

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) образовательной программы:

Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина


«22» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрических сетей 110 кВ Хасанского района Приморского
края в связи с вводом подстанции 110 кВ Портовая

Исполнитель


студент группы 442-об2

 02.06.2018
подпись, дата

М. А. Лыбзикова

Руководитель

доцент, канд.техн.наук,

 21.06.2018
подпись, дата

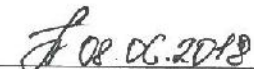
А.Н. Козлов

Консультант:

безопасность и

экологичность

доцент, канд.техн.наук,

 08.06.2018
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд.техн.наук,

 21.06.2018
подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

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

«07» 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Лыбзикува Марию Александровну

1. Тема бакалаврской работы: Развитие экстренных сетей 110 кВ
Хасанского района Приморского края в связи с вводом ПС 110 кВ Портового
(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 08.06.2018

3. Исходные данные к бакалаврской работе: Данные мощности, нагрузки
во время прохождения практики; схема сети

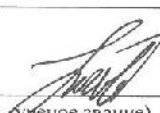
4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):


Характеристика сети, режим и прогнозирование нагрузок; разработка
вариантов; технико-экономическое сравнение; выбор шавной схемы ПС.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Решение задачи и
автоматика ПС 110 кВ Портового; мероприятия по защите и изолирование ПС Портового;
Однолинейная схема ПС 110 кВ Портового; результаты расчета. уст. рас.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним
разделов) По безопасности и экологичности доцент канд. тех. наук
Булаков А.Б.;

7. Дата выдачи задания 07.05.2018

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.Н. 
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, почетное звание)

Задание принял к исполнению (дата): 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 10 страницы, 17 рисунков, 28 таблиц, 124 формулы, 20 источников, 2 приложения.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ПОДСТАНЦИЯ,
ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ,
ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ,
МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В выпускной квалификационной работе рассмотрено подключение нового потребителя торгового порта Посьет, в связи с чем необходимо спроектировать новую подстанцию Портовая и подключить ее к существующей сети. Рассмотрены варианты подключения новой проектируемой подстанции, произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведен выбор основного электрического оборудования. Рассчитано заземляющее устройство ПС «Портовая». Выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты ОРУ 110 кВ от прямых ударов молнии, рассчитаны зоны защиты молниеотводов. Произведен технико-экономический расчет. Проведены расчеты в области охраны окружающей среды, определены основные мероприятия по безопасности жизнедеятельности при строительстве и эксплуатации электроустановок.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Характеристика существующей электрической сети	8
1.1 Климато-географическая характеристика района	9
1.2 Характеристика потребителей электроэнергии	12
1.3 Характеристика подстанций	13
2 Расчет и прогнозирование нагрузок	15
2.1 Алгоритм расчета нагрузок	15
3 Разработка конкурентно способных вариантов	18
3.1 Расчет режима работы сети	20
3.2 Выбор номинального напряжения	20
3.3 Выбор марок и сечений проводов	21
4 Технико - экономическое сравнение вариантов	28
4.1 Расчет капитальных вложений	28
4.2 Расчет эксплуатационных издержек	29
4.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	30
5 Выбор главной схемы подстанции	33
6 Расчет токов короткого замыкания	34
7 Выбор и проверка оборудования	40
7.1 Выбор комплектных распределительных устройств	40
7.2 Выбор выключателей	41
7.3 выбор и проверка разъединителей	46
7.4 Выбор трансформаторов тока	47
7.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	52
7.6 Выбор шинных конструкций	54
7.6.1 Выбор жестких шин	54
7.6.2 Выбор и проверка ошиновки РУ 110 кВ	56

7.7 Выбор изоляторов	58
7.8 Выбор ограничителей перенапряжения	60
7.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	62
7.10 Выбор аккумуляторных батарей	63
7.11 Выбор аппаратуры связи	66
7.11.1 Волоконно - оптические линии связи	66
7.11.2 Высокочастотные заградители	67
8 Защита от прямых ударов молнии	69
8.1 Расчет зоны защиты молниеотводов	69
8.2 Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ	71
9 Релейная защита и Автоматика проектируемой ПС 110 кВ Портовая	75
9.1 Релейная защита и Автоматика трансформаторов 110/10 кВ	75
9.2 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	76
9.3 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	77
9.4 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	80
9.5 Выбор уставок максимальной токовой защиты	80
9.6 Газовая защита	82
9.7 Автоматика на ГПП Портовая	84
9.7.1 Автоматическое повторное включение	84
9.7.2 Автоматическое включение резерва	85
9.8 Сигнализация на ГПП Портовая	87
10 Безопасность и Экологичность	89
10.1 Безопасность	89
10.2 Чрезвычайная ситуация	91
10.3 Экологичность	94
Заключение	99
Библиографический список	100
Приложение А Экономический расчет в ПВК MathCad 15	103
Приложение Б Расчет в ПВК RastrWin 3	109

ВВЕДЕНИЕ

Современные российские экономические и политические условия негативно отразились на состоянии крупных энергоемких предприятий (химической, металлургической, нефтехимической промышленности). Конкуренция на мировых рынках, реальный потребительский спрос и, при этом, снижение инвестиций - обострили проблему высокой энергоемкости производимой продукции. А высокая энергоемкость, в современных экономических условиях, может привести к снижению конкурентоспособности предприятия. Энергетические затраты являются одной из основных статей в структуре себестоимости производимой продукции крупных энергоемких предприятий. Следовательно, их снижение становится одной из приоритетных задач в рамках комплексной стратегии развития и функционирования промышленного предприятия.

Для промышленных потребителей к системам электроснабжения предъявляются высокие требования с точки зрения надёжности и экономичности, поскольку основными электроприёмниками на промышленных предприятиях являются электродвигатели станков, насосов, механизмов машин, а также электрические печи, осветительные установки и многое другое. Электроэнергия для таких электроприёмников должна иметь качество, соответствующее ГОСТ.

Актуальность темы обусловлена тем, что в настоящее время сформировавшаяся на сегодня схема электрических сетей 35 кВ и выше в районе размещения торгового порта Посъет не позволяет в полной мере обеспечить надежное электроснабжения потребителей.

Основной целью выпускной квалификационной работы является подключение новой ПС «Портовая» к существующей электрической сети Хасанского района.

Для выполнение постановленной цели в выпускной квалификационной работе решены следующие задачи:

- подключение новой ПС Портовая с разработкой двух вариантов подключения к существующей сети,
- выбор оптимального варианта электроснабжения;
- расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Портовая;
- выбор и проверка высоковольтного и низковольтного электрооборудования на ПС Портовая;
- определение параметров заземляющих устройств подстанции, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- расчет релейной и автоматики на ПС «Портовая».

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Mathcad.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

С 1 января 2007 года филиал ОАО «Дальэнерго» «Распределительные сети» вошел во вновь созданную региональную «Дальневосточную распределительную сетевую компанию». С баланса предприятия выведены имущество и оборудование ВЛ и ПС 220 кВ, а также линии электропередачи напряжением 500 кВ и, согласно логике реформы, переданы в «Федеральную сетевую компанию» (ФСК).

Сейчас в состав «Приморских электрических сетей» входят 4 структурные подразделения: Приморские Южные, Центральные, Западные, Северные электрические сети. В свою очередь они подразделяются на 26 сетевых участка (района), производственные службы и отделы. На обслуживании приморского филиала ОАО «ДРСК» находятся воздушные линии электропередачи 0,4 – 110 кВ протяженностью 19 402, 9 км, а так же 260 подстанций.

В 2008 году перед энергетиками была поставлена задача – вывести регион на новый, более качественный уровень энергоснабжения. Работа проводилась в рамках соглашения, подписанного руководством РАО ЕЭС России и администрацией Приморского края. В него вошли серьезные мероприятия по новому строительству и реконструкции существующих линий электропередачи и подстанций.

Только в рамках подготовки к саммиту с 2009 по 2012 год ОАО «ДРСК» было построено и реконструировано 14 электросетевых объектов г. Владивостока. В ходе подготовки города к саммиту стран Азиатско-Тихоокеанского экономического сотрудничества, компанией построено и реконструировано 73 километра линий электропередачи 35-110 кВ (в воздушном и кабельном исполнении). Сдано в эксплуатацию 3 новых подстанции: ПС-110/35/6 кВ «Бурная», ПС-110/10 кВ «Казармы», ПС-110/35/6 кВ «Пушкинская», выполнена модернизация с увеличением мощности ещё трёх

городских подстанций. На материковой части г. Владивостока ОАО «ДРСК» введено 221 МВА трансформаторной мощности.

Кроме этого, в рамках соглашения были проведены работы по переводу сёл и посёлков Приморья на централизованное энергоснабжение, вместо дизельных генераторов на местах.

Форум стран Азиатско-Тихоокеанского региона стал импульсом для обновления и модернизации электросетевого комплекса Владивостока. Приморский филиал ОАО «ДРСК» продолжает работу по созданию надёжной схемы электроснабжения, ориентируясь на удовлетворение потребностей города и Приморского края в целом.

1.1 Климатогеографическая характеристика района

Хасанский район занимает всего лишь 2,5% территории Приморья, однако по разнообразию ландшафтов он может поспорить с куда более крупными регионами. Горы на западе района, достигающие высоты 1000 м (хребет Черные горы), на севере переходят в гористое Борисовское плато, ближе к центру района преобладает холмистый рельеф, прорезаемый долинами основных рек района, на самом юге расположена современная морская терраса, обширная плоская заболоченная равнина, поражающая почти степным простором.

Не менее многообразна и береговая полоса – многокилометровые песчаные пляжи и мелководье перемежаются скалистыми утесами, возвышающимися над водой и уходящими под воду на десятки метров, валунные и галечниковые пляжи островов и илистое дно лагун. В районе найдены и обследованы более десятка пещер, приуроченных к крупнейшей в Приморье карстовой долине. Самая большая из пещер - Богатая Фанза имеет протяженность около 200 метров. Полость пещеры состоит из двух ярусов, а в глубине пещеры находится большое озеро.

Разнообразие рельефа находит свое продолжение и под водой. Высокая прозрачность воды, достигающая в открытой части залива Петра Великого 20 метров, позволяет по достоинству оценить многообразие форм – от

однообразного песчаного мелководья, до скалистых свалов на десятки метров, отличающихся богатством и разнообразием морских обитателей.

Пересеченный рельеф и сравнительно большое количество осадков сформировали в районе развитую речную сеть. Самые полноводные из них: река Амба (в переводе с удэгэ – тигр), Барабашевка (ист. Мангугай), Нарва (Сидеми), Пойма (Адими), Рязановка, Гладкая (Хэдими) и пограничная река Туманная (Туманган). Малая загрязненность рек позволила сохранить богатое видовое разнообразие рыб. Все реки района являются нерестовыми и ежегодно служат для получения потомства многих ценных видов рыб. Реки небольшие, горного характера, с быстрым течением и небольшим количеством притоков. Река Тюмень-Ула непрерывно меняла свое русло и образовала большие песчаные наносы с многочисленными озерами, в том числе и озеро Хасан. Сегодня на этой территории образован Хасанский природный парк.

Территория района расположена в умеренном климатическом поясе, однако нахождение района на границе крупнейшего в мире материка и океана вносит свои поправки в понятие умеренного климата.

Территория района расположена в умеренном климатическом поясе муссонного типа.

Средняя годовая температура воздуха в Приморье на 7-8° ниже, чем в европейских районах России, расположенных на тех же широтах. Зимой эта разница достигает 14-17°. Во Владивостоке средние зимние температуры составляют 11,1° мороза, а в Сочи, расположенном даже несколько севернее, 5,6° тепла.

Весна в крае обычно затяжная и холодная. Лето и осень также значительно холоднее, чем в тех же широтах европейской части страны.

Недобор тепла отражается на продолжительности вегетационного периода, т. е. периода роста и развития растений. Так, в поселке Горячий Ключ, Краснодарского края, вегетационный период на 58 дней длиннее, чем в приморском поселке Пограничном, расположенном на той же параллели; в

Сочи вегетационный период продолжается на 128 дней больше, чем во Владивостоке.

Значительны различия в температурном режиме и внутри самого края. Так, средняя годовая температура в южном Приморье составляет $+5,7^{\circ}$, а в северном - только $+0,1^{\circ}$. Существенную роль о распределении тепла играет хребет Сихотэ-Алинь, являющийся естественной климатической границей между восточными прибрежными и западными предгорными районами. Простираясь с юго-запада на северо-восток, этот хребет представляет собой барьер на пути муссонных ветров как в зимний, так и в летний периоды, и этим обуславливает различный температурный режим на восточных и западных склонах. В селе Журавлевке (западные склоны Сихотэ-Алиня) средняя температура зимы -21° , а в поселке Пластун (восточные склоны), расположенном на той же широте, но защищенном горами от зимних муссонов, - только $-10,1^{\circ}$. Летом Сихотэ-Алинь, наоборот, защищает от влияния прохладного юго-восточного муссона уже село Журавлевку. Средняя температура лета здесь $+18,6^{\circ}$, а в Пластуне - лишь $+15,6^{\circ}$.

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° (село Журавлевка). На побережье края самые низкие температуры воздуха зимой колеблются от -27° до -32° .

Летом наиболее теплой зоной считается Приханкайская равнина. Здесь в районе села Дмитриевки жара иногда превышает 39° .

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.

По годовому количеству осадков Приморский край мало чем отличается от большинства других областей России. Однако 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

Таблица 1 – Климатические показатели района проектирования

Климатические параметры	Значение
Район по ветру	IV
Давление ветра, Па	650
Район по гололеду	IV
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Низшая температура воздуха, °С	-31,4
Среднегодовая температура воздуха, °С	4,9
Высшая температура воздуха, оС	33,6

1.2 Характеристика потребителей электроэнергии

Торговый порт Посъет, расположенный на побережье Японского моря, южнее Владивостока в заливе Посъета, обеспечивает поставки угля в страны

Азиатско-Тихоокеанского региона. Железная дорога связывает его с Транссибирской железнодорожной магистралью, северо-восточным Китаем, Северной Кореей.

Посыет является удобным терминалом для вывоза угля, добытого на месторождениях предприятий, входящих в Группу «Мечел»: «Якутуголь» и «Южный Кузбасс». Порт приобрел особое значение после начала поставок продукции с Эльгинского угольного месторождения.

В настоящее время порт Посыет способен переваливать 7 млн тонн грузов в год, а после завершения модернизации его мощность в долгосрочной перспективе возрастет до 12 млн тонн в год. Цель проекта технического перевооружения – превращение порта Посыет в специализированный угольный терминал. Увеличение грузооборота было достигнуто за счет внедрения современной технологии переработки сыпучих грузов и установки высокопроизводительного оборудования.

АО «Торговый порт Посыет» является градообразующим предприятием поселка Посыет, 350 жителей которого – сотрудники компании.

Максимальная электрическая нагрузка перегрузочного комплекса и расширяемой части порта, согласно техническим условиям на присоединение к электрическим сетям ОАО ДРСК, составляет по годам:

Таблица 2 – максимальная электрическая нагрузка

Наименование	2011 г.	2014 г.	2015 г.	2020-2025 гг.
Перегрузочный комплекс	1,3	1,3	1,3	1,3
Эл. Нагрузка торгового порта Посыет, МВт	-	15	15	15

1.3 Характеристика подстанций

Проходная двухтрансформаторная ПС Краскино на напряжение 110/35/10. На подстанции установлено два трансформатора мощностью 10

МВА. Схема РУ – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

Проходная двухтрансформаторная ПС Славянка на напряжение 110/35/10. На подстанции установлено два трансформатора мощностью 16 МВА. Схема РУ – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

Тупиковая двухтрансформаторная ПС Троица на напряжение 110/35/10. На подстанции установлено два трансформатора мощностью 6,3 МВА и 10 МВА. Схема РУ – два блока с выключателями с неавтоматизированной ремонтной перемычкой со стороны линии.



Рисунок 1 – Существующая схема электрической сети

2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАГРУЗОК

Прогнозирование электрических нагрузок является важной областью исследования в электроэнергетике. Оно необходимо для решения практически всего спектра задач текущего планирования и оперативного управления режимами функционирования электроэнергетической системы (ЭЭС). На его основе рассчитываются исходные и оптимальные электрические режимы ЭЭС, оценивается их надежность, экономичность, качество электроэнергии [2]. Точность прогноза нагрузок влияет на экономичность загрузки генерирующего оборудования, и, следовательно, на стоимость электроэнергии.

В определенном смысле, величина прогноза нагрузки является опорным показателем для последующего планирования балансов мощности и расчетов электрических режимов.

Электрические нагрузки снимаются во время контрольных замеров, т.е. два раза в год – зимой и летом (самый короткий зимний день и самый длинный летний день).

2.1 Алгоритм расчета нагрузок

Максимальные мощности, потребляемые подстанциями Хасанского района, приняты по данным контрольного замера от 21.12.2016 года в вечерний пик максимума.

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий.

Средняя мощность – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени. Этот вид нагрузки служит для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_n} \cdot \sum_{i=1}^n (P_i \cdot T_i) \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T_H} \cdot \sum_{i=1}^n (Q_i \cdot T_i) \quad (2)$$

где P_i, Q_i – ординаты графиков нагрузки на i -ый час суток;

T_i – час суток (в течение каждого часа);

T_H – период наблюдения (24 часа).

$$P_{min} = k_n \cdot P_{max} \quad (3)$$

$$Q_{min} = k_n \cdot Q_{max} \quad (4)$$

где k_n – коэффициент летнего снижения нагрузки (примем 0,85)

Вероятностные характеристики мощностей для каждой из подстанций приведены в таблице 4.

Таблица 3 – вероятностные характеристики мощностей

Подстанция	Время	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
СЛАВЯНКА	Зима	9,77	11,31	21,53	4,16	4,81	9,14
	Лето	8,26	9,56	18,21	3,52	4,07	7,73
ТРОИЦА	Зима	8,74	10,28	19,92	3,18	3,71	7,15
	Лето	7,13	8,39	16,25	2,55	2,98	5,74
КРАСКИНО	Зима	12,84	14,86	28,27	4,77	5,51	10,49
	Лето	11,28	13,05	24,82	4,19	4,84	9,21
ПОРТОВАЯ	Зима	8,37	10,02	19,73	1,97	2,37	4,68
	Лето	6,83	8,15	16,01	1,65	1,98	3,89

Определим прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов:

$$P_{max}^{прог} = P_{max}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{баз}}, \quad (5)$$

где $P_{max}^{баз}$ – базовая заданная максимальная мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,019 [10];

$t_{прог}$ – год на который определяется электрическая нагрузка – 2021 г.;

$t_{\text{баз}}$ – год в который снимался первый замер – 2016 г..

При проектировании сетей принимаем $t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}$ равным 5, так как данные контрольных замеров известны на период 2016 года. Поэтому нагрузку прогнозируем на 5 лет вперед.

Ниже приведен пример расчета прогноза максимальной активной мощности для ПС Славянка.

$$P_{\text{max. Славянка}}^{\text{прог}} = 21,53 \cdot (1 + 0,019)^{2021-2016} = 23,665 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{max. Славянка}}^{\text{прог}} = 9,14 \cdot (1 + 0,019)^{2021-2016} = 10,042 \text{ Мвар}$$

Остальные прогнозируемые нагрузки приведены в таблице 2.

Таблица 4– Прогноз нагрузок на 2021 г.

Подстанция	Время	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$Q_{\text{эф}}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
СЛАВЯНКА	Зима	10,73	12,43	23,66	4,57	5,23	10,04
	Лето	9,06	10,50	20	3,87	4,48	8,49
ТРОИЦА	Зима	9,60	11,29	21,89	3,49	4,08	7,86
	Лето	7,83	9,22	17,85	2,80	3,27	6,31
КРАСКИНО	Зима	14,11	16,33	31,06	5,24	6,05	11,53
	Лето	12,39	14,34	27,27	4,60	5,32	10,12
ПОРТОВАЯ	Зима	10,19	11	21,68	3,16	2,60	5,14
	Лето	7,50	8,95	17,59	1,81	2,18	4,27

3 РАЗРАБОТКА КОНКУРЕНТНО СПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ СЕТИ

По точкам взаимного расположения подстанций и источников питания разрабатываются различные варианты конфигурации электрической сети с учетом следующих принципов:

1) В разомкнутых сетях необходимо исключить обратные перетоки мощности;

2) В замкнутых сетях должен быть один класс номинального напряжения;

3) Разветвление электрической сети целесообразно делать на подстанциях;

4) Необходимо учесть, что кольцевые сети более надежны и удобны в обслуживании, но имеют повышенный уровень потерь. Разомкнутые сети более просты в исполнении имеют меньший уровень потерь, но менее надежны;

5) При разработке вариантов необходимо использовать более простые схемы распределительных устройств подстанций;

6) Каждый вариант сети обязан соответствовать требованиям по надежности электроснабжения своих потребителей;

Каждый вариант должен вычерчиваться в масштабе с указанием числа цепей и длин линий под ними.

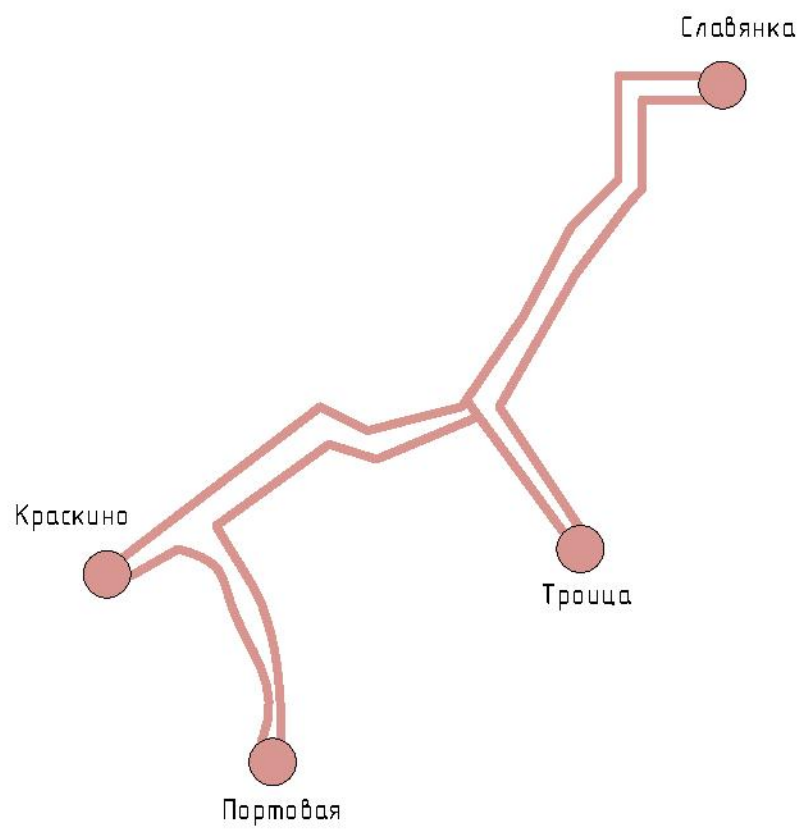


Рисунок 2- Первый вариант подключения

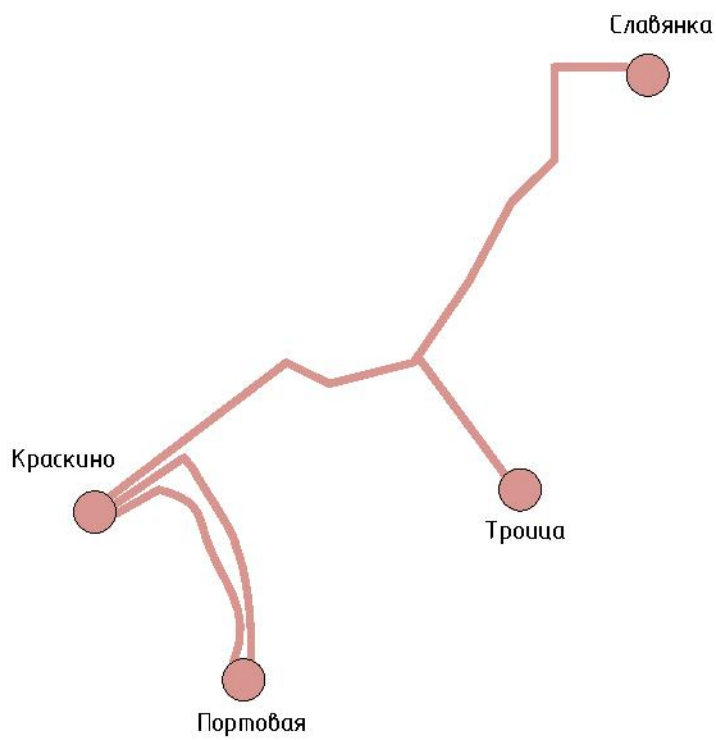




Рисунок 3- Второй вариант подключение

Таблица 5 - Условные обозначения

Условные обозначения	
1	2
	ПС 110 кВ
	Линия 110 кВ

3.1 Расчет режима работы сети

Расчет проводится программном комплексе RASTR WIN3,

- Расчеты режимов электрических сетей выполняются для определения:
- загрузки элементов сети, соответствия пропускной способности сети ожидаемым потокам мощности;
- сечений проводов и кабелей и мощностей трансформаторов и АТ;
- уровня напряжений в узлах и элементах сети и мероприятий, обеспечивающих поддержание напряжения в допустимых пределах потерь мощности и электроэнергии для оценки экономичности работы сети и эффективности способов снижения потерь;
- уровня токов КЗ, соответствия существующей или намечаемой к установке аппаратуры ожидаемым токам КЗ, мероприятий по ограничению токов КЗ;
- пропускной способности сети по условиям устойчивости.

Исходными данными для расчета режимов служат:

1. Схема электрических соединений сети, характеризующая взаимную связь ее элементов.
2. Сопротивления и проводимости элементов.
3. Расчетные мощности нагрузок.
4. Значения напряжений в отдельных точках сети.

3.2 Выбор номинального напряжения в сети

Каждая сеть характеризуется номинальным напряжением $U_{ном}$, на которое рассчитывается ее оборудование (трансформаторы, линии и др.).

Номинальное напряжение сети весьма существенно влияет на ее технико-экономические показатели.

Величина номинального напряжения сети зависит от нескольких факторов:

- мощности потребителей;
- удаленности их от источника питания;
- района сооружения сети и класса номинального напряжения существующей сети.

Выбор номинального напряжения электрической сети должен производиться совместно с выбором схемы сети. При увеличении номинального напряжения повышается пропускная способность линий, и возрастают капиталовложения в сооружение сети, но за счет снижения потерь электроэнергии уменьшаются расходы на эксплуатацию сети.

Тип подключения – отпайка и режим работы ПС – тупиковый, то выбор рационального напряжения не имеет смысла.

3.3 Выбор марок и сечений проводов

Основным критерием, по которому при проектировании выбирают провода и кабели, является минимальное значение годовых приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию линии электропередач [1]. В общем случае провода и кабели различаются материалом токоведущей части и ее сечением. На основе имеющегося опыта эксплуатации и проектирования для линий электропередач на напряжение 35 кВ применяются алюминиевые провода. Линии электропередачи напряжением 110-500 кВ выполняются из сталеалюминевых проводов.

В этих условиях выбору подлежат лишь сечения проводов. Сечение проводов электрической сети должны выбираться так, чтобы они соответствовали оптимальному соотношению между капитальными затратами на сооружение сети, прямо пропорциональными сечению, и расходами на потери энергии, уменьшающимися при увеличении сечений.

Выбор сечений проводников должен производиться сопоставительным технико-экономическим расчетом в каждом конкретном случае. В практике массового проектирования линий электропередачи выбор сечений производился по нормируемым обобщенным показателям, к которым относятся экономические токовые интервалы и экономическая плотность тока.

Экономические токовые интервалы образуются значениями токов, определяющими экономическую целесообразность перехода от одного сечения провода к другому. Этот метод обусловлен унификацией типов опор воздушных линий, которые существенно дороже проводов.

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max}, \quad (6)$$

где α_i – коэффициент учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации (принимается равным 1,05 для ЛЭП 110 – 220 кВ);

α_T – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки T_{\max} и коэффициента попадания в максимум энергосистемы. Значение α_T принимается равным 1.

I_{\max} – максимальный ток протекающий по линии.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}, \quad (7)$$

где P_{ij} – поток активной мощности текущей по линии в зимний максимум;

Q_{ij} – поток реактивной мощности текущей по линии в зимний максимум,

n_u – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение, кВ.

Рассмотрим первый вариант подключения подключения. На участке ОРУ 110 Портовая -Отпайка 110 кВ принимаем провод АС-150/24,

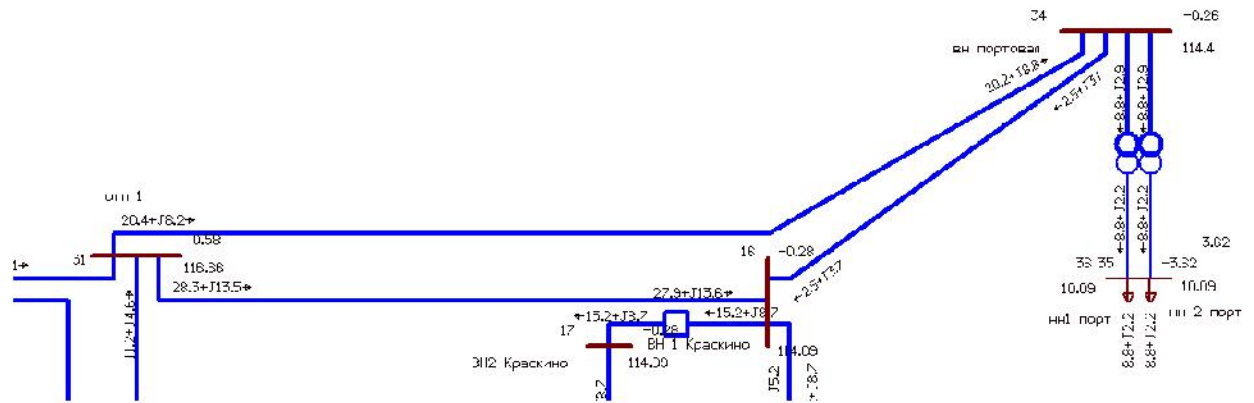


Рисунок 4- Поток мощности

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{20,4^2 + 8,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,115 \text{ кА}$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,115 = 0,120 \text{ кА}$$

Исходя из найденных значений выберем провод АС-150/24.

Проверим по длительно допустимому.

Так как линия представлена в одноцепном исполнении, то проверка провода в послеаварийном режиме не требуется. Проверяем по рабочему току. Длительно допустимый ток для провода АС-150/24 равен 450 А. Провод прошел проверку.

На участке ОРУ 110 Троица - ОРУ 110 Славянка, принимаем провод АС-185/29. Рассчитаем максимальный и рабочий токи на участке.



Рисунок 5- Потоки мощности

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{28,1^2 + 2,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,148 \text{ кА}$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,148 = 0,155 \text{ кА}$$

Исходя из найденных значений выберем провод АС-185/29.

Проверим по длительно допустимому.

Как и в предыдущем случае линия представлена в одноцепном исполнении, то проверка провода в послеаварийном режиме не требуется. Проверяем по рабочему току. Длительно допустимый ток для провода АС-185/29 равен 390 А. Провод прошел проверку.

На участке ОРУ 110 Портовая - ОРУ 110 Краскино, принимаем провод АС-70/11. Рассчитаем максимальный и рабочий токи на участке.

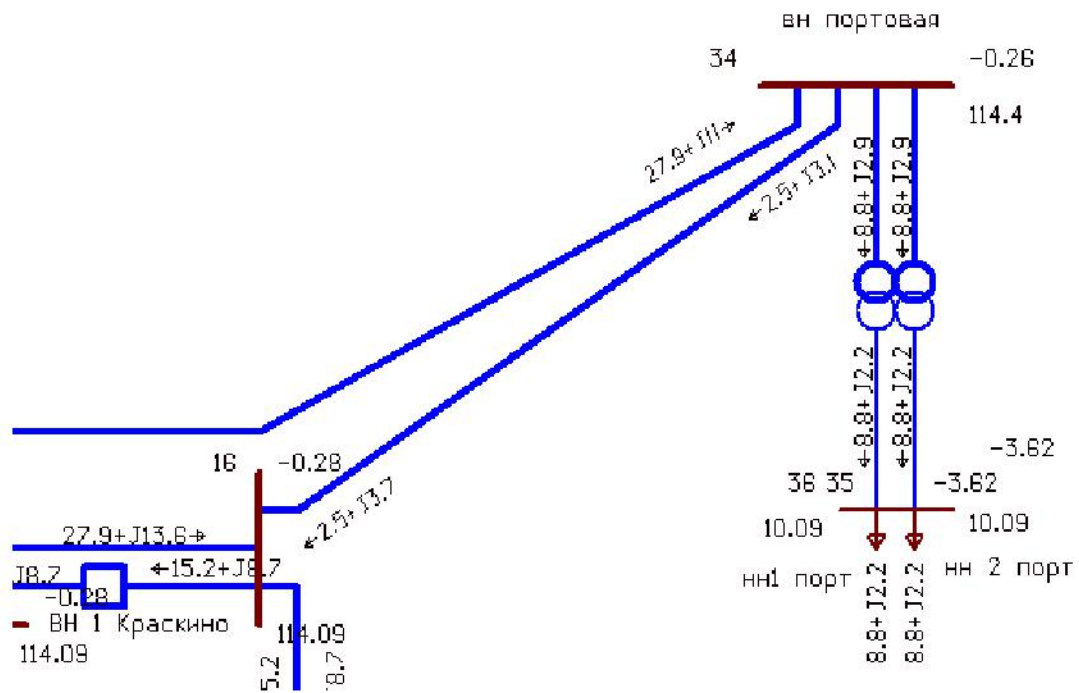


Рисунок 6- Потоки мощности

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{2,5^2 + 3,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,023 \text{ кА}$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,023 = 0,024 \text{ кА}$$

Исходя из найденных значений выберем провод АС-70/11.

Проверим по длительно допустимому.

Линия представлена в одноцепном исполнении, то проверка провода в послеаварийном режиме не требуется. Проверяем по рабочему току. Длительно допустимый ток для провода АС-70/11 равен 265 А. Провод прошел проверку.

Рассмотрим второй вариант подключения, ПС Портовая будет питаться от ПС Краскино по двухцепной линии, принимаем провод АС-70/11. Рассчитаем максимальный и рабочий токи на участке.

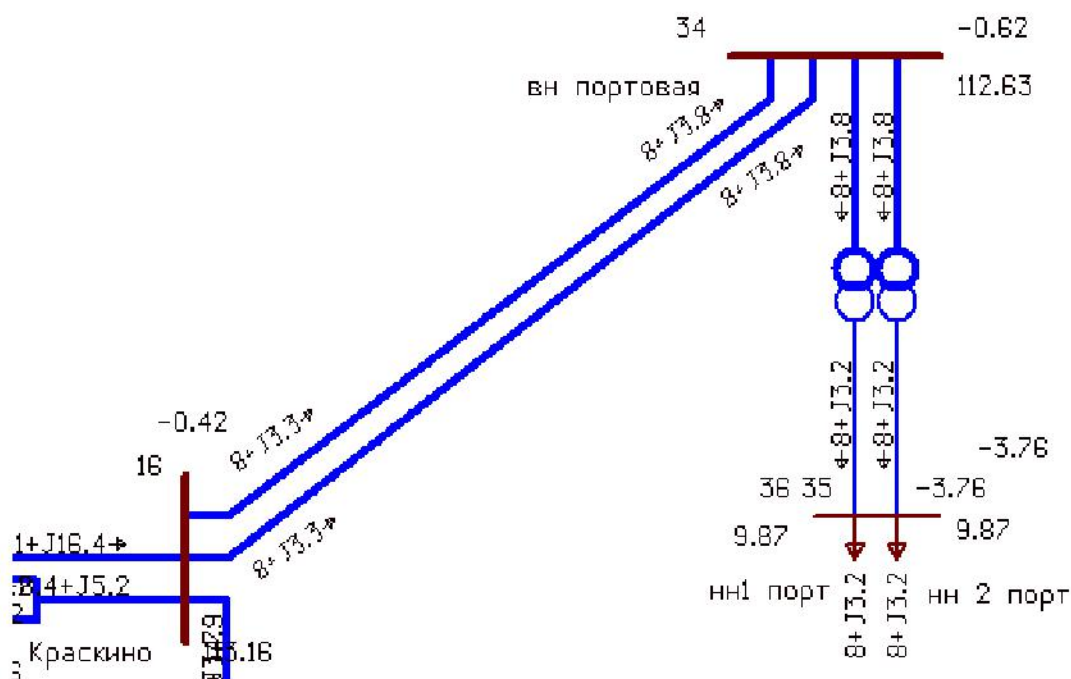


Рисунок 7- Поток мощности

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{8^2 + 3,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,023 \text{ кА}$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,023 = 0,024 \text{ кА}$$

Исходя из найденных значений выберем провод АС-70/11.

Проверим по длительно допустимому.

$$I_{\text{ПА}} = \frac{\sqrt{8^2 + 3,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,045 \text{ кА.}$$

Длительно допустимый ток для провода АС-70/11 равен 265 А. Провод прошел проверку.

В данном проекте предлагается на ПС Портовая установить два трансформатора 2x16 МВА

В результате, выбираем трансформатор марки ТДН – 16000/110. Проверяем по коэффициенту загрузки:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{S_{\text{ТНОМ}}}, \tag{8}$$

$$K_3^{норм} = \frac{10,669}{16} = 0,667$$

$$K_3^{авар} = \frac{N \cdot S_{ТР}}{S_{ТНОМ}}, \quad (9)$$

$$K_3^{авар} = \frac{2 \cdot 10,669}{16} = 1,3$$

Таблица 6 – Каталожные данные трансформатора

Тип трансформатора	Напряжение обмотки ВН, кВ	Напряжение обмотки НН, кВ	Напряжение короткого замыкания, %	Потери короткого замыкания, кВт
ТДН- 16000/110	115	11	10,5	85



Рисунок 8- трансформатор ТДН 16000/110

После расчета проводим анализ полученных данных: напряжения в узлах сети имеют отклонение менее 10. Так же необходимо проверить существующие ВЛ на длительно допустимый ток, все токи не превышают допустимые значения. Так же подробный расчет режимов работы приведен в приложении А

4 ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

4.1 Расчет капитальных вложений

Расчет капитальных вложений производим по укрупненным показателям. Вначале определим капитальные вложения по линиям с учетом коэффициента трассы. Расчет производим на год выполнения проекта, т. е. с помощью коэффициента инфляции на 2018 год ($K_{инфл} = 3,8$). Затем определим капитальные вложения по подстанциям, при этом найдем постоянную часть затрат, стоимость силовых трансформаторов, стоимость РУ ВН и РУ СН. Найдем суммарные капитальные вложения по каждому конкурентоспособному варианту.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [6]:

- капиталовложения на сооружение подстанций, $K_{ПС}$;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП, $K_{ВЛ}$.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}, \quad (10)$$

Рассчитаем капиталовложения для схемы 1:

$$K = 3,435 \cdot 10^5 + 6,224 \cdot 10^5 = 1,295 \cdot 10^6 \text{ тыс.руб.}$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории [6]:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (11)$$

Рассчитаем капиталовложения на сооружения ПС для схемы 1:

$$K_{ПС} = 1,725 \cdot 10^5 + 1,064 \cdot 10^5 + 3,435 \cdot 10^5 = 6,224 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств. В КП в обеих схемах КУ получились одинаковыми, следовательно, при расчете капиталовложения их можно не учитывать;

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ, зависящая от схему РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ДЛОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле [6]:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l, \quad (12)$$

Рассчитаем капиталовложения на сооружение воздушных линий схемы 1:

$$K_{ВЛ} = 1,264 \cdot 10^5 \cdot 3,8 \cdot 1,4 = 6,726 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трассы.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 3,8$ и коэффициента зоны $K_{зон} = 1,4$.

Подробный расчет приведен в приложении А.

Таблица 7 – Результаты расчёта капиталовложений

Вариант № 1			Вариант № 2		
$K_{ПС}$, тыс.руб.	$K_{ВЛ}$, тыс.руб.	K , тыс.руб.	$K_{ПС}$, тыс.руб.	$K_{ВЛ}$, тыс.руб.	K , тыс.руб.
$6,224 \cdot 10^5$	$6,726 \cdot 10^5$	$1,295 \cdot 10^6$	$5,084 \cdot 10^5$	$3,798 \cdot 10^5$	$8,883 \cdot 10^5$

4.2 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле [6]:

$$I = I_{АМ} + I_{РЭО}, \quad (13)$$

Рассчитаем издержки для схемы 1:

$$I = 7,596 \cdot 10^4 + 4,21 \cdot 10^4 = 118067,327 \text{ тыс.руб.}$$

где $I_{АМ}$ – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{РЭО}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{АВ}$ – затраты на передачу электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле [6]:

$$I_{РЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (14)$$

Рассчитаем издержки на эксплуатацию и ремонт схемы 1:

$$I_{PЭО} = 0,008 \cdot 6,726 \cdot 10^5 + 0,059 \cdot 6,224 \cdot 10^5 = 4,21 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,008$; $\alpha_{тэоПС} = 0,059$).

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы (для подстанций $T_{СЛ} = 20$ лет, воздушной линии $T_{СЛ} = 15$ лет), [6]:

$$I_{AM} = K_{ВЛ} \cdot \frac{1}{15} + K_{ПС} \cdot \frac{1}{20}, \quad (15)$$

Найдём издержки на амортизацию для схемы 1:

$$I_{AM} = 6,726 \cdot 10^5 \cdot \frac{1}{15} + 6,224 \cdot \frac{1}{20} = 7,596 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 8 – Результаты расчёта издержек

Вариант № 1			Вариант № 2		
I_{AM} , тыс.руб.	$I_{PЭО}$, тыс.руб.	И, тыс.руб.	I_{AM} , тыс.руб.	$I_{PЭО}$, тыс.руб.	И, тыс.руб.
75960	42100	118067,3	50750	33040	83781,9

4.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные затраты отличаются не более чем на 5 %, то принимается в качестве оптимального тот вариант, у которого меньше стоимость потерь электроэнергии.

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (16)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации. ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Так как в конкурирующих вариантах отличаться будут только потери в линиях, то при сравнении целесообразно учитывать только различие в капиталовложениях в отличающиеся линии с учётом издержек на потери. Сравнение по всем остальным параметрам в данном разделе не требуется. Данный расчет приведен в Приложении А .

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 10.

Таблица 9 – Экономические показатели сравнения вариантов

№ варианта	$K,$ тыс.руб	$I,$ тыс.руб	$Z,$ тыс.руб/кВт*ч	$\Delta,$ %
1	1295000	118067,32	247572,08	30
2	888300	83781,94	172610,744	

Сравним оба варианта [6]:

$$\delta = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100 \%, \quad (17)$$

$$\delta = \frac{247572,087 - 172610,744}{247572,087} \cdot 100 \% = 30 \%$$

Проанализировав технико – экономические показатели можно прийти к выводу, что подключение ПС Портовая к существующей сети целесообразно подключать двухцепной линией к ПС Краскино (2 вариант), но в этом случае не обеспечивается надежность электроснабжения потребителей, питающихся от

ПС Краскино, которая присоединена с сетям ЭС устаревшей одноцепной, радиальной ВЛ 110 кВ, так как отключение этой ВЛ приводит к полному погашению ПС 110 кВ и питающихся от нее ПС 35 кВ. И для дальнейшего расчета принимаем первый вариант подключения.

5 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

Определяющим при проектировании электрической части подстанций, является выбор главной схемы, так как он определяет состав элементов и связей между ними.

При выборе главной схемы электрических соединений подстанций следует руководствоваться следующими факторами:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;

Также при составлении главной схемы электрических соединений необходимо обеспечить основные требования, такие как:

- обеспечить наглядность и экономичность;
- обеспечить возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ;
- удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании и т.д.

Исходя из перечисленного выше принимаем к установке на РУ следующие схемы, указанные в таблице 1.

В данной работе для проектируемых ПС 110 кВ «Портовая» была выбрана однолинейная схема «5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Данную схему применяют при возведении проходных двух-трансформаторных ПС с двусторонним питанием при необходимости сохранения транзита при коротком замыкании (повреждении) в трансформаторе, при необходимости отключения одного из трансформаторов в течение суток (неравномерный график нагрузок) [18]. Однолинейная схема проектируемой ПС 110 кВ «Портовая» представлена в графической части данного проекта.

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания осуществляем приближенным методом в относительных единицах.

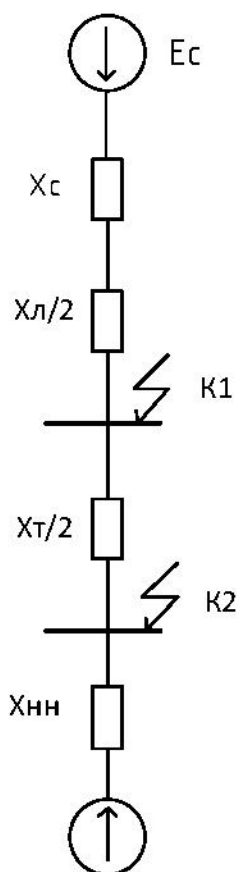


Рисунок 9 – Расчетная схема замещения подстанции

Расчетный вид короткого замыкания – трехфазное, по которому согласно ПУЭ, проверяется динамическая устойчивость шин и аппаратов, отключающая способность выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов [3].

В процессе расчета токов короткого замыкания необходимо определить следующие их значения:

$I_{по}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

i_y - ударный ток короткого замыкания;

i_a - аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Определяем параметры схемы замещения. Расчет произведем в относительных единицах. Базисную мощность примем равной $S_б = 1000$ МВА; эдс системы $E_c = 1$, и эдс нагрузки $E_n = 0,85$ в относительных единицах.

Зададимся базисными напряжениями:

$$U_{б1} = 115 \text{ кВ}, U_{б2} = 11 \text{ кВ}, \text{ кВ.}$$

Сопротивление системы X_c определяется по формуле:

$$X_{c*} = \frac{S_б}{S_{кз}}, \quad (18)$$

где $S_{кз}$ - мощность короткого замыкания системы;

$S_б$ – базисная мощность.

$$X_{c*} = \frac{1000}{4000} = 0,25 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$X_{л*} = X_o \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{б1}^2}, \quad (19)$$

где $U_{б1}$ - базисное напряжение первой ступени трансформации;

$$X_{л*} = 0,4 \cdot 70 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,128 \text{ о.е.}$$

$$\text{Т.к двух цепная линия } X_{л*} = \frac{2,128}{2} = 1,064$$

Сопротивления трансформатора определяются по формуле:

$$X_{тi} = \frac{u_{ki}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{номат}} \quad (20)$$

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56$$

$$\text{Т.к два трансформатора } X_{T*} = \frac{6,56}{2} = 3,28$$

Сопротивления нагрузки определяются по формуле:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}}, \quad (21)$$

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{1000}{8} = 43,75$$

где 0,35 – сопротивление нагрузки в относительных единицах;

S_H , - мощность нагрузки на стороне НН.

Расчет токов короткого замыкания.

Базисный ток для точки К1 определяется по формуле:

Базисный ток для точки К1 определяется по формуле:

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}}, \quad (22)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Базисный ток для точки К2 определяется по формуле:

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}}, \quad (23)$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 52,5 \text{ кА}$$

Рассмотрим подробный расчёт для точки К1.

$$X_1 = X_c + X_{\lambda}, \quad (24)$$

$$X_1 = 0,25 + 1,064 = 1,314 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = X_{\kappa} + X_m, \quad (25)$$

$$X_2 = 43,75 + 3,28 = 47,03 \text{ о.е.}$$

Токи рассчитываем по формулам:

$$I_1^{(3)} = \frac{E_c}{X_1} I_{\sigma 1}, \quad (26)$$

$$I_1^{(3)} = \frac{1}{1,314} \cdot 5,02 = 3,82 \text{ кА}$$

$$I_1^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_1^{(3)}, \quad (27)$$

$$I_1^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,82 = 3,3 \text{ кА}$$

$$I_2^{(3)} = \frac{E_n}{X_2} I_{\delta_1}, \quad (28)$$

$$I_2^{(3)} = \frac{0,85}{47,03} \cdot 5,02 = 0,09 \text{ кА}$$

$$I_2^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,09 = 0,08 \text{ кА} \quad (29)$$

$$I_1^{(3)} = I_{no}^{K1} = I_1^{(3)} + I_2^{(3)},$$

$$I_1^{(3)} = I_{no}^{K1} = 3,82 + 0,09 = 3,91 \text{ кА}$$

Рассмотрим подробный расчёт для точки К2.

$$X_1 = X_c + X_n + X_m, \quad (30)$$

$$X_1 = 0,25 + 1,064 + 3,28 = 4,594 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = X_n, \quad (31)$$

$$X_2 = 43,75 \text{ о.е.}$$

Токи рассчитываем по формулам:

$$I_1^{(3)} = \frac{E_c}{X_1} I_{\delta_2}, \quad (32)$$

$$I_1^{(3)} = \frac{1}{4,594} \cdot 52,5 = 11,43 \text{ кА}$$

$$I_1^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_1^{(3)}, \quad (33)$$

$$I_1^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11,43 = 9,89 \text{ кА}$$

$$I_2^{(3)} = \frac{E_n}{X_2} I_{\delta_2}, \quad (34)$$

$$I_2^{(3)} = \frac{0,85}{43,75} \cdot 52,5 = 1,02 \text{ кА}$$

$$I_2^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_2^{(3)}, \quad (35)$$

$$I_2^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,02 = 0,88 \text{ кА}$$

$$I_2^{(3)} = I_{no}^{K2} = I_1^{(3)} + I_2^{(3)}, \quad (36)$$

$$I_2^{(3)} = I_{no}^{K2} = 11,43 + 1,02 = 12,45 \text{ кА}$$

Для того, чтобы найти I_{y0} необходимо знать ударный коэффициент, который мы берём из справочных данных [4].

$$I_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot K_{y0}, \quad (37)$$

$$I_{y0K1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 3,91 = 8,86 \text{ кА.}$$

$$I_{y0K2} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 12,45 = 28,22 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока К.З.

$$I_{aK1} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}, \quad (38)$$

$$I_{aK1} = \sqrt{2} \cdot 3,91 = 5,51 \text{ кА}$$

$$I_{aK2} = \sqrt{2} \cdot 12,45 = 17,55 \text{ кА}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в точках К1, К2 запишем в таблицу 3.

Таблица 10 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_{по}$, кА	$i_{уд}$, кА	i_a , кА
1	2	3	4
К1 (ВН)	3,91	8,86	5,51
К2 (НН)	12,45	28,22	17,55

Определим токи через выключатели в нормальном режиме.

Выключатели на стороне ВН и НН:

$$I^{110} = \frac{1,4 \cdot S_{ТНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}}, \quad (39)$$

$$I^{110} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 114,5 \text{ А}$$

Выключатели на стороне НН:

$$I^{10} = \frac{S_{ТНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}, \quad (40)$$

$$I^{10} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 855,6 \text{ А}$$

Секционный выключатель:

$$I^{10}_{св} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot 2}, \quad (41)$$

$$I^{10}_{св} = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 2} = 419,8 \text{ А}$$

Выключатели на линиях нагрузки:

$$I^{10}_н = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot n_{отх}}, \quad (42)$$

$$I^{10}_н = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10} = 83,9 \text{ А}$$

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

7.1 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом [5].

Для КРУ-10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-63, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 (10) кВ на токи 630-2 000 А.



Рисунок 10- КРУ-СЭЩ-63

Таблица 11 – Основные параметры шкафа КРУ серии КС-10УХЛ2 10кВ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ-СЭЦ-Э-10
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

7.2 Выбор выключателей.

Для установки в ОРУ 110 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГТ-110П-40/2500 У1. Предназначен для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в сетях переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ в районах с умеренным и холодным климатом (до минус 55°С) при следующих условиях:

- окружающая среда – невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию.
- верхнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет 40°С;
- нижнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет: для климатического исполнения У1* - минус 40°С, для исполнения ХЛ1* - минус 55°С;
- Гололед с толщиной корки льда до 20 мм и ветре скоростью до 15 м/с, а при отсутствии гололеда - при ветре скоростью до 40 м/с.
- Высота установки над уровнем моря не более 1000 м;
- Тяжение проводов в горизонтальном направлении - не более 1000 Н.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст.ном}}$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст.ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}}$$

где $i_{\text{мах}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата

Проверка по термической устойчивости:

$$B_k = I_{\text{нО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (43)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс на 110 кВ для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{откльвкл}}, \quad (44)$$

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{откльвкл}} = 2,5 + 0,047 = 2,55 \text{ с.}$$

где Δt – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. В данном случае $\Delta t = 2,5$ с.

$$B_k = 3,91^2 \cdot (2,55 + 0,011) = 39,16 \text{ кА}^2\text{с}$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить

номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (45)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,4 \text{ кА}$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания аperiodической

составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя

$$\beta_n = 40;$$

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток, для данного выключателя

$$I_{откл} = 40 \text{ кА.}$$

Определим максимальный рабочий ток:

$$I_{max.p} = I^{110} \quad (46)$$

$$I_{max.p} = 114,5 \text{ А}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя на стороне 110 и 10 кВ представлено в таблицах 5 и 6.

Таблица 12 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В-110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 114,5 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 8,86 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$B_K = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 39,16 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,91 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,91 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$i_{аном} = 40 \text{ кА}$	$i_{At} = 22,4 \text{ кА}$	$I_{At} \leq i_{аном}$

Расчет выключателей для КРУ 10 кВ проводится аналогично предыдущему. Для ячеек серии СЭЩ-63 рекомендуется применять

вакуумный выключатель серии ВВУ-СЭЦ-Э-10. Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ (вводного выключателя), СВ (секционного выключателя) и ВН (выключателя нагрузки) 10 кВ представлено в таблицах 13,14 15.

Таблица 13 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ-10.

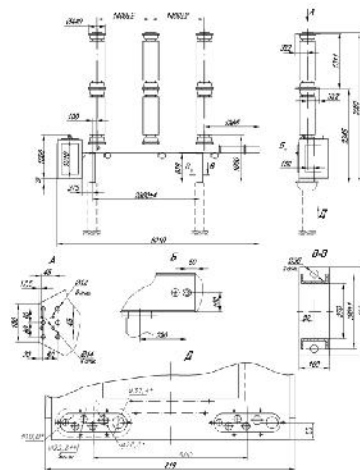
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 855,6 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 28,22 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 412,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 12,45 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 12,45 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{аном}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 8,4 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

Таблица 14- Сравнение каталожных и расчетных данных для СВ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 855,6 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 28,22 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 412,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 12,45 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 12,45 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{аном}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 8,4 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

Таблица 15- Сравнение каталожных и расчетных данных для ВН 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 855,6 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{УД} = 28,22 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq i_{дин}$
$I_2 T \cdot t_T = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$ВК = 412,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$ВК \leq I_2 T \cdot t_T$
$I_{ВКЛ} = 25 \text{ кА}$	$ИПО = 12,45 \text{ кА}$	$ИПО \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 25 \text{ кА}$	$ИПО = 12,45 \text{ кА}$	$ИП_t \leq I_{ОТКЛ} ИНОМ$
$i_{АНОМ} = 25 \text{ кА}$	$i_{At} = 8,4 \text{ кА}$	$I_{At} \leq i_{АНОМ}$



а)



б)

Рисунок 11 – Выключатель типа ВГТ-110 кВ (а) и ВВУ-СЭЦ-Э-10 (б).

7.3 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей проводится как и выключателей, но без проверок на отключающую способность [7].

На стороне ВН ПС 110 кВ «Портовая» выбираем РНДЗ.1-110/1000 УХЛ1 и РНДЗ.2-110/1000 УХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами. Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 14, внешний вид разъединителя – на рисунке 10.



Рисунок 12 – Разъединители РНДЗ.

Таблица 16 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 114,5 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 8,86 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 39,16 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 39,16 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Как видно из результатов разьединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

7.4 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.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки (Рисунок 11):

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (47)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2.$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{ПРИБ}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{К}}$:

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (48)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть $2,5 \text{ мм}^2$ для меди и 4 мм^2 для алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм^2 . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{\text{ПРОВ}}=R_{\text{ПРОВ}}$.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Трансформаторы					

Продолжение таблицы 17

Амперметр	2	ЦП 8501/10	1	1	1
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	0,2	0,2	0,2
Линии 110					
Амперметр	3	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	0,2	0,2	0,2
Линии 10 кВ					
Амперметр	5	ЦП 8501/10	3,5	3,5	3,5
Ваттметр	5	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Варметр	5	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Счетчик комплексный	5	ION - 8600	3,5	3,5	3,5
ТСН					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,0	1,0	1,0
Секционный выключатель 10 кВ					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Итого			14,6	14,6	14,6



Рисунок 13 – Трансформатор тока ТГФ - 110 кВ

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие: $Z_{2НОМ} \geq \sum Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_{К}$

Сопротивление проводов не должно превышать:
 $R_{ПР} \leq Z_{2НОМ} - (\sum Z_{ПРИБ} + Z_{КОНТ})$, т. е. можно сказать, что:

$$R_{ПР} = Z_{2НОМ} - \sum R_{ПРИБ} + R_{К} \quad (49)$$

где $R_{ПР}$ – сопротивление проводов;

$Z_{2НОМ} = 20$ Ом – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum r_{ПРИБ}$ – суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН, определяемое по формуле:

$$\sum R_{ПРИБ} = \frac{\sum S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}, \quad (50)$$

где $\sum S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2Н}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Далее рассчитаем суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока:

$$\sum R_{ПРИБ} = \frac{14,6}{5^2} = 0,584 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{К} = 0,05$ Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{пр}} = 20 - 0,584 - 0,05 = 19,366 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (51)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{19,366} = 0,1 \text{ мм}^2$$

Ниже, в таблице представлена зависимость необходимой длины проводов от номинального напряжения.

Таблица 18 – Зависимость длины проводов от номинального напряжения

U_н, кВ	l, м
10	4–6
35	60–75
110	75–100

Принимаем медный кабель с сечением 2,5 мм² КВВГнг, тогда сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{пр}}}, \quad (52)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_2 = 0,584 + 0,7 + 0,05 = 1,334 \text{ Ом}$$

На стороне ВН выбираем ТТ ТГФ- 110У1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 19.

Таблица 19 - Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 110 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 75 \text{ А}$	$I_p = 114,5 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$S_{2\text{ном}} = 50 \text{ ВА}$	$S_2 = 7,1 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 10 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 8,86 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$B_k = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 39,16 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} \geq B_k$

Расчет для стороны НН аналогичен, сравнение каталожных данных ТТ приведены в таблицах 20.

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-10. Трансформаторы тока ТОЛ-10 предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления, а также для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в комплектных распределительных устройствах переменного тока на класс напряжения до 10 кВ.

Таблица 20 - Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 10 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 885,6 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$S_{2\text{ном}} = 50 \text{ ВА}$	$S_2 = 7,1 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 28,22 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$B_k = 2700 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 412,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} \geq B_k$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

7.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (53)$$

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

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 110 УХЛ. Электромагнитный антирезонансный однофазный трансформатор напряжения типа НАМИ-110УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с глухо заземленной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Трансформатор напряжения НАМИ-110УХЛ1 имеет одноступенчатую некаскадную конструкцию.

Вторичная нагрузка трансформаторов в соответствии с однолинейной схемой проектируемой подстанции (рисунок 11) представлена в таблице 20.

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95-УХЛ1. Трехфазный антирезонансный масляный трансформатор напряжения типа НАМИ-10-95УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 110 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	4	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	4	СЕ 304	8
Ваттметр	4	ЦП 8506/120	8
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	7	ЦП 8506/120	14
Счетчик комплексный	7	СЕ 304	14
Ваттметр	4	ЦП 8506/120	14

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{34^2 + 27,2^2} = 43,5 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 22.

Таблица 22 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_{НОМ}$
$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_P = 21,75 \text{ ВА}$	$S_P \leq S_H$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Таблица 23 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_{НОМ}$
$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_P = 21,75 \text{ ВА}$	$S_P \leq S_H$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

7.6 Выбор шинных конструкций.

7.6.1 Выбор жестких шин.

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются однополосные и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения [4].

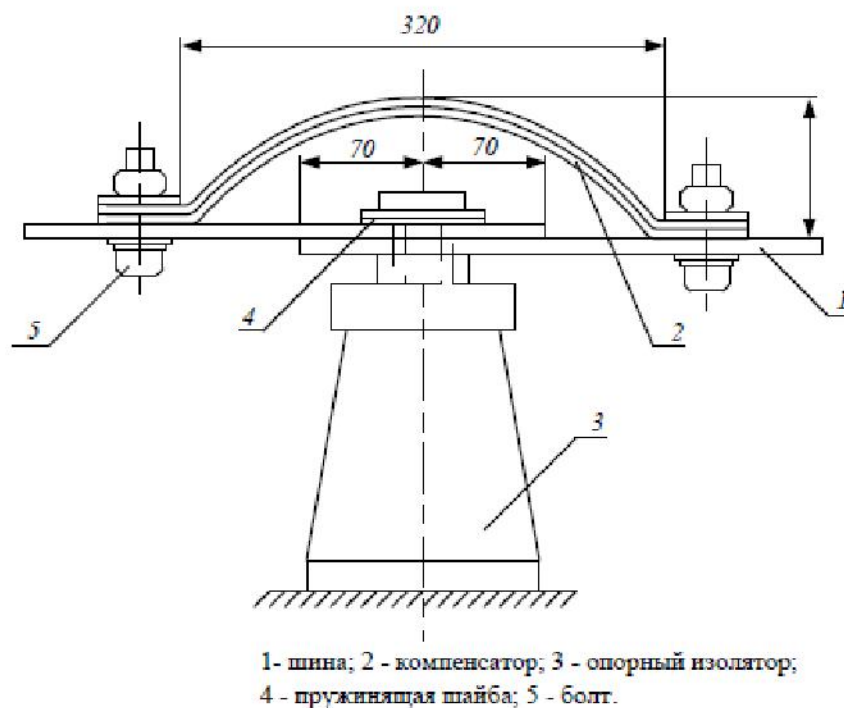


Рисунок 14 – Компенсатор для однополосных шин.

Номинальный ток:

$$I_{p.max} = 885,6 \text{ А}$$

Выбираем алюминиевые шины размером 80*10 мм с допустимым током $I_{доп. ном} = 2900 \text{ А}$

$$I_{доп. л} = I_{доп. ном} \cdot \sqrt{\frac{Q_{доп} - Q_0}{Q_{доп} - Q_{норм}}} = 2900 \cdot \sqrt{\frac{70 - 45}{70 - 20}} = 2090 \text{ кА}$$

$$I_{p.max} \leq I_{доп. л}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (54)$$

где $C = 82$ - для алюминиевых шин и кабелей;

q_{min} – минимальное сечение провода.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{412,3 \cdot 10^6}}{82} = 247,6 \text{ мм.}$$

$$q_{min} < q_{станд}.$$

Проверка шин на электродинамическую стойкость

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \text{ Гц}, \quad (55)$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{42,7}{8}} = 278 \text{ Гц}$$

где J -момент инерции шины;

q -поперечное сечение шины.

$$J = \frac{8^3}{12} = 42,7 \text{ см}^4.$$

Механический расчёт шин.

Напряжение в материале шины, возникающее при действии механической силы (МПа), должно быть меньше допустимого (для материала шины марки АД31Т = 90 МПа), определим расчётное напряжение:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд3}^2 \cdot l^2}{W_a}, \quad (56)$$

где W_a - момент сопротивления шины, который определяется:

l -длина пролета между опорными изоляторами;

$$W_a = \frac{1 \cdot 8^2}{6} = 10,7 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(23200)^2 \cdot 1,2^2}{10,7} = 1,25 \text{ Мпа.}$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{доп} = 90$ МПа, можно сказать, что шины механически прочны.

7.6.2 Выбор и проверка ошиновки РУ 110 кВ

Токоведущие части в распределительных устройствах 35 кВ и выше электростанций и подстанций обычно выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами АС или АСО. Гибкие провода применяются также для соединения блочных трансформаторов с ОРУ.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

- по длительно допустимому ($I_{доп} \geq I_{раб.мах}$);
- по термической стойкости: $q_{мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}$ (где $q_{мин}$ – минимальное сечение провода, C – коэффициент, рассчитываемый по формуле $C = \sqrt{A_k - A_n} = const$; можно принять для медных шин и кабелей $C = 165$; для алюминиевых шин и кабелей $C = 91$; для стальных шин $C = 70$).

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: 110 кВ – 3 м. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 6000 МВА для напряжения 110 кВ, а также шины с токами КЗ > 20 кА. [7]

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания: $Q_{к.расч} \leq Q_{к.доп}$.

Установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания:

- голые медные шины – $Q_{к.доп} = 300$ °С;
- голые алюминиевые шины – $Q_{к.доп} = 200$ °С;

- голые стальные шины – $Q_{кдоп} = 400$ °С.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС – 120/27, допустимый ток которых $I_{доп} = 375$ А, диаметр провода $d = 15,4$ мм. Проверка шин на склестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА. Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

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

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (57)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

r_0 – радиус провода;

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,77}} \right) = 33,29 \text{ кВ/см}$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (58)$$

где D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

U – линейное напряжение, кВ;

При горизонтальном расположении фаз $D_{cp} = 1,26D$;

В нашем случае:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,77 \cdot \lg \frac{378}{0,77}} = 18,81 \text{ кВ/см}$$

Проверяем по условию

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

$$1,07 \cdot 18,81 \leq 0,9 \cdot 33,29$$

$$20,1 \leq 29,6$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

7.7 Выбор изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допустимой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов [3]:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}, \quad (59)$$

На стороне 110 кВ выбираем опорные изоляторы ЛК-70/110 (УХЛ1)

С допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 7000 = 4200 \text{ Н}$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 1270$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yo}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \text{ Н}, \quad (60)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{8860^2}{1,02} \cdot 1,1 \cdot 10^{-7} = 14,663 \text{ Н.}$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}}, \quad (61)$$

$$K_h = \frac{1270 + 80 + 100 / 2}{1270} = 1,1$$

Проверка:

$$F_{расч.} = 14,663 \text{ Н} \leq F_{дон} = 6000 \text{ Н}$$

Таким образом, ОСК 10-110-А01-2 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке

На стороне 10 кВ выбираем изоляторы ИОР-10-3.75 УХЛ

С допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 120$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уб}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \text{ Н}, \quad (62)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{28220^2}{0,12} \cdot 1 \cdot 2,1 \cdot 10^{-7} = 2,414 \text{ кН.}$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}}, \quad (63)$$

$$K_h = \frac{120 + 80 + 100 / 2}{120} = 2,1$$

Проверка:

$$F_{расч.} = 2414 \text{ Н} \leq F_{дон} = 3750 \text{ Н}$$

Таким образом, ИОР-10-3.75 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке

7.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на РУ применяют ОПН, назначение которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. Ограничители перенапряжений нелинейные с полимерной внешней изоляцией предназначены для защиты изоляции электрооборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений в сетях напряжением от 3 до 35 кВ переменного тока частотой 50 Гц с изолированной либо компенсированной нейтралью.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения ОПН – 110/88/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 110 кВ, на стороне НН - ОПН-10/7,2/10/400 УХЛ1, основные характеристики которых представлены в таблице 20.

Таблица 24 – Основные характеристики ОПН.

Тип	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
1	2	3	4	5
ОПН – 110/88/10/550 УХЛ1	110	88	10	40
ОПН-10/7,2/10/400 УХЛ1	10	7,2	10	19,2

Проверка выбора по поглощающей ограничителем энергии для стороны ВН:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (64)$$

где β – коэффициент затухания ($\beta=0,91$);

c – скорость света.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3 \cdot 10^8} = 0,9 \text{ мкс.}$$

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (65)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения. ($U_0 = 900$);

l – длина защищаемого подхода;

k – коэффициент полярности.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,8 \text{ кВ.}$$

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{Z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (66)$$

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе ($U_{ост} = 152$);

Z – волновое сопротивление линии ($Z = 470$).

$$\mathcal{E} = \frac{661,8 - 152}{470} \cdot 152 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 1 = 297 \text{ кДж.}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (67)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{297}{110} = 2,7 \text{ кДж / кВ.}$$

Удельная энергоёмкость ОПН равна 4 кДж / кВ .

Проверка выбора по поглощающей ограничителем энергии для стороны НН:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot C}, \quad (68)$$

где β – коэффициент затухания ($\beta = 0,91$);

C – скорость света.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3 \cdot 10^8} = 0,9 \text{ мкс.}$$

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (69)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения. ($U_0 = 900$);

l – длина защищаемого подхода;

k – коэффициент полярности.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,8 \text{ кВ}$$

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{Z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (70)$$

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе ($U_{ост} = 7,2$);

Z – волновое сопротивление линии ($Z = 470$).

$$\mathcal{E} = \frac{661,8 - 7,2}{470} \cdot 7,2 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 1 = 18 \text{ кДж}.$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (71)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{18}{10} = 1,8 \text{ кДж / кВ}.$$

Удельная энергоёмкость ОПН равна 4 кДж / кВ .

7.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [5].

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд (Таблица 25).

Таблица 25 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Р _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение трансформатора	0,8	20,6	15,45
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Отопление и освещение ДП	1	80	-
Освещение ОРУ	1	10	-
Насосная	1	30	-
Прочее	1	46	-
Итого		303,6	15,45

$$S_{psc} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (72)$$

$$S_{psc} = \sqrt{303,6^2 + 15,45^2} \cdot 0,8 = 243 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТМГ – 250/10

7.10 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели — генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного

тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В [5].



Рисунок 15 – АКБ «Ольдам»

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (73)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{121}{12,15} = 10.$$

в режиме заряда при максимальном напряжении:

$$n = \frac{121}{14,1} = 9.$$

в режиме аварийного напряжения:

$$n = \frac{121}{11,8} = 10.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{\text{доб}} = n - n_0, \quad (74)$$

$$n_{\text{доб}} = 10 - 10 = 0.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{\text{ас}}}{j}, \quad (75)$$

где $I_{\text{ас}}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1.05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера. $N = 23$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею Powersafe «Ольдам» – 24 Ач.

$$46 \cdot N \geq I_{\text{Тmax}}, \quad (76)$$

где $I_{\text{Тmax}}$ - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{\text{Тmax}} = 1269 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ А}.$$

Следовательно надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{46} = 27,6;$$

Окончательно принимаем Powersafe «Ольдам» – 28 Ач.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{\text{Тmax}}}{N}, \quad (77)$$

$$I_p = \frac{1269}{28} = 45.3 \text{ А}$$

По кривой определяем напряжение на аккумуляторе равным 85 %. Если принять потерю напряжение в соединительном кабеле – 5 %, то напряжение на приводах будет равно. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80 – 110 %, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение [5].

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot N + I_{п} \text{ А}, \quad (78)$$

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24.2.$$

$$U_{пз} \geq 2.2 \cdot n_0 \text{ В}. \quad (79)$$

$$U_{пз} \geq 2,2 \cdot 10 = 22$$

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{п} \text{ А}, \quad (80)$$

$$I_3 = 5 \cdot 28 + 20 = 160 \text{ А}.$$

$$U_{пз} = 2.75 \cdot n, \quad (81)$$

$$U_{пз} = 2,75 \cdot 10 = 27,5 \text{ В}.$$

Выбираем стандартное ЗВУ НРТ «Ольдам».

7.11 Выбор аппаратуры связи

7.11.1 Волоконно – оптические линии связи

Волоконно-оптические линии связи сокращённо ВОЛС – это современная технология, для организации каналов передачи информации между удаленными объектами. При помощи ВОЛС можно соединять между собой, как узлы в рамках одной локальной вычислительной сети (ЛВС), так и для создания единой коммуникационной сети из нескольких линий. Проектирование собственных волоконно-оптической линии связи особенно важно для компаний, деятельность которых связана с передачей значительных объемов информации и серьезными требованиями к ее сохранности.

Все полученные данные становятся основой технического задания, в соответствии с которым ведется работа над проектом ВОЛС. В процессе проектирования учитывается архитектура сети и ее скрытые резервы.

Проект включает методику тестовых испытаний ВОЛС перед вводом в эксплуатацию. Обязательная часть проекта ВОЛС – обеспечение возможности контроля состояния сети и составления прогнозов ее дальнейшей эксплуатации. Эти данные необходимы для организации обслуживания, профилактики и своевременного предупреждения неисправностей. При проектировании ВОЛС для особо важных объектов, система контроля состояния сети предусматривает принцип резервирования полученных данных.

Проектирование ВОЛС, выполненное на высоком профессиональном уровне, обеспечивает надежность системы при её дальнейшей эксплуатации, гарантирует клиентам высокую скорость передачи данных.

В основе прокладки волоконно-оптических линий связи лежит процесс сращивания отдельных отрезков оптического кабеля. Эта работа выполняется с использованием двух различных методик (механического соединения и сварки).

7.11.2 Высокочастотные заградители

предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители устанавливаются на фундаментах либо подвешиваются на линейных порталах.

Выбор ВЧ- заградителей производим по номинальным и ударным токам.

- 1) $U_{\text{ном}} = U_{\text{сети}}$,
- 2) $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. расч.}}$,
- 3) $i_{\text{пред.скв}} \geq i_{\text{уд}}$
- 4) $I_{\text{терм. ном}}^2 \cdot t_{\text{терм. ном}} \geq B_{\text{к}}$

Для ВЛ 110 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-400-0,5 УХЛ1.

Значения $I_{\text{max p}}$ и $B_{\text{к}}$ берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлено в таблице 26.

Таблица 26 - Сопоставление каталожных и расчетных данных ВЧЗ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{рМАХ}} = 114,5 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$i_{\text{пред.скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 8,86 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 2560 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 39,16 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$

8 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

В ПЭУ сказано [10]: ОРУ-35-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии (ПУМ). Открытые подстанции защищаются от прямых ударов молнии стержневыми молниеотводами.

Возможны два способа защиты подстанций.

1. Установка молниеотводов на конструкциях и подсоединение их к общему заземляющему устройству подстанции .

2. Установка отдельно стоящих молниеотводов со своими обособленными заземлениями .

Первый способ защиты дешевле, так как требует значительно меньше металла на изготовление молниеотводов и заземляющих устройств. По этому способу используется высота конструкций, и молниеотводы получаются меньшей высоты, так как они ближе расположены к защищаемому оборудованию и эффективнее используются их защитные зоны. Однако при поражении такого молниеотвода ударом молнии с большой амплитудой тока и высокой крутизной фронта волны значительно возрастает напряжение на заземленных конструкциях с молниеотводами. Это может привести к перекрытию изоляции между токоведущими частями и заземленными конструкциями, что снижает надежность этого способа защиты.

Отдельно стоящие молниеотводы с обособленными заземлителями можно установить так, что практически полностью исключаются перекрытия с заземленных молниеотводов на токоведущие части подстанции. Поэтому второй способ защиты оказывается надежнее, но дороже.

Защиту ОРУ выполним стержневыми молниеотводами, размещенными на линейных и шинных порталах и отдельностоящими молниеотводами.

8.1 Расчёт зоны защиты молниеотводов

Размеры ОРУ ПС «Портовая»: ширина – 50 м; длина – 60 м.

Территория распредустройства подстанции защищается от ПУМ отдельно стоящими стержневыми молниеотводами.

Высота молниеотводов: $h_1 = 25$ м, $h_2 = 25$ м, $h_3 = 25$ м, $h_4 = 25$ м.

Расстояние между молниеотводами: $L_{12} = 55$ м, $L_{24} = 45$ м, $L_{34} = 55$ м,

$L_{13} = 45$ м

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф1}} = h_{\text{эф234}} = 0,85h_1 \text{ м}; \quad (82)$$

$$h_{\text{эф1}} = h_{\text{эф234}} = 0,85 \cdot 25 = 21,25$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002h_1)h_1, \quad (83)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 25)25 = 26,25 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта: $h_x = 5,8$ м.

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф1}}} \right) \quad (84)$$

$$r_x = 26,25 \left(1 - \frac{5,8}{21,25} \right) = 19,085 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{\text{cx12}} = h_{\text{эф1}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_1)(L_{12} - h_1), \quad (85)$$

$$h_{\text{cx12}} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25)(55 - 25) = 15,925 \text{ м}$$

$$h_{\text{cx24}} = h_{\text{эф1}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_1)(L_{24} - h_1), \quad (86)$$

$$h_{\text{cx24}} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25)(45 - 25) = 17,7 \text{ м}$$

Наименьшая ширина внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{\text{cx12}} = r_0 \frac{h_{\text{cx12}} - h_x}{h_{\text{cx12}}}, \quad (87)$$

$$r_{\text{cx12}} = 26,25 \frac{15,925 - 5,8}{15,925} = 16,69 \text{ м;}$$

$$r_{cx24} = r_0 \frac{h_{cx24} - h_x}{h_{cx24}}, \quad (88)$$

$$r_{cx24} = 26,25 \frac{17,7 - 5,8}{17,7} = 17,648 \text{ м}$$

Таблица 27 – Параметры зон молниезащиты ПС «Портовая»

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hcx (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	55	25	21,25	15,925	26,25	19,085	16,69
2 - 4	45	25	21,25	17,7	26,25	19,085	17,648
3 - 4	55	25	21,25	15,925	26,25	19,085	16,69
1 - 3	45	25	21,25	17,7	26,25	19,085	17,648

Результаты расчета молниезащиты так же представлены в графической части ВКР.

8.2 Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ

Удельное эквивалентное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности.

$K_c = 1,4$ - для расчета грозозащиты при средней влажности грунта.

$$\rho_s = \rho_{изм} K_c, \quad (89)$$

$$\rho_s = 140 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

В целях улучшения растекания тока, заземлители закладываются в грунт на глубину 0,5 – 0,7 м (для вертикальных заземлителей это глубина закладки верхней кромки), т.к. на глубине грунт в меньшей степени подвержен высыханию в жаркие летние месяцы года.

Выбираем заземлитель опоры в виде двух горизонтальных лучей и трех вертикальных электродов длиной 5 м и диаметром 20 мм.

Сопротивление горизонтальных электродов

$$R_r = \left(\frac{\rho_s}{\pi \cdot l} \right) \left(\ln \left(\frac{1,5l}{h_s d} \right) \right), \quad (90)$$

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{140}{3.14 \cdot 5} \right) \left(\ln \frac{1.5 \cdot 5}{\sqrt{0.7 \cdot 0.02}} \right) = 37 \text{ Ом}$$

Сопротивление вертикальных электродов

$$R_B = \frac{\rho_2}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_3 + l)}{d(4h_3 + l)}, \quad (91)$$

$$R_B = \frac{140}{2 \cdot 3.14 \cdot 5} \ln \frac{4 \cdot 5(2 \cdot 0.7 + 5)}{0.02(4 \cdot 0.7 + 5)} = 30 \text{ Ом.}$$

Сопротивление n-лучевого заземлителя с вертикальными электродами рассчитывается по формуле

$$R_M = \frac{R_B R_{\Gamma}}{n_B R_{\Gamma} + n_{\Gamma} R_B}, \quad (92)$$

$$R_M = \frac{37 \cdot 30}{3 \cdot 37 + 2 \cdot 30} = 6.5 \text{ Ом}$$

Рассчитаем контур сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть)

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС «Портовая» 60×50 (м)

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3),$$

$$S = (60 + 3) \cdot (50 + 3) = 3339 \text{ (м}^2\text{)}$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов $d = 0,021$ (м)

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \quad (94)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,021^2}{4} = 34,62 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (95)$$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{4,49^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,11 \cdot 10^{-5} (\text{М}^2)$$

где - I_M - максимальный ток короткого замыкания (кА)

T - предельное время работы защиты (сек)

β - коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k, \quad (96)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

где - a_k, b_k, c_k, d_k - вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d), \quad (97)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4}$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами $l_m = 5$ (м)

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_m} \cdot (B+3) + \frac{(B+3)}{l_m} \cdot (A+3), \quad 7$$

$$L_n = \frac{(60+3)}{5} \cdot (50+3) + \frac{(50+3)}{5} \cdot (60+3) = 1335,6 \text{ м}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1335,6}{2 \cdot \sqrt{3999}} = 11,55 \quad (98)$$

Принимаем число ячеек: $m = 12$

Длина стороны ячейки

$$L_x = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{3999}}{12} = 4,82 (\text{М}) \quad (99)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1), \quad (100)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{3999} \cdot (12+1) = 1502,8 \text{ (м)}$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}}, \quad (101)$$

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{3999}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 16,51$$

Принимаем: $n_g = 17$

Принимаем длину вертикальных электродов $l_g = 4 \text{ (м)}$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right), \quad (102)$$

$$R_c = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{3999}} + \frac{1}{1502,8 + 4,0 \cdot 17} \right) = 0,364 \text{ Ом}$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

ρ – удельное сопротивление грунта, в нашем случае равное 50 Ом/м [

Импульсный коэффициент определяется:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (103)$$

где I_m – ток молнии, равный 70 кА.

Таким образом, импульсный коэффициент составит:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3999}}{(50 + 320) \cdot (70 + 45)}} = 1,4$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_H = R_c \cdot \alpha_u, \quad (104)$$

$$R_H = 0,364 \cdot 1,4 = 0,5 \text{ Ом}$$

Сопротивление не превышает максимального значения следовательно расчет проведен верно.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС 110 КВ «ПОРТОВАЯ»

9.1 Релейная защита и автоматика трансформаторов 110/10 кВ

В соответствии с ПУЭ на трансформаторах устанавливаются:

1) На трансформаторы для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на их выводах ставим дифференциальную отсечку или дифференциальную защиту с реле ДЗТ-21.

2) Для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ и резервирования действия защиты от внутренних повреждений – максимальная токовая защита (МТЗ).

3) Для защиты от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой – защиту от перегрузок, выполняемую с одним токовым реле с действием на сигнал с выдержкой времени.

4) Для защиты от витковых замыканий в обмотках и понижения уровня масла устанавливаем газовую защиту, действующую на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании, и термосигнализатор с действием на сигнал [2].

В процессе эксплуатации в обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, замыкание одной или двух фаз на землю, замыкание между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры. В зависимости от опасности повреждения для нарушения нормального режима трансформатора, защита,

фиксирующая нарушение, действует на сигнал, разгрузку или отключение трансформатора.

На подстанции Портовая 110/10 кВ предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 16 МВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

9.2 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{НОМ.Н}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Н}}}, \quad (105)$$

Где $S_{\text{НОМ.ТР}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{НОМ.Н}}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}}, \quad (106)$$

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84 \text{ A}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}}, \text{ A}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 840 \text{ A}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.Н}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}} \cdot I_{\text{Н.ТТ.В}}}{I_{\text{Н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}}}{K_{\text{ТР.ТТ.Н}}}, \quad (107)$$

где $K_{\text{ТР.ТТ.Н}} = I_{\text{Н.ТТ.П}} / I_{\text{Н.ТТ.В}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{Н.ТТ.П}}$, $I_{\text{Н.ТТ.В}}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{ТР.ТТ.ВН}} = 300 / 5 = 60$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.НН}} = 3000 / 5 = 600$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.ВН}} = \frac{84}{60} = 1,4 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.НН}} = \frac{840}{600} = 1,4 \text{ А}$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \leq 5$$

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = 1,4 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = 1,4 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

9.3 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} \quad (108)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч}, \quad (109)$$

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I^*_{расч}, \quad (110)$$

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I^*_{расч}, \quad (111)$$

$$I'''_{нб.расч} = f_{выр} \cdot I^*_{расч}, \quad (112)$$

где $I'_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I''_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I'''_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{выр}$ – погрешность выравнивания токов плеч терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I_{расч}^*$ – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ.

$$I_{нб.расч} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot \frac{1250}{3000} = 0,16 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{диф} / I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = 1,2 \cdot 0,16 = 0,19 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{торм}$ должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{сн.т.} = 1 - 0,5 \cdot I_{нб.расч}, \quad (113)$$

$$K_{сн.т.} = 1 - 0,5 \cdot 0,19 = 0,9$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{торм} \geq 100 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб.расч} / K_{сн.т.} \quad (114)$$

$$K_{торм} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,19 / 0,76 = 25,3\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{т2}/I_{баз}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_T/I_{баз}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_T/I_{баз}=1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{т2}/I_{баз} = 1,5 - 2$.

9.4 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб,расч*}}$$

где $k_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб,расч*}}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{\text{нб,расч*}}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным $3 \div 4$. Величина $I_{\text{расч*}}$ принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{\text{нб,расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot \frac{12450}{3000} = 2,0 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 2,0 = 2,5 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 6,0 \text{ о.е.}$

9.5 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен

быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{зап}}{K_{в}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (115)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{зап}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно [22] для городских сетей общего назначения: $K_{зап}=2,5$;

$K_{в}$ – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{раб.макс}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 114,5 = 382 \text{ А}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 855,6 = 2852 \text{ А}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз,мин}}{I_{уст}}, \quad (116)$$

где $I_{кз,мин}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{уст}$ – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{1693}{382} = 4,4 > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{5391}{2852} = 1,9 > 1,5$$

9.6 Газовая защита

Газовая защита трансформаторов является наиболее чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Этот вид защиты основан на том, что любые повреждения в трансформаторе, включая повышенный нагрев масла, приводят к химическому разложению трансформаторного масла, а также органических материалов изоляции обмотки, в результате чего внутри трансформатора происходит выделение газа. Этот газ воздействует на специальные приборы газовой защиты, которые подают сигнал предупреждения или производят отключение трансформатора.

Газовая защита реагирует на такие повреждения, как междувитковое замыкание в обмотках трансформатора, на которые дифференциальная и максимально-токовая защита не реагирует; так как в подобных случаях величина тока замыкания оказывается недостаточной для срабатывания защиты.

Характер повреждения в трансформаторе и размеры повреждения сказываются на интенсивности образования газа. Если повреждение развивается медленно, чему соответствует медленное газообразование, то защита дает предупреждающий сигнал, но отключение трансформатора не производит.

Интенсивное и даже бурное газообразование, свидетельствующее о коротком замыкании, создает в системе газовой защиты сигнал такой величины, который помимо предупреждения вызывает отключение неисправного трансформатора. Газовая защита трансформаторов вызывает предупреждающий сигнал и в том случае, когда понижается уровень масла в баке.

Газовая защита трансформаторов осуществляется при помощи специальных газовых реле, монтируемых в металлический кожух, врезанных в маслопровод между баком и расширителем



Рисунок 16– Газовое реле Бухгольца

Нормально реле заполнено маслом. Кожух реле имеет смотровое стекло со шкалой, указывающей количество скопившегося и реле газа. В верхней части реле имеются кран для выпуска газа и зажимы для подключения проводов к контактам, расположенным внутри реле.

Конструкция и установка наиболее распространенного газового реле типа ПГ-22 показана на рис 1. У газовых реле этого типа внутри кожуха на шарнирах укреплены два поплавка, представляющие собой полые металлические цилиндры, а на них — ртутные контакты, соединенные гибкими проводниками с выводными зажимами на крышке реле. Верхний поплавок является сигнальным элементом защиты.

В нормальном состоянии, когда реле полностью заполнено маслом, поплавков всплывает и его контакт при этом разомкнут. При медленном газообразовании газы, поднимающиеся к расширителю, постепенно заполняют реле и вытесняют масло. С понижением уровня масла поплавков, опускаясь, поворачивается на своей оси, при этом происходит замыкание ртутных контактов и посылается предупреждающий сигнал.

При дальнейшем медленном газообразовании реле подействовать на отключение не может, так как оно заполняется газом лишь до верхней кромки отверстия, после чего газы будут проходить в расширитель.

Нижний поплавок, расположенный напротив отверстия маслопровода, является отключающим элементом. Если газообразование происходит бурно, то возникает сильный поток газов из трансформатора в расширитель через газовое реле, при этом нижний поплавок опрокидывается, замыкает ртутные контакты, что приводит в действие аппарат, отключающий трансформатор.

Так как при коротких замыканиях внутри бака трансформатора сразу возникает бурное газообразование, отключение трансформатора происходит быстро, через 0,1—0,3 с. Несколько позже, уже после отключения трансформатора срабатывает и сигнализация.

Для трансформаторов мощностью 6,3 тыс. кВА и выше установка газовой защиты обязательна. Для трансформаторов мощностью от 1000 до 4000 кВА она обязательна только при отсутствии дифференциальной или максимально-токовой защиты с выдержкой времени 0,5—1 с. Для трансформаторов мощностью 400 кВА и выше, устанавливаемых внутри цеха, газовая защита обязательна.

9.7. Автоматика на ГПП Портовая

9.7.1 Автоматическое повторное включение

Устройствами АПВ должны оборудоваться все воздушные и смешанные (кабельно-воздушные) линии всех типов напряжением выше 1000 В для быстрого восстановления питания потребителей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами

релейной защиты [2]. АПВ особенно важно на подстанциях без постоянного дежурства оперативного персонала, на пунктах секционирования и т. п. Отказ от применения АПВ должен быть в каждом отдельном случае обоснован.

Для линий 10 кВ применяются устройства АПВ однократного и двукратного действия, последние рекомендуется устанавливать на линиях, не имеющих резервирования сети (рис. 1, 2). Опыт применения двукратных АПВ невелик, но в некоторых энергосистемах подсчитано, что при втором цикле АПВ происходит 10—15% успешных включений, т. е. таких, когда линия остается в работе. Вместе с многолетними показателями успешных действий АПВ первого цикла для линий 6 и 10 кВ (40—50%) процент успешных действий устройств двукратных АПВ оказывается весьма внушительным: 50—60%, т. е. число аварийных отключений с помощью АПВ сокращается не менее чем в два раза. Для повышения эффективности АПВ выдержка времени на включение отключившегося выключателя должна быть не менее 2 с для первого цикла и не менее 15—20 с для второго цикла.

9.7.2 Автоматическое включение резерва

Автоматическое включение резерва (АВР) предназначено для переключения потребителей с поврежденного источника питания на исправный, резервный. В системах сельского электроснабжения устройства АВР применяют на двухтрансформаторных подстанциях 35 - 110/10 кВ (местные АВР) и на линиях 10 кВ с двусторонним питанием, работающих в разомкнутом режиме (сетевые АВР).

В связи с появлением потребителей первой категории по надежности электроснабжения (животноводческие комплексы) начинают внедрять устройства АВР на ТП-10/0,38 кВ, на линиях 0,38 кВ и на резервных дизельных электростанциях.

К схемам АВР предъявляются следующие основные требования:

- АВР должно обеспечиваться при непредусмотренном прекращении электроснабжения по любой причине и при наличии напряжения на резервном источнике питания;

- АВР должно осуществляться с минимально возможным временем действия;

- АВР должно быть однократным;

- АВР должно обеспечивать быстрое отключение резервного источника при включении на устойчивое к.з., для этого рекомендуется выполнять ускорение защиты после АВР (аналогично тому, как это делается после АПВ);

- в схеме АВР должен быть предусмотрен контроль исправности цепи включения резервного оборудования.

Для пуска АВР при исчезновении напряжения основного источника используется реле минимального напряжения. В некоторых случаях роль пускового органа выполняет реле времени с возвращающимся якорем (в нормальном режиме реле времени находится постоянно под напряжением и якорь притянут).

Уставка срабатывания этих реле обычно, если не имеется конкретных данных, выбирается из условия

$$U_{\text{ср}} = (0,25 \dots 0,4) \cdot U_{\text{ном}}$$

Время срабатывания пускового органа устройства АВР ($t_{\text{ср.АВР}}$) выбирается по следующим условиям: • по отстройке от времени срабатывания тех защит, в зоне действия которых повреждения могут вызвать уменьшение напряжения ниже принятого по условию

$$t_{\text{ср.АВР}} \geq t_{\text{с.з}} + \Delta t$$

где $t_{\text{с.з}}$ — наибольшее время срабатывания указанных защит;

Δt — ступень селективности, принимаемая равной 0,6 с при использовании реле времени со шкалой до 9 с и равной 1,5...2 с со шкалой до 20 с;

- по согласованию действия АВР с другими устройствами автоматики (например, АПВ линии, по которой осуществляется подача энергии от основного источника питания)

$$t_{\text{ср.АВР}} \geq t_{\text{с.з.л}} + t_{1\text{АПВ}} + t_{\text{зап}}$$

где $t_{\text{с.з.л}}$ — наибольшее время действия защиты линии (элемента системы электроснабжения), передающей энергию потребителям, для которых осуществляется АВР;

$t_{1\text{АПВ}}$ — время цикла неуспешного АПВ этой линии;

$t_{\text{зап}}$ — запас по времени, принимаемый равным 2 - 3,5 с.

9.8 Сигнализация на ГПП Портовая

Оперативную информацию о состоянии всех элементов СЭС дают: сигнализация положения коммутационных аппаратов (включено — отключено); аварийная сигнализация (о непредусмотренных планом отключениях); предупредительная сигнализация (о ненормальных режимах и условиях, например, о нагреве выше нормы, повреждениях, не приводящих к немедленному отключению оборудования и т.д.).

Для световой сигнализации положения используют зеленые («Отключено») и красные («Включено») лампы. В цепях предупредительной или аварийной сигнализации применяют желтые лампы. При нормальных оперативных переключениях эти лампы горят ровным светом. При аварийных отключениях, работе автоматики или положениях «Несоответствие» лампы горят мигающим светом.

Лампы сигнализации подключают к шинам сигнализации через ключи управления, контакты реле защиты и автоматики, блок-контакты выключателей и разъединителей. При работе устройств защиты и автоматики световая сигнализация дублируется звуковой, для чего используются электрические сирены, гудки и звонки.

Аварийная сигнализация оповещает об аварийном отключении выключателя. Предупредительная сигнализация сообщает о ненормальных режимах работы, которые могут привести к аварии. Поэтому электрические

цепи аварийной и предупреждающей сигнализации и их звуковые сигналы различны (сирена и звонок). При срабатывании звукового сигнального устройства дежурный сначала прекращает его работу, «снимает» (квитирует) сигнал, а затем по индивидуальным световым сигналам определяет причину срабатывания сигнализации.

Центральную сигнализацию подстанции позволяет реализовать микропроцессорное устройство «Сириус-ЦС-220-RS».

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Размещение перегрузочного комплекса и расширяемой части торгового порта Посыет предусматривается в посёлке Посыет Приморского края.

В настоящее время потребители торгового порта Посыет питаются от ПС 35/10 кВ Посыет, которая присоединена к ПС 11035/10 кВ Краскино одноцепной, радиальной ВЛ 35 кВ Краскино – Гвоздево – Ж/д станция – Посыет протяжённостью 17 км.

Развитие сети 110 кВ Приморского края в моем дипломном проекте представляет собой проектирование воздушной линии электропередач напряжением 110 кВ и ввод подстанции «Портовая» на напряжение 110/10 кВ. Проектируемая ВЛ 110 кВ предназначена для питания данной подстанции. Необходимость реконструкции возникла в связи с тем, что не обеспечивается надёжность электроснабжения потребителей, питающихся от ПС Краскино, которая присоединена к сетям ЭС устаревшей одноцепной, радиальной ВЛ 110 кВ, практически исчерпан срок эксплуатации и пропускная способность трансформаторов, установленных на ПС 110 кВ Краскино,

10.1 Безопасность

При проектировании станций, подстанций, линий электропередачи, трансформаторов и других электроэнергетических объектов, важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использования всех вышеназванных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ – Правила устройства электроустановок, требования ПТЭ /18/, технику безопасности при строительно-монтажных работах в энергетике /2/ и др.

Основная работа, которая проводится на трансформаторной подстанции - это планово-предупредительные ремонты, периодические и внеочередные осмотры. Большинство работ по профилактическому обслуживанию и ремонту трансформаторных подстанций и

распределительных пунктов осуществляется с отключением электрооборудования.

Эти работы требуют тщательно подготовки рабочего места, при которой должны быть выполнены организационные и технические мероприятия, направленные на безопасное выполнение работ. Для этого мастер оформляет наряд с назначением ответственных лиц за безопасное выполнение работ. В зависимости от группы по электробезопасности, опыта, опыта электроустановки и сложности схемы электромонтер может быть назначен в качестве допускающего, производителя работ или члена бригады.

Допускающий или производитель работ получив от мастера наряд или устное распоряжение знаками бригаду с содержанием работы, в зависимости от которой подбираются необходимые спецодежда, защитные средства, инструменты, приспособления и материалы. Подготовив все необходимое бригада отправляется к месту проведения работ.

По прибытию на место бригада получает разрешение на подготовку рабочего места и на допуск от дежурного. Ни в коем случае нельзя давать такое разрешение заранее. Разрешение на подготовку рабочего места и на допуск оформляется в наряде. Подготовку рабочего места производит допускающий совместно с производителем работ.

Электроустановка заземляется путем включения заземляющих ножей или установкой переносных заземлений. Их сначала присоединяют к заземляющему устройству, а затем, после проверки отсутствия напряжения, устанавливают на токоведущие части.

Территория ОРУ и подстанции (ПС «Портовая») ограждены внешним забором высотой 1,8 м.

Вспомогательные сооружения (мастерские, склады, ОПУ и т. П.), расположенные на территории ОРУ, огораживаются внутренним забором высотой 1,6 м.

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ /6/, инструкциями по охране труда, а

также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ должны удовлетворять требованиям государственных стандартов, а также РД 34.03.603 «Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках».

Рабочие и инженерно-технические работники, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в порядке и в сроки, установленные Минздравом РФ.

10.2 Чрезвычайная ситуация

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции предусмотрена установка современного оборудования, в частности элегазовых выключателей, которые являются безопасными в отношении взрывобезопасности и пожаробезопасности по сравнению с устаревшими масляными выключателями.

В связи с тем, что на ПС «Портовая» устанавливаются элегазовые и вакуумные выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

Одна из наибольших опасностей возгорания угрожает кабельным линиям. Кабели и провода от трансформаторных станций к распределительным щитам должны прокладываться в огнестойких каналах раздельного типа и быть оборудованы негорючей изоляцией. Все линии электропередач внутри и снаружи здания должны оборудоваться автоматикой аварийного отключения при перегрузках или КЗ.

Линии, к которым подключены устройства пожарной безопасности, оборудуются огневой защитой или изоляцией с таким классом огнестойкости, чтобы при пожаре система могла сохранять работоспособность столько времени, сколько требуется по нормативам, чтобы эвакуировать весь персонал.

Все работы внутри подстанции, сопряженные с появлением искр или высокой температурой — сварка, резка болгаркой, сверление производятся

только при полном соблюдении соответствующих правил и наличии средств оперативного пожаротушения.

Распределительные щиты выполняются из негорючего материала и надежно изолируются от оборудования. Все электrorаспределительное оборудование и трансформаторы должны соответствовать классу помещения по взрывоопасности и пожароопасности и регулярно проверяться согласно плану ТО.

Вся растительность, угрожающая распространением горения от подстанции, или способная привлечь огонь от сторонних источников к ТП должна удаляться по всему периметру участка, на котором расположен трансформатор. Кровли и перекрытия подстанций выполняются из негоряемых материалов. Все деревянные элементы обрабатываются антипиренами.

В электроустановках должны иметься первичные средства пожаротушения.

Для обеспечения мобильного развертывания пожарных подразделений подходы к электрооборудованию и подъезды к электромашиным помещениям и подстанциям не должны загромождаться.

Песок применяют для тушения небольших очагов пожаров кабелей, проводки и горючих жидкостей. Войлок и асбестовое полотно набрасывают на горящую поверхность для изоляции очага загорания и затруднения доступа воздуха.

Углекислотные огнетушители применяют для тушения оборудования, находящегося под напряжением. Раструб направляют на очаг пожара и открывают вентиль. При пользовании огнетушителем надо соблюдать осторожность: не приближать раструб к токоведущим частям и не касаться его, чтобы не обморозить руки.

Применение пенных огнетушителей допускается только на отключенном оборудовании.

Углекислотные огнетушители осматривают 1 раз в месяц. Массу баллона с углекислотой проверяют 1 раз в 3 месяца; чтобы убедиться в отсутствии утечек углекислоты через вентиль.

Первый заметивший загорание или пожар должен немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему дежурному по цеху или электрохозяйству и после этого начать самостоятельно тушить пожар подручными средствами.

Присоединения, на которых горит оборудование, необходимо отключить без предварительного разрешения вышестоящего дежурного, но с последующим его уведомлением.

Тушить пожар водой без снятия напряжения нельзя (исключения возможны в особых случаях, по специальным инструкциям для пожарных подразделений).

При пожаре трансформатора его отключают со всех сторон, после чего тушат распыленной водой и огнетушителями.

При пожаре на пультах и щитах управления снимают с них напряжение и гасят углекислотными огнетушителями, песком.

При пожаре в кабельных каналах снимают напряжение и гасят компактной струей воды. В начальной стадии место горения можно засыпать песком. Необходимо принимать меры по изоляции очага, в котором произошло загорание, от смежных помещений. Вентиляцию следует отключить.

Нужно помнить, что многие полимерные материалы, используемые для изоляции и защитных покровов кабелей, а также пластмассы при горении выделяют ядовитые вещества, обладающие удушающим действием, разрушающе действующие на легкие, кровь, нервную систему и т. д.

По прибытии пожарного подразделения старший дежурный из электротехнического персонала инструктирует о наличии соседних токоведущих частей, оставшихся под напряжением, и выдает письменное разрешение на тушение пожара.

10.3 Экологичность

Экологические аспекты, в частности влияние электроустановок на окружающую среду – один из важнейших вопросов в энергетике. Любая электроустановка в той или иной мере оказывает негативное влияние на окружающую среду, в том числе и на живых существ – от насекомых до человека.

В процессе эксплуатации электроустановок возможно загрязнение окружающей среды вредными веществами. Это может быть: электролит, трансформаторное масло и другие нефтепродукты, бытовые отходы и другие вредные вещества.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо строго соблюдать нормативные документы и инструкции по эксплуатации оборудования, правила обращения с вредными веществами и др., хранить отходы и вредные вещества в специально отведенных для этого местах.

Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов. В соответствии с [12] для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции «Портовая» устанавливаются 2 трансформатора марки ТДН 16000/110 с размерами (м) $5,845 \times 3,570 \times 5,470$ и массой масла 12,8 т.

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

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения.

Маслоприемники масла выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

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

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Таблица 28 – Исходные данные для расчёта маслоприёмника трансформатора

Марка трансформатора	Масса трансформаторного масла в трансформаторе, кг	Габариты трансформатора		
		Н, мм	Длина А, мм	Ширина В, мм
ТДН-16000/110	12800	5470	5845	3570

Величина Δ , на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, для данной массы трансформаторного масла, равна 1,5 м

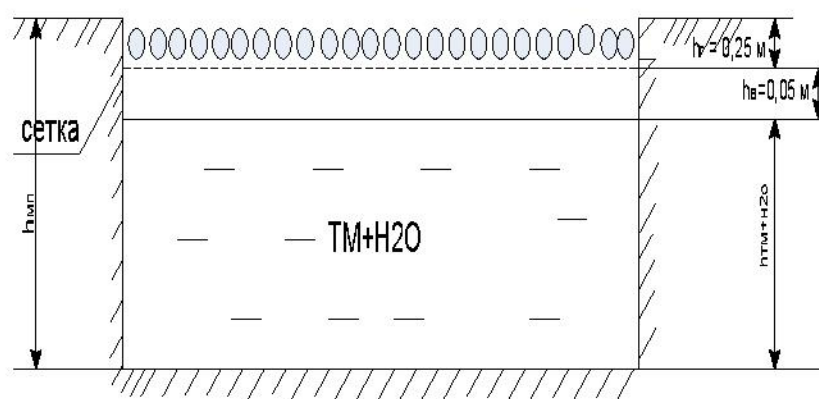


Рисунок 17 – Схема заглубленного маслоприёмника без отвода масла

1. Определим габариты маслоприёмника.

Длина, м:

$$C = (A + 2 \cdot \Delta), \quad (117)$$

где A - габаритная длина трансформатора, м;

Δ - величина, на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, м.

$$C = (5,845 + 2 \cdot 1,5) = 8,845 \text{ м.}$$

Ширина, м:

$$D = (B + 2 \cdot \Delta), \quad (118)$$

где B - габаритная ширина трансформатора, м;

Δ - величина, на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, м.

$$D = (3,57 + 2 \cdot 1,5) = 6,57 \text{ м.}$$

Площадь маслоприёмника, м^2 :

$$S_{\text{МП}} = C \cdot D, \quad (119)$$

где C - длина маслоприёмника, м;

D - ширина маслоприёмника, м.

$$S_{\text{МП}} = 6,57 \cdot 8,845 = 58,1 \text{ м}^2.$$

2. Определим объём маслоприёмника.

Объём маслоприёмника без отвода масла следует рассчитывать на приём 100% объёма масла залитого в трансформатор и 80% воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площадей маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \frac{\text{л}}{\text{с} \cdot \text{м}^2}$ в течение 30 минут.

2.1 Определим объём трансформаторного масла, м^3 :

$$V_{\text{тм}} = \frac{M}{\rho} \quad (120)$$

где M - масса трансформаторного масла, кг;

ρ - плотность трансформаторного масла, равная $0,88 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ [4],

$$V_{\text{тм}} = \frac{12800}{880} = 14,55 \text{ м}^3.$$

2.2 Определим объём воды от средств пожаротушения, м³:

$$V_{\text{воды}} = I_n \cdot t \cdot (S_{\text{мл}} + S_{\text{блз}}), \quad (121)$$

где I_n - величина интенсивности пожаротушения, равная $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с} \cdot \text{м}^2$;

t - время пожаротушения, равное 1800 с;

$S_{\text{блз}}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, м².

Площадь боковых поверхностей трансформатора, м²:

$$S_{\text{блз}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H \quad (122)$$

где A – длина трансформатора, м;

B – ширина трансформатора, м;

H – высота трансформатора, м.

$$S_{\text{блз}} = 2 \cdot (5,845 + 3,57) \cdot 5,47 = 103 \text{ м}^2;$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (58,1 + 103) = 57,996 \text{ м}^3.$$

2.3 Определим глубину маслоприёмника, м:

$$h_{\text{мл}} = \frac{V_{\text{мм}}}{S_{\text{мл}}} + \frac{0,8 \cdot V_{\text{H}_2\text{O}}}{S_{\text{мл}}} + h_e + h_z, \quad (123)$$

где $V_{\text{мм}}$ - объём трансформаторного масла, м³;

$S_{\text{мл}}$ - площадь основания маслоприёмника, м²;

$V_{\text{H}_2\text{O}}$ - объём воды, м³;

h_e - величина воздушного канала согласно равна 0,05 м;

h_z - высота слоя гранитного щебня или гравия согласно равна 0,25 м.

$$h_{\text{мл}} = \frac{14,55}{58,1} + \frac{0,8 \cdot 57,996}{58,1} + 0,05 + 0,25 = 1,349 \text{ м}.$$

2.4 Определим объём маслоприёмника, м³:

$$V_{\text{мл}} = S_{\text{мл}} \cdot h_{\text{мл}}, \quad (124)$$

где $S_{\text{мл}}$ - площадь маслоприёмника, м²;

$h_{\text{мм}}$ - высота маслоприёмника, м.

$$V_{\text{мг}} = 58,1 \cdot 1,349 = 78,38 \text{ м}^3.$$

Вывод: в ходе решения для заданного трансформатора марки ТДН-16000/110 рассчитаны габариты маслоприёмника и получены результаты: объём маслоприёмника равен $78,38 \text{ м}^3$, площадь маслоприёмника равна $58,1 \text{ м}^2$, высота маслоприёмника $1,349 \text{ м}$.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был определен экономически целесообразный варианта подключения ПС «Портовая» к системе внешнего электроснабжения обеспечивающего требуемые параметры надежности.

Впоследствии было разработано два, наиболее полно подходящих как в техническом, так и в экономическом плане, варианты. Выбранный вариант оказался более надежным по сравнению с другим вариантом, но более затратным.

В ходе выполнения работы была выбрана схема распределительного устройства высокого и низкого напряжения. На основе посчитанных токов КЗ было выбрано основное электротехническое оборудование на ПС. Определены показатели заземляющих устройств подстанции, зоны защиты от прямых ударов молнии, требуемые меры безопасности в области охраны окружающей среды, при строительстве и эксплуатации электроэнергетических объектов.

Анализ режимов показал, что напряжения в узлах сети имеют отклонение менее 10, так же существующие ВЛ проходят на длительно допустимый ток, все токи не превышают допустимые значения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева С.С. Методы анализа и расчёта замкнутых электрических сетей: учебное пособие /Ананичева С.С., Мызин А.Л. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2008.
- 2 Веников В.А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах/Веников В.А., Идельчик В.И., Лисеев М.С. М.: Эксмо, 2006.
- 3 Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие/Герасименко А.А., Федин В.Т. – Ростов-н/Д.: Феникс, 2006.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. Учебник для ВУЗов. –М.: Эксмо, 2005.
- 5 Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. – М.: Издательский центр «Академия», 2005.
- 6 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем: утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. №281. – М.: Эксмо, 2005.
- 7 Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учеб. пособие. Благовещенск, АмГУ, 2002 г.
- 8 Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб. Пособие. – М.: ФОРУМ: ИНФРА – М, 2006. – 480 с.
- 9 Пospelов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие/Пospelов Г.Е., Федин В.Т. – Минск: Издательство «Высшая школа», 2008.
- 10 Правила устройства электрических установок (ПУЭ). Издание 7-ое: утверждены приказом Минэнерго России от 08.07.2002 г. № 204. – М.: Эксмо, 2007.

11 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации №380 от 23.06.2015 г. «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_183610

12 Рогов Г.А. Методические указания для курсового проектирования. Электрическая часть станций и подстанций. – Вологда: ВоПИ, 2011.

13 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. Третье издание, переработанное и дополненное. – М.: Энергоатомиздат, 2010.

14 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования РД 153-34.0-20.527-98 – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.

15 Справочник по проектированию электрических сетей/ Под ред. Д.Л. Файбисовича и др.-3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 2008.

16 Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2012.

17 СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС); введ. 2009–13–04. М., 2009. – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs>. – 28.05.2016.

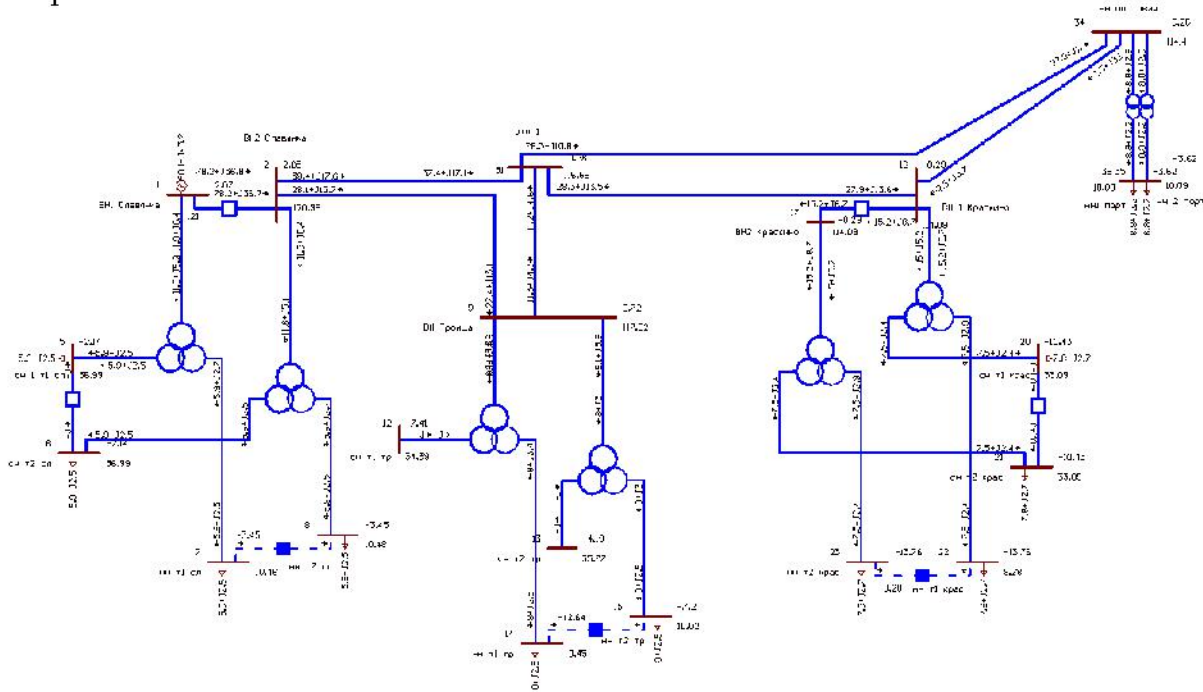
18 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения; введ. 2007–12–20. М., 2007. – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs>. – 30.05.2016.

19 Электрическая часть электростанций/Учеб. пособие/ Усов С.В. – М.: Энергоатомиздат, 2012.

20 Электротехнический справочник: В 4 т. Т 3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ под общ. ред. проф. МЭИ Герасимова В.Г. и др. – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2006

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Расчет в ПК RastrWin 3

Вариант №1



Узлы:

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_m in	Q_m ax	V	Delta
База	1	ВН1 Славянка	10			90.1	43.2	121	-50	50	121	2.07
Нагр	2	ВН2 Славянка	110								120.99	2.05
Нагр	3	о.т сл т1	110								116.47	-2.17
Нагр	4	о.т сл т2	110								116.47	-2.17
Нагр	5	сн 1 т1 сл	35	5.9	2.5						36.99	-2.14
Нагр	6	с н т2 сл	35	.9	.5						36.99	-2.14
Нагр	7	н н т1 сл	10	.9	.5						10.48	-3.45
Нагр	8	нн т2 сл	10	.9	.5						10.48	-3.45
Нагр	9	ВН Троица	110								117.02	0.72
Нагр	10	о.т тр т1	110								108.16	-7.41
Нагр	11	о.т тр т2	110								112.47	-4.19
Нагр	12	сн т1 тр	35								34.39	-7.41
Нагр	13	сн т2 тр	35								35.77	-4.19
Нагр	14	нн тр т1	10	8	2.5						9.45	-12.64
Нагр	15	нн тр т2	10	8	2.5						0.02	7.2
Нагр	16	ВН 1 Краскино	110								114.09	-0.28
Нагр	17	В Н2 Краски	10								114.09	-0.28

		НО										
Нагр	18	о.г крас	т1 110								104. 42	- 10.5
Нагр	19	о.г крас	т2 10								104. 42	- 10.5
Нагр	20	сн крас	т1 35	7.8	2.7						33.0 9	- 10.4 3
Нагр	21	сн крас	т2 35	7.8	2.7						33.0 9	- 10.4 3
Нагр	22	нн крас	т1 10	7.8	2.7						9.28	- 13.7 6
Нагр	23	нн крас	т2 10	7.8	2.7						9.28	- 13.7 6
Нагр	31	отп 1	110								116. 66	0.58
Нагр	34	вн портов ая	10								114. 4	- 0.26
Нагр	35	нн1 порт	0	8.8	2.2						10.0 9	- 3.62
Нагр	36	нн порт	2 0	8.8	2.2						10.0 9	- 3.62

Ветви:

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
0	Тр-р	1	3	ВН1 Славянка - о.т т1 сл	2.6	88.9	12.1	1	-12	-6	64	
0	Тр-р	3	5	о.т т1 сл - сн 1 т1 сл	2.6			0.318	-6	-2	32	
0	Тр-р	3	7	о.т т1 сл - нн т1 сл	2.6	52		0.091	-6	-3	32	
0	Тр-р	2	4	ВН2 Славянка - о.т т2 сл	2.6	88.9	12.1	1	-12	-6	64	
0	Тр-р	4	6	о.т т2 сл - сн т2 сл	2.6			0.318	-6	-2	32	
0	Тр-р	4	8	о.т т2 сл - нн т2 сл	2.6	52		0.091	-6	-3	32	
0	Тр-р	9	10	ВН Троица - о.т т1 тр	9.7	225.7	5.7	1	-8	-5	47	
0	Тр-р	10	12	о.т т1 тр - сн т1 тр	9.7			0.318	0	0	0	
0	Тр-р	10	14	о.т т1 тр - нн т1 тр	9.7	131.2		0.091	-8	-3	47	
0	Тр-р	9	11	ВН Троица - о.т т2 тр	5	142.2	8.3	1	-8	-4	44	
0	Тр-р	11	13	о.т т2 тр - сн т2 тр	5			0.318	0	0	0	
0	Тр-р	11	15	о.т т2 тр - нн т2 тр	5	82.7		0.091	-8	-3	44	
0	Тр-р	16	18	ВН 1 Краскино - о.т т1 крас	5	142.2	8.3	1	-15	-9	88	
0	Тр-р	18	20	о.т т1 крас - сн т1 крас	5			0.318	-8	-2	44	
0	Тр-р	18	22	о.т т1 крас - нн т1 крас	5	82.7		0.091	-8	-3	44	
0	Тр-р	17	19	ВН2 Краскино - о.т т2 крас	5	142.2	8.3	1	-15	-9	88	
0	Тр-р	19	21	о.т т2 крас - сн т2 крас	5			0.318	-8	-2	44	
0	Тр-р	19	23	о.т т2 крас - нн т2 крас	5	82.7		0.091	-8	-3	44	
0	ЛЭП	2	31	ВН2 Славянка - отп 1	7.59	13.01	-81		-38	-18	204	52.2
0	ЛЭ	31	9	отп 1 - ВН	2.2	3.8	-		11	5	60	15.

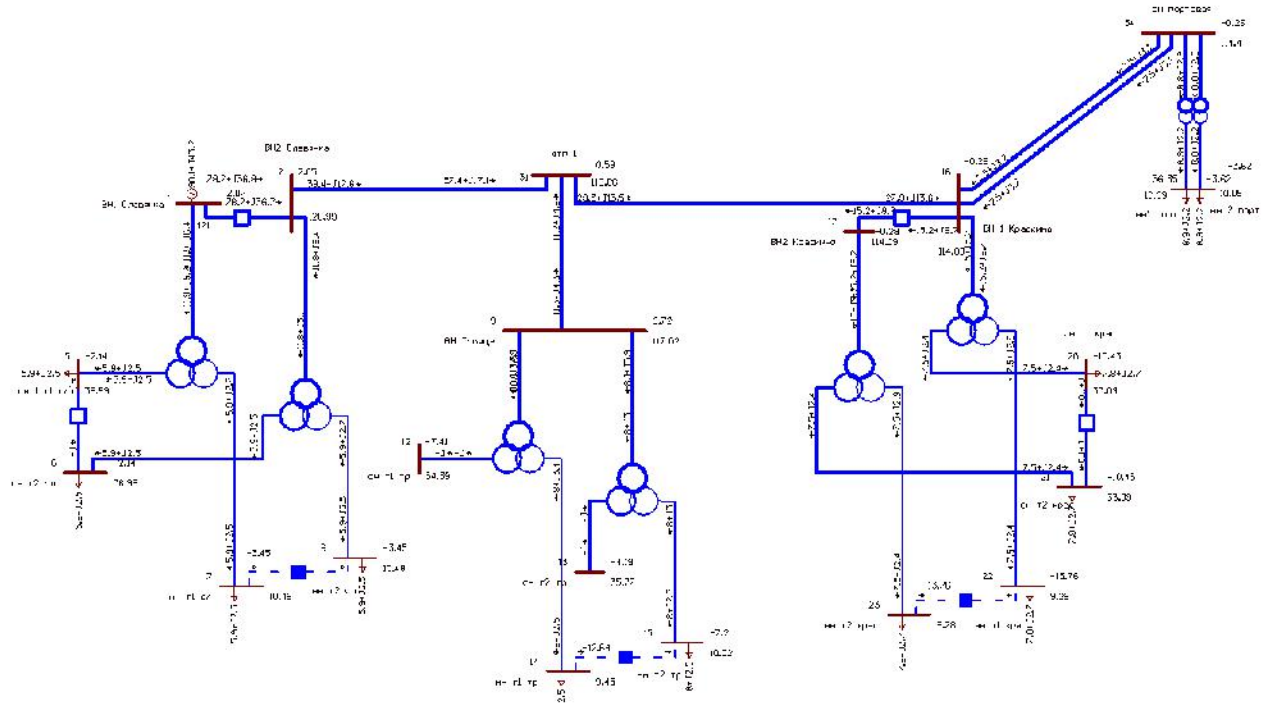
	П			Троица	1		23. 6					4
0	ЛЭ П	31	16	отп 1 - ВН 1 Краскино	5.7 8	9.9 2	- 61. 7		-28	-13	15 7	40. 2
0	Вы кл	1	2	ВН1 Славянка - ВН2 Славянка					-78	-37	41 3	
1	Вы кл	7	8	нн т1 сл - нн т2 сл								
1	Вы кл	14	15	нн т1 тр - нн т2 тр								
0	Вы кл	16	17	ВН 1 Краскино - ВН2 Краскино					-15	-9	89	
1	Вы кл	23	22	нн т2 крас - нн т1 крас								
0	Вы кл	5	6	сн 1 т1 сл - сн т2 сл					0	0	0	
0	Вы кл	20	21	сн т1 крас - сн т2 крас					0	0	1	
0	Тр -р	34	35	вн портовая - нн1 порт	4.3 8	86. 7	8.5	0.0 9	-9	-3	47	
0	Тр -р	34	36	вн портовая - нн 2 порт	4.3 8	86. 7	8.5	0.0 9	-9	-3	47	
0	ЛЭ П	34	16	вн портовая - ВН 1 Краскино	4.2	7.3	- 45. 2		-3	-3	23	8.5
0	ЛЭ П	34	31	вн портовая - отп 1	5.7 2	9.2	-61		28	11	15 1	33. 7
0	ЛЭ П	9	2	ВН Троица - ВН2 Славянка	9.4 6	16. 22	- 10 1.8		27	13	15 0	28. 8

Токовая нагрузка ЛЭП

N_н ач	N_к он	Название	I_н ач	I_к он	Ме сто	I_доп 25	I_доп_ обор	I_доп_ расч	I/I_ доп
2	31	ВН2 Славянка - отп 1	201	204	ВН	390		390	52.2
31	9	отп 1 - ВН Троица	60	59	ВН	390		390	15.4
31	16	отп 1 - ВН 1 Краскино	155	157	ВН	390		390	40.2
34	16	вн портовая - ВН 1 Краскино	20	23	ВН	265		265	8.5

34	31	вн портовая - отп 1	151	150	ВН	450		450	33.7
9	2	ВН Троица - ВН2 Славянка	150	147	ВН	520		520	28.8

Вариант №2



Узлы:

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
База	1	ВН1 Славянка	110			90.1	43.2	121	-50	50	121	2.07
Нагр	2	ВН2 Славянка	110								120.99	2.05
Нагр	3	о.т т1 сл	110								116.47	-2.17
Нагр	4	о.т т2 сл	110								116.47	-2.17
Нагр	5	сн 1 т1 сл	35	5.9	2.5						36.99	-2.14
Нагр	6	сн т2 сл	35	5.9	2.5						36.99	-2.14
Нагр	7	нн т1 сл	10	5.9	2.5						10.48	-3.45
Нагр	8	нн т2 сл	10	5.9	2.5						10.48	-3.45
Нагр	9	ВН Троица	110								117.02	0.72
Нагр	10	о.т т1 тр	110								108.16	-7.41
Нагр	11	о.т т2 тр	110								112.47	-4.19
Нагр	12	сн т1 тр	35								34.39	-7.41
Нагр	13	сн т2 тр	35								35.77	-4.19
Нагр	14	нн т1 тр	10	8	2.5						9.45	-12.

												64	
Наг р	15	нн т2 тр	10	8	2.5							10. 02	-7.2
Наг р	16	ВН 1 Краскин о	110									114 .09	- 0.2 8
Наг р	17	ВН2 Краскин о	110									114 .09	- 0.2 8
Наг р	18	о.т т1 крас	110									104 .42	- 10. 5
Наг р	19	о.т т2 крас	110									104 .42	- 10. 5
Наг р	20	сн т1 крас	35	7.8	2.7							33. 09	- 10. 43
Наг р	21	сн т2 крас	35	7.8	2.7							33. 09	- 10. 43
Наг р	22	нн т1 крас	10	7.8	2.7							9.2 8	- 13. 76
Наг р	23	нн т2 крас	10	7.8	2.7							9.2 8	- 13. 76
Наг р	31	отп 1	110									116 .66	0.5 8
Наг р	34	вн портова я	110									114 .4	- 0.2 6
Наг р	35	нн1 порт	10	8.8	2.2							10. 09	- 3.6 2
Наг р	36	нн 2 порт	10	8.8	2.2							10. 09	- 3.6 2

Ветви:

Ти п	N_ нач	N_ кон	Название	R	X	B	Кт/ г	P_ нач	Q_ нач	I тах	I заг р.
Тр- р	1	3	ВН1 Славянка - о.т т1 сл	2.6	88. 9	12. 1	1	-12	-6	64	
Тр- р	3	5	о.т т1 сл - сн 1 т1 сл	2.6			0.3 18	-6	-2	32	
Тр- р	3	7	о.т т1 сл - нн т1 сл	2.6	52		0.0 91	-6	-3	32	
Тр- р	2	4	ВН2 Славянка - о.т т2 сл	2.6	88. 9	12. 1	1	-12	-6	64	
Тр- р	4	6	о.т т2 сл - сн т2 сл	2.6			0.3 18	-6	-2	32	
Тр- р	4	8	о.т т2 сл - нн т2 сл	2.6	52		0.0 91	-6	-3	32	
Тр- р	9	10	ВН Троица - о.т т1 тр	9.7	225 .7	5.7	1	-8	-5	47	
Тр- р	10	12	о.т т1 тр - сн т1 тр	9.7			0.3 18	0	0	0	
Тр- р	10	14	о.т т1 тр - нн т1 тр	9.7	131 .2		0.0 91	-8	-3	47	
Тр- р	9	11	ВН Троица - о.т т2 тр	5	142 .2	8.3	1	-8	-4	44	
Тр- р	11	13	о.т т2 тр - сн т2 тр	5			0.3 18	0	0	0	
Тр- р	11	15	о.т т2 тр - нн т2 тр	5	82. 7		0.0 91	-8	-3	44	
Тр- р	16	18	ВН 1 Краскино - о.т т1 крас	5	142 .2	8.3	1	-15	-9	88	
Тр- р	18	20	о.т т1 крас - сн т1 крас	5			0.3 18	-8	-2	44	
Тр- р	18	22	о.т т1 крас - нн т1 крас	5	82. 7		0.0 91	-8	-3	44	
Тр- р	17	19	ВН2 Краскино - о.т т2 крас	5	142 .2	8.3	1	-15	-9	88	
Тр- р	19	21	о.т т2 крас - сн т2 крас	5			0.3 18	-8	-2	44	
Тр- р	19	23	о.т т2 крас - нн т2 крас	5	82. 7		0.0 91	-8	-3	44	
ЛЭ П	2	31	ВН2 Славянка - отп 1	7.5 9	13. 01	-81		-38	-18	204	52. 2
ЛЭ	31	9	отп 1 - ВН	2.2	3.8	-		11	5	60	15.

П			Троица	1		23. 6					4
ЛЭ П	31	16	отп 1 - ВН 1 Краскино	5.7 8	9.9 2	- 61. 7		-28	-13	157	40. 2
Вы кл	1	2	ВН1 Славянка - ВН2 Славянка					-78	-37	413	
Вы кл	7	8	нн т1 сл - нн т2 сл								
Вы кл	14	15	нн т1 тр - нн т2 тр								
Вы кл	16	17	ВН 1 Краскино - ВН2 Краскино					-15	-9	89	
Вы кл	23	22	нн т2 крас - нн т1 крас								
Вы кл	5	6	сн 1 т1 сл - сн т2 сл					0	0	0	
Вы кл	20	21	сн т1 крас - сн т2 крас					0	0	1	
Тр- р	34	35	вн портовая - нн1 порт	4.3 8	86. 7	8.5	0.0 9	-9	-3	47	
Тр- р	34	36	вн портовая - нн 2 порт	4.3 8	86. 7	8.5	0.0 9	-9	-3	47	
ЛЭ П	34	16	вн портовая - ВН 1 Краскино	4.2	7.3	- 45. 2		-3	-3	23	8.5
ЛЭ П	34	16	вн портовая - ВН 1 Краскино	4.2	7.3	- 45. 2		-3	-3	23	8.5

Токовая нагрузка ЛЭП:

N_н ач	N_к он	Название	I_н ач	I_к он	Мес то	конт р.І	Ідоп_ 25	Ідоп_р асч	I/I_d ор
2	31	ВН2 Славянка - отп 1	201	204	ВН		390	390	52.2
31	9	отп 1 - ВН Троица	60	59	ВН		390	390	15.4
31	16	отп 1 - ВН 1 Краскино	155	157	ВН		390	390	40.2
34	16	вн портовая - ВН 1 Краскино	20	23	ВН		265	265	8.5
34	16	вн портовая - ВН 1 Краскино	20	23	ВН		265	265	8.5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет в программе MathCad 15

Экономический расчёт

$$l_{EI} := 17 \quad \text{м}$$

$$l_{EII} := 23 \quad \text{м}$$

$$l_{ON} := 37 \quad \text{м}$$

$$l_{II} := 32 \quad \text{м}$$

$$l_{IO} := 8 \quad \text{м}$$

$$l_{IN} := 30 \quad \text{м}$$

1 вариант

$$\hat{E}_{\alpha\delta\epsilon} := 3.8 \quad \hat{E}_{\alpha i} := 1.4$$

Железобетонные опоры

Для ВЛ 110кВ

сечение до 150	$k_{150} := 850$	тыс.руб/км
сечение 185	$k_{185} := 890$	тыс.руб/км

$$\hat{E}_{EI} := l_{EI} \cdot k_{150} = 1.445 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\hat{E}_{EII} := l_{EII} \cdot k_{150} = 1.955 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\hat{E}_{IN} := l_{IN} \cdot k_{150} = 2.55 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\hat{E}_{IO} := l_{IO} \cdot k_{150} = 6.8 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\hat{E}_{II} := l_{II} \cdot k_{150} = 2.72 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\hat{E}_{ON} := l_{ON} \cdot k_{185} = 3.293 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А
 Расчет в программе MathCad 15

Суммарные вложения в линии

$$\hat{E}_{\Delta E} := (\hat{E}_{EI} + \hat{E}_{EI} + \hat{E}_{IN} + \hat{E}_{IO} + \hat{E}_{II} + \hat{E}_{ON}) \cdot \hat{E}_{\Delta E} \cdot \hat{E}_{\Delta I} = 6.726 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ

$$K_{\Delta E} := 700 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Delta I} := 700 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Delta O} := 700 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Delta N} := 700 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в ОРУ

$$K_{\Delta} := (K_{\Delta E} + K_{\Delta I} + K_{\Delta O} + K_{\Delta N}) \cdot \hat{E}_{\Delta E} = 1.064 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в трансформато

$$\overset{\text{ры}}{\hat{E}_{OD.E}} = 530 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\hat{E}_{OD.I} = 590 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\hat{E}_{OD.O} = 410 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\hat{E}_{OD.N} = 740 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Delta E} := 2 \cdot \hat{E}_{OD.E} = 1.06 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Delta I} := 2 \cdot \hat{E}_{OD.I} = 1.18 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Delta O} := 2 \cdot \hat{E}_{OD.O} = 8.2 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Delta N} := 2 \cdot \hat{E}_{OD.N} = 1.48 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в трансформаторы

$$K_{\Delta} := (K_{\Delta E} + K_{\Delta I} + K_{\Delta O} + K_{\Delta N}) \cdot \hat{E}_{\Delta E} = 1.725 \times 10^5$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет в программе MathCad 15

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{инв.Е}} := 3000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{инв.І}} := 3000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{инв.О}} := 1520 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{инв.Н}} := 1520 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в постоянные затраты

$$K_{\text{инв}} := (K_{\text{инв.Е}} + K_{\text{инв.І}} + K_{\text{инв.О}} + K_{\text{инв.Н}}) \cdot \hat{E}_{\text{АОЕ}} = 3.435 \times 10^5$$

Суммарные капиталовложения в ПС тыс.руб

$$\hat{E}_{\text{П}} := K_{\text{инв}} + K_{\text{ОО}} + K_{\text{НО}} = 6.224 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Общие капиталовложения

$$K_{\text{Е}} := \hat{E}_{\text{П}} + \hat{E}_{\text{АЕ}} = 1.295 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Издержки

эксплуатационные издержки

$$\alpha_{\text{буае}} := 0.00 \quad \alpha_{\text{буип}} := 0.05$$

$$\hat{E}_{\text{бу}} := \alpha_{\text{буае}} \cdot \hat{E}_{\text{АЕ}} + \alpha_{\text{буип}} \cdot \hat{E}_{\text{П}} = 4.21 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

издержки на амортизация

$$\hat{E}_{\text{АІ}} := \left(\hat{E}_{\text{АЕ}} \cdot \frac{1}{15} \right) + \left(\hat{E}_{\text{П}} \cdot \frac{1}{20} \right) = 7.596 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Общие издержки

$$\hat{E} := \hat{E}_{\text{АІ}} + \hat{E}_{\text{бу}} = 118067.327$$

Затраты $A := 0.1$

$$C1 := A \cdot K_{\text{Е}} + \hat{E} = 247572.087 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет в программе MathCad 15

2 вариант

Железобетонные опоры

Для ВЛ 110кВ

сечение до 150	$k_{150.2} := 850$	тыс.руб/км
сечение 185	$k_{185} := 890$	тыс.руб/км
	$k_{150.2} := 1150$	тыс.руб/км

$$\hat{E}_{\text{EI}} := l_{\text{EI}} \cdot k_{150.2} = 1.955 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\hat{E}_{\text{EI}} := l_{\text{EI}} \cdot k_{150} = 1.955 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\hat{E}_{\text{IN}} := l_{\text{IN}} \cdot k_{150} = 2.55 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\hat{E}_{\text{IO}} := l_{\text{IO}} \cdot k_{150} = 6.8 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в линии

$$\hat{E}_{\text{дл}} := (\hat{E}_{\text{EI}} + \hat{E}_{\text{EI}} + \hat{E}_{\text{IN}} + \hat{E}_{\text{IO}}) \cdot \hat{E}_{\text{дл}} = 3.798 \times 10^5$$

Капиталовложения в ОРУ

$$K_{\text{дл}}^{\text{дл}} := 7000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{дл}}^{\text{дл}} := 7000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{дл}}^{\text{дл}} := 7000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{дл}}^{\text{дл}} := 7000 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в ОРУ

$$K_{\text{дл}} := (K_{\text{дл}}^{\text{дл}} + K_{\text{дл}}^{\text{дл}} + K_{\text{дл}}^{\text{дл}} + K_{\text{дл}}^{\text{дл}}) \cdot \hat{E}_{\text{дл}} = 1.064 \times 10^5$$

Капиталовложения в трансформато

$$E_{\text{дл}} := 5300 \quad \text{тыс.руб}$$

$$E_{\text{дл}} := 5900 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\hat{E}_{OD.O} = 4100 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет в программе MathCad 15

$$\hat{E}_{OD.N} = 7400 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{od.E} := 2 \cdot \hat{E}_{OD.E} = 1.06 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{od.I} := 2 \cdot \hat{E}_{OD.I} = 1.18 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{od.O} := 2 \cdot \hat{E}_{OD.O} = 8.2 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{od.N} := 2 \cdot \hat{E}_{OD.N} = 1.48 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в трансформаторы

$$K_{od} := (K_{od.E} + K_{od.I} + K_{od.O} + K_{od.N}) \cdot \hat{E}_{od.E} = 1.725 \times 10^5$$

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{ms.E} := 3000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ms.I} := 1520 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ms.O} := 760 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ms.N} := 760 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в постоянные затраты

$$K_{ms} := (K_{ms.E} + K_{ms.I} + K_{ms.O} + K_{ms.N}) \cdot \hat{E}_{od.E} = 2.295 \times 10^5$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$\hat{E}_{in} := K_{ms} + K_{od} + K_{id} = 5.084 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Общие капиталовложения

$$K_{in} := \hat{E}_{in} + \hat{E}_{AE} = 8.883 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Издержки

эксплуатационные издержки

$$\alpha_{y.gas} := 0.001$$

$$\alpha_{y.gas} := 0.051$$

$$\hat{E}_{\text{асс}} := \alpha_{\text{буиас}} \cdot \hat{E}_{\text{АЕ}} + \alpha_{\text{буим}} \cdot \hat{E}_{\text{ин}} = 3.304 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет в программе MathCad 15

издержки на амортизация

$$\hat{E}_{\text{АИ}} := \left(\hat{E}_{\text{АЕ}} \frac{1}{15} \right) + \left(\hat{E}_{\text{ин}} \cdot \frac{1}{20} \right) = 5.075 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

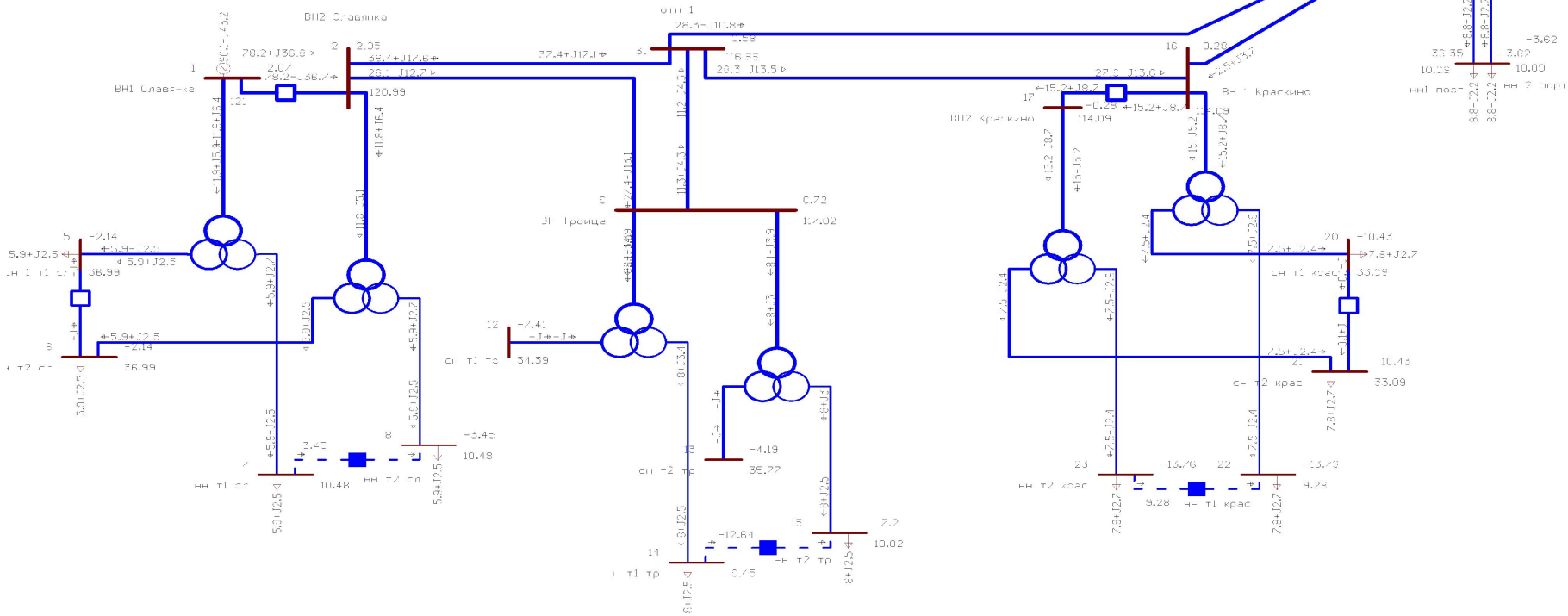
Общие издержки

$$\hat{E} := \hat{E}_{\text{АИ}} + \hat{E}_{\text{буи}} = 83781.944$$

Затраты $\hat{A} := 0.1$

$$\zeta_2 := \hat{A} K_{\text{е}} + \hat{E} = 172610.744 \text{ тыс.руб}$$

$$\theta := \frac{\zeta_1 - \zeta_2}{\zeta_1} \cdot 100 = 30.279$$



Тип	Номер	Название	U ном	N сн	Р н	Q н	P з	Q з	V эд	Q min	Q max	В ш	dV	V	Delta
База	1	ВН1 Сл	110				90.1	43.2	121	-50	50		10	121	2.07
Нагр	2	ВН2 Сл	110										9.99	121	2.05
Нагр	3	ол м1	110										5.88	116.5	-2.17
Нагр	4	ол м2	110										5.88	116.5	-2.17
Нагр	5	сн 1 м1	35		5.9	2.5							5.7	36.99	-2.14
Нагр	6	сн м2 с	35		5.9	2.5							5.7	36.99	-2.14
Нагр	7	нн м1 с	10		5.9	2.5							4.81	10.48	-3.45
Нагр	8	нн м2 с	10		5.9	2.5							4.81	10.48	-3.45
Нагр	9	ВН Троиц	110										6.38	117	0.72
Нагр	10	ол м1	110										-1.68	108.2	-7.41
Нагр	11	ол м2	110										2.25	112.5	-4.19
Нагр	12	сн м1 п	35										-1.73	34.39	-7.41
Нагр	13	сн м2 п	35										2.19	35.77	-4.19
Нагр	14	нн м1 п	10		8	2.5							-5.54	9.45	-12.6
Нагр	15	нн м2 п	10		8	2.5							0.17	10.02	-7.2
Нагр	16	ВН1 Кра	110										3.72	114.1	-0.28
Нагр	17	ВН2 Кра	110										3.71	114.1	-0.28
Нагр	18	ол м1	110										-5.07	104.4	-10.5
Нагр	19	ол м2	110										-5.07	104.4	-10.5
Нагр	20	сн м1 к	35		7.8	2.7							-5.45	33.09	-10.4
Нагр	21	сн м2 к	35		7.8	2.7							-5.45	33.09	-10.4
Нагр	22	нн м1 к	10		7.8	2.7							-7.24	9.28	-13.8
Нагр	23	нн м2 к	10		7.8	2.7							-7.24	9.28	-13.8
Нагр	31	олп 1	110										6.05	116.7	0.58
Нагр	34	дн порт	110										4	114.4	-0.26
Нагр	35	нн1 порт	10		8.8	2.2							0.94	10.09	-3.62
Нагр	36	нн 2 порт	10		8.8	2.2							0.94	10.09	-3.62

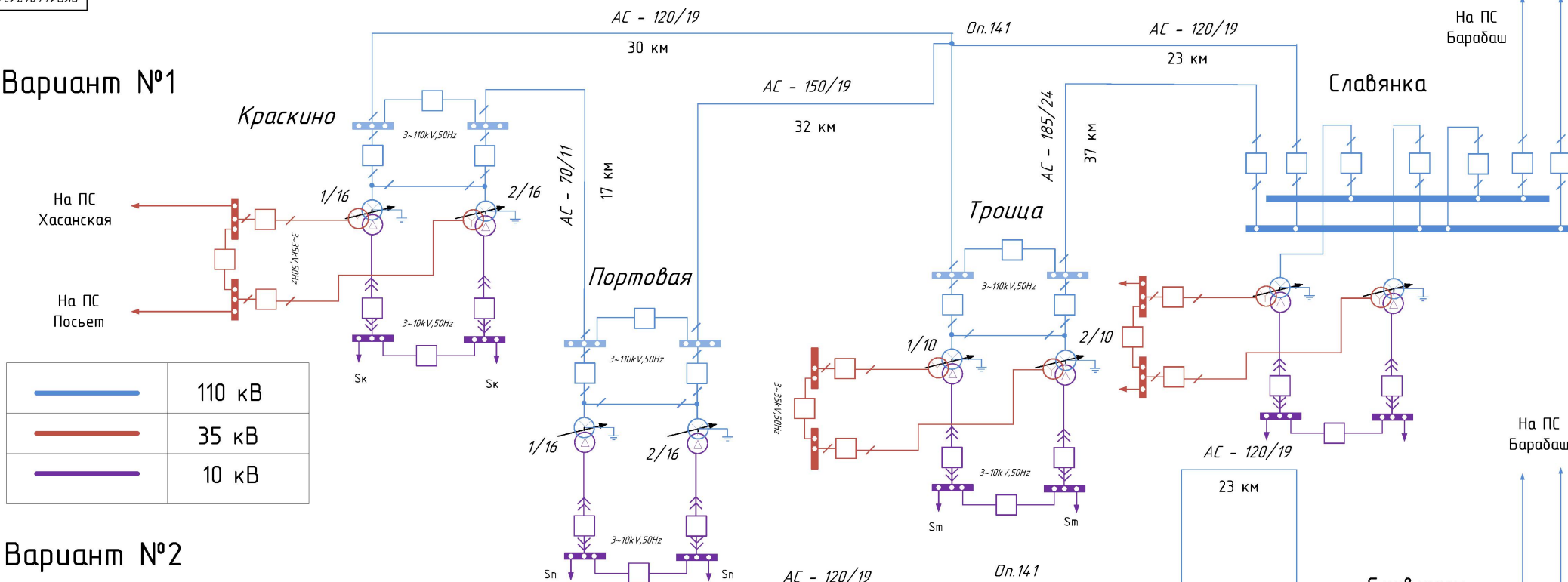
Токвая загрузка ЛЭП

N нач	N кон	Название	L нач	L кон	Место	Idon_25	Idon_рац	I_dop
2	31	ВН2 Сл	201	204	ВН	390	390	52.2
31	9	олп 1	60	59	ВН	390	390	15.4
31	16	олп 1	155	157	ВН	390	390	40.2
34	16	дн порт	20	23	ВН	265	265	8.5
34	31	дн порт	151	150	ВН	450	450	33.7
9	2	ВН Троиц	150	147	ВН	520	520	28.8

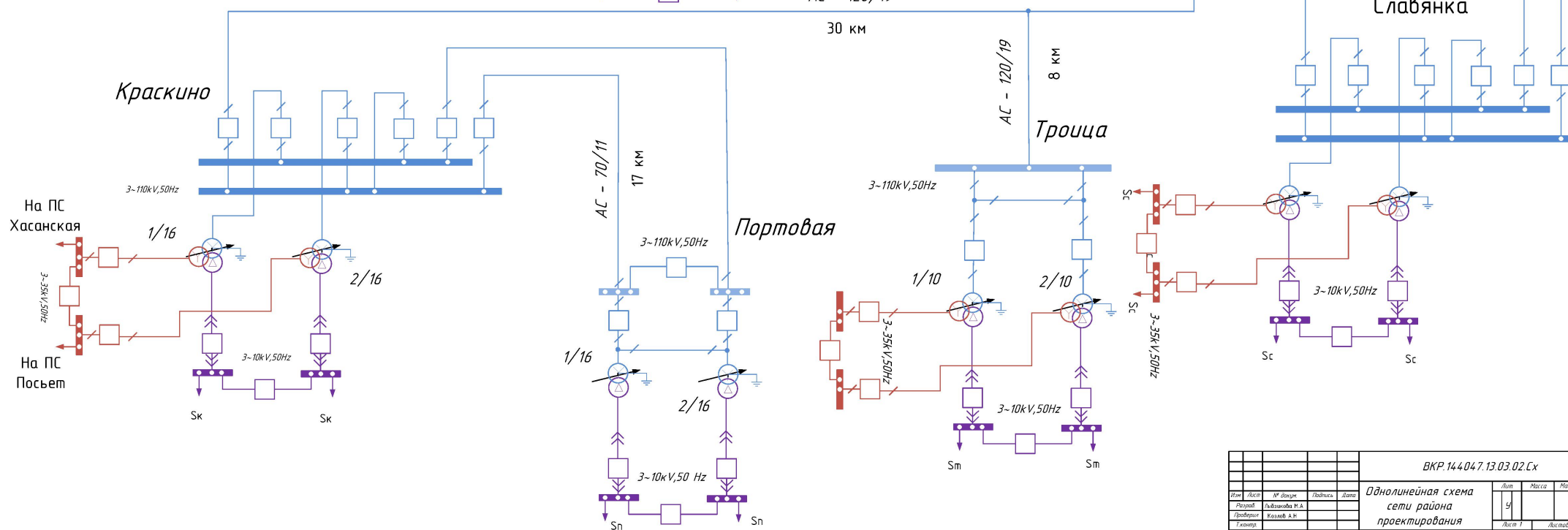
ВКР.14.04.7.13.03.02.Сх

Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Результаты расчетов установившегося режима варианта подключения № 1	Лист	Масса	Начисл
Разработ	Листов	Листов	Листов	Листов		у		
Проверил	Листов	Листов	Листов	Листов		Лист 1		Листов 2
Инженер	Листов	Листов	Листов	Листов				
Инженер	Листов	Листов	Листов	Листов	Подпись инженера-расчетчика №10 в/б Железнодорожного района (Городской край в/б) с вводом подстанции ТП в/б Портланд			АНГУ Кафедра энергетики

Вариант №1



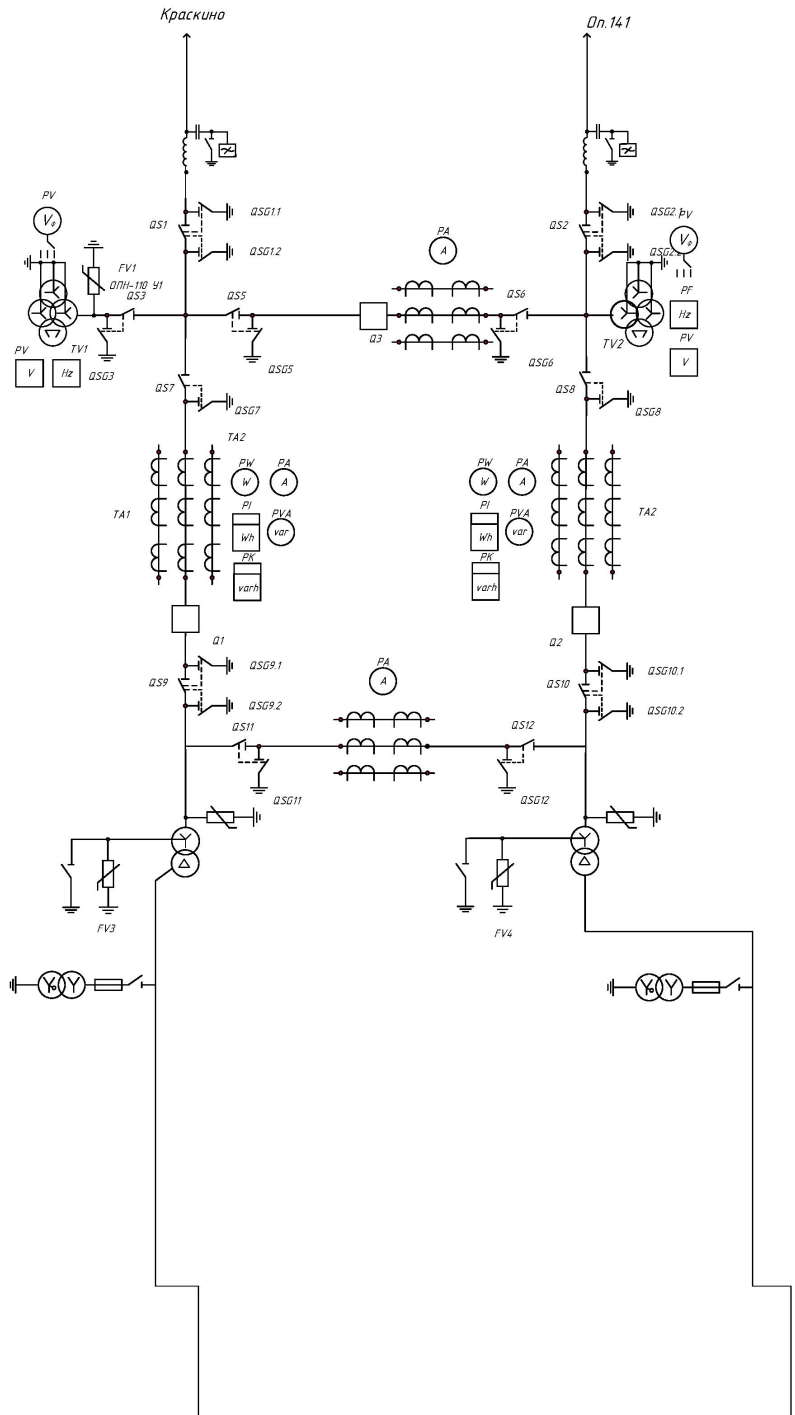
Вариант №2



	110 кВ
	35 кВ
	10 кВ

ВКР 144.04.7.13.03.02.Сх				
Имя	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разработ	У	Львовский И.А.		
Проектиров	У	Козлов А.И.		
Проверен				
Разработчик				
Исполнитель				
Инженер		Козлов А.И.		
Инженер		Сайкин Н.В.		
Однolinейная схема сети района проектирования				
Развитие электрических сетей 110 кВ на территории района Проектировского края в объеме 100 км² с учетом подключения 110 кВ ЛЭП				
Лист	Масштаб	Листов	АМГУ	
1		2	Кафедра энергетики	

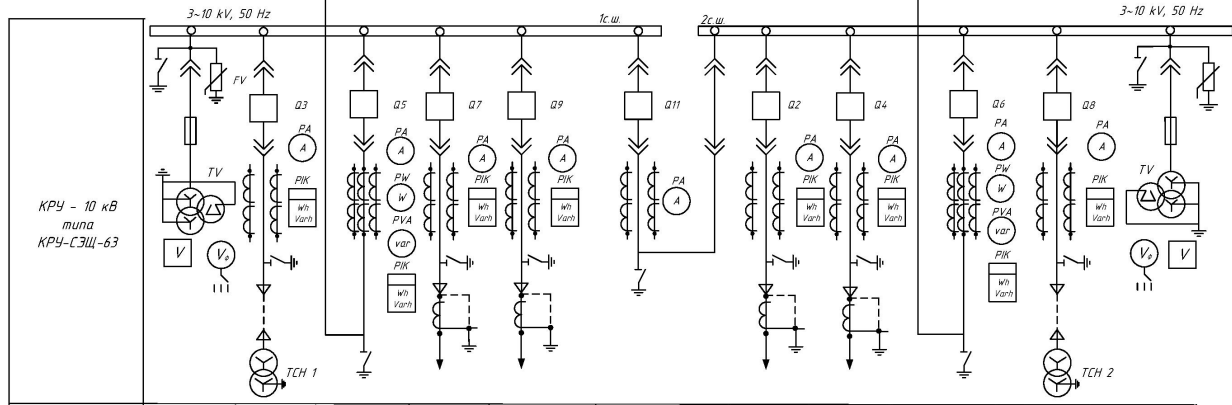
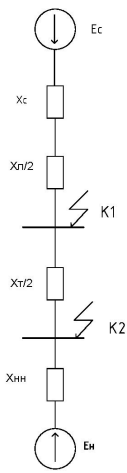
- Высокочастотный зарядный ВЧЗ-630
- Разъединитель РНДЗ.1-110/1000 ХЛ1 РНДЗ.2-1000 ХЛ1
- Трансформатор напряжения НАМИ-110 9ХЛ1
- Разъединитель РНДЗ.1-110/1000 ХЛ1
- Трансформатор тока ТФ-110 91
- Выключатель ВГТ - 110 II - 40/2500
- Гибкая ошиновка АС-240/19
- Ограничитель перенапряжений ОПН-110/88/10/550
- Силовой трансформатор ТДН - 16000/110
- Ограничитель перенапряжений ОПН-10/7,2/10/400



Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	Периодическая составляющая тока КЗ, кА	Апериодическая составляющая тока КЗ, кА	Ударный ток КЗ, кА
ВН	3,91	5,51	8,86
НН	12,45	17,55	17,55

Расчетная схема замещения подстанции



№ ячейки	1	3	5	7	9	11	2	4	6	8	10
Назначение	ТН 1	ТЧН 1	Т1	КЛ1	КЛ2	СВ	КЛ2	КЛ4	Т2	ТЧН 2	ТН 2
Изм. трансформатор	НАМИТ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	НАМИТ-СЭШ-10
Выключатель	ОПН	ВВУ-СЭШ-3-10	ВВУ-СЭШ-3-10	ВВУ-СЭШ-3-10	ВВУ-СЭШ-3-10	ВВУ-СЭШ-3-10	ВВУ-СЭШ-3-10	ВВУ-СЭШ-3-10	ВВУ-СЭШ-3-10	ВВУ-СЭШ-3-10	ОПН-П-10

ВКР.14.404.7.13.03.02.Сх

Однолинейная схема ПС 110 кВ Портовая

Листов 2

Лист 2

Листов 7

АМУ

Кафедра Энергетики

Перспективный вариант подключения ПС «Портовая»

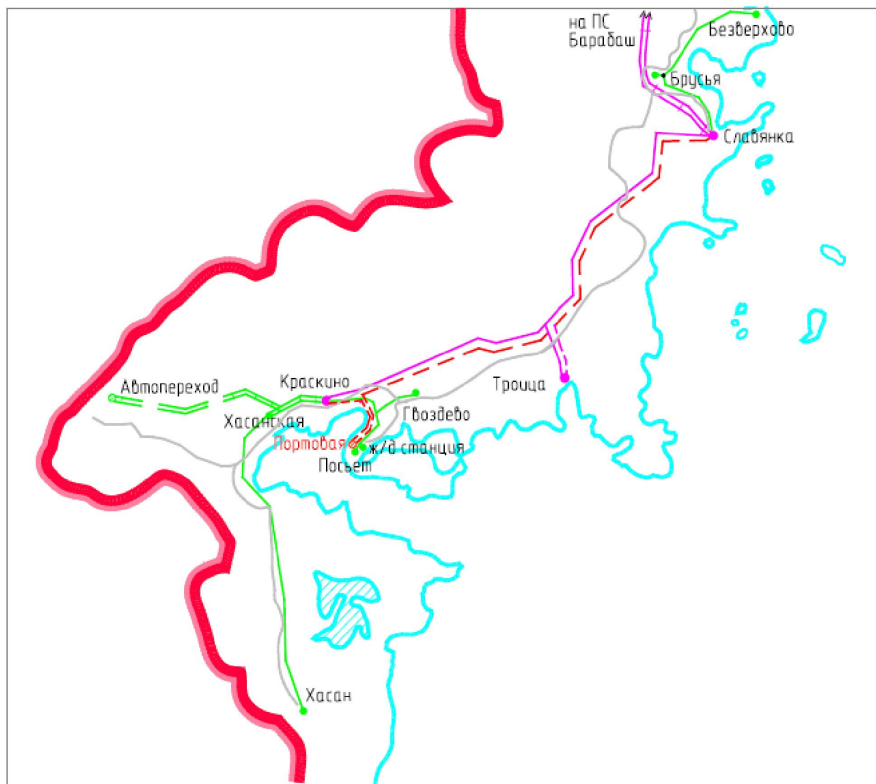
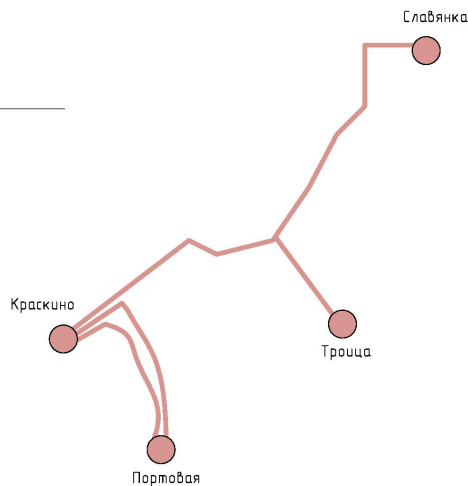


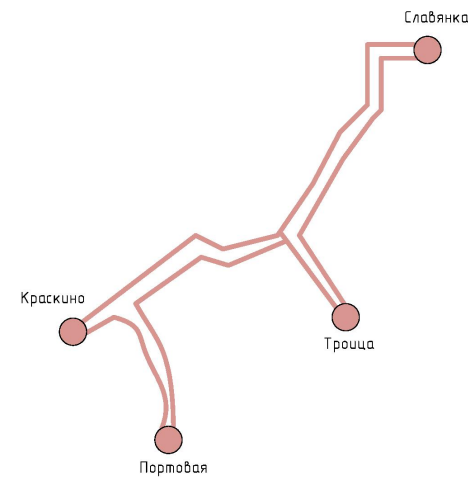
Схема существующей электрической сети



Вариант №1



Вариант №2



Прогноз нагрузок на 2021 год

Подстанция	Время	$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	$P_{ток}$, МВт	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	$Q_{ток}$, Мвар
СЛАВЯНКА	Зима	10,73	12,43	23,66	4,57	5,23	10,04
	Лето	9,06	10,50	20	3,87	4,48	8,49
ТРОИЦА	Зима	9,60	11,29	21,89	3,49	4,08	7,86
	Лето	7,83	9,22	17,85	2,80	3,27	6,31
КРАСКИНО	Зима	14,11	16,33	31,06	5,24	6,05	11,53
	Лето	12,39	14,34	27,27	4,60	5,32	10,12
ПОРТОВАЯ	Зима	10,19	11	21,68	3,16	2,60	5,14
	Лето	7,50	8,95	17,59	1,81	2,18	4,27

ВКР.14.04.7.13.03.02.Сх				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разработчик	Листов	Листов	Листов	Листов
Проектировщик	Колонт	Колонт	Колонт	Колонт
Проверен	Листов	Листов	Листов	Листов
Утвержден	Листов	Листов	Листов	Листов
Составитель	Листов	Листов	Листов	Листов
Составитель	Листов	Листов	Листов	Листов

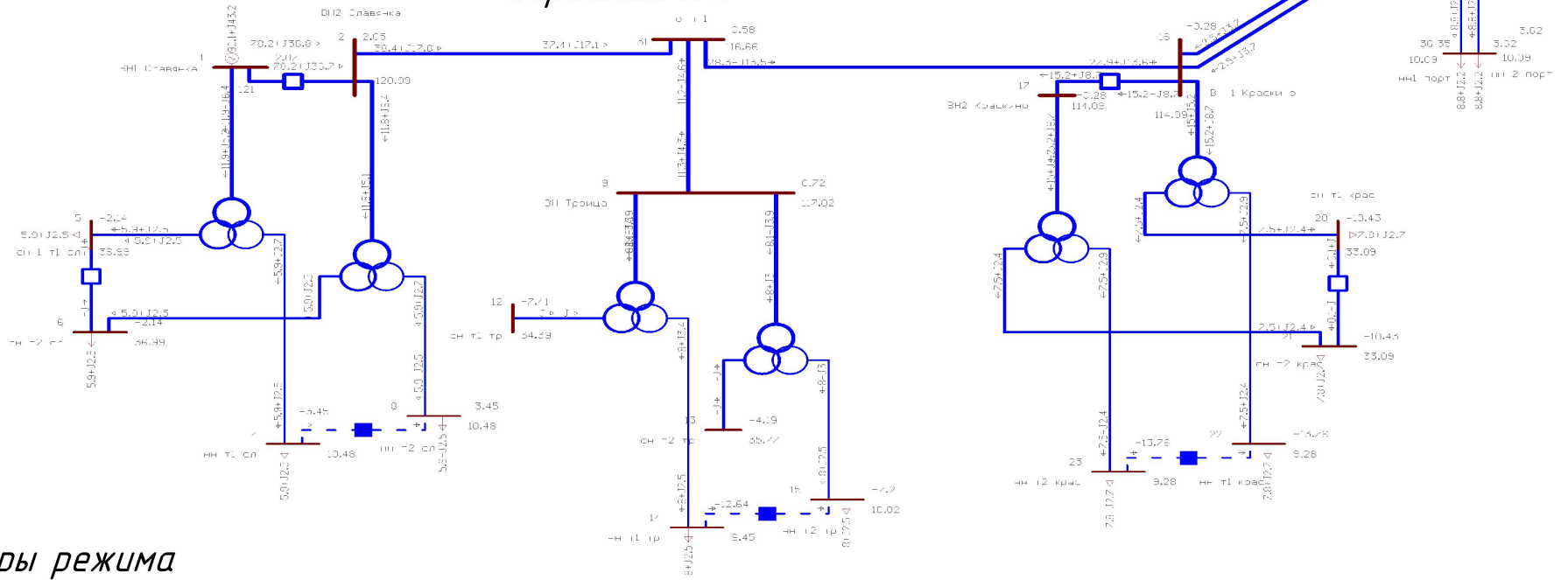
Схема подключения проектируемой ПС к существующим сетям

Лист 1 Листов 2

Разработчик: Проектно-конструкторское бюро «Энергетик»

Исполнитель: Кафедра Энергетики

Схема потокораспределения Варианта №2



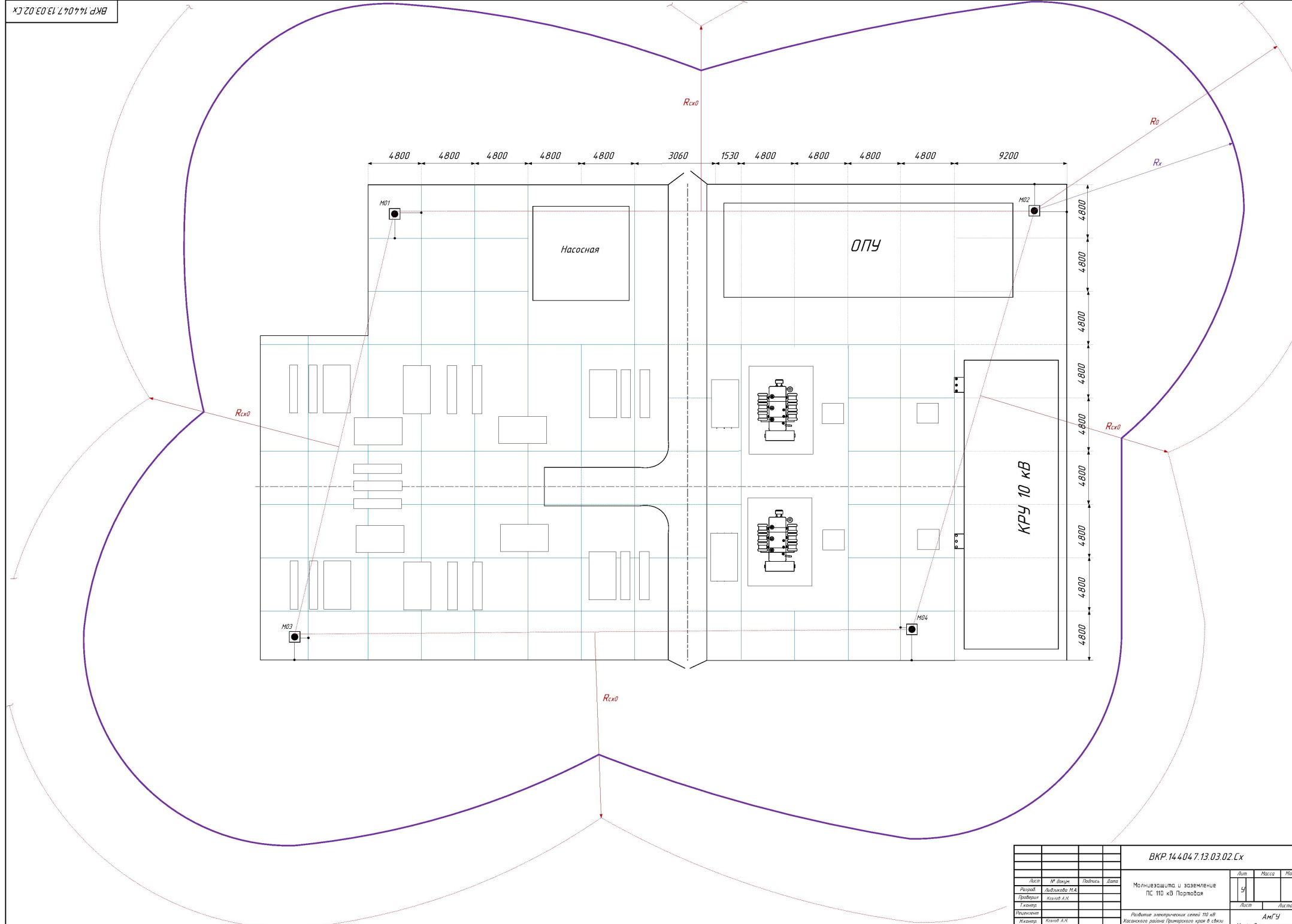
Параметры режима

Тип	Номер	Название	U ном	N сн	Район	Р н	Q н	P z	Q z	V эд	Q min	Q max	В ш	dV	V	Delta
База	1	ВН1 Сл	110					90.1	43.2	121	-50	50		10	121	2.07
Нагр	2	ВН2 Сл	110											9.99	121	2.05
Нагр	3	сн м1	110											5.88	116.5	-2.17
Нагр	4	сн м2	110											5.88	116.5	-2.17
Нагр	5	сн 1 м1	35			59	25							5.7	36.99	-2.14
Нагр	6	сн м2 с	35			59	25							5.7	36.99	-2.14
Нагр	7	нн м1 с	10			59	25							4.81	10.48	-3.45
Нагр	8	нн м2 с	10			59	25							4.81	10.48	-3.45
Нагр	9	ВН Трои	110											6.38	117	0.72
Нагр	10	сн м1	110											-1.68	108.2	-7.41
Нагр	11	сн м2	110											2.25	112.5	-4.19
Нагр	12	сн м1 п	35											-1.73	34.39	-7.41
Нагр	13	сн м2 п	35											2.19	35.77	-4.19
Нагр	14	нн м1 п	10			8	25							-5.54	9.45	-12.6
Нагр	15	нн м2 п	10			8	25							0.17	10.02	-7.2
Нагр	16	ВН 1 Кр	110											3.72	114.1	-0.28
Нагр	17	ВН2 Кр	110											3.71	114.1	-0.28
Нагр	18	сн м1	110											-5.07	104.4	-10.5
Нагр	19	сн м2	110											-5.07	104.4	-10.5
Нагр	20	сн м1 к	35			7.8	2.7							-5.45	33.09	-10.4
Нагр	21	сн м2 к	35			7.8	2.7							-5.45	33.09	-10.4
Нагр	22	нн м1 к	10			7.8	2.7							-7.24	9.28	-13.8
Нагр	23	нн м2 к	10			7.8	2.7							-7.24	9.28	-13.8
Нагр	31	отп 1	110											6.05	116.7	0.58
Нагр	34	вн порп	110											4	114.4	-0.26
Нагр	35	нн1 пор	10			8.8	2.2							0.94	10.09	-3.62
Нагр	36	нн 2 пор	10			8.8	2.2							0.94	10.09	-3.62

Токовая загрузка ЛЭП

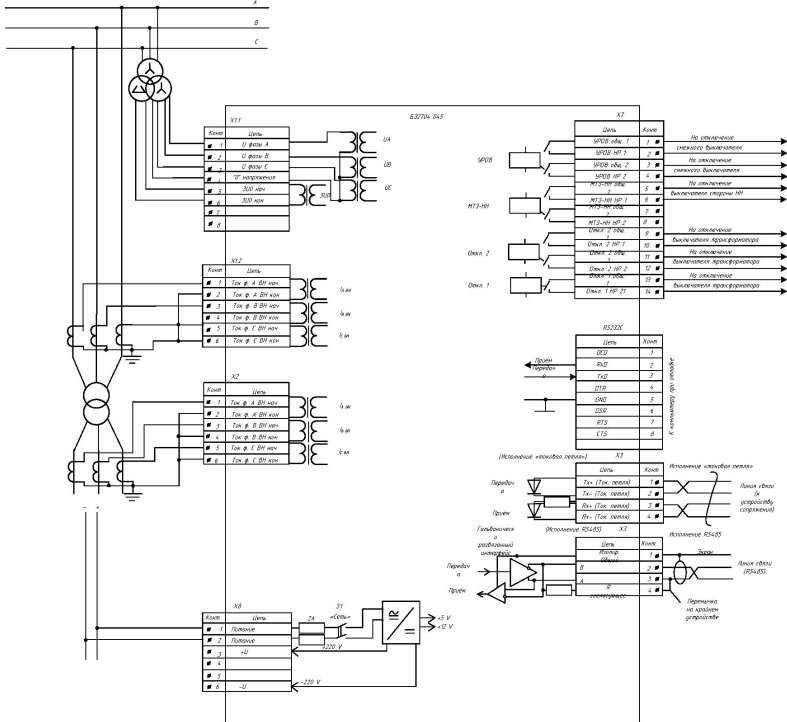
N нач	N кон	Название	l нач	l кон	Место	контр.п	N J(t)	Tс	I доп_25	I доп_01	I доп_рац	I доп
2	31	ВН2 Сл	201	204	ВН				390		390	52.2
31	9	отп 1	60	59	ВН				390		390	15.4
31	16	отп 1	155	157	ВН				390		390	40.2
34	16	вн порп	20	23	ВН				265		265	8.5
34	16	вн порп	20	23	ВН				265		265	8.5

ВКР 144047.13.03.02.Сх				
Имя	Лист	№ докум	Подпись	Дата
Разработчик	Литовский И.А.			
Проверенный	Козлов А.И.			
Рисованный				
Известно	Козлов И.И.			
Исполнен	Савин И.В.			
Результаты расчетов установившегося режима варианта подключения № 2				
Лист	Масштаб	Листов		
У		2		
Подключение электрических сетей 10 кВ Псковской области (Примеровский край 4 объект) с вводом подстанции 10 кВ Псковская				
АНГУ Кафедра энергетики				

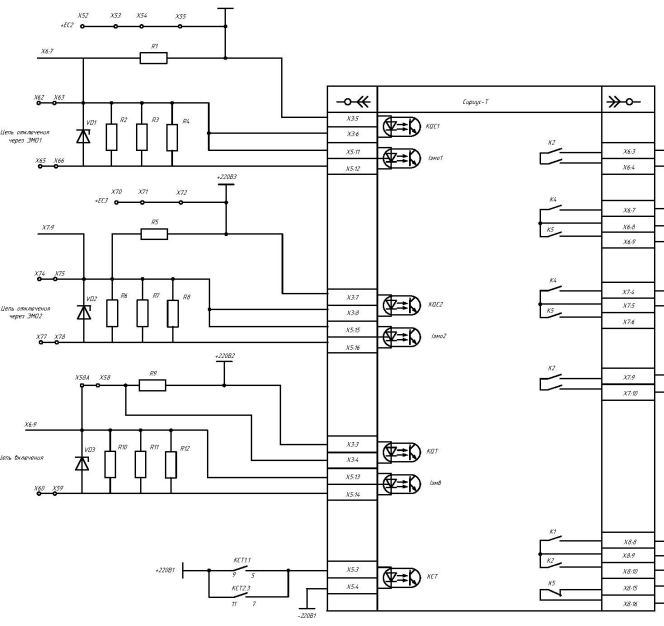


				ВКР.14.04.7.13.03.02.Сх			
Лист	№ докум	Подпись	Дата	Молниезащита и заземление ПС 110 кВ Пермодья	Лист	Масса	Листов
Разработ	Львова И.А.				У		
Проектиров	Козлов А.М.				Лист		Листов
Проверен							
Разработчик	Козлов А.М.			Разработка электротехнической схемы ПС 110 кВ Хасавюртовского района Приморского края в связи с вводом подстанции 110 кВ Пермодья			АНГУ
Исполнитель	Соболев И.В.						Кафедра Энергетики

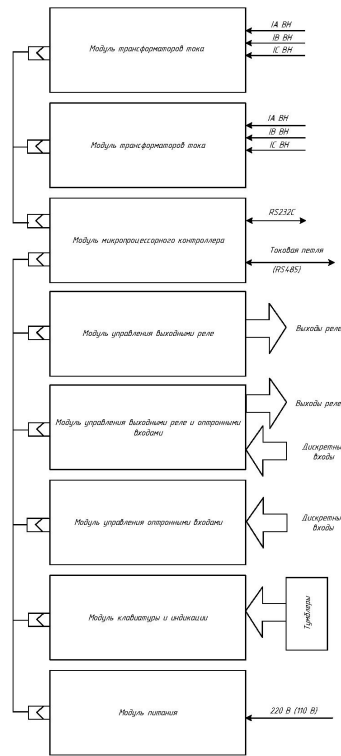
Схема подключения внешних цепей к «Сириус-Т»



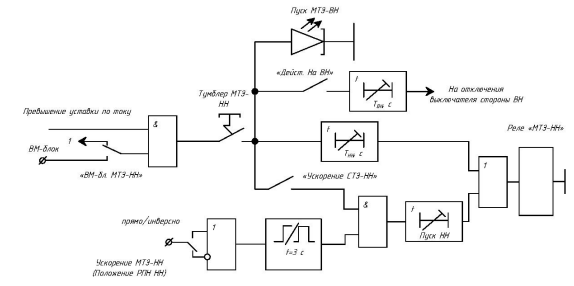
Цепи управления, автоматики и сигнализации



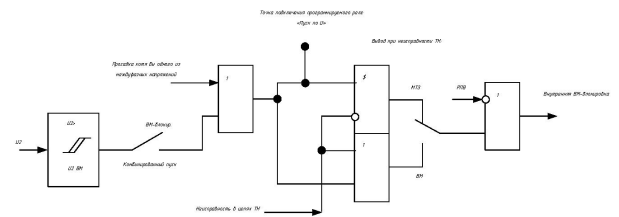
Структурная схема устройства «Сириус-Т»



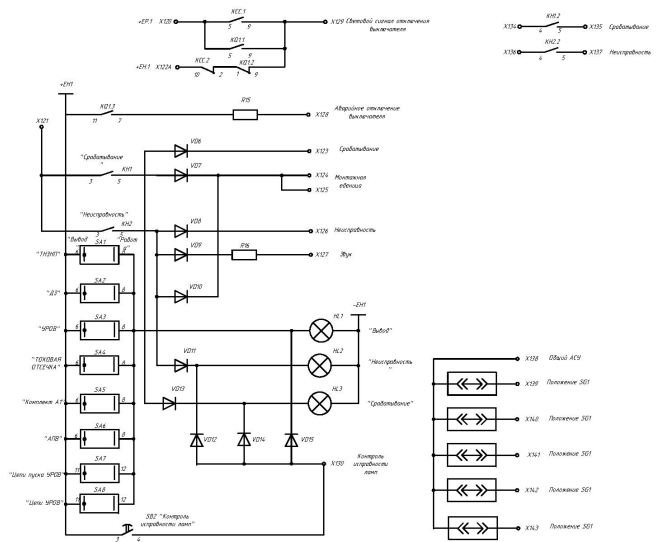
Функционально-логическая схема МТЗ НН



Функциональная логическая схема внутреннего пуска по напряжению ступеней МТЗ



Цепи сигнализации



				ВКР.14.404.7.13.03.02.Сх			
Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Релейная защита и Автоматика на ПС 110 кВ Портовая	Лист	Масса	Настоящий
Разработчик	Исполнитель И.И.				У		
Проверенный	Листов И.И.				Лист		Листов
Разработчик	Исполнитель И.И.			Релейная защита и автоматика на ПС 110 кВ Железнодорожного района Промышленного края в связи с вводом подстанции 110 кВ Портовая			
Исполнитель	Исполнитель И.И.						И.И.И.
Исполнитель	Исполнитель И.И.						Кафедра энергетики