30	12	-11		-11	-6	0		-6	99,9	9,8	0
20	5	-17		-17	-8	0		-8	109,8	38,4	0
20	11	-17		-17	-9	0		-9	109,8	5,9	0
100	4	-170		-170	-62	0,12		-62	232,9	121,1	0,02
100	10	-13		-13	-5	0		-5	232,9	10,5	0
77	13	-1	0	-1	0	0	0,06	0	37,1	6,3	0,42
8	14	-4	0,01	-4	-2	0,13	0,11	-2	36,3	6,1	1,28
9	15	-1	0	-1	0	0,01	0,05	0	35,9	6,1	0,52
5	7	-14	0,31	-13	-7	0,53		-6	38,4	37,2	3,66
7	77	-1	0	-1	0	0		0	37,2	37,1	0,11
7	8	-13	0,21	-12	-6	0,35		-5	37,2	36,3	2,55
8	9	-8	0,06	-8	-3	0,1		-3	36,3	35,9	1,07

Таблица 36 – Данные по токовой нагрузке ВЛ режиме работы до реконструкции

Ннач	Нкон	Инач (А)	Икон (А)
3	2	245	240
2	4	443	442
5	7	227	227
7	77	11	11
7	8	216	216
8	9	138	138

После расчета режимов работы сети проводится анализ полученных данных. В рассматриваемом участке сети напряжения в узлах как в режиме до так и после реконструкции находятся в допустимых пределах, отклонения составляют менее 5 %. Устройства регулирования напряжения под нагрузкой позволяют регулировать уровни напряжений в широком диапазоне.

Токовая загрузка ВЛ в режиме до реконструкции находится в допустимых пределах, токи в сечениях не превышают длительно допустимых значений для указанных марок проводов. В режиме после реконструкции наиболее загруженной является ВЛ 110 кВ «Молодежная» - «Арсеньев-2», ток в этом сечении составляет 443 А, при том что для провода марки АС-150/24 длительно допустимое значение вне помещений составляет 450А. Данное сечение практически загружено полностью и резерв в этом направлении отсутствует.

1.10 Оценка надежности питания ПС «Молодежная»

Надежность электроэнергетических систем – это свойство, которое включает в себя безотказность, долговечность, ремонтпригодность, устойчивость, сохраняемость, управляемость, живучесть и безопасность.

Важным элементом энергосистемы являются – подстанция, от надежности работы, которой зависит функционирование системы и объектов данной энергосистемы, являющихся потребителями электроэнергии.

Проблема надежности подстанции и их элементов связана с вопросами определения показателей надежности станции и подстанций на стадиях проектирования, сооружения и эксплуатации. С увеличением потребления электрической энергии усложняется структура подстанции, увеличивается ее мощность и увеличивается надежность работы.

Большинство задач по организации процессов функционирования системы сводится к оценке вероятностных показателей в стационарном режиме с использованием различных методов расчета.

Для оценки надежности электропитания ПС «Молодежная» после реконструкции на рисунке 13 представлена однолинейная схема.

Расчет проводится с учетом работы автоматического ввода резерва на шинах 10 кВ.

В качестве схемы РУВН на ПС принята схема моста.

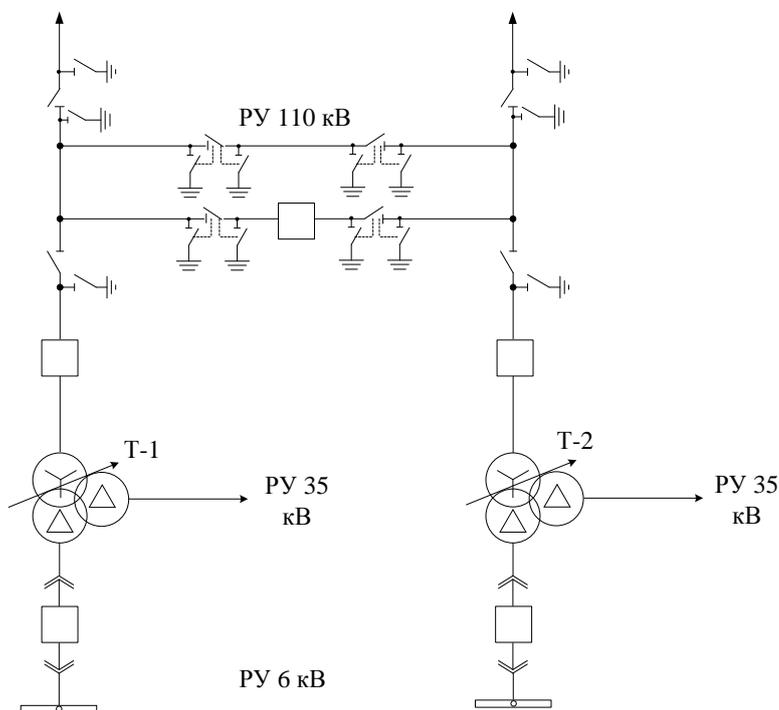


Рисунок 13 – Принципиальная однолинейная схема ПС «Молодежная»

Полное погашение данной схемы возможно в том случае, если произойдет отключение питающих линий. В нормальном режиме работы схемы секционный выключатель выключен.

Данные параметры показателей надежности являются справочными, их значения приводятся в таблице 37.

Таблица 37 – Сводные данные по элементам сети

№	Элемент	ω , 1/год	тв, часов	$\omega_{пр}$, 1/год	$t_{пр}$, часов.
1,2	ВЛ 110 кВ	0,9	9,0	2,1	16,0
3,4	Разъединитель 110 кВ	0,01	6	0,834	4
5,6	Выключатель 110 кВ	0,004	40	0,8	8,0
7,8	Силовой трансформатор 25 МВА	0,007	65	0,25	26
9,10	Выключатель 6 кВ	0,003	11	0,8	16
11,12	Шины 6 кВ	0,03	5	0,834	2

На рисунке 14 представлена схема замещения элементов для расчета надежности.

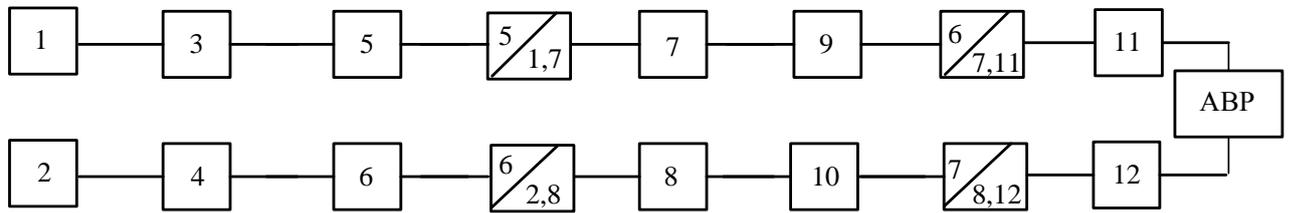


Рисунок 14 – Схема замещения

Определяем вероятность отключения каждого элемента по формулам:

Для воздушной линии вероятность отказа определяется:

$$q_{ВЛ1} = \frac{\omega_{ВЛ} \cdot t_{ВВЛ}}{T_{Г}} \cdot L \frac{1}{100} = \frac{0,9 \cdot 9}{8760} \cdot 12,35 \frac{1}{100} = 4,9 \cdot 10^{-5} \quad (40)$$

$$q_{ВЛ2} = \frac{\omega_{ВЛ} \cdot t_{ВВЛ}}{T_{Г}} \cdot L \frac{1}{100} = \frac{0,9 \cdot 9}{8760} \cdot 57,9 \frac{1}{100} = 22,9 \cdot 10^{-5}$$

где $T_{Г}$ – число часов в году (час).

l – длина ВЛ (км).

Для шин 6 кВ:

$$q_{Ш6} = \frac{\omega_{Ш} \cdot t_{ВШ}}{T_{Г}} \cdot n_{Ш6} = \frac{0,03 \cdot 5}{8760} \cdot 10 = 1,71 \cdot 10^{-4} \quad (41)$$

Вероятность отказа разъединителей 110 кВ:

$$q_{Р} = \frac{\omega_{Р} \cdot t_{БР}}{T_{Г}} = \frac{0,01 \cdot 6}{8760} = 6,84 \cdot 10^{-6} \quad (42)$$

Вероятность отказа силового трехобмоточного трансформатора:

$$q_{Т} = \frac{\omega_{Т} \cdot t_{ВТ}}{T_{Г}} = \frac{0,007 \cdot 65}{8760} = 5,19 \cdot 10^{-5} \quad (43)$$

Вероятность отказа выключателя 110 кВ:

$$q_B = \frac{\omega_{B110} \cdot t_{B110}}{T_T} + A_{K3} \cdot (\sum q_{CMEЖ}) + A_{OP} \cdot N_{OP} \quad (44)$$

где A_{K3} - относительная частота отказов при автоматических отключениях поврежденных смежных элементов $a_{кз} = 0,005$;

$q_{CMEЖ}$ - вероятность отказа смежного с выключателем элемента;

A_{OP} - относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях $A_{on} = 0,003$;

N_{OP} - число оперативных переключений в год, для данной схемы $N_{OP} = 2$.

Для выключателя 110 кВ в данной схеме распределительного устройства защищаемыми смежными элементами являются воздушная линия и трансформатор.

$$q_{B110} = \frac{0,004 \cdot 40}{8760} + 0,005 \cdot (4,9 \cdot 10^{-5} + 5,19 \cdot 10^{-5}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}.$$

Для выключателя 6 кВ смежными элементами являются трансформатор и шины 10 кВ.

$$q_{B6} = \frac{0,003 \cdot 11}{8760} + 0,005 \cdot (5,19 \cdot 10^{-5} + 1,71 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6 \cdot 10^{-3}.$$

Рассматриваем две цепи как отдельные источники питания и определяем их вероятностные характеристики:

Параметр потокоотказов цепи (1/год) [8]:

$$\omega_{Ц} = \sum \omega_i + \omega_{ПМ} = 0,333 + 0,834 = 1,17, \quad (45)$$

где ω_i - параметр потокоотказов всех элементов в цепи;

$\omega_{ПМ}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений;

Коэффициент простоя цепи:

$$K_{II} = \Sigma \omega_i \cdot t_{Bi} + \frac{\omega_{IIМ} \cdot t_{IIР}}{T_r} = 0,0013. \quad (46)$$

Время восстановления системы состоящей из одной цепи:

$$t_{BC} = \frac{K_{II}}{\omega_{II} - \omega_{IIМ}} = \frac{0,0013}{0,333} = 3,9 \cdot 10^{-3} \text{ (лет)} \quad (47)$$

Определяем параметры системы состоящей из двух взаиморезервирующих элементов:

Коэффициент простоя цепи состоящей из двух параллельных элементов:

$$K_{II} = \omega_{II}^2 \cdot t_{BC}^2 + \omega_{IIР} \cdot t_{IIР} \cdot \omega_{II} \cdot t_{BC} + t_{IIР} \cdot \omega_{II}^2 \cdot t_{BC} = 5,36 \cdot 10^{-3} \quad (48)$$

Параметр потокоотказов системы;

$$\omega_{II} = 2 \cdot \omega_{II}^2 \cdot t_{BC} + 2 \cdot \omega_{II} \cdot \omega_{IIМ} \cdot t_{IIР} = 0,012 \quad (49)$$

Время восстановления системы состоящей из двух взаиморезервирующих элементов:

$$t_{BC} = \frac{K_{II}}{\omega_{II}} = \frac{5,36 \cdot 10^{-3}}{0,012} = 0,442 \text{ (час)} \quad (50)$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_C = \frac{1}{\omega_{II}} = \frac{1}{0,012} = 83,33 \text{ (лет)} \quad (51)$$

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_p = \frac{0,105}{\omega_{II}} = \frac{0,105}{0,012} = 8,75 \text{ (лет)} \quad (52)$$

2 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Экономическая оценка эффективности инвестиций в объекты заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлениями, которые будут иметь место при эксплуатации рассматриваемых объектов в частности ПС «Молодежная».

2.1 Описание проектируемой сети

Целью ВКР является разработка варианта реконструкции ПС 110/35/6 кВ «Молодежная», а так же выбор всего электротехнического оборудования на ней в связи с модернизацией

Для удобного расчета капиталовложений в реконструкцию ПС «Молодежная» данные по новому оборудованию представлены в таблице 38

Таблица 38 – Подстанционное оборудование необходимое для реализации проекта

ПС «Молодежная»			
Наименование оборудования	Тип	Номинальное напряжение (кВ)	Количество
Силовой трансформатор	ТДТН 40000/110/35/6	110	2
Ячейка выключателя	ВГУ-110 П- 20/2500У1	110	3
	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1	35	5
	VF-12	6	13

2.2 Затраты на реализацию проекта

Стоимость оборудования подстанции «Молодежная» определяется согласно укрупненным стоимостным показателям, с учетом индексов изменения сметной стоимости оборудования, в том числе стоимости материалов, оплаты труда и эксплуатации машин и механизмов на I квартал

2016 года (индекс цен по отношению к ценам 2000 г. составляет 4,28 ед) (согласно приложению №1 к письму минрегион россии).

Определяем стоимость РУВН, СН, НН по следующей формуле:

$$K_{py110} = N_{яч110} \cdot K_{яч110} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 3 \cdot 7 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 116,84 \text{ (млн.руб)} \quad (53)$$

$$K_{py35} = N_{яч35} \cdot K_{яч35} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 5 \cdot 2 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 55,64 \text{ (млн.руб)} \quad (54)$$

$$K_{py6} = N_{яч6} \cdot K_{яч6} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 13 \cdot 0,085 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 6,15 \text{ (млн.руб)} \quad (55)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2016 год (индекс дефлятор)

$N_{яч}$ - количество ячеек данного типа выключателя:

$K_{яч}$ - стоимость ячейки выключателя [7]:

K_p - районный коэффициент [7]:

Определяем стоимость трансформаторов:

$$K_{mp} = N_{mp} \cdot K_{mp} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 2 \cdot 9,5 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 105,72 \text{ (млн.руб)} \quad (56)$$

где N_{mp} - количество трансформаторов:

K_{mp} - стоимость одного трансформатора:

Определяем постоянную часть затрат по подстанции «Молодежная»:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 21 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 116,84 \text{ (млн.руб)} \quad (57)$$

где $K_{пост}$ - стоимость постоянной части затрат:

Определяем капиталовложение на модернизацию и реконструкцию ПС «Молодежная»:

$$K_{nc} = \Sigma K_{py} + K_{mp} + K_{пост} = 116,84 + 55,64 + 6,15 + 105,72 + 116,84 = 401,19 \text{ (млн.руб)}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формуле (в данном случае только подстанционное оборудование):

$$I_{\text{ЭКС}} = \alpha_{\text{ЭКС.ПС}} \cdot K_{\text{ПС}} \quad (58)$$

где $\alpha_{\text{ЭКС.ПС}} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций [7]:

$$I_{\text{ЭКС}} = \frac{5,9}{100} \cdot 401,19 = 23,67 \text{ (млн.руб)} \quad (59)$$

Ежегодные издержки на амортизацию вычисляются по формуле (в данном случае только подстанционное оборудование)::

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{СПС}}} \quad (60)$$

где $T_{\text{СПС}} = 20 \text{ лет}$ – период службы для оборудования ПС [7].

$$I_{\text{АМ}} = \frac{401,19}{20} = 20,06 \text{ (млн.руб)} \quad (61)$$

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (62)$$

где ΔW – потери электроэнергии в сети (определены ранее в разделе «расчет режимов»);

$C_{\Delta W} = 891,04 \text{ руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$ – удельная стоимость потерь электроэнергии (постановление департамента по тарифам Приморского края)

$$I_{\Delta W} = 12833 \cdot 891,04 = 11,43 \text{ (млн.руб)}$$

2.3 Определение численности обслуживающего персонала подстанции

Определяем численность рабочих по обслуживанию трансформаторов 110 кВ:

$$N_1 = X_{\text{ПС}} \cdot n_1 \cdot kI \quad (63)$$

где n_1 – нормативное значение численности (для ПС – 8,25 чел. на 100 ед.) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{тр}$ – количество трансформаторов соответствующего типа, ед.

$$N_1 = 8,25 \cdot 2 / 100 \cdot 1,09 = 0,18 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по обслуживанию элегазовых выключателей 110 кВ:

$$N_2 = X_{вэ} \cdot n_2 \cdot kI \quad (63)$$

где n_2 – нормативное значение численности (для присоединения с элегазовым выключателем – 3,66 чел. на 100 ед.) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{вэ}$ – количество выключателей соответствующего типа, ед.

$$N_2 = 3,66 \cdot (3+5) / 100 \cdot 1,09 = 0,32 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по оперативному обслуживанию ПС (при числе присоединений на ПС 110 – до 20)

$$N_3 = X_{пс} \cdot n_3 \cdot kI \quad (64)$$

где n_3 – нормативное значение численности на присоединение (1,22 чел на 1 ПС) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{пс}$ – количество ПС, ед.

$$N_3 = 1,22 \cdot 1 \cdot 1,05 = 1,28 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по эксплуатации электросчетчиков:

$$N_4 = X_{\text{уч}} \cdot n_4 \cdot kI \quad (65)$$

где n_4 – нормативное значение численности (2,3 чел. на 10000 счетчиков) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{уч}}$ – количество счетчиков (24), ед.

$$N_4 = 18 \cdot 2,3 / 10000 \cdot 1,09 = 0,004 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по эксплуатации РЗиА:

$$N_5 = X_{\text{РЗиА}} \cdot n_5 \cdot kI, \quad (66)$$

где n_5 – нормативное значение численности (9,5 чел. на 1000 ед.) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{РЗиА}}$ – количество устройств защиты и автоматики на ПС «Молодежная», ед.

$$N_5 = 55 \cdot 9,5 / 1000 \cdot 1,09 = 0,57 \text{ (чел.)}$$

Определяем среднесписочную численность персонала

$$\Sigma N = 0,18 + 0,32 + 1,28 + 0,004 + 0,57 = 2,35 \text{ чел.}$$

В данном дипломном проекте согласно нормативам численности персонала требуется для обслуживания подстанции 3 штатные единицы.

2.4 Расчет фонда заработной платы и отчислений в фонды пенсионного, медицинского и социального страхования

Фонд оплаты труда:

$$И_{ЗП} = ФОТ = \Sigma N \cdot ЗП_{СМ} \cdot 12 = 3 \cdot 26,103 \cdot 12 = 0,94 \text{ (млн. руб.)}$$

где - $ЗП_{СМ}$ – среднестатистическая среднемесячная заработная плата работников энергетики в Приморском крае (тыс.руб) (согласно <http://mojazarplata.kp.ru>)

Отчисления в фонды пенсионного, медицинского и социального страхования:

$$E_E = I_{зп} \cdot 0,3 = 0,94 \cdot 0,3 = 0,28 \text{ (млн. руб.)}$$

2.5 Расчет себестоимости передачи электроэнергии

При расчете себестоимости передачи электроэнергии используем данные полученные в предыдущих разделах и сводим их в таблицу 39:

Таблица – 39 Составляющие себестоимости передачи электроэнергии по рассматриваемому участку сети.

Основные экономические показатели	
Амортизация основных средств (млн.руб)	20,06
Затраты на ремонт и эксплуатации (млн.руб)	23,67
Затраты на потери электроэнергии (млн.руб)	11,43
Затраты на зарплату и социальные выплаты (млн.руб)	1,22
Прочие расходы (млн.руб)	28,94
Всего годовых затрат (млн.руб)	85,32
Электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия за год (кВт·ч)	$244,4 \times 10^6$
Себестоимость одного 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание сети (руб.)	0,35

Потребленная электроэнергия за год определяется по следующей формуле:

$$W = P_{cp} \cdot 8760 = 30,49 \cdot 10^3 \cdot 8760 = 244,4 \cdot 10^6 \text{ (кВт·ч)}$$

где - P_{cp} – средняя мощность нагрузки на ПС «Молодежная» (определена в основной части ВКР) (кВт)

8760 – количество часов в году.

Прочие расходы определяем по формуле (млн. руб.):

$$I_{np} = 0,3 \cdot (I_{AM} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W} + I_{ЗП} + E_E) + 0,03K \quad (67)$$

$$I_{np} = 0,3 \cdot (20,06 + 23,67 + 11,43 + 0,94 + 0,28) + 0,03 \cdot 401,19 = 28,94 \text{ (млн. руб.)}$$

Общие годовые затраты определяются по следующей формуле

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W} + I_{ЗП} + E_E + I_{np} \quad (68)$$

$$I_{\Sigma} = 20,06 + 23,67 + 11,43 + 0,94 + 0,28 + 28,94 = 85,32$$

Себестоимость передачи электроэнергии (руб/кВт×час):

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W} = \frac{85,32 \cdot 10^6}{244,4 \cdot 10^6} = 0,35$$

Расчет основных экономических показателей дал следующие результаты: общие капиталовложения в ПС Молодежная составляют 401,19 млн.рублей, при этом величина амортизационных отчислений составит 20,06 млн. рублей, затрат на эксплуатацию нового оборудования 23,67 млн. рублей. При эксплуатации нового оборудования себестоимость передачи электроэнергии составит 0,35 руб/кВт×час

3 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

3.1 Безопасность проекта

В данном проекте рассматривается реконструкция подстанции «Молодежная» «Приморских электрических сетей» ДРСК. После реконструкции согласно расчетам на ПС будет установлено два трехфазных трансформатора типа ТДТН номинальной мощностью 25 МВА,

На ПС предусматривается установка самого современного оборудования с целью, с целью снижения воздействия на окружающую среду.

В частности по сравнению с устаревшими баковыми масляными выключателями современные элегазовые не представляют опасности для окружающей среды. Так же трансформаторы тока имеют элегазовую изоляцию что положительным образом сказывается на охране окружающей среды.

Подстанция «Молодежная» согласно проекта расположена вдали от жилого массива и не представляет опасности с точки зрения загрязнения окружающей среды шумом.

При реконструкции ПС «Молодежная» соблюдаются следующие требования нормативно технической документации:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.
2. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.
3. Межотраслевых правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов /ПОТ РМ 007-98/.
4. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».
5. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство».
6. Правила безопасности при работе с инструментами и приспособлениями / СО 153-34.03.204/.

7. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий /СО 34.03.301-00/.

8. Инструктивные указания по технике безопасности при ремонтно-строительных работах вблизи действующего энергетического оборудования энергопредприятий /СО 153-34.03.224/

9. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/

Основные требования мер безопасности вышеперечисленных НТД указываются в разделе «Требования по охране труда» ППР или ТК. Непосредственные руководители и исполнители электромонтажных работ перед допуском к их выполнению должны быть ознакомлены с требованиями безопасности на месте работ с фактическими условиями труда, знать и выполнять нормы безопасности в объеме порученных работ.

Основным опасным фактором на электроэнергетических объектах является поражение электрическим током. Важным отличием, обуславливающим повышенную опасность электроэнергетических объектов, является то, что электрический ток невидим.

К вредным факторам следует отнести электрические и магнитные поля промышленной частоты, возникающие при работе оборудования подстанций и линий электропередач, акустические шумы от работы силового оборудования (особенно трансформаторов и воздушных выключателей).

При производстве всего комплекса строительно-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно-монтажных работ должны соответствовать предусмотренными в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением,

должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

3.2 Экологичность проекта

Основным источником загрязнения окружающей среды на ПС «Молодежная» может являться трансформаторное масло, которое в большом объеме содержится в силовом оборудовании и которое может вытечь из трансформатора в следствие его разрушения. Трансформаторное масло является неотъемлемой частью современного работающего трансформатора и предназначено для изоляции токоведущих частей, как между собой, так и между ними и заземленными частями, при этом второй немаловажной функцией является функция охлаждающей среды для данного оборудования.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции «Молодежная» согласно расчетным данным устанавливаются 2 трансформатора марки ТДТН - 25000/110/35/6 с размерами (м) 6,6×4,8×6,0 и массой масла 21,0 т.

Для устанавливаемых на ПС трансформаторов и монтируемых под них маслоприемников учитываем следующие условия [11]:

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м.

2) Так масса масла составляет более 20 тонн следовательно маслоприемник выполняется с отводом масла. Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор.

Маслоприемники масла на ПС «Молодежная» выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м; На рисунке 15 представлено схематичное изображение маслоприемника с отводом масла.

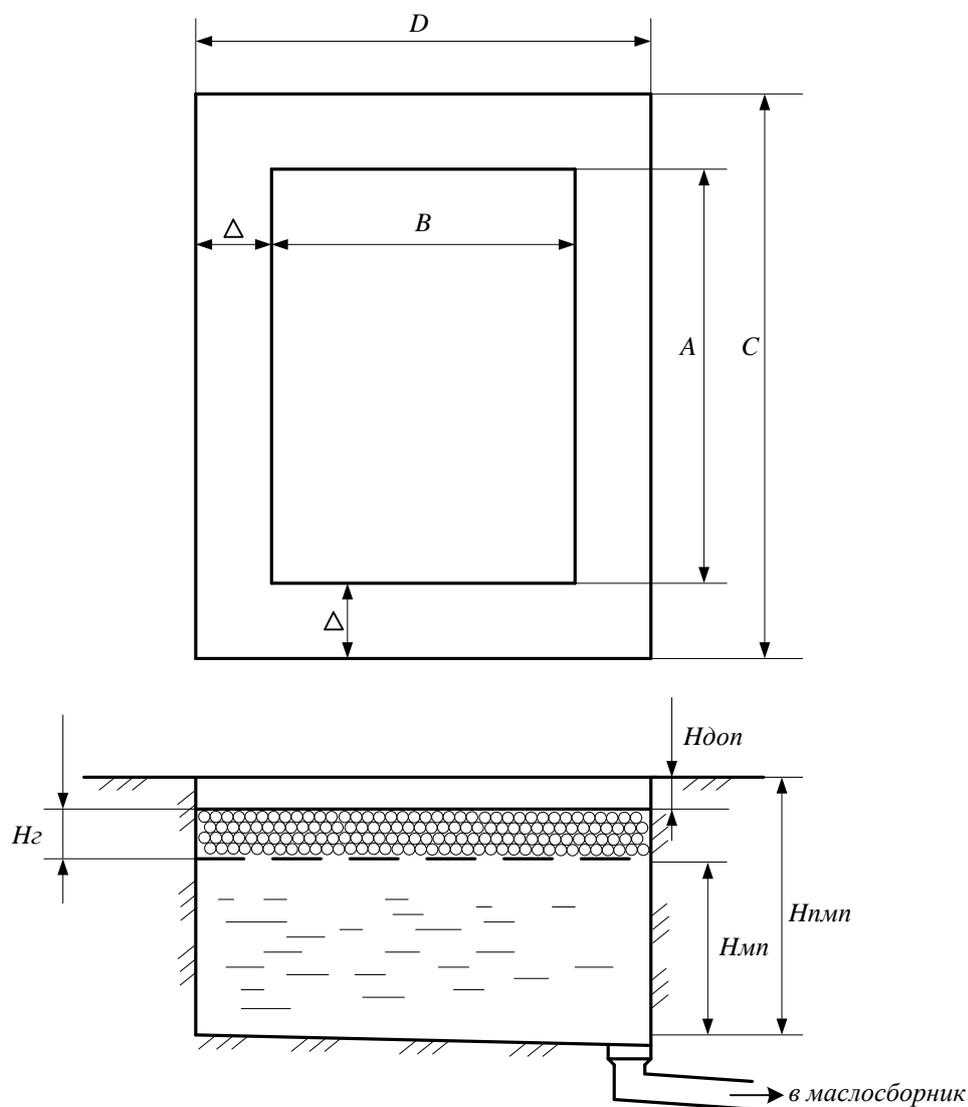


Рисунок 15 – Основные размеры маслоприемника

Верхний уровень гравия (щебня) находится на расстоянии не менее чем 75 мм ниже уровня окружающей планировки.

3) Маслоборник предусматривается закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслоборник оборудуется сигнализацией о

наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет всех размеров маслоприемника.

Определяем объем масла в автотрансформаторе по формуле:

$$V_{ТРМ} = \frac{M}{\rho} = \frac{21}{0,88} = 23,86 \text{ (м}^3\text{)} \quad (69)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 23,2 т

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

Определяем площадь маслоприемника по формуле

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (6,6 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,8 + 2 \cdot 1,5) = 74,88 \text{ (м}^2\text{)} \quad (70)$$

где A , B – длина и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника [11]

Определяем глубину маслоприемника для приема всего масла $V_{ТРМ}$:

$$H_{МП} = \frac{V_{ТРМ}}{S_{МП}} = \frac{23,86}{74,88} = 0,32 \text{ (м)} \quad (71)$$

Учитывая то что верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений) принимаем [11]:

Расстояние от верхнего края щебня до уровня окружающей планировки:

$$H_{ДОП} = 0,075 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки [11]

$$H_{Г} = 0,25 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника

$$H_{ПМП} = H_{МП} + H_{Г} + H_{ДОП} = 0,32 + 0,25 + 0,075 = 0,595 \text{ (м)} \quad (12)$$

Дно маслоприемника выполняем с уклоном 0,005 в сторону приемка, также оно засыпается чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки 0,25 м.

Рассмотрим подробно расчет требуемого объема маслосборника.

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{БП} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (6,6 + 4,8) \cdot 2 \cdot 6,0 = 136,8 \text{ (м}^2\text{)} \quad (72)$$

где H – высота трансформатора (м)

Нормативный коэффициент пожаротушения K_{II} (л/(с×м²)) и нормативное время тушения t (сек) соответственно равны [11]:

$$K_{II} = 0,2$$

$$t = 1800$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара

$$V_{H_2O} = K_{II} \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БП}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (74,88 + 136,8) \cdot 10^{-3} = 76,2 \text{ (м}^3\text{)} \quad (73)$$

Определяем объем маслосборника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды:

$$V_{ТМН_2O} = V_{ТММ} + 0,8 \cdot V_{H_2O} = 23,86 + 0,8 \cdot 76,2 = 84,82 \text{ (м}^3\text{)} \quad (74)$$

Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч.

Маслоотводы на ПС «Молодежная» выполняются в виде подземных трубопроводов. Сеть маслоотводов от трансформатора выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они выполняются из чугунных труб того же диаметра.

3.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ, прямой удар молнии в ОРУ.

Пожарная безопасность. В связи с тем, что на ПС «Молодежная» устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

Для защиты маслонаполненного оборудования в частности трансформаторов от попадания молнии на ПС «Молодежная» установлена система молниеотводов, которая предусматривает полную защиту ПС. Схема расстановки молниеотводов и их зоны защиты представлены в графической части дипломного проекта.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его цикла.

Основными системами пожарной безопасности на ПС «Молодежная» являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами безопасности.

Систему противопожарной защиты на ПС «Молодежная» составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита на ПС «Молодежная» обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих

веществ и материалов вместо пожароопасных;

- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;

- предотвращением распространения пожара за пределы очага;

- применением средств пожаротушения;

- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;

- эвакуацией людей;

- системами противодымной защиты;

- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;

- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);

- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;

- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;

- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;

- применением огнепреграждающих устройств;

- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 110 кВ.

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 110 кВ, классифицируется на следующие

группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На предприятии широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

В качестве огнетушащих средств на ПС «Молодежная» устанавливаются: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в ЗРУ 10 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично ЗРУ 10 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, один ящик с песком емкостью 0.5 м³.

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка

огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были проведены: прогнозирование электрических нагрузок, выбраны силовые трансформаторы и измерительное оборудование, рассчитаны токи короткого замыкания, выбрано основное силовое электрическое оборудование, рассчитаны параметры надежности электроснабжения подстанций после реконструкции. Произведен расчет и анализ режимов работы сети до и после реконструкции.

В экономической части определены основные экономические показатели при реконструкции ПС «Молодежная».

В части безопасности и экологичности проведен анализ основных опасных факторов в чести защиты окружающей среды.