

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

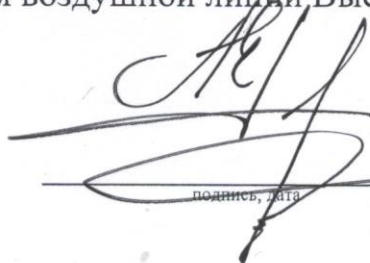

Н.В. Савина

« 19 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС» напряжением 220 кВ
в связи со строительством воздушной линии Высокогорная – Тумнин

Исполнитель
Студент группы 442-об 2


подпись, дата

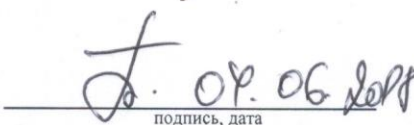
А.Е. Шишленин

Руководитель
канд.техн. наук,
профессор


подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант:
безопасность и
экологичность
канд. техн. наук, доцент


подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
канд. техн. наук, доцент


подпись, дата

А.Н. Козлов

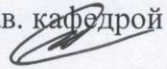
Благовещенск 2018

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
« 12 » 03 2018г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента: Александр Евгеньевич Шишленин.

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС» напряжением 220 кВ в связи со строительством воздушной линии Высокогорная – Тумнин.

2. Срок сдачи студентом законченной работы: _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы преддипломной практики.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Расчёт варианта строительства и подключения подстанции «Тумнин». Рассчитан режимы работы сети (существующий, проектируемый. Произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования; осуществлён выбор типа и мощности понижающих трансформаторов, выбраны коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы тока и напряжения, токопроводы, токоведущие части и шины распределительных устройств, а также рассмотрен расчёт релейной защиты. Рассчитаны конструкционного исполнения воздушной линии. Приведены правила пожарной и электробезопасности на подстанции.

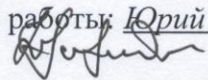
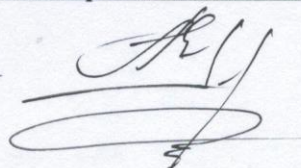
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Схема существующей сети, варианты проектированной сети, однолинейная подробная схема ПС, результаты расчета существующей энергосистемы в ПВК RastrWin3, результаты расчета проектируемой энергосистемы в ПВК RastrWin, микропроцессорная защита трансформатора типа «ШЗ 2607 041» подстанции «Тумнин».

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): по безопасности и экологичности – А.Б. Булгаков, доцент, канд. физ.мат.наук.

7. Дата выдачи задания: 12 марта 2018г

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

Задание принял к исполнению (дата): 12 марта 2018г

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 135 стр., 13 рисунков, 45 таблиц, 22 источника, 3 приложения.

СХЕМА СЕТИ, СУЩЕСТВУЮЩИЙ РЕЖИМ, ПРОГРАММНЫЙ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС, ТРАНСФОРМАТОР, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ЭКОНОМИКА, НАДЁЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе выполнен расчёт варианта включения новой подстанции «Гумнин». Для осуществления проекта был произведён расчёт: режима существующей системы электроснабжения; токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования новой подстанции (распределительное устройство, выключатели, разъединители, коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения, трансформаторы собственных нужд, ячеек конструкционных распределительных устройств, сборных шин и изоляторов, заземления и молниезащиты); релейной защиты и автоматики; проектируемой электроэнергетической системы; экономической привлекательности; безопасности и экологичности проекта.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПС – подстанция;

ЛЭП – линия электропередач;

ВЛ – воздушная линия;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

ТДТН – трансформатор трёхфазный с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, с регулированием напряжения под нагрузкой;

КЗ – короткое замыкание;

ВС – высокая средняя;

СН – средняя низкая;

ВН – высокая низкая;

ВН – высокое напряжение;

СН – среднее напряжение

НН – низкое напряжение;

РУ – распределительное устройство;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТТ – трансформатор тока;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

РПН – регулирование напряжения под нагрузкой;

НАМИ – трансформатор напряжения антирезонансный с естественной циркуляцией масла и воздуха для контроля изоляции сети;

ВВУ – выключатель вакуумный.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Анализ состояния электрических сетей Ванинского района Хабаровского края	11
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Ванинского района	11
1.2 Характеристика источников питания района	14
1.2.1 Характеристика «Комсомольской ТЭЦ»	14
1.2.2 Характеристика «Майской ГРЭС»	16
1.3 Анализ и характеристика существующего режима электрических сетей района	16
1.3.1 Существующая схема энергоснабжения в ПВК RastrWin 3	17
2 Разработка вариантов включения подстанции Тумнин в электрическую сеть Ванинского района	21
2.1 Краткая характеристика развития электрических Ванинского района на период до 2030	21
2.2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	22
2.3 Разработка оптимального варианта конфигурации электрической сети при включении ПС Тумнин	24
2.3.1 Выбор номинального напряжения	25
2.3.2 Компенсация реактивной мощности	26
2.3.3 Выбор сечений линий электропередачи и их конструктивное исполнение	29
2.3.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов указанных ПС	30
3 Расчет токов короткого замыкания	33

4 Проектирование ПС Тумнин 220/35/10 кВ	39
4.1 Разработка однолинейной схемы подстанции	39
4.2 Конструктивное исполнение ПС Тумнин	40
4.2.1 Выбор КРУ 35 кВ	40
4.2.2 Выбор КРУ 10 кВ	41
4.3 Выбор и проверка выключателей	44
4.3.1 Выпор выключателей на ВН 220 кВ	45
4.3.2 Выпор выключателей на СН 35 кВ	47
4.3.3 Выпор выключателей на НН 10 кВ	48
4.4 Выбор и проверка разъединителей	50
4.5 Выбор и проверка трансформаторов тока	51
4.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	60
4.7 Выбор трансформаторов собственных нужд	63
4.8 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	65
4.9 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов	66
4.9.1 Выбор гибкой ошиновки	66
4.9.2 Выбор жесткой ошиновки	68
4.9.3 Выбор и проверка опорных изоляторов	73
4.10 Разработка заземления и молниезащиты ПС Тумнин	74
4.10.1 Конструктивное исполнение заземления ПС Тумнин и определение его стационарного и импульсного сопротивления	74
4.10.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	80
5 Конструктивное исполнение ВЛ 220 кВ на Высокогорная-Тумнин	83
5.1 Выбор типов опор	83
5.2 Определение скоростного напора ветра на провода ВЛ	83
5.3 Расчет удельных механических нагрузок	84

5.4	Определение критических пролетов воздушной линии и исходного расчетного режима	86
5.5	Систематический расчет провода	88
5.6	Выбор типов изоляторов и арматуры	88
5.7	Расчет тяжения провода при обрыве его в соседнем пролете	89
5.8	Расстановка опор по профилю трассы воздушной линии	90
5.9	Проверка ветровых и весовых пролетов	91
6	Релейная защита и автоматика	93
6.1	Расстановка комплексов защиты и автоматики при развитии электрической сети Ванинского района	93
6.2	Релейная защита силового трансформатора на ПС Тумнин	94
6.2.1	Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-1)	96
6.2.2	Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2)	97
6.2.3	Расчет уставок МТЗ-1 (ВН)	100
6.2.4	Расчет уставок МТЗ-2 (ВН)	101
6.2.5	Расчет уставок защиты от перегрузки	103
6.2.6	Газовая защита	104
6.3	Автоматика на ПС Тумнин	104
7	Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети Ванинского района	106
7.1	Выбранная схема сети для расчета режимов	106
7.2	Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов	107
7.3	Расчет максимальных режимов и его анализ (режим наибольших нагрузок)	108
7.4	Расчет минимальных режимов и его анализ (режим наименьших нагрузок)	110
7.5	Расчет характерных послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ	112

7.6. Регулирование напряжения в сети	115
8 Инвестиционная привлекательность проекта	116
8.1 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП	116
8.2 Расчет капиталовложений на строительство ПС	118
8.3 Расчет амортизационных отчислений	118
8.4 Расчет эксплуатационных затрат	119
9 Безопасность и экологичность проекта	122
9.1 Безопасность	122
9.2 Чрезвычайные ситуации	130
Заключение	133
Библиографический список	134

ВВЕДЕНИЕ

Электроснабжение Ванинского муниципального района осуществляется от энергосистемы по одноцепной ВЛ 220 кВ Комсомольская – Ванино протяженностью 400 км общей мощностью 125 МВт и от Майской ГРЭС протяженностью 20 км и мощностью 93 МВт. Ведется строительство ЛЭП 220 кВ Высокогорный – Ванино с подключением ПС Тумнин 220/35 кВ.

В представленной работе рассматривается развитие сетей ПАО «ФСК ЕЭС» напряжением 220 кВ в связи со строительством воздушной линии электропередачи Высокогорная – Тумнин – Ванино.

В данный период времени планируется масштабное развитие района, представленного в выпускной квалификационной работе. Тема является актуальной в связи с необходимостью повышения надежности и качества схемы электроснабжения.

Цель ВКР заключается в обеспечении технологического присоединения объекта подстанции Тумнин со строительством линии электропередачи (Высокогорная – Тумнин – Ванино). Организация, ответственная за реализацию проекта выступает ОАО «РЖД».

Практическое значение проекта состоит в повышении надежности существующей системы сети электроснабжения Ванинского и Советско-Гаванского районов, а также обеспечит потребителей качественным, устойчивым и безопасным электроснабжением.

При написании выпускной квалификационной работы необходимо решить следующие задачи, таких как:

- 1) Проектирование и расчет в режиме максимальных и минимальных нагрузок существующей схемы в ПВК RastrWin.
- 2) Проектирование и расчет в режиме максимальных и минимальных нагрузок в ПВК RastrWin с присоединением ПС Тумнин, а также расчет послеаварийного режима при максимальных нагрузках и регулировка напряжения.

- 3) Выбор силового оборудования для ПС.
- 4) Строительство линии электропередачи Высокогорная – Тумнин – Ванино.

Ожидаемый результат от проекта заключается:

- в обеспечение потребителей качественным, устойчивым и безопасным электроснабжением по средствам улучшения параметров с обеспечением надежности электрической сети;

- уменьшение потерь на корону;

- уменьшение экономической составляющей, тарифы на электроэнергию с помощью обеспечения выше перечисленных благ.

При реализации выпускной квалификационной работы были использованы следующие программные комплексы:

- 1) RastrWin 3 – программный вычислительный комплекс по решению задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем;
- 2) MathCad 15 – приложение для математических и инженерных вычислений, промышленный стандарт проведения, распространения и хранения расчетов;
- 3) Microsoft Excel – программа для работы с вычислительными таблицами;
- 4) Microsoft Word – предназначенный для создания, просмотра и редактирования текстовых документов;
- 5) Microsoft Visio – векторный редактор, графики, диаграмм и блок-схем.

1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ВАНИНСКОГО РАЙОНА ХАБАРОВСКОГО КРАЯ

Ванинский район Хабаровского края образован в 1973 году. Территория района 25 тыс.кв.км, расположена на берегу Татарского пролива между 49 и 51 градусами северной широты, 138,5 и 141 градусами восточной долготы.

Ванинский район расположен на двух крупных тектонических разломах, что говорит о незавершенности геологического формирования территории и отсутствия плодородных почв.

Его границы проведены по осевым линиям водоразделов, отделяющим речную систему Ванинского района от речных систем Ульчского района (на севере), Комсомольского и Нанайского (на западе) и Советско – Гаванского (на юге). На востоке территория района ограничена побережьем Татарского пролива от п. Ванино до мыса То. Вдоль побережья Татарского пролива простирается хребет Советский с отметками до 560 м. (г. Советская Гавань). Гидрографическая сеть района густая, реки горного типа с быстрым течением (1 - 3 м/сек).

Наивысшая точка района – гора Командная (1628 метров над уровнем моря), расположена в центре хребта Большой Кит, самые большие реки территории - Тумнин, имеющая протяженность свыше 400 километров и Хуту - 230 км.

Население района на начало 2018 года составило 33367 человек. На территории района проживают 369 человек представители коренных малочисленных народов Севера (прежде всего - орочи, удэгейцы, эвенки, нанайцы). За коренными малочисленными народами Севера закреплено 1451,6 тыс.га. территорий традиционного природопользования.

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Ванинского района.

Сегодняшний температурный и влажностный режим района складывается под воздействием трёх факторов. Во-первых, фактора наличия

относительно холодного, часто туманного Татарского пролива, во-вторых, фактора горной страны. Большая часть территории лежит на высоте 300 метров над уровнем моря. Тектонические разломы, по которым бегут реки, многочисленные горные кряжи различных диспозиций оказывают влияние на направления воздушных потоков, влажность воздуха и количество осадков.

В статистике погоды в Ванинском районе прослеживаются следующие показатели температуры (за период 17.04.2017 - 23.04.2018, все дни):

- Минимальное значение (дата): -30,9 (23.01.2018);
- Максимальное значение (дата): 30,3 (12.07.2017)

Наиболее влажным местом, где в течение трети года выпадают осадки, являются верховья реки Хуту, наиболее сухим – морское побережье. Наиболее высокие температуры летом держатся в среднем течении реки Тумнин, наиболее низкие – на северо-востоке района. Их среднесуточная разница превышает 15 градусов по Цельсию. Зимой всё наоборот. Только разница температур ещё больше. Однако на территории района климатическая характеристика сильно осложняется многообразием форм рельефа. Преобладающий рельеф района – горный. 92 % района –отроги хребта Сихотэ-Алинь. Наивысшая точка района – гора Командная (1628 метров над уровнем моря), расположена в центре хребта Большой Кит, что на северо-западе района. Самая большая река территории – Тумнин, протяжённостью свыше 230 километров. Гидрологическая сеть района очень развита. Всего имеется более 11 тысяч рек и ручьёв.

Базальтовое плато расчленено в широтном направлении речной сетью. Водоразделы рек широкие, с волнистой или слабо всхолмленной поверхностью. Поймы основных рек района (Чистоводная, Тумнин, Большая Дюанка, Токи, Тутто, Май) представляют собой плоскую заболоченную поверхность, изрезанную старицами и протоками.

Площади земель лесного фонда в Ванинском районе составляет 97%. Запасы древесины оцениваются в 225,8 млн. куб.м. Ежегодная заготовка в районе составляет 1млн.300тыс. куб.м.

Климатические характеристики района указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики района

Климатические условия	Справочная величина
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	29
Район по гололеду	III
Толщина стенки гололеда, мм	15
Минимальная температура воздуха, С	-30,9
Максимальная температура воздуха, С°	30,3
Число грозных часов в год	от 10 до 20 ч/г

На территории района средние скорости ветра изменяются в пределах от 1 до 6,8 м/с. В течение года преобладают умеренные и слабые ветры. Среднегодовая скорость ветра на побережье в закрытых бухтах 3,8 м/с. Увеличение скоростей ветра отмечается в марте – апреле, когда начинает развиваться циклон, характерная для данного времени сезона. По мере продвижения на восток скорости ветра в отдельные дни возрастают до 20 м/с и более.

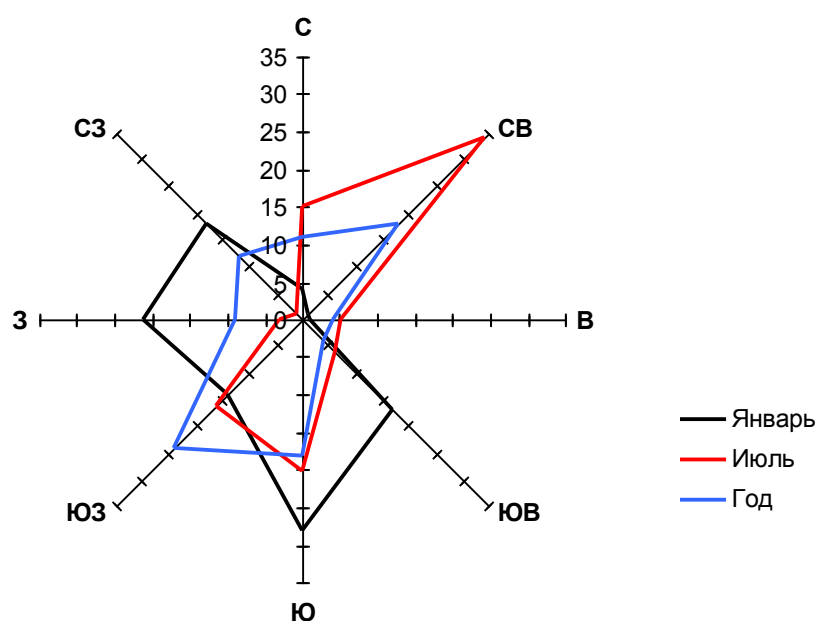


Рисунок 1 – Роза ветров на побережье залива Советская Гавань

Таблица 2 – Направления ветра в процентах

Направление, %	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	штиль
Январь	4	1	1	17	28	14	21	18	14
Июль	15	34	5	6	20	16	3	1	28
Год	11	18	4	4	18	24	9	12	20

1.2. Характеристика источников питания района.

1.2.1. Характеристика «Комсомольской ТЭЦ».

На территории города Комсомольск-на-Амуре расположены два источника электроэнергии – ТЭЦ-2, ТЭЦ-3.

В составе Комсомольской ТЭЦ-3 находится два энергоблока суммарной мощностью 360 МВт. На сегодняшний день Комсомольская ТЭЦ-3 является самой мощной электростанцией в городе, самой молодой в крае и единственной на Дальнем Востоке электростанцией, работающей полностью на газе. В топливном балансе ТЭЦ-3 нет угля, что является уникальной особенностью для электростанций востока России.

Установленная электрическая мощность ТЭЦ-2– 265,5 мВт. Как и в случае с ТЭЦ-3, были предприняты попытки перевода станции на газ. Но в связи с нехваткой газа, станция лишь год полностью отработала на газе и продолжила работу на угле. Выполнение масштабной программы по замене элементов поверхностей нагрева котлов во избежание золотого износа оборудования позволило осуществлять работу с непроектные ургальским углем.

Подстанция 500/220/110/10кВ «Комсомольская» предназначена для покрытия дефицита мощности и энергии в Комсомольском энергорайоне Хабаровской энергосистемы, повышения надежности электроснабжения потребителей г. Комсомольска-на-Амуре.

На подстанции установлены автотрансформаторы мощностью 3×167 МВА со сторонами 500/220/10 кВ. На СН ОРУ 220 установлены

автотрансформаторы мощностью 1×63 и 1×125 МВА со сторонами 220/110/10 кВ.

Схема ОРУ-220кВ принята №220-13 «две рабочие и обходная система шин».

Схема ОРУ-110кВ принята «две рабочие секции шин, и обходная система шин, с отдельными секционными обходными выключателями».

РУ-10кВ выполнено закрытым с ячейками КРУ типа КМ-1-10.

Питание собственных нужд подстанции обеспечено от трех трансформаторов 10/0,4кВ мощностью 1000кВА, подключенных от АТ-500/220/10 кВ через КРУН-10кВ и АТ-220/110/10кВ через ЗРУ-10кВ.

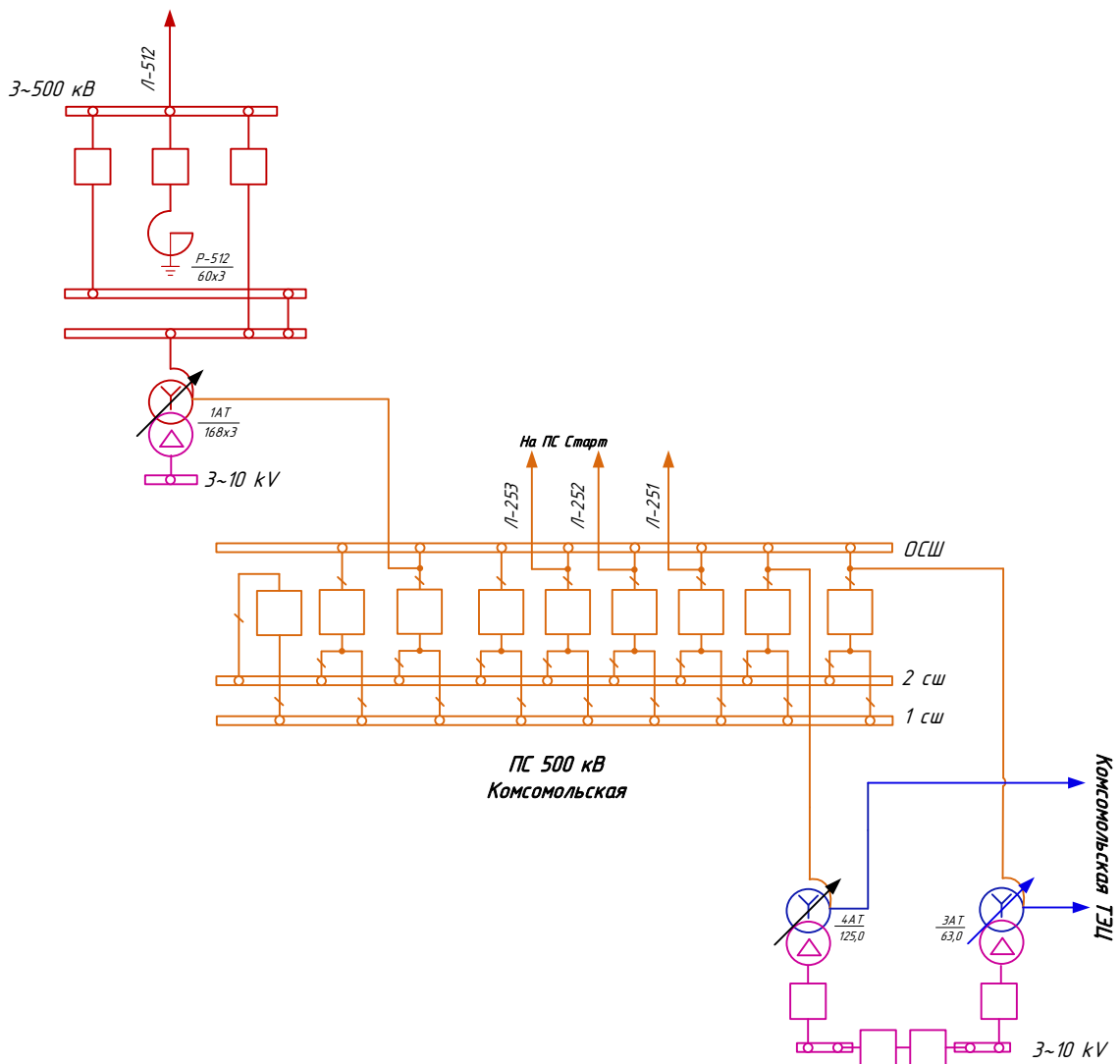


Рисунок 2 – Однолинейная схема ПС 220 кВ «Комсомольская»

1.2.2 Характеристика «Майская ГРЭС»

В 90-х годах была введена в эксплуатацию ЛЭП-220 кВ Комсомольск-на-Амуре-Селихино-Ванино. Высоковольтная линия включила Совгаванский и Ванинский районы в единую энергосистему Хабаровского края, что позволило значительно снизить нагрузку на Майскую ГРЭС.

Майская ГРЭС – это 90,2 МВт установленной электрической мощности по выработке электроэнергии. При этом агрегаты станции выработали все свои ресурсы, поэтому в скором времени будет производиться строительство современной ТЭЦ мощностью 120 МВт.

На Майской ГРЭС установлены 3 ТГ и 4 ГГ. На сегодняшний день турбинное оборудование станции в среднем отработало более 50 лет. Физический износ оценивается в 44%. На сегодняшний день газотурбинное оборудование станции в среднем отработало более 23 лет. Физический износ оценивается в 49%.

1.3 Анализ и характеристика существующего режима электрических сетей района

В настоящее время Ванинский энергорайон характеризуется как энергорайон с повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений, по следующим причинам:

- в нормальном режиме связь энергорайона с энергосистемой осуществляется по протяженному транзиту ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино – Уктур – Высокогорная – Ванино (389 км). Аварийное отключение ЛЭП в транзите 220 кВ Комсомольская – Ванино приводит к изолированной работе Советско-Гаванского энергорайона с дефицитом мощности;
- аварийное отключение ЛЭП в транзите 220 кВ Комсомольская – Ванино приводит к необходимости пуска неэкономичного оборудования Майской ГРЭС; величина мощности, передаваемой в сеть 35 кВ от ПС 220

кВ Ванино ограничена пропускной способностью ВЛ 35 кВ Ванино – Тишкино и нагрузкой 3Т ПС 220 кВ Ванино.

Для повышения надежности электроснабжения Ванинского и Советско-Гаванского энергорайона предусмотрена реализация следующих мероприятий:

- сооружение ТЭЦ в г. Советская Гавань (126 МВт) в 2019 году (согласно утверждённому СиПР ЕЭС России на 2017-2023 годы год ввода – 2017);

- строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Комсомольская – Советская Гавань (наименование по положительному заключению ГГЭ: ВЛ 220 кВ КомсомольскаяСелихино-Ванино) с установкой на ПС 220 кВ Ванино второго автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА.

После выполнения мероприятий по повышению надежности электроснабжения Советско-Гаванского энергорайона, генерирующее оборудование Майской ГРЭС планируется демонтировать. Следует отметить, что демонтаж генерирующего оборудования Майской ГРЭС возможен только после ввода в эксплуатацию ТЭЦ в г. Советская Гавань.

1.3.1 Существующая схема энергоснабжения в ПВК RastrWin 3

Существующая схема электроснабжения Ванинского – Советско-Гаванского района рассчитана в ПВК RastrWin3.

Таблица 3 – Результаты существующей схемы электроснабжения

Номер	Название	U _{ном} , кВ	P _н , МВт	Q _н , МВар	V, кВ	dV, %	Delta
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС Комсомольская 220	220			220		
2	Комсомольская Нейтраль 1	220			219,63	-0,17	-0,87
3	Комсомольская Нейтраль 2	220			219,64	-0,17	-0,8
4	Комсомольская 110	110	6,8	0,7	115,54	5,04	-0,77
5	ПС Гейтер 2с-110	110	1,8	0,7	114,81	4,37	-1,58
6	ПС Гейтер 1с-110	110	0,8	0,3	114,81	4,37	-1,59
7	ПС Картель 2с-110	110	2,5	0,5	114,58	4,16	-1,79

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
8	ПС Картель 1с-110	110	1,6	0,5	114,58	4,16	-1,79
9	Селихино 110	110	13,4	6,4	114	3,63	-2,15
10	ПС Селихино 220	220			218,79	-0,55	-1,49
11	Селихино Нейтраль 220	220			216,48	-1,6	-2,24
12	ПС Уктур 220	220	1,2	0,4	216,95	-1,39	-3,27
13	ПС Высокогорная 220	220			211,48	-3,87	-7
14	Высокогорная Нейтраль 1	220			203,37	-7,56	-7,55
15	Высокогорная Нейтраль 2	220			194,62	-11,54	-8,14
16	Высокогорная СН 1 (35 кВ)	35	4,7	0,5	32,69	-6,61	-7,93
17	Высокогорная СН 2 (35 кВ)	35	0,1	17,1	32,69	-6,61	-7,93
18	Высокогорная НН 1 (10 кВ)	10			9,52	-4,83	-7,84
19	Высокогорная НН 2 (10 кВ)	10			9,52	-4,83	-7,84
20	ПС Ванино 220	220			207,32	-5,77	-11,29
21	Ванино 220 Нейтраль	220			203,16	-7,65	-13,92
22	Ванино 110	110	3,4	0,4	106,92	-2,8	-13,8
23	Ванино 110 Нейтраль 1	110			104,38	-5,11	-17,09
24	Ванино 110 Нейтраль 2	110			104,42	-5,07	-17,09
25	Ванино 110 СН 1 (35 кВ)	35	1,0	0,3	34,91	-0,26	-17,07
26	Ванино 110 СН 2 (35 кВ)	35			34,91	-0,26	-17,07
27	Ванино 110 НН 1 (10 кВ)	10	4,3	1,3	9,96	-0,44	-17,55
28	Ванино 110 НН 2 (10 кВ)	10	0,1		9,99	-0,12	-17,11
29	ПС Монгохто 35	35	4,8	1,4	33,92	-3,08	-18,55
31	ПС Тишкино 35 2с	35	4,4	0,8	34,78	-0,63	-17,3
32	ПС Тишкино 35 1с	35	4,5	0,8	34,78	-0,63	-17,3
33	ПС Южная 35	35	1,8	1,1	34,3	-2,01	-18,08
34	ПС Лесозаводская 35	35	0,1	0,1	34,25	-2,13	-18,17
35	РП-4 35	35	6,9	2,0	34,01	-2,82	-18,7
36	РП-1 35	35	0,8	0,3	34,14	-2,45	-18,53
37	ПС Терминал 35	35	6,3	5,5	34,2	-2,28	-17,33
38	Майская ГРЭС ТГ 1	10			10		-14,45
39	Майская ГРЭС ТГ 1 ВН	35			34,22	-2,23	-18,42

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
40	Майская ГРЭС ТГ 3	10					0,17
41	Майская ГРЭС ТГ ВН	35			34,22	-2,23	-18,42
42	Ммайская ГРЭС СК 5	10			9,76	-2,44	-16,4
43	Майская ГРЭС ТГ 4	10			9,76	-2,44	-16,4
44	Майская ГРЭС ГТУ	10					0,17

Таблица 4 – Токовая загрузка ЛЭП

Начало	Конец	Марка	I_{\max} , А	$I_{\text{загр}}$, %
Комсомольская	Селихино	АС-300/39	142	20
Селихино	Уктур	АС-300/39	130	18,3
Уктур	Высокогорная	АС-300/39	134	18,9
Высокогорная	Ванино	АС-300/39	123	17,3

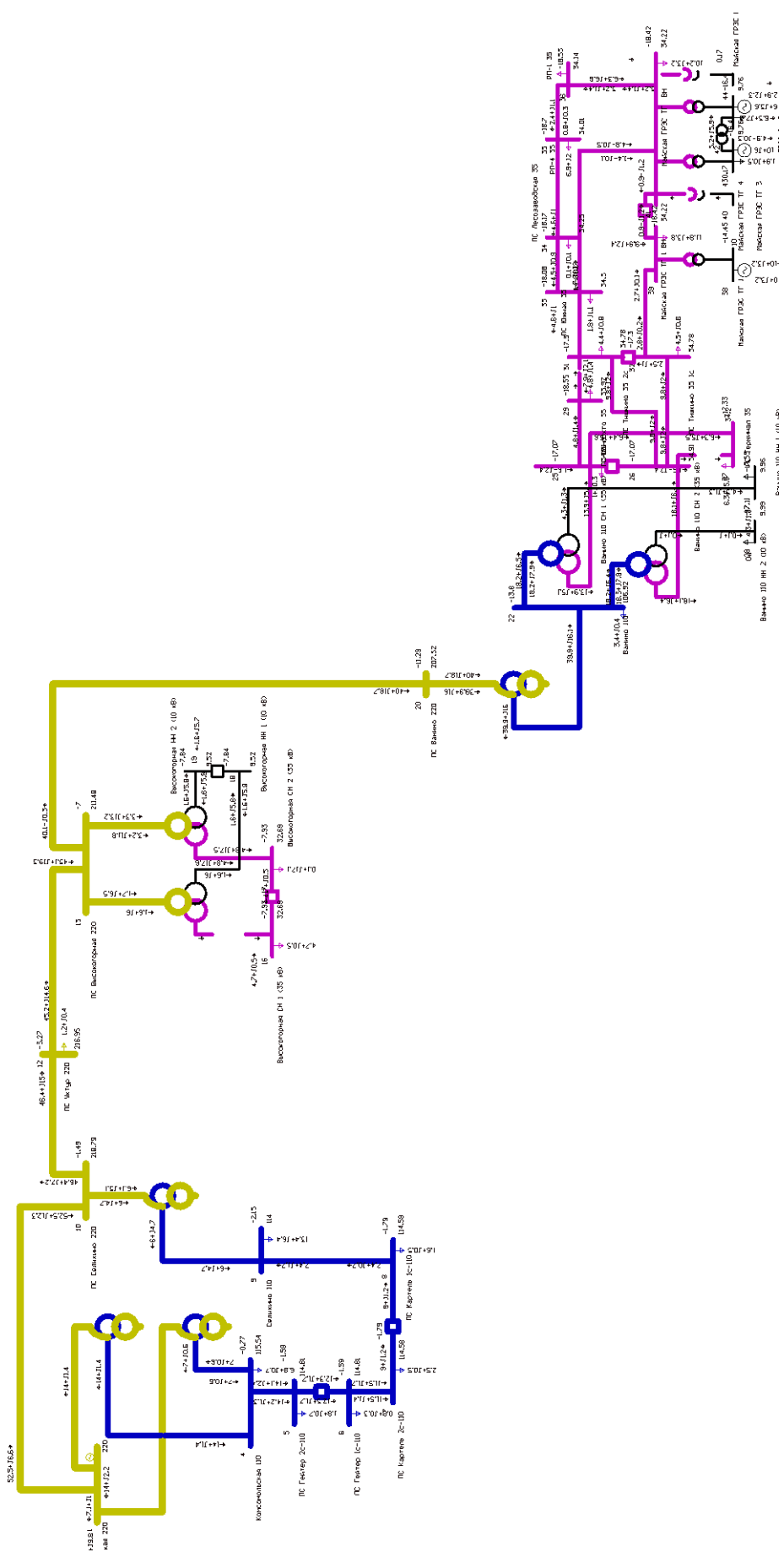


Рисунок 3 – Графика существующей схемы электроснабжения

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ВКЛЮЧЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ ТУМНИН В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ СЕТЬ ВАНИНСКОГО РАЙОНА

В данном разделе приступаем к разработке вариантов схем электроснабжения Ванинского района с присоединением ПС Тумнин. Имеем существующую схему этого района, которая требует дополнительного включения в систему ПС для обеспечения технологического присоединения объектов ОАО «РЖД», что повысит надежность существующей системы электроснабжения Ванинского и Советско-Гаванского районов, а также обеспечит потребителей устойчивым и безопасным электроснабжением.

Выбранный вариант должен соответствовать наиболее выгодным по экономическим и техническим (должно осуществляться бесперебойное питание, а также соответствовать нормам надежности) показателям.

2.1 Краткая характеристика развития электрических Ванинского района на период до 2030.

Основной целью развития электроэнергетики Ванинского района является обеспечение заданных энергетических условий развития экономики района посредством стабилизации и поддержания высоких темпов ее энергоэффективности, а также обеспечения повышенного уровня энергобезопасности хозяйственного комплекса области и социальной сферы.

Для достижения поставленной цели проект развития Ванинского района на период до 2030 года, ставит перед следующие задачи:

- повышение коэффициента использования установленных мощностей на действующем генерирующем оборудовании электростанций Хабаровской энергосистемы;

- перевод на централизованное энергоснабжение от единого генерирующего источника потребителей (в радиусе до 50 км) в муниципальных районах, не обслуживаемых энергосистемой Хабаровского края. Развитие электросетевого и теплового хозяйства края обусловлено необходимостью создания условий для подключения новых промышленных

предприятий и организаций края, увеличения загрузки уже имеющихся мощностей, надежного снабжения населения края электрической и тепловой энергией с учетом возможного применения альтернативных и возобновляемых источников энергии.

Необходимо ликвидировать существующие локальные ограничения по энергоснабжению потребителей. Для обеспечения экономического роста в границах, названных энергорайонов необходимы следующие мероприятия по модернизации энергосистемы:

– в Советско-Гаванском энергорайоне, который является мощным генерирующим источником питания для Ванинского района от Майской ГРЭС, необходима ликвидация дефицита электрической мощности и обеспечение надежности электроснабжения потребителей за счет строительства Советско-Гаванской ТЭЦ и второй ВЛ 220 кВ от г. Комсомольска-на-Амуре до Советско-Гаванского энергорайона, реконструкция действующих электросетевых объектов и развитие распределительных электрических сетей напряжением 110-35 кВ;

– в г. Комсомольске-на-Амуре (Комсомольский энергорайон) предполагается ликвидация дефицита тепловой мощности и обеспечение безаварийной поставки природного газа объектам энергетики, населению и промышленности путем строительства газораспределительной станции (ГРС-2) и реконструкции ГРС-1;

– повышение надежности электроснабжения и снятие ограничений на подключение новых потребителей в энергорайоне Правобережье и Комсомольском энергорайоне за счет развития и модернизации электрических сетей и подстанций напряжением 220/110/35/10 кВ.

2.2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок.

Благодаря расчету и прогнозированию нагрузок определяем необходимые технические характеристики узлов электрических сетей. Раздел является одним из основных. Специфика раздела заключается в нахождении

вероятностных характеристик, от которых зависит дальнейшей выбор воздушных линий, оборудования, а также опор линий электропередачи. Благодаря расчету и прогнозированию нагрузок определяем необходимые технические характеристики узлов электрических сетей.

При проектировании прирост ожидаемых нагрузок по сравнению с реально существующими, при эксплуатации объекта, приводит к растрате средств и перерасходу проводников, вложенных в избыточную мощность электрооборудования. Исходя из этого существует необходимость наиболее точного проектирования электрических нагрузок.

Среднюю прогнозируемую мощность определим по формуле (сложных процентов):

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{\bar{}} \times (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{\bar{}}} \quad (1)$$

где $P_{cp}^{\bar{}}$ – средняя мощность за текущий год;

ε – относительный прирост электрической нагрузки (Для Хабаровского края равна 3 %);

$t_{прог}$ – год, на который определяется электрическая нагрузка;

$t_{\bar{}}$ – год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Максимальная и эффективная прогнозируемые мощности определяются выражениями:

$$P_{max}^{прог} = P_{cp}^{прог} \times k_m \quad (2)$$

$$P_{эф}^{прог} = P_{cp}^{прог} \times k_{\phi} \quad (3)$$

где $P_{cp}^{прог}$ – средняя спрогнозированная мощность ПС;

k_m – коэффициент максимума;

k_{ϕ} – коэффициент формы.

Расчёт вероятностных характеристик для активной и реактивной мощности аналогичен.

Расчет на срок до 2030 года выполнен с помощью ПВК «Расчет нагрузок». Результаты расчетов сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Вероятностные нагрузки узлов, МВА, Мвар

ПС	P_{cp}	P_{max}	$P_{эф}$	Q_{cp}	Q_{max}	$Q_{эф}$
Селихино	38,421	45,1	41,584	15,368	18,7	16,63
Уктур	48,736	53,7	51,268	19,494	17,2	20,507
Высокогорная	47,254	52,6	50,769	18,901	8,6	20,307
Тумнин	42,217	47,8	45,732	16,886	16,2	18,29

2.3 Разработка оптимального варианта конфигурации электрической сети при включении ПС Тумнин.

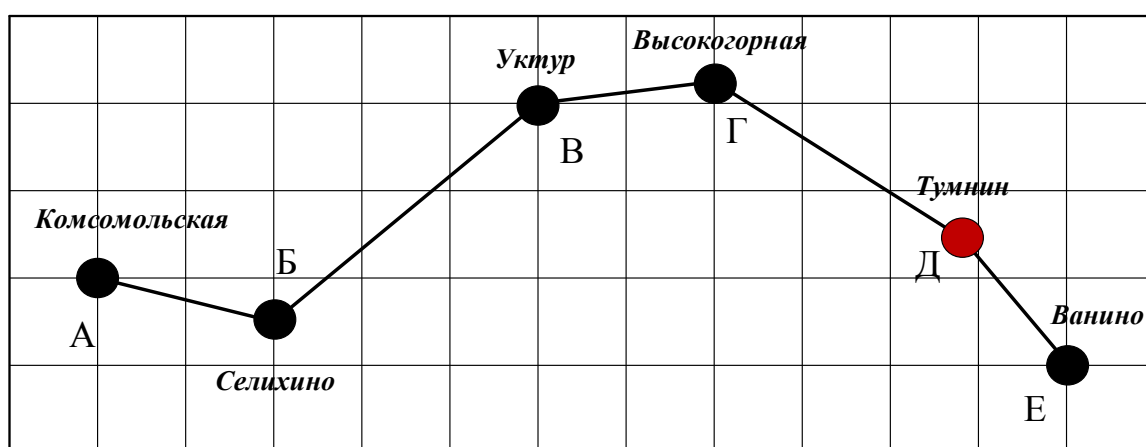


Рисунок 4 – Вариант конфигурации электрической сети №1

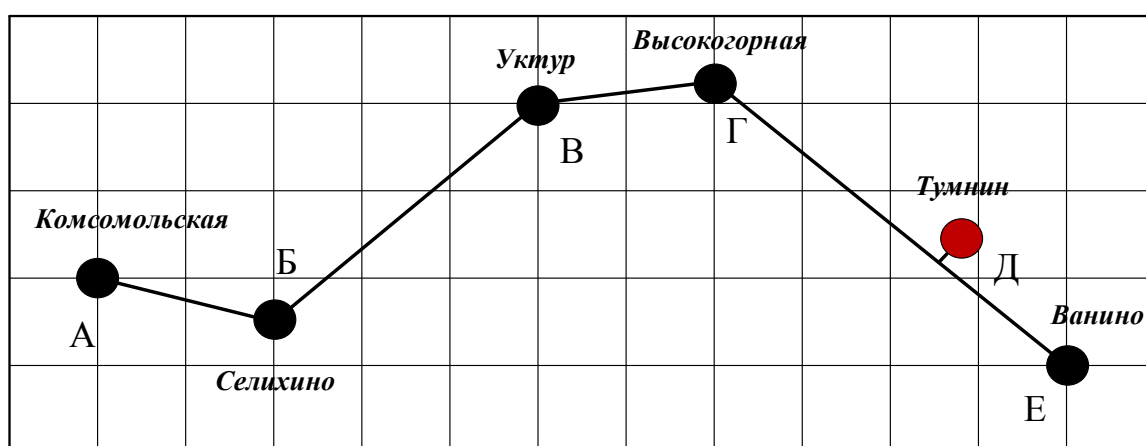


Рисунок 5 – Вариант конфигурации электрической сети №2

Вариант конфигурации электрической сети №2 может считаться целесообразным с экономической точки зрения, но является не эффективным рассматривая со стороны надежности и качества электроснабжения.

Поэтому выбираем конфигурацию электрической сети №1, которая заключается в строительстве ВЛ 220 кВ Высокогорная – Тумнин – Ванино.

2.3.1 Выбор номинального напряжения

При проектировании сети правильный выбор номинального напряжения является важнейшей задачей, так как от номинального напряжения полностью зависит весь предстоящий расчет и эффективная работа проектируемой сети. Зачастую бывает, что участки сети целесообразно выполнить при различных номинальных напряжениях. Сеть меньшего номинального напряжения в основном по итогу получается несколько дешевле, но приводит к большим эксплуатационным расходам из-за более сложных схем соединений и увеличения потерь электроэнергии. При повышении напряжения облегчается дальнейшее развитие сети, снижаются потери мощности и электроэнергии, но увеличиваются затраты на сооружение сети [3].

Для выбора напряжения на каждом участке необходимо знать поток активной мощности, текущей по данному участку, а также длину линии каждого участка сети. Потокораспределение определяется приблизительно: зарядные мощности и потери мощности не учитываются

Определим поток активной мощности на участках.

Рассчитаем потоки максимальной активной мощности по линиям электропередачи, МВт:

$$P_{ij} = \frac{P_{\max ij} \times (L_{ij} + L_{ij}) + P_{\max ij} \times L_{ij}}{L_{ij} + L_{ij} + L_{ij}}, \text{ МВт.} \quad (4)$$

Рассчитаем рациональное напряжение в проектируемой сети по формуле Г.А. Илларионова [3]:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \text{ кВ.} \quad (5)$$

где L – длина линии электропередач в одноцепном исполнении, км;
 P – передаваемая активная мощность по одной цепи линии, МВт.

Результаты расчета сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Номинальные напряжения

Номер варианта	Участок	Длина участка, км	Потоки максимальной активной мощности, МВт	Рациональное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ
1	2	3	4	5	6
1	А-Б	32,5	44,1	120,8	220
	Б-В	74,4	52,7	137,9	220
	В-Г	66,6	51,6	135,8	220
	Г-Д	123,8	49,1	136,1	220
	Д-Е	68	45,4	128,33	220

2.3.2 Компенсация реактивной мощности.

В соответствии с приказом № 893 от 11 декабря 2006 года: «отсутствие КРМ приводит к повышению потоков реактивной мощности, росту потерь, росту тарифов, снижению управляемости режимами работы сетей, к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей».

Компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого напряжения, поэтому предельно допустимый коэффициент реактивной мощности принимаем равным 0,4. Для расчетов нам необходимо сравнить этот коэффициент с заданным и выбрать наименьший.

Прежде, чем определить мощности устанавливаемых на подстанциях КУ, необходимо выбрать по какому коэффициенту мощности будет производиться выбор компенсирующих устройств. Это может быть балансирующий коэффициент $tg\varphi_{бал}$, выбирающийся из условия равенства коэффициентов мощности на шинах 10 кВ подстанции, либо экономический коэффициент $tg\varphi_{бал}$, обеспечивающий минимум суммарных потерь мощности

в схеме. Значения для $tg\varphi_{бал}$ для каждого уровня напряжения приведены в задании.

Таким образом, нам необходимо найти экономически целесообразный коэффициент мощности, удовлетворяющий требованиям минимума суммарных потерь мощности в сети. Он получается путём сравнения $tg\varphi_{бал}$ с $tg\varphi_{норм}$.

Выполняется расчет баланса реактивной мощности, в результате которого определяется балансирующий тангенс $tg\varphi_{бал}$.

$$Q_{нб} = k_{0(Q)} \sum_{i=1}^n Q_{\max.i} + \Delta Q_{Т.Е} + \sum_{i=1}^n (\Delta Q_{ВЛЛ} - \Delta Q_{С\Sigma}). \quad (6)$$

где $k_{0(Q)}$ – коэффициент одновременности наибольших реактивных нагрузок потребителей $k_{0(Q)} \approx 0,98$;

n – количество пунктов потребления электроэнергии;

$\Delta Q_{Т.Е}$ – суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах;

$\Delta Q_{ВЛЛ}$ – потери реактивной мощности в линии;

$\Delta Q_{С\Sigma}$ – реактивная мощность, генерируемая линией.

Потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах подсчитываются по формуле:

$$\Delta Q_{Т.Е} = 0,1 \times \sum_{i=1}^n S_{\max.i}. \quad (7)$$

где $S_{\max.i}$ – максимальная мощность на подстанции, которая определяется по формуле:

$$S_{\max.i} = \sqrt{P_{\max.i}^2 + Q_{\max.i}^2}. \quad (8)$$

Для сетей с номинальным напряжением 220 кВ целесообразен расчет потерь реактивной мощности и зарядной мощности линий. Для оценки потерь реактивной мощности в воздушных линиях 220 кВ удельное реактивное сопротивление линии может быть принято равным 0,42 Ом/км, а удельная

генерация реактивной мощности $q_c=0,14$ МВар/км. При этом следует учитывать количество цепей воздушной линии.

Далее находим суммарную генерацию от источников питания и считаем суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{KV\Sigma} = Q_{н\ddot{o}} - Q_{Г.\Sigma} \cdot \quad (9)$$

Если $Q_{KV\Sigma}$ окажется > 0 то необходимо выбрать КУ, если же $Q_{KV\Sigma}$ окажется ≤ 0 то установка КУ не требуется.

При известной суммарной мощности КУ можно найти балансирующий тангенс по формуле:

$$tg\varphi_{бал} = \frac{(\sum_{i=1}^n Q_{max.i} - Q_{KV\Sigma})}{\sum_{i=1}^n P_{max.i}} \cdot \quad (10)$$

Для дальнейших расчетов принимаем меньший из $tg\varphi_{бал}$ и $tg\varphi_{норм}$.

Определяем требуемую мощность компенсирующих устройств для каждой подстанции. Мощности будут одинаковыми для двух схем, так как расчёт обеих схем происходит по $tg\varphi_{норм}$ для зимы и лета соответственно:

$$Q_{KVi}^3 = P_{max}^3 \times (tg\varphi_{зад.i} - tg\varphi_{норм}). \quad (11)$$

$$Q_{KVi}^л = P_{max}^л \times (tg\varphi_{зад.i} - tg\varphi_{норм}). \quad (12)$$

Для выбора компенсирующих устройств необходимо вычислить фактическую мощность для каждой из подстанций для зимы и лета:

$$Q_{\phi 1}^{KV3} = \frac{Q_{KVi}}{2}. \quad (13)$$

Из фактических значений зимы и лета находим $Q_{KV ном}$ (стандартная справочная величина).

Подбираем количество БК примерно близкое к данному значению по следующей формуле:

$$Q_{\phi 1}^{KV} = 2 \times n_{KV} \times S_{KV}. \quad (14)$$

где n_{KV} – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;

S_{KV} – мощность батарей конденсаторов, МВА.

Нескомпенсированную реактивную мощность находим как:

$$Q_{неск1} = Q_{мак1} - Q_{\phi1}^{KV}, \text{ Мвар.} \quad (15)$$

Аналогичным рассчитываем мощности для остальных подстанций, как для зимнего, так и летнего максимумов.

Результаты расчетов компенсации реактивной мощности не требуется.

Для подстанции Высокогорная требуется компенсация реактивной мощности.

Марка и параметры устройства указаны в таблице 7.

Таблица 7 - Компенсация реактивной мощности зимой

ПС	U _{ном} , кВ	Тип КУ	S _{ном} , Мвар	Количество	ΔP, кВт
Г	38,5	РТД-20000/35У1	20	1	120

2.3.3 Выбор сечений линий электропередачи и их конструктивное исполнение.

Сечение проводов ВЛЭП 220 кВ выбираются по экономическим токовым интервалам. Для этого необходимо определить расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_p = I_{нб} \times \alpha_i \times \alpha_T. \quad (16)$$

где $I_{нб}$ – ток в линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме,

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_T – коэффициент, учитывающий число использования максимальной нагрузки линии.

Ток в линии:

$$I_{нб} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U \times n_{ц}}, \quad (17)$$

где S_{\max} – максимальная мощность, передаваемая по линии, МВА;

U – напряжение на линии, кВ;

$n_{ц}$ – число цепей линии.

Максимальный ток в линии:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}{\sqrt{3} \times U_{ном} \times n_{ц}}, \quad (18)$$

Данные внесенные в таблицу 8, непосредственно были отображены из документаций ПАО «ФСК ЕЭС».

Таблица 8 - Сечения линий (без учета коэффициента трассы)

Начало	Конец	Длина, км	Марка провода	U, кВ
Комсомольская	Селихино	42,5	АС-300/39	220
Селихино	Уктур	74,4	АС-300/39	220
Уктур	Высокогорная	66,6	АС-300/39	220
Высокогорная	Тумнин	123,8	АС-300/39	220
Тумнин	Ванино	68	АС-300/39	220

Можно сделать вывод, что при проверке на длительно допустимый ток все марки проводов выбраны правильно.

2.3.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов указанных ПС

В данном разделе рассматривается выбор количества и мощности силовых трансформаторов, устанавливаемых на ПС в связи с объединением двух энергорайонов.

Для выбора трансформатора из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \times K_{опт}}. \quad (19)$$

где S_p – расчётная мощность трансформатора;

P_{cp} – средняя активная мощность;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность;

n – число трансформаторов;

$K_{опт} = 0,7$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Соответственно после выбора трансформаторов необходимо произвести проверку, которая осуществляется по следующим коэффициентам:

- 1) K_n – коэффициент загрузки в нормальном режиме, который определяется по формуле:

$$K_n = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{HECK}^2}}{n \times S_{тр.ном}}. \quad (20)$$

- 2) $K_{n.a.}$ – коэффициент загрузки в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$K_{n.a.} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{HECK}^2}}{S_{тр.ном}}. \quad (21)$$

Рассчитанные коэффициенты должны находится в допустимых пределах:

$$K_n \leq 0,75; \quad K_{n.a.} \leq 1,4.$$

Итоги расчета представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор силовых трансформаторов для разработанного варианта.

ПС	S_p , МВА	Тип трансформатора	K_n	$K_{п.а.}$
Д	10,648	ТДТН -10000/220	0,748	0,784

Выбираем трехфазный трёхобмоточный понижающий трансформатор типа ТДТН-10000/220 с номинальным напряжением на средней 35, на низкой стороне 10 кВ. Охлаждение осуществляется принудительной циркуляцией масла и имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания осуществляем приближенным методом в относительных единицах (см. рисунок 3).

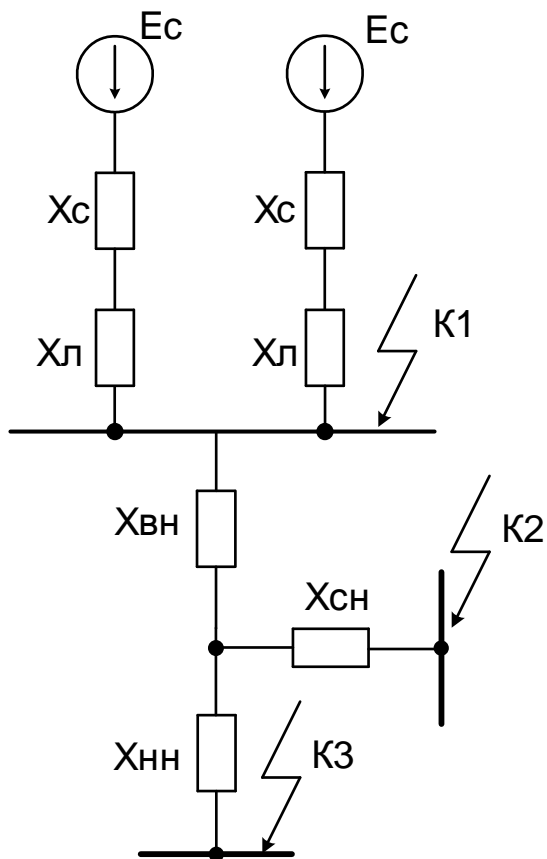


Рисунок 6 – Расчетная схема замещения подстанции

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.

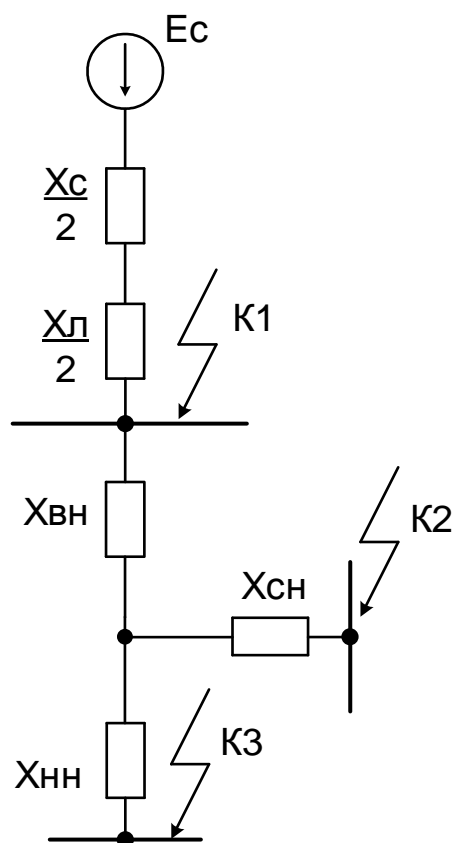


Рисунок 7 – Расчетная эквивалентированная схема замещения подстанции

В процессе расчета токов короткого замыкания необходимо определить значения следующих параметров:

I_{no} – периодическая составляющая тока короткого замыкания;

$i_{y\delta}$ – 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 $S_6 = 100$ МВА. ЭДС системы $E_c = 1$, а ЭДС на СН и НН не учитываем за неимением подпитки тока короткого замыкания.

Зададимся базисными напряжениями:

$$U_{Б.ВН} = 230 \text{ кВ}, \quad U_{Б.СН} = 38,5 \text{ кВ}, \quad U_{Б.НН} = 11 \text{ кВ}.$$

Сопротивление системы X_c определяется по формуле (с учетом эквивалентирования):

$$X_C^* = \frac{\left(\frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \times U_{Б.ВН} \times S_{КЗ}} \right)}{2}, \quad (22)$$

где $S_{КЗ}$ – мощность короткого замыкания системы;

S_{δ} – базисная мощность.

$$X_C^* = \frac{\left(\frac{100}{\sqrt{3} \times 230 \times 2.16} \right)}{2} = 0,058, \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$X_L^* = X_0 \times l \times \frac{S_{\delta}}{U_{Б.ВН}}, \quad (23)$$

где $U_{Б.ВН}$ - базисное напряжение линии электропередачи;

Находим сопротивление линии для приходящей от ПС Высокогорная (Г-Д) и отходящей до ПС Ванино (Д-Е).

$$X_{Л.Г-Д}^* = 0,4 \times 160,94 \times \frac{100}{230^2} = 0,131 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л.Д-Е}^* = 0,4 \times 88,4 \times \frac{100}{230^2} = 0,072 \text{ о.е.}$$

Для удобства эквивалентуем сопротивления линий по следующей формуле:

$$X_L^* = \frac{(X_{Л.Г-Д}^* + X_{Л.Д-Е}^*)}{2}. \quad (24)$$

$$X_L^* = \frac{(0,131 + 0,072)}{2} = 0,101 \text{ о.е.}$$

Сопротивления обмоток трансформатора определяем по следующим формулам:

-для обмотки ВН:

$$X_{ВН}^* = 0,005 \times (U_{к.ВН} + U_{к.ВС} - U_{к.СН}) \times \frac{S_{\delta}}{S_{mp}}. \quad (25)$$

$$X_{BH}^* = 0,005 \times (18 + 12,5 - 4,5) \times \frac{100}{10} = 1,3 \text{ о.е}$$

-для обмотки СН:

$$X_{CH}^* = 0,005 \times (U_{k.BC} + U_{k.CH} - U_{k.BH}) \times \frac{S_{\sigma}}{S_{mp}}. \quad (26)$$

$$X_{CH}^* = 0,005 \times (12,5 + 4,5 - 18) \times \frac{100}{10} = 0 \text{ о.е}$$

-для обмотки НН:

$$X_{HH}^* = 0,005 \times (U_{k.BH} + U_{k.CH} - U_{k.BC}) \times \frac{S_{\sigma}}{S_{mp}}. \quad (27)$$

$$X_{HH}^* = 0,005 \times (18 + 4,5 - 12,5) \times \frac{100}{10} = 0,05 \text{ о.е}$$

где $U_{k.BH}$ – напряжение короткого замыкания обмотки ВН;

$U_{k.CH}$ – напряжение короткого замыкания обмотки СН;

$U_{k.BC}$ – напряжение короткого замыкания обмотки ВС.

Расчет сопротивлений нагрузок не производится, так как отсутствует подпитка токов короткого замыкания на сторонах СН и НН трансформатора в связи с отсутствием потребителей.

На данном этапе приступаем непосредственно к расчету токов короткого замыкания.

Базисный ток для точки К1 определяется по формуле:

$$I_{B.BH} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \times U_{B.BH}}. \quad (28)$$

$$I_{B.BH} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 230} = 0,251, \text{ кА}$$

Базисный ток для точки К2 определяется по формуле:

$$I_{B.CH} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \times U_{B.CH}}. \quad (29)$$

$$I_{Б.СН} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 38,5} = 1,5, \text{ кА.}$$

Базисный ток для точки К3 определяется по формуле:

$$I_{Б.НН} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \times U_{Б.НН}}. \quad (30)$$

$$I_{Б.НН} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 11} = 5,249, \text{ кА.}$$

Расчет токов короткого замыкания для точки К1.

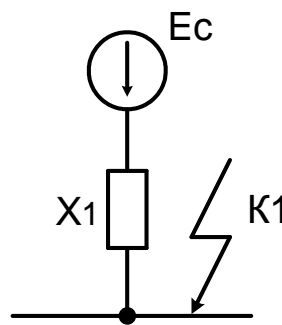


Рисунок 8 – Эквивалентная расчетная схема замещения подстанции для К1

Находим сопротивление X_1 эквивалентирова X_C и X_L по формуле:

$$X_1^* = X_C^* + X_L^* \text{ о.е.} \quad (31)$$

$$X_1^* = 0,058 + 0,101 = 0,159 \text{ о.е.}$$

Ток периодической составляющей рассчитываем по формуле:

$$I_{по} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \times I_B. \quad (32)$$

$$I_{по} = \frac{1}{0,159} \times 0,251 = 3,153, \text{ кА.}$$

Ток аperiodической составляющей рассчитываем по формуле:

$$i_{a1} = \sqrt{2} \times I_{по}. \quad (33)$$

$$i_{a1} = \sqrt{2} \times 1,577 = 4,46, \text{ кА.}$$

Для того чтобы найти $i_{y\partial}$ необходимо знать ударный коэффициент, который мы берём из справочных данных, либо производим расчет по следующей формуле:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} ; \quad (34)$$

где T_a – это постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ. Для $U=220$, $T_a=0,04$.

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,04}} = 1,779$$

Ударный ток определяем по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \times I_{по} \times K_{y\partial} . \quad (35)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \times 1,577 \times 1,779 = 7,933 \text{ кА}.$$

Подробный расчет токов КЗ приведен в приложении А.

Результаты расчета токов короткого замыкания в точках К2, К3 выполняются по такому-же принципу, разница только в эквивалентировании для СН и НН.

Результаты занесены в таблицу 10.

Таблица 10 – Токи короткого замыкания

Точка КЗ	U _{ном} , кВ	I ⁽³⁾ _{кз} , кА	I _{по} , кА	T _а ,с	K _{уд}	i _{уд} , кА	i _а , кА
1	2	3	4	5	6	7	8
К1	220	3,2	3,153	0,04	1,779	7,933	4,46
К2	27,5	1,18	1,028	0,02	1,607	2,585	1,453
К3	10	2,787	2,679	0,02	1,607	6,739	3,789

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПС ТУМНИН 220/35/10 кВ

Проектирование электрической части станции представляет собой сложный процесс разработки и принятия решений по схеме электрических соединений, составу электрооборудования и его размещению.

В выпускной квалификационной работе рассматриваются следующие части:

- Разработка однолинейной схемы подстанции
- Конструктивное исполнение ПС Тумнин
- Выбор и проверка ошиновки
- Выбор и проверка выключателей
- Выбор и проверка разъединителей
- Выбор и проверка трансформаторов тока
- Выбор и проверка трансформаторов напряжения
- Выбор и проверка собственных шин и изоляторов
- Выбор трансформаторов собственных нужд
- Выбор и проверка ячеек КРУ (и возможно модулей)
- Разработка заземления и молниезащиты ПС Тумнин

4.1 Разработка однолинейной схемы подстанции

Определяющим при проектировании электрической части подстанций, является выбор главной схемы, так как она 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.

4.2 Конструктивное исполнение ПС Тумнин

Конструктивное исполнение ПС начинаем с выбора распределительных устройств на сторонах ВН, СН, НН.

Исходя из перечисленных выше требований принимаем к установке на РУ следующие схемы, указанные в таблице 11.

Таблица 11 – Схемы РУ на разные номинальные напряжения подстанции

	РУ на ВН	РУ на СН	РУ на НН
1	2	3	4
Вид схемы РУ	6 Заход-выход	КРУ-СЭЩ-65	КРУ-СЭЩ-59

Схема РУ 6 Заход-выход на ВН применяется, и рекомендуется на напряжение 110-220 кВ однострансформаторных ПС. Данная схема полностью соответствует требованиям. Также это схема РУ является экономически выгодна за счет количества выключателей и обладает требуемой надежностью.

4.2.1 Выбор КРУ 35 кВ

На СН выбираем закрытое распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-65, предназначенное для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц на напряжение 35 кВ.

Распределительное устройство закрытого типа 35 кВ изготавливается в виде блочно-модульного здания со встроенными в него КРУ-СЭЩ-65.

Конструктивные особенности КРУ СЭЩ-65:

- Ячейка КРУ имеет шкафную конструкцию одностороннего обслуживания где располагается выключатель, сборные шины и высоковольтное оборудование линии 35 кВ;
- Ячейки, включая сборные шины, полностью изолированы друг от друга боковыми стенками, что исключает возможность распространения аварийной ситуации в соседние ячейки;
- Сборные шины покрыты твёрдой изоляцией, кроме контактов на ответвление, что позволяет уменьшить габариты ячеек и препятствует распространению дуги вдоль сборных шин;
- КРУ оснащается высокочувствительной дуговой защитой с использованием фототиристоров или оптоволоконной дуговой защитой;
- КРУ имеет автоматическое регулирование температуры и влажности.

Таблица 12 – Основные параметры ЗРУ серии КРУ СЭЩ-65-УХЛ1

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток главных цепей шкафа КРУ, А	1000
Номинальный ток сборных шин	1000
Ток термической стойкости	25
Ток электродинамической стойкости главных цепей ячеек КРУ	64
Виды линейных высоковольтных подсоединений КРУ	Шинные, кабельные
Наличие в КРУ выкатных элементов	С выкатными элементами

4.2.2 Выбор КРУ 10 кВ

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

Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

В качестве изоляции между токоведущими частями в КРУ могут быть использованы воздух, масло, пирален, твердая изоляция, инертные газы. КРУ с масляной и газовой изоляцией могут изготавливаться на высокие напряжения 220, 400 и 500 кВ. В КРУ могут применяться обычные аппараты или специально предназначенные для них, могут сочетаться и те, и другие. Например, для КРУ 6 – 10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей – втычные контакты (см. рисунок 20).

Шкаф КРУ несгораемыми перегородками разделен на отсеки: выключателя на выдвижной тележке; сборных шин; линейного ввода; релейного шкафа. Конструкция шкафов КРУ предусматривает возможность установки тележек с выключателем, трансформатором напряжения или с разъединяющими контактами с переключкой в рабочем, контрольном положении и выкатывание из шкафа для ревизии и ремонта. Шкафы КРУ имеют блокировочные устройства, не позволяющие вкатывать или выкатывать тележку при включенном выключателе, а также включать заземляющий разъединитель при рабочем положении тележки и вкатывать тележку при включенном заземляющем разъединителе.

Вторичные цепи релейного шкафа соединяются с вторичными цепями выкатного элемента с помощью штепсельных разъемов и гибких шлангов. Изготовители КРУ в каталогах приводят сетку типовых схем главных цепей шкафов, ориентируясь на которую подбирают типы шкафов и комплектуют распределительное устройство конкретной электроустановки.

КРУ должны удовлетворять требованиям по стойкости сквозным токам короткого замыкания, выдерживать при включенном положении аппаратов главной цепи номинальный ток электродинамической стойкости, а также прохождение номинального тока термической стойкости в течение 3 с [20].

В данном проекте рассматриваем установку КРУ в закрытом помещении станции. Распредустройства набирают из отдельных шкафов КРУ со встроенными в них электрическими аппаратами.

К установке принимаем КРУ серии КРУ-СЭЩ-59 ХЛ1. Устройство комплектное распределительное 6-10 кВ на токи 630-3150 А серии К-59. КРУ серии К-59 обладает улучшенными эксплуатационными характеристиками и имеет различные климатические исполнения как наружной, так и внутренней установки в зависимости от предполагаемых условий эксплуатации:

- УЗ (ТЗ) для установки внутри капитальных помещений и в модульных зданиях;
- У1 для установки на открытом воздухе, с внешней оболочкой без утеплителя;
- ХЛ1 для установки на открытом воздухе, с внешней оболочкой, с утеплителем.

Назначение и область применения:

Предназначены для приема и распределения электрической энергии частоты 50 и 60 Гц напряжением 6-10 кВ и комплектования:

- распределительных устройств подстанций различного назначения, в т.ч. подстанций сетевых;
- подстанций для объектов промышленности;
- подстанций нефтепромыслов;
- подстанций для питания сельскохозяйственных потребителей и т.д

Основные параметры, технические данные и характеристики КРУ приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Параметры и характеристики КРУ-СЭЩ-59 ХЛ1

Параметры	КРУ-СЭЩ-59 У1
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток главных цепей, А	1000

1	2
Номинальный ток сборных шин, А	3150
Номинальный ток отключения выключателя, кА	31,5
Номинальный ток электродинамической стойкости шкафа, кА	81
Ток термической стойкости в течении 3 сек, кА	31,5
Вид изоляции	воздушная
Вакуумные выключатели	ВВУ-СЭЩ
Дуговая защита	Фототиристор и конечные выключатели двухступенчатые
Применение инвентарных подставок для оперирования выкатным элементом	нет
Установка приборов	На поворотном блоке в релейном шкафу

4.3 Выбор и проверка выключателей

Высоковольтные выключатели служат для включения и отключения высоковольтных цепей в нормальных и аварийных режимах работы электроустановок.

К выключателям предъявляются следующие требования:

- надежность в работе и безопасность в обслуживании;
- минимальное время отключения;
- малые габариты и масса;
- удобство и простота монтажа и эксплуатации;
- возможность после отключения автоматического повторного включения (АПВ);
- сравнительно невысокая стоимость.

Требование надежности является одним из важнейших, так как от надежной работы выключателем зависит надежность работы электроустановки и даже всей системы.

Минимальное время отключения, т.е. быстродействие выключателя весьма желательно по следующим соображениям:

- снижается термическое воздействие тока КЗ на элементы электроустановки, по которой он протекает;
- снижается опасность распространения аварии на другие электроустановки;
- повышается устойчивость параллельной работы трансформаторов и линий электропередачи;
- уменьшается опасность поражения током от прикосновения при однофазном КЗ.

4.3.1 Выбор выключателей на ВН 220 кВ

Проводим выбор выключателей 220 кВ на ПС «Тумнин»:

- по напряжению установки, кВ:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (36)$$

$$220 \text{ кВ} \leq 220 \text{ кВ};$$

- по длительному току, кА:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (37)$$

где I_{max} – максимальный суммарный ток одного трансформатора, проходящий через один выключатель РУ 220 кВ, кА.

$$I_{max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_{ном}}. \quad (38)$$

где S_n – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

$$I_{max} = 1,35 \frac{10}{\sqrt{3} \times 220} = 0,035, \text{ кА.}$$

$$35 \text{ А} \leq 3150 \text{ А.}$$

- по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{ном.откл}, \quad (39)$$

где $I_{по}$ – периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ, кА;

$I_{ном.откл}$ – номинальный ток отключения, кА.

$$3,153 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

На стороне 220 кВ предварительно выбираем элегазовые выключатели типа ВГТ-220-40/2500-УХЛ1.

Проверка данного выключателя [1]:

1) По термической стойкости выключателя:

$$B_k = I_{п.о.}^2 \times (t_{отк} + T_a), \quad (40)$$

где $t_{отк}$ – собственное время отключения выключателя с учётом РЗ, с;

T_a – ступень селективности РЗ, с.

$$B_k = 3,153^2 \times (2,5 + 0,02) = 25,052 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{к.ном} = I_{терм}^2 \times t_{терм}, \quad (41)$$

где $I_{терм}$ – ток термической стойкости (справочная величина), кА;

$t_{терм}$ – время протекания КЗ (справочная величина), с.

$$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}.$$

2) По возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ, кА:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \times \beta_H \times I_{откл.ном}, \quad (42)$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя

$\beta_H=40\%$;

$I_{откл.ном}$ – номинальный ток отключения, кА.

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \times 0,40 \times 40 = 22,63 \text{ кА}$$

3) По отключающей способности, кА:

на отключение периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{п.о} \leq I_{откл.ном} \quad (43)$$

$$3,153 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

4) По включающей способности, кА:

$$I_{no} \leq I_{вкл}, \quad (44)$$

$$3,153 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

5) По динамической стойкости:

$$i_{yд} \leq i_{скв}, \quad (45)$$

$$7,933 \leq 102 \text{ кА}.$$

Ударный ток берётся на основании расчётов токов короткого замыкания из таблицы 16, для точки К6. Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчёте. Сравнение параметров представлено в таблице 14.

Таблица 14 – Параметры выключателя 220 кВ ВГТ-220-40/2500-УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{раб} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{раб}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 779 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 3,153 \text{ кА}$	$I_{откл} > I_{но}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 3,153 \text{ кА}$	$I_{вкл} > I_{но}$
$i_{вкл} = 102 \text{ кА}$	$i_{yд} = 7,933 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{yд}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 3,153 \text{ кА}$	$I_{дин} > I_{но}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{yд} = 7,933 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{yд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 25,053 \text{ кА}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} > B_k$
$i_{а.ном} = 22,63$	$i_a = 4,46$	$i_{а.ном} \geq i_a$

4.3.2 Выбор выключателей на СН 35 кВ

Для установки на КРУ 35 кВ выбираем вакуумный выключатель типа ВВУ-СЭЩ-П-35-20/1000 (согласно комплектации КРУ).

Максимальный рабочий ток по формуле 38:

$$I_{\max} = 1,35 \frac{10}{\sqrt{3} \times 35} = 0,223, \text{ кА.}$$

$$223 \text{ А} \leq 1000 \text{ А.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 15.

Таблица 15 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВУ-СЭЩ-П-35-20/1000.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} = 223 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}}$
$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} = 1,028 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} > I_{\text{но}}$
$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} = 1,028 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} > I_{\text{но}}$
$i_{\text{вкл}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,585 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} = 1,028 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} > I_{\text{но}}$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,585 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 2,853 \text{ кА}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} > B_k$
$i_{\text{а.ном}} = 22,63$	$i_a = 1,453$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_a$

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

4.3.3 Выбор выкатных выключателей на НН 10 кВ

В выбранных КРУ установлен вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2500 на 10 кВ. Выключатели серии ВВУ предназначены для коммутации номинальных токов и отключения токов коротких замыканий в

распределительных электрических сетях и системах электроснабжения 6-10 кВ. Базовая модель выключателя состоит из следующих элементов:

- корпуса выключателя, в котором расположены все три полюса, представляющего собой "сосуд под давлением", заполненный элегазом под низким избыточным давлением (0,15 МПа или 1,5 атм.);
- механического привода типа RI;
- передней панели привода с рукояткой для ручного взвода пружин и индикаторами состояния пружины и выключателя;
- высоковольтных силовых контактных площадок;
- многоштырьевое разъема для подключения цепей вторичной коммутации. Дополнительно выключатели ВВУ могут оснащаться:
 - шасси для стационарной установки с фиксирующими устройствами;
 - механизмом для блокировки выключателя в положении "отключено" с помощью замка, установленного на панели управления;
 - клеммами для подключения датчика давления, установленными на крышке корпуса.

Вакуумные выключатели серии ВВУ-СЭЩ 10 предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 6 – 10 кВ. Выключатели используются для вновь разрабатываемых КРУ, а также для реконструкции шкафов КРУ, находящихся в эксплуатации. Во всех случаях установка выключателей серии ВВУ-СЭЩ 10 допускается только по согласованию с предприятием-изготовителем.

При разработке вакуумных выключателей учитывался уровень лучших отечественных и зарубежных аппаратов.

Вакуумные коммутационные аппараты – передовая технология в аппаратостроении. В выключателях старого поколения для охлаждения и деионизации дуги, образующейся после разведения контактов, в качестве дугогасительной среды применяют масло, воздух или элегаз (SF₆). Вакуумные

выключатели выгодно отличаются от этих выключателей тем, что такой средой является просто вакуум.

Произведем его проверку. В данном курсовом проекте выбор выключателей будем производить по двум важнейшим параметрам:

- по напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по длительному току $I_{норм} \leq I_{ном}$, $I_{max} \leq I_{ном}$.

Проверяем по максимально рабочему току.

Таблица 16 – Параметры выключателя 10 кВ ВВУ-СЭЦ-ЭЗ-10-20/1000 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{раб} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{раб}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 779 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб. max}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 2,787 \text{ кА}$	$I_{откл} > I_{но}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 2,787 \text{ кА}$	$I_{вкл} > I_{но}$
$i_{вкл} = 51 \text{ кА}$	$i_{юд} = 6,739 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{юд}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 2,787 \text{ кА}$	$I_{дин} > I_{но}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{юд} = 6,739 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{юд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 19,729 \text{ кА}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} > B_k$
$i_{а.ном} = 22,63$	$i_a = 3,789$	$i_{а.ном} \geq i_a$

4.4 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат для напряжения свыше 1 кВ, который предназначен для создавать видимый разрыв и изолировать части системы от смежных частей (электроустановки, отдельные аппараты), находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают:

- по конструктивному выполнению,
- роду установки и номинальным характеристикам (напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ), [20].

Выбор разъединителей производится аналогично, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность.

На стороне 220 кВ к установке принимается разъединители марки РН-СЭЩ 220/1250-УХЛ1, [20].

Результаты расчета представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{раб}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} = 35 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$
$I_{скв} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,933 \text{ кА}$	$I_{скв} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 25,053 \text{ кА}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} > B_k$

4.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока представляет собой электрическое устройство, предназначенное для обеспечения передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления, предназначен для использования в цепях коммерческого учета электроэнергии в электрических установках переменного тока на класс напряжения 10 и 220 для данного проектирования.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи.

Устанавливают ТТ во всех цепях, где осуществлены выключатели (по одному комплекту).

Выбор ТТ производится:

- по номинальному напряжению;
 - по первичному и вторичному токам;
 - по роду установки (внутренняя, наружная);
 - по конструкции и классу точности;
 - проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ
- Приступам к выбору ТТ.

Напряжение установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (46)$$

Выбор по току:

$$I_{норм} \leq I_{1ном}, I_{max} \leq I_{1ном} \quad (47)$$

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости

$$B_k \leq I_{ном}^2 t_m, \quad (48)$$

где t_m – время термической стойкости, величина справочная;

по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (49)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2НОМ}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

$$Z_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{I_{2НОМ}^2} \quad (50)$$

где $I_{2НОМ}$ – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5 \text{ A}$;

$S_{2НОМ}$ – вторичная номинальная нагрузка, при классе точности 0,2, номинальная вторичная нагрузка составляет 30 ВА.

Таким образом, номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2ном} = \frac{30}{5^2} = 1,2, \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx r_2 \quad (51)$$

Вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_k :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (52)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{ПРОВ} = r_{ПРОВ}$.

Выбор измерительных приборов на ОРУ 220 кВ приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	7КТ1 1	2	2	2
Ваттметр	7КТ1 30	5	-	5
Варметр	7КТ1 30	5	-	5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ				
ИТОГО		14,4	4,4	14,4

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_2 = \sum r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{ПР}} + r_k \quad (53)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_k \quad (54)$$

где $r_{\text{ПР}}$ – сопротивление проводов;

$r_{2\text{НОМ}}$ – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

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

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}. \quad (55)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами.

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{14,4}{25} = 0,576, \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $r_k = 0,1 \text{ Ом}$.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 1,2 - 0,576 - 0,1 = 0,524, \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \times l}{r_{\text{ПР}}} \quad (56)$$

где l – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения,

$$l = 100 \text{ м;}$$

$\rho = 0,0283$ – удельное сопротивление материала (алюминий).

$$S = \frac{0,0283 \times 100}{0,62} = 5,4, \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 6 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \times l}{q} \quad (57)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \times 100}{6} = 0,47 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,57 + 0,47 + 0,1 = 1,14, \text{ Ом.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 600-1200 \text{ А}$	$I_p = 35 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_n = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{нр} = 1,14 \text{ Ом}$	$Z_{нр} \leq Z_n$
$B_k = 2352 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 25,052 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{дин} = 45-170 \text{ кА}$	$I_{уд} = 7,933 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Выбор измерительных трансформаторов тока на стороне 35 кВ.

На стороне СН выберем трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-35-УХЛ1

Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 17.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В·А по фазам			
			А	В	С	
1	2	3	4	5	6	
Амперметр	Ввод 35 кВ	7КТ1 1	2	2	2	
Варметр		7КТ1 30	5	-	5	
Ваттметр		7КТ1 30	5	-	5	
Счетчик АЭ		Меркурий 230 ART2	2,4	2,4	2,4	
Счетчик РЭ						
ИТОГО				14,4	4,4	14,4

1	2	3	4	5	6
Амперметр	На отходящих линиях 10 кВ	7КТ1 1	2	2	2
Счетчик АЭ		Ртутный 230 ART2	2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ					
ИТОГО			4,4	4,4	4,4

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_2 = \sum r_{\text{ПРИБ.}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}} \quad (58)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ.}} - r_{\text{К}} \quad (55)$$

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (60)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5$ А, [20].

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{14,4}{25} = 0,576, \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $r_{\text{к}} = 0,1$ Ом.

Вторичная нагрузка на трансформатор тока:

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2}. \quad (61)$$

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{20}{25} = 0,8, \text{ Ом.}$$

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 0,8 - 0,576 - 0,1 = 0,13, \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \times l}{r_{\text{пр}}} \quad (62)$$

где l – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения,

$l = 6$ м;

$\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

$$S = \frac{0,0283 \times 6}{0,13} = 1,31, \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \times l}{q} \quad (63)$$

$$r_{np} = \frac{0,0283 \times 6}{4} = 0,042$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,3 + 0,042 + 0,1 = 0,44 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 18.

По результату расчета наблюдаем, что ТТ соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Таблица 21 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 223 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_{2НОМ} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,44 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{yд} = 6,739 \text{ кА}$	$I_{yд} \leq i_{скв}$
$B_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 19,729 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$

На стороне НН выберем трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10-УХЛ1, [6].

Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 10 кВ	7КТ1 1	2	2	2
Варметр		7КТ1 30	5	-	5
Ваттметр		7КТ1 30	5	-	5
Счетчик АЭ		Меркурий 230 ART2	2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ					
ИТОГО				14,4	4,4
Амперметр	На отходящих линиях 10 кВ	7КТ1 1	2	2	2
Счетчик АЭ		Меркурий 230 ART2	2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ					
ИТОГО				4,4	4,4

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_2 = \sum r_{\text{ПРИБ.}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}} \quad (64)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}} \quad (65)$$

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (66)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5$ А, [20].

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{14,4}{25} = 0,576, \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $r_{\text{к}} = 0,1$ Ом.

Вторичная нагрузка на трансформатор тока:

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2}. \quad (67)$$

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{20}{25} = 0,8, \text{ Ом.}$$

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{PP} = 0,8 - 0,576 - 0,1 = 0,13, \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \times l}{r_{np}} \quad (68)$$

где l – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения,

$$l = 6 \text{ м;}$$

$\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

$$S = \frac{0,0283 \times 6}{0,13} = 1,31, \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \times l}{q} \quad (69)$$

$$r_{np} = \frac{0,0283 \times 6}{4} = 0,042$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,3 + 0,042 + 0,1 = 0,44 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 18.

По результату расчета наблюдаем, что ТТ соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Таблица 23 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 779 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_{2НОМ} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,44 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{y0} = 6,739 \text{ кА}$	$I_{y0} \leq i_{скв}$
$B_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 19,729 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$

4.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы тока обеспечивают контрольно-измерительной аппаратуры, питание приборов учета электроэнергии, релейных (микропроцессорных) защит и автоматики. Используются в случае, когда не требуется контроль и измерение фазных напряжений.

Трансформаторы напряжения выбираются, [6]:

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

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (70)$$

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (71)$$

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

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В · А .

Второе условие указывает на то, что подключаемая нагрузка к вторичным обмоткам не должна превышать их номинальную мощность.

Класс точности для питания счетчиков принимаем равным 0,2.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{прив} \times \cos\varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \times \sin\varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \quad (72)$$

Должно при этом соблюдаться условие

$$S_{2\Sigma} \leq S_{доп} \quad (73)$$

На стороне 220 кВ выберем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-220-УХЛ1. Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты сводим в таблицу 19.

Трансформатор напряжения НАМИ-220 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной

информации устройствам автоматики, приборам измерения и защиты, сигнализации и управления. Имеет каскадную конструкцию и состоит из двух ступеней в фарфоровых корпусах с металлическими фланцами. Каждая ступень трансформатора имеет по два магнитопровода, закрепленных на соответствующих фланцах.

Трансформатор устойчив к токам короткого замыкания и дуговым разрядам на линии.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на ВН 220 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5	6
Вольтметр	7КТ1 1	2	2	1	4
Ваттметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Варметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Частотомер	7КТ1 30	1	5	2	10
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	4	0,1	2	0,8
Счетчик РЭ					
Итого					34,8

Таблица 25 – Сравнение каталожных и расчётных данных НАМИ-220-УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220$ кВ	$U_p = 220$ кВ	$U_p \leq U_n$
$S_n = 100$ ВА	$S_p = 34,8$ ВА	$S_p \leq S_n$

Производим выбор трансформатора тока для стороны СН 35 кВ.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на НН 10 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5	6
Вольтметр	7КТ1 1	2	2	1	4
Ваттметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Варметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Частотомер	7КТ1 30	1	5	2	10
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	20	0,1	2	4,0
Счетчик РЭ					
Итого					38

Для стороны СН 35 кВ производим выбор трансформатора напряжения типа НАМИ-35.

Класс точности для питания счетчиков принимаем равным 0,5.

Таблица 27 – Сравнение каталожных и расчётных данных НАМИ-35УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35$ кВ	$U_p = 35$ кВ	$U_p \leq U_n$
$S_n = 100$ ВА	$S_p = 38$ ВА	$S_p \leq S_n$

Производим выбор трансформатора тока для стороны НН 10 кВ.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на НН 10 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5	6
Вольтметр	7КТ1 1	2	2	1	4
Ваттметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Варметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Частотомер	7КТ1 30	1	5	2	10
Счетчик АЭ	Ртутный 230 ART2	20	0,1	2	4,0
Счетчик РЭ					
Итого					38

Для стороны НН 10 кВ производим выбор трансформатора напряжения типа НАМИ-10.

Класс точности для питания счетчиков принимаем равным 0,5.

Таблица 29 – Сравнение каталожных и расчетных данных НАМИ-10-95-УХЛ2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10$ кВ	$U_p = 10$ кВ	$U_p \leq U_n$
$S_n = 100$ ВА	$S_p = 38$ ВА	$S_p \leq S_n$

4.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Выбор трансформатора собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования.

Основными потребителями собственных нужд подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность, потребляемая для собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается исходя из нагрузок на собственные нужды.

Таблица 30 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	Нагрузка	
	кВт·п	Всего		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВт
1	2	3	4	5	6
Охлаждение ТДТН-10000/220 У1	22,4	22,4	0,85	22,4	14,2
Подогрев КРУ 10 кВ	-	10	1	10	-
Отопление и освещение	-	30	1	30	-
Освещение ОРУ	-	5	1	5	-
Итого				82,4	14,2

Расчетная нагрузка при $K_c = 0,8$:

$$S_{расч} = k_c \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (74)$$

$$S_{расч} = 0,8 \sqrt{82,4^2 + 14,2^2} = 66,892, \text{ кВА.}$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{S_{расч}}{1,4} \quad (75)$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{66,51}{1,4} = 47,51, \text{ кВА.}$$

Так как планируется развитие ПС в связи со строительством СН 35 кВ, выбирает трансформатор собственных нужд с запасом.

Принимаем два трансформатора марки ТМ – 250/10.

4.8 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений

ОПН являются разрядниками, которые не имеющих искровых промежутков и предназначены для защиты изоляции электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений.

Основными характеристиками ограничителя перенапряжения (ОПН) являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Для того, чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$, которое для сетей 220 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,15 \times U_{ном.сети}, \quad (76)$$

$$U_{н.р.} = 1,15 \times 220 = 253, \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,48.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (77)$$

$$U_{p.n.p.} = \frac{253}{1,48} = 102,1, \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-Ф-220/154/10/550-УХЛ1.

Удельная энергоемкость составляет 2,75 кДж/кВ, 2 класс энергоемкости.

Осуществляем выбор ОПН для СН 35 кВ.

$$U_{н.р.} = 1,1 \times 35 = 38,5, \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{38,5}{0,9} = 42,78, \text{ кВ.}$$

По длительные допустимые напряжения выбираем ОПН-П1-35/44/10/2 УХЛ1.

Удельная энергоемкость составляет 2,8 кДж/кВ, 1 класс энергоемкости.

Осуществляем выбор ОПН для НН 10 кВ.

$$U_{н.р.} = 1,1 \times 10 = 11, \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{11}{0,9} = 12,3, \text{ кВ.}$$

По длительные допустимые напряжения выбираем ОПН-Ф-10/12,7/1 УХЛ1.

Удельная энергоемкость составляет 1,5 кДж/кВ, 1 класс энергоемкости.

4.9 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

4.9.1 Выбор гибкой ошиновки

В РУ 220 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Гибкие провода применяются для соединения трансформаторов с ОРУ.

Осуществляем выбор гибких шин на ОРУ 220 кВ.

Выбор сечения по нагреву[5]:

$$I_{дон} \geq I_{раб.маx} \tag{78}$$

Принимаем сечение по допустимому току (АС – 300/39). Выполняем проверку.

$$710 \geq 35, \text{ А.}$$

Условие проверки соблюдается.

Проверка на термическое действие КЗ не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

На электродинамическое действие тока КЗ гибкие шины проверяются при $I_{п0}^{(3)} \geq 20$ кА. В нашем случае трехфазный ток КЗ равен 3,2 кА, поэтому проверка на электродинамическую стойкость не производится.

Определим критическую напряженность электрического поля по формуле:

$$E_o = 30,3 \times m \times \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_o}} \right), \quad (79)$$

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

r_o – радиус провода;

$$E_o = 30,3 \times 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,63, \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по формуле:

$$E = \frac{0,354 \times U}{\frac{D_{cp}}{r_o \times \lg \frac{cp}{r_o}}}, \quad (80)$$

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

$$E = \frac{0,354 \times 220}{1,2 \times \lg \frac{500}{1,2}} = 10,759, \text{ кВ/см.}$$

Проверим согласно условию:

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

$$1,07 \times 10,4 \leq 0,9 \times 31,63,$$

$$11,128 \leq 28,47.$$

Условие выполняется, коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-300/39 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 220 кВ.

4.9.2 Выбор жесткой ошиновки

Максимальный ток на стороне СН в послеаварийном режиме:

$$I_{\max} = 223 \text{ А};$$

Сечение шин определяем по допустимому току:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \times \sqrt{\frac{\Theta_{\text{доп}} - \Theta_0}{\Theta_{\text{доп}} - \Theta_{0,\text{ном}}}}, \quad (81)$$

где $\Theta_{\text{доп}}$ – допустимая температура для неизолированных проводов и окрашенных шин, равная 70°C ;

Θ_0 – действительная температура воздуха, принимаем 40°C ;

$\Theta_{0,\text{ном}}$ – номинальная температура эксплуатации шин, равная 25°C .

На средней стороне выбираем алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения марки АД31Т:

$$d = 60 \times 6 \text{ мм}; S = 360 \text{ мм}^2; I_{\text{доп.ном}} = 870 \text{ А}.$$

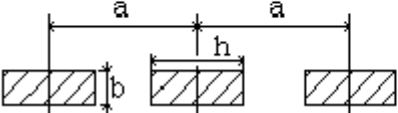
Расположение шин	Момент инерции	Момент сопротивления
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$

Рисунок 9 – алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения марки АД31Т

Тогда:

$$I_{\text{дон}} = 870 \times \sqrt{\frac{70 - 40}{70 - 25}} = 710 \text{ А.}$$

Сечение шин проходит по допустимому току.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} \leq q$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{7,6}}{82} = 33,62 \text{ мм}^2,$$

где $C = 82$ – для АДЗ1Т;

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шин будет превышать 200 Гц:

$$l_f = \sqrt{\frac{173,2}{f}} \times \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (82)$$

где J – момент инерции шины, см^4 ;

q – поперечное сечение шины, см^2 .

$$J = \frac{b \times h^3}{12}, \quad (83)$$

$$J = \frac{0,6 \times 6^3}{12} = 10,8 \text{ см}^4.$$

$$l_f = \sqrt{\frac{173,2}{200}} \times \sqrt{\frac{10,8}{3,6}} = 1,22 \text{ м}$$

Следовательно, длина пролета должна быть менее 1,22 м.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \times 10^{-7} \times \frac{i_{y0}^2}{a}, \quad (84)$$

где i_{y0} – ударный ток на шине, А;

a – расстояние между фазами, м.

$$f = \sqrt{3} \times 10^{-7} \times \frac{2.585^2}{1} = 7,43 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого ($\sigma_{дон}$, для материала шины АД31Т = 89 МПа), определим это напряжение:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \times l_{пр}^2}{10 \times W_{\phi}}, \quad (85)$$

где $l_{пр}$ – длина пролета между опорными изоляторами, м;

W_{ϕ} – момент сопротивления шины, который определяется:

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (86)$$

$$W_{\phi} = \frac{0,6 \cdot 6^2}{6} = 3,6 \text{ см}^3.$$

$$\sigma_{расч} = \frac{7,43 \times 1^2}{10 \times 3,6} = 0,385 \text{ МПа}$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{дон} = 89$

Таблица 31 – Каталожные и расчетные данные шин в КРУ-СЭЩ-65.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 223 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 2,585 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 2,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

КРУ 35 кВ по жесткая ошиновка прошла проверку

На низкой стороне выбираем алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения марки АД31Т:

$$d = 60 \times 10 \text{ мм}; S = 600 \text{ мм}^2; I_{дон.ном} = 1155 \text{ А}.$$

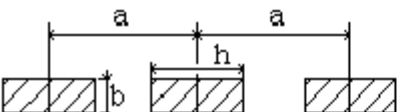
Расположение шин	Момент инерции	Момент сопротивления
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$

Рисунок 10 – алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения марки АД31Т

Допустимый ток для данного сечения по формуле:

$$I_{доп} = I_{доп.ном} \times \sqrt{\frac{Q_{доп} - Q_0}{Q_{доп} - Q_{норм}}}, \quad (87)$$

$$I_{доп} = 1155 \times \sqrt{\frac{70 - 40}{70 - 25}} = 943, \text{ А.}$$

Сечение шин проходит по допустимому току.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C}, \quad (88)$$

где $C = 82$ – для алюминиевых шин и кабелей

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{19,729 \times 10^3}}{82} = 1,54, \text{ мм}^2.$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шин будет превышать 200 Гц, по формулам:

$$J = \frac{b \times h^3}{12}, \quad (89)$$

$$J = \frac{1 \times 6^3}{12} = 18, \text{ см}^4.$$

$$l_f = \sqrt{\frac{173,2}{l^2}} \times \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (90)$$

$$l_f = \sqrt{\frac{173,2}{2^2}} \times \sqrt{\frac{18}{6}} = 8,66, \text{ м.}$$

Следовательно, длина пролета должна быть менее 8,66 м.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины по формуле:

$$f = \sqrt{3} \times 10^{-7} \times \frac{i_{y\partial}^2}{a}, \quad (91)$$

где $i_{y\partial}$ – ударный ток короткого замыкания (А).

a – расстояние между фазами 0,4 (м).

$$f = \sqrt{3} \times 10^{-7} \times \frac{6739^2}{0,8} = 9,832, \text{ Н/м.}$$

Определяем момент сопротивления по следующей формуле:

$$W_{\phi} = \frac{b \times h^2}{6}, \quad (92)$$

$$W_{\phi} = \frac{1 \times 6^2}{6} = 6, \text{ см}^3.$$

Определяем напряжение в проводе по следующей формуле:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \times \frac{i_{y\partial}^2 \times l^2}{W_{\phi} \times a}, \quad (93)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \times \frac{6739^2 \times 2^2}{6 \times 0,8} = 0,655, \text{ МПа.}$$

Напряжение не превышает допустимого $\sigma_{дон} = 40$ МПа, шины механически прочны.

В КРУ 10 и 35 кВ используется жесткая ошиновка, проходящая между стенками отдельных ячеек. Необходимо осуществить проверку номинальных параметров шин по основным условиям:

- по максимальному длительно допустимому току;
- по току электродинамической стойкости;
- по току термической стойкости;

Для удобства сведем в таблицу расчетные и каталожные данные. Сопоставление данных для КРУ 10 кВ в таблицу 25.

Таблица 32 – Каталожные и расчетные данные шин в КРУ-СЭЩ-59.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$I_{ном} \geq I_{раб. max}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 779 \text{ А}$
$i_{пр. скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр. скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,739 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 19,729 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

КРУ 10 кВ по жесткая ошиновка прошла проверку.

4.9.3 Выбор и проверка опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой 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:

$$U_{ном} \geq U_{уст}, \quad (94)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}, \quad (95)$$

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (96)$$

Для шин 10 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб по формуле 82:

$$F_{дон} = 0,6 \times 12000 = 7500 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 215 \text{ мм}$.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб по формуле 83:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \times \frac{6739^2}{0,8} \times 2 \times 10^{-7} = 19,665, \text{ Н.}$$

Проверка: $F_{расч} \leq F_{доп}$

Таким образом, ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

Проходные изоляторы выбираются по напряжению, допустимому току и допускаемой механической нагрузке.

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (97)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}; \quad (98)$$

$$I_{ном} \geq I_p, \quad (99)$$

Для КРУ 10 кВ, согласно с комплектацией, выбираем проходные изоляторы ИППУ 10/4000-30-А4 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб по формуле 85:

$$F_{доп} = 0,6 \times 30000 = 18000 \text{ Н;}$$

$$I_{ном} = 4000 \text{ А;}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб по формуле:

$$F_{расч} = 0,5 \times \sqrt{3} \times \frac{i_{уд}^2}{a} \times l \times 10^{-7}$$

$$F_{расч} = 0,5 \times \sqrt{3} \times \frac{6739^2}{0,8} \times 2 \times 10^{-7} = 9,832, \text{ Н.}$$

Проверка: $F_{расч} \leq F_{доп}$.

4.10 Разработка заземления и молниезащиты ПС Тумнин

4.10.1 Конструктивное исполнение заземления ПС Тумнин и определение его стационарного и импульсного сопротивления

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землёй. Такое заземление

называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения [11].

В электроустановках заземляются корпуса трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, проводов, металлические конструкции зданий и сооружений.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек. Без рабочего заземления аппарат не может выполнять своих функций или нарушается режим работы электроустановки [11].

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита с помощью ОПН, искровых промежутков, стержневых и тросовых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным. Обычно для выполнения всех трёх типов заземления используют одно заземляющее устройство.

Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители. В качестве естественных заземлителей применяют водопроводные трубы, металлические и железобетонные конструкции зданий, находящиеся в соприкосновении с землёй, свинцовые оболочки кабелей, подземные металлические сооружения. Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлений не менее чем двумя проводниками в разных точках.

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землей. Заземляющее устройство электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью должно отвечать условию $R < 0,5 \text{ Ом}$ [11].

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Для выполнения горизонтальных заземлителей используем стальные прутки диаметром $d_{гор} = 10$ мм (площадь сечения $-F = 78,5$ мм²), уложенные на глубину $t_{вер} = 0,7$ м. Вертикальные заземлители выполняем из таких же прутков длиной $l_{вер} = 5$ м.

Рассчитаем удельное сопротивление нижнего слоя грунта:

$$\rho_2 = \frac{\rho_1}{\psi}, \quad (100)$$

где ρ_1 – удельное сопротивление верхнего слоя грунта (супесь водоносная), равное 25 Ом·м;

ψ – коэффициент сезонности (для Советско-Гаванского района равен 7).

$$\rho_2 = \frac{25}{7} = 3,571 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Размеры заземлителя должны выходить за пределы ОРУ как минимум на 1,5 м, поэтому площадь заземлителя:

$$S = (A + 1,5 \times 2) \times (B + 1,5 \times 2), \quad (101)$$

где A – длина ОРУ, м;

B – ширина ОРУ, м.

$$S = (29 + 1,5 \times 2) \times (27 + 1,5 \times 2) = 960 \text{ м}^2$$

Проверим выбранные сечения заземляющих проводников по условиям:

- термической стойкости;
- коррозионной стойкости;
- механической прочности.

Сечение прутка по термической стойкости:

$$F_{тер} = \sqrt{\frac{I_0^2 \times t_{с.з.}}{400 \times \beta}}, \quad (102)$$

где I_0 – ток однофазного КЗ, А;

$t_{с.з.}$ – время срабатывания защиты, равное 0,2 с;

β – вспомогательный коэффициент для стали, равный 21.

$$F_{тер} = \sqrt{\frac{6281^2 \times 0,2}{400 \times 21}} = 30,648 \text{ мм}^2$$

Сечение прутка по коррозионной стойкости:

$$S_{cp} = a_k \times \ln(T)^3 + b_k \times \ln(T)^2 + c_k \times \ln(T) + d_k, \quad (103)$$

где a_k, b_k, c_k, d_k – коэффициенты уравнения для прогноза глубины коррозии стальных заземлителей [11];

T – время использования заземлителя, равное 240 месяцев.

$$S_{cp} = 0,0026 \times \ln(240)^3 + 0,0092 \times \ln(240)^2 + (-0,0104) \times \ln(240) + 0,0224 = 0,67 \text{ мм}$$

$$F_{кор} = 3,14 \times S_{cp} \times (d_{зоп} + S_{cp}), \quad (104)$$

$$F_{кор} = 3,14 \times 0,67 \times (10 + 0,67) = 22,439 \text{ мм}^2$$

Сечение прутка по механической прочности:

$$F_{мех} = 3,14 \times r_{прутка}^2, \quad (105)$$

$$F_{мех} = 3,14 \times 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2$$

Проверка:

$$F_{min} = F_{кор} + F_{тер}, \quad (106)$$

$$F_{мех} \geq F_{min}, \quad (107)$$

$$F_{min} = 22,439 + 30,648 = 53,087 \text{ мм}^2,$$

$$78,5 \geq 53,087$$

Пруток подходит по всем критериям.

Размещение искусственных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на защищаемой территории прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, создавая заземляющую сетку, к которой присоединяется заземляемое оборудование [11].

Определение общей длины полос сетки горизонтального заземлителя:

$$L_{\text{гор}} = \frac{2 \times S}{a_{\text{гор}}}, \quad (108)$$

где $a_{\text{гор}} = 6$ – расстояние между полосами сетки, м.

$$L_{\text{гор}} = \frac{2 \times 960}{6} = 320 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос для квадратичной модели со стороной $l_{\text{гор}} = \sqrt{S} = 30,984$ м. В этом случае число ячеек:

Определим число ячеек по стороне А и В:

$$m = \frac{L_{\text{гор}}}{2 \times \sqrt{S}} - 1, \quad (109)$$

$$m = \frac{320}{2 \times \sqrt{960}} - 1 = 4,164$$

Принимаем, $m = 5$.

Длина стороны ячейки:

$$L_{\text{яч}} = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (110)$$

$$L_{\text{яч}} = \frac{\sqrt{960}}{5} = 6,197 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \times \sqrt{S} \times (m + 1), \quad (111)$$

$$L = 2 \times \sqrt{960} \times (5 + 1) = 371,806 \text{ м}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \times \sqrt{S}}{a_{\text{гор}}}, \quad (112)$$

$$n_B = \frac{4 \times \sqrt{960}}{6} = 20,656$$

Принимаем $n_B = 21$ электрод.

Определяем стационарное сопротивление для обоих слоев грунта:

$$R_S = \rho \times \left(\frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \times l_{\text{вер}}} \right), \quad (113)$$

где A' – коэффициент, зависящий от соотношения длины вертикальных электродов $l_{\text{вер}}$ к \sqrt{S} и равный 0,345 [11].

$$R_{1S} = 25 \times \left(\frac{0,345}{\sqrt{960}} + \frac{1}{371,806 + 21 \times 5} \right) = 0,331 \text{ Ом},$$

$$R_{2S} = 3,571 \times \left(\frac{0,345}{\sqrt{960}} + \frac{1}{371,806 + 21 \times 5} \right) = 0,047 \text{ Ом}.$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя. Для этого рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \times \sqrt{S}}{(\rho + 320) \times (I_m + 45)}}, \quad (114)$$

где I_m – ток молнии, принятый для равнинной местности 40 кА.

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \times \sqrt{960}}{(25 + 320) \times (40 + 45)}} = 1,259,$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \times \sqrt{960}}{(3,571 + 320) \times (40 + 45)}} = 1,3.$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R_S \cdot \alpha_u, \quad (115)$$

$$R_{u1} = 0,331 \times 1,259 = 0,416 \text{ Ом}$$

$$R_{u2} = 0,047 \times 1,3 = 0,061 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление заземлителя:

$$R_{\text{общ}} = R_{u1} + R_{u2}$$

$$R_{\text{общ}} = 0,416 + 0,061 = 0,478 \text{ Ом}$$

Сопротивление подстанции не превышает 0,5 Ом, что соответствует требованиям [11].

4.10.2 Расстановка молниеотводов и определение зон

молниезащиты

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается.

Вся территория проектируемых подстанций должна быть защищена от прямых ударов молнии [11].

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

В современной практике молниезащиты используются различные типы молниеотводов. Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, а также на отдельно стоящих конструкциях [11].

Защита ОРУ 220 кВ подстанции «Тумнин» от прямого удара молнии осуществляется четырьмя молниеотводами, установленными на линейных порталах. За защищаемый объект принимаем линейный портал высотой $h_1 = 11,35$ м.

Расстояние между молниеотводами 1-2, 4-3 равно 27 м, а между – 1-3, 2-4 равно 20 метров.

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \times h, \quad (116)$$

где h – высота молниеотводов, равная 20 м.

$$h_{эф} = 0,85 \times 20 = 17 \text{ м}$$

Рассмотрим молниеотводы 1-2, 4-3.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \times h) \times h, \quad (117)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \times 20) \times 20 = 21,2 \text{ м.}$$

Радиус внешней зоны при условии $h < L < 2h$, $r_0 = r_{C0}$.

$$r_{C0} = 21,2 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами 1-2, 4-3:

$$h_{cz} = h_{эф} - (0,17 + 3 \times 10^{-4} \times h) \times (L_m - h), \quad (118)$$

$$h_{1cz} = 17 - (0,17 + 3 \times 10^{-4} \times 20) \times (27 - 20) = 15,768 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_{C0} \times \left(\frac{h_{cz} - h_1}{h_{cz}} \right), \quad (119)$$

$$r_{1cx} = 21,2 \times \left(\frac{15,768 - 11,35}{15,768} \right) = 5,94 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_x = r_0 \times \left(1 - \frac{h_1}{h_{эф}} \right), \quad (120)$$

$$r_{1x} = 21,2 \times \left(1 - \frac{11,35}{17} \right) = 7,046 \text{ м.}$$

Рассмотрим молниеотводы 1-3, 2-4.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \times 20) \times 20 = 21,2 \text{ м.}$$

Радиус внешней зоны при условии $h < L < 2h$, $r_0 = r_{c0}$.

$$r_{c0} = 21,2 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами 1-3, 2-4:

$$h_{2cz} = 17 - (0,17 + 3 \times 10^{-4} \times 20) \times (20 - 20) = 17 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта:

$$r_{2cx} = 21,2 \times \left(\frac{17 - 11,35}{17} \right) = 7,046 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_{2x} = 21,2 \times \left(1 - \frac{11,35}{17} \right) = 7,046 \text{ м.}$$

Как видно по плану (лист графической части 5) система молниеотводов образована многократными стержневыми молниеотводами одинаковой высоты. На уровне земли территория ОРУ полностью защищено от прямых ударов молнии, на высоте 11,35 метров все элементы на ОРУ находятся внутри соответствующих зон защиты.

5 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ВЛ 220 кВ ВЫСОКОГОРНАЯ–ТУМНИН

Воздушные линии конструируются непосредственно на унифицированных опорах, при этом нет необходимости для каждой проектируемой линии разрабатывать конструкции опор. В связи с этим при проектировании должны решаться следующие вопросы:

- рациональный выбор и применение унифицированных опор;
- расчет проводов и тросов на прочность в нормальных и аварийных режимах;
- расстановка опор по профилю трассы линии.

5.1 Выбор типов опор

Исходя из расчетного сечения провода, номинального напряжения и количества цепей принимаем тип промежуточных и анкерных опор с учетом нормативной толщины стенки гололеда:

Для третьего района по гололеду толщина стенки гололеда равна 15 мм.

Принимаем следующие опоры:

- промежуточная У220-1
- анкерная П220-1

Для выбранного типа опор принимается:

- длина габаритного пролет $l_{габ} = 400$ м;
- длина весового пролета $l_{вес} = 500$ м;
- длина ветрового пролета $l_{ветер} = 520$ м.

5.2 Определение скоростного напора ветра на провода ВЛ

Скоростной напор ветра на провода ВЛ определяется по высоте расположения приведенного центра тяжести всех проводов. Скоростной напор на тросы - по высоте расположения центра тяжести тросов. При расположении центра тяжести на высоте до 15 м скоростной напор принимается по табл. 2.5.1. ПУЭ. При расположении центра тяжести на высоте более 15 м от поверхности земли скоростной напор определяется путем умножения

значения напора, указанного в табл. 2.5.1. на поправочный коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра по высоте (табл.2.5.2.) ПУЭ.

Высота расположения, приведенного Ц.Т. проводов или тросов h_{np} определяется для габаритного пролета по формуле:

$$h_{np} = h_{н(в)} - \frac{2}{3} \times f_{\max}, \quad (121)$$

где $h_{н(в)}$ – высота крепления провода к изоляторам

f_{\max} – стрела провеса провода или троса условно принимаемая наибольший (при высшей температуре или гололеде без ветра), м.

Полученные значения скоростных напоров округляются до целого числа.

$$h_{np} = \frac{h_{np.н} + h_{np.в} + h_{тр}}{3}, \quad (122)$$

где $h_{np.н}$, $h_{np.в}$ – высота крепления нижнего и верхнего провода к изоляторам, равняется соответственно 25,5 и 32 м.

$$h_{np} = \frac{14,203 + 20,703 + 24,703}{3} = 19,87 \text{ м}$$

$$f_{\max} = h - h_{габ} - \Delta h_{габ}, \quad (123)$$

где $h_{габ}$ – габарит до земли, равняется 7 м [14];

$\Delta h_{габ}$ – поправка на неточность подвеса провода, равна 0,5 м.

$$f_{\max} = 23,2 - 7 - 0,5 = 15,7, \text{ м.}$$

5.3 Расчет удельных механических нагрузок

Удельные нагрузки на провода и тросы учитывают механические силы от веса проводов и гололедных образований, а также давление ветра на провода без гололёда или с гололёдом.

Нагрузка от массы провода определяется по формуле:

$$\gamma_1 = g \times \frac{G_0}{F_p \times 10^3}, \quad (124)$$

где $g = 9,81 \text{ м/сек}^2$;

G_0 – масса провода;

F_p – расчетное сечение провода.

$$\gamma_1 = 9,81 \times \frac{1852}{490} \times 10^{-3} = 0,0037 \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2$$

Нагрузка от массы гололеда определяется по формуле:

$$\gamma_2 = \frac{g \times g_0 \times \pi \times b \times (d + b)}{F_p \times 10^6}, \quad (125)$$

где b – толщина стенки гололеда, равная 15 мм;

g_0 – плотность гололеда, равная 900 кг/м³;

$$\gamma_2 = \frac{9,81 \times 900 \times 3,14 \times 18(30,6 + 15) \times 10^{-6}}{490} = 0,0387 \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2$$

Нагрузка от массы провода и гололеда определяется по формуле:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2, \quad (126)$$

$$\gamma_3 = 0,0037 + 0,00387 = 0,00758, \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2.$$

Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда определяется по формуле:

$$\gamma_4 = \frac{a \times C_x \times q_{\max} \times d}{10^6 \times F_p},$$

(114)

где q_{\max} – скоростной напор ветра;

a – коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета, принимается в зависимости от скоростного напора ветра, равен 0,7;

C_x – аэродинамический коэффициент, $C_x = 1,2$ для проводов покрытых гололёдом [6].

$$\gamma_4 = \frac{0,85 \times 1,2 \frac{400}{1,6}}{490} \times 10^{-4} = 0,000487, \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2,$$

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололёдом определяется по формуле:

$$\gamma_5 = \frac{a \times C_x \times 0,25 \times q_{\max} \times (d + 2 \times b)}{1000 \times F_p} \quad (127)$$

$$\gamma_5 = \frac{0,85 \times 1,2 \times 0,25 \times 400 \times (30,6 + 2 \times 15)}{490} \times 10^{-4} = 0,00245, \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2.$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от его массы и давления ветра на провод определяется по формуле:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}, \quad (128)$$

$$\gamma_6 = \sqrt{(0,00371)^2 + (0,000487)^2} = 0,0038, \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2.$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы гололёда и давления ветра определяется по формуле:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}, \quad (129)$$

$$\gamma_7 = \sqrt{(0,00758)^2 + (0,00245)^2} = 0,00758, \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2.$$

5.4 Определение критических пролётов воздушной линии и исходного расчетного режима

При расчетах проводов принимаются также сочетания климатических условий, которые дают наиболее невыгодные по механическим нагрузкам значения напряжений в проводе в одних случаях и максимальные стрелы провиса – в других.

Эти условия принимаются за исходные, по которым можно определить состояние провода при любых других условиях. При ограничении напряжения в проводе тремя исходными режимами должны существовать три критических пролета, соответствующих пограничным условиям этих режимов.

$l_{1кр}$ – пролет, для которого напряжение провода в режиме низшей

температуры достигает допустимого напряжения σ_{tmin} , а в режиме среднегодовой температуры значения σ_3 ;

$l_{2кр}$ – пролет, при котором напряжение провода в режиме наибольшей нагрузки равно допустимому напряжению $\sigma_{\gamma max}$, а в режиме низкой температуры σ_{tmin} ;

$l_{3кр}$ – пролет, при котором напряжение провода в режиме среднегодовой температуры равно допустимому σ_3 , а в режиме наибольшей нагрузки равно $\sigma_{\gamma max}$.

Критические пролеты рассчитываются по формулам:

$$l_{1кр} = \frac{2\sigma_3}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \left[\left(\sigma_3 - \sigma_{tmin} \right) \frac{1}{E} + \alpha (t_3 - t_{min}) \right]}{1 - \left(\frac{\sigma_3}{\sigma_{tmin}} \right)^2}}, \quad (130)$$

$$l_{2кр} = \frac{2\sigma_{\gamma max}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \left[\left(\sigma_{\gamma max} - \sigma_{tmin} \right) \frac{1}{E} + \alpha (t_{\Gamma} - t_{min}) \right]}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma max}}{\sigma_{tmin}} \right)^2}}, \quad (131)$$

$$l_{3кр} = \frac{2\sigma_{\gamma max}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \left[\left(\sigma_{\gamma max} - \sigma_3 \right) \frac{1}{E} + \alpha (t_{\Gamma} - t_3) \right]}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma max}}{\sigma_3} \right)^2}}, \quad (132)$$

ГДЕ $\sigma_{\gamma max}$, σ_3 , σ_{tmin} – нормативные допустимые значения для провода

$$l_{1кр} = 299,4, \text{ м.}$$

$$l_{2кр} = 269,8, \text{ м.}$$

$$l_{3кр} = 248,3, \text{ м.}$$

Т. к. $l_{1кр} > l_{2кр} > l_{3кр}$, то физический смысл имеют только один критический пролет: $l_{2кр}$ и расчет проводится с ограничением напряжения при двух режимах: режим t_{min} и режим наибольших нагрузок.

Так как $l_{расч} > l_{2кр}$, поэтому исходный режим – режим максимальной нагрузки и расчетное уравнение имеет вид:

$$\sigma - \frac{\gamma^2 E \times l^2}{24 \times \sigma^2} = \sigma_{\gamma_{max}} - \frac{\gamma_7^2 E \times l^2}{24 \times \sigma_{\gamma_{max}}^2} - \alpha E (t - t_{\Gamma}), \quad (133)$$

5.5 Систематический расчет провода

В расчетах проводов принимаем режимы, указанные в таблице 26.

Таблица 33 – Расчетный режим условных сочетаний климатических условий

Расчетный режим	Условные сочетания климатических условий	Номера нагрузок γ	σ , Н/мм ²	f, м
1	t=-5 С, скоростной напор ветра 0,25q _{max}	7	12,149	13
2	t=-5 С, ветра нет (q=0)	3	11,946	13
3	t=-5 С, скоростной напор ветра q _{max}	6	8,747	11
4	Среднегодовая температура, ветра нет (q=0)	1	6,723	11
5	t=15 С, ветра нет (q=0)	1	5,956	12
6	Низшая температура, ветра нет (q=0)	1	1,797	9
7	Максимальная температура, ветра нет (q=0)	1	3,878	9

5.6 Выбор типов изоляторов и арматуры

Выбор типа изоляторов, поддерживающих гирлянду в нормальном режиме, производится по коэффициенту запаса n_1 , при наибольшей нагрузке и n_2 при отсутствии ветра и гололеда.

$$n_1 = \frac{P}{p_7 \times l_{вес} + G_2} \geq 2,7, \quad (134)$$

$$n_2 = \frac{P}{p_1 \times l_{вес} + G_2} \geq 5, \quad (135)$$

где P – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора,

$$P=120000 \text{ кг};$$

p_1, p_7 – единичные нагрузки от собственного веса провода и от веса провода с гололёдом при ветре;

$l_{вес}$ – весовой пролет, м;

G_2 – вес гирлянды, кг.

При расчетах пользуются формулами:

$$P \geq 2,7 \times (p_7 \times l_{вес} + G_2), \quad (136)$$

$$P \geq 2,7 \times (p_1 \times l_{вес} + G_2), \quad (137)$$

$$2,7 \times (0,0075 \times 500 + 4,1) = 21,302 \text{ , кг.}$$

$$5 \times (0,00371 \times 500 + 4,1) = 29,77 \text{ , кг.}$$

Выбираем линейные подвесные полимерные изоляторы:

ЛК 120/220, арматуру с гарантированной прочностью 120000 кг, поддерживающий зажим – глухой [21].

5.7 Расчет тяжения провода при обрыве его в соседнем пролёте

Рассмотрим случай обрыва провода во втором пролете от анкерной опоры.

Расчет сводится к нахождению редуцированного тяжения провода и стрелы провеса в соседнем пролете.

$$\frac{l}{E \cdot F} \times (H_0 - H) + \frac{p_0^2 \times l^3}{24} \times \left(\frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right) = \frac{\lambda}{\sqrt{1 + \left(\frac{p_0 \times l + G_2}{2 \times H} \right)^2}}, \quad (138)$$

где H_0 – начальное тяжение провода (кг), определяется по формуле:

$$H_0 = \sigma_s \times F, \quad (139)$$

где σ_s – напряжение при растяжении в низшей точке, соответствующее

условиям расчета при 4 режиме;

F – фактическое сечение провода (расчетное);

$$H_0 = 6,723 \times 490 = 3294, \text{ кг.}$$

Кривая 1 строиться по следующему уравнению:

$$\Delta l = \frac{l}{E \times F} \times (H_0 - H) + \frac{p_0^2 \times l^3}{24} \times \left(\frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right), \quad (140)$$

где Δl – перемещение точки подвеса, м

Подробные расчеты приведены в приложении Б

Для вычисления точек кривой применяем уравнение:

$$i = \frac{\lambda}{\sqrt{1 + \left(\frac{p_0 \times l + G_z}{2 \cdot H} \right)^2}}, \quad (141)$$

Стрела провеса после обрыва провода определяется по формуле:

$$f = \frac{p_0 \cdot l^2}{8 \cdot H}, \quad (142)$$

$$f = \frac{1,817 \times 400^2}{8 \times 1790} = 11,419, \text{ м.}$$

5.8 Расстановка опор по профилю трассы воздушной линии

Продольный профиль трассы представляет собой очертания вертикального разреза вдоль трассы. Он составляется на основании топографических изысканий в масштабах:

- горизонтальный М 1:2000;
- вертикальный М 1:5000.

При расстановке опор по профилю должны быть учтены два основных условия:

- 1) Расстояния от проводов до земли и пересекаемых сооружений должны быть не менее требуемых ПУЭ.

- 2) Нагрузка, воспринимаемая опорами, не должна превышать значений, принятых в расчетах опор соответствующих типов.

Следует избегать расстановки опор в местах, требующих выполнения более сложных фундаментов (болота, обводненные участки и т. п.).

Расстановку опор производим по шаблону.

Шаблон представляет собой три кривые (параболы), соответствующие кривой максимального провисания провода и расположенные друг над другом с определенным сдвигом по вертикали.

Кривая максимального провисания строиться по формуле:

$$y = \frac{\gamma \times x^2}{2 \times \sigma}, \quad (143)$$

где γ, σ – принимают из систематического режима, соответствующего наибольшему провисанию провода в вертикальной плоскости.

Сдвинув кривую провисания провода вниз на расстояние, равное габаритному, получим габаритную кривую. Сдвинув кривую провисания провода вниз на расстояние, равное высоте подвеса провода на опоре, получим земляную кривую.

Производим расстановку опор на участке трассы ВЛ 220 кВ «Высокогорная-Тумнин» так этот участок является наиболее проблемным и содержит переход через реку и приводим профиль трассы на листе 8 графической части проекта.

5.9 Проверка ветровых и весовых пролётов

При расстановке опор по профилю необходимо следить, чтобы фактическое значение ветрового пролета не превышало принятого в расчете значения, т. е.:

$$\frac{l_1 + l_2}{2} \leq l_{ветр.}, \quad (144)$$

Весовой пролет опоры обозначается $l_{вес}$ и соответствует значению,

принятому в расчете опоры для определения весовых нагрузок от проводов и тросов. При установке опор с одинаковой высотой подвеса провода на идеально ровной поверхности его вес распределяется на обе опоры одинаково и тогда $l_{вес} = l_{габ}$.

При различной высоте точек подвеса провода на соответствующие опоры передается вес провода на участке от точки подвеса до низшей точки провода в пролете. Длина этого участка не должна превышать значения, принятого в расчете опоры:

$$\frac{l_{э1} + l_{э2}}{2} \leq l_{вес.}, \quad (145)$$

Таблица 34 – Проверка ветровых и весовых пролетов

№ расчета	Расчетный ветровой пролет, $l_{вет.расч}$, м	Допустимы ветровой пролет, $l_{вет}$, м	Расчетный весовой пролет, $l_{вес.расч}$, м	Допустимый весовой пролет, $l_{вес}$, м
1	2	3	4	5
1	435,5	520	465	500
2	436,5	520	475	500
3	437,5	520	485	500
4	439	520	470	500
5	441	520	452,5	500
6	443,5	520	465	500

Расчетные ветровые и весовые пролеты удовлетворяют допустимым, соответственно ветровым и весовым пролетам.

Конструкционный расчет для ВЛ 220 Тумнин – Ванино выполняется аналогично.

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Релейная защита силового трансформатора на ПС Тумнин

Для силовых трансформаторов предусматривается релейная защита от повреждений и ненормальных режимов работы. К повреждениям относят:

- многофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора;
- однофазные КЗ на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземлённой нейтралью;
- витковые замыкания в обмотках.

К ненормальным режимам относят:

- прохождение сверхтоков в обмотках при внешних КЗ;
- прохождение сверхтоков при перегрузках трансформатора;
- понижение уровня масла в маслонаполненных трансформаторах.

Шкаф защит трансформатора «ШЭ2607 041» предназначен в качестве резервной и основной защиты трехобмоточного трансформатора. Реализован на основе терминала БЭ2704V041.

Данный комплекс осуществляет функции резервных и основных защит трансформатора и включает в себя: максимальную токовую защиту стороны СН с пуском по напряжению (МТЗ СН), токовую защиту нулевой последовательности стороны ВН (ТЗНП), максимальную токовую защиту стороны высокого напряжения с пуском по напряжению (МТЗ ВН), дифференциальную защиту трансформатора (ДЗТ), максимальную токовую защиту стороны низкого напряжения первой секции с пуском по напряжению (МТЗ НН1), максимальную токовую защиту с низкой стороны с пуском по напряжению (МТЗ НН2), защиту от перегрузок (ЗП), токовое реле для блокирования РПН при перегрузке, токовые реле для включения охлаждения, реле минимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2, реле минимального междуфазного напряжения сторон СН, НН1 и НН2, для блокировок РПН, реле максимального напряжения

обратной последовательности со стороны НН1, СН и НН2 для пуска по напряжению МТЗ НН, МТЗ ВН, МТЗ НН2, МТЗ НН1, стороны высокого напряжения трансформатора УРОВ.

6.2 Релейная защита силового трансформатора на ПС Тумнин

Необходимо выбрать параметры настройки устройства «БЭ2704V041» для защиты трансформатора ТДТН-10000/220 со схемой соединения обмоток Y/ Y / Δ -11-11:

- на стороне высшего напряжения – звезда;
- на стороне среднего напряжения – треугольник
- на стороне низшего напряжения – треугольник.

Диапазон регулирования РПН: $\pm 9 \cdot 1,78\%$.

Максимальное время защит линий, отходящих от шин НН трансформатора, $t_{\max} = 2,5$ с.

Таблица 35 – Токи КЗ для расчёта уставок защит трансформатора

Расчётная точка КЗ	Ток КЗ
На стороне 220 кВ (К1)	$I_{\kappa 1}^{(3)} = 3200 \text{ A}$
На стороне 35 кВ (К2)	$I_{\kappa 2}^{(3)} = 1180 \text{ A}$
На стороне 10 кВ (К3)	$I_{\kappa 2}^{(3)} = 2787 \text{ A}$

Так как защиты трансформатора подключены к трансформаторам тока, установленным на стороне высшего напряжения трансформатора, поэтому необходимо знать, какие токи протекают по ним при повреждении на шинах низшего напряжения. Приведение токов КЗ в точке К2 к стороне ВН трансформатора выполняется по формуле:

$$I_{\kappa 2}^{(3)BH} = \frac{I_{\kappa 2}^{(3)}}{K_m}, \quad (146)$$

где $I_{\kappa 2}^{(3)}$ – ток трехфазного короткого замыкания на шинах СН (в точке К2);

K_m – коэффициент трансформации силового трансформатора равный отношению номинальных напряжений

По формуле (146) ток трёхфазного короткого замыкания на шинах СН (точка К2), приведённый к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_K^{(3)} = 223, \text{ А.}$$

По формуле (146) ток трёхфазного короткого замыкания на шинах НН (точка К3), приведённый к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_K^{(3)} = 778, \text{ А.}$$

Дифференциальная защита трансформатора выполнена с применением шкафа «ШЭ2607 041». Для выбора его параметров, сначала необходимо выбрать коэффициенты трансформации трансформаторов тока, устанавливаемых на всех сторонах защищаемого трансформатора. Трансформаторы тока на обеих сторонах собраны в звезду.

Методика выбора трансформаторов тока и расчёт номинальных вторичных токов сторон трансформатора приведена в таблице 36.

Таблица 36 – Выбор трансформатора тока на сторонах защищаемого трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		220 кВ	35 кВ	10 кВ
1	2	3	4	5
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	26,6	165	577
Коэффициент трансформации ТТ	K_i	100 / 5	100 / 5	600 / 5

1	2	3	4	5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{ном,в} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_i}$	$\frac{26,6 \times \sqrt{3}}{100/5} = 2,4$	$\frac{165 \times \sqrt{3}}{100/5} = 14,289$	$\frac{577 \times 1}{600/5} = 4,88$
Для ввода в устройство принимаются ближайшие величины токов с дискретностью 0,1 А	$I_{номВН};$ $I_{номСН};$ $I_{номНН}.$	2,4	14,289	4,88
Размах регулирования РПН, %	Размах РПН	12		

В соответствии с рекомендациями раздела «Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ)», согласно [12], для силового трансформатора со схемой соединения обмоток на стороне ВН трансформатора в звезду, а на стороне НН в треугольник, необходимо задать уставки: «Группа ТТ ВН» – 11, «Группа ТТ СН» – 11 «Группа ТТ НН» – 0.

Дифференциальная токовая защита является быстродействующей защитой абсолютной селективности и выполняет функцию основной токовой защиты трансформатора. Дифференциальная защита имеет две ступени: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания).

6.2.1 Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-1)

Дифференциальная токовая отсечка предназначена для быстрого отключения повреждений, сопровождающихся большим дифференциальным током. Она работает без каких-либо блокировок и не имеет торможения.

Согласно, [12], уставка должна выбираться из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчётного внешнего КЗ.

Согласно исходным данным максимальный ток внешнего КЗ СН приведенный к стороне ВН равен 3200 А.

Относительное значение этого тока определяется по формуле:

$$I_{кз.внеш} = \frac{I_{к2}^{(3)}}{I_{ном}^{ВН}} \quad (147)$$

$$I_{кз.внеш} = \frac{3200}{26,6} = 120,3, \text{ А.}$$

Уставка дифференциальной отсечки рассчитывается по формуле:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.внеш}^{max}, \quad (148)$$

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

$K_{нб}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, принимается 0,7.

Таким образом, уставка дифференциальной отсечки:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq 1,2 \times 0,7 \times 120,3 = 101,52$$

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки равен:

$$I_{диф} = 101,52 \times 12 = 1218,4, \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ в точке К1 равен 2,9 кА.

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН (в точке К1) по формуле:

$$K_{ч} = \frac{I_{к1}^{(2)}}{I_{диф}} > 2 \quad (149)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2900}{1218,4} = 2,38 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства «ШЭ2607 041» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

6.2.2 Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2)

Данная ступень предназначена для защиты двухобмоточного трансформатора как от повреждений, сопровождающихся большими значениями токов, так и от межвитковых замыканий, при которых значение аварийного тока меньше номинального тока обмотки трансформатора.

В соответствии с рекомендациями раздела «Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2)», [12], базовая уставка $I_{\text{Д1}} / I_{\text{ном}}$ выбирается в пределах (0,3 – 0,5) для обеспечения чувствительности к витковым замыканиям в обмотках и к замыканиям между обмоток трансформатора, поэтому принимаем: $I_{\text{Д1}} / I_{\text{ном}}$ равным 0,3.

Ток срабатывания дифференциальной защиты определяется по формуле:

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{скв}}, \quad (150)$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2,0;

$K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, равен 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме, равно 0,1;

$\Delta U_{\text{РПН}}$ – погрешность номинальных токов трансформатора, обусловленная наличием РПН у трансформатора;

$\Delta f_{\text{добав}}$ – погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН, равная 0,04;

$I_{\text{скв}}$ – сквозной ток, проходящий через защиту при внешнем КЗ, А.

$$I_{\text{диф}} = 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{\text{скв}} = 0,52 \cdot I_{\text{скв}}.$$

Коэффициент снижения тормозного тока определяется по формуле:

$$K_{сн.т.} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}). \quad (151)$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{торм.} \geq 100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) / K_{сн.т.} . \quad (152)$$

Таким образом:

$$K_{сн.т.} = 1 - 0,5 \cdot 0,4 = 0,8;$$

$$K_{торм.} \geq 100 \cdot 0,52 / 0,8 = 65\% .$$

Первая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{T1}}{I_{ном}} = \frac{I_{Д1}}{I_{ном}} \cdot 100 / K_{торм.} \quad (153)$$

$$\frac{I_{T1}}{I_{ном}} = 0,3 \cdot 100 / 65 = 0,46 .$$

Вторая точка излома тормозной характеристики: $\frac{I_{T2}}{I_{ном}} = 2 .$

Следовательно, условие $\frac{I_{T2}}{I_{ном}} > \frac{I_{T1}}{I_{ном}}$ выполняется.

Относительное значение дифференциального тока, приведённое к номинальному току трансформатора, равно:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} = 442,7 / 16 = 27,7 \text{ о.е.}$$

Относительное значение тормозного тока в реле, равно:

$$\frac{I_{торм.}}{I_{ном}} = 0,5 \cdot (442,7 / 16) = 13,8 \text{ о.е.}$$

Проверим коэффициент чувствительности ступени ДЗТ-2 устройства «БЭ2704V041»:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \div \frac{I_{\text{Д1}}}{I_{\text{ном}}} > 2; \quad (154)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{27,7}{0,3} = 92,3 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная защита (ступень ДЗТ-2) устройства «БЭ2704V041» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

6.2.3 Расчёт уставок МТЗ-1 (ВН)

В качестве защиты трансформаторов от внешних токов КЗ используется максимальная токовая защита, которая устанавливается на двухобмоточных трансформаторах – со стороны источника питания, а на трёхобмоточных – со всех сторон трансформатора.

Максимальная токовая защита служит для отключения питания внешних многофазных КЗ при отказе выключателя смежного поврежденного элемента или его защиты, а также используется как резервная по отношению к основным собственным защитам трансформатора.

Токовая отсечка контролирует три фазных тока высшей стороны трансформатора и предназначена для защиты от всех видов коротких замыканий. Она отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания.

Уставка тока срабатывания токовой отсечки:

$$I_{\text{то}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{к2.КЗ}}^{(3)}, \quad (155)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки защиты, равный 1,3;

$I_{\text{к2.КЗ}}^{(3)}$ – максимальное значение периодической составляющей тока при трёхфазном КЗ на стороне низшего напряжения, равное 1936 А.

$$I_{\text{то}} \geq 1,3 \times 1218,4 = 1583,92, \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) равен:

$$I_{\text{ср.то}} \geq \frac{1582 \times 1}{100 / 5} = 79,1, \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 200 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «БЭ2704V041».

Принимаем: $I_{cp.mo}=79,1, A$.

Проверим коэффициент чувствительности токовой отсечки при КЗ на стороне ВН (точка К1):

$$K_{\eta} = \frac{I_{K1}^{(2)}}{I_{mo}} > 1,2; \quad (156)$$

$$K_{\eta} = \frac{2900}{1582} = 1,83 > 1,2.$$

Таким образом, выполняем резервную защиту трансформатора токовой отсечкой (МТЗ-1 ВН) с использованием устройства «БЭ2704V041».

Время срабатывания токовой отсечки принимается $t_{то}=0,1$ с.

6.2.4 Расчёт уставок МТЗ-2 (ВН)

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

Максимальный ток нагрузки трансформатора:

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \times U_{ном.ВН}}, \quad (157)$$

где $S_{наг.ВН}$ – максимальная нагрузка трансформатора, кВ·А;

$U_{ном.ВН}$ – номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, кВ.

$$I_{наг.ВН}^{max} = 26,8, A.$$

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{K_{отс} \times K_{зан}}{K_{\epsilon}} \times I_{наг.ВН}^{max} \quad (158)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равен 1,2, [12];

$K_{зан}$ – коэффициент самозапуска двигателей, равен 1,5, [12];

K_{ϵ} – коэффициент возврата МТЗ ВН блока защит, равен 0,92, [12].

$$I_{МТЗ} \geq \frac{1,2 \times 1,5}{0,92} \times 26,8 = 52,43, \text{ А.}$$

Максимально-токовая защита подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимально-токовой защита (МТЗ-2 ВН) равен:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{52,43}{100 / 5} = 2,6, \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки МТЗ-2 ВН принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «БЭ2704V041».

Проверим коэффициент чувствительности МТЗ-2 при КЗ на стороне НН (точка К2):

$$K_{\epsilon} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{мтз}} > 1,5; \quad (159)$$

$$K_{\epsilon} = \frac{2100}{52,43} = 40,1 > 1,2.$$

Отсюда следует, что максимально-токовая защита (МТЗ-2 ВН) устройства «БЭ2704V041» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

Выбираем время срабатывания максимально-токовой защиты (МТЗ-2 ВН) устройства «БЭ2704V041» по следующей формуле:

$$t_{мтз} = t_{max} + \Delta t, \quad (160)$$

где t_{max} – максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора, принимается равным 2,0 с;

Δt – ступень селективности, принимается равным 0,5 с.

Таким образом, время срабатывания МТЗ-2 ВН принимается равным $t_{то}=2,5$ с. Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «БЭ2704V041».

6.2.5 Расчёт уставок защиты от перегрузки

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования в устройстве «БЭ2704V041» можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{пер} \geq \frac{K_{отс}}{K_{\epsilon}} \cdot I_{в.ном}, \quad (161)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки защиты от перегрузки, равен 1,05, [12];

K_{ϵ} – коэффициент возврата токового реле устройства «БЭ2704V041», равен 0,92, [12].

$I_{в.ном}$ – номинальный вторичный ток трансформатора на стороне установки защиты от перегрузки, для ВН, СН и НН из таблицы 36.

$$I_{перВН} = \frac{1,05}{0,92} \times 2,4 = 2,7, \text{ А.}$$

$$I_{перСН} = \frac{1,05}{0,92} \times 14,289 = 16,3, \text{ А.}$$

$$I_{перНН} = \frac{1,05}{0,92} \times 4,88 = 5,569, \text{ А.}$$

Время действия защиты от перегрузок выбирается больше, чем время действия всех защит, таким образом:

$$t_{перез} = t_{мтз} + \Delta t, \quad (162)$$

$$t_{перез} = 2,5 + 0,5 = 3,0 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени в устройстве «БЭ2704V041».

6.2.6 Газовая защита трансформатора

Газовая защита является наиболее чувствительной защитой трансформаторов от повреждений его обмоток и особенно витковых замыканий, на которые дифференциальная защита реагирует только при замыкании большого числа витков, а МТЗ и отсечка не реагируют совсем. Образование газов в кожухе трансформатора и движение масла в сторону расширителя могут служить признаком повреждения внутри трансформатора.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле. В нашем примере на трансформаторе установлено реле типа ВF-80/Q, которое имеет квадратный фланец с проходным отверстием 80 мм. В соответствии с требованиями ПУЭ схемой защиты трансформатора предусматривается возможность перевода действия отключающего контакта газового реле (кроме отсека РПН) на сигнал и выполнена отдельная сигнализация от сигнального и отключающего контактов.

6.3 Автоматика на ПС Тумнин

На ПС Тумнин устанавливаем следующие виды автоматики:

– АВР (автоматический ввод резерва): для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к отключению электроустановок потребителя. Устройства АВР должны предусматриваться также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.

– АПВ (автоматическое повторное включение): для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

– АЧР (автоматическая частотная разгрузка): для сохранения работоспособности энергетической системы и потребителей первой категории

электроснабжения в случае резкого снижения количества активной мощности в сети. Защитное действие АЧР заключается в отключении определенной части потребителей электрической энергии от питающей сети.

– АПНУ (автоматическое предотвращение нарушений устойчивости): для сохранения динамической устойчивости и обеспечения нормативного запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах.

– Автоматика пожаротушения.

7.2. Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов

Для осуществления анализа выбираем в ПВК RastrWin3. Программный комплекс RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Особенности программного комплекса:

- Расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ);
- Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- Расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты (без балансирующего узла);
- Контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- Эквивалентирование (упрощение) электрических сетей;
- Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- Расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой (РПН) и положений вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ);
- Расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- Структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- Проведение многовариантных расчетов по списку возможных аварийных ситуаций;
- Моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- Моделирование генераторов и возможность задания его PQ-диаграммы;
- Моделирование линейных и шинных реакторов с возможностью их отключения и переноса линейного реактора в узел при отключении ЛЭП;

- Анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;

- Расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров.

7.3 Расчет максимального режима и его анализ (режим наибольших нагрузок)

Для расчета используем максимальную нагрузку в зимний период. Посчитан максимальный режим с помощью программы RastrWin 3. Результаты расчета приведены в приложении В.

Таблица 37 – Расчетные значения напряжений узлов в максимальном режиме

Номер	Название	Uном, кВ	Uрасч, кВ	dU, %	Delta
1	2	3	4	5	6
1	ПС Комсомольская 220	220	220		
2	Комсомольская Нейтраль 1	220	219,92	-0,04	-0,85
3	Комсомольская Нейтраль 2	220	219,9	-0,04	-0,79
4	Комсомольская 110	110	114,33	3,94	-0,75
5	ПС Гейтер 2с-110	110	113,84	3,49	-1,59
6	ПС Гейтер 1с-110	110	113,84	3,49	-1,59
7	ПС Картель 2с-110	110	113,68	3,35	-1,8
8	ПС Картель 1с-110	110	113,68	3,35	-1,81
9	Селихино 110	110	113,32	3,02	-2,2
10	ПС Селихино 220	220	220,81	0,37	-1,51
11	Селихино Нейтраль 220	220	217,62	-1,08	-2,3
12	ПС Уктур 220	220	221,92	0,87	-3,25
13	ПС Высокогорная 220	220	222,45	1,12	-6,73
14	Высокогорная Нейтраль 1 220	220	214,8	-2,36	-7,23
15	Высокогорная Нейтраль 2 220	220	206,54	-6,12	-7,76
16	Высокогорная СН 1 (35 кВ)	35	34,61	-1,12	-7,57

Продолжение таблицы 37

1	2	3	4	5	6
17	Высокогорная СН 2 (35 кВ)	35	34,61	-1,12	-7,56
18	Высокогорная НН 1 (10 кВ)	10	10,08	0,76	-7,49
19	Высокогорная НН 2 (10 кВ)	10	10,08	0,76	-7,49
20	ПС Ванино 220	220	215,63	-1,99	-20,97
21	Ванино 220 Нейтраль	220	212,14	-3,57	-23,38
22	Ванино 110	110	111,63	1,48	-23,27
23	Ванино 110 Нейтраль 1	110	110,05	0,05	-26,25
24	Ванино 110 Нейтраль 2	110	109,03	-0,88	-26,27
25	Ванино 110 СН 1 (35 кВ)	35	36,03	2,95	-26,24
26	Ванино 110 СН 2 (35 кВ)	35	36,03	2,95	-26,24
27	Ванино 110 НН 1 (10 кВ)	10	10,5	5	-26,67
28	Ванино 110 НН 2 (10 кВ)	10	10,43	4,29	-26,28
29	ПС Монгохто 35	35	35,08	0,22	-27,63
31	ПС Тишкино 35 2с	35	35,92	2,63	-26,48
32	ПС Тишкино 35 1с	35	35,92	2,63	-26,48
33	ПС Южная 35	35	35,53	1,52	-27,28
34	ПС Лесозаводская 35	35	35,5	1,42	-27,37
35	РП-4 35	35	35,3	0,87	-27,9
36	РП-1 35	35	35,45	1,3	-27,76
37	ПС Терминал 35	35	35,35	0,99	-26,49
38	Майская ГРЭС ТГ 1	10	10		-24,08
39	Майская ГРЭС ТГ 1 ВН	35	35,54	1,55	-27,67
40	Майская ГРЭС ТГ 3	10			0,17
41	Майская ГРЭС ТГ ВН	35	35,54	1,55	-27,67
42	Ммайская ГРЭС СК 5	10	10	0	-25,78
43	Майская ГРЭС ТГ 4	10	10		-25,78
44	Майская ГРЭС ГТУ	10			0,17
45	Тумнин 220	220	225,04	2,29	-9,93
46	Тумнин 35	35	34,81	-0,53	-10,14
47	Тумнин 10	10	9,96	-0,44	-10,14

Таблица 38 – Расчетные значения токовой загрузки ЛЭП 220 кВ

Начало	Конец	Марка провода	I max, А	I доп_расч, А	I загр, %
Комсомольская	Селихино	АС-300/39	140	710	19,7
Селихино	Уктур	АС-300/39	124	710	17,4
Уктур	Высокогорная	АС-300/39	120	710	16,9
Высокогорная	Тумнин	АС-300/39	112	710	15,8
Тумнин	Ванино	АС-300/39	123	710	17,3

По итогам результата режима максимальных нагрузок можно наблюдать, после включения в энергосистему Ванинского района новой подстанции Тумнин, улучшение распределения расчетного напряжения по всей системе. Уменьшились отклонения фактического напряжения, а следовательно задача по обеспечению потребителей качественным, устойчивым и безопасным электроснабжением выполнена. Построенная линия отвечает требованиям, так как длительно-допустимые значения токов по линии не были превышены.

7.4 Расчет минимального режима и его анализ (режим наименьших нагрузок)

Таблица 39 – Расчетные значения напряжений узлов в минимальном режиме

Номер	Название	Uном, кВ	Uрасч, кВ	dU, %	Delta
1	2	3	4	5	6
1	ПС Комсомольская 220	220	220		
2	Комсомольская Нейтраль 1	220	220,58	0,26	-0,36
3	Комсомольская Нейтраль 2	220	220,53	0,24	-0,34
4	Комсомольская 110	110	113,55	3,23	-0,33
5	ПС Гейтер 2с-110	110	113,71	3,37	-0,86
6	ПС Гейтер 1с-110	110	113,71	3,37	-0,86
7	ПС Картель 2с-110	110	113,77	3,43	-1,01
8	ПС Картель 1с-110	110	113,78	3,43	-1,01
9	Селихино 110	110	114,04	3,67	-1,33

Продолжение таблицы 39

1	2	3	4	5	6
10	ПС Селихино 220	220	222,22	1,01	-1
11	Селихино Нейтраль 220	220	218,96	-0,47	-1,39
12	ПС Уктур 220	220	225,11	2,32	-2,17
13	ПС Высокогорная 220	220	228,92	4,06	-4,44
14	Высокогорная Нейтраль 1 220	220	226,17	2,81	-4,74
15	Высокогорная Нейтраль 2 220	220	223,19	1,45	-5,05
16	Высокогорная СН 1 (35 кВ)	35	36,25	3,57	-4,97
17	Высокогорная СН 2 (35 кВ)	35	36,25	3,57	-4,97
18	Высокогорная НН 1 (10 кВ)	10	10,75	7,46	-4,89
19	Высокогорная НН 2 (10 кВ)	10	10,75	7,46	-4,89
20	ПС Ванино 220	220	214,44	-2,53	-13,87
21	Ванино 220 Нейтраль	220	208,99	-5,01	-15,55
22	Ванино 110	110	110,03	0,03	-15,46
23	Ванино 110 Нейтраль 1	110	106,52	-3,16	-17,6
24	Ванино 110 Нейтраль 2	110	106,54	-3,15	-17,61
25	Ванино 110 СН 1 (35 кВ)	35	35,9	2,57	-17,56
26	Ванино 110 СН 2 (35 кВ)	35	35,9	2,57	-17,56
27	Ванино 110 НН 1 (10 кВ)	10	10,17	1,68	-17,9
28	Ванино 110 НН 2 (10 кВ)	10	10,19	1,91	-17,62
29	ПС Монгохто 35	35	35,29	0,84	-18,61
31	ПС Тишкино 35 2с	35	35,71	2,02	-17,61
32	ПС Тишкино 35 1с	35	35,71	2,02	-17,61
33	ПС Южная 35	35	35,01	0,02	-17,3
34	ПС Лесозаводская 35	35	34,95	-0,15	-17,3
35	РП-4 35	35	34,6	-1,14	-17,31
36	РП-1 35	35	34,61	-1,11	-16,88
37	ПС Терминал 35	35	35,56	1,59	-17,96
38	Майская ГРЭС ТГ 1	10	10		-12,62
39	Майская ГРЭС ТГ 1 ВН	35	34,63	-1,05	-16,66
40	Майская ГРЭС ТГ 3	10			0,17

1	2	3	4	5	6
41	Майская ГРЭС ТГ ВН	35	34,63	-1,05	-16,66
42	Ммайская ГРЭС СК 5	10	10	0	-14,58
43	Майская ГРЭС ТГ 4	10	10		-14,58
44	Майская ГРЭС ГТУ	10			0,17
45	Тумнин 220	220	230,64	4,83	-6,51
46	Тумнин 35	35	34,91	-0,54	-10,15
47	Тумнин 10	10	9,91	-0,44	-10,23
48	Тумнин Нейтраль 220	220	218,67	-0,57	-10,31

Таблица 40 – Расчетные значения токовой загрузки ЛЭП 220 кВ

Начало	Конец	Марка провода	I max, А	Идоп_расч, А	I загр, %
Комсомольская	Селихино	АС-300/39	112	710	15,7
Селихино	Уктур	АС-300/39	105	710	14,8
Уктур	Высокогорная	АС-300/39	90	710	12,7
Высокогорная	Тумнин	АС-300/39	82	710	11,5
Тумнин	Ванино	АС-300/39	99	710	13,9

По итогам результата режима минимальных нагрузок можно наблюдать, после включения в энергосистему Ванинского района новой подстанции Тумни, аналогичную картину максимальных нагрузок. Отличие заключается еще большего улучшения системы электроснабжения данного района, что просматривается при сравнении таблиц.

7.5 Расчет характерных послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ

При расчете послеаварийных или ремонтных режимов используем режим максимальных нагрузок.

Для данного случая отключаем ВЛ 220 кВ Высокогорная – Тумнин. Осуществляем проверку способности системы удерживать устойчивое состояние сети. При отключении данной линии, ПС Тумнин переходит на обеспечение Майской ГРЭС.

Таблица 41 – Расчетные значения U узлов в послеаварийном режиме

Номер	Название	Uном, кВ	Uрасч, кВ	dU, %	Delta
1	2	3	4	5	6
1	ПС Комсомольская 220	220	220		
2	Комсомольская Нейтраль 1	220	233,78	6,27	-0,62
3	Комсомольская Нейтраль 2	220	233,79	6,27	-0,62
4	Комсомольская 110	110	116,97	6,33	-0,62
5	ПС Гейтер 2с-110	110	115,03	4,57	-1,21
6	ПС Гейтер 1с-110	110	115,03	4,57	-1,21
7	ПС Картель 2с-110	110	114,85	4,41	-1,33
8	ПС Картель 1с-110	110	114,85	4,41	-1,33
9	Селихино 110	110	115,82	5,29	-1,48
10	ПС Селихино 220	220	223,04	1,38	-0,44
11	Селихино Нейтраль 220	220	231,48	5,22	-1,48
12	ПС Уктур 220	220	223,35	1,52	-0,66
13	ПС Высокогорная 220	220	221,4	0,63	-1,02
14	Высокогорная Нейтраль 1 220	220	215,04	-2,25	-1,76
15	Высокогорная Нейтраль 2 220	220	214,99	-2,28	-1,76
16	Высокогорная СН 1 (35 кВ)	35	34,23	-2,19	-1,76
17	Высокогорная СН 2 (35 кВ)	35	34,23	-2,21	-1,76
18	Высокогорная НН 1 (10 кВ)	10	9,68	-3,25	-1,87
19	Высокогорная НН 2 (10 кВ)	10	9,67	-3,26	-1,87
20	ПС Ванино 220	220	225,53	2,51	-23,41
21	Ванино 220 Нейтраль	220	220,01	0	-23,41
22	Ванино 110	110	110	0	-23,41
23	Ванино 110 Нейтраль 1	110	104,95	-4,59	-25,96
24	Ванино 110 Нейтраль 2	110	104,98	-4,57	-25,97
25	Ванино 110 СН 1 (35 кВ)	35	35,09	0,25	-25,91
26	Ванино 110 СН 2 (35 кВ)	35	35,08	0,24	-25,91
27	Ванино 110 НН 1 (10 кВ)	10	10	0,05	-26,42

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4	5	6
28	Ванино 110 НН 2 (10 кВ)	10	10,04	0,35	-25,98
29	ПС Монгохто 35	35	34,56	-1,25	-26,79
31	ПС Тишкино 35 2с	35	34,95	-0,15	-26,27
32	ПС Тишкино 35 1с	35	35,03	0,07	-26,11
33	ПС Южная 35	35	34,76	-0,68	-27,21
34	ПС Лесозаводская 35	35	34,74	-0,73	-27,31
35	РП-4 35	35	34,65	-1	-27,88
36	РП-1 35	35	34,87	-0,36	-27,76
37	ПС Терминал 35	35	34,74	-0,74	-26,04
38	Майская ГРЭС ТГ 1	10	10		-23,73
39	Майская ГРЭС ТГ 1 ВН	35	35		-27,67
40	Майская ГРЭС ТГ 3	10	20	10,98	-27,34
41	Майская ГРЭС ТГ ВН	35	35	0	-27,67
42	Ммайская ГРЭС СК 5	10	9,63	-3,65	-26,63
43	Майская ГРЭС ТГ 4	10	10		-24,49
44	Майская ГРЭС ГТУ	10	20	11,15	-27,34
45	Тумнин 220	220	239,42	8,83	-23,34
46	Тумнин 35	35	34,81	-0,53	-10,14
47	Тумнин 10	10	9,96	-0,44	-10,14
48	Тумнин Нейтраль 220	220	218,82	-0,54	-10,14

Таблица 42 – Расчетные значения токовой загрузки ЛЭП 220 кВ

Начало	Конец	Марка провода	I max, А	I доп_расч, А	I загр, %
Комсомольская	Селихино	АС-300/39	92	710	13
Селихино	Уктур	АС-300/39	24	710	3,4
Уктур	Высокогорная	АС-300/39	31	710	4,3
Высокогорная	Тумнин	АС-300/39	откл	710	откл
Тумнин	Ванино	АС-300/39	67	710	9,5

По итогу расчета наблюдаем, что Майская ГРЭС в случае аварии способна поддерживать устойчивый режим работы, но при этом просматриваются значительные отклонения напряжений на ГРЭС. Требуется в короткие сроки устранить аварию. ГРЭС не хватает мощности для поддержания устойчивости сети длительное время. Опасность заключается в выходе из строя оборудования (большой срока отработки) и каскадной аварии на Майской ГРЭС.

В данный момент решается вопрос по реконструкции Майской ГРЭС и строительстве Совгаванской ТЭЦ, от которой будет осуществляться питание.

7.6 Регулирование напряжения в сети

Регулирование сети осуществлялось с помощью регулирования под нагрузкой (РПН).

РПН - устройство для переключения ответвлений обмотки силового трансформатора под нагрузкой. Устройство РПН служит для регулирования напряжения на низшей (низших) напряжениях трансформатора, выполняется на стороне высокого напряжения (ниже токи, проще реализация). Регулирование напряжения может производиться автоматически либо вручную – дистанционно или по месту.

Подробный расчет представлен в приложении В.

8 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТА

В данном разделе осуществляем расчет инвестиционной привлекательности проекта. Для данного проекта актуально капиталовложения на новую ПС.

Капиталовложения – это совокупные затраты ресурсов. Они расходуются на строительно-монтажные работы, приобретение технологического оборудования, транспортировку и прочие нужды.

Для расчёта затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Стоимостных показателей электрических сетей 35 – 1150 кВ». Данные показатели указывают на оценку эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства [17].

При определении фактических цен электросетевого строительства по данным Департамента ОАО «ФСК ЕЭС» индекс перехода от базовых цен 2000 г. к ценам 2018 г. рекомендуется принимать равным 4,04 [17].

Укрупнённые стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения (базовые показатели).

8.1 Расчёт капиталовложений на сооружение ВЛЭП

В капитальные вложения на сооружение линий входят:

- затраты на подготовку трассы, изыскательные работы (определение собственника, отвод земли и т. д.);

- затраты на приобретение элементов линии (заземлителей, изоляторов, опор, монтаж, проводов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, транспортировку) [17].

Базовые показатели стоимости ВЛ 35 – 1150 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства и расчетному напору ветра до 0,6 кПа.

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от вида промежуточных опор, от сечения провода, от числа цепей на опоре и от материала опор.

Данные по ВЛЭП проектируемой подстанции приведены в таблице 30.

Таблица 43 – Стоимость характеристики линии

Провод	Длина, км	Удельная стоимость, тыс. руб./км
АС – 300/39	1	1485

Все капитальные затраты на сооружение ВЛ представлены в таблице 31.

Таблица 44 – Капитальные затраты

№	Составляющие затраты	Сумма, тыс. руб.
1	2	3
1	Стоимость ВЛ 220 кВ по базовым показателям	1485
	Вырубку просеки ($K_{пр.}$)	275
	Отвод земель ($K_{зем.}$)	3
	Установка выключателей по концам электропередачи	29396
	Устройство лежневых дорог ($K_{дор.}$)	780
2	Итого	31939
3	Стоимость линии с учетом коэффициента инфляции (4,04)	129033,56
4	С учетом регионального коэффициента для Дальнего востока.	$129033,56 \times 1,09$
5	Итого	140646,58

8.2 Расчёт капиталовложений на строительство ПС

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций вычисляются по следующей формуле:

$$K_{ПС} = K_{инф.} \times K_{тер.} \times (K_{Тр} + K_{ОРУ} + K_{КРУ} + K_{пост} + K_{яч} + K_{ПА} + K_{выкл}), \quad (163)$$

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

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ

$K_{КРУ}$ – стоимость КРУ, зависящая от схемы РУ и от класса номинального напряжения, тыс. руб.;

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат, тыс. руб.;

$K_{яч}$ – стоимость ячеек в КРУ, тыс. руб.;

$K_{инф.}$ – коэффициент инфляции, равный 4,04 (2000/2014г.);

$K_{тер.}$ – территориальный коэффициент, для Хабаровского края 1,09;

$K_{ПА}$ – противоаварийная автоматика;

$K_{выкл}$ – выключатели.

Определим суммарные капиталовложения на сооружение ПС «Тумнин»:

$$K_{ПС} = 885729,6 \text{ тыс.руб.}$$

Общие капитальные вложения на сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

– капиталовложения на сооружение подстанций $K_{ПС}$, тыс. руб.;

– капиталовложения на сооружение ЛЭП $K_{ВЛ}$, тыс. руб.

$$K_{ОБЩ} = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (164)$$

Таким образом, общие капиталовложения составят:

$$K_{ОБЩ} = 885729,6 + 140646,58 = 1026376,18, \text{ тыс. руб.}$$

8.3 Расчёт амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги). Цель амортизации – накопление финансовых средств, для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для i -го вида.

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы (20 лет):

$$I_{Am} = \frac{K_{пс} + K_{вл}}{T_{сл}}, \quad (165)$$

где $K_{пс}$ – капиталовложения в ПС, тыс. руб.;

$K_{вл}$ – капиталовложения в ВЛ, тыс. руб.;

$T_{сл}$ – срок службы, лет.

Расчёт издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{Am} = \frac{1026376,18}{20} = 48974,699 \text{ тыс. руб.}$$

8.4 Расчёт эксплуатационных затрат

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также внеплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Для расчёта эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах, суммарные потери сети на корону в ЛЭП, а также удельные потери в батареях конденсаторов и потери в линиях.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{ЭР} = \alpha_{тэоВЛ} \times K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \times K_{ПС}, \quad (166)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС.

Издержки стоимости потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \times C_{\Delta W}, \quad (167)$$

где ΔW – потери электроэнергии, МВт·ч/год;

$C_{\Delta W} = 1,81$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах (если есть КУ) в зимний и летний периоды года:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{Тр} + \Delta W_{Кор} + \Delta W_{КУ} \quad (168)$$

где $\Delta W_{ВЛ}$ – потери электроэнергии в ВЛ, МВт;

$\Delta W_{Тр}$ – потери электроэнергии в трансформаторах, МВт;

$\Delta W_{Кор}$ – потери электроэнергии на корону, МВт;

$\Delta W_{КУ}$ – потери электроэнергии в компенсирующих устройствах, МВт.

Потери в воздушных линиях:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{эф}^3)^2 + (Q_{неск.эф}^3)^2}{U_{ном}^2} \times R_{ВЛ} \times T_3 + \frac{(P_{эф}^Л)^2 + (Q_{неск.эф}^Л)^2}{U_{ном}^2} \times R_{ВЛ} \times T_Л, \quad (169)$$

где $T_3, T_Л$ – количество часов зимних и летних дней;

$P_{эф}, Q_{неск.эф}$ – эффективные активная и реактивная мощности ПС соответственно;

$R_{ВЛ}$ – активное сопротивление линии, Ом;

L – длина линии, км.

Потери на корону вычисляется по формуле:

$$\Delta W_{Кор} = \Delta q_k \times L, \quad (170)$$

где Δq_k – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения, МВт·ч/км;

L – длина линии, км.

Потери на корону учитываются в ВЛ свыше 110 кВ включительно.

Потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{Tp} = \frac{(P_{эф}^3)^2 + (Q_{неск.эф}^3)^2}{U_{ном}^2} \times R_{mp} \times T_3 + \frac{(P_{эф}^л)^2 + (Q_{неск.эф}^л)^2}{U_{ном}^2} \times R_{mp} \times T_л + 2 \times \Delta P_{xx} \times T_2,$$

(171)

где ΔP_{xx} – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода, кВт;

$T_3, T_л$ – количество часов зимних и летних дней;

$P_{эф}, Q_{неск.эф}$ – эффективные активная и реактивная мощности ПС соответственно;

R_{mp} – сопротивление трансформатора, Ом.

Рассчитаем издержки на ремонт и эксплуатацию для ПС Тумнин:

$$I_{эп} = 0,0065 \times 218871 + 0,0525 \times 109423 = 7167 \text{ тыс. руб.};$$

Рассчитаем потери для ПС Комсомольская:

$$\Delta W_{в.л} = \frac{12,5^2 + 4,85^2}{220^2} \times 0,24 \times 12 \times 4800 + \frac{10,77^2 + 3,71^2}{220^2} \times 0,24 \times 12 \times 3960 = 174$$

МВт·ч/год;

$$\Delta W_{Tp} = \frac{12,5^2 + 4,85^2}{220^2} \times 0,52 \times 4800 + \frac{10,77^2 + 3,71^2}{220^2} \times 0,52 \times 3960 + 2 \times 0,012 \times 8760 = 82$$

МВт·ч/год;

$$\Delta W_{общ} = 174 + 82 = 256 \text{ МВт·ч/год};$$

Рассчитаем издержки на потери для ПС Тумнин:

$$I_{\Delta W} = 256 \times 1,81 = 463,36 \text{ тыс. руб.}$$

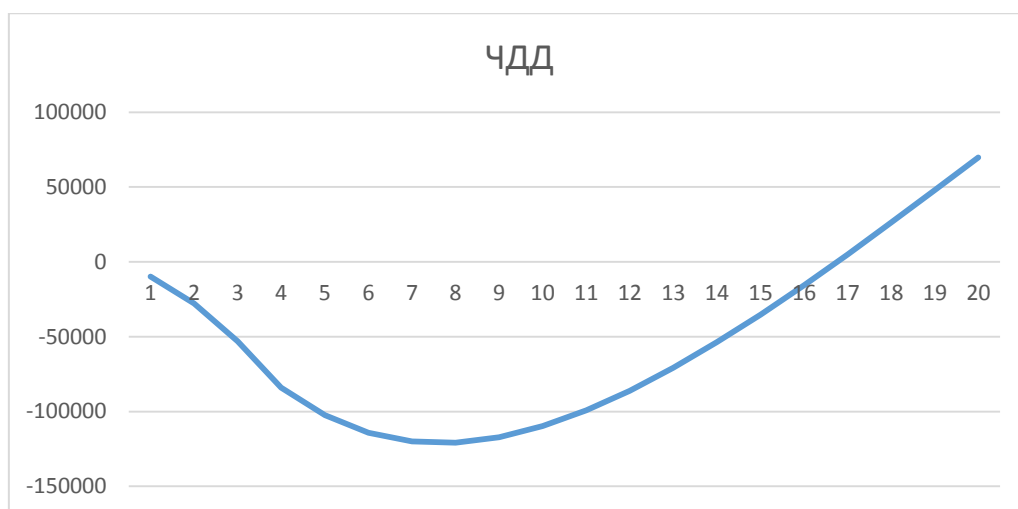


Рисунок 12 – Чистый дисконтированный доход

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается развитие сетей ПАО «ФСК ЕЭС» напряжением 220 кВ в связи со строительством воздушной линии электропередачи Высокогорная - Тумнин.

Для обеспечения технологического присоединения объектов ОАО «РЖД» и повышения надёжности потребителей электроэнергии было решено произвести строительство воздушной линии электропередачи Высокогорная – Ванино с одноцепной отпайкой на ПС Тумнин.

9.1 Безопасность

На ПС Тумнин будет установлен трансформатор ТДТН-10000/220

На ПС Тумнин 220 кВ электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны быть установлены таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу;

2) при нарушении нормальных условий работы электроустановки

будет обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей. С обеих сторон цепи необходимо иметь видимый разрыв, а аппараты и токоведущие части заземлить;

4) должна быть обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования. Для этого на территории подстанции предусмотрена проезжая часть.

Работы, проводимые в электроустановках, должны обеспечивать безопасность человека. Согласно приложению к приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок», организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются: оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации; допуск к работе; надзор во время работы; оформление перерыва в работе; перевода на другое место; окончания работы.

Ответственными за безопасное ведение работ являются:

- выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады.

Выдающий наряд, отдающий распоряжение определяет необходимость и возможность безопасного выполнения работы. Он отвечает за достаточность и правильность указанных в наряде (распоряжении) мер безопасности, за

качественный и количественный состав бригады и назначение ответственных за безопасность, а также за соответствие выполняемой работе групп перечисленных в наряде работников, проведение целевого инструктажа ответственного руководителя работ (производителя работ, наблюдающего).

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

1) Отключение токоведущих частей.

Должны быть отключены:

- токоведущие части, на которых будут производиться работы;
- не ограждённые токоведущие части, к которым возможно случайное приближение людей.

В электроустановках напряжением выше 1000 В с каждой стороны, с которой коммутационным аппаратом на рабочее место может быть подано напряжение, должен быть видимый разрыв. Видимый разрыв может быть создан отключением разъединителей, снятием предохранителей, отключением отделителей и выключателей нагрузки, отсоединением или снятием шин и проводов.

2) Вывешивание запрещающих плакатов.

На приводах (рукоятках приводов) коммутационных аппаратов с ручным управлением (выключателей, отделителей, разъединителей, рубильников, автоматов) во избежание подачи напряжения на рабочее место должны быть вывешены плакаты "Не включать! Работают люди".

У однополюсных разъединителей плакаты вывешиваются на приводе каждого полюса, у разъединителей, управляемых оперативной штангой, - на ограждениях. На задвижках, закрывающих доступ воздуха в пневматические приводы разъединителей, вывешивается плакат "Не открывать! Работают люди".

На присоединениях напряжением до 1000 В, не имеющих коммутационных аппаратов, плакат "Не включать! Работают люди" должен быть вывешен у снятых предохранителей.

3) Проверка отсутствия напряжения.

Проверять отсутствие напряжения необходимо указателем напряжения, исправность которого перед применением должна быть установлена с помощью предназначенных для этой цели специальных приборов или приближением к токоведущим частям, заведомо находящимся под напряжением.

В электроустановках напряжением выше 1000 В пользоваться указателем напряжения необходимо в диэлектрических перчатках.

4) Установка заземления.

Устанавливать заземления на токоведущие части необходимо непосредственно после проверки отсутствия напряжения.

В электроустановках должны быть вывешены плакаты "Заземлено" на приводах разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на заземленный участок электроустановки, и на ключах и кнопках дистанционного управления коммутационными аппаратами.

5) Вывешивание указательных плакатов «Заземлено».

В электроустановках должны быть вывешены плакаты "Заземлено" на приводах разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на заземленный участок электроустановки, и на ключах и кнопках дистанционного управления коммутационными аппаратами.

Для временного ограждения токоведущих частей, оставшихся под напряжением, могут применяться щиты, ширмы, экраны и т.п., изготовленные из изоляционных материалов.

На временные ограждения должны быть нанесены надписи: "Стой! Напряжение" или укреплены соответствующие плакаты.

На ограждениях камер, шкафах и панелях, граничащих с рабочим местом, должны быть вывешены плакаты "Стой! Напряжение".

Разрешается пользоваться для подвески каната конструкциями, не включенными в зону рабочего места, при условии, что они остаются вне огражденного пространства.

На подстанции при работах во вторичных цепях по распоряжению ограждать рабочее место не требуется.

На подстанции на участках конструкций, по которым можно пройти от рабочего места к граничащим с ним участкам, находящимся под напряжением, должны быть установлены хорошо видимые плакаты "Стой! Напряжение". Эти плакаты может устанавливать работник, имеющий группу III, из числа ремонтного персонала под руководством допускающего.

На конструкциях, граничащих с той, по которой разрешается подниматься, внизу должен быть вывешен плакат "Не влезай! Убьет".

На стационарных лестницах и конструкциях, по которым для проведения работ разрешено подниматься, должен быть вывешен плакат "Влезать здесь!".

На подготовленных рабочих местах в электроустановках должен быть вывешен плакат "Работать здесь".

9.1 Экологичность

Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом.

В результате механического повреждения корпуса силового трансформатора возможно растекание масла по земле. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) проектом, согласно «Нормам технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ», предусматривается сооружение под трансформаторами маслоборных ям (маслоприемников) с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслоборник.

На проектируемой подстанции «Тумнин» 220 кВ установлен один трансформатор наружной установки марки ТДН 10000/220/10. Параметры

трансформатора этой марки представлены в таблице 74.

Таблица 45 – Исходные данные для расчёта маслоприёмника трансформатора

Марка трансформатора	Масса масла, кг	Масса общая, кг	Габариты трансформатора		
			Высота Н, мм	Длина А, мм	Ширина Б, мм
ТДН-10000/220	25000	63000	7400	7150	4150

Согласно /9/, так как масса трансформаторного масла больше 20 т, то нужно использовать маслоприемник с отводом масла. Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приемка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

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

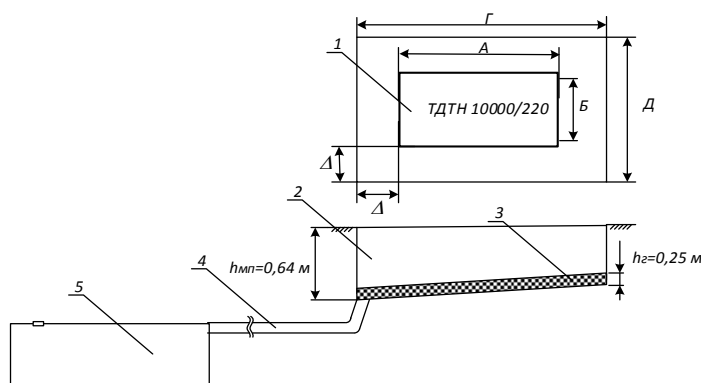


Рисунок 13 – Схема заглублённого маслоприёмника с отводом масла

На рисунке 41 показаны: 1 – автотрансформатор; 2 – маслоприёмник; 3 – гравийная засыпка; 4 – маслоотвод; 5 – маслосборник.

1. Определим габариты маслоприёмника.

Длина B , м:

$$B = (A + 2 \cdot \Delta), \quad (172)$$

где A – габаритная длина трансформатора, м;

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

$$B = (7,15 + 2 \cdot 1,5) = 10,15 \text{ м.}$$

Ширина Γ , м:

$$\Gamma = (B + 2 \cdot \Delta), \quad (173)$$

где B – габаритная ширина трансформатора, м;

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

$$\Gamma = (4,15 + 2 \cdot 1,5) = 7,15 \text{ м.}$$

Площадь маслоприёмника $S_{МП}$, м²:

$$S_{МП} = B \cdot \Gamma, \quad (174)$$

где B – длина маслоприёмника, м;

Γ – ширина маслоприёмника, м.

$$S_{МП} = 10,15 \cdot 7,15 = 72,6 \text{ м}^2.$$

2. Определим объём маслоприёмника.

Согласно /9/, объём маслоприёмника с отводом масла следует рассчитывать на приём 100% объёма масла залитого в трансформатор.

Объём трансформаторного масла $V_{тм}$, м³:

$$V_{тм} = \frac{M}{\rho} \quad (175)$$

где M – масса трансформаторного масла, кг;

ρ – плотность трансформаторного масла, равная $0,88 \cdot 10^3$ согласно /13/,
 $кг / см^3$.

$$V_{тм} = \frac{25000}{0,88 \cdot 10^3} = 28,4 м^3.$$

Итак, объём маслоприёмника $V_{мп}$, $м^3$:

$$V_{мп} = V_{тм} \tag{176}$$

где $V_{тм}$ – объём трансформаторного масла, $м^3$;

$$V_{мп} = 28,4 м^3.$$

3. Определим глубину маслоприёмника $h_{мп}$, $м$:

$$h_{мп} = \frac{V_{мп}}{S_{мп}} + h_2 \tag{177}$$

где $V_{мп}$ – объём маслоприёмника, $м^3$;

$S_{мп}$ – площадь основания маслоприёмника, $м^2$;

h_2 – высота слоя гранитного щебни или гравия согласно, равная $0,25 м$.

$$h_{мп} = \frac{28}{72,6} + 0,25 = 0,64 м.$$

4. Определим объём маслосборника.

Согласно 7 редакции Правил устройств электроустановок маслосборники должны вмещать 100% объём масла единичного оборудования и 80% воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площадей маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \frac{л}{с \cdot м^2}$ в течение 30 минут /13/.

Объём воды $V_{воды}$ от средств пожаротушения, $м^3$:

$$V_{воды} = I_n \cdot t \cdot (S_{мп} + S_{бнг}) \tag{178}$$

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

t – время пожаротушения, равное $1800 с$;

$S_{\text{бпг}}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, м^2 .

Площадь боковых поверхностей трансформатора $S_{\text{бпг}}$, м^2 :

$$S_{\text{бпг}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H \quad (179)$$

где A – длина трансформатора, м ;

B – ширина трансформатора, м ;

H – высота трансформатора, м .

$$S_{\text{бпг}} = 2 \cdot (7,15 + 4,15) \cdot 7,4 = 167,2 \text{ м}^2.$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (72,6 + 167,2) = 86,3 \text{ м}^3.$$

Определим объём маслосборника $V_{\text{мс}}$, м^3 :

$$V_{\text{мс}} = V_{\text{тм}} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}} \quad (180)$$

где $V_{\text{тм}}$ – объём трансформаторного масла, м^3 ;

$V_{\text{воды}}$ – объём воды от средств пожаротушения, м^3 .

$$V_{\text{мс}} = 28,4 + 0,8 \cdot 86,3 = 97,5 \text{ м}^3.$$

Маслоотводы и маслоприемные устройства под трансформаторами должны содержаться в исправном состоянии для исключения попадания масла в кабельные каналы при аварии.

В трансформаторе ТДТН 10000/220 будет установлен маслоприемник с отводом масла в маслосборник заглубленного типа с габаритами 10,15x7,15 м, а его объем равен 28,4 м^3 . Маслосборник вмещает в себя 100% объем масла единичного оборудования и 80% воды от средств пожаротушения. Тем самым мы предотвращаем растекание трансформаторного масла по поверхности земли, защищаясь от распространения пожара.

9.2 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может быть возникновение пожара электроэнергетических объектов.

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

Согласно Правилам пожарной безопасности, для энергетических предприятий, основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Руководством ПС 220 кВ должна быть разработана документация по пожарной безопасности, в которую входят [13]:

- общая инструкция о мерах пожарной безопасности на подстанции;
- инструкция по обслуживанию установок пожаротушения;
- инструкция по обслуживанию установок пожарной сигнализации.

В состав организационно-технических мероприятий входит [13]:

а) подготовка ИТР, рабочих и служащих по пожарной безопасности, которая состоит из следующих основных положений:

- вводного инструктажа по пожарной безопасности;
- проводимых в структурных подразделениях регулярных инструктажей; в тематику которых обязательно включаются вопросы пожарной безопасности;
- специальной подготовки персонала;
- занятий по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведения противопожарных тренировок;

б) территория подстанции должна постоянно содержаться в чистоте.

На ПС должны быть предусмотрены первичные средства пожаротушения [13].

Первичные средства пожаротушения необходимы для локализации и полной ликвидации начинающихся и еще неразвившихся пожаров. Первичные средства пожаротушения должны размещаться в легкодоступных местах и не должны быть помехой и препятствием при эвакуации персонала.

На ПС 220 кВ должны иметься пожарные ящики с просушенным песком. Ящики должны быть окрашены в красный цвет, снабжены совком или лопатой и иметь емкость не менее 0,5 м³.

На ПС пожарные ящики устанавливаются возле каждого маслonaполненного оборудования с объемом масла более 1 т.

Песок используется для тушения небольших очагов пожара горящих жидкостей, электрокабелей и проводки.

Тушение песком производится набрасыванием его на горящую поверхность, чем достигается механическое воздействие на пламя и его частичная изоляция. Песок используется для удаления небольших подтеков горючих жидкостей с целью ограничения зоны растекания.

Также к первичным средствам пожаротушения относятся огнетушители.

Для тушения начинающих и еще не получивших большого развития пожаров, служат углекислотные огнетушители. Преимущество ОУ в том, что углекислота не проводит электрический ток, а применять их можно для тушения пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением до 10 кВ.

Порошковые огнетушители (ОП) предназначены для тушения пожаров твердых, жидких и газообразных веществ, а также электроустановок, находящихся под напряжением до 1 кВ.

На подстанции самым пожароопасным объектом является трансформатор. Для тушения пожара на трансформаторе учитываются следующие особенности/13/:

а) при тушении пожара на трансформаторе, он должен быть отключен и заземлен со всех сторон. После снятия напряжения тушение пожара может производиться любыми средствами пожаротушения. Горящее масло не рекомендуется тушить компактными водяными струями, во избежание увеличения площади пожара.

б) для локализации очага пожара должны быть приняты меры, предотвращающие растекание трансформаторного масла.

в) при пожаре на трансформаторах, установленных в закрытых помещениях, должны быть приняты меры по предупреждению распространения пожара через кабельные, вентиляционные и другие каналы.

г) во время тушения развивающегося пожара следует защищать от действия высокой температуры рядом расположенное оборудование. При этом находящееся под напряжением оборудование необходимо отключить.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе рассматривалось развитие сетей ПАО «ФСК ЕЭС» напряжением 220 кВ в связи со строительством воздушной линии электропередачи Высокогорная – Тумнин – Ванино.

Цель работы заключалась в обеспечении технологического присоединения объекта подстанции Тумнин со строительством линии электропередачи (Высокогорная – Тумнин – Ванино). Организация, ответственная за реализацию проекта выступает ОАО «РЖД».

При написании выпускной квалификационной работы были решены следующие задачи, такие как:

- 1) Проектирование и расчет в режиме максимальных и минимальных нагрузок существующей схемы в ПВК RastrWin.
- 2) Проектирование и расчет в режиме максимальных и минимальных нагрузок в ПВК RastrWin с присоединением ПС Тумнин, а также расчет послеаварийного режима при максимальных нагрузках и регулировка напряжения.

- 3) Выбор силового оборудования для ПС.
- 4) Строительство линии электропередачи Высокогорная – Тумнин – Ванино.

Результаты, которое удалось решить по итогам проектирования:

- обеспечить потребителей качественным, устойчивым и безопасным электроснабжением по средствам улучшения параметров с обеспечением надежности электрической сети;
- уменьшение потерь на корону;
- уменьшение экономической составляющей, тарифы на электроэнергию с помощью обеспечения выше перечисленных благ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения.– М. : Высшая школа, 2007. – 639 с.
- 2 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов. – М. : Энергофтоиздат, 1986. – 464 с.
- 3 Блок, В.М. Электрические сети и системы / В.М. Блок. - М.: Высшая школа, 1986. – 678 с.
- 4 Железко, Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях : руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М. : Изд – во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.
- 5 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчие. - М. : Энергоатомиздат, 1989.- 438 с.
- 6 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы / В.Г. Китушин. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2003. – 256 с.

7 Козулин, В.С. Электрооборудование станций и подстанций / В.С. Козулин, Л.Д. Рожкова. - М.: Энергоатомиздат, 1987. – 765 с.

8 Лапин, В.Л. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда) : Учебное пособие для студентов вузов/ В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев, П.П. Кукин [и др.], – 2-е издание, исправленное и дополненное. – М. : Высшая школа, 2001. – 319 с.

9 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2006. – 140с.

10 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков - М. : Энергоатомиздат, 2002. - 608 с.

11 Неуймин, В. Г. Программный комплекс «RastrWin3» : руководство пользователя / В.Г. Неуймин, Е. В. Машалов, А.С. Александров, А.А.Багрянцев. – Екатеринбург : программное обеспечение 2013. – 266 с.

12 Повов, А.И. Электротехнический справочник : В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электротехнической энергии../Под ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.(гл. ред. А. И. Попов). – 9-е изд., стер. - М. : МЭИ, 2004. – 964 с.

13 Попов, Е.Н. Механическая часть воздушных линий электропередач / Е.Н. Попов. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 1999. – 28 с.

14 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие / И.П. Крючков [и др.] ; Под ред. И.П. Крючкова .– М. : Академия, 2005.– 411 с.

15 Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике / Н.В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос.ун-т, 2007. – 54 с.

16 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах : учеб. пособие : рек. ДВ УМЦ / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов, Л. Н. Дудченко ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 1999. - 238 с.

17 Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть первая : учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 177 с.

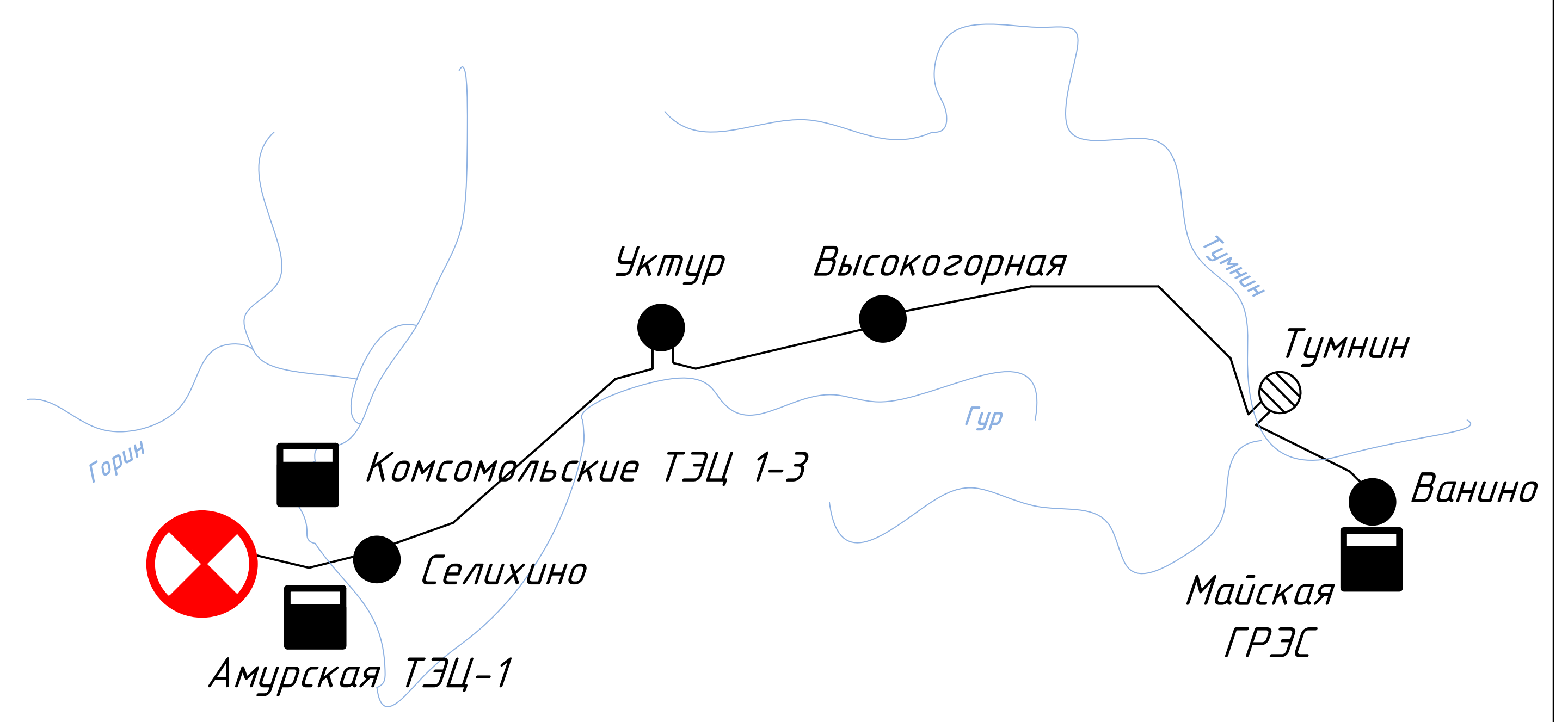
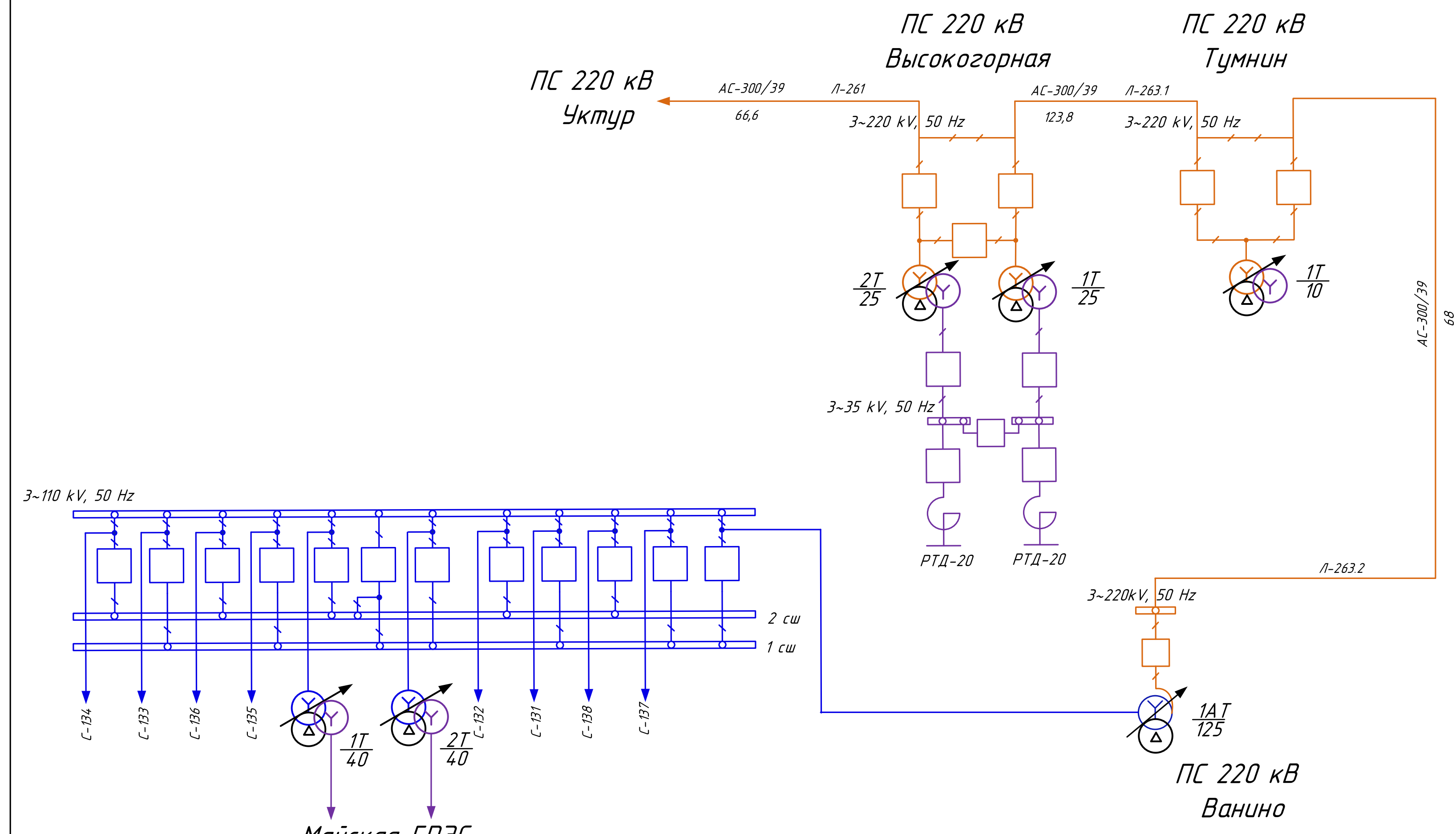
18 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов / Г.В. Судаков. – Благовещенск : Изд-во Амурск. гос. ун-та, 2006. – 189 с.

19 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.30.010-2008.

20 Трубицын, В.И. Надежность электростанций / В.И. Трубицын. - М. : Энергоатомиздат, 1997. – 352 с.

21 Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л.Файбисович. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2009. – 392 с.

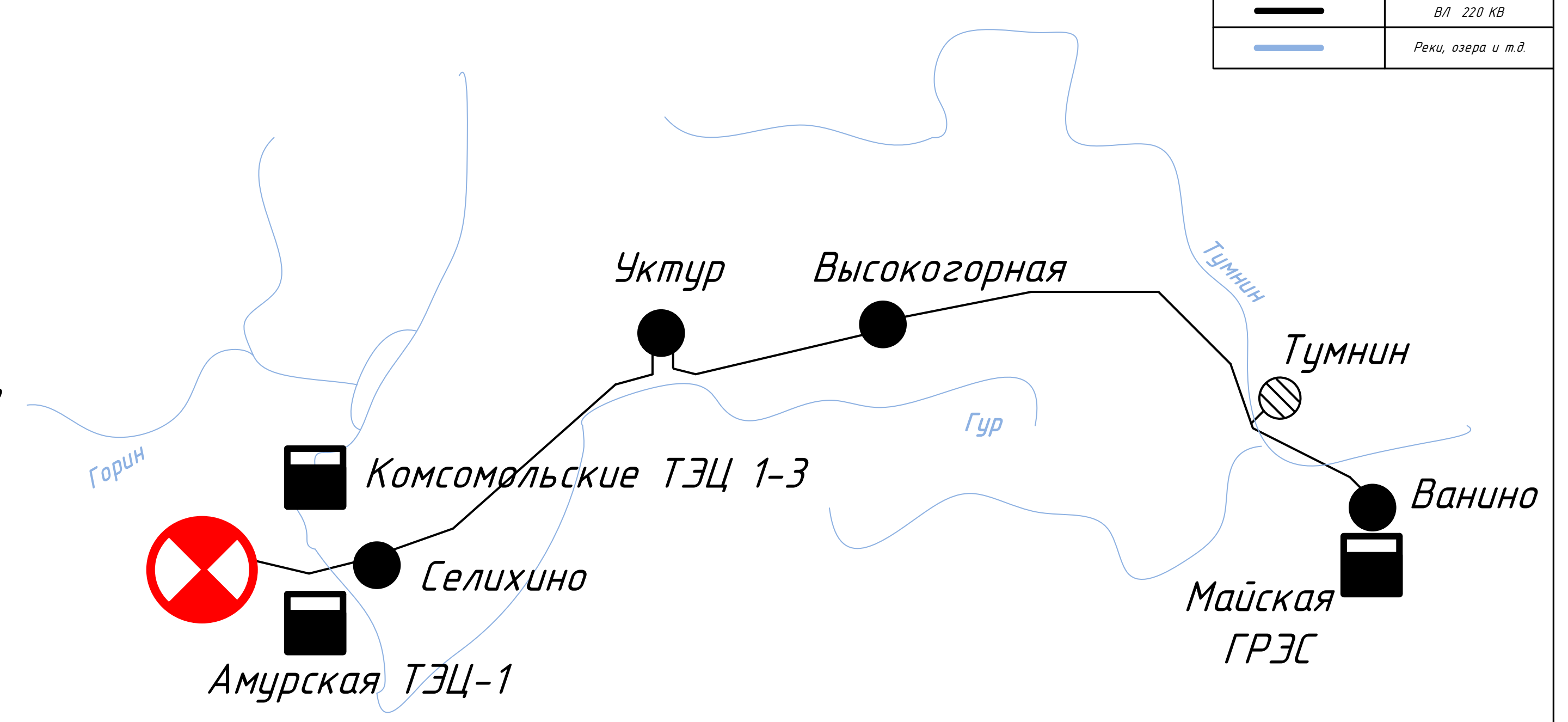
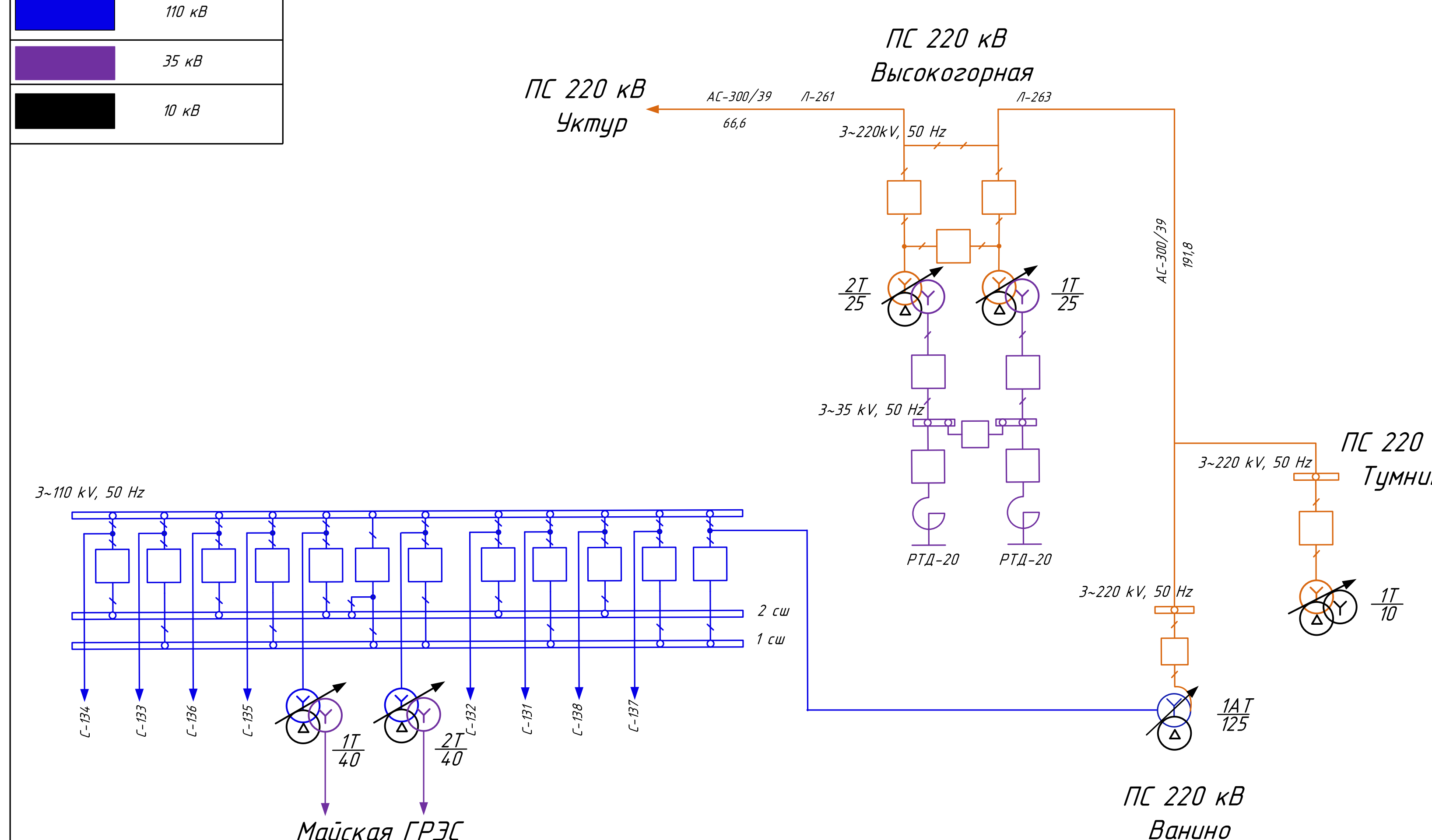
Вариант конфигурации электрической сети №1



Цветовое исполнение классов напряжения

	220 кВ
	110 кВ
	35 кВ
	10 кВ

Вариант конфигурации электрической сети №2

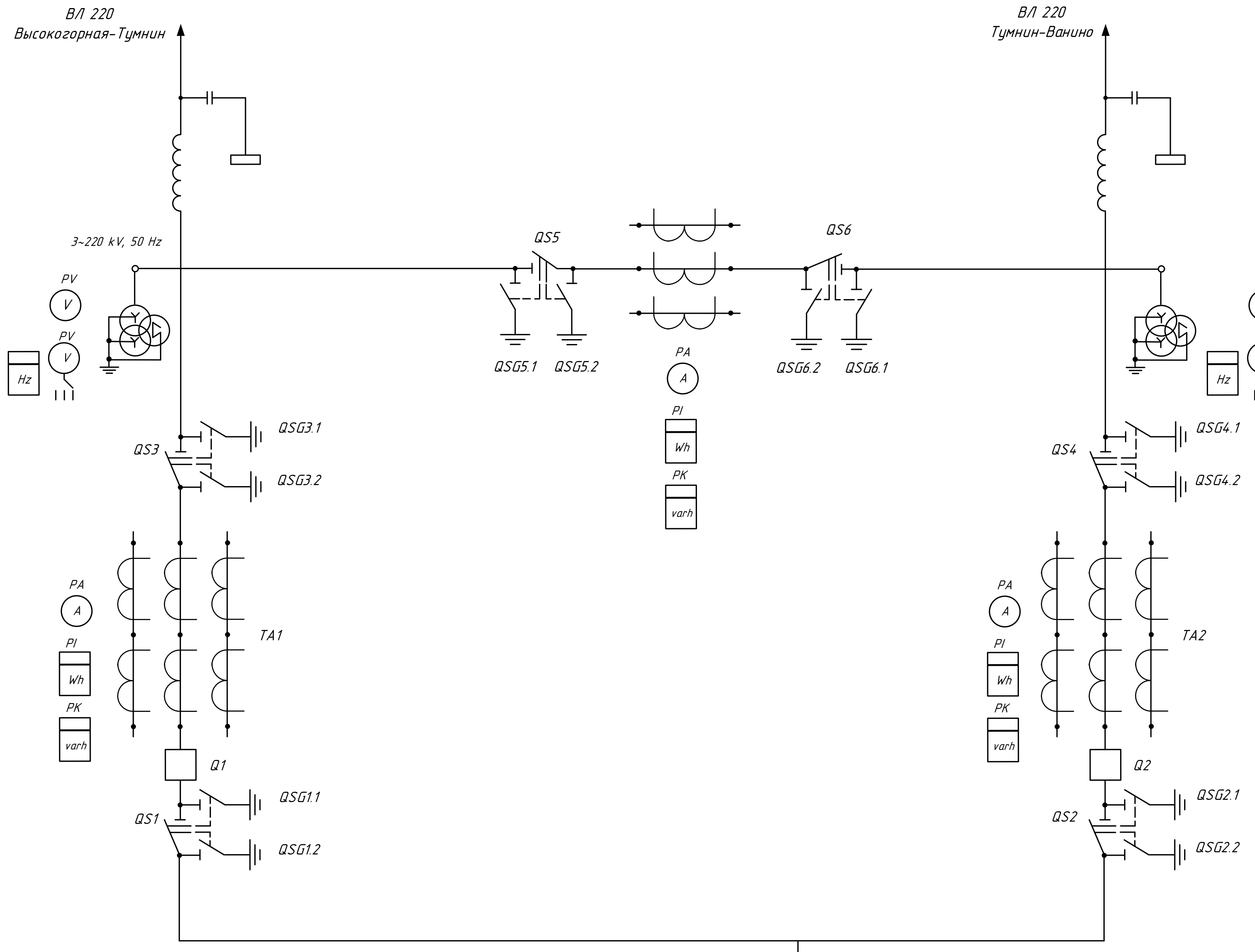


Условные обозначения

	ПС 500 кВ
	ПС 220 кВ
	Строящаяся ПС 220 кВ
	Тепловая электростанция
	ВЛ 220 кВ
	Реки, озера и т.д.

				ВКР.14.4059.130302.СХ				
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Варианты схем электроснабжения	Литера	Масса	Масштаб
Разработчик	Исполнитель	Проверенный	Мягкоходов В.В.			Д		
Т. Контроль	Козлов А.Н.					Лист	Листов	
Рецензент	Н. Кант	Козлов А.Н.				АмГУ		
Утвержден	Гавина Н.В.					Кафедра Энергетики		
Развитие электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС» напряжением 220 кВ в связи со строительством воздушной линии Высокогорная								

АС-300/39
ВЗ - 630 -0,5 У1
НАЛИ-220УХЛ1
РН-СЭЩ-220/ 1250УХЛ1
ТГФ-220УХЛ1
ВГТ-220-40/ 2500УХЛ1
РН-СЭЩ-220/ 1250УХЛ1
ОПН-Ф-220/154/10/ 550УХЛ1
ТДТН-10000/220 УХЛ1
ОПН-П1-35/44/ 10/2УХЛ1
ОПН-Ф-10/12,7/ 1 УХЛ1

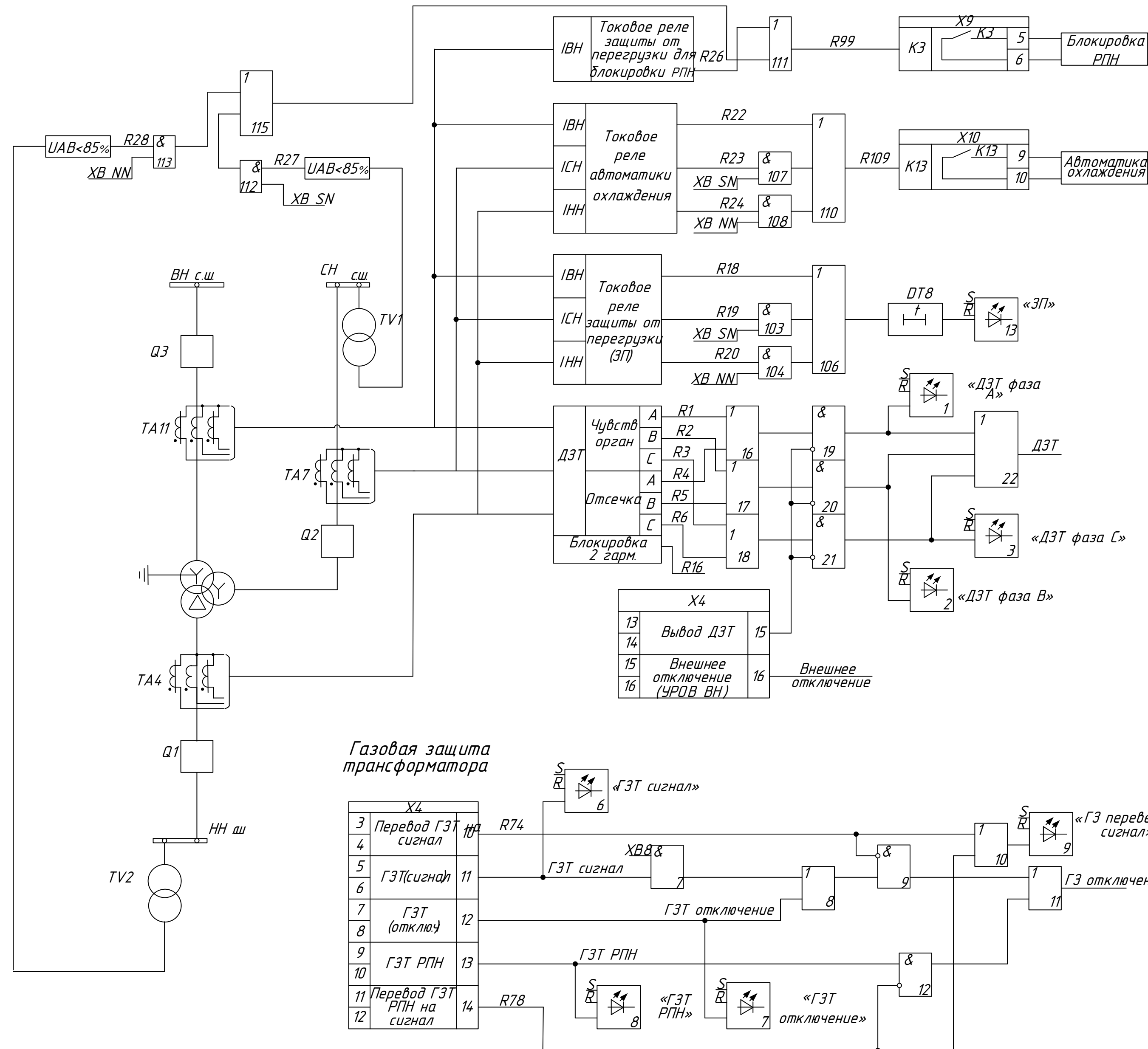


№ ячейки	6	5	4	3	2	1
СШ-10 кВ	1 сш					
КРУ-10 кВ						
Назначение	Фидер 3	Резерв	Фидер 2	Фидер 1	Ввод	
Выключатели	ВВУ-33-10-20/1000У2	ВВУ-33-10-20/1000У2	ВВУ-33-10-20/1000У2	ВВУ-33-10-20/1000У2	ПКН-001-6 У3 ТМ 100/6	ПКН-001-6 У3
ТТ, ТН, БК	ТОЛ-СЭЩ-10УХЛ1	ТОЛ-СЭЩ-10УХЛ1	ТОЛ-СЭЩ-10УХЛ1	ТОЛ-СЭЩ-10УХЛ1	ТОЛ-СЭЩ-10УХЛ1	НАМИ-10УХЛ1

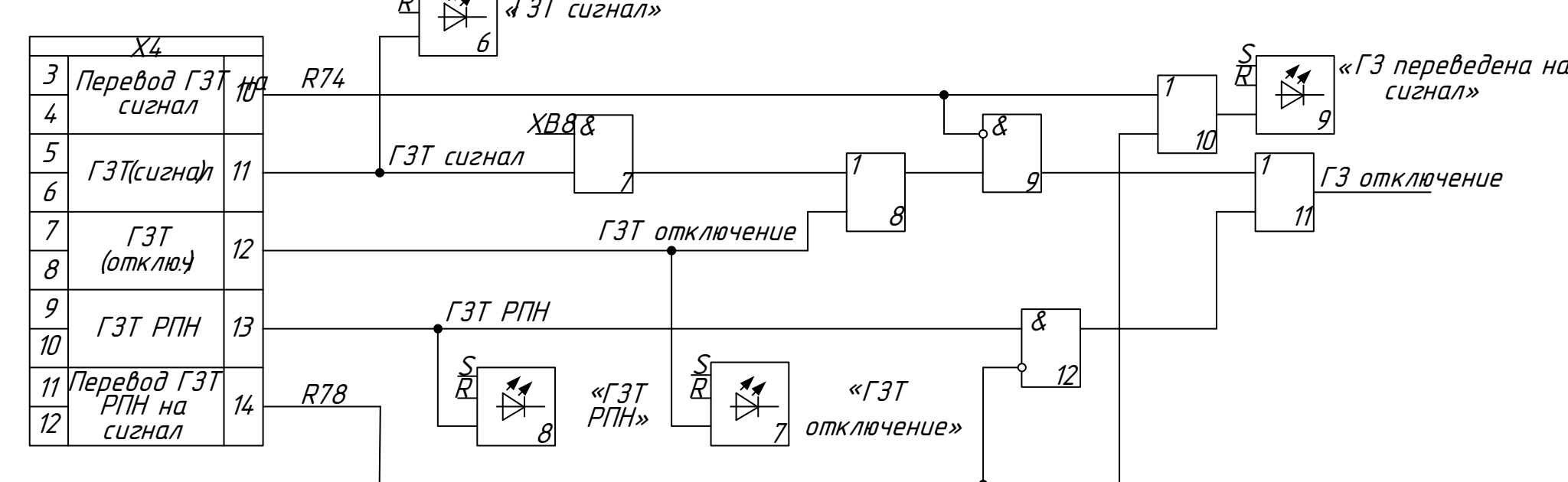
№ ячейки	6	5	4	3	2	1
СШ-35 кВ	1 сш					
ЗРУ-35 кВ						
Назначение	Фидер 3	Резерв	Фидер 2	Фидер 1	Ввод	Трансформатор напряжения
Выключатели	ВВУ-П-35-20/1000У2	ВВУ-П-35-20/1000У2	ВВУ-П-35-20/1000У2	ВВУ-П-35-20/1000У2	ПКН-001-6 У3 ТМ 100/6	ПКН-001-6 У3
ТТ, ТН, БК	ТОЛ-СЭЩ-35УХЛ1	ТОЛ-СЭЩ-35УХЛ1	ТОЛ-СЭЩ-35УХЛ1	ТОЛ-СЭЩ-35УХЛ1	ТОЛ-СЭЩ-35УХЛ1	НАМИ-35УХЛ1

				ВКР.14.4059.130302.СХ				
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Однолинейная подробная схема подстанции «Тумнин»	литера	масса	насетов
Разраб.	Шиленин А.Е.	Проверил	Мясоедов Ю.В.			Д		
Т. Констр.	Козлов А.Н.					Лист	Листов	
Рецензент	Козлов А.Н.					АМГУ		
Н. Кант.	Козлов А.Н.					Кафедра Энергетики		
Утверждаю	Савина Н.В.				Развитие электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС» напряжением 220 кВ в связи со строительством воздушной линии Высокогорная			

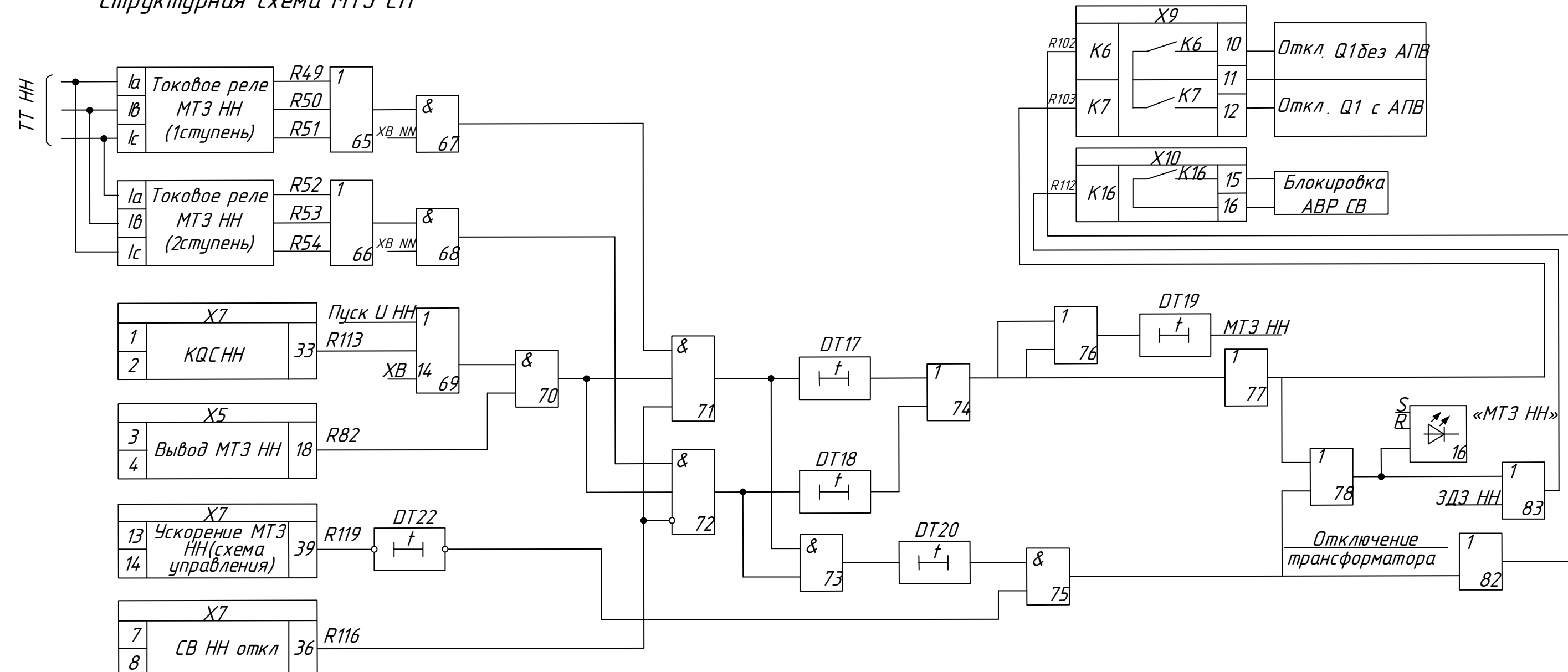
Подключение комплекса ШЗ 2607 041 к силовому трансформатору



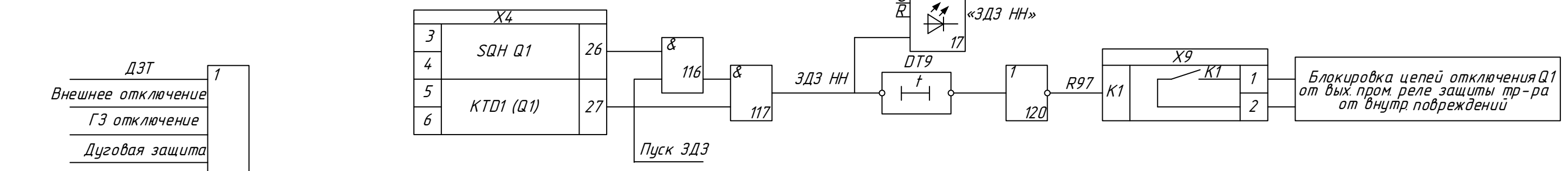
Газовая защита трансформатора



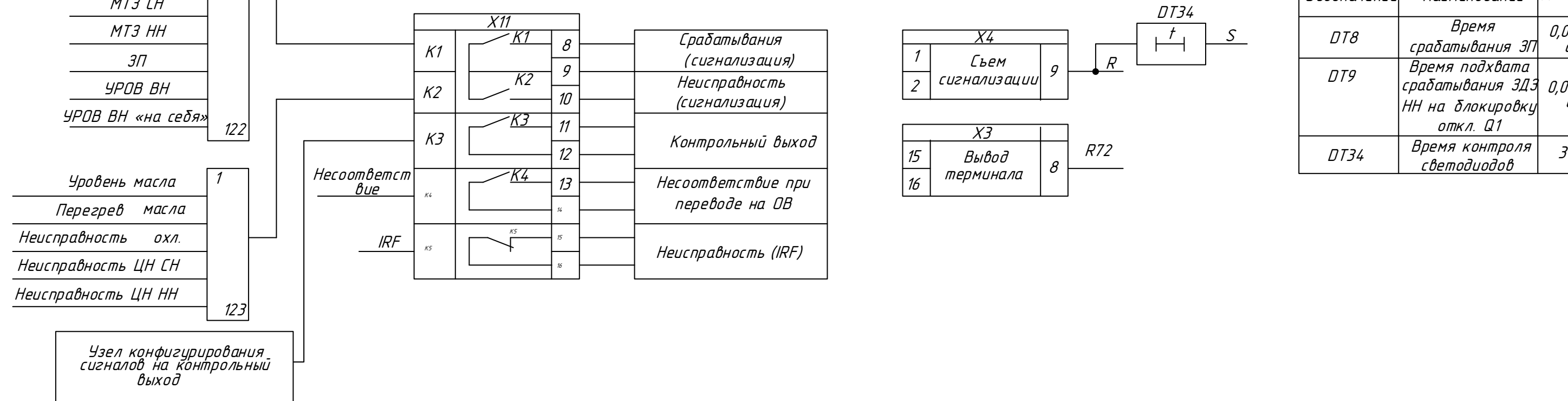
Структурная схема МТЗ СН



Блокировка отключения выключателя НН

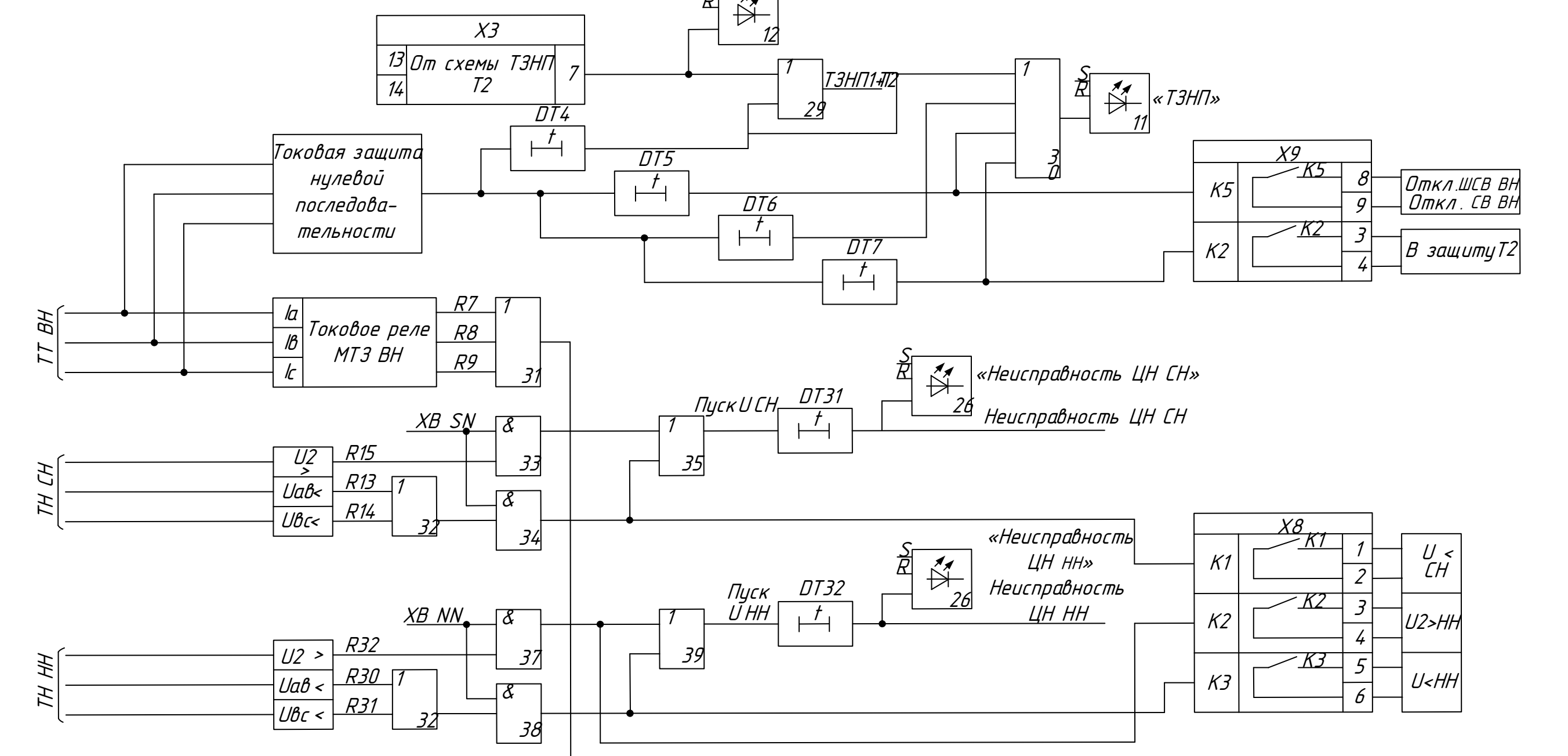


Структурная схема входных цепей сигнализации

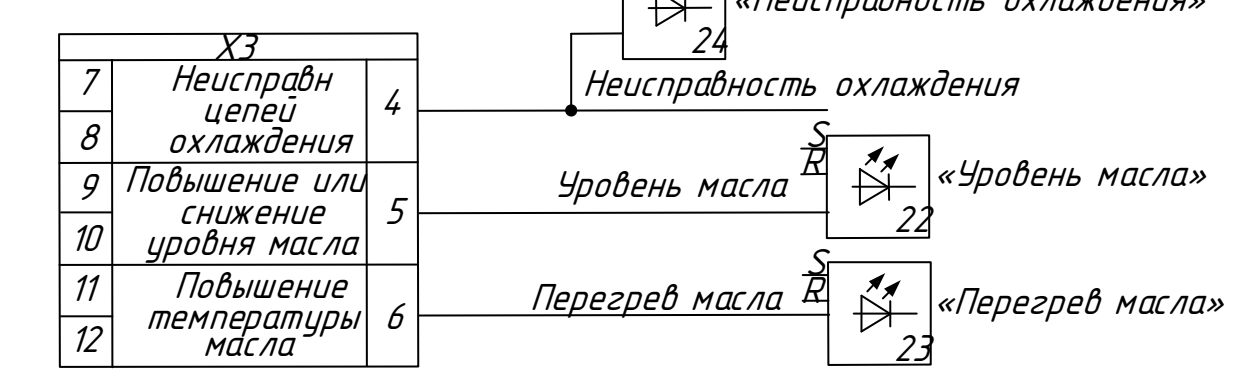


Обозначение	Наименование	Диапазон
DT8	Время срабатывания ЭП	0,05-27 сек.
DT9	Время подхвата срабатывания ЭДЗ НН на блокировку откл. Q1	0,05-27 сек.
DT34	Время контроля светодиодов	3 сек.

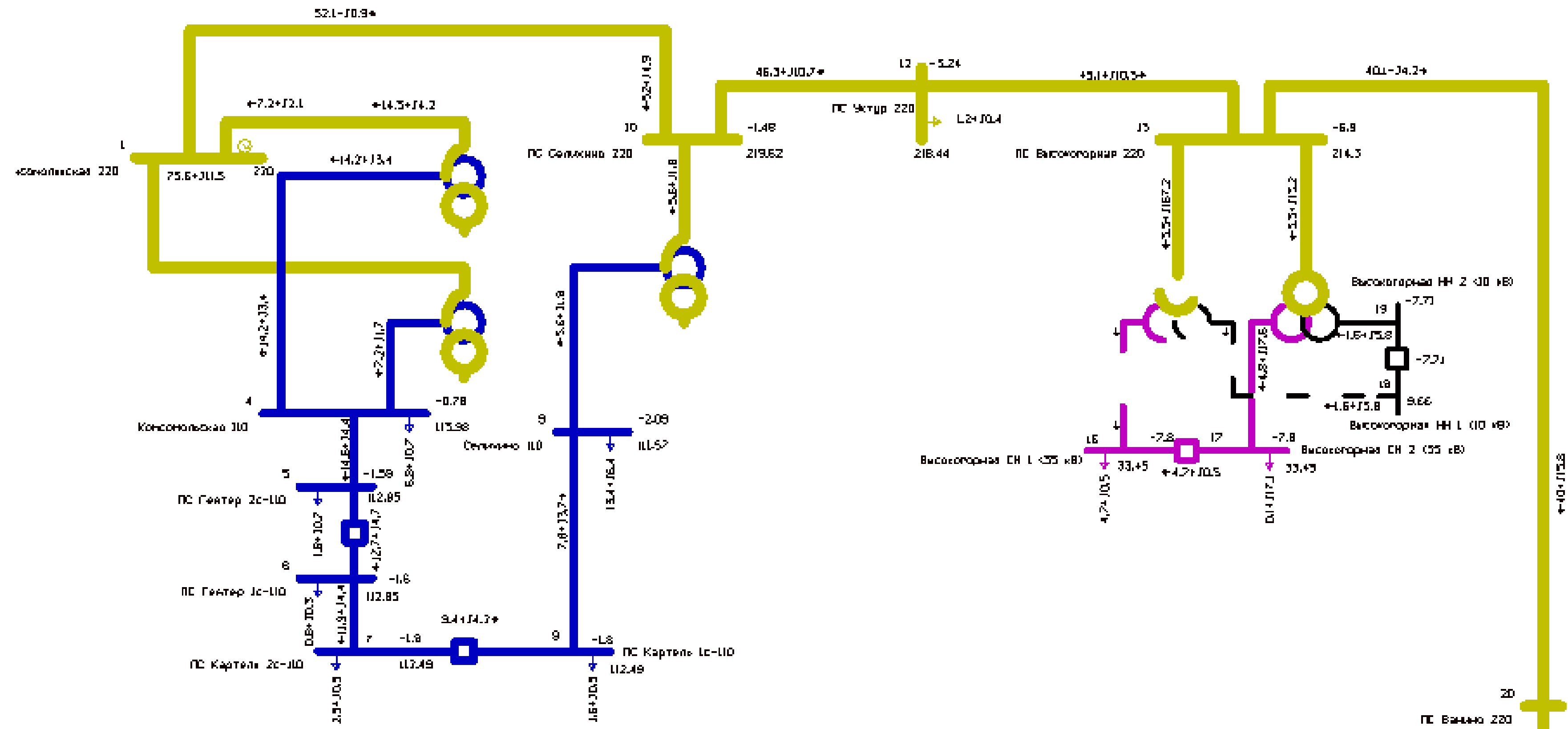
Структурная схема МТЗ ВН



Контроль уровня масла



Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата	Микропроцессорная защита трансформатора типа «ШЗ 2607 041» подстанции «Тумнин»	Литера	Масса
	Д				Разработка электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС» напряжением 220 кВ в связи со строительством воздушной линии Высоковольтная	Лист	Листов
						АМГУ Кафедра Энергетики	

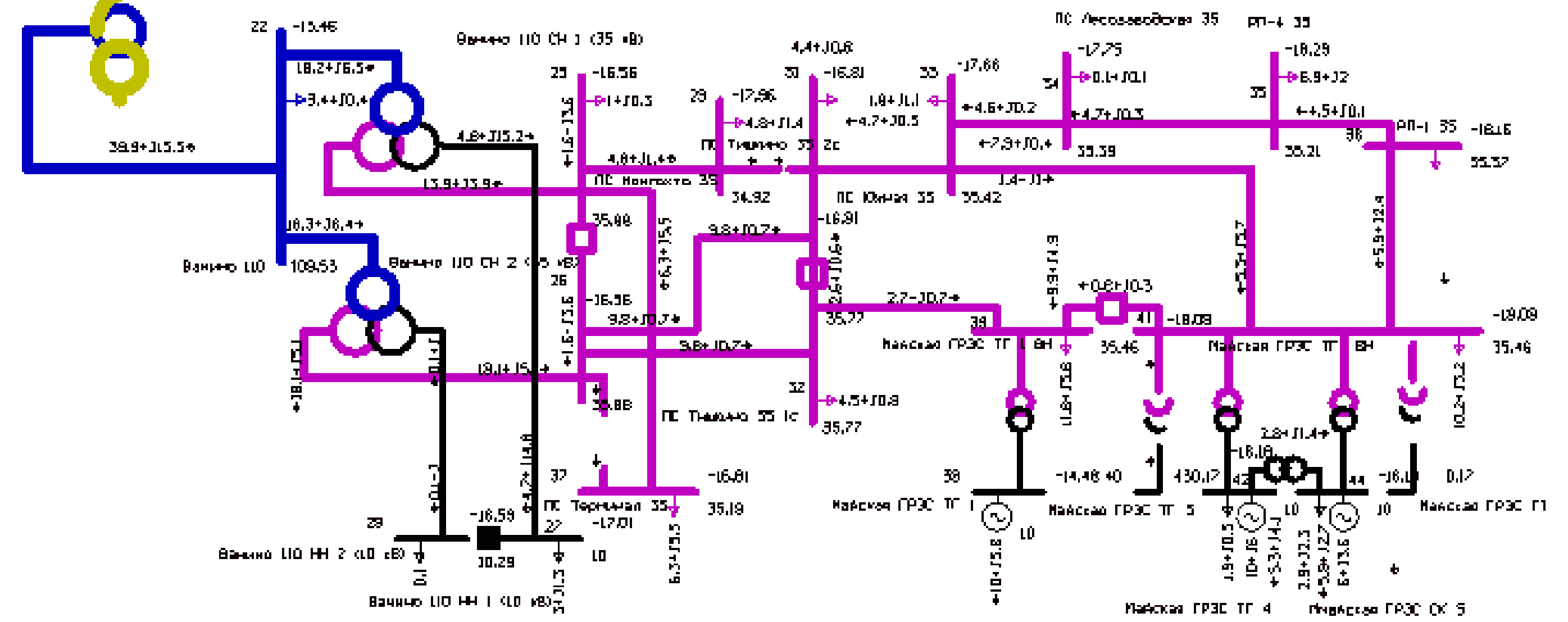


ОТКЛОНЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

№ Узла	Название узла	U _{ном} , кВ	U _{фак} , кВ	dU, %
1	ПС Комасамольская	220	220	базис
10	ПС Селихино	220	219,62	-0,17
12	ПС Уктур	220	218,44	-0,71
13	ПС Высокогорная	220	214,30	-2,59
20	ПС Ванино	220	211,56	-3,84

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

	Напряжение сети	Суммарные потери	Потери в ЛЭП	Потери в трансформаторах
Активные потери	220 кВ	4,12	0,21	3,59
Реактивные потери		133	8,92	124,01

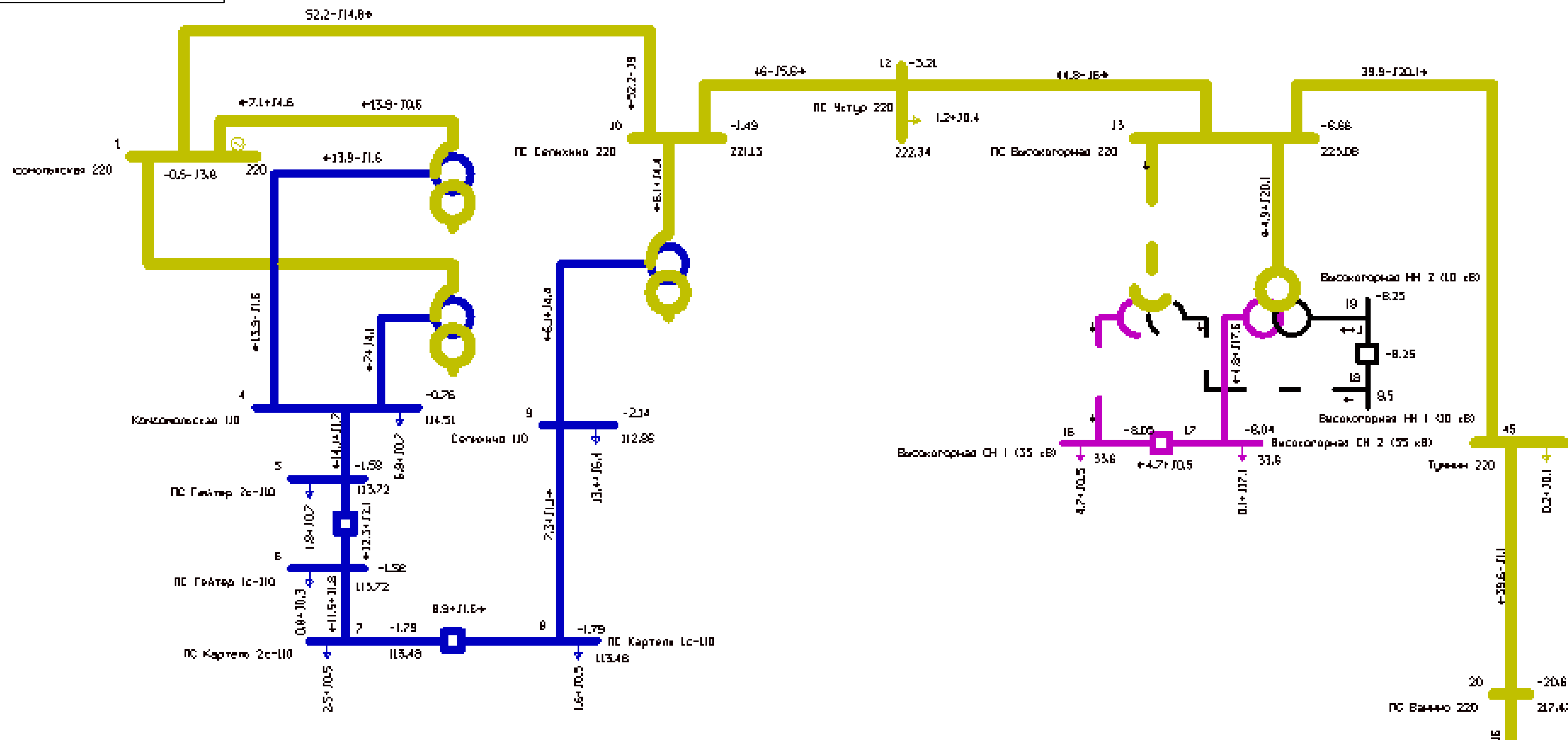


ЗНАЧЕНИЯ ТОКА ПО ЛЭП

№ Узла начала	№ Узла конца	Название узла начала	Название узла конца	U _{ном} , кВ	I _{нач} , А	I _{кон} , А	I _{тах} , А	I _{загр} , %
1	10	ПС Комасамольская	ПС Селихино	220	137	137	137	19,3
10	12	ПС Селихино	ПС Уктур	220	122	126	126	17,7
12	13	ПС Уктур	ПС Высокогорная	220	122	128	128	18,1
13	20	ПС Высокогорная	ПС Ванино	220	109	117	117	16,5

Цветовое исполнение классов напряжения	
	220 кВ
	110 кВ
	35 кВ
	10 кВ

ВКР.14.4059.130302.СХ			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись
Разработ	Шашинин А.Е.		
Проверил	Мисоев В.В.		
Т. Контр.	Козлов А.Н.		
Рецензент			
Н. Контр.	Козлов А.Н.		
Утвердил	Савина Н.В.		
Режим существующей схемы электропитания			
Лист	Масса	Масштаб	
1			
Развитие электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС» напряжением 220 кВ в связи со строительством воздушной линии Высокогорная			
Ангу Кафедра энергетики			

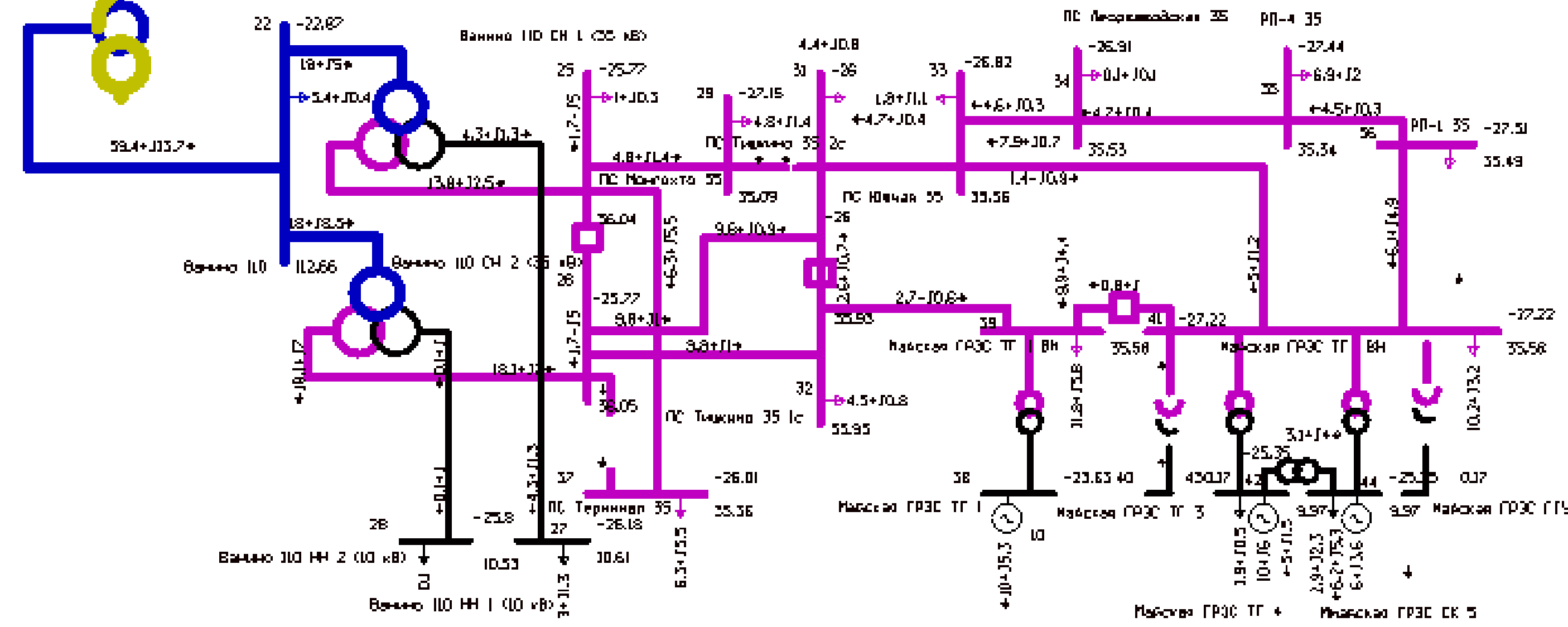


ОТКЛОНЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

№ Узла	Название узла	UНом, кВ	UФак, кВ	dU, %
1	ПС Комасамольская	220	220	базис
10	ПС Селихино	220	221,13	0,51
12	ПС Уктур	220	222,34	1,06
13	ПС Высокогорная	220	223,08	1,40
45	ПС Тумнин	220	226	2,73
20	ПС Ванино	220	217,47	-1,15

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

	Напряжение сети	Суммарные потери	Потери в ЛЭП	Потери в трансформаторах
Активные потери	220 кВ	0,65	0,23	0,14
Реактивные потери		4,54	1,44	3,10

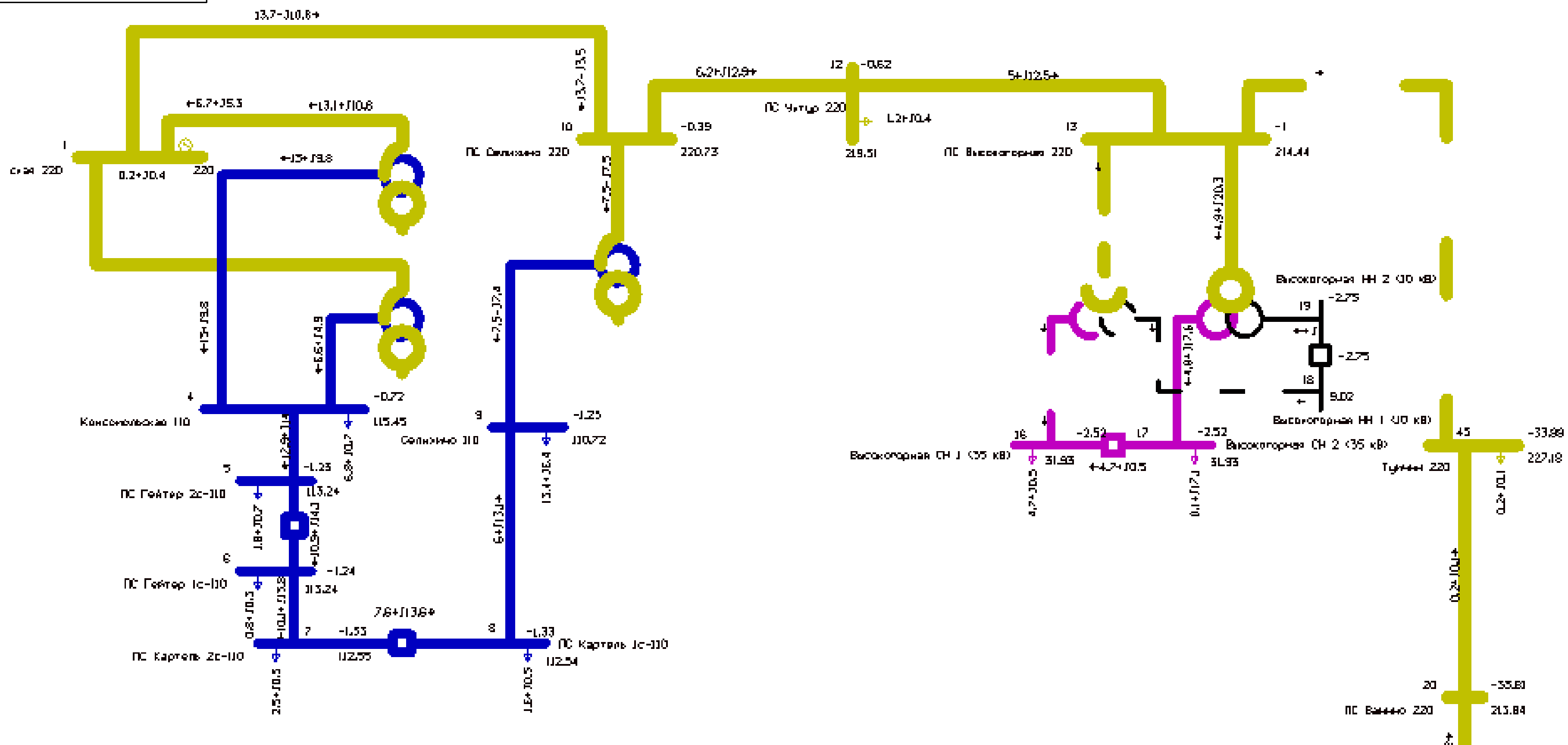


ЗНАЧЕНИЯ ТОКА ПО ЛЭП

№ Узла начала	№ Узла конца	Название узла начала	Название узла конца	UНом, кВ	Iнач, А	Iкон, А	Iтах, А	Iзагр, %
1	10	ПС Комасамольская	ПС Селихино	220	142	138	142	20,1
10	12	ПС Селихино	ПС Уктур	220	126	120	126	17,7
12	13	ПС Уктур	ПС Высокогорная	220	117	116	117	16,5
13	45	ПС Высокогорная	ПС Тумнин	220	116	102	116	16,3
45	20	ПС Тумнин	ПС Ванино	220	101	113	113	16,0

Цветовое исполнение классов напряжения	
	220 кВ
	110 кВ
	35 кВ
	10 кВ

ВКР.14.4059.130302.СХ					
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Режим максимальных нагрузок проектируемой схемы электроснабжения Развитие электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС» напряжением 220 кВ в связи со строительством воздушной линии Высокогорная
Разработ	Шилин А.Е.				
Проверил	Масюков Ю.В.				
Т. Контр.	Козлов А.Н.				
Рецензент					Лист _____
Н. Контр.	Козлов А.Н.				
Утвердил	Савина Н.В.				Ин-т Кафедра энергетики

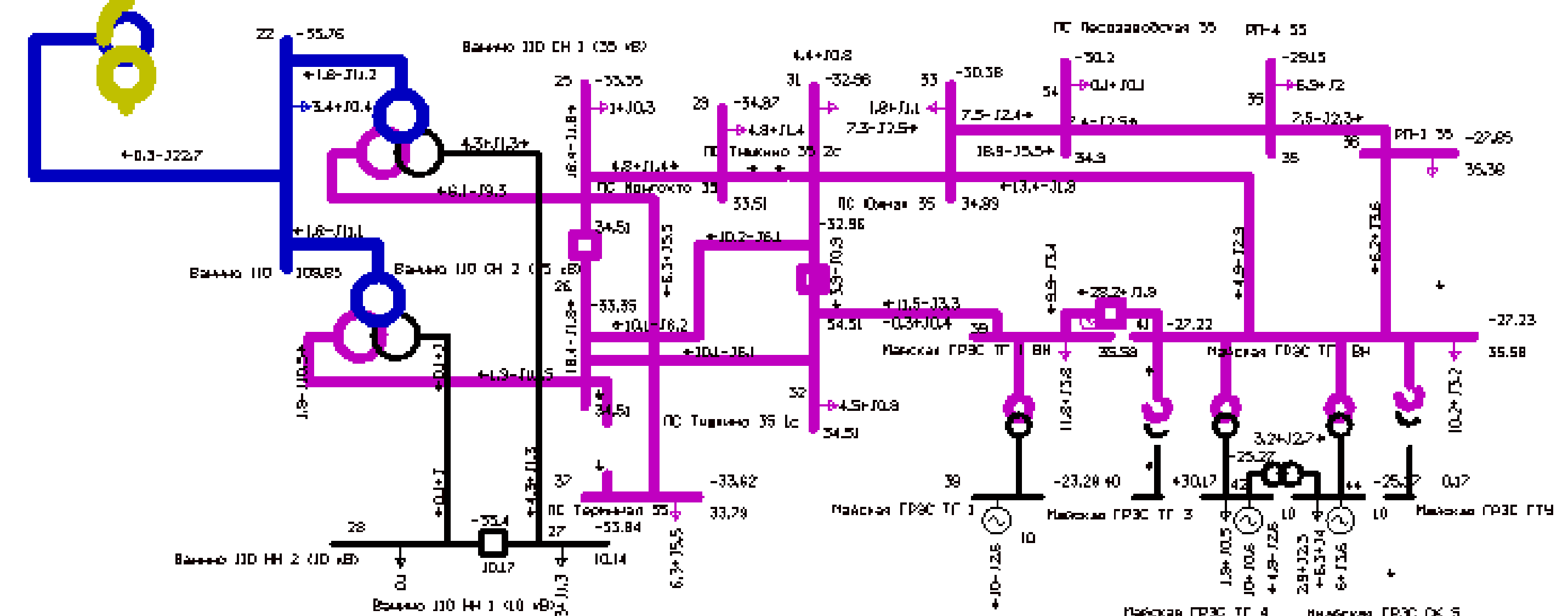


ОТКЛОНЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

№ Узла	Название узла	U _{ном} , кВ	U _{фак} , кВ	dU, %
1	ПС Комасамольская	220	220	базис
10	ПС Селихино	220	220,73	0,33
12	ПС Уктур	220	219,51	-0,22
13	ПС Высокогорная	220	214,08	-2,53
45	ПС Тумнин	220	227,18	3,26
20	ПС Ванино	220	213,84	-2,80

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

	Напряжение сети	Суммарные потери	Потери в ЛЭП	Потери в трансформаторах
Активные потери	220 кВ	0,43	0,1	0,13
Реактивные потери		4,99	1,37	3,62



ЗНАЧЕНИЯ ТОКА ПО ЛЭП

№ Узла начала	№ Узла конца	Название узла начала	Название узла конца	U _{ном} , кВ	I _{нач} , А	I _{кон} , А	I _{тах} , А	I _{загр} , %	
1	10	ПС Комасамольская	ПС Селихино	220	45	37	45	6,7	
10	12	ПС Селихино	ПС Уктур	220	18	38	38	5,4	
12	13	ПС Уктур	ПС Высокогорная	220	35	56	56	8,0	
13	45	ПС Высокогорная	ПС Тумнин	Отключена					
45	20	ПС Ванино	ПС Тумнин	220	62	51	62	8,7	

Цветовое исполнение классов напряжения	
	220 кВ
	110 кВ
	35 кВ
	10 кВ

ВКР.14.4059.130302.CX				Лист	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Режим послеаварийный максимальных нагрузок проектируемой схемы электроснабжения (аварийное отключение ВЛ 220 Высокогорная-Тумнин)	
Разработ	Шашленко А.Е.				Лист	
Проверил	Масюков Ю.В.				Листов	
Т. Констр.	Козлов А.Н.				Ин-т	
Рецензент					Кафедра	
Н. Констр.	Козлов А.Н.				энергетики	
Утвердил	Савина Н.В.				Развитие электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС» напряжением 220 кВ в связи со строительством воздушной линии Высокогорная	