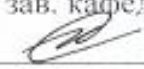


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ


И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
«06» 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрической сети 110 – 220 кВ Приморского края в связи с подключением подстанции 220 кВ Находкинского завода минеральных удобрений в городе Находка

Исполнитель  
студент группы 642-об2

 18.06.2020

А.А. Хамрай

подпись, дата


Руководитель  
профессор, канд.техн.наук

 18.06.2020

Ю.В. Мясоедов

подпись, дата

Консультант по  
безопасности и  
экологичности  
доцент, канд.техн.наук

 18.06.2020

А.Б. Булгаков

подпись, дата

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

 06.07.2020

Н.С. Бодруг

подпись, дата

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 25 » 03 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Наумов Артемий Андреевич

1. Тема выпускной квалификационной работы: Рекомендации энергетической сети 110-220 кВ Приморского края в связи с подтоплением подстанции 220 кВ Находка-Камского завода минеральных удобрений в городе Находка  
(утверждено приказом от 23.03.2020 № 657-У)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 18.03.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, схема сети Приморского края, нормативно-справочная литература, ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ

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

1. Характеристика района, 2. Расчет и проектирование напруг, 3. Изработка, проверка рекомендаций, 4. Выбор оборудования

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Однолинейная схема сети, 2. Варианты рекомендаций, 3. Расчеты режимов, 4. Однолинейная схема ПС, 5. Расчетная нагрузка, 6. План КС

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Будтошность и Железняков - А.Б. Будтошов, доцент, кафедра Техн. науки

7. Дата выдачи задания 24.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мисаров Ю.В.  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 163 страницы, 99 формул, 45 таблиц, 8 рисунков, 6 приложений, 31 источник.

ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, КАРТА-СХЕМА, ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ГЕНЕРАЦИЯ, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, РАСЧЕТ РЕЖИМА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, СОПРОТИВЛЕНИЕ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС.

В выпускной квалификационной работе представлены варианты реконструкции распределенной электрической сети 110-220 кВ Приморского края с центром питания электрическая станция Партизанская (Партизанская ГРЭС) расположенная в городе Партизанск Приморского края. В данной работе было предложено два варианта реконструкции электрической сети из которых расчетным методом был выбран наиболее оптимальный вариант. Был произведен перерасчет части электрической сети Приморского края подстанций 110 кВ: «Находка-тяговая», «НСРЗ» («Находкинский судоремонтный завод»), «С-55», «Учебная», «Находка», «Волчанец», «Голубовка»; подстанций 35 кВ: «Порт», «Связь», «Гайдамак», а также подстанций 220 кВ «Широкая» и «НЗМУ» («Находкинский завод минеральных удобрений»).

Был произведен расчет режимов электрической сети, расчет токов короткого замыкания, выбор электрического оборудования. Также был совершен расчет молниезащиты на подстанции. Выполнен технический и экономический расчет для оценки рентабельности данного проекта.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	9
1 Характеристика района проектирования электрической сети	11
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности энергорайона	11
1.2 Характеристика генерирующих источников питания	13
1.3 Характеристика планируемой электрической сети рассматриваемого района	19
1.4 Характеристика балансов мощностей рассматриваемого района	20
1.5 Анализ технического состояния и пропускной способности сети	20
1.6 Рассмотрение проблемных участков рассматриваемого района	21
1.7 Характеристика электрических сетей рассматриваемого района	24
1.8 Анализ существующих режимов	29
1.9 Расчет и анализ электрических нагрузок	31
2 Разработка вариантов подключения сети	37
2.1 Выбор варианта сети	37
2.2 Разработка вариантов подключения и реконструкции	39
2.3 Компенсация реактивной мощности	39
2.4 Выбор мощности силовых трансформаторов	40
2.5 Выбор сечения провода	42
3 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов сети	44
3.1 Исходные данные	44
3.2 Итог анализа существующей энергосети	54
3.3 Итог анализа разрабатываемой энергосети	63
4 Экономический расчет	64
4.1 Расчет капиталовложений	64
4.2 Расчет эксплуатационных издержек	64

4.3	Расчет среднегодовых расходов	65
4.4	Расчет ЧДД	66
5	Расчет токов короткого замыкания	68
6	Выбор оборудования проектируемой подстанции	69
6.1	Разработка однолинейной схемы подстанции	69
6.2	Выбор и проверка выключателей	71
6.3	Выбор и проверка разъединителей	74
6.4	Выбор комплектных распределительных устройств	75
6.5	Выбор трансформаторов тока	76
6.6	Выбор трансформаторов напряжения	81
6.7	Выбор жестких шин	83
6.8	Выбор гибких шин	85
6.9	Выбор изоляторов	87
6.10	Выбор трансформаторов собственных нужд	89
6.11	Выбор аккумуляторных батарей	90
6.12	Выбор высокочастотных заградителей	93
6.13	Выбор и проверка ОПН	94
6.14	Разработка заземления и молниезащиты проектной подстанции	95
6.15	Расчет молниезащиты и расстановка молниетводов	99
7	Релейная защита и автоматика	105
7.1	Релейная защита силового трансформатора	105
7.2	Максимальная токовая защита	108
7.3	Защита от перегрузки	109
7.4	Газовая защита	110
8	Безопасность и экологичность	113
8.1	Безопасность	113
8.2	Требования безопасности и охраны труда при обслуживании энергоустановок выше 1 кВ	115
8.3	Экологичность	117
8.4	Чрезвычайные ситуации	122

Заключение	124
Библиографический список	125
Приложение А. Расчет проводов и силовых трансформаторов	128
Приложение Б. Экономический расчет	135
Приложение В. Выбор оборудования	144
Приложение Г. Расчет заземления и молниезащиты	151
Приложение Д. Расчет релейной защиты и автоматики	154
Приложение Е. Расчет режимов в ПВК «RastrWin3»	156

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- АЧР – автоматическая частотная разгрузка;
- ВЛЭП – воздушная линия электропередачи;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- ГРЭС – государственная районная электростанция;
- ГЭН – график электрических нагрузок;
- ДЗШ – дифференциальная защита шин;
- ДТУ – диспетчерское технологическое управление;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- ЛЭП – линия электропередач;
- ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РПН – регулировка под нагрузкой;
- РЭС – районная электрическая сеть;
- ТОР – территория опережающего развития;

ТПС – тяговая подстанция;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности;

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателей;

ФКУ – фильтрокомпенсирующее устройство;

ЧДД – чисто дисконтированный доход;

ЭЭС – электроэнергетическая система.



## ВВЕДЕНИЕ

ТОР «Нефтехимический» создана в 2017 году в Партизанском районе Приморского края по поручительству Правительства РФ. В марте 2019 года границы ТОР по предложению Минвостокразвития РФ расширили для строительства комплекса по производству минеральных удобрений.

5 сентября 2019 года "Находкинский завод минеральных удобрений" (НЗМУ) на форуме ВЭФ официально подписал соглашение с АО "Корпорация развития Дальнего Востока" о присвоении статуса резидента ТОР "Нефтехимический", сообщает компания.

Данная инициатива пользуется поддержкой со стороны российских государственных банков, местных властей и федерального правительства. Затраты НЗМУ на единицу мощности будут одни из самых конкурентоспособных в мире. После завершения подготовительного этапа и обеспечения финансирования в 4 квартале 2019 г., было начато строительство первого этапа. Подрядчик получил авансовый платеж и приступил к выполнению работ по ЕРС контракту. Выход на полную проектную мощность запланирован на 2023 год. На территории Находкинского городского округа Приморского края инвестор планирует построить комплекс по производству минеральных удобрений. Для реализации этого проекта подписанным постановлением в границы ТОР «Нефтехимический» добавлены 73 земельных участка площадью 981,34 га, которые расположены на территории Находкинского городского округа Приморского края.

В связи с чем на территории Приморского края встала задача о необходимости увеличения мощностей для реализации нового крупного проекта. Ответственность за реализацию данного проекта была возложена на ПАО «ФСК ЕЭС» и АО «ДРСК» в лице государства.

Целью данной работы является разработка оптимальной схемы подключения подстанции «НЗМУ» для нужд одноименного завода в

совокупности с присоединением к ней подстанций «Находка» и «Широкая» которая бы отвечала современным требованиям надежности, безопасности, экологичности и экономичности.

По оценке Минвостокразвития России, создание ТОР «Нефтехимический» обеспечит привлечение более 540 млрд рублей частных инвестиций. В результате реализации инвестиционных проектов будет создано не менее 3,5 тысяч рабочих мест.

К задачам данной работы относятся:

1. Снижение нагрузки на уже существующие энергосистемы;
2. Выдача необходимых мощностей для эффективной работы дорогостоящего проекта;
3. Электроснабжение новых потребителей.

В ходе выполнения этой работы были выполнены следующие задачи:

- составление топографической схемы и схемы электрических соединений 110-220 кВ Находкинского района Приморского края;
- выбор наиболее оптимального подключения подстанции «НЗМУ» расположенной в городе Находка;
- анализ режимов существующей электрической сети Приморья;
- составление однолинейной схемы электрической подстанции;
- выбор оборудования предполагаемой подстанции;
- расчет молниезащиты и токов короткого замыкания;
- выбор релейной защиты и автоматики;
- оценка экономической эффективности выбранного варианта.

При проведении квалификационной работы были использованные следующие профессионально- и программно-вычислительные комплексы:

1. Microsoft Office Word 2015;
2. Программный комплекс «RastrWin3»;
3. Microsoft Visio Drawing 2015;
4. PTC Mathcad 15/ PTC Mathcad Prime 5.0

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

## 1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности энергорайона

Приморский край располагается в юго-восточной части России, на берегу Японского моря. Около 80% территории занимает, идущая с северо-востока на юго-запад горная система Сихотэ-Алинь, оставляя равнинам и низменностям около 20% местности Приморья. Расположен край в довольно низких широтах умеренного пояса, который находится на окраине материковой части вследствие чего сильно охлаждается зимой и нагревается летом. Основу климата составляют муссоны – устойчивые ветра, которые возникают на границе материка и океана. Зимой территория края находится под преобладающим воздействием очень холодных и сухих воздушных масс, которые формируются в области мощного азиатского антициклона. В летнее время движение воздушных масс приобретает противоположное направление вследствие чего юго-восточными ветрами приносятся относительно прохладный и влажный морской воздух в первой половине лета и очень влажный и теплый - во вторую половину.

Зима в крае, чаще с дефицитом осадков. Холодные зимы довольно редки. Среднемесячные температуры воздуха зимой находятся в промежутке от -13-18° до -20-25°С. Особенностью приморского климата в холодную половину года является наличие частых оттепелей. В некоторые, особенно теплые года температура воздуха может повышаться до +7 - 16°С. Величина осадков зимой от 5 до 29 мм. В отдельные годы месячное количество осадков может значительно превышать норму и составлять 20 - 64 мм.

Весна в крае затяжная. В марте на территории края продолжает действовать зимний муссон. Заморозки останавливаются в конце апреля и в первой декаде мая, но возможны похолодания на востоке края и в начале июня.

Лето в Приморье в первой своей половине обычно жаркое и сухое в

континентальной части и прохладное с частыми туманами и моросью - на побережье и во второй половине - жаркое, влажное, с обильными дождями. Ветровой режим слабый, лишь при вхождении холодных воздушных масс Охотского моря отмечается усиление северо-восточного ветра вдоль Приморского побережья. Летний муссон в июле-августе приобретает наибольшую устойчивость. Для континентальных районов июль, а для прибрежных - август являются самыми теплыми месяцами года. Среднемесячные температуры воздуха составляют 16-21°C. Величина абсолютного максимума достигает 35-40°C, на побережье 31-34°C. Территория края относится к зоне плотного увлажнения: около 80-92% осадков приходится на теплый период года, причем основная масса обильных и ливневых осадков выпадает во вторую половину лета. Ливневые дожди, как правило, связаны с прохождением тайфунов над районами Приморского края. Осенью температура воздуха от августа к сентябрю понижается в континентальных районах на 6-7°C, а на побережье Японского моря на 2-4°C. Среднемесячная температура воздуха составляет 11-16°C.

Таблица 1 – Климатические характеристики района проектирования

Климатическая характеристика	Величина
Среднегодовая температура воздуха, (°C)	6
Район по гололеду	4
Район по ветровому давлению	4
Максимальная скорость ветра, (м/с)	22
Максимальная температура воздуха, (°C)	+41
Минимальная температура воздуха, (°C)	-49
Количество грозových часов	10-20
Основной вид почв	Бурозёмы
Сейсмичность района	6
Средняя глубина промерзания грунта, см	160
Среднегодовое число осадков, мм	550-920
Продолжительность солнечного сияния, час/год	Более 2000

## 1.2 Характеристика генерирующих источников питания

Генерирующие источники питания Приморского края подразделяются на ТЭЦ, ВЭС и ТЭС. На территории региона на данный момент в эксплуатации, в рамках строительства или проектирования находятся следующие электростанции:

ТЭЦ: Артёмовская ТЭЦ, Артёмовская ТЭЦ-2, Владивостокская ТЭЦ-2, Восточная ТЭЦ, Партизанская ГРЭС, Мини-ТЭЦ Центральная, Мини-ТЭЦ Океанариум, Мини-ТЭЦ Северная;

ВЭС: «Ольга», «Врангеля», «Поворотный», «Хасан», «Пластун», «Крылова», «Терней»;

ТЭС: Приморская ГРЭС, ГТЭС Владивостокской ТЭЦ-1, ТЭС «ВНХК».

1. Артёмовская ТЭЦ. До 1984 года называлась Артёмовской ГРЭС. В 1931 году завершено проектирование электростанции и начато ее строительство. На ГРЭС изначально были установлены две паровые турбины мощностью по 24 МВт. Первый турбогенератор Артёмовской ГРЭС запущен в работу 6 ноября 1936 года. К 1954 году мощность ГРЭС была доведена до 100 МВт. В 1963–1967 годах были установлены 7 котлов БКЗ-220-100Ф Барнаульского котельного завода и 4 паровых турбины К-100-90. В 1982–1985 годах на двух турбинах была проведена реконструкция с переводом их на теплофикационный режим, станция стала теплоэлектроцентралью. В 2008 году благодаря техническому перевооружению электрическая мощность станции достигла 400 МВт.

Основное оборудование станции включает 4 турбоагрегата:

- турбоагрегат в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100;
- турбоагрегат в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100;
- турбоагрегат в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100;
- турбоагрегат в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100.

Производственные показатели:

Установленная мощность: 400,0 МВт

Тепловая мощность: 297 Гкал/час.

2. Артёмовская ТЭЦ -2. 18 сентября 2019 года ПАО «РусГидро» начало реализацию проекта строительства Артёмовской ТЭЦ-2 в Приморском крае. Соответствующее соглашение подписала администрация региона и энергетическая компания. По сведениям, стоимость строительства составляет 91,2 млрд рублей. Электрическая мощность Артёмовской ТЭЦ-2 должна составить 420 МВт, тепловая мощность – 483 Гкал/ч. Ввод ТЭЦ-2 в эксплуатацию намечен на 2026 год. По плану «РусГидро», станция заменит Артёмовскую ТЭЦ, которая работает с 1936 года. Размещение ТЭЦ-2 запланировано в нескольких километрах от существующей Артёмовской ТЭЦ, недалеко от поселка Суражевка. Новая станция будет работать на угле местных производителей. Также по соглашению, «РусГидро» планирует увеличить мощность Владивостокской ТЭЦ-2 до 360 МВт (стоимость 19,4 млрд рублей).

3. Владивостокская ТЭЦ-2. Владивостокская ТЭЦ это тепловая электростанция в городе Владивосток, Приморский край. Входит в состав АО «Дальневосточная генерирующая компания» (входит в группу РусГидро), филиал «Приморская генерация». Владивостокская ТЭЦ-2 представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 497 МВт, тепловая мощность — 1051 Гкал/час. В качестве топлива используется в основном природный газ сахалинских месторождений, а также бурый уголь Павловского разреза. Основное оборудование станции включает в себя:

- турбоагрегат, в составе турбины с генератором ТВФ-100-2, 80 МВт;
- турбоагрегат, в составе турбины с генератором ТВФ-120-2, 98 МВт;
- турбоагрегат, в составе турбины с генератором ТВФ-120-2, 105 МВт;
- турбоагрегат, в составе турбины с генератором ТВФ-120-2, 110 МВт;
- турбоагрегат, в составе турбины с генератором ТВФ-120-2УЗ, 50 МВт;
- турбоагрегат, в составе турбины с генератором ТВФ-120, 55 МВт.

4. Восточная ТЭЦ. Восточная тепловая электростанция, расположена в г. Владивосток Приморского края. Одна из самых молодых электростанций на

Дальнем Востоке России. Собственник — АО «РАО ЭС Востока», входящее в группу РусГидро. По конструкции Восточная ТЭЦ представляет собой тепловую газотурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии. Установленная электрическая мощность станции составляет 139,5 МВт, тепловая мощность 431,98 Гкал/ч. В качестве топлива используется природный газ сахалинских месторождений. Основное оборудование станции включает в себя три газотурбинные установки LM 6000 PF Sprint, три котла-утилизатора КУВ-46,4-130, три пиковых водогрейных котла КВ-ГМ-116, 3-150 и два паровых котла ТТ-200.

5. Партизанская ГРЭС. Партизанская ГРЭС расположена в городе Партизанск Приморского края. Входит в состав «Дальневосточной генерирующей компании» (входит в группу «РусГидро»), филиал «Приморская генерация». Партизанская ГРЭС представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции 199,744 МВт, тепловая мощность 160 Гкал/час. Станция работает по конденсационному графику с попутной выработкой тепла, обеспечивая теплоснабжение г. Партизанск. Проектное топливо бурый уголь Артёмовского месторождения. Конструктивная схема с поперечными связями по основным потокам воды и пара. Основное оборудование станции включает в себя:

- турбоагрегат № 1 мощностью 98,68 МВт с турбиной Т-80/97-90 и генератором ТВФ-120-2УЗ;
- турбоагрегат № 2 мощностью 101,064 МВт с турбиной К-82/100-90 и генератором ТВФ-110-2М;

6. Мини-ТЭЦ «Северная». Мини-ТЭЦ «Северная» на базе газотурбинных установок предназначена для снабжения электроэнергией и теплом объектов строительной базы на м. Поспелова о. Русский. Строительная база предназначена для обеспечения строительства зоны объектов Саммита 2012 г. и комплекса Дальневосточного федерального университета.

Установленная мощность мини-ТЭЦ составляет:

- электрическая – 3,6 МВт;
- тепловая – 12,6 МВт (10,83 Гкал/час).

На площадке «Мини-ТЭЦ Северная» устанавливаются:

- две блочных двухтопливных газотурбинных установки OPRA DTG1,8/L, электрическая мощность каждой ГТУ – 1800 кВт, тепловая мощность – 4,3 МВт
- два пиковых водогрейных отопительных котла ЗИОСАБ-2000, тепловой мощностью - 2,0 МВт каждый.

7. Мини-ТЭЦ «Центральная». Мини-ТЭЦ «Центральная» расположена в районе бухты Балки, юго-западнее делового центра Саммита и предназначена для обеспечения электрической энергией и теплом потребителей и сооружений центральной части застройки Саммита АТЭС, а в дальнейшем основным источником электро- и теплоснабжения ДВФУ и подключится к проектируемым электрическим и тепловым сетям.

Установленная мощность мини ТЭЦ составляет:

- электрическая – 35,0 МВт;
- тепловая – 143,4 МВт (123,3 Гкал/час).

На площадке Мини-ТЭЦ «Центральная» устанавливаются:

- пять блочных двухтопливных газотурбинных установок типа GPB 70, электрическая мощность каждой ГТУ – 6,6 МВт (на газе) и 5,8 МВт (на диз. топливе) с котлами утилизаторами тепловой мощностью каждый – 10,68 МВт.
- шесть пиковых водогрейных котла типа ТТ 100 тепловой мощностью – 15,0 МВт каждый, с двухтопливными горелками OILON GKP-1600 ME .
- две блочно-контейнерные дизельные электростанции GMC1400 электрической мощностью 1 МВт производства GM (Россия).

8. Мини-ТЭЦ «Океанариум». Мини-ТЭЦ «Океанариум» расположена в юго-западной части полуострова Житкова и предназначена для обеспечения электрической энергией и теплом потребителей объекта Научно-образовательный комплекс «Приморский океанариум».

Установленная мощность мини-ТЭЦ составляет:

- электрическая – 13,2 МВт;



- тепловая – 34,36 МВт (29,54 Гкал/час).

На площадке «Мини-ТЭЦ Океанариум» устанавливаются:

- две блочные двухтопливные газотурбинных установки типа GPB 70, электрическая мощность каждой ГТУ - 6,6 МВт и 5,8 МВт с котлами утилизаторами типа ROSINK ECO-SPI-5,5 тепловой мощностью каждый - 10,68 МВт;

- два пиковых водогрейных котла «Термотехник» типа ТТ- 100 производства фирмы «ЭНТРОПОС» (Россия), тепловой мощностью - 6,5 МВт каждый, с двухтопливными горелками OILON GKP-700 М (газ/диз.топливо);

- одна блочно-контейнерная дизельная станция 400 кВт, 500 кВА.

9. Объединение ветряных электростанций с регулированием мощностей каждой из электроустановок. Объединение включает в себя 7 ВЭС:

- «Крылов», год начала разработки проекта – 2015, установленная мощность 48МВт;

- «Терней»; год начала разработки проекта – 2016, мощность 8+3МВт;

- «Ольга» год начала разработки проекта – 2016, мощность 60МВт;

- «Врангеля» год начала разработки проекта – 2017, мощность 120МВт;

- «Пластун», год старта разработки проекта – 2018, мощность 60МВт;

- «Хасан», год начала разработки проекта – 2018, мощность 60МВт;

- «Поворотный», год начала разработки – 2018, мощность 78МВт.

10. Приморская ГРЭС. Приморская ГРЭС – это крупнейшая тепловая электростанция ОЭС Востока России. Она расположена в поселке Лучегорск Приморского края. В апреле 1968 года состоялся митинг, посвященный началу строительства новой приморской электростанции. В январе 1974 года был закончен монтаж и принят в эксплуатацию первый энергоблок станции мощностью 110 МВт. После ввода в эксплуатацию первых четырех энергоблоков двух по 110 МВт и двух по 96 МВт было решено увеличить мощность следующих блоков вдвое. Поэтому очередные четыре имели мощность по 210 МВт, а последний, девятый, 215 МВт.

На электростанции установлено следующее оборудование:

- 4 котельных агрегата БКЗ-220-100Ф и 5 котлов БКЗ-670-140Ф4;
- 2 турбины Т-96/110-90, 2 турбины Т-96/110-90, 4 турбины К-210-130-3 и одна К-215-130-1.

- 4 генератора ТВФ-120-2, одного ТГВ-200-2МУ-3 и одного генератора ТГВ-200-2М. Девятый энергоблок и последний из установленных на станции был введен в действие в 1990 году. По своей инженерной конструкции Приморская ГРЭС является блочной станцией, турбины – конденсационные, котлы имеют естественную циркуляцию. Каждый из блоков работает на давлении водяного пара.

11. ТЭС АО «ВНХК». Приморский край планирует построить новую электростанцию мощностью 520 МВт, которая должна будет обеспечить потребности строящегося в заливе Восток предприятия ВНХК. Об этом 30 мая 2018 г сообщило правительство Приморского края. Начало строительства объектов запланировано на 2019 год, сразу после прохождения госэкспертизы. В течении 7 лет планируется выход на пиковые мощности. Проект ВНХК предполагает строительство нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса в Приморском крае.

12. Владивостокская ТЭЦ-1. Станция была введена в эксплуатацию в 1911 году. В 1922 году оборудование станции отремонтировали и модернизировали, её мощность увеличилась до 2775 кВт. Активный рост потребления привел к необходимости модернизации станции с дальнейшим значительным увеличением её мощности. В 1927—1928 годах были смонтированы два котла и турбогенератор мощностью 2000 кВт, станция достигла мощности 4850 кВт. После реконструкции 1932 года мощность ВГЭС № 1 составила 8 МВт, оборудование станции включало в себя 3 котла, 2 турбогенератора мощностью по 3 МВт и один турбоагрегат мощностью 2 МВт. В 1933 году в результате установки еще одного турбогенератора мощность станции возросла до 11 МВт. В 1932 году на острове Русский была построена электростанция «КЭТ» мощностью 6 МВт, которая была соединена с ВГЭС № 1 кабелем напряжением 22 кВ, проложенным по дну бухты Золотой Рог, что позволило обеспечить

параллельную работу обеих станций. В 1936 году станция была переименована во Владивостокскую государственную районную электростанцию (ВГРЭС № 1). В 1958 году на станции был создан теплофикационный участок, а в 1960 году она была переведена в режим работы теплоэлектроцентрали и переименована во Владивостокскую ТЭЦ-1. В 1967—1968 годах были введены в эксплуатацию три котла БКЗ-75-16М, что позволило значительно увеличить тепловую мощность. В 1975 году выработка электроэнергии на ВТЭЦ-1 была прекращена, ТЭЦ стала специализироваться исключительно на выработке тепла. В 1996 и 2002 годах, учитывая дальнейший рост тепловой нагрузки, на Владивостокской ТЭЦ-1 были смонтированы котлы КВГМ-100-150. В 2008 году на площадке станции были установлены две мобильные газотурбинные установки (МГТЭС) общей мощностью 45 МВт, в результате Владивостокская ТЭЦ-1 вновь стала вырабатывать электроэнергию. Тепловая мощность составляет 350 Гкал/час.

### **1.3 Характеристика проектируемой электросети рассматриваемого района**

Проектируемая нами электрическая сеть принадлежит Приморским Южным электрическим сетям и включает в себя объекты класса напряжения 220; 110; 35; 27,5; 10; 6 кВ с центром питания Партизанская ГРЭС. Энергетическая система (ЭС) Приморского края работает в составе Объединенной энергетической системы (ОЭС) Востока, в состав которой кроме энергосистемы Приморского края входят энергосистема Амурской области, энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области и Южно-Якутского энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия).

Таблица 2 – Основной вариант прогноза потребления электроэнергии и мощности период с 2019 по 2024 год по территории Приморского края

<b>Наименование показателя, единица измерения</b>	<b>2019 год</b>	<b>2020 год</b>	<b>2021 год</b>	<b>2022 год</b>	<b>2023 год</b>	<b>2024 год</b>	<b>За 5 лет</b>
Потребление мощности, МВт	2 445	2 491	2 539	2 565	2 582	2 588	-

Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	2	46	48	26	17	6	145
Прирост, процентов	0,08	1,88	1,93	1,02	0,66	0,23	5,9
Абсолютный прирост потребления электроэнергии,	247	315	204	164	125	113	1168
Прирост, процентов	1,84	2,31	1,46	1,16	0,87	0,78	8,7

Исходя из табличных данных можно отметить тот факт наблюдается рост потребления электроэнергии что говорит об увеличении числа резидентов территорий опережающего развития, а также об развитии энергоемких производств.

#### **1.4 Характеристика балансов мощностей рассматриваемого энергорайона**

За период 2019 – 2024 годы величина перетока электроэнергии из ОЭС увеличится на 33,3 %. Сальдо перетоков из энергосистемы Хабаровского края в 2024 году составит 1533 млн кВт·ч.

Таблица 3 – Баланс электрической энергии Приморского края за 2019-2024 годы, млн кВт·ч

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Электропотребление	13641	13956	14160	14324	14449	14562
Выработка электроэнергии по централизованной части ЭС	12492	12305	12319	12539	12795	13029
Сальдо перетоков электроэнергии	1149	1651	1841	1785	1654	1533

#### **1.5 Анализ технического состояния и пропускной способности сети**

В южной части Приморских электрических сетей 500-220 кВ «узкие места», связанные с ограничением ее пропускной способности отсутствуют. Распределительная сеть 110-35 кВ юга ПЭС имеет существенные проблемы, которые связаны с ограничением пропускной способности.

Техническое состояние линий электропередачи и подстанций напряжением 500, 220, 110, 35 кВ поддерживается в удовлетворительном состоянии.

Распределительный комплекс 35-110 кВ АО «ДРСК» характеризуется наличием объектов, эксплуатирующихся за пределами нормативных сроков эксплуатации.

Износ электрических сетей филиала АО «ДРСК» составляет более 60 %, трансформаторных подстанций — 70 %. Более четверти века эксплуатируется около 80 % ПС 35-110 кВ, более 40 лет эксплуатируется порядка 35 % ЛЭП 35-110 кВ (от общего значения).

Количество оборудования подстанций Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Приморское ПМЭС, эксплуатирующегося с превышением нормативного срока эксплуатации, составляет 56 %.

Количество ВЛ Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Приморское ПМЭС, эксплуатирующегося с превышением нормативного срока эксплуатации, составляет 28,3 % от общего количества.

Количество оборудования ПАО «ДГК», эксплуатирующегося за пределами нормативных сроков эксплуатации (турбины, генераторы, котлы), составляет более 80 %.

## **1.6 Рассмотрение проблемных участков рассматриваемого энергорайона**

Энергорайон «Партизанская ГРЭС – Артемовская ТЭЦ»: ВЛ 110 кВ Широкая – Находка. В режимах зимнего максимума нагрузки при нагрузке 290 МВт в ремонте линии 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т повышается допустимый длительный ток рассматриваемой ВЛ, нагрузка составляет 507 А (117%). Схемно-режимные мероприятия, исключающие работу оборудования в аварийных режимах, отсутствуют. Для исключения превышения ДДТН рассматриваемой ВЛ необходим ввод ГВО в размере 16 МВт. Токоограничивающим элементом ВЛ 110 кВ Широкая – Находка является ошиновка ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Находка, выполненная проводом М-70, ДДТН при -5 °С 435 А, АДТН в течении 20 минут 480 А.

ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т, ВЛ 110 кВ Находка/т – Находка.

В режимах летнего максимума нагрузки при потреблении в энергорайоне 183 МВт в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Лозовая – Широкая происходит превышение АДТН рассматриваемой ВЛ, нагрузка линии 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т составляет: 350 А (110,4%). Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Находка/т – Находка составляет 338 А (106,6%). АДТН равнозначна ДДТН, превышение ДДТН ПЭС не разрешено. Необходимые действия, не допускающие работу оборудования в аварийных режимах, отсутствуют. Для исключения превышения ДДТН рассматриваемой ВЛ необходим ввод ГВО в размере 12 МВт.

В режимах летних максимальных нагрузок в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС - Екатериновка в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 и ВЛ 220 кВ Лозовая – Широкая происходит превышение АДТН ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т, ВЛ 110 кВ Находка/т – Находка и ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Смоляниново/т, нагрузка: ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т 545 А (154%), ВЛ 110 кВ Находка/т – Находка 472 А (133%). Схемно-режимные мероприятия, исключающие работу оборудования в аварийных режимах, отсутствуют. Для исключения превышения АДТН рассматриваемых ВЛ нужен ввод ГВО в размере 54 МВт. Токоограничивающим элементом является провод М-70 ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т и ВЛ 110 кВ Находка/т – Находка, ДДТН равна АДТН при ТНВ +20 °С 354 А.

ВЛ 110 кВ Находка – Волчанец — С-55, ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55, ВЛ 110 кВ Промысловка – Береговая-1, ошиновка ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55 на ПС 110 кВ С-55.

В режимах зимнего максимума нагрузки в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т аварийное отключение ВЛ 110 кВ Широкая – Находка приводит к превышению АДТН ВЛ 110 кВ Находка – Волчанец – С-55, ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55, ВЛ 110 кВ Промысловка – Береговая-1, а также

к снижению напряжения ниже АДН на ПС 110 кВ Находка/т, ПС 110 кВ Находка, ПС 110 кВ Учебная, ПС 110 кВ НСРЗ, ПС 110 кВ Волчанец, нагрузка составляет: ВЛ 110 кВ Находка – Волчанец – С-55 691 А (159%), ВЛ 110 кВ Промысловка – Береговая-1 628 А (157%), ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55 735 А (184%). Снижение напряжения ниже АДН: ПС 110 кВ Находка/т (63,3 кВ), ПС 110 кВ Находка 2СШ 110 (64,78 кВ), ПС 110 кВ Находка 1СШ 110 (64,77 кВ), ПС 110 кВ Волчанец (73,88 кВ), ПС 110 кВ НСРЗ (64,57 кВ), ПС 110 кВ Учебная (64,66 кВ). Схемно-режимные мероприятия, оборудования в недопустимых режимах, отсутствуют. Для недопущения превышения АДТН рассматриваемых ВЛ и снижения напряжения ниже АДН указанных ПС требуется ввод ГВО.

В режимах летнего максимума нагрузки при потреблении в энергорайоне 183 МВт в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Широкая – Находка при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т происходит превышение: АДТН ВЛ 110 кВ Находка – Волчанец – С-55, нагрузка составляет 364 А (103%). АДТН равна ДДТН, превышение ДДТН Приморским филиалом ДРСК запрещено. Схемно-режимные мероприятия, исключающие работу оборудования в недопустимых режимах, отсутствуют. Для исключения превышения ДДТН рассматриваемой ВЛ необходим ввод ГВО в размере 6 МВт. АДТН ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55, нагрузка составляет 396 А (112%). АДТН равна ДДТН, превышение ДДТН собственником не разрешено. Схемно-режимные мероприятия, исключающие работу оборудования в недопустимых режимах, отсутствуют. Для исключения превышения ДДТН рассматриваемой ВЛ требуется ввод ГВО в объеме 6 МВт.

В режимах летнего максимума нагрузки в двойной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Широкая – Находка и ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — Находка/т аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Смоляниново/т приводит к превышению АДТН ВЛ 110 кВ Береговая-2 – Береговая-1, ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55, нагрузка составляет: ВЛ 110 кВ Береговая-2 — Береговая-1 473 А (120%), ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55 407 А (102 %). Схемно-режимные мероприятия, исключающие работу оборудования в недопустимых

режимах, отсутствуют. Для исключения превышения АДТН рассматриваемых ВЛ требуется ввод ГВО в объеме 16 МВт.

Ограничивающим ДДТН элементом для ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55 является провод ВЛ М-70 и АС-120 и ошиновка АСК-120 ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55 на ПС 110 кВ С-55, для ВЛ 110 кВ Промысловка.

### 1.7 Характеристика электрических сетей рассматриваемого района

Рассматриваемый нам участок сети располагается на территории Приморского края в Партизанском районе с основным центром распределения в городе Находка. На данном участке располагаются подстанции класса напряжения от 35 до 500 кВ. Также на выбранном нами участке расположен переключательный пункт «Партизанск», приходящий от Партизанской ГРЭС.

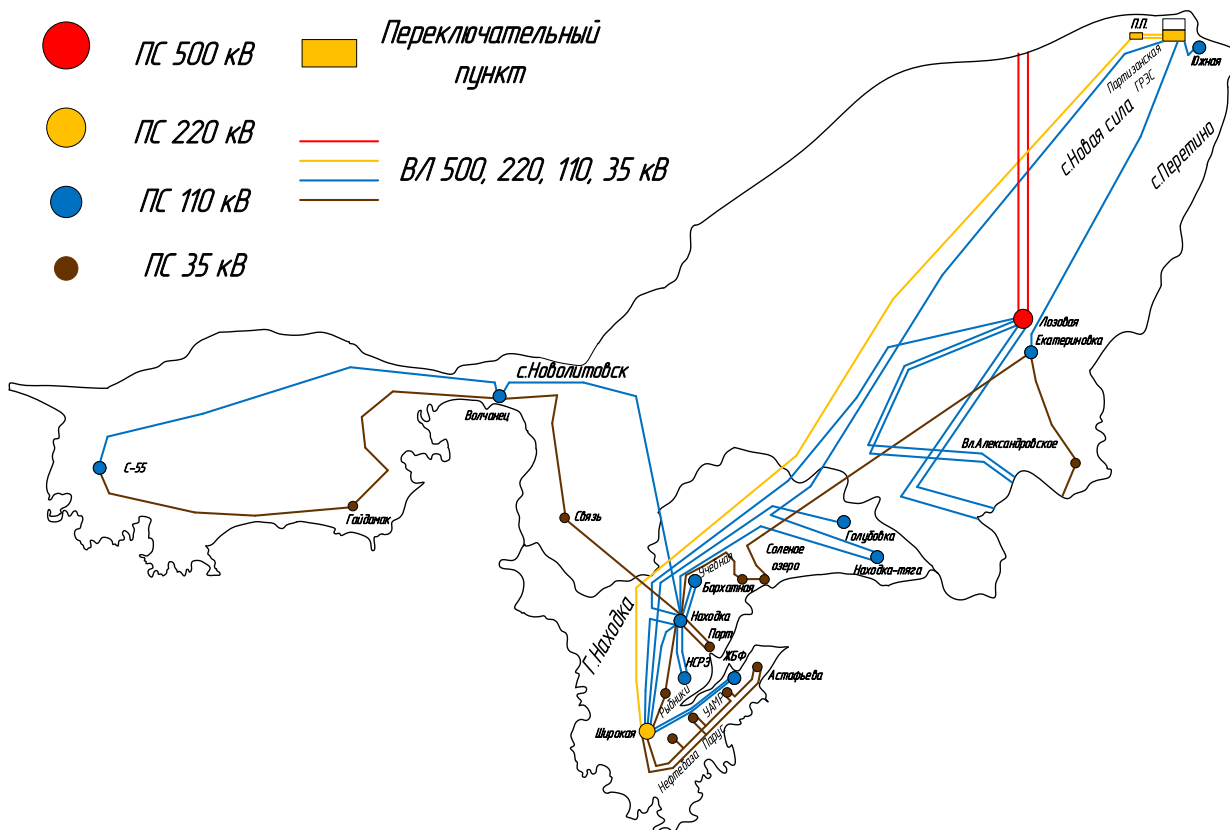


Рисунок 1 – Карта-схема рассматриваемого района



На рисунке представлена карта-схема выбранного участка электрической сети. Как видно на представленном рисунке центром питания нашего участка сети является Партизанская ГРЭС, которая питает город Находка и близлежащие населенные пункты. На выбранном нами участке Партизанская ГРЭС соединена с переключательным пунктом «Партизанск» двухцепной ВЛЭП 220 кВ и далее с переключательного пункта одноцепной линией 220 кВ с подстанцией «Широкая». Также Партизанская ГРЭС соединена одноцепной ВЛ 110 кВ с двухцепным участком линии с подстанцией «Находка» через подстанцию «Находка-тяговая». Выбранные нами подстанции обеспечивают питание подстанций аналогичного или ниже класса напряжения. Также выбор данных подстанций основывается на более близком расположении к проектируемой нами подстанции.

На представленных нами подстанциях расположены следующие РУ:

1. На подстанциях «Связь», «Гайдамак», «Находка-тяговая», «Порт», «Голубовка», «Учебная» установлены РУ «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

2. На подстанциях «С-55», «НСРЗ» и на РУ подстанции «Широкая» установлены РУ «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

3. На подстанциях «Волчанец» и «ЖБФ» установлены РУ «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»

4. На подстанции «Находка» установлено ОРУ «Две рабочие системы шин».

5. На подстанции «Широкая» установлено РУ «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

В таблице 4 отображена процентная загрузка трансформаторов во время слабых, средних и пиковых нагрузок энергосети. В таблице №5 отображена токовая загрузка ВЛ рассматриваемого участка сети в аналогичные часы замера.

Таблица 4 – Загрузка подстанций рассматриваемого участка сети

Номинальное напряжение	Наименование подстанции	Номер трансформатора	Установленная мощность, МВА	Коэффициент загрузки за 1ч, %	Коэффициент загрузки за 4ч, %	Коэффициент загрузки за 11ч, %	Коэффициент загрузки за 19ч, %
220 кВ	Широкая	1	40	41,54	40,13	42,94	45,04
		2	40	33,91	32,23	46,56	48,39
110 кВ	Волчанец	1	16	41,03	40,71	43,31	45,27
		2	16	15,01	15,67	15,68	16,33
	Находка-тяговая	1	40	44,62	42,37	48,73	53,21
		2	40	34,71	33,28	35,73	37,34
	Находка	1	40	22,77	20,95	27,34	30,33
		2	40,5	53,92	49,9	69,58	71,97
	С-55	1	10	27,44	25,32	27,98	29,24
		2	10	13,72	12,89	15,75	17,42
	Екатериновка	1	16	42,38	41,73	41,73	43,04
		2	16	36,82	34,23	45,26	45,59
35 кВ	Гайдамак	1	16	30,01	29,33	34,45	33,77
		2	16	25,92	25,24	27,97	28,65
	Связь	1	4	24,55	24,55	21,82	21,82
		2	4	35,46	35,46	34,1	34,1
	Голубовка	1	16	15,99	17,3	26,15	25,5
		2	16	30,81	32,77	40,64	36,7

## Продолжение таблицы 4

35 кВ	Учебная	1	16	28,84	27,53	33,1	31,79
		2	16	47,52	46,86	51,45	51,78
	НСРЗ	1	16	13,11	12,13	20,97	19,34
		2	16	29,49	28,18	39,33	4,96
	ЖБФ	1	10	15,54	17,83	24,11	22,97
		2	10	0	0	0	0
	Рыбники	1	10	26,86	24,57	33,71	37,71
		2	10	36,67	32,85	52,49	56,85
	Парус	1	10	26,2	24,02	36,03	39,3
		2	10	37,66	37,66	46,94	48,58
	УАМР	1	6,3	13,84	12,98	13,84	13,84
		2	6,3	7,79	7,79	8,65	8,65
	Астафьева	1	3,2	42,66	44,37	47,78	51,19
		2	3,2	34,13	34,13	34,13	37,54
	Бархатная	1	10	24,56	24,02	33,3	31,11
		2	10	14,72	14,18	21,26	22,9
	Соленое озеро	1	16	36,15	32,74	47,75	52,52
		2	16	20,8	18,08	29,33	28,65
	Партизан	1	16	50,71	47,86	57,86	64,29
		2	16	31,07	30	39,29	40
Владимиرو- Александровское	1	6,3	56,23	55,36	55,36	56,23	
	2	6,3	54,5	52,77	55,36	56,23	

Таблица 5 –Токовая загрузка ВЛ рассматриваемого участка сети

Напряжение U, кВ	Наименование линии	Марка кабеля	Допустимый ток при t +25°C	Допустимый ток при t –5°C	Нагрузка, А			
					1ч	4ч	11ч	19ч
110	Партизанская ГРЭС – Находка/т	АС–120, М–70	337	435	84	93	115	132
110	Находка/т – Находка	АС–120, М-70	337	435	85	75	125	150
110	Находка – НСРЗ	АС–120, М-95	375	484	60	60	60	40
110	Находка – Учебная №1(2)	АС–120	375	484	18(20)	18(20)	20(20)	20(20)
110	Находка – Волчанец – С-55	АС–120, М–70	337	435	30	28	70	60
110	Широкая – ЖБФ №1(2)	АС–185	510	658	6,2(0,5)	9,1(1)	11,6(0,8)	10,3(0,8)
110	Широкая – Голубовка	АСк–185	400	400	104	117	109	110
35	С-55 – Гайдамак	АС–95	330	426	75	68	84	84
35	Волчанец – Гайдамак	АС–95	330	426	63	62	68	70
35	Волчанец – Связь	АС–120	375	484	15	15	13	13
35	Находка – Связь	АС–120	375	484	20	20	20	20

## 1.8 Анализ существующих режимов

Осуществим анализ электрической сети предварительно произведя расчет электрического оборудования (ЛЭП и трансформаторов).

Исходными данными для нашего расчета будут являться характеристика электрического оборудования : активное и индуктивное сопротивления проводников и трансформаторов, мощность нагрузки, проводимость, коэффициенты трансформации трансформаторов и генерируемые мощности источников питания.

Произведем расчет сопротивлений ЛЭП

Активное сопротивление по формуле:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (1)$$

где  $r_0$  – активное сопротивление линии на 1 км, Ом/км;

$l_{ВЛ}$  – суммарная длина линии, км;

Реактивное сопротивление по формуле:

$$X_{ВЛ} = X_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (2)$$

где  $X_0$  – индуктивное сопротивление линии на 1 км, Ом/км

Произведем расчет проводимостей линий по формуле:

$$B_{ВЛ} = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (3)$$

где  $b_0$  – емкостная проводимость линии на 1 км, мкСм/км.

Для примера произведем расчет линии 110 кВ Находка-Учебная:

$$R_{ВЛ} = 0,249 \cdot 1,03 = 0,256 \text{ Ом.}$$

$$X_{ВЛ} = 0,427 \cdot 1,03 = 0,44 \text{ Ом.}$$

$$B_{BI} = 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 1,03 = 0,256 \text{ мкСм.}$$

Подробный расчет приведен в приложении.

Далее произведем расчет трансформаторов по следующим формулам:

Активная проводимость трансформатора:

$$B_{TP} = \frac{\Delta Q_x \cdot 10^3}{(U_{BH} \cdot 10^3)^2}, \quad (4)$$

где  $\Delta Q_x$  – емкостные потери холостого хода трансформатора, кВар

$U_{BH}$  – напряжение высокой стороны трансформатора, кВ.

Емкостная проводимость трансформатора:

$$G_{TP} = \frac{\Delta P_x \cdot 10^3}{(U_{BH} \cdot 10^3)^2}, \quad (5)$$

где  $\Delta P_x$  – активные потери холостого хода трансформатора, кВт

Также для расчета трансформатора необходимо знать его коэффициент трансформации:

$$K_{TP.HH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \quad (6)$$

Для трехобмоточного или автотрансформатора необходимо знать коэффициенты трансформации нейтрали и средней стороны трансформатора.

$$K_{TP.H} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}}, \quad (7)$$

$$K_{TP.CH} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}, \quad (8)$$

где  $U_{HH}$ ,  $U_{CH}$  и  $U_{BH}$  – напряжения низкой, средней и высокой стороны трансформатора.

Значения активных и емкостных сопротивлений линий и трансформаторов возьмем из справочника.

Произведем расчет трансформатора на примере ТДТН-16000/110 установленного на подстанции 110 кВ «Гайдамак»:

$$B_T = \frac{160 \cdot 10^3}{(110 \cdot 10^3)} = 12,1 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

$$G_T = \frac{23 \cdot 10^3}{(110 \cdot 10^3)} = 1,74 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

$$K_{TP.HH} = \frac{6,6}{115} = 0,057 .$$

$$K_{TP.CH} = \frac{38,6}{115} = 0,335 .$$

$$K_{TP.H} = \frac{115}{115} = 1 .$$

### 1.9 Расчет и анализ электрических нагрузок

На данный момент в Приморском крае наблюдается переизбыток генерируемой мощности в связи с избыточной предполагаемой мощностью вводимых объектов прошлых лет. Анализ существующих электрических нагрузок позволяет спрогнозировать нагрузки рассматриваемого района в перспективе на 5 лет.

Формула для расчета прогнозируемой нагрузки:

$$S = S_T \cdot (1 + K)^{T_{\text{ПРОГ}} - T_{\text{ТЕК}}} , \tag{9}$$

где  $S$  – прогнозируемая мощность, МВт;

$S_T$  – текущая мощность, МВт;

$K$  – относительное увеличение нагрузки за год;

$T_{\text{ПРОГ}}$  – год прогнозирования нагрузки;

$T_{\text{ТЕК}}$  – текущий год.

Таблица 6 – Существующие и прогнозируемые нагрузки рассматриваемой энергосети

Наименование подстанции	Время года	$P_{\max}$ , МВт	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$P_{\min}$ , МВт	$Q_{\max}$ , Мвар	$Q_{\text{ср}}$ , Мвар	$Q_{\text{эф}}$ , Мвар	$Q_{\min}$ , Мвар	$\text{tg}\delta$
Гайдамак	Зима	8,80	7,33	8,58	5,13	3,52	2,93	3,43	2,05	0,4
	Лето	7,48	6,23	7,29	4,36	2,99	2,49	2,92	1,75	
Связь	Зима	2,10	1,75	2,05	1,23	0,84	0,70	0,82	0,49	
	Лето	1,79	1,49	1,74	1,04	0,71	0,60	0,70	0,42	
Порт	Зима	7,10	5,92	6,92	4,14	2,84	2,37	2,77	1,66	
	Лето	6,04	5,03	5,88	3,52	2,41	2,01	2,35	1,41	
Голубовка	Зима	9,24	7,70	9,01	5,39	3,70	3,08	3,60	2,16	
	Лето	7,85	6,55	7,66	4,58	3,14	2,62	3,06	1,83	
Учебная	Зима	14,60	12,17	14,24	8,52	5,84	4,87	5,69	3,41	
	Лето	12,41	10,34	12,10	7,24	4,96	4,14	4,84	2,90	
НСРЗ	Зима	9,15	7,63	8,92	5,34	3,66	3,05	3,57	2,14	
	Лето	7,78	6,48	7,58	4,54	3,11	2,59	3,03	1,81	
Находка	Зима 35	19,70	16,42	19,21	11,49	7,88	6,57	7,68	4,60	
	Лето 35	16,75	13,95	16,33	9,77	6,70	5,58	6,53	3,91	
	Зима 6	19,30	16,08	18,82	11,26	7,72	6,43	7,53	4,50	
	Лето 6	16,41	13,67	15,99	9,57	6,56	5,47	6,40	3,83	
	Зима Сумм	39,00	32,50	38,03	22,75	15,60	13,00	15,21	9,10	
	Лето Сумм	33,15	27,63	32,32	19,34	13,26	11,05	12,93	7,74	
ЖБФ	Зима	2,42	2,02	2,36	1,41	0,97	0,81	0,94	0,56	
	Лето	2,06	1,71	2,01	1,20	0,82	0,69	0,80	0,48	
Волчанец	Зима 35	0,73	0,61	0,71	0,43	0,29	0,24	0,28	0,17	
	Лето 35	0,62	0,52	0,60	0,36	0,25	0,21	0,24	0,14	
	Зима 6	4,40	3,67	4,29	2,57	1,76	1,47	1,72	1,03	
	Лето 6	3,74	3,12	3,65	2,18	1,50	1,25	1,46	0,87	



Продолжение таблицы 6

	Зима Сумм	5,13	4,28	5,00	2,99	2,05	1,71	2,00	1,20
	Лето Сумм	4,36	3,63	4,25	2,54	1,74	1,45	1,70	1,02
С-55	Зима 35	3,80	3,17	3,71	2,22	1,52	1,27	1,48	0,89
	Лето 35	3,23	2,69	3,15	1,88	1,29	1,08	1,26	0,75
	Зима 6	6,05	5,04	5,90	3,53	2,42	2,02	2,36	1,41
	Лето 6	5,14	4,29	5,01	3,00	2,06	1,71	2,01	1,20
	Зима Сумм	9,85	8,21	9,60	5,75	3,94	3,28	3,84	2,30
	Лето Сумм	8,37	6,98	8,16	4,88	3,35	2,79	3,27	1,95
Рыбники	Зима	8,26	6,88	8,05	4,82	3,30	2,75	3,22	1,93
	Лето	7,02	5,85	6,85	4,10	2,81	2,34	2,74	1,64
Екатериновка	Зима 35	7,24	6,03	7,06	4,22	2,90	2,41	2,82	1,69
	Лето 35	6,15	5,13	6,00	3,59	2,46	2,05	2,40	1,44
	Зима 6	6,30	5,25	6,14	3,68	2,52	2,10	2,46	1,47
	Лето 6	5,36	4,46	5,22	3,12	2,14	1,79	2,09	1,25
	Зима Сумм	13,54	11,28	13,20	7,90	5,42	4,51	5,28	3,16
	Лето Сумм	11,51	9,59	11,22	6,71	4,60	3,84	4,49	2,69
Парус	Зима	7,85	6,54	7,65	4,58	3,14	2,62	3,06	1,83
	Лето	6,67	5,56	6,51	3,89	2,67	2,22	2,60	1,56
УАМР	Зима	1,65	1,38	1,61	0,96	0,66	0,55	0,64	0,39
	Лето	1,40	1,17	1,37	0,82	0,56	0,47	0,55	0,33
Астафьева	Зима	2,35	1,96	2,29	1,37	0,94	0,78	0,92	0,55
	Лето	2,00	1,66	1,95	1,17	0,80	0,67	0,78	0,47
Бархатная	Зима	6,00	5,00	5,85	3,50	2,40	2,00	2,34	1,40
	Лето	5,10	4,25	4,97	2,98	2,04	1,70	1,99	1,19

Продолжение таблицы 6

Соленое озеро	Зима	10,70	8,92	10,43	6,24	4,28	3,57	4,17	2,50
	Лето	9,10	7,58	8,87	5,31	3,64	3,03	3,55	2,12
Партизан	Зима	16,00	13,33	15,60	9,33	6,40	5,33	6,24	3,73
	Лето	13,60	11,33	13,26	7,93	5,44	4,53	5,30	3,17
Владими́ро-Александровское	Зима	6,30	5,25	6,14	3,68	2,52	2,10	2,46	1,47
	Лето	5,36	4,46	5,22	3,12	2,14	1,79	2,09	1,25
Широкая	Зима110	10,00	8,33	9,75	5,83	4,00	3,33	3,90	2,33
	Лето 110	8,50	7,08	8,29	4,96	3,40	2,83	3,32	1,98
	Зима 35	6,00	5,00	5,85	3,50	2,40	2,00	2,34	1,40
	Лето 35	5,10	4,25	4,97	2,98	2,04	1,70	1,99	1,19
	Зима Сумм	16,00	13,33	15,60	9,33	6,40	5,33	6,24	3,73
	Лето Сумм	13,60	11,33	13,26	7,93	5,44	4,53	5,30	3,17
Находка-тяговая	Зима110	10,00	8,33	9,75	5,83	4,00	3,33	3,90	2,33
	Лето 110	8,50	7,08	8,29	4,96	3,40	2,83	3,32	1,98
	Зима 35	3,40	2,83	3,32	1,98	1,36	1,13	1,33	0,79
	Лето 35	2,89	2,41	2,82	1,69	1,16	0,96	1,13	0,67
	Зима Сумм	13,40	11,17	13,07	7,82	5,36	4,47	5,23	3,13
	Лето Сумм	11,39	9,49	11,11	6,64	4,56	3,80	4,44	2,66
<b>Прогнозирование нагрузок (5 лет)</b>									
Наименование подстанции	Время года	$P_{\max}$ , МВт	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$P_{\min}$ , МВт	$Q_{\max}$ , Мвар	$Q_{\text{ср}}$ , Мвар	$Q_{\text{эф}}$ , Мвар	$Q_{\min}$ , Мвар
Гайдамак	Зима	10,85	9,04	10,58	6,33	4,34	3,62	4,23	2,53
	Лето	9,22	7,69	8,99	5,38	3,69	3,07	3,60	2,15

Продолжение таблицы 6

Связь	Зима	2,59	2,16	2,52	1,51	1,04	0,86	1,01	0,60
	Лето	2,20	1,83	2,15	1,28	0,88	0,73	0,86	0,51
Порт	Зима	8,76	7,30	8,54	5,11	3,50	2,92	3,41	2,04
	Лето	7,44	6,20	7,26	4,34	2,98	2,48	2,90	1,74
Голубовка	Зима	11,39	9,50	11,11	6,65	4,56	3,80	4,44	2,66
	Лето	9,68	8,07	9,44	5,65	3,87	3,23	3,78	2,26
Учебная	Зима	18,00	15,00	17,55	10,50	7,20	6,00	7,02	4,20
	Лето	15,30	12,75	14,92	8,93	6,12	5,10	5,97	3,57
НСРЗ	Зима	11,28	9,40	11,00	6,58	4,51	3,76	4,40	2,63
	Лето	9,59	7,99	9,35	5,59	3,84	3,20	3,74	2,24
Находка	Зима	48,09	40,08	46,89	28,05	19,24	16,03	18,76	11,22
	Лето	40,88	34,06	39,86	23,85	16,35	13,63	15,94	9,54
ЖБФ	Зима	2,98	2,49	2,91	1,74	1,19	0,99	1,16	0,70
	Лето	2,54	2,11	2,47	1,48	1,01	0,85	0,99	0,59
Волчанец	Зима	6,33	5,27	6,17	3,69	2,53	2,11	2,47	1,48
	Лето	5,38	4,48	5,24	3,14	2,15	1,79	2,10	1,25
С-55	Зима	12,15	10,12	11,84	7,09	4,86	4,05	4,74	2,83
	Лето	10,32	8,60	10,07	6,02	4,13	3,44	4,03	2,41
Рыбники	Зима	10,19	8,49	9,68	5,94	4,07	3,40	3,97	2,38
	Лето	8,66	7,21	8,44	5,05	3,46	2,89	3,38	2,02
Екатериновка	Зима	16,70	13,91	16,28	9,74	6,68	5,57	6,51	3,90
	Лето	14,19	11,83	13,84	8,28	5,68	4,73	5,53	3,31
Парус	Зима	9,68	8,07	9,44	5,65	3,87	3,23	3,78	2,26
	Лето	8,23	6,86	8,02	4,80	3,29	2,74	3,21	1,92
УАМР	Зима	2,03	1,70	1,98	1,19	0,81	0,68	0,79	0,47
	Лето	1,73	1,44	1,69	1,01	0,69	0,58	0,67	0,40
Астафьева	Зима	2,90	2,41	2,83	1,69	1,16	0,97	1,13	0,68
	Лето	2,46	2,05	2,40	1,44	0,99	0,82	0,96	0,57

Продолжение таблицы 6

Бархатная	Зима	7,40	6,17	7,21	4,32	2,96	2,47	2,89	1,73
	Лето	6,29	5,24	6,13	3,67	2,52	2,10	2,45	1,47
Соленое озеро	Зима	13,19	11,00	12,86	7,70	5,28	4,40	5,15	3,08
	Лето	11,22	9,35	10,93	6,54	4,49	3,74	4,37	2,62
Партизан	Зима	19,73	16,44	19,24	11,51	7,89	6,58	7,69	4,60
	Лето	16,77	13,98	16,35	9,78	6,71	5,59	6,54	3,91
Владими́ро-Александровское	Зима	7,77	6,47	7,57	4,53	3,11	2,59	3,03	1,81
	Лето	6,60	5,50	6,44	3,85	2,64	2,20	2,58	1,54
Широкая	Зима	19,73	16,44	19,24	11,51	7,89	6,58	7,69	4,60
	Лето	16,77	13,98	16,35	9,78	6,71	5,59	6,54	3,91
Находка-тяговая	Зима	16,52	13,77	16,11	9,64	6,61	5,51	6,44	3,86
	Лето	14,05	11,70	13,69	8,19	5,62	4,68	5,48	3,28
<b>Расчет нагрузок проектируемой подстанции</b>									
НЗМУ	Зима	19,2	16	18,72	11,2	7,6	6,34	7,42	4,44
	Лето	16,32	13,6	15,92	9,52	6,46	5,4	6,3	3,78

## 2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ СЕТИ

### 2.1 Выбор варианта сети

Исходными данными для проектирования будут являться расположение подстанций, существующее на них оборудование, также рассчитанные ранее нагрузки с перспективой на 5 лет вперед.

Схемы ОРУ и ЗРУ должны отвечать требованиям экономичности, а также нормативным требованиям при выборе схем ОРУ согласно стандартам сетевых компаний. Сеть должна быть рассчитана на новых потребителей в соответствии с СИПРом региона или нормативными документами.

Как правило создаются несколько рабочих вариантов сети из которых выбирается одна – обоснованно экономически, технически, экологически и в некоторых случаях эстетически.

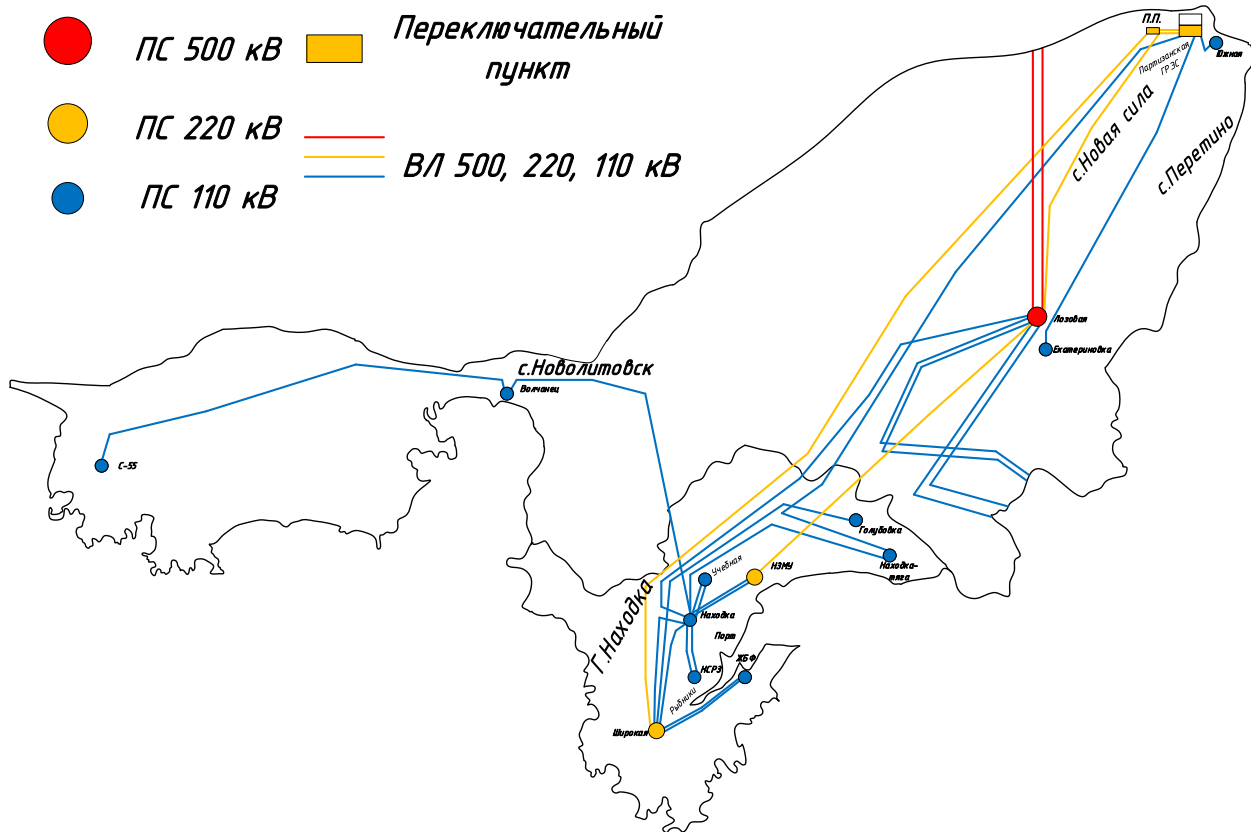


Рисунок 2 – Вариант разработки сети 110/220 кВ

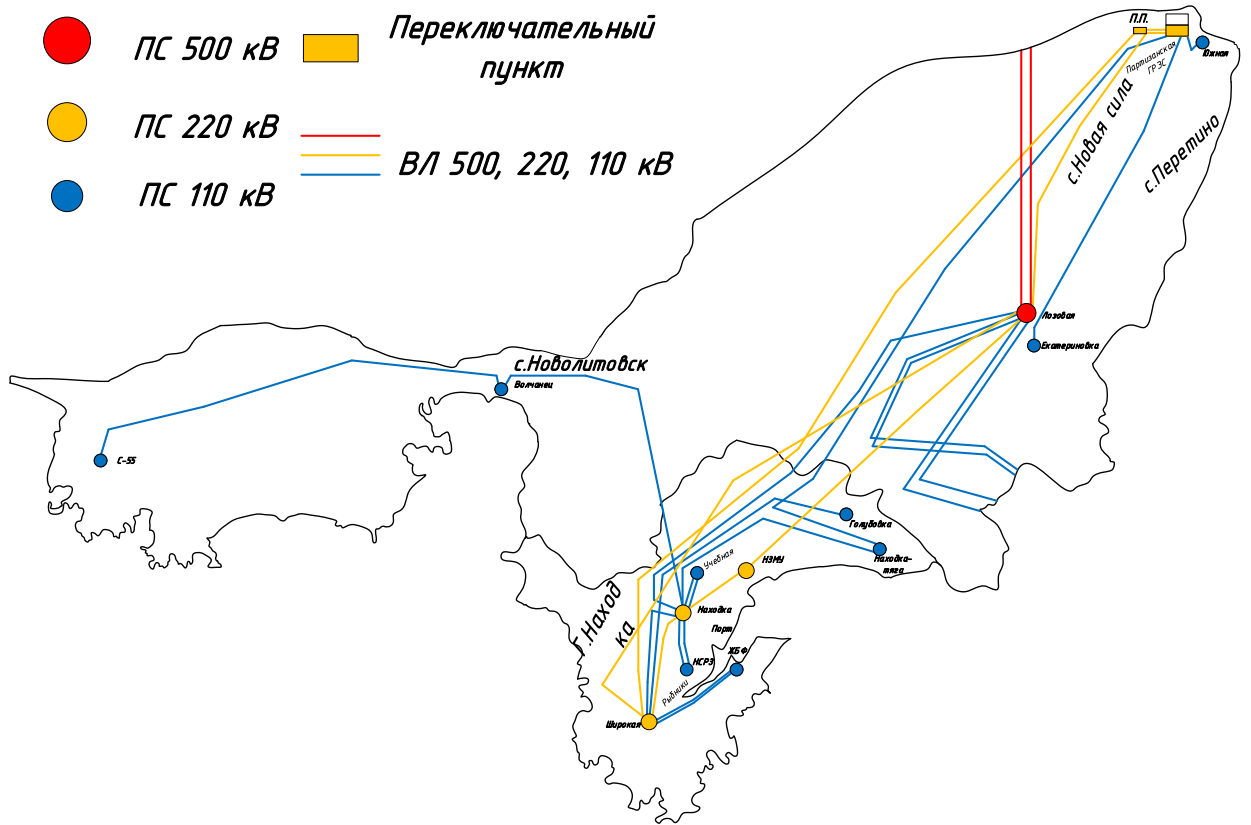


Рисунок 3 – Вариант разработки сети 220 кВ

## 2.2 Разработка вариантов подключения и реконструкции

Вариант №1. В данном варианте проекта происходит разработка подстанции 220 кВ «НЗМУ» с питанием от шин ОРУ 220 кВ подстанции Лозовая. ПС «НЗМУ» выполнена по схеме «Четырехугольник» с двумя автотрансформаторами АДЦТН 63000/220. Также выполняется подключение дополнительной цепи ВЛ 110 кВ Широкая-Находка и уменьшение толщины провода для снижения издержек на потери в линии и для повышения надежности электроснабжения. На ПС «Находка» происходит подключение двухцепной линии 110 кВ Находка-НЗМУ к средней стороне автотрансформатора установленного на ПС «НЗМУ».

Вариант №2. В данном варианте происходит расширение ОРУ ПС «Широкая» 220 кВ и переоборудование ОРУ на схему «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Сооружается ОРУ 220 кВ на ПС «Находка» по схеме «Четырехугольник», изменяется ОРУ 110 кВ со схемы «Две рабочие системы шин» на схему «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Также планируется сооружение одноцепной ВЛ 220 кВ НЗМУ-Находка.

## 2.3 Компенсация реактивной мощности

Произведем расчет параметров для дальнейшей разработки сети.

Компенсация реактивной мощности.

Произведем выбор компенсирующих устройств.

1. Определим тангенс угла потерь  $\operatorname{tg}\varphi$

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{Q_{\text{эф}}}{P_{\text{эф}}}, \quad (10)$$

где  $P_{\text{эф}}$  – эффективная активная мощность ПС, МВт;

$Q_{\text{эф}}$  – эффективная реактивная мощность ПС, МВар;

Значения мощностей были рассчитаны ранее в таблице №6.

2. Определяем общую мощность КУ:

$$Q_{КУ} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (11)$$

где  $P_{\max}$  – максимальная активная мощность ПС, МВт.

3. Далее находим некомпенсированную мощность для дальнейших расчетов:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{м}} - Q_{КУ}, \quad (12)$$

где  $Q_{\text{м}}$  – потери реактивной мощности, МВар;

$Q_{КУ}$  – мощность компенсирующего устройства, МВар.

В нашей работе учет устройств компенсации реактивной мощности не требуется.

#### 2.4 Выбор мощности силовых трансформаторов

Выбор силовых трансформаторов производится по формуле:

$$S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{P_{\max} + Q_{\max}}}{2 \cdot K_3}, \quad (13)$$

где  $S_{\text{расч}}$  – полная мощность трансформатора согласно расчету

$P_{\max}$  – максимальная активная мощность, МВт;

$Q_{\max}$  – максимальная активная мощность, МВар;

$n$  – количество трансформаторов на подстанции;

$K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора, примем 0,7.

Далее необходимо проверить работу трансформаторов в нормальном и аварийном режимах. В нормальном режиме работы загрузка трансформатора должна составлять не более 75%, в аварийном не более 140%.



На примере ПС «Находка» произведем выбор трансформатора:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{48,1^2 + 19,3^2}}{2 \cdot 0,7} = 37,02 \text{ МВт}$$

Выбираем АДЦТН-63000/220 с условиями перспективного развития подстанции.

Таблица 7 – Выбранные трансформаторы варианта №1

Название ПС	Расчетная мощность	Номинальная мощность трансформатора, МВт	Марка	Кз тр-ра в нормальном режиме	Кз тр-ра в аварийном режиме
НЗМУ	12,3	63	АДЦТН-63000/220	12,3	16,2
Широкая	12,65	40	ТДТН-40000/110	22,3	22,3
Находка	30,84	40	ТДТН-40000/110	54,3	54,4

Таблица 8 – Выбранные трансформаторы варианта №2

Название ПС	Расчетная мощность	Номинальная мощность трансформатора, МВт	Марка	Кз тр-ра в нормальном режиме	Кз тр-ра в аварийном режиме
НЗМУ	12,3	63	АДЦТН-63000/220	5,7	5,7
Широкая	12,65	63	АДЦТН-63000/220	6,8	19,7
Находка	30,84	63	АДЦТН-63000/220	30,6	30,8

## 2.5 Выбор сечения провода

1. Найдем максимальный ток линии:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n_{\phi}}, \quad (14)$$

где  $P_{max}$  – максимальная активная мощность передаваемая по линии;

$Q_{max}$  – максимальная реактивная мощность передаваемая по линии;

$U$  – напряжение сети;

$n_{\phi}$  – кол-во цепей в линии.

2. Рассчитаем рабочий ток в линии:

$$I_{раб} = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (15)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент учитывающий перспективный рост нагрузки;

$\alpha_t$  – коэффициент учитывающий число часов использования максимальной нагрузки. Примем  $\alpha_t=1$  для  $T_{max} \geq 5000$ ч.

3. Суммарное сечение проводов проектируемой ЛЭП:

$$S = \frac{I_{раб}}{j}, \quad (16)$$

где  $j$  – нормируемая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>

Произведем расчет провода на примере ВЛ 110 кВ НЗМУ-Находка:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{48,1^2 + 19,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,136$$

$$I_{раб} = I_{max} \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,143$$

$$S = \frac{I_{раб} \cdot 10^3}{1} = 142,81$$

Таблица 9 – Выбор провода варианта сети №1

Наименование ВЛ	Напряжение, кВ	Кол-во цепей	Марка провода
НЗМУ-Находка	110	2	АС-150
Находка-Широкая	110	2	АС-120

Таблица 10 – Выбор провода варианта сети №2

Наименование ВЛ	Напряжение, кВ	Кол-во цепей	Марка провода
НЗМУ-Находка	220	1	АС-300
Находка-Широкая	220	1	АС-300

Далее произведем проверку выбранного оборудования с помощью ПК «RastrWin3»

## 3 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ ВАРИАНТОВ

### 3.1 Исходные данные

Расчет режимов будет произведен в ПВК RastrWin3. Для задания параметров произведем анализ нагрузок. Узлы в нашей работе будут базисными, генерирующими и потребляющими. Примем за базисные узлы шины Партизанской ГРЭС и ОРУ 220 кВ ПС «Лозовая», за генерирующий узел примем ПС 220 кВ «Широкая».

Таблица 11 – Нормальный режим. Узлы. Вариант 1

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta	dV
База	1	ГРЭС.Г1	10	1			98,4	-4,6	10,5	0	5
Ген	2	ГРЭС.Г3	10	1				-7,7	10,5	-8,11	5
Нагр	3	ТР.Г1	10	1					10,5	-0,02	5
Нагр	4	ТР.Г3	10	1					10,5	-8,11	5
Нагр	5	ШинаГРЭС	110	1					116,68	-8,13	6,07
Нагр	6	ВН.Н-тяговая	110	1					113,12	-15,87	2,83
Нагр	7	Нейтраль.Н-тяговая1	110	1					111,29	-17,25	1,17
Нагр	8	Нейтраль.Н-тяговая2	110	1					111,29	-17,25	1,17
Нагр	9	СН.Н-тяговая1	35	1					37,28	-17,25	6,52
Нагр	10	СН.Н-тяговая2	35	1					37,28	-17,25	6,52
Нагр	11	НН.Н-тяговая1	28	1	8,3	3,3			26,42	-18,1	-5,63
Нагр	12	НН.Н-тяговая2	28	1	8,3	3,3			26,42	-18,1	-5,63
Нагр	13	ВН.Находка	110	1					113,74	-18,44	3,4
Нагр	14	Нейтраль.Находка1	110	1					108,68	-22,39	-1,19
Нагр	15	Нейтраль.Находка2	110	1					109,13	-22,4	-0,78
Нагр	16	СН.Находка1	35	1					36,4	-22,38	4,02
Нагр	17	СН.Находка2	35	1					36,56	-22,4	4,46
Нагр	18	НН.Находка1	6	1	24	9,6			6,06	-25	1,06
Нагр	19	НН.Находка2	6	1	24	9,6			6,09	-25	1,5
Нагр	20	ВН.Учебная	110	1					113,71	-18,45	3,37
Нагр	21	НН.Учебная1	6	1	9	3,6			6,28	-21,95	4,8
Нагр	22	НН.Учебная2	6	1	9	3,6			6,28	-21,95	4,8
Нагр	23	ВН.НСР3	110	1					113,56	-18,52	3,24

Продолжение таблицы 11

Нагр	24	НН.НСР31	6	1	5,6	2,3			6,35	-20,67	5,9
Нагр	25	НН.НСР32	6	1	5,6	2,3			6,35	-20,67	5,9
Нагр	26	ВН.Волчанец	110	1					110,73	-19,26	0,67
Нагр	27	Нейтраль.Волчанец1	110	1					104,85	-24,59	-4,68
Нагр	28	Нейтраль.Волчанец2	110	1					108,64	-21,84	-1,23
Нагр	29	СН.Волчанец1	35	1					35,05	-24,54	0,14
Нагр	30	СН.Волчанец2	35	1					36,37	-21,84	3,92
Нагр	31	НН.Волчанец1	6	1	3,2	1,3			5,93	-25,45	-1,09
Нагр	32	НН.Волчанец2	6	1	3,2	1,3			6,15	-22,63	2,53
Нагр	33	ВН.С-55	110	1					108,75	-19,75	-1,12
Нагр	34	Нейтраль.С-55.1	110	1					101	-26,08	-8,18
Нагр	35	Нейтраль.С-55.2	110	1					103,23	-24,27	-6,15
Нагр	36	СН.С-55.1	35	1					33,79	-26,05	-3,44
Нагр	37	СН.С-55.2	35	1					34,58	-24,27	-1,19
Нагр	38	НН.С-55.1	10	1	6,2	2,4			9,46	-28,96	-5,39
Нагр	39	НН.С-55.2	10	1	6,2	2,4			9,68	-27,02	-3,19
Ген	40	ВН.Широкая	110	1			30,9	112,5	116,4	-19,09	5,81
Нагр	41	Нейтраль.Широкая1	110	1					114,37	-20,64	3,97
Нагр	42	Нейтраль.Широкая2	110	1					114,37	-20,64	3,97
Нагр	43	СН.Широкая1	35	1					38,31	-20,64	9,46
Нагр	44	СН.Широкая2	35	1					38,31	-20,64	9,46
Нагр	45	НН.Широкая1	6	1	9,9	3,9			6,47	-21,6	7,84
Нагр	46	НН.Широкая2	6	1	9,9	3,9			6,47	-21,6	7,84
Нагр	47	ВН.ЖБФ	110	1					116,36	-19,11	5,78

Продолжение таблицы 11

Нагр	48	НН.ЖБФ1	6	1	1,5	0,6			6,58	-19,98	9,75
Нагр	49	НН.ЖБФ2	6	1	1,5	0,6			6,58	-19,98	9,75
База	50	ОРУ.Лозовая220	220	1			54,9	30,4	228,4	-14,16	3,81
Нагр	51	ВН.НЗМУ	220	1					225,55	-14,91	2,52
Нагр	52	Нейтраль.НЗМУ1	220	1					217,97	-18,21	-0,92
Нагр	53	Нейтраль.НЗМУ2	220	1					217,97	-18,21	-0,92
Нагр	54	СН.НЗМУ1	110	1					114,59	-18,2	4,17
Нагр	55	СН.НЗМУ2	110	1					114,59	-18,2	4,17
Нагр	56	НН.НЗМУ1	10	1	9,6	3,8			10,28	-20,5	2,81
Нагр	57	НН.НЗМУ2	10	1	9,6	3,8			10,28	-20,5	2,81
Нагр	58	ВН.Гайдамак	35	1	10,9	4,3			33,36	-26,42	-4,68
Нагр	59	ВН.Связь	35	1	2,6	1			36,27	-22,23	3,64

Таблица 12 – Нормальный режим. Ветви. Вариант 1

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Выкл	1	3	ГРЭС.Г1 - ТР.Г1					-98,35	4,63	5413	
Выкл	2	4	ГРЭС.Г3 - ТР.Г3						7,72	424	
Тр-р	5	3	ШинаГРЭС - ТР.Г1	0,77	19,3		0,091	97,75	-18,7	492	
Тр-р	5	4	ШинаГРЭС - ТР.Г3	0,77	19,3		0,091		-7,81	38	
ЛЭП	5	6	ШинаГРЭС - ВН.Н-тяговая	9,54	15,67	-143,3		-97,9	26,4	501	93
Тр-р	6	7	ВН.Н-тяговая - Нейтраль.Н-тяговая1	0,8	35,5	18,2	1	-8,71	-5,95	53	
Тр-р	6	8	ВН.Н-тяговая - Нейтраль.Н-тяговая2	0,8	35,5	18,2	1	-8,71	-5,95	53	
Тр-р	7	9	Нейтраль.Н-тяговая1 - СН.Н-тяговая1	0,8		161,9	0,335	-0,36	-2	10	
Тр-р	8	10	Нейтраль.Н-тяговая2 - СН.Н-тяговая2	0,8		161,9	0,335	-0,36	-2	10	
Тр-р	7	11	Нейтраль.Н-тяговая1 - НН.Н-тяговая1	0,8	22,3		0,239	-8,29	-3,44	46	

Продолжение таблицы 12

ЛЭП	13	20	ВН.Находка - ВН.Учебная	0,26	0,44	-2,7		-9,05	-4,34	51	9
ЛЭП	13	20	ВН.Находка - ВН.Учебная	0,26	0,44	-2,7		-9,05	-4,34	51	9
Тр-р	20	21	ВН.Учебная - НН.Учебная1	4,38	86,7	8,5	0,057	-9,05	-4,37	51	
Тр-р	20	22	ВН.Учебная - НН.Учебная2	4,38	86,7	8,5	0,057	-9,05	-4,37	51	
ЛЭП	13	23	ВН.Находка - ВН.НСР3	0,93	1,91	-17,6		-11,27	-5,12	63	11
Тр-р	23	24	ВН.НСР3 - НН.НСР31	4,38	86,7	8,5	0,057	-5,63	-2,66	31	
Тр-р	23	25	ВН.НСР3 - НН.НСР32	4,38	86,7	8,5	0,057	-5,63	-2,66	31	
ЛЭП	13	6	ВН.Находка - ВН.Н-тяговая	3,04	5,89	-48,8		71,54	-50,92	447	83
ЛЭП	13	26	ВН.Находка - ВН.Волчанец	5,02	8,22	-77,5		-34,5	-20,24	205	38
Тр-р	26	27	ВН.Волчанец - Нейтраль.Волчанец1	2,6	88,9	12,1	1	-12,38	-7,68	75	
Тр-р	26	28	ВН.Волчанец - Нейтраль.Волчанец2	2,6	88,9	12,1	1	-6,18	-2,71	35	
Тр-р	27	29	Нейтраль.Волчанец1 - СН.Волчанец1	2,6		107,9	0,335	-9,1	-4,66	56	
Тр-р	28	30	Нейтраль.Волчанец2 - СН.Волчанец2	2,6		107,9	0,335	-2,94	-0,88	16	
Тр-р	27	31	Нейтраль.Волчанец1 - НН.Волчанец1	2,6	52		0,057	-3,2	-1,35	19	
Тр-р	28	32	Нейтраль.Волчанец2 - НН.Волчанец2	2,6	52		0,057	-3,12	-1,35	18	
ЛЭП	26	33	ВН.Волчанец - ВН.С-55	6,71	11,28	-84,8		-15,322	-9,82	97	18
Тр-р	33	34	ВН.С-55 - Нейтраль.С-55.1	5	142,2	8,31	1	-8,74	-6,19	56	
Тр-р	33	35	ВН.С-55 - Нейтраль.С-55.2	5	142,2	8,3	1	-6,38	-4,34	41	
Тр-р	34	36	Нейтраль.С-55.1 - СН.С-55.1	5	0	74,2	0,335	-2,45	-1,97	18	
Тр-р	35	37	Нейтраль.С-55.2 - СН.С-55.2	5	0	74,2	0,335	-0,12	-0,79	4	
Тр-р	34	38	Нейтраль.С-55.1 - НН.С-55.1	5	82,7		0,096	-6,21	-2,77	39	0
Тр-р	35	39	Нейтраль.С-55.2 - НН.С-55.2	5	82,7		0,096	-6,21	-2,75	38	0
ЛЭП	16	59	СН.Находка1 - ВН.Связь	2,2	3,87	-24		0,14	-1,35	22	4
ЛЭП	30	59	СН.Волчанец2 - ВН.Связь	1,75	3	-18,7		-2,75	0,38	44	8
ЛЭП	29	58	СН.Волчанец1 - ВН.Гайдамак	4,37	6	-37,1		-8,91	-3,48	157	34
Тр-р	8	12	Нейтраль.Н-тяговая2 - НН.Н-тяговая2	0,8	22,3		0,239	-8,29	-3,44	46	



Продолжение таблицы 12

ЛЭП	36	58	СН.С-55.1 - ВН.Гайдамак	3,67	5,05	-31,2		-2,32	-1,2	45	9
ЛЭП	13	40	ВН.Находка - ВН.Широкая	3,51	6,02	-37,5		3,08	48,41	246	45
ЛЭП	13	40	ВН.Находка - ВН.Широкая	3,51	6,02	-37,5		3,08	48,41	246	45
Тр-р	40	41	ВН.Широкая - Нейтраль.Широкая1	0,8	35,5	18,2	1	-10,34	-6,8	61	
Тр-р	40	42	ВН.Широкая - Нейтраль.Широкая2	0,8	35,5	18,2	1	-10,34	-6,8	61	
Тр-р	41	43	Нейтраль.Широкая1 - СН.Широкая1	0,8		161,9	0,335	-0,38	-2,11	10	
Тр-р	42	44	Нейтраль.Широкая2 - СН.Широкая2	0,8		161,9	0,335	-0,38	-2,11	10	
Тр-р	41	45	Нейтраль.Широкая1 - НН.Широкая1	0,8	22,3		0,057	-9,9	-4,09	54	
Тр-р	42	46	Нейтраль.Широкая2 - НН.Широкая2	0,8	22,3		0,057	-9,9	-4,09	54	
ЛЭП	40	47	ВН.Широкая - ВН.ЖБФ	1,25	3,18	-21,2		-1,52	-0,45	8	1
ЛЭП	40	47	ВН.Широкая - ВН.ЖБФ	1,25	3,18	-21,2		-1,52	-0,45	8	1
Тр-р	47	48	ВН.ЖБФ - НН.ЖБФ1	7,95	139	8,5	0,057	-1,52	-0,74	8	
Тр-р	47	49	ВН.ЖБФ - НН.ЖБФ2	7,95	139	8,5	0,057	-1,52	-0,74	8	
ЛЭП	50	51	ОРУ.Лозовая220 - ВН.НЗМУ	3,35	14,37	-88,5		-54,95	-30,43	164	17
Тр-р	51	52	ВН.НЗМУ - Нейтраль.НЗМУ1	1,4	104	6	1	-27,5	-17,17	83	
Тр-р	51	53	ВН.НЗМУ - Нейтраль.НЗМУ2	1,4	104	6	1	-27,5	-17,17	83	
Тр-р	52	54	Нейтраль.НЗМУ1 - СН.НЗМУ1	1,4		21,5	0,526	-17,74	-10,97	55	
Тр-р	53	55	Нейтраль.НЗМУ2 - СН.НЗМУ2	1,4		21,5	0,526	-17,74	-10,97	55	
Тр-р	52	56	Нейтраль.НЗМУ1 - НН.НЗМУ1	2,8	195,6		0,048	-9,6	-4,25	27	
Тр-р	53	57	Нейтраль.НЗМУ2 - НН.НЗМУ2	2,8	195,6		0,048	-9,6	-4,25	27	
ЛЭП	54	13	СН.НЗМУ1 - ВН.Находка	2,79	4,79	-29,8		-17,4	-9,85	101	18
ЛЭП	55	13	СН.НЗМУ2 - ВН.Находка	2,79	4,79	-29,8		-17,4	-9,85	101	18
Тр-р	13	14	ВН.Находка - Нейтраль.Находка1	0,8	35,5	18,2	1	-24,38	-16,74	150	
Тр-р	13	15	ВН.Находка - Нейтраль.Находка2	0,8	35,5	18,2	1	-24,53	-15,29	146	
Тр-р	14	16	Нейтраль.Находка1 - СН.Находка1	0,8		161,9	0,335	-0,2	-3,27	17	
Тр-р	15	17	Нейтраль.Находка2 - СН.Находка2	0,8		161,9	0,335	-0,34	-1,93	10	

Продолжение таблицы 12

Тр-р	14	18	Нейтраль.Находка1 - НН.Находка1	0,8	22,3		0,057	-24	-10,91	140	
Тр-р	15	19	Нейтраль.Находка2 - НН.Находка2	0,8	22,3		0,057	-24	-10,89	139	
ЛЭП	36	58	СН.С-55.1 - ВН.Гайдамак	3,67	5,05	-31,2		-2,32	-1,2	45	9
ЛЭП	13	40	ВН.Находка - ВН.Широкая	3,51	6,02	-37,5		3,08	48,41	246	45
ЛЭП	13	40	ВН.Находка - ВН.Широкая	3,51	6,02	-37,5		3,08	48,41	246	45
Тр-р	40	41	ВН.Широкая - Нейтраль.Широкая1	0,8	35,5	18,2	1	-10,34	-6,8	61	
Тр-р	40	42	ВН.Широкая - Нейтраль.Широкая2	0,8	35,5	18,2	1	-10,34	-6,8	61	
Тр-р	41	43	Нейтраль.Широкая1 - СН.Широкая1	0,8		161,9	0,335	-0,38	-2,11	10	
Тр-р	42	44	Нейтраль.Широкая2 - СН.Широкая2	0,8		161,9	0,335	-0,38	-2,11	10	
Тр-р	41	45	Нейтраль.Широкая1 - НН.Широкая1	0,8	22,3		0,057	-9,9	-4,09	54	
Тр-р	42	46	Нейтраль.Широкая2 - НН.Широкая2	0,8	22,3		0,057	-9,9	-4,09	54	
ЛЭП	40	47	ВН.Широкая - ВН.ЖБФ	1,25	3,18	-21,2		-1,52	-0,45	8	1
ЛЭП	40	47	ВН.Широкая - ВН.ЖБФ	1,25	3,18	-21,2		-1,52	-0,45	8	1
Тр-р	47	48	ВН.ЖБФ - НН.ЖБФ1	7,95	139	8,5	0,057	-1,52	-0,74	8	
Тр-р	47	49	ВН.ЖБФ - НН.ЖБФ2	7,95	139	8,5	0,057	-1,52	-0,74	8	
ЛЭП	50	51	ОРУ.Лозовая220 - ВН.НЗМУ	3,35	14,37	-88,5		-54,95	-30,43	164	17
Тр-р	51	52	ВН.НЗМУ - Нейтраль.НЗМУ1	1,4	104	6	1	-27,5	-17,17	83	
Тр-р	51	53	ВН.НЗМУ - Нейтраль.НЗМУ2	1,4	104	6	1	-27,5	-17,17	83	
Тр-р	52	54	Нейтраль.НЗМУ1 - СН.НЗМУ1	1,4		21,5	0,526	-17,74	-10,97	55	
Тр-р	53	55	Нейтраль.НЗМУ2 - СН.НЗМУ2	1,4		21,5	0,526	-17,74	-10,97	55	
Тр-р	52	56	Нейтраль.НЗМУ1 - НН.НЗМУ1	2,8	195,6		0,048	-9,6	-4,25	27	
Тр-р	53	57	Нейтраль.НЗМУ2 - НН.НЗМУ2	2,8	195,6		0,048	-9,6	-4,25	27	
ЛЭП	54	13	СН.НЗМУ1 - ВН.Находка	2,79	4,79	-29,8		-17,4	-9,85	101	18
ЛЭП	55	13	СН.НЗМУ2 - ВН.Находка	2,79	4,79	-29,8		-17,4	-9,85	101	18
Тр-р	13	14	ВН.Находка - Нейтраль.Находка1	0,8	35,5	18,2	1	-24,38	-16,74	150	
Тр-р	13	15	ВН.Находка - Нейтраль.Находка2	0,8	35,5	18,2	1	-24,53	-15,29	146	

Тр-р	15	17	Нейтраль.Находка2 - СН.Находка2	0,8		161,9	0,335	-0,34	-1,93	10	
Тр-р	14	18	Нейтраль.Находка1 - НН.Находка1	0,8	22,3		0,057	-24	-10,91	140	
Тр-р	15	19	Нейтраль.Находка2 - НН.Находка2	0,8	22,3		0,057	-24	-10,89	139	

Таблица 13 – Нормальный режим. Токовая нагрузка ЛЭП Вариант 1

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Идоп_25_ДДТН	Идоп_расч_ДДТН	I/I_dop_ДДТН
29	58	СН.Волчанец1 - ВН.Гайдамак	157	158	330	455,4	34,7
36	58	СН.С-55.1 - ВН.Гайдамак	45	45	330	455,4	9,9
5	6	ШинаГРЭС - ВН.Н-тяговая	502	499	390	538,2	93,2
13	20	ВН.Находка - ВН.Учебная	51	51	390	538,2	9,5
13	20	ВН.Находка - ВН.Учебная	51	51	390	538,2	9,5
13	23	ВН.Находка - ВН.НСРЗ	63	63	390	538,2	11,8
13	6	ВН.Находка - ВН.Н-тяговая	446	447	390	538,2	83,2
13	26	ВН.Находка - ВН.Волчанец	203	205	390	538,2	38,2
26	33	ВН.Волчанец - ВН.С-55	95	98	390	538,2	18,2
16	59	СН.Находка1 - ВН.Связь	21	22	390	538,2	4,1
30	59	СН.Волчанец2 - ВН.Связь	44	44	390	538,2	8,2
13	40	ВН.Находка - ВН.Широкая	246	244	390	538,2	45,8
13	40	ВН.Находка - ВН.Широкая	246	244	390	538,2	45,8
54	13	СН.НЗМУ1 - ВН.Находка	101	102	390	538,2	18,9
55	13	СН.НЗМУ2 - ВН.Находка	101	102	390	538,2	18,9
40	47	ВН.Широкая - ВН.ЖБФ	8	8	510	703,8	1,2
40	47	ВН.Широкая - ВН.ЖБФ	8	8	510	703,8	1,2
50	51	ОРУ.Лозовая220 - ВН.НЗМУ	159	165	680	938,4	17,5

Таблица 14 – Нормальный режим. Токовая нагрузка трансформаторов

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_25_ДДТН	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_доп
5	3	ШинаГРЭС - ТР.Г1	492,5	5412			
5	4	ШинаГРЭС - ТР.Г3	38,7	424,9			
6	7	ВН.Н-тяговая - Нейтраль.Н-тяговая1	53,9	53	200	276	19,5
6	8	ВН.Н-тяговая - Нейтраль.Н-тяговая2	53,9	53	200	276	19,5
7	9	Нейтраль.Н-тяговая1 - СН.Н-тяговая1	10,6		600	828	1,3
7	11	Нейтраль.Н-тяговая1 - НН.Н-тяговая1	46,6	194,8	1000	1380	3,4
8	10	Нейтраль.Н-тяговая2 - СН.Н-тяговая2	10,6		600	828	1,3
8	12	Нейтраль.Н-тяговая2 - НН.Н-тяговая2	46,6	194,8	1000	1380	3,4
13	14	ВН.Находка - Нейтраль.Находка1	150,1	149,2	200	276	54,4
13	15	ВН.Находка - Нейтраль.Находка2	146,7	145,9	200	276	53,2
14	16	Нейтраль.Находка1 - СН.Находка1	17,4	21,63	600	828	2,1
14	18	Нейтраль.Находка1 - НН.Находка1	140,1	2457,7	3500	4830	2,9
15	17	Нейтраль.Находка2 - СН.Находка2	10,3		600	828	1,3
15	19	Нейтраль.Находка2 - НН.Находка2	139,5	2446,7	3500	4830	2,9
20	21	ВН.Учебная - НН.Учебная1	51	889,7	1400	1932	2,6
20	22	ВН.Учебная - НН.Учебная2	51	889,7	1400	1932	2,6
23	24	ВН.НСР3 - НН.НСР31	31,7	549,8	1400	1932	1,6
23	25	ВН.НСР3 - НН.НСР32	31,7	549,9	1400	1932	1,6
26	27	ВН.Волчанец - Нейтраль.Волчанец1	76	75,4	80	110,4	68,8
26	28	ВН.Волчанец - Нейтраль.Волчанец2	35,2	34,7	80	110,4	31,9
27	29	Нейтраль.Волчанец1 - СН.Волчанец1	56,3	157,5	240	331,2	17
27	31	Нейтраль.Волчанец1 - НН.Волчанец1	19,1	335,6	1400	1932	1
28	30	Нейтраль.Волчанец2 - СН.Волчанец2	16,3	44,2	240	331,2	4,9
28	32	Нейтраль.Волчанец2 - НН.Волчанец2	18,5	323,8	1400	1932	1

Продолжение таблицы 14

33	34	ВН.С-55 - Нейтраль.С-55.1	46,1	46,3	50	69	66,7
33	35	ВН.С-55 - Нейтраль.С-55.2	41	40,6	50	69	59,4
34	36	Нейтраль.С-55.1 - СН.С-55.1	18	45	150	207	8,7
34	38	Нейтраль.С-55.1 - НН.С-55.1	38,9	405	525	724,5	5,4
35	37	Нейтраль.С-55.2 - СН.С-55.2	4,5	2,5	150	207	2,2
35	39	Нейтраль.С-55.2 - НН.С-55.2	38	396	525	724,5	5,2
40	41	ВН.Широкая - Нейтраль.Широкая1	61,4	60,6	200	276	22,3
40	42	ВН.Широкая - Нейтраль.Широкая2	61,4	60,6	200	276	22,3
41	43	Нейтраль.Широкая1 - СН.Широкая1	10,9		600	828	1,3
41	45	Нейтраль.Широкая1 - НН.Широкая1	54	948,4	3500	4830	1,1
42	44	Нейтраль.Широкая2 - СН.Широкая2	10,9		600	828	1,3
42	46	Нейтраль.Широкая2 - НН.Широкая2	54	948,4	3500	4830	1,1
47	48	ВН.ЖБФ - НН.ЖБФ1	8,4	141,6	875	1207,5	0,7
47	49	ВН.ЖБФ - НН.ЖБФ2	8,4	141,6	875	1207,5	0,7
51	52	ВН.НЗМУ - Нейтраль.НЗМУ1	83	82,5	350	483	17,2
51	53	ВН.НЗМУ - Нейтраль.НЗМУ2	83	82,5	350	483	17,2
52	54	Нейтраль.НЗМУ1 - СН.НЗМУ1	55,3	101,8	800	1104	5
52	56	Нейтраль.НЗМУ1 - НН.НЗМУ1	27,8	579,2	4200	5796	0,5
53	55	Нейтраль.НЗМУ2 - СН.НЗМУ2	55,3	101,8	800	1104	5
53	57	Нейтраль.НЗМУ2 - НН.НЗМУ2	27,8	579,2	4200	5796	0,5

### **3.2 Итог анализа существующей энергосети**

Исходя из расчета нормального режима мы наблюдаем, что ВЛ Партизанская ГРЭС – Находка-тяговая загружена на 93,2% и ВЛ Находка – Находка-тяговая загружена на 83,2% что является небольшим отклонением от нормы. Рекомендовано подключение второй цепи ВЛ Находка–Находка-тяговая и Партизанская ГРЭС–Находка-тяговая с целью разгрузки ЛЭП 110 кВ. В связи с подключением дополнительных линий к подстанции Находка-тяговая рекомендовано переустройство ОРУ 110 кВ со схемы «Мостик с выключателями» на схему «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Анализ токовой загрузки трансформаторов показал проблему имеющейся загруженности трансформатора Т-1 на ПС «С-55» на 82,5% вследствие чего рекомендована замена трансформатора с ТДТН-10000/110 на ТДТН-16000/110 .

Проверим разработанный нами вариант переоборудования в послеаварийном режиме в случае отключения одной из цепей ВЛ Партизанская ГРЭС – Находка-тяговая.

Таблица 15 – Послеаварийный режим. Узлы. Вариант 1

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta	dV
База	1	ГРЭС.Г1	10	1			103,4	-5,1	10,5		5
Ген	2	ГРЭС.Г3	10	1				-8,7	10,5	-8,52	5
Нагр	3	ТР.Г1	10	1					10,5		5
Нагр	4	ТР.Г3	10	1					10,5	-8,52	5
Нагр	5	ШинаГРЭС	110	1					116,85	-8,55	6,22
Нагр	6	ВН.Н-тяговая	110	1					113,4	-16,72	3,09
Нагр	7	Нейтраль.Н-тяговая1	110	1					111,58	-18,1	1,43
Нагр	8	Нейтраль.Н-тяговая2	110	1					111,58	-18,1	1,43
Нагр	9	СН.Н-тяговая1	35	1					37,38	-18,1	6,8
Нагр	10	СН.Н-тяговая2	35	1					37,38	-18,1	6,8
Нагр	11	НН.Н-тяговая1	28	1	8,3	3,3			26,49	-18,93	-5,38
Нагр	12	НН.Н-тяговая2	28	1	8,3	3,3			26,49	-18,93	-5,38
Нагр	13	ВН.Находка	110	1					113,74	-18,08	3,4
Нагр	14	Нейтраль.Находка1	110	1					108,68	-22,03	-1,19
Нагр	15	Нейтраль.Находка2	110	1					109,13	-22,04	-0,79
Нагр	16	СН.Находка1	35	1					36,41	-22,02	4,03
Нагр	17	СН.Находка2	35	1					36,55	-22,04	4,45
Нагр	18	НН.Находка1	6	1	24	9,6			6,06	-24,64	1,06
Нагр	19	НН.Находка2	6	1	24	9,6			6,08	-24,63	1,49
Нагр	20	ВН.Учебная	110	1					113,7	-18,09	3,36
Нагр	21	НН.Учебная1	6	1	9	3,6			6,28	-21,59	4,79
Нагр	22	НН.Учебная2	6	1	9	3,6			6,28	-21,59	4,79
Нагр	23	ВН.НСР3	110	1					113,56	-18,15	3,23
Нагр	24	НН.НСР31	6	1	5,6	2,3			6,35	-20,31	5,9

## Продолжение таблицы 15

Нагр	25	НН.НСР32	6	1	5,6	2,3			6,35	-20,31	5,9
Нагр	26	ВН.Волчанец	110	1					110,79	-18,91	0,72
Нагр	27	Нейтраль.Волчанец1	110	1					105,68	-23,39	-3,92
Нагр	28	Нейтраль.Волчанец2	110	1					108,67	-21,48	-1,2
Нагр	29	СН.Волчанец1	35	1					35,34	-23,35	0,99
Нагр	30	СН.Волчанец2	35	1					36,38	-21,49	3,95
Нагр	31	НН.Волчанец1	6	1	3,2	1,3			5,98	-24,23	-0,3
Нагр	32	НН.Волчанец2	6	1	3,2	1,3			6,15	-22,28	2,56
Нагр	33	ВН.С-55	110	1					108,68	-19,49	-1,2
Нагр	34	Нейтраль.С-55.1	110	1					103,67	-24,11	-5,75
Нагр	35	Нейтраль.С-55.2	110	1					103,15	-24,02	-6,22
Нагр	36	СН.С-55.1	35	1					34,69	-24,09	-0,86
Нагр	37	СН.С-55.2	35	1					34,55	-24,02	-1,27
Нагр	38	НН.С-55.1	10	1	6,2	2,4			9,81	-25,82	-1,83
Нагр	39	НН.С-55.2	10	1	6,2	2,4			9,67	-26,78	-3,27
Ген	40	ВН.Широкая	110	1			30,85	112,8	116,4	-18,73	5,82
Нагр	41	Нейтраль.Широкая1	110	1					114,37	-20,29	3,97
Нагр	42	Нейтраль.Широкая2	110	1					114,37	-20,29	3,97
Нагр	43	СН.Широкая1	35	1					38,31	-20,29	9,47
Нагр	44	СН.Широкая2	35	1					38,31	-20,29	9,47
Нагр	45	НН.Широкая1	6	1	9,9	3,9			6,47	-21,25	7,84
Нагр	46	НН.Широкая2	6	1	9,9	3,9			6,47	-21,25	7,84
Нагр	47	ВН.ЖБФ	110	1					116,36	-18,75	5,78
Нагр	48	НН.ЖБФ1	6	1	1,5	0,6			6,58	-19,62	9,75
Нагр	49	НН.ЖБФ2	6	1	1,5	0,6			6,58	-19,62	9,75



Продолжение таблицы 15

База	50	ОРУ.Лозовая220	220	1	0	0	49,8	30,8	228,4	-14,25	3,82
Нагр	51	ВН.НЗМУ	220	1	0	0	0	0	225,6	-14,9	2,54
Нагр	52	Нейтраль.НЗМУ1	220	1	0	0	0	0	217,85	-17,9	-0,97
Нагр	53	Нейтраль.НЗМУ2	220	1	0	0	0	0	217,85	-17,9	-0,97
Нагр	54	СН.НЗМУ1	110	1	0	0	0	0	114,54	-17,9	4,13
Нагр	55	СН.НЗМУ2	110	1	0	0	0	0	114,54	-17,9	4,13
Нагр	56	НН.НЗМУ1	10	1	9,6	3,8	0	0	10,27	-20,21	2,76
Нагр	57	НН.НЗМУ2	10	1	9,6	3,8	0	0	10,27	-20,21	2,76
Нагр	58	ВН.Гайдамак	35	1	10,9	4,3	0	0	34	-24,78	-2,84
Нагр	59	ВН.Связь	35	1	2,6	1	0	0	36,27	-21,87	3,65

Таблица 16 – Послеаварийный режим. Ветви. Вариант 1

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Выкл	1	3	ГРЭС.Г1 - ТР.Г1					-103,4	5,1	5693,5	
Выкл	2	4	ГРЭС.Г3 - ТР.Г3						8,7	479,9	
Тр-р	5	3	ШинаГРЭС - ТР.Г1	0,77	19,3	0	0,091	102,7	-20,6	517,9	
Тр-р	5	4	ШинаГРЭС - ТР.Г3	0,77	19,3	0	0,091		-8,83	43,6	
ЛЭП	5	6	ШинаГРЭС - ВН.Н-тяговая	9,54	15,67	-143,3					
ЛЭП	5	6	ШинаГРЭС - ВН.Н-тяговая	9,54	15,67	-143,3	0	-102,9	29,3	528,8	98,2
Тр-р	6	7	ВН.Н-тяговая - Нейтраль.Н-тяговая1	0,8	35,5	18,2	1	-8,7	-6	53,7	19,5
Тр-р	6	8	ВН.Н-тяговая - Нейтраль.Н-тяговая2	0,8	35,5	18,2	1	-8,7	-6	53,7	19,5
Тр-р	7	9	Нейтраль.Н-тяговая1 - СН.Н-тяговая1	0,8	0	161,9	0,335		-2	10,6	1,3
Тр-р	8	10	Нейтраль.Н-тяговая2 - СН.Н-тяговая2	0,8	0	161,9	0,335		-2	10,6	1,3
Тр-р	7	11	Нейтраль.Н-тяговая1 - НН.Н-тяговая1	0,8	22,3	0	0,239	-8,3	-3,4	46,4	3,3

Продолжение таблицы 16

Тр-р	8	12	Нейтраль.Н-тяговая2 - НН.Н-тяговая2	0,8	22,3	0	0,239	-8,23	-3,4	46,4	3,36
ЛЭП	13	20	ВН.Находка - ВН.Учебная	0,26	0,44	-2,7	0	-9	-4,3	51	9,5
ЛЭП	13	20	ВН.Находка - ВН.Учебная	0,26	0,44	-2,7	0	-9	-4,3	51	9,5
Тр-р	20	21	ВН.Учебная - НН.Учебная1	4,38	86,7	8,5	0,057	-9	-4,3	51	2,6
Тр-р	20	22	ВН.Учебная - НН.Учебная2	4,38	86,7	8,5	0,057	-9	-4,3	51	2,6
ЛЭП	13	23	ВН.Находка - ВН.НСР3	0,93	1,91	-17,6	0	-11,2	-5,1	63,3	11,7
Тр-р	23	24	ВН.НСР3 - НН.НСР31	4,38	86,7	8,5	0,057	-5,6	-2,6	31,6	1,6
Тр-р	23	25	ВН.НСР3 - НН.НСР32	4,38	86,7	8,5	0,057	-5,6	-2,6	31,6	1,6
ЛЭП	13	6	ВН.Находка - ВН.Н-тяговая	3,04	5,89	-48,8	0	38,2	-26,5	238,1	44,2
ЛЭП	13	6	ВН.Находка - ВН.Н-тяговая	3,04	5,89	-48,8	0	38,2	-26,5	238,1	44,2
ЛЭП	13	26	ВН.Находка - ВН.Волчанец	5,02	8,22	-77,5	0	-34,4	-19,4	203	37,7
Тр-р	26	27	ВН.Волчанец - Нейтраль.Волчанец1	2,6	88,9	12,1	1	-10,5	-6,6	64,6	58,5
Тр-р	26	28	ВН.Волчанец - Нейтраль.Волчанец2	2,6	88,9	12,1	1	-6,1	-2,7	35,2	31,9
Тр-р	27	29	Нейтраль.Волчанец1 - СН.Волчанец1	2,6	0	107,9	0,335	-7,2	-4	45,1	13,6
Тр-р	28	30	Нейтраль.Волчанец2 - СН.Волчанец2	2,6	0	107,9	0,335	-2,9	-0,9	16,3	4,9
Тр-р	27	31	Нейтраль.Волчанец1 - НН.Волчанец1	2,6	52	0	0,057	-3,2	-1,3	19	1
Тр-р	28	32	Нейтраль.Волчанец2 - НН.Волчанец2	2,6	52	0	0,057	-3,12	-1,3	18	1
ЛЭП	26	33	ВН.Волчанец - ВН.С-55	6,71	11,28	-84,8	0	-17,1	-10	106,3	19,7
Тр-р	33	34	ВН.С-55 - Нейтраль.С-55.1	2,6	88	8,31	1	-10,5	-6,3	65,3	59,1
Тр-р	33	35	ВН.С-55 - Нейтраль.С-55.2	5	142,2	8,3	1	-6,3	-4,3	41	59,5
Тр-р	34	36	Нейтраль.С-55.1 - СН.С-55.1	2,6	0	74,2	0,335	-4,2	-2,56	27,6	8,3
Тр-р	35	37	Нейтраль.С-55.2 - СН.С-55.2	5	0	74,2	0,335		1	4,4	2,1
Тр-р	34	38	Нейтраль.С-55.1 - НН.С-55.1	2,6	52	0	0,096	-6,2	-2,6	37,5	3,2
Тр-р	35	39	Нейтраль.С-55.2 - НН.С-55.2	5	82,7	0	0,096	-6,2	-2,7	38	5,2
ЛЭП	16	59	СН.Находка1 - ВН.Связь	2,2	3,87	-24	0		-1,3	21,4	4

Продолжение таблицы 16

ЛЭП	30	59	СН.Волчанец2 - ВН.Связь	1,75	3	-18,7	0	-2,7		44	8,1
ЛЭП	29	58	СН.Волчанец1 - ВН.Гайдамак	4,37	6	-37,1	0	-7	-2,8	124,1	27,2
ЛЭП	36	58	СН.С-55.1 - ВН.Гайдамак	3,67	5,05	-31,2	0	-4,1	-1,7	74,7	16,4
ЛЭП	13	40	ВН.Находка - ВН.Широкая	3,51	6,02	-37,5	0	3	48,5	247	46
ЛЭП	13	40	ВН.Находка - ВН.Широкая	3,51	6,02	-37,5	0	3	48,5	247	46
Тр-р	40	41	ВН.Широкая - Нейтраль.Широкая1	0,8	35,5	18,2	1	-10,3	-6,8	61,4	22,2
Тр-р	40	42	ВН.Широкая - Нейтраль.Широкая2	0,8	35,5	18,2	1	-10,3	-6,8	61,4	22,2
Тр-р	41	43	Нейтраль.Широкая1 - СН.Широкая1	0,8	0	161,9	0,335		-2,1	10,8	1,3
Тр-р	42	44	Нейтраль.Широкая2 - СН.Широкая2	0,8	0	161,9	0,335		-2,1	10,8	1,3
Тр-р	41	45	Нейтраль.Широкая1 - НН.Широкая1	0,8	22,3	0	0,057	-10	-4	54	1,1
Тр-р	42	46	Нейтраль.Широкая2 - НН.Широкая2	0,8	22,3	0	0,057	-10	-4	54	1,1
ЛЭП	40	47	ВН.Широкая - ВН.ЖБФ	1,25	3,18	-21,2	0	-1,5		8,4	1,1
ЛЭП	40	47	ВН.Широкая - ВН.ЖБФ	1,25	3,18	-21,2	0	-1,5		8,4	1,1
Тр-р	47	48	ВН.ЖБФ - НН.ЖБФ1	7,95	139	8,5	0,057	-1,5	-0,7	8,4	0,7
Тр-р	47	49	ВН.ЖБФ - НН.ЖБФ2	7,95	139	8,5	0,057	-1,5	-0,7	8,4	0,7
ЛЭП	50	51	ОРУ.Лозовая220 - ВН.НЗМУ	3,35	14,37	-88,5	0	-49,8	-30,8	154,4	16,4
Тр-р	51	52	ВН.НЗМУ - Нейтраль.НЗМУ1	1,4	104	6	1	-25	-17,4	77,8	16,1
Тр-р	51	53	ВН.НЗМУ - Нейтраль.НЗМУ2	1,4	104	6	1	-25	-17,4	77,8	16,1
Тр-р	52	54	Нейтраль.НЗМУ1 - СН.НЗМУ1	1,4	0	21,5	0,526	-15,1	-11,4	50,3	4,5
Тр-р	53	55	Нейтраль.НЗМУ2 - СН.НЗМУ2	1,4	0	21,5	0,526	-15,1	-11,4	50,3	4,5
Тр-р	52	56	Нейтраль.НЗМУ1 - НН.НЗМУ1	2,8	195,6	0	0,048	-9,5	-4,2	27,8	0,5
Тр-р	53	57	Нейтраль.НЗМУ2 - НН.НЗМУ2	2,8	195,6	0	0,048	-9,5	-4,2	27,8	0,5
ЛЭП	54	13	СН.НЗМУ1 - ВН.Находка	2,79	4,79	-29,8	0	-14,8	-10,3	92,3	17,1
ЛЭП	55	13	СН.НЗМУ2 - ВН.Находка	2,79	4,79	-29,8	0	-14,8	-10,3	92,3	17,1
Тр-р	13	14	ВН.Находка - Нейтраль.Находка1	0,8	35,5	18,2	1	-24,3	-16,7	150	54,3

## Продолжение таблицы 16

Тр-р	13	15	ВН.Находка - Нейтраль.Находка2	0,8	35,5	18,2	1	-24,5	-15,3	146,7	53,1
Тр-р	14	16	Нейтраль.Находка1 - СН.Находка1	0,8	0	161,9	0,335		-3,2	17,1	2
Тр-р	15	17	Нейтраль.Находка2 - СН.Находка2	0,8	0	161,9	0,335		-2	10,3	1,2
Тр-р	14	18	Нейтраль.Находка1 - НН.Находка1	0,8	22,3	0	0,057	-24	-10,9	140	2,9
Тр-р	15	19	Нейтраль.Находка2 - НН.Находка2	0,8	22,3	0	0,057	-24	-10,9	140	2,9

Таблица 17 – Токовая нагрузка ЛЭП. Послеаварийный режим. Вариант 1

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	N_I(t)_ДДТН	Iдоп_25_ДДТН	Iдоп_расч_ДДТН	I/Iдоп_ДДТН
5	6	ШинаГРЭС - ВН.Н-тяговая			1	390	538,2	
5	6	ШинаГРЭС - ВН.Н-тяговая	528,8	525,6	1	390	538,2	98,3
13	20	ВН.Находка - ВН.Учебная	51	51	1	390	538,2	9,5
13	20	ВН.Находка - ВН.Учебная	51	51	1	390	538,2	9,5
13	23	ВН.Находка - ВН.НСРЗ	62,8	63,3	1	390	538,2	11,8
13	6	ВН.Находка - ВН.Н-тяговая	236,3	238,1	1	390	538,2	44,3
13	6	ВН.Находка - ВН.Н-тяговая	236,3	238,1	1	390	538,2	44,3
13	26	ВН.Находка - ВН.Волчанец	200,5	203	1	390	538,2	37,7
26	33	ВН.Волчанец - ВН.С-55	103,5	106,3	1	390	538,2	19,8
16	59	СН.Находка1 - ВН.Связь	21	21,4	1	390	538,2	4
30	59	СН.Волчанец2 - ВН.Связь	44	44,	1	390	538,2	8,2
29	58	СН.Волчанец1 - ВН.Гайдамак	123,8	124,1	1	330	455,4	27,3
36	58	СН.С-55.1 - ВН.Гайдамак	74,4	74,7	1	330	455,4	16,4
13	40	ВН.Находка - ВН.Широкая	247	244,5	1	390	538,2	45,9
13	40	ВН.Находка - ВН.Широкая	247	244,5	1	390	538,2	45,9
40	47	ВН.Широкая - ВН.ЖБФ	7,8	8,4	1	510	703,8	1,2

40	47	ВН.Широкая - ВН.ЖБФ	7,8	8,4	1	510	703,8	1,2
50	51	ОРУ.Лозовая220 - ВН.НЗМУ	148	154,4	1	680	938,4	16,5
54	13	СН.НЗМУ1 - ВН.Находка	91,2	92,3	1	390	538,2	16,5
55	13	СН.НЗМУ2 - ВН.Находка	91,2	92,3	1	390	538,2	17,2

Таблица 18 – Токовая загрузка трансформаторов. Послеаварийный режим. Вариант 1

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	N_I(t)_ДДТН	Iдоп_25_ДДТН	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_dop
5	3	ШинаГРЭС - ТР.Г1	518	5691,8	1			
5	4	ШинаГРЭС - ТР.Г3	43,6	480	1			
6	7	ВН.Н-тяговая - Нейтраль.Н-тяговая1	53,7	52,9	1	200	276	19,5
6	8	ВН.Н-тяговая - Нейтраль.Н-тяговая2	53,7	52,9	1	200	276	19,5
7	9	Нейтраль.Н-тяговая1 - СН.Н-тяговая1	10,6		1	600	828	1,3
8	10	Нейтраль.Н-тяговая2 - СН.Н-тяговая2	10,6		1	600	828	1,3
7	11	Нейтраль.Н-тяговая1 - НН.Н-тяговая1	46,4	194	1	1000	1380	3,4
8	12	Нейтраль.Н-тяговая2 - НН.Н-тяговая2	46,4	194,3	1	1000	1380	3,4
20	21	ВН.Учебная - НН.Учебная1	51	889,7	1	1400	1932	2,6
20	22	ВН.Учебная - НН.Учебная2	51	889,7	1	1400	1932	2,6
23	24	ВН.НСР3 - НН.НСР31	31,6	549,8	1	1400	1932	1,6
23	25	ВН.НСР3 - НН.НСР32	31,6	549,8	1	1400	1932	1,6
26	27	ВН.Волчанец - Нейтраль.Волчанец1	64,6	64,1	1	80	110,4	58,5
26	28	ВН.Волчанец - Нейтраль.Волчанец2	35,2	34,8	1	80	110,4	31,9
27	29	Нейтраль.Волчанец1 - СН.Волчанец1	45,1	123,8	1	240	331,2	13,6
28	30	Нейтраль.Волчанец2 - СН.Волчанец2	16,3	44	1	240	331,2	4,9
27	31	Нейтраль.Волчанец1 - НН.Волчанец1	19	333	1	1400	1932	1

Продолжение таблицы 18

28	32	Нейтраль.Волчанец2 - НН.Волчанец2	18,4	323,7	1	1400	1932	1
33	34	ВН.С-55 - Нейтраль.С-55.1	65,3	65	1	80	110,4	59,2
33	35	ВН.С-55 - Нейтраль.С-55.2	41	40,6	1	50	69	59,5
34	36	Нейтраль.С-55.1 - СН.С-55.1	27,6	74,5	1	240	331,2	8,3
35	37	Нейтраль.С-55.2 - СН.С-55.2	4,4		1	150	207	2,2
34	38	Нейтраль.С-55.1 - НН.С-55.1	37,5	390,6	1	840	1159,2	3,2
35	39	Нейтраль.С-55.2 - НН.С-55.2	38	396,4	1	525	724,5	5,3
40	41	ВН.Широкая - Нейтраль.Широкая1	61,4	60,5	1	200	276	22,3
40	42	ВН.Широкая - Нейтраль.Широкая2	61,4	60,5	1	200	276	22,3
41	43	Нейтраль.Широкая1 - СН.Широкая1	10,8		1	600	828	1,3
42	44	Нейтраль.Широкая2 - СН.Широкая2	10,8		1	600	828	1,3
41	45	Нейтраль.Широкая1 - НН.Широкая1	54	948,3	1	3500	4830	1,1
42	46	Нейтраль.Широкая2 - НН.Широкая2	54	948,3	1	3500	4830	1,1
47	48	ВН.ЖБФ - НН.ЖБФ1	8,4	141,6	1	875	1207,5	0,7
47	49	ВН.ЖБФ - НН.ЖБФ2	8,4	141,6	1	875	1207,5	0,7
51	52	ВН.НЗМУ - Нейтраль.НЗМУ1	77,8	77,3	1	350	483	16,1
51	53	ВН.НЗМУ - Нейтраль.НЗМУ2	77,8	77,3	1	350	483	16,1
52	54	Нейтраль.НЗМУ1 - СН.НЗМУ1	50,4	92,1	1	800	1104	4,6
53	55	Нейтраль.НЗМУ2 - СН.НЗМУ2	50,4	92,1	1	800	1104	4,6
52	56	Нейтраль.НЗМУ1 - НН.НЗМУ1	27,8	579,5	1	4200	5796	0,5
53	57	Нейтраль.НЗМУ2 - НН.НЗМУ2	27,8	579,5	1	4200	5796	0,5
13	14	ВН.Находка - Нейтраль.Находка1	150	149,1	1	200	276	54,4
13	15	ВН.Находка - Нейтраль.Находка2	146,7	145,9	1	200	276	53,2
14	16	Нейтраль.Находка1 - СН.Находка1	17,2	21	1	600	828	2,1
15	17	Нейтраль.Находка2 - СН.Находка2	10,36	6,1	1	600	828	1,3
14	18	Нейтраль.Находка1 - НН.Находка1	140	2457,7	1	3500	4830	2,9

### 3.3 Итог анализа разрабатываемой энергосети

Как мы видим из данного расчета напряжения и токовые загрузки в послеаварийном режиме в случае реконструкции нескольких объектов находятся в нормативных пределах. Токовая нагрузка ВЛ Партизанская ГРЭС – Находка-тяговая в послеаварийном режиме составила 98,3%, в нормальном режиме нагрузка линии составила 57,2%. Замена трансформатора на ПС «С-55» также дала снижение загрузки трансформатора с 82,5% до 59,2%. Данные расчеты позволяют сделать вывод о резко неоднородных нагрузках на некоторых подстанциях Приморского края.

Подробный расчет 2 варианта представлен в приложении.

Исходя из расчета нормального режима видно, что, как и в первом варианте рассмотрения сети ВЛ Партизанская ГРЭС – Находка-тяговая и ВЛ Находка – Находка-тяговая линии остаются слегка перегруженными (83,3% и 93,9% соответственно). Рекомендуется также как и в первом варианте возвести дополнительную цепь на двух этих участках и заменить РУ на ПС «Находка-тяговая». Номинальные напряжения всех узлов находятся в пределах нормального отклонения.

В случае расчета реконструируемого варианта при отключении самой загруженной линии Находка – Находка-тяговая токовая нагрузка ЛЭП составляет 110,4 % в послеаварийном режиме и 58,8% в нормальном режиме что соответствует нормальной нагрузке ЛЭП. Загрузка трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме реконструируемого варианта находится в пределах нормы и не превышает 70% и 140% соответственно.

## 4 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

### 4.1 Расчет капиталовложений

Капитальные вложения — это инвестиционные затраты на новое строительство, реконструкцию, расширение или техническое перевооружение новых либо строящихся предприятий.

Общие капиталовложения определяются как:

$$\sum K_{об} = \sum K_{пост} + \sum K_{ТР} + \sum K_{РУ} + \sum K_{прос} + \sum K_{ВЛ}, \quad (17)$$

где  $\sum K_{пост}$  — капиталовложения на постоянную часть затрат на ПС, тыс.руб;

$\sum K_{ТР}$  — капиталовложения на закупку трансформаторов на ПС, тыс.руб;

$\sum K_{РУ}$  — капиталовложения на постройку ОРУ на ПС, тыс.руб;

$\sum K_{прос}$  — затраты на вырубку просеки для ЛЭП, тыс.руб;

$\sum K_{ВЛ}$  — затраты на возведение ЛЭП, тыс.руб.

Таблица 19 – суммарные капиталовложения в разработку и реконструкцию подстанций

Вариант	К <sub>ПС</sub> , тыс.руб	К <sub>ЛЭП</sub> , тыс.руб	К <sub>об</sub> , тыс.руб
1	396373	84884	481257
2	687619	152846	806619

Данные цены указаны в пересчете на 2000 год с учетом коэффициента инфляции.

### 4.2 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования рассчитываются следующим образом:

$$И_{РЭИ} = \sum K \cdot \alpha_{ПС} + \sum K_{ВЛ} \cdot \alpha_{ВЛ}, \quad (18)$$



где  $\sum K$  – сумма затрат на содержание подстанции, тыс.руб.;  
 $\alpha_{ПС}$  – коэффициент учитывающий содержание подстанции;  
 $\sum K_{ВЛ}$  – сумма затрат на содержание ЛЭП, тыс.руб.;  
 $\alpha_{ВЛ}$  – коэффициент учитывающий обслуживание воздушной линии.

Амортизационные отчисления являются частью стоимости основных фондов для возмещения их износа. Издержки на амортизационные отчисления в данной работе вычисляются по формуле:

$$I_{AM} = \frac{\sum K}{25} + \frac{\sum K_{ВЛ}}{15}, \quad (19)$$

где  $\sum K$  – капиталовложения на возведение подстанции, тыс.руб.;  
 $\sum K_{ВЛ}$  – капиталовложения на возведение ЛЭП, тыс.руб.

Материальные затраты рассчитываются по формуле:

$$I_{\Delta W} = C_0 \cdot \sum \Delta W, \quad (20)$$

где  $C_0$  – удельная стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт•ч;  
 $\sum \Delta W$  – потери электрической энергии в электрооборудовании, кВт•ч.

Таблица 20 – суммарные издержки при проектировании подстанций

Вариант	$I_{AM}$ , тыс.руб	$I_{\Delta W}$ , тыс.руб
Вариант №1	21514	11019
Вариант №2	37695	27252

### 4.3 Расчет среднегодовых расходов

Среднегодовые расходы рассчитываются по формуле:

$$З = 0,1 \cdot \sum K_{об} + И, \quad (21)$$

где И – суммарные материальные затраты

0,1 – коэффициент дисконтирования

Эквивалентные расходы составили:

для первого варианта: 101200 тыс.руб.

для второго варианта: 181289 тыс.руб.

Приведенные затраты рассчитываем как:

$$\varepsilon = 100 \cdot \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} \quad (22)$$

$$\varepsilon = 100 \cdot \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} = 44,18\%$$

Как показано на расчете приведенные затраты первого варианта оказались на две трети дешевле второго разрабатываемого варианта сети, но поскольку в программе развития региона на ближайшие 5 лет ,а также в инвестиционном проекте «ФСК ЕЭС» «ЛЭП 220 кВ Широкая – Лозовая с выносным РУ 220 кВ ПС Находка» сказано о развитии ЕНЭС напряжением 220 кВ и выше с целью создания необходимых условий для электроснабжения объектов ОАО «РЖД» при увеличении провозных мощностей в границах Восточного полигона железных дорог, повышении надежности электроснабжения г. Находка, обеспечении возможности технологического присоединения новых потребителей мы выбираем вариант развития сети на 220 кВ.

#### **4.4 Расчет ЧДД**

Чистый дисконтированный доход – это суммарное значение дисконтированных потоков платежей от проекта, приведённых к нынешнему дню. Данный показатель представляет собой разницу между всеми денежными притоками и оттоками, приведенными к настоящему моменту времени (моменту оценки инвестиционного проекта).

Расчет ЧДД выполнен в программе Microsoft Office Excel.

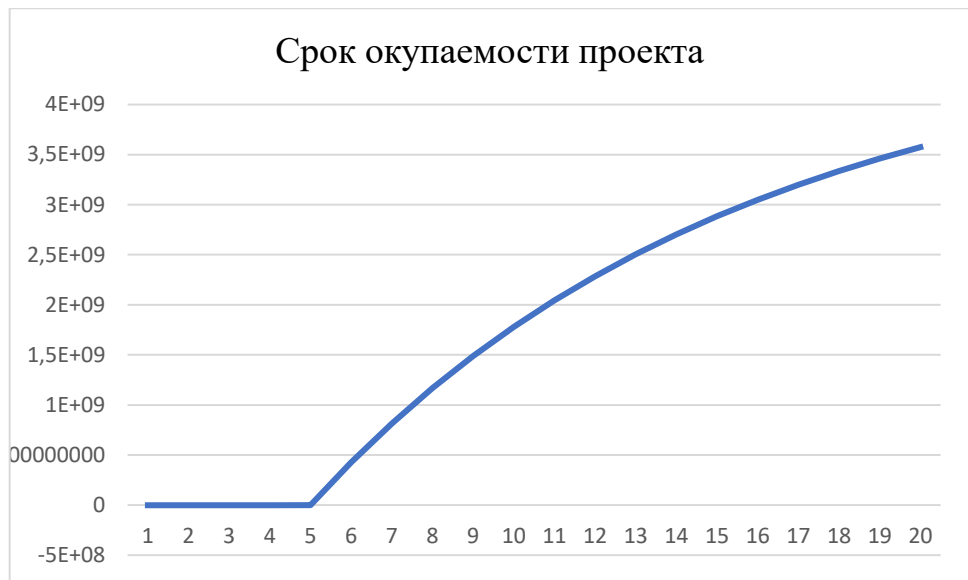


Рисунок 4 – Срок окупаемости проекта

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Далее мы произведем расчет токов короткого замыкания для нахождения их значений с последующим выбором оборудования. Расчет токов короткого замыкания будет выполнен с помощью ПК RastrWin3. С его помощью мы найдем значения однофазного, двухфазного и трехфазного токов коротких замыканий на проектируемой нами подстанции «НЗМУ».

Таблица 21 – Токи короткого замыкания на высокой стороне ПС «НЗМУ»

№	№	Тип КЗ	П1	I 1	d1 I	I 2	d2 I	I 0	d0 I
1	1	1ф	34	4,08	-87,29	4,08	-87,29	4,08	-87,29
1	1	2ф	34	6,94	-85,13	-6,94	-85,13		
1	1	3ф	34	15,46	-84,57				

Таблица 22 – Токи короткого замыкания на средней стороне ПС «НЗМУ»

№	№	Тип КЗ	П1	I 1	d1 I	I 2	d2 I	I 0	d0 I
1	1	1ф	37	1,79	-88,32	1,79	-88,32	1,79	-88,32
1	1	2ф	37	1,79	-88,32	-1,79	-88,32		
1	1	3ф	37	3,62	-86,44				

Таблица 23 – Токи короткого замыкания на низкой стороне ПС «НЗМУ»

№	№	Тип КЗ	П1	I 1	d1 I	I 2	d2 I	I 0	d0 I
1	1	1ф	39	7,38	-89,36	7,38	-89,36	7,38	-89,36
1	1	2ф	39	7,38	-89,28	-7,38	-89,28		
1	1	3ф	39	14,84	-89,36				

## 6 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

### 6.1 Разработка однолинейной схемы подстанции

Согласно разработанному «ФСК ЕЭС» от 14.01.2020 проекту «ЛЭП 220 кВ Широкая – Лозовая с выносным РУ 220 кВ ПС Находка» для решения поставленной задачи по расширению РУ подстанций Широкая, Находка, а также сооружении РУ на возводимой подстанции «НЗМУ» было принято решение о расширении ОРУ 220 кВ ПС Широкая в связи с необходимостью подключения ЛЭП 220 кВ Широкая – Лозовая с переходом на схему РУ «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», (№ 220-9). Также для проектируемого выносного РУ 220 кВ ПС Находка приняты следующие схемы распределительных устройств:

- РУ 220 кВ – КРУЭ 220 кВ по схеме «Четырёхугольник», (№ 220-7);
- Изменение ОРУ-110 кВ – по схеме «две рабочие системы шин» (№ 110-13) на КРУЭ 110 кВ по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», (№110-9);
- ЗРУ 10 кВ по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», для питания собственных нужд ПС.

Помимо реконструкции уже существующих объектов будет выполнено сооружение подстанции 220 кВ «НЗМУ» с уровнями напряжения 220/110/10. Для которых выбраны следующие распределительные устройства:

- РУ 220 кВ – КРУЭ 220 кВ по схеме «Четырёхугольник», (№ 220-7);
- КРУЭ 110 кВ по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», (№110-9);
- ЗРУ 10 кВ по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», для питания собственных нужд ПС.

Основная схема на стороне 220 кВ «Четырёхугольник» применяется для двухтрансформаторных ПС питаемых по 2-м ВЛ, при необходимости секционирования транзитной ВЛ. Может применяться в качестве начального этапа схемы «трансформаторы-шины». Схема является альтернативой схемам

«мостиков» из-за чего и является по многим показателям предпочтительней.

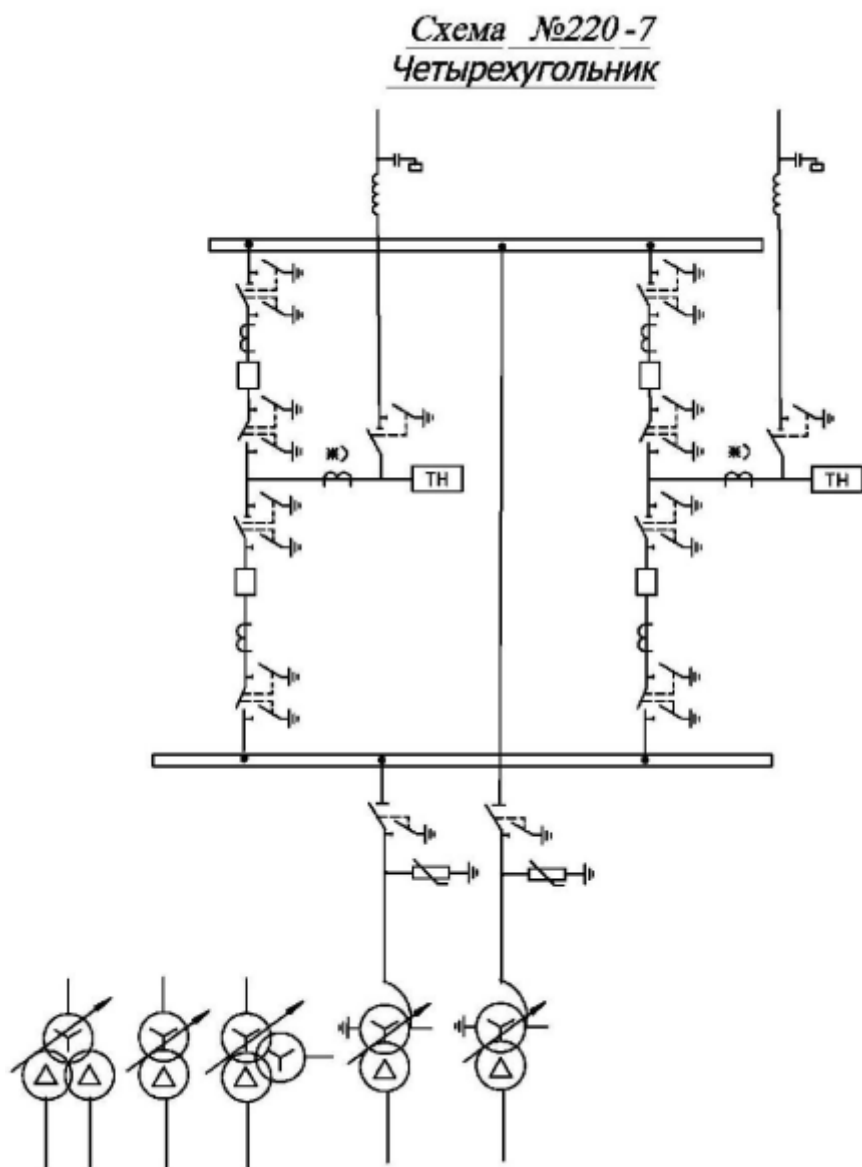


Рисунок 5 – схема РУ «Четырехугольник»

На стороне 110 кВ наиболее распространенной схемой является «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Данная схема как правило используется для ПС с наличием парных ВЛ и ВЛ, резервируемых от других ПС, нерезервируемых ВЛ, но не более одной на секцию, при отсутствии требований сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию секции шин.

Схема № 110-9  
Одна рабочая секционированная выключателем  
система шин

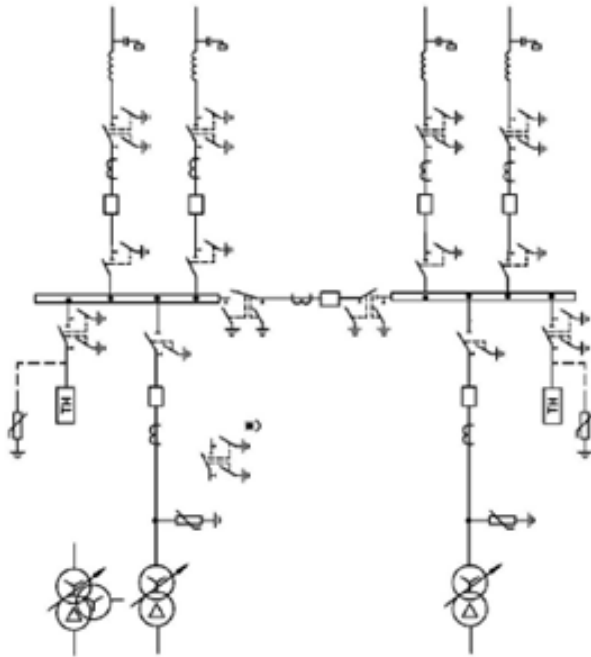


Рисунок 6 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин

## 6.2 Выбор и проверка выключателей

Высоковольтный выключатель — это коммутирующий аппарат, который предназначен для оперативного включения и отключения отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме при нормальных или послеаварийных режимах в случае ручного, дистанционного или автоматического управления. Конструктивное исполнение выключателей: воздушные, элегазовые, вакуумные, масляные и т.д.

Выключатель выбирается по нескольким условиям:

– по напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{уст}} ; \quad (23)$$

– роду тока и его величине:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}} ; \quad (24)$$

– конструктивному исполнению;

– коммутационной способности:

$$I_{откл.ном} \geq I_{П0}, \quad (25)$$

где  $I_{откл.ном}$  – ток предельной коммутационной способности автомата;  
– включаемому току:

$$i_{вкл} \geq i_{уд}, \quad (26)$$

где  $i_{вкл}$  – амплитудное значение номинального тока включения;  
– термической стойкости:

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k, \quad (27)$$

где  $I_{мер}$  – ток термической стойкости автомата,

$t_{мер}$  – время термической стойкости, можно принять равным 1 с;

– постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ:

$$T_{a.ном} \geq T_a. \quad (28)$$

Произведем выбор выключателя на стороне 220 кВ.

Проверка на термическую устойчивость:

$$B_k = 15,46^2 \cdot (2,5 + 0,03) = 604,7 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ.

Предварительно на сторону 220 кВ выбираем выключатель элегазовый колонковый выключатель ВЭБ-УТМ-220.

Произведем расчет номинально допустимого значения апериодической составляющей в отключаемом токе для времени:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (29)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,63 \text{ кА.}$$



Максимальный рабочий ток:

$$I_{\max p} = \frac{S_{mp}}{U \cdot \sqrt{3}}, \quad (30)$$

$$I_{\max p} = \frac{\sqrt{63^2 + 63^2}}{220 \cdot \sqrt{3}} = 0,234 \text{ кА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице.

Таблица 24– Сравнение каталожных и расчетных данных для стороны 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{p\max} = 234 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 41,54 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{\text{дин}}$
$V_K = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 604,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 125 \text{ кА}$	$I_{по} = 15,46 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 15,46 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$i_{аном} = 28,28 \text{ кА}$	$i_{ат} = 6,81 \text{ кА}$	$I_{ат} \leq i_{аном}$

Выбор выключателей для ОРУ 110 кВ проводится аналогично предыдущему. Выберем выключатель элегазовый баковый ВТБ-110-У1. Сравнение каталожных и расчетных данных представлены в таблице.

Таблица 25– Сравнение каталожных и расчетных данных для стороны 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{p\max} = 468 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,73 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{\text{дин}}$
$V_K = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 33,16 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 102 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,62 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,62 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$i_{аном} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{ат} = 1,56 \text{ кА}$	$I_{ат} \leq i_{аном}$

Для низкой стороны проектируемой нами подстанции выберем выключатель ВБПП–10–20/1250-У2.

Таблица 26 – Сравнение каталожных и расчетных данных для стороны 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 1144 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30,67 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$V_K = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 634,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{ВКЛ} = 51 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 15,84 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 15,84 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{отклном}$
$i_{аном} = 11,32 \text{ кА}$	$i_{At} = 6,98 \text{ кА}$	$I_{At} \leq i_{аном}$

### 6.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединители предназначены для обеспечения надежной передачи номинального тока, создания видимого разрыва на участке линий электропередач с промышленной частотой 50,60 Гц и безопасной коммутацией токов холостого хода трансформаторов и в том числе зарядных токов воздушных и кабельных линий. На стороне ВН предварительно выбираем разъединитель РН-СЭЩ 220/1250-УХЛ1, на стороне СН – РН-СЭЩ-110 с исполнением с одним или с двумя заземляющими ножами и на стороне НН – РЛНД-1-10/400.

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 25.

Таблица 27 – Сравнение данных для выбранного разъединителя 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 234 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 41,54 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
Главные ножи		
$V_K = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 604,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$V_K = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 604,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Таблица 28 – Сравнение данных для выбранного разъединителя 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 438 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,73 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
Главные ножи		
$V_K = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 33,16 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$V_K = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 33,16 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Таблица 29 – Сравнение данных для выбранного разъединителя 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 1144 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30,67 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
Главные ножи		
$V_K = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 634,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$V_K = 1250 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 634,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

#### 6.4 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – распределительное устройство содержащее набор коммутационных аппаратов, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства РЗиА, а также средства учёта и измерения.

В таких шкафах элементы с напряжением до 1 кВ выполняют проводами в твердой изоляции, а элементы от 1 до 35 кВ - проводниками с воздушной изоляцией. Для напряжений более 35 кВ изоляция воздушных линий не применяется, поэтому блоки, находящиеся под высоким напряжением, помещают в герметичные камеры, заполненные элегазом. Ячейки с элегазовыми

камерами имеют сложную конструкцию, внешне похожую на сеть трубопроводов. КРУ с элегазовой изоляцией сокращённо обозначают КРУЭ.

Для КРУ-10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство шкафа КРУ К-63. КРУ К-63 применяется для комплектования распределительных устройств 6-10 кВ: подстанций различного назначения, в том числе подстанций сетевых, подстанций для объектов промышленности, подстанций нефтепромыслов, подстанций для питания сельскохозяйственных потребителей, а также подстанций железнодорожного транспорта.

Таблица 30– Основные параметры шкафа КРУ серии К-63

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	3150
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	81
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВЭ-М
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный и пружинный

### 6.5 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока представляет собой измерительное устройство, первичная обмотка которого подключена к источнику переменного тока, а его вторичная обмотка подключена к приборам измерения или к приборам защиты с малым сопротивлением. Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (31)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2, \quad (32)$$

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивлений приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k. \quad (33)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм<sup>2</sup> для меди и 4 мм<sup>2</sup> для алюминия. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм<sup>2</sup>. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что  $Z_{пров} = R_{пров}$ . Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 20.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
Трансформаторы					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
Линии 220 кВ					
Амперметр	4	ЦП 8501/10	7,5	7,5	7,5
Ваттметр	4	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5
Варметр	4	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5
Линии 110 кВ					
Амперметр	4	ЦП 8501/10	7,5	7,5	7,5
Ваттметр	4	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5
Варметр	4	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5

Продолжение таблицы 31

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

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2ном} \geq \Sigma(Z_{приб} + Z_{пр} + Z_k), \quad (34)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k, \quad (35)$$

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k, \quad (36)$$

где  $r_{пр}$  – сопротивление проводов;

$r_{2ном}$  – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$r_{приб}$  – суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

Вычислим суммарное сопротивление приборов согласно формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}, \quad (37)$$

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

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{10,5}{5^2} = 0,42 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_K = 0,05$  Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{пр}} = 20 - 0,42 - 0,05 = 19,53 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (38)$$

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

$\rho$  – удельное сопротивление материала (для меди  $\rho = 0,0175$ ).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{18,65} = 0,08 \text{ мм}^2.$$

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице

Таблица 32 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

$U_n$ , кВ	$l$ L, м
220	100 - 150
110	75 - 100
10	6 - 10

Принимаем медный кабель с сечением 2,5 мм<sup>2</sup> КВВГнт, тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}}, \quad (39)$$

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 150}{2,5} = 1,05 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = r_2 = 0,42 + 1,05 + 0,05 = 1,52 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных данных ТТ для сторон 220 кВ и 10 кВ приведены в таблицах. На стороне ВН выберем трансформатор тока ТОГФ-220-УХЛ1.

На стороне СН выбираем трансформатор тока ТОГФ-110-УХЛ1.

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-СВЭЛ-10.

Таблица 33 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 234 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$S_{2\text{ном}} = 50 \text{ ВА}$	$S_2 = 29,25 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 41,54 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 604,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

Таблица 34 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_p = 1144 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$S_{2\text{ном}} = 50 \text{ ВА}$	$S_2 = 6 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 30,67 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 634,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$



## 6.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} , \quad (40)$$

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

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

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, соединенных по схеме «разомкнутый треугольник». В сетях с малыми токами на землю для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли устанавливают 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

Трансформаторы напряжения однофазные предназначены для работы в комплекте с измерительными приборами и в цепях защиты и сигнализации в электрических системах. Однофазовые трансформаторы являются масштабными преобразователями и предназначены для выработки сигнала измерительной информации для электрических измерительных приборов и цепей защиты и сигнализации в сетях с изолированной нейтралью.

Они состоят из магнитопровода, выполненного из пластин электротехнической стали, обмоток с соответствующей изоляцией, размещенных в баке, заполненном маслом. Вводы первичных и вторичных обмоток расположены на крышке бака. Трансформаторы типа НАМИ и НОМ

имеют маслорасширитель, расположенный на высоковольтных вводах первичной обмотки.

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 220 УХЛ1. На сторону СН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 110-У2. На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 10-У2. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице.

Таблица 35 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 220 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	2	ЦП 8506/120	30
Шины 110 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	2	ЦП 8506/120	22
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	2	ЦП 8506/120	14

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (41)$$

$$S_p = \sqrt{126^2 + 101^2} = 161,4 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов напряжения представлено в таблицах далее.

Таблица 36 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТН-220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_{H1} = 300 \text{ ВА}$	$S_P = 161,4 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Таблица 37 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТН-110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_{H1} = 200 \text{ ВА}$	$S_P = 118,7 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Таблица 38 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТН-10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_{H1} = 75 \text{ ВА}$	$S_P = 68 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

### 6.7 Выбор жестких шин

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

Номинальный ток:

$$I_{p.\max} = 1819 \text{ А};$$

Выбираем алюминиевые шины АО размером 7.5•147 мм с допустимым током  $I_{\text{доп.ном}} = 2334 \text{ А}$ .

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (42)$$

где  $C = 88$  – для алюминиевых шин кабелей.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{634,8 \cdot 10^6}}{88} = 286,3 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min} < q_{\text{станд}}. \quad (43)$$

Проверка шин на электродинамическую стойкость:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (44)$$

где  $l$  – длина пролета между изоляторами, м;

$J$  – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы,  $\text{см}^4$ ;

$q$  – поперечное сечение шины,  $\text{см}^2$ .

$$f_0 = \frac{173,2}{2,5^2} \cdot \sqrt{\frac{5,21}{2,5}} = 43 \text{ Гц.}$$

Механический расчёт шин.

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

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд3}}^2 \cdot l^2}{W_a}, \quad (45)$$

где  $W_a$  – момент сопротивления шины,  $\text{см}^3$ ;

$l$  – длина пролета между опорными изоляторами;

$$W_a = \frac{0,8 \cdot 5^2}{6} = 3,33 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{40328,28^2 \cdot 2,5^2}{2,5} = 74,38 \text{ МПа.}$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого  $\sigma_{\text{дон}} = 82 \text{ МПа}$ , можно сказать, что шины механически прочны.

### **6.8 Выбор гибких шин**

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 8000 МВ·А для напряжения 220 кВ.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу, Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ. При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 400/64, допустимый ток которых  $I_{\text{дон}} = 860 \text{ А}$ .

Проверка шин на сжестывание не производится так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (46)$$

где  $E_0$  – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля.

$$E_0 = 30,3m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (47)$$

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

$E$  – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (48)$$

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 500 = 630 \text{ см.}$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей:

$$E_0 = 30,2 \cdot 0,82 \cdot \left(1 - \frac{0,299}{\sqrt{1,15}}\right) = 31,67 \text{ кВ/см},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{3,15 \cdot \lg \frac{441}{1,15}} = 9,15 \text{ кВ/см}.$$

Проверяем по условию:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (49)$$

$$1,07 \cdot 9,15 \leq 0,9 \cdot 31,67,$$

$$9,79 \leq 28,5.$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

### 6.9 Выбор 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 при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (50)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (51)$$

На стороне 220 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 16-220-24-2 УХЛ1.

С допустимой силой на изгиб:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна  $H_{из} = 2000$  мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7}, \quad (52)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{40466^2}{3} \cdot 1 \cdot 1,173 \cdot 10^{-7} = 443,4 \text{ кН.}$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + \frac{h}{2}}{H_{из}}, \quad (53)$$

$$K_h = \frac{2000 + 220 + \frac{250}{2}}{2000} = 1,173$$

Проверка:

$$F_{расч} = 443,4 \text{ Н} \leq F_{доп} = 6000 \text{ Н}.$$

Исходя из расчетов можно сделать вывод о том, что ОСК 16-220-24-2 УХЛ1 можно выбрать согласно условиям механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

Для стороны 110 кВ выбираем опорный изолятор ОСК 10-110-А-2 УХЛ1.

Допустимая сила на изгиб:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 16000 = 9600 \text{ Н.}$$

Высота изолятора равна  $H_{из} = 210$  мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{30667^2}{0,12} \cdot 1,225 \cdot 10^{-7} = 0,94 \text{ кН.}$$

Проверка:

$$F_{расч} = 940 \text{ Н} \leq F_{доп} = 9600 \text{ Н}.$$

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

В качестве проходного изолятора выбираем ИП-10/1000-7,5УЗ.

Допустимая сила на изгиб:



$$F_{дон} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н.}$$

Высота изолятора  $H_{из} = 520$  мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{30667^2}{0,8} \cdot 3,429 \cdot 10^{-7} = 1,275 \text{ кН}$$

$$F_{расч} = 1275 \text{ Н} \leq F_{дон} = 9600 \text{ Н}$$

### **6.10 Выбор трансформаторов собственных нужд**

Трансформаторы собственных нужд характеризуются особенной областью назначения. В список входит ряд устройств электростанций. — Наиболее важными устройствами, которые питаются электричеством от трансформаторов собственных нужд, являются аппаратура систем управления, релейная защита, охранное оборудование, сигнализация, телемеханика и автоматические приборы. От них зависит полноценная работа установок. При кратковременном их отключении возможна частичное или полное прекращение подачи электроэнергии по линиям. — источник: Сумма мощностей обслуживающего оборудования подстанций невелика. Поэтому подобные агрегаты подсоединяются с низкой стороны к понижающему трансформатору. Количество представленного оборудования зависит от особенностей подстанции. Если здесь установлено два основных трансформатора, потребуется принять в таких условиях 2 ТСН. Нужда в необходимом количестве, мощности определяется в соответствии с нагрузкой подстанции, включая возможные перегрузки.

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, и случаи ремонтных работ подстанции.

Таблица 39 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	$P_{уст}$ , кВт	$Q$ , квар
1	2	3	4
Охлаждение трансформатора	0,8	21	16,8
Подогрев РУ	1	15	-
Освещение и вентиляция	1	9	-
Отопление и освещение ОПУ	1	120	-
Отопление и освещение ДП	1	85	-
Освещение ОРУ	1	12	-
Насосная	1	35	-
Прочее	1	50	-
Итого		346,6	16,8

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_p = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (54)$$

$$S_p = \sqrt{346,6^2 + 16,8^2} \cdot 0,8 = 277,6 \text{ кВА.}$$

Принимаем два трансформатора ТМ–400/10/0,4.

### 6.11 Выбор аккумуляторных батарей

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

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

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели — генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

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

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

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (55)$$

где  $U_{ш}$  — напряжение на шинах;

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

В режиме постоянного подзаряда:

$$n = \frac{242}{2,15} = 113.$$

В режиме заряда при максимальном напряжении:

$$n = \frac{242}{2,6} = 93.$$

В режиме аварийного напряжения:

$$n = \frac{242}{1,75} = 138.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (56)$$

где  $I_{ав}$  – нагрузка установившегося получасового разряда, А;

$j$  – допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.

Проверим по максимальному толчковому тока. Предварительно принимаем батарею CSB GP12170 – 24 Ач.

$$46 \cdot N \geq I_{T \max}, \quad (57)$$

где  $I_{T \max}$  максимальный толчковый ток для данного вида батарей 1269 А.

$$N \geq \frac{1269}{45} = 27,6$$

Следовательно, нужно выбрать аккумулятор с типовым номером 28.

Поскольку выбранный нами аккумулятор не удовлетворяет выбранным мощностям произведем его замену на ИБП SS CyberPower RC 12-28

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

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_n, \quad (58)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А.}$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (59)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot 108 = 236 \text{ В.}$$

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{II}, \quad (60)$$

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

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot n, \quad (61)$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В.}$$

Выбираем НРТ -2х25.220 УХЛ4

### **6.12 Выбор высокочастотных заградителей**

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

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

Выбор ВЧ- заградителей производим по номинальным и ударным токам.

Для ВЛ 220 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-1250-0,1 УХЛ 1.

Значения  $I_{\max}$  и  $B_K$  берем те же что и для выключателей.

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

Таблица 40 – Сравнение каталожных и расчетных данных ВЧЗ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 234 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{пред.скв} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 41,54 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 2728 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 604,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

### 6.13 Выбор и проверка ОПН

Ограничители перенапряжений на класс напряжений 35 кВ и выше конструктивно выполнены в виде блока последовательно соединенных оксидно-цинковых варисторов, заключенного в полимерную покрывку.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П1-220/154/10/2УХЛ1, на стороне СН выбираем ОПН - П1 110/77/10/УХЛ1, и на стороне НН - ОПНп-10/11,5/10/400 УХЛ1, основные характеристики которых представлены в таблице 39.

Таблица 41 – Основные характеристики ОПН

Тип	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
1	2	3	4	5
ОПН - П1 220/154/10/ УХЛ1	220	154	10	40
ОПН - П1 110/77/10/ УХЛ1	110	77	10	40
ОПН- 10/11,5/10/400 УХЛ1	10	11,5	10	19,2

Проверка выбора по поглощающей ограничителем энергии для стороны ВН:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot C}, \quad (62)$$

где  $\beta$  – коэффициент затухания;

$C$  – скорость света, м/мкс.

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

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (63)$$

где  $U_0$  – напряжение волны перенапряжения, кВ;

$l$  – длина защищаемого подхода, м;

$k$  – коэффициент полярности.

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

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{Z} \cdot U_{ост} \cdot T \cdot n, \quad (64)$$

где  $U_{ост}$  – остающееся напряжение на ограничителе, кВ;

$Z$  – волновое сопротивление, Ом.

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

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

#### **6.14 Разработка заземления и молниезащиты проектируемой подстанции**

Составной частью электроустановок, служащая для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за её пределами является заземляющие устройства.

Заземление является сложной системой. Общая форма и линейные размеры системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно

заземляющее устройство выполняется в виде сетки с прямоугольными ячейками, соединенные с вертикальными электродами молниеотводов. Также вертикальные электроды могут располагаться по периметру сетки для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

В высоковольтных установках заземление бывает: защитное, рабочее и заземление молниезащиты. Защитное заземление предназначено для обеспечения безопасности персонала, обслуживающее электроустановку. Рабочим является заземление нейтралей силовых трансформаторов, генераторов, измерительных трансформаторов и т.д. Заземление молниезащиты предназначено для отвода токов молнии в землю от аппаратов, таких как ОПН, разрядники, молниеотводы и других конструкций, в которые произошел удар молнии.

Конструктивное исполнение заземления и определение его стационарного и импульсного сопротивлений

Определение стационарного и импульсного заземляющего устройства подстанции осуществляется по следующему алгоритму.

Площадь, используемая под заземляющее устройство подстанции, определяется, как:

$$S = (a + 2 \cdot 1,5) \cdot (b + 2 \cdot 1,5), \quad (65)$$

где  $a$  – ширина подстанции;

$b$  – длина подстанции;

$$S = (40 + 2 \cdot 1,5) \cdot (70 + 2 \cdot 1,5) = 3139 \text{ м}^2.$$

Выбирается диаметр горизонтального луча (заземляющих проводов) в сетке. Для данной ПС выбираем  $d = 25 \text{ мм}^2$ .

Проверка по условию механической прочности:



$$F_{\text{мех.}} = \pi \cdot \left(\frac{d}{2}\right)^2, \quad (66)$$

$$F_{\text{мех.}} = 3,14 \cdot \left(\frac{25}{2}\right)^2 = 490,87 \text{ мм}^2.$$

Для электроустановок 110 кВ и выше необходима их проверка на термическую стойкость:

$$F \geq I_3 \frac{\sqrt{t}}{c}, \quad (67)$$

где  $F$  – требуемое сечение заземляющего проводника, мм<sup>2</sup>;

$I_3$  – ток замыкания на землю, А;

$t$  – длительность замыкания на землю;

$c$  – коэффициент, равный 74 для стали и 195 для меди.

$$F \geq 48,31 \text{ мм}^2,$$

$$F \geq 7420 \cdot \frac{\sqrt{0,29}}{74} = 54 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость:

$$F \geq 3,14 \cdot S_{\text{ср}} \cdot (D_{\text{пр}} + S_{\text{ср}}), \quad (68)$$

$$S_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln^3 T + b_{\text{к}} \cdot \ln^2 T + c_{\text{к}} \ln T + \alpha_{\text{к}}, \quad (69)$$

где  $a_{\text{к}}, b_{\text{к}}, c_{\text{к}}, \alpha_{\text{к}}$  – коэффициенты, зависящие от грунта;

$T$  – время использования заземляющего устройства, мес.

$$S_{\text{ср}} = 0,762 \text{ мм}^2.$$

$$F \geq 3,14 \cdot 0,762 \cdot (10 + 0,762) = 61,68 \text{ мм}^2,$$

Общая проверка:

$$F_{\text{мех.}} \geq F_{\text{мин.}} \geq F_{\text{кор.}} + F_{\text{тер}}, \quad (70)$$

$$490,87 \geq 295 \geq 115,67.$$

Выбирается вертикальный электрод и его глубину залегания для рассматриваемой климатической зоны.

Принимается шаг сетки контура заземления и определяется суммарная длина горизонтальных полос:

$$L = (a + 3) \cdot \frac{(b + 3)}{k} + (b + 3) \cdot \frac{(a + 3)}{k}, \quad (71)$$

где  $k$  – шаг сетки контура заземлителя, м;

$$L = (40 + 3) \cdot \frac{(70 + 3)}{9} + (70 + 3) \cdot \frac{(40 + 3)}{9} = 697,6 \text{ м.}$$

Уточняется суммарная длина всех горизонтальных электродов при представлении площади ПС квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ :

$$L_y = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (72)$$

где  $S$  – площадь, занятая заземлителем;

$m$  – число ячеек:

$$m = \frac{L_z}{2 \cdot \sqrt{S}}, \quad (73)$$

$$m = \frac{697,6}{2 \cdot 56,03} = 6,23 = 7,$$

$$L_y = 2 \cdot 56,03 \cdot (7 + 1) = 896,43 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_g = \frac{4\sqrt{S}}{p}, \quad (74)$$

где  $p$  – расстояние между вертикальными электродами.

$$n_g = \frac{4 \cdot 56,03}{18} = 12,45 = 13$$

Стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_y + n \cdot l_g} \right), \quad (75)$$

где  $A$  – коэффициент, зависящий от отношения  $\frac{l_g}{\sqrt{S}}$ ,

$$R = 80 \cdot \left( \frac{0,152}{56,03} + \frac{1}{896,43 + 13 \cdot 8} \right) = 0,334 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление:

$$R_u = \alpha_u \cdot R, \quad (76)$$

где  $\alpha_u$  – импульсный коэффициент;

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (77)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot 56,03}{(90 + 320) \cdot (52 + 45)}} = 1,45,$$

$$R_u = 1,45 \cdot 0,334 = 0,485 \text{ Ом.}$$

Расчетное значение импульсного сопротивления меньше нормированного (0,5 Ом).

### 6.15 Расчет молниезащиты и расстановка молниеотводов

Защита открытых распределительных устройств (ОРУ) подстанций от прямых ударов молнии производится, как правило, с помощью стержневых молниеотводов. И лишь при защите протяженных шинных мостов и гибких связей могут применяться тросовые молниеотводы. В зону защиты должны также включаться пролеты линий между подстанцией и концевыми опорами.

Защита этих пролетов осуществляется тросами линейных подходов, которые присоединяются к порталным конструкциям подстанции. Применение молниеотводов в большой мере увеличивает число ударов в распределительное устройство, но большая часть молний все же поражает молниеприемники. С целью снижения стоимости заземления ОРУ молниеприемники целесообразно устанавливать на порталах (кроме трансформаторных), прожекторных мачтах и крышах зданий. Отдельно стоящие молниеотводы применяются только в случае невозможности установки молниеотводов на конструкциях подстанции. Молниеотводы на трансформаторных порталах, как правило, не устанавливаются из-за низкого импульсного разрядного напряжения вводов низшего напряжения 6–10 кВ. При необходимости установки молниеотвода на трансформаторном портале обмотки низшего напряжения следует защищать с помощью ОПН или РВ. Металлоконструкции порталов и мачт при установке на них молниеприемников используются в качестве токоотводов, соединяющих молниеприемники с заземлителем. Стоит принять тот факт, что возможность установки молниеотводов на порталах подстанций 110 кВ и ниже должна быть проверена по ПУЭ. Заземлители подстанций с целью выравнивания потенциалов по их территории при аварийных замыканиях на землю и обеспечения таким образом электробезопасности персонала выполняются в виде сетки, образуемой горизонтально расположенными в земле полосами, которыми соединяются вертикальные электроды. К заземлителю присоединяются все металлоконструкции, а также металлические корпуса электрооборудования.

Электрические сети с номинальным напряжением 110 кВ и выше работают с глухо заземленной нейтралью. В связи с этим ток короткого замыкания на землю очень большой. При протекании такого тока через сопротивление заземлителя подстанции на нем может возникнуть высокий потенциал, опасный для персонала. С учетом опыта эксплуатации и в соответствии с нормами стационарное сопротивление заземления для подстанций 110 кВ и выше не должно превышать 0,5 Ом. Обычно данное сопротивление достигается использованием не только специального, так называемого искусственного

заземлителя (в виде сетки), но и естественных заземлителей: системы «трос–заземление опор», присоединением к заземлителю оболочек кабелей, металлических трубопроводов, обсадных труб, железобетонных фундаментов. Общее стационарное сопротивление заземления определяется параллельным соединением сопротивлений всех составляющих.

Расчет импульсного сопротивления заземления подстанции производится для основного заземлителя подстанции в виде сетки. Системы «трос–заземление опор», оболочки кабелей и другие протяженные заземлители из-за их большой индуктивности практически не участвуют в отводе тока молнии.

Сопротивление заземлителя в виде сетки при прохождении токов молнии обычно возрастает, поэтому для его уменьшения в местах присоединения токоотводов к заземляющему контуру подстанции устанавливаются дополнительные сосредоточенные заземлители в виде вертикальных электродов.

На подстанциях 35 кВ и ниже нейтрали трансформаторов присоединяются к заземлителю через дугогасящий реактор. В этом случае необходимое значение стационарного сопротивления заземления определяют исходя из того, что при прохождении через заземлитель увеличенного на 25 % номинального тока дугогасящего реактора потенциал заземлителя не должен превышать 125 В. Однако сопротивление заземления подстанции не должно превышать 10 Ом.

Подстанционные здания и сооружения защищаются путем заземления металлической кровли или, если крыша неметаллическая, посредством сетки размером 5x5 м<sup>2</sup> из стальной проволоки диаметром 8 мм, которая располагается на крыше и присоединяется к заземлению.

Зона защиты образуется четырьмя равновеликими стержневыми молниеотводами. Принимаем для молниеотводов высоту  $h = 21$  м.

Определение очертаний торцевых частей зоны защиты выполняется по расчетным формулам, используемым для построения зоны защиты одиночных молниеотводов.

Зона защиты четырех одинаковых по высоте стержневых молниеотводов характеризуется следующими параметрами:

$h$  – высота молниеотвода, м;

$h_x$  – высота самой высокой точки подстанции, м;

$h_0$  – высота вершины конуса стержневого молниеотвода, м;

$h_{CT}$  – наименьшая высота внутренней зоны защиты в середине между равновеликими молниеотводами, м;

$h_i$  – высота зоны защиты для защищаемого объекта, м;

$r_0$  – радиус основания зоны защиты на уровне земли, м;

$r_x$  – радиус защиты одного молниеотвода, м;

$r_{ix}$  – радиус основания зоны защиты на уровне высоты защищаемого объекта, м;

$r_{icx}$  – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для защищаемого объекта.

Эффективная высота молниеотвода, м:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h; \quad (78)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 21 = 17,85 \text{ м.}$$

Определяется радиус зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (79)$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,22 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_{IX} = 10 \text{ м на уровне линейного портала;}$$

$h_{2X} = 7$  м на уровне шинного портала;

Половина ширины зоны защиты в середине пролета на уровне земли, равна радиусу зоны защиты на уровне земли, так как при выполнении расчета, будет рассматриваться расстояние между двумя молниеотводами, которое удовлетворяет условию  $h < L_{M-M} \leq 2 \cdot h$ .

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_x = r_o \left( \frac{h_0 - h_x}{h_0} \right) \quad (80)$$

$$r_{1x} = 22,22 \cdot \left( \frac{17,85 - 10}{17,85} \right) = 9,77 \text{ м};$$

$$r_{2x} = 22,22 \cdot \left( \frac{17,85 - 7}{17,85} \right) = 13,51 \text{ м}.$$

Высота на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами, м:

$$h_{CF} = h_0 - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (81)$$

$$h_{1-2CF} = 17,85 - (0,17 + 0,0003 \cdot 21) \cdot (26 - 21) = 16,97$$

Половина ширины зоны защиты в середине пролета на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_i = r_{CO} \cdot \frac{h_{CF} - h_{iX}}{h_{CF}} \quad (82)$$

На уровне линейного портала:

$$r_1 = 16,97 \cdot \frac{17,85 - 10}{17,85} = 7,46 \text{ м.}$$

На уровне шинного портала:

$$r_2 = 16,97 \cdot \frac{17,85 - 7}{17,85} = 10,31 \text{ м.}$$

Результаты расчет сведем в таблицу. Подробный расчет представлен в Приложении.

Таблица 42 – Результат расчета зоны защиты

Молниеотводы	$L$ , м	$h_{эф}$ , м	$r_0$ , м	$h_{cx}$ , м	$r_{c0}$ , м	$r_{cx}$ , м
1 и 2	26,5	17,85	22,22	13,51	22,22	10,31
2 и 3	49	17,85	22,22	9,77	22,22	7,46
3 и 4	26,5	17,85	22,22	13,51	22,22	10,31
4 и 1	49	17,85	22,22	9,77	22,22	7,46



## 7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Для защиты ВЛ 220 кВ Широкая – Находка и ВЛ 220 кВ Находка – НЗМУ применяем шкаф Сириус-21-Л. В состав защит данного терминала входят дистанционная, токовая защита нулевой последовательности, максимальная токовая защита, токовая отсечка.

Для защиты силового трансформатора высокого и сверхвысокого напряжения применяется блок микропроцессорной релейной защиты Сириус-Т. Данный терминал применяется для защиты двухобмоточных, трехобмоточных и автотрансформаторов. Также устройство Сириус-21-Л может применяться для защиты элементов распределительных сетей как самостоятельное устройство, так и совместно с другими устройствами РЗА (например, дуговой защитой, защитой от однофазных замыканий на землю, защитой шин и т.д.).

### 7.1 Релейная защита силового трансформатора

Расчеты следует производить по методике изготовителя. В устройстве Сириус-ТЗ все расчеты производятся в первичных величинах, поэтому в устройство защиты необходимо ввести данные об аналоговых входах (номинальные токи входов устройства, параметры высоковольтных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения) и о защищаемом объекте (мощность, напряжения всех сторон защищаемого объекта, номинальные токи).

Продольная дифференциальная токовая защита

Определим номинальные токи обмоток защищаемого силового трансформатора:

$$I_{ном} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}}, \quad (83)$$

где  $S_{т.ном}$  – номинальная мощность трансформатора, МВт;

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

$$I_{ном.ВН} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158 \text{ А};$$

$$I_{ном.СН} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316 \text{ А};$$

$$I_{ном.НН} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 11} = 3307 \text{ А}.$$

По номинальным первичным токам трансформатора выбираем первичные токи ТТ из стандартного ряда, округляя до ближайшего большего.

На ПС «НЗМУ» установим следующие типы трансформаторов тока: ТОГФ-220-УХЛ1 на стороне ВН, на стороне СН – ТОГФ-110-УХЛ1 и ТОЛ-СВЭЛ-10 на стороне НН.

Определяем коэффициент трансформации ТТ:

$$K_{ТТ.СН/ВН} = \frac{1000}{5} = 200;$$

$$K_{ТТ.НН} = \frac{2000}{5} = 400.$$

Номинальные вторичные токи:

$$I_{вн.2} = \frac{I_{ном.вн}}{K_{тт.вн}}, \tag{84}$$

где  $I_{ном.вн}$  – номинальный ток обмоток силового трансформатора;

$K_{тт.вн}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{вн.2} = \frac{158}{200} = 0,79 \text{ А};$$

$$I_{сн.2} = \frac{316}{200} = 1,58 \text{ А};$$

$$I_{нн.2} = \frac{3307}{400} = 8,25 \text{ А}.$$

Необходимо проверить трансформаторы тока на предельно допустимую кратность тока. Это можно выполнить следующим образом:

$$K' = \frac{I_1 \cdot K}{I_{ном.Т}} \geq \frac{I_{кз.вн.мах}}{I_{ном.Т}}, \quad (85)$$

где  $I_{кз.вн.мах}$  – максимальный ток короткого замыкания, А.

$$K'_{вн} = \frac{1000 \cdot 200}{158} = 1266 \geq 577;$$

$$K'_{нн} = \frac{2000 \cdot 400}{1375} = 241,9 \geq 28.$$

Все выбранные трансформаторы тока проходят по условию установки.

Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле:

$$I_{нб*} = K''_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег*} + \Delta f_{выр*}, \quad (86)$$

где  $K''_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходной процесс,  $K''_{пер} = 2,5$ ;

$\varepsilon$  – полная относительная погрешность трансформатора тока,  $\varepsilon = 0,1$ ;

$\Delta U_{рег*}$  – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора,  $\Delta U_{рег*} = 0,02$ ;

$\Delta f_{выр*}$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч,  $\Delta f_{выр*} = 0,02$

$$I_{нб*} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Минимальный ток срабатывания следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при токе торможения  $I_{bias*} = 1,25$ .

$$I_{d.min*} \geq 1,25 \cdot K_{отс} \cdot (K'_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег*} + \Delta f_{выр*}) \quad (87)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки от тока небаланса,  $K_{отс} = 1,1$ .

$$I_{d.min*} \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,26 \text{ о.е.}$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных установленных для терминала. Параметры характеристик приведены в таблице.

Таблица 43 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
$K_{TI}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T,расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Проверяем соответствие методом последовательных приближений. Сначала проверяем по третьей тормозной характеристике, то есть находим коэффициент торможения ( $K_{TI}$ ) через  $I_{T,расч}^*$  по формуле:

$$K_{T1.3} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб}^* \cdot I_{скв}^* - 0,7}{I_{скв}^* - I_{T,расч}^*}, \quad (88)$$

$$K_{T1.3} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,61 \geq 0,3.$$

Сквозной ток для трансформаторов принимается равным  $I_{скв}^* = 3$  о.е.

Коэффициент торможения превышает значение в таблице, следовательно, производим аналогичный расчет по условиям четвертой характеристики:

$$K_{T1.4} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб}^* \cdot I_{скв}^* - 0,7}{I_{скв}^* - I_{T,расч}^*}, \quad (89)$$

$$K_{T1.4} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4.$$

Для четвертой тормозной характеристики условие выполнено.

## 7.2 Максимальная токовая защита

МТЗ полностью защищает трансформатор, а также является его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий. На трансформаторах с односторонним питанием МТЗ всегда устанавливается со стороны источника мощности с тем, чтобы обеспечить резервирование при КЗ в трансформаторе.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{сз.МТЗ}} = \frac{K_{\text{над}} \cdot K_{\text{сам.з}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{р.мах}} , \quad (90)$$

где  $K_{\text{над}}$  – коэффициент надежности,  $K_{\text{над}} = 1,1$ ;

$K_{\text{в}}$  – коэффициент возврата,  $K_{\text{в}} = 0,8$ ;

$K_{\text{сам.з}}$  – коэффициент самозапуска двигателей,  $K_{\text{сам.з}} = 2$ ;

$I_{\text{р.мах}}$  – максимальный рабочий ток трансформатора, А.

Максимальный рабочий ток трансформатора определяется по его максимальной нагрузке:

$$I_{\text{р.мах.ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ}} \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН.НОМ}}} ; \quad (91)$$

$$I_{\text{р.мах.ВН}} = \frac{63000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 230} = 110,6 \text{ А.}$$

$$I_{\text{сз.МТЗ}} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 110,6 = 304,15 \text{ А.}$$

Чувствительность проверяется по минимальному току двухфазного КЗ за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Покажем пример для защиты, установленной на стороне ВН:

$$K_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{I_{\text{КЗ.ВН}}^{(2)}}{I_{\text{сз.МТЗ.ВН}}} ; \quad (92)$$

$$K_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{6094}{304,15} = 20 > 1,5 .$$

Чувствительность соответствует необходимому значению.

Чувствительность МТЗ отстраиваем от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии.

$$t_{\text{сз.МТЗ}} = t_{\text{л.наиб}} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с.}$$

$$I_{сз2} = \frac{I_{сз.МТЗ} \cdot 100}{K_{ТТ} \cdot 5}, \quad (93)$$

$$I_{сз2} = \frac{304,15 \cdot 100}{200 \cdot 5} = 30,44 \%$$

### 7.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но с действием на сигнал или отключение при длительном протекании чрезмерных токов. Защиту от перегрузки устанавливаем со всех сторон автотрансформатора трансформатора. Защиту реализуем с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступеню с низкой уставкой.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по выражению:

$$I_{сз.пер} = \frac{K_{отс}}{K_{в}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (94)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки,  $K_{отс} = 1,05$ .

$$I_{сз.пер} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 110,6 = 145,16 \text{ А}$$

В терминале Сириус-Т так же присутствует тепловая защита, которая действует при повышении температуры обмоток, сердечника или других элементов трансформатора. Повышение температуры может сигнализировать о наличии невыявленных газовой защитой межвитковых замыканий обмоток, неисправности системы охлаждения, протекании сверхтоков, пожаре в стали и так далее.

### 7.4 Газовая защита

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

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

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

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

Интенсивное и даже бурное газообразование, свидетельствующее о коротком замыкании, создает в системе газовой защиты сигнал такой величины, который помимо предупреждения вызывает отключение неисправного трансформатора.

Газовая защита трансформаторов вызывает предупреждающий сигнал и в том случае, когда понижается уровень масла в баке. Газовая защита трансформаторов осуществляется при помощи специальных газовых реле, монтируемых в металлический кожух, врезанных в маслопровод между баком и расширителем. В нормальном режиме работы реле заполнено маслом. Кожух реле имеет смотровое стекло со шкалой, указывающей количество скопившегося и реле газа. В верхней части реле имеются кран для выпуска газа и зажимы для подключения проводов к контактам, расположенным внутри реле.

При медленном газообразовании газы, поднимающиеся к расширителю, постепенно заполняют реле и вытесняют масло. С понижением уровня масла поплавки, опускаясь, поворачиваются на своей оси, при этом происходит замыкание ртутных контактов и посылается предупреждающий сигнал.

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

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

Так как при коротких замыканиях внутри бака трансформатора сразу возникает бурное газообразование, отключение трансформатора происходит быстро, через 0,1—0,3 с. Несколько позже, уже после отключения трансформатора срабатывает и сигнализация. Для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и выше обязательным условием является установка газовой защиты. Для трансформаторов мощностью от 1 до 4 МВА она обязательна только при отсутствии ДЗ или МТС с выдержкой времени от 0,5 до 1 с. Для внутрицеховых трансформаторов, газовая защита также обязательна.



## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 8.1 Безопасность

К выполнению работ на подстанциях, в распределительных устройствах должны предъявляться повышенные требования к безопасности труда. Рабочие на объектах которые находятся под напряжением должны пройти обучение безопасным методам труда, вводный инструктаж по безопасности труда, первичный инструктаж на рабочем месте, первичную проверку знаний техники безопасности, техники эксплуатации энергообъектов, правил пожарной безопасности и инструкций в объеме необходимом для выполнения работ на объектах энергообеспечения, совместно с более опытными коллегами в течении нескольких смен. Лишь после прохождения всех этапов подготовки разрешается приступить к самостоятельной работе на энергообъекте. Также помимо самого электричества на предприятии находятся множество других вредных факторов, которые необходимо нейтрализовать, либо снизить к минимуму их воздействие на человека, либо на его рабочую зону.

Примерами таких факторов могут являться:

- физические факторы – такие, как например повышенная температура воздуха при работе на открытом воздухе на ОРУ, либо недостаточная освещенность в КРУ;
- психофизиологические факторы – физические и эмоциональные перегрузки, связанные с высоким риском выполнения работ;
- акустические факторы – шум от электрооборудования;
- социально-экономический фактор – недостаточная качественная амуниция для выполнения работ на энергообъекте.

В данной работе рассматривается безопасность на строящейся подстанции 220/110/10 кВ «НЗМУ». Поскольку данный объект находится в стадии строительства, то необходимо отладить все вопросы связанные с безопасной установкой оборудования, подключением и дальнейшей эксплуатацией данного энергообъекта.

При строительстве подстанций необходимо решать задачи, обусловленные:

- требованиями потребителей (производственно-технологические и территориальные требования, напряжение, мощность, требуемые надежность и соблюдение качества электрической энергии и др.);
- условиями подключения к существующей СЭС (пропускная способность, надежность и качество электроэнергии в основных узлах СЭС, безопасность работ при эксплуатации);
- требованиями эксплуатации (ремонтоспособность, проведение оперативных переключений, гибкость, учитывающая перспективу роста или сворачивания производства).

При обслуживании подстанции необходимо ввести график проверок работоспособного технического состояния электрооборудования подстанции. В перечень проверок должны входить: предварительное обслуживание – визуальные осмотры, которые проводятся в единой установленном порядке с выполнением обязательных условий по ТБ.

Список проверок включает в себя:

- периодический осмотр электрооборудования без вывода из работы и отключения от сети электроэнергии (периодичность определяется согласно ПУЭ и разработанному графику);
- внеочередной осмотр, производится после срабатывания защит в случае отключения токов короткого замыкания. Поверяются ячейки расщепительного устройства, через которые проходил ток данный ток КЗ;
- плановый ремонт выполняется согласно графику, установленному лицом ответственным за электрохозяйство. Во время ремонта устраняются обнаруженные при визуальных осмотрах неисправности. Ремонт производится с соблюдением межотраслевых правил ПТБ и на отключенном и выведенном из работы электрооборудовании;

- капитальный ремонт проводят согласно нормам ПТЭ и местным инструкциям.

## **8.2 Требования безопасности и охраны труда при обслуживании энергоустановок выше 1 кВ**

Работы в действующих электроустановках должны проводиться:

- согласно заданию на производство работ, документально оформленному и определяющему состав, место работы, время начала работ и окончания, условия безопасного выполнения, состав членов бригады и рабочих, ответственных за безопасное выполнение работы лиц (далее - наряд-допуск, наряд), форма которого должна быть согласована с ПУЭ [6];

- запрещается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, в том числе расширение числа рабочих мест и объема задания, определенных нарядом, распоряжением или утвержденным документацией или ответственным лицом, а также перечнем работ, выполняемых согласно текущей эксплуатации;

- выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду должно согласовываться с лицом, выдавшим начальный наряд (ответственным руководящим или исполнителем работ);

- капитальный ремонт электрооборудования напряжением выше 1кВ, работа на токоведущих частях без снятия напряжения в электроустановках напряжением выше 1кВ, а также ремонт воздушных линий независимо от напряжения должны выполняться по технологическим картам или проекту производства работ (далее - ППР), утвержденным руководителем предприятия (стороннего подразделения);

- работы на линиях под наведенным напряжением (ВЛС, КВЛ, ВЛ, воздушные участки КВЛ, которые проведены по всему участку или на отдельных его частях вблизи действующих ВЛ или контактной сети также выполняются согласно технологическим картам или ППР;

- запрещается в электроустановках производить работы в согнутом положении, если в случае выпрямления расстояние до токоведущих частей будет менее расстояния, согласно таблице;

Таблица 44 – Нормируемые расстояния до токоведущих частей электроустановок, находящихся под напряжением

Напряжение электроустановок, кВ	Расстояние от работников и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	Расстояния от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
1 - 35	0,6	1,0
35 - 110	1,0	1,5
150	1,5	2,0
220	2,0	2,5
330	2,5	3,5
330 - 500	3,5	4,5

- не разрешается при работе рядом с неогражденными токоведущими частями находиться в таком положении, чтобы эти части находились позади работника или параллельно (слева или справа) ему;

- запрещается прикасаться без применения электрозащитной амуниции к изоляторам, изолирующим частям электрооборудования, находящегося в рабочем состоянии;

- в пролетах пересечения в ОРУ и на ВЛ при демонтаже проводов (тросов) и относящихся к ним изоляторов и арматуры необходимо перекинуть канаты из волоконных канатов из синтетических материалов. Канаты следует перекидывать в двух сторонах от места пересечения, закрепляя их концы за якоря либо конструкции;

- рабочим необходимо помнить, что после отключения напряжения на электроустановке его подача может быть возобновлена без предупреждения;

- запрещены работы в плохоосвещенных местах. Освещенность участков работ, рабочих мест, подходов и проездов к ним необходима быть однородной, без слепящего воздействия осветительных устройств на работников;

- при приближении грозы необходимо остановить все работы на ЛЭП, РУ, на вводах и коммутирующих аппаратах ЗРУ, напрямую подключенных к ВЛ, на линиях для передачи электроэнергии или отдельных ее импульсов;

- электромонтеры, работающие в помещениях с электрооборудованием, в ЗРУ и ОРУ, в подземных сооружениях, а также участвующие в обслуживании и ремонте ВЛ, обязаны пользоваться защитными касками;

- на ЛЭП независимо от класса напряжения допускается перемещение работников по проводам сечением не менее 240мм<sup>2</sup> и по тросам сечением не менее 70мм<sup>2</sup> при условии, что провода и тросы находятся в достойном техническом состоянии, не имеют повреждений, вызванных условиями окружающей среды или техносферной деятельностью. При движении по расщепленным проводам и тросам строп предохранительного пояса следует закреплять за них, а в случае использования особой тележки - за тележку;

- при проведении работ в земле нужно выполнять работы согласно требованиям строительных норм и правил;

- На ВЛ и ВЛС перед соединением или разрывом электрически связанных участков (проводов, тросов) необходимо уравнивать потенциалы этих участков. Уравнивание потенциалов участков ВЛ, ВЛС производится путем соединения этих участков проводником или установкой заземлений с обеих сторон разрыва с присоединением к одному заземлителю.

### **8.3 Экологичность**

Расчет шума создаваемого трансформатором.

Как правило трансформаторы создают низкочастотный тональный звук, который люди, живущие вблизи них, чувствуют это жужжащее, надоедающее «гудение», слышное даже на фоне другого шума.

Электроэнергетика старается разработать решения, позволяющих ослабить гудение, исходящее от сердечника, и от обмоток катушки трансформатора, когда трансформатор находится под нагрузкой. Как правило вибрацию и шум вызывают магнитные силы, находящиеся в сердечнике. Шум нагрузки создается только у трансформаторов, к которым приходит нагрузка, и он суммируется к шуму сердечника. Этот шум вызывается электромагнитными силами. Источником данного шума являются стенки корпуса, магнитные экраны, и вибрация обмоток. Факторами, влияющими на общий шум вентиляторов, являются: скорость вращения, структура лопастей, количество вентиляторов, и расположение радиаторов. Шумы, производимые трансформатором, создаются по следующим причинам:

- вибрация обмоток трансформатора и его сердечника, как результат воздействия электродинамических сил;
- устройства системы охлаждения трансформатора, такие как вентиляторы и масляные насосы.

Далее мы произведем расчет уровня шума и безопасное расстояние от трансформатора до ближайшей прилегающей территории.

Таблица 45 – Исходные данные для расчета санитарно-гигиенической зоны по шуму ПС 220 кВ «НЗМУ»

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВА	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ и НДЦ)	63	220	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям гостиниц и общежитий

Согласно нормативной документации мы определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории, прилегающей к ПС. При этом нужно учесть тот факт, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В нашем случае мы принимаем жесткие требования, установленные для времени суток с 23:00 до 07:00 часов.

Таким образом, для территорий, непосредственно прилегающих к жилым домам, допустимый уровень шума составит:  $L_A=50$  дБА.

В зависимости от характеристик выбранного трансформатора мы принимаем скорректированный уровень звуковой мощности. В нашем случае для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ и НДЦ) уровень звуковой мощности составит ( $S_{\text{ном}} = 63$  МВА,  $U_{\text{ном}} = 220$  кВ):  $L_{PA}=105$  дБА.

Далее нам необходимо рассчитать минимальное расстояние от подстанции до границы жилой застройки с учетом выбранных значений.

Поскольку известно, что если источник шума(в нашем случае трансформатор) имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для трансформатора, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{PA}$ , то в любой точке полусферы радиусом  $R$  уровень шума, создаваемый данным источником, будет равен  $L_A$ .

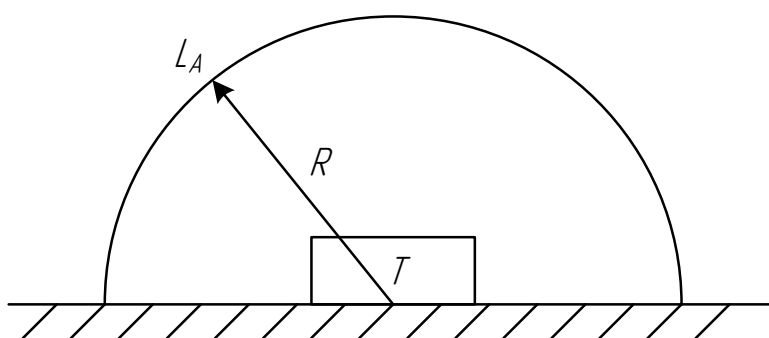


Рисунок 7 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 мы можем вывести отношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \left( \frac{S}{S_0} \right), \quad (95)$$

где  $S$  – площадь поверхности полусферы,  $\text{м}^2$ ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии  $R$  от трансформатора ( $R > 30 \text{ м}$ ) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \left( \frac{S}{S_0} \right), \quad (96)$$

где  $S = 2\pi R^2$ .

Поскольку на ПС установлены 2 трансформатора, а сама ПС находится относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке ниже. Предположим, что расстояния  $R_1$  и  $R_2$  неизвестны, а  $l$  – известно.

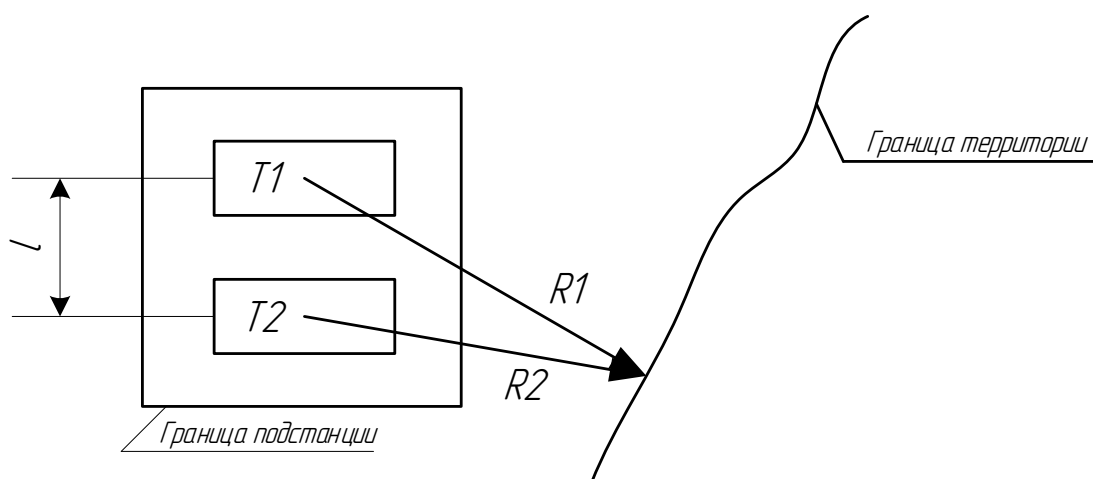


Рисунок 8 – Схема расположения подстанции относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на подстанции, до границы жилой застройки по формуле мы должны принять следующие допущения:



– так как расстояние между трансформаторами  $l$  небольшое и  $R_1 \gg l$ ,  $R_2 \gg l$ , то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{PAi}}, \quad (97)$$

где  $N$  – количество источников шума (трансформаторов);

$L_{PAi}$  – скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 105} = 108 \text{ дБА.}$$

– на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука  $L_A(R) = \Delta Y_{L_A}$ . Тогда  $R = R_{\min}$ .

Исходя из принятых допущений выражение можно рассчитать допустимый уровень шума:

$$\Delta Y_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \left( \frac{2\pi R_{\min}^2}{S_0} \right), \quad (98)$$

Решив последнее уравнение относительно  $R_{\min}$  получим минимальное расстояние от источников шума на подстанции до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - \Delta Y_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (99)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(108-50)}}{2\pi}} = 316,9 \text{ м}$$

В данной работе я произведён расчет шума, который издаёт трансформатор. Любое  $R \geq R_{\min}$  будет выполнять соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а  $R_{\min} = L_{\text{СЗЗ}}$  санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму. Были рассчитаны параметры звуковой мощности, а также уровень шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации.

#### **8.4 Чрезвычайные ситуации**

Действия оперативного персонала в аварийной ситуации. Необходимые действия для предотвращения развития аварии.

Чрезвычайные ситуации, аварии и являются довольно распространенными явлениями, по этой причине персоналу всех предприятий, где существует опасность возможного происшествия техногенной катастрофы всегда необходимо быть готовыми к их предотвращению либо ликвидации их последствий. Если авария произошла, важно сиюминутно сообщить об этом всем рабочему персоналу предприятия и населению жилого поселка или района, прилегающего к данному предприятию.

Рассматривая аварии на электрических подстанциях, можно отметить тот факт, что чрезвычайные ситуации на энергообъектах случаются исключительно редко, но последствия их бывают, зачастую, значительными по масштабу распространения. Как правило они устраняются при помощи специализированного автоматического оборудования и устройств, но порой необходимо вмешательство оперативного персонала.

Необходимые действия персонала в случае аварийной ситуации должны быть следующими:

- выполнение необходимых для отделения поврежденного оборудования переключения, приостанавливая таким методом развитие аварии;
- устранение возможных опасностей для персонала;
- локализация и ликвидация очагов возгорания, если таковые имеются;
- восстановление электроснабжения населения и предприятий в

кратчайшие сроки;

- определение состояния вышедшего из строя оборудования, приняв меры по его включению в работу или при необходимости ремонту.

Скорость ликвидации аварийной ситуации главным образом зависит от действий оперативного персонала, работающего на объектах электроэнергетики, от условий слаженной работы диспетчеров предприятий электросетей. Именно поэтому права и обязанности по ликвидации аварий должны быть распределены между оперативным персоналом различных ступеней диспетчерского управления, что указано в следующих пунктах:

- оперативному персоналу станций и подстанций разрешено самостоятельно производить мероприятия по ликвидации аварий, а также предупреждению развития уже произошедших аварий, если подобные операции не предполагают координации действий оперативного персонала смежных с аварийным энергообъектов;

- оперативный персонал в течение всего периода ликвидации обязан находится на связи с вышестоящим дежурным и экстренно выдавать ему необходимую для устранения аварии информацию, особенно если авария затрагивает ряд энергетических и участков сетей;

- диспетчеры электрических сетей и энергосистемы должны в течение периода ликвидации аварии непрерывно контролировать действия оперативного персонала и оказывать ему необходимую информационную помощь.

При ликвидации оперативный персонал обязан выполнять все операции без нарушения определенного порядка переключений и принятых на данном производственном участке правил техники безопасности. При этом оперативный персонал обязан уметь молниеносно ориентироваться в происходящей ситуации. Необходимо в полном объеме восстановить работоспособность схемы подстанции, и не допустить технологических ошибок, которые могли бы в дальнейшем позволить аварии развиться дальше, либо произойти еще раз в случае ее немедленной ликвидации.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной дипломной работы была рассмотрена южная часть энергосети Приморского края от Партизанской ГРЭС до ПС «Широкая».

Также был произведен анализ нагрузок оборудования выбранного района. Далее были изучены проблемные места данного участка энергосети и рассмотрены вариации решения данных проблем. Был произведён расчет различных режимов энергосети в соответствии с прогнозируемыми на 5 лет нагрузками. Разработаны варианты подключения подстанции «НЗМУ» к энергосистеме Приморского края и варианты реконструкции подстанций «Находка», «Широкая» и «Находка-тяговая».

Далее были вычислены затраты на разработку каждого варианта сети и в соответствии с рекомендациями энергетических компаний и затратами на разработку каждого из вариантов был выбран оптимальный вариант подключения.

Был произведен расчет токов короткого замыкания на проектируемой подстанции исходя из которого мы произвели выбор оборудования на подстанции, а также выбор релейной защиты и автоматики. Далее мы произвели необходимые расчеты для защиты от грозовых перенапряжений на всей площадке рассматриваемой нами подстанции.

В разделе безопасность и экологичность был произведен расчет шума, издаваемого трансформатором для выбора необходимой дистанции от подстанции до границ жилой застройки.

В разделе экономики был произведен расчет капиталовложений и издержек на содержание проекта, а также срок окупаемости проекта.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. А.Б.Булгаков «Безопасность жизнедеятельности». Благовещенск: АмГУ, 2013.
2. А.Б.Булгаков «Безопасность жизнедеятельности». «Теоретические основы безопасности жизнедеятельности». Благовещенск: АмГУ, 2014.
3. ГОСТ 12.2.024-87 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)». Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.
4. ГОСТ 839-80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи.
5. Железко, Ю. С. Расчёт и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчётов / Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. – М. : ЭНАС, 2008. – 280 с.
6. Защита трехобмоточных понижающих трансформаторов и автотрансформаторов (примеры расчета): Методическое пособие для самостоятельной работы студентов. / Попик В.А. – Братск: БрИИ, 2004 – 52 с.
7. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные данные для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. -М.: Энергоатомиздат, 1989. 608с.
8. Неуймин, В. Г. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя / В.Г. Неуймин, Е. В. Машалов, А.С. Александров, А.А.Багрянцев – Екатеринбург, 2013. – 266 с.
9. Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http: // www.rastrwin.ru](http://www.rastrwin.ru).
10. Приказ Минтруда РФ от 24 июля 2013 №328 «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»
11. Приказ Минэнерго РФ от 13 января 2003 г. №6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей».
12. Приказ Минэнерго РФ от 03 августа 2018 №630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем,

надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем».

13. Приказ Минэнерго РФ от 28 февраля 2019 №174 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019 - 2025 годы».

14. Приказ Минэнерго РФ от 17 января 2019 г. №10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства».

15. Приказ Минэнерго РФ от 30 июня 2003 года №280 «Об утверждении инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

16. Правила устройства электроустановок / Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 385 с.

17. Проектирование систем электроснабжения, электрических систем и сетей: Методические указания по дипломному проектированию / Емцев А.Н., Попик В.А. – Братск: ГОУ ВПО «БрГУ», 2004.

18. Публичное акционерное общество «РусГидро» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/>.

19. Публичное акционерное общество «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.fsk-ees.ru/>.

20. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : моногр. / И.П. Крючков [и др.]. – М. : Академия, 2006. – 416 с.

21. РД 34.20.561-92 «Типовая инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем»

22. САНИТАРНЫЕ НОРМЫ: 2.2.4/2.1.8.562-96

23. СО 153-34.20.501-03. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утверждены приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 №229).

24. СО 153-34.21.122-03 Инструкция по устройству молниезащиты зданий,

сооружений и промышленных коммуникаций.

25. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. Рокотяна С.С., Шапиро И.М.- М.: Энергоатомиздат, 1985.– 352с.

26. Справочник по проектированию электрических сетей /под редакцией Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

27. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 – Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения – ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

28. СТО 56947007-29.240.01.218-2016 – Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании, сооружении, реконструкции и ликвидации, ПАО «ФСК ЕЭС».

29. Судаков, Г. В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству и модернизации систем электроснабжения объектов: учеб.метод. пособие / Г. В. Судаков, Т. А. Галушко. – Благовещенск : АмГУ, 2006. – 190 с.

30. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей/ Д.Л. Файбисович, И.Г.Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 392 с.

31. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография./М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. – 4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.

## Приложение А

### Расчет проводов и трансформаторов

$$R.AC.185 := 0.162 \quad R.ACO.240 := 0.12 \quad R.AC.120 := 0.249$$

$$X.AC.185 := 0.413 \quad X.ACO.240 := 0.405 \quad X.AC.120 := 0.427$$

$$R.M.70 := 0.267 \quad R.AC.95 := 0.306 \quad R.ACKC.120 := 0.244$$

$$X.M.70 := 0.433 \quad X.AC.95 := 0.421 \quad X.ACKC.120 := 0.43$$

$$R.M.50 := 0.361 \quad R.M.95 := 0.195 \quad R.AC.300 := 0.1$$

$$X.M.50 := 0.282 \quad X.M.95 := 0.432 \quad X.AC.300 := 0.429$$

$$B.AC.95 := 2.6 \cdot 10^{-6} \quad B.AC.120 := 2.66 \cdot 10^{-6} \quad B.AC.185 := 2.75 \cdot 10^{-6} \quad B.M.95 := 4.44 \cdot 10^{-6}$$

$$B.AC.240 := 2.8 \cdot 10^{-6} \quad B.AC.300 := 2.64 \cdot 10^{-6} \quad B.M.50 := 4.25 \cdot 10^{-6} \quad B.M.70 := 4.33 \cdot 10^{-6}$$

$$R_{\text{сумм.Широкая-ЖБФ}} R.AC.185 \cdot 7.7 = 1.247$$

$$X_{\text{сумм.Широкая-ЖБФ}} X.AC.185 \cdot 7.7 = 3.18$$

$$B_{\text{сумм.Широкая-ЖБФ}} B.AC.185 \cdot 7.7 = 2.118 \cdot 10^{-5}$$

$$R_{\text{сумм.Широкая-Голубовка}} R.AC.185 \cdot 18.2 = 2.948$$

$$X_{\text{сумм.Широкая-Голубовка}} X.AC.185 \cdot 18.2 = 7.517$$

$$B_{\text{сумм.Широкая-Голубовка}} B.AC.185 \cdot 18.2 = 5.005 \cdot 10^{-5}$$

$$R_{\text{сумм.С-55-Гайдамак}} R.AC.95 \cdot 12 = 3.672$$

$$X_{\text{сумм.С-55-Гайдамак}} X.AC.95 \cdot 12 = 5.052$$

$$B_{\text{сумм.С-55-Гайдамак}} B.AC.95 \cdot 12 = 3.12 \cdot 10^{-5}$$

$$R_{\text{сумм.Волчанец-Гайдамак}} R.AC.95 \cdot 14.27 = 4.367$$

$$X_{\text{сумм.Волчанец-Гайдамак}} X.AC.95 \cdot 14.27 = 6.008$$

$$B_{\text{сумм.Волчанец-Гайдамак}} B.AC.95 \cdot 14.27 = 3.71 \cdot 10^{-5}$$



Продолжение приложения А

Рсумм.Волчанец-Связь  $R.AC.120 \cdot 7.03 = 1.75$

Хсумм.Волчанец-Связь  $X.AC.120 \cdot 7.03 = 3.002$

Всумм.Волчанец-Связь  $B.AC.120 \cdot 7.03 = 1.87 \cdot 10^{-5}$

Рсумм.Находка-Связь  $R.ACKC.120 \cdot 9 = 2.196$

Хсумм.Находка-Связь  $X.ACKC.120 \cdot 9 = 3.87$

Всумм.Находка-Связь  $B.AC.120 \cdot 9 = 2.394 \cdot 10^{-5}$

Рсумм.Находка-Широкая  $R.AC.120 \cdot 14.1 = 3.511$

Хсумм.Находка-Широкая  $X.AC.120 \cdot 14.1 = 6.021$

Всумм.Находка-Широкая  $B.AC.120 \cdot 14.1 = 3.751 \cdot 10^{-5}$

Рсумм.Находка-Учебная  $R.AC.120 \cdot 1.03 = 0.256$

Хсумм.Находка-Учебная  $X.AC.120 \cdot 1.03 = 0.44$

Всумм.Находка-Учебная  $B.AC.120 \cdot 1.03 = 2.74 \cdot 10^{-6}$

Рсумм.Находка-Волчанец

$R.M.70 \cdot 5.148 + R.AC.120 \cdot 0.552 + R.AC.120 \cdot 0.51 + R.M.70 \cdot 11 + R.AC.120 \cdot 1.8 = 5.024$

Хсумм.Находка-Волчанец

$X.M.70 \cdot 5.148 + X.AC.120 \cdot 0.552 + X.AC.120 \cdot 0.51 + X.M.70 \cdot 11 + X.AC.120 \cdot 1.8 = 8.214$

Всумм.Находка-Волчанец

$B.M.70 \cdot 5.148 + B.AC.120 \cdot 0.552 + B.AC.120 \cdot 0.51 + B.M.70 \cdot 11 + B.AC.120 \cdot 1.8 = 7.753 \dots$

Рсумм.Волчанец-С-55

$R.AC.120 \cdot 2.35 + R.AC.120 \cdot 1.45 + R.M.70 \cdot 3.56 + R.AC.120 \cdot 13.6 + R.M.70 \cdot 5.34 = 6.709$

Хсумм.Волчанец-С-55

$X.AC.120 \cdot 2.35 + X.AC.120 \cdot 1.45 + X.M.70 \cdot 3.56 + X.AC.120 \cdot 13.6 + X.M.70 \cdot 5.34 = 11.28 \dots$

Всумм.Волчанец-С-55

$B.AC.120 \cdot 2.35 + B.AC.120 \cdot 1.45 + B.M.70 \cdot 3.56 + B.AC.120 \cdot 13.6 + B.M.70 \cdot 5.34 = 8.48 \dots$

Продолжение приложения А

$$R_{\text{сумм.Находка-НСРЗ}} R_{AC.120} \cdot 1.144 + R_{M.95} \cdot 3.28 = 0.924$$

$$X_{\text{сумм.Находка-НСРЗ}} X_{AC.120} \cdot 1.144 + X_{M.95} \cdot 3.28 = 1.905$$

$$V_{\text{сумм.Находка-НСРЗ}} V_{AC.120} \cdot 1.144 + V_{M.95} \cdot 3.28 = 1.761 \cdot 10^{-5}$$

$$R_{\text{сумм.Находка-Находка-тяговая}} X_{AC.120} \cdot 6.75 + X_{M.95} \cdot 6.95 = 5.885$$

$$R_{\text{сумм.Находка-Находка-тяговая}} R_{AC.120} \cdot 6.75 + R_{M.95} \cdot 6.95 = 3.036$$

$$V_{\text{сумм.Находка-Находка-тяговая}} V_{AC.120} \cdot 6.75 + V_{M.95} \cdot 6.95 = 4.881 \cdot 10^{-5}$$

$$R_{\text{сумм.ПаГРЭС-Находка-тяговая}} R_{M.70} \cdot 28 + R_{AC.120} \cdot 8.3 = 9.543$$

$$X_{\text{сумм.ПаГРЭС-Находка-тяговая}} X_{M.70} \cdot 28 + X_{AC.120} \cdot 8.3 = 15.668$$

$$V_{\text{сумм.ПаГРЭС-Находка-тяговая}} V_{M.70} \cdot 28 + V_{AC.120} \cdot 8.3 = 1.433 \cdot 10^{-4}$$

$$R_{\text{сумм.Лозовая-Широкая}} R_{AC.300} \cdot 38.3 = 3.83$$

$$X_{\text{сумм.Лозовая-Широкая}} X_{AC.300} \cdot 38.3 = 16.431$$

$$V_{\text{сумм.Лозовая-Широкая}} V_{AC.300} \cdot 32.3 = 8.527 \cdot 10^{-5}$$

$$R_{\text{сумм.Лозовая-ПаГРЭС}} R_{AC.300} \cdot 22 = 2.2$$

$$R_{\text{сумм.Лозовая-ПаГРЭС}} X_{AC.300} \cdot 22 = 9.438$$

$$V_{\text{сумм.Лозовая-ПаГРЭС}} V_{AC.300} \cdot 22 = 5.808 \cdot 10^{-5}$$

$$R_{\text{сумм.Лозовая-НЗМУ}} R_{AC.300} \cdot 33.5 = 3.35$$

$$X_{\text{сумм.Лозовая-НЗМУ}} X_{AC.300} \cdot 33.5 = 14.372$$

$$V_{\text{сумм.Лозовая-НЗМУ}} V_{AC.300} \cdot 33.5 = 8.844 \cdot 10^{-5}$$

Продолжение приложения А

АТДЦТН-63000/220

$$S_{m63} := 63$$

$$U_{BH63} := 230 \quad U_{CH63} := 121$$

$$\Delta P_{x63} := 45 \quad \Delta Q_{x63} := 315$$

$$U_{HH63} := 11$$

$$R_{m\partial 63} := 1.4 \quad X_{m\partial 63} := 104$$

$$B_{m63} := \frac{\Delta Q_{x63} \cdot 10^3}{(U_{CH63} \cdot 10^3)^2} = 2.151 \cdot 10^{-5}$$

$$K_{mHH63} := \frac{U_{HH63}}{U_{BH63}} = 0.048$$

$$G_{m63} := \frac{\Delta P_{x63} \cdot 10^3}{(U_{CH63} \cdot 10^3)^2} = 3.074 \cdot 10^{-6}$$

$$K_{mCH125} := \frac{U_{CH63}}{U_{BH63}} = 0.526$$

ТДТН-40000/110

$$S_{m40} := 40$$

$$U_{BH40} := 115 \quad U_{CH40} := 38.5$$

$$\Delta P_{x40} := 43 \quad \Delta Q_{x40} := 240$$

$$U_{HH40} := 6.6$$

$$R_{m\partial 40} := 0.8 \quad X_{m\partial 40} := 35.5$$

$$B_{m40} := \frac{\Delta Q_{x40} \cdot 10^3}{(U_{BH40} \cdot 10^3)^2} = 1.815 \cdot 10^{-5}$$

$$K_{mHH40} := \frac{U_{HH40}}{U_{BH40}} = 0.057$$

$$G_{m40} := \frac{\Delta P_{x40} \cdot 10^3}{(U_{BH40} \cdot 10^3)^2} = 3.251 \cdot 10^{-6}$$

$$K_{mCH40} := \frac{U_{CH40}}{U_{BH40}} = 0.335$$

ТДТН-16000/110

$$S_{m16} := 16$$

$$U_{BH16} := 115 \quad U_{CH16} := 38.5$$

$$\Delta P_{x16} := 23 \quad \Delta Q_{x16} := 160$$

$$U_{HH16} := 6.6$$

$$R_{m\partial 16} := 2.6 \quad X_{m\partial 16} := 88.9$$

$$B_{m16} := \frac{\Delta Q_{x16} \cdot 10^3}{(U_{BH16} \cdot 10^3)^2} = 1.21 \cdot 10^{-5}$$

$$K_{mHH16} := \frac{U_{HH16}}{U_{BH16}} = 0.057$$

$$G_{m16} := \frac{\Delta P_{x16} \cdot 10^3}{(U_{BH16} \cdot 10^3)^2} = 1.739 \cdot 10^{-6}$$

$$K_{mCH16} := \frac{U_{CH16}}{U_{BH16}} = 0.335$$

Продолжение приложения А

ТДН-10000/110

$$S_{m10} := 10$$

$$U_{BH10} := 115 \quad U_{CH10} := 38.5$$

$$\Delta P_{x10} := 17$$

$$\Delta Q_{x10} := 110$$

$$U_{HH10} := 11$$

$$R_{m\partial 10} := 5$$

$$X_{m\partial 10} := 142.2$$

$$B_{m10} := \frac{\Delta Q_{x10} \cdot 10^3}{(U_{BH10} \cdot 10^3)^2} = 8.318 \cdot 10^{-6}$$

$$K_{mHH10} := \frac{U_{HH10}}{U_{BH10}} = 0.096$$

$$G_{m10} := \frac{\Delta P_{x10} \cdot 10^3}{(U_{BH10} \cdot 10^3)^2} = 1.285 \cdot 10^{-6}$$

$$K_{mCH10} := \frac{U_{CH10}}{U_{BH10}} = 0.335$$

ТДН-16000/110

$$S_{m16.1} := 40$$

$$U_{BH16.1} := 115$$

$$\Delta P_{x16.1} := 19$$

$$\Delta Q_{x16.1} := 112$$

$$U_{HH16.1} := 6.6$$

$$R_{m\partial 16.1} := 4.38$$

$$X_{m\partial 16.1} := 86.7$$

$$B_{m16.1} := \frac{\Delta Q_{x16.1} \cdot 10^3}{(U_{BH16.1} \cdot 10^3)^2} = 8.469 \cdot 10^{-6}$$

$$K_{mHH16.1} := \frac{U_{HH16.1}}{U_{BH16.1}} = 0.057$$

$$G_{m16.1} := \frac{\Delta P_{x16.1} \cdot 10^3}{(U_{BH16.1} \cdot 10^3)^2} = 1.437 \cdot 10^{-6}$$

ТДН-10000/110

$$S_{m10.1} := 10$$

$$U_{BH10.1} := 115$$

$$\Delta P_{x10.1} := 60$$

$$\Delta Q_{x10.1} := 70$$

$$U_{HH10.1} := 6.6$$

$$R_{m\partial 10.1} := 7.95$$

$$X_{m\partial 10.1} := 139$$

$$B_{m10.1} := \frac{\Delta Q_{x10.1} \cdot 10^3}{(U_{BH10.1} \cdot 10^3)^2} = 5.293 \cdot 10^{-6}$$

$$K_{mHH10.1} := \frac{U_{HH10.1}}{U_{BH10.1}} = 0.057$$

$$G_{m10.1} := \frac{\Delta P_{x10.1} \cdot 10^3}{(U_{BH10.1} \cdot 10^3)^2} = 4.537 \cdot 10^{-6}$$

Продолжение приложения А

ТД-16000/35

$$S_{m16.2} := 16$$

$$U_{BH16.2} := 38.5 \quad \Delta P_{x16.2} := 21 \quad \Delta Q_{x16.2} := 96$$

$$U_{HH16.2} := 6.3 \quad R_{m\partial 16.2} := 0.52 \quad X_{m\partial 16.2} := 7.4$$

$$B_{m16.2} := \frac{\Delta Q_{x16.2} \cdot 10^3}{(U_{BH16.2} \cdot 10^3)^2} = 6.477 \cdot 10^{-5}$$

$$K_{mHH16.2} := \frac{U_{HH16.2}}{U_{BH16.2}} = 0.164$$

$$G_{m16.2} := \frac{\Delta P_{x16.2} \cdot 10^3}{(U_{BH16.2} \cdot 10^3)^2} = 1.417 \cdot 10^{-5}$$

ТД-10000/35

$$S_{m10.2} := 10$$

$$U_{BH10.2} := 38.5 \quad \Delta P_{x10.2} := 14.5 \quad \Delta Q_{x10.2} := 80$$

$$U_{HH10.2} := 6.3 \quad R_{m\partial 10.2} := 0.96 \quad X_{m\partial 10.2} := 11.1$$

$$B_{m10.2} := \frac{\Delta Q_{x10.2} \cdot 10^3}{(U_{BH10.2} \cdot 10^3)^2} = 5.397 \cdot 10^{-5}$$

$$K_{mHH10.2} := \frac{U_{HH10.2}}{U_{BH10.2}} = 0.164$$

$$G_{m10.2} := \frac{\Delta P_{x10.2} \cdot 10^3}{(U_{BH10.2} \cdot 10^3)^2} = 9.782 \cdot 10^{-6}$$

ТМН-4000/35

$$S_{m4.2} := 4$$

$$U_{BH4.2} := 35 \quad \Delta P_{x4.2} := 6.7 \quad \Delta Q_{x4.2} := 40$$

$$U_{HH4.2} := 6.3 \quad R_{m\partial 4.2} := 2.6 \quad X_{m\partial 4.2} := 23$$

$$B_{m4.2} := \frac{\Delta Q_{x4.2} \cdot 10^3}{(U_{BH4.2} \cdot 10^3)^2} = 3.265 \cdot 10^{-5}$$

$$K_{mHH4.2} := \frac{U_{HH4.2}}{U_{BH4.2}} = 0.18$$

$$G_{m4.2} := \frac{\Delta P_{x4.2} \cdot 10^3}{(U_{BH4.2} \cdot 10^3)^2} = 5.469 \cdot 10^{-6}$$

Продолжение приложения А

$$S_{расч} := \frac{\sqrt{40.1^2 + 16^2}}{2 \cdot 0.7} = 30.839 \quad \text{Находка}$$

$$S_{расч} := \frac{\sqrt{16^2 + 6.34^2}}{2 \cdot 0.7} = 12.293 \quad \text{НЗМУ}$$

$$S_{расч} := \frac{\sqrt{16.44^2 + 6.58^2}}{2 \cdot 0.7} = 12.649 \quad \text{Широкая}$$

Находка-Широкая 220 кВ

$$I_{max} := \frac{\sqrt{19.8^2 + 7.9^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} = 0.056$$

$$I_{раб} := I_{max} \cdot 1.05 \cdot 1 = 0.059$$

$$S := \frac{I_{раб} \cdot 10^3}{1} = 58.742$$

НЗМУ-Находка 220 кВ

$$I_{max} := \frac{\sqrt{48.1^2 + 19.3^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} = 0.136$$

$$I_{раб} := I_{max} \cdot 1.05 \cdot 1 = 0.143$$

$$S := \frac{I_{раб} \cdot 10^3}{1} = 142.813$$

Находка-Широкая 110 кВ

$$I_{max} := \frac{\sqrt{19.8^2 + 7.9^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0.056$$

$$I_{раб} := I_{max} \cdot 1.05 \cdot 1 = 0.059$$

$$S := \frac{I_{раб} \cdot 10^3}{1} = 58.742$$

НЗМУ-Находка 110 кВ

$$I_{max} := \frac{\sqrt{48.1^2 + 19.3^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0.136$$

$$I_{раб} := I_{max} \cdot 1.05 \cdot 1 = 0.143$$

$$S := \frac{I_{раб} \cdot 10^3}{1} = 142.813$$

## Приложение Б

### Экономический расчет

#### Вариант №1

$$K_{инфл} := 5.62$$

Сумма линий Широкая-Находка, Находка-НЗМУ, Находка-Н-тяговая, Партизанская ГРЭС-Н-тяговая 110 кВ

$$L := 11.2 + 14.1 + 13.7 + 36.3 = 75.3 \text{ км}$$

Капиталовложения в строительство линий

$$K_{110.2ц} := 1280 \text{ тыс. руб/км}$$

$$K_{110.1ц} := 1050 \text{ тыс. руб/км}$$

$$K_{вл.2ц} := K_{110.2ц} \cdot 25.3 = 32384$$

$$K_{вл.1ц} := K_{110.1ц} \cdot 50 = 52500$$

$$\Sigma K_{вл.2ц} := K_{вл.2ц} = 3.238 \cdot 10^4$$

$$\Sigma K_{вл.1ц} := K_{вл.1ц} = 5.25 \cdot 10^4$$

$$\Sigma K_{вл} := \Sigma K_{вл.1ц} + \Sigma K_{вл.2ц} = 84884$$

Капиталовложения на вырубку просеки

$$K_{прос} := 95 \text{ тыс. руб/км}$$

$$\Sigma K_{прос} := K_{прос} \cdot L \cdot K_{инфл} = 4.02 \cdot 10^4$$

Капиталовложения в ОРУ

$$K_{ОРУ} := 7000 \cdot 3 + 12500 = 3.35 \cdot 10^4$$

$$\Sigma K_{ОРУ} := K_{ОРУ} \cdot K_{инфл} = 1.883 \cdot 10^5$$

Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{ТР.С55} := 7400$$

$$K_{ТР.НЗМУ} := 16300$$

$$\Sigma K_{ТР} := 2 \cdot K_{ТР.С55} + 2 \cdot K_{ТР.НЗМУ} = 4.74 \cdot 10^4$$

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{пост.НЗМУ} := 35000 + 28500 = 6.35 \cdot 10^4$$

$$K_{пост.Широкая} := 28500$$

$$K_{пост.Н_тяга} := 28500$$

$$\Sigma K_{пост} := K_{пост.НЗМУ} + K_{пост.Широкая} + K_{пост.Н_тяга} = 1.205 \cdot 10^5$$

## Продолжение приложения Б

Суммарные капиталовложения

$$\Sigma K := \Sigma K_{\text{пост}} + \Sigma K_{\text{тр}} + \Sigma K_{\text{ОРУ}} + \Sigma K_{\text{прое}} = 396372.67$$

Общие капиталовложения

$$\Sigma K_{\text{об1}} := \Sigma K_{\text{пост}} + \Sigma K_{\text{тр}} + \Sigma K_{\text{ОРУ}} + \Sigma K_{\text{прое}} + \Sigma K_{\text{вл}} = 481256.67$$

На ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{вл}} := 0.0085 \quad \alpha_{\text{ПС}} := 0.05$$

$$I_{\text{РЭИ.110}} := \Sigma K \cdot \alpha_{\text{ПС}} + \Sigma K_{\text{вл}} \cdot \alpha_{\text{вл}} = 2.054 \cdot 10^4 \quad \text{тыс. руб}$$

Издержки на амортизационные отчисления

$$I_{\text{АМ.110}} := \frac{\Sigma K}{25} + \frac{\Sigma K_{\text{вл}}}{15} = 21513.84 \quad \text{тыс. руб}$$

Издержки на потери в линиях

$$T_{\text{мах}} := 5000 \text{ ч} \quad T_{\text{зод}} := 365 \cdot 24 = 8.76 \cdot 10^3 \text{ ч}$$

$$R_{\text{мп220}} := 1.4 \quad X_{\text{мп220}} := 104 \quad \text{Ом}$$

$$Z_{\text{мп220}} := \sqrt{R_{\text{мп220}}^2 + X_{\text{мп220}}^2} = 104.009 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta P_{\text{xx220}} := 45 \quad \text{МВт} \quad \Delta Q_{\text{xx220}} := 315 \quad \text{МВар}$$

$$\Delta S_{\text{xx220}} := \sqrt{\Delta P_{\text{xx220}}^2 + \Delta Q_{\text{xx220}}^2} = 318.198 \quad \text{МВА}$$

$$U_{\text{ном1}} := 110 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ном2}} := 220$$

$$P_{\text{ПС1.эф}} := 18.72 \quad Q_{\text{ПС1.эф}} := 7.42$$

$$\Delta W_{\text{трНЗМУ}} := \left( \frac{(P_{\text{ПС1.эф}}^2 + Q_{\text{ПС1.эф}}^2)}{U_{\text{ном2}}^2} \right) = 0.008$$



## Продолжение приложения Б

Потери в ВЛ

$$P_{\text{НЗМУ.Находка}} := 0.03 \quad \text{МВт} \qquad Q_{\text{НЗМУ.Находка}} := 0.06 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{Находка.Широкая}} := 0.55 \quad \text{МВт} \qquad Q_{\text{Находка.Широкая}} := 0.94 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{Находка.Н_тяга}} := 0.69 \quad \text{МВт} \qquad Q_{\text{Находка.Н_тяга}} := 1.33 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{ПаГРЭС.Н_тяга}} := 2.7 \quad \text{МВт} \qquad Q_{\text{ПаГРЭС.Н_тяга}} := 4.43 \quad \text{МВар}$$

$$R_{\text{уд110}} := 0.25 \quad \text{Ом/км}$$

$$\Delta W_{\text{НЗМУ.Находка}} := T_{\text{год}} \cdot 1250 \cdot 10^{-3} \cdot R_{\text{уд110}} \cdot \frac{P_{\text{НЗМУ.Находка}}^2 + Q_{\text{НЗМУ.Находка}}^2}{U_{\text{ном1}}^2} = 0.001$$

$$\Delta W_{\text{Находка.Широкая}} := T_{\text{год}} \cdot 1250 \cdot 10^{-3} \cdot R_{\text{уд110}} \cdot \frac{P_{\text{Находка.Широкая}}^2 + Q_{\text{Находка.Широкая}}^2}{U_{\text{ном1}}^2} = 0.268$$

$$\Delta W_{\text{Находка.Н_тяга}} := T_{\text{год}} \cdot 1250 \cdot 10^{-3} \cdot R_{\text{уд110}} \cdot \frac{P_{\text{Находка.Н_тяга}}^2 + Q_{\text{Находка.Н_тяга}}^2}{U_{\text{ном1}}^2} = 0.508$$

$$\Delta W_{\text{ПаГРЭС.Н_тяга}} := T_{\text{год}} \cdot 1250 \cdot 10^{-3} \cdot R_{\text{уд110}} \cdot \frac{P_{\text{ПаГРЭС.Н_тяга}}^2 + Q_{\text{ПаГРЭС.Н_тяга}}^2}{U_{\text{ном1}}^2} = 6.089$$

Суммарные потери в ВЛ

$$c_0 := 1.6 \quad \text{кВт/ч}$$

$$\Sigma \Delta W_{\text{ВЛ}} := \Delta W_{\text{НЗМУ.Находка}} + \Delta W_{\text{Находка.Широкая}} + \Delta W_{\text{Находка.Н_тяга}} + \Delta W_{\text{ПаГРЭС.Н_тяга}} = 6.866$$

$$\Delta W_{\text{кор110}} := 13 \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 \cdot 75.3 = 11.845 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{110} := \Sigma \Delta W_{\text{ВЛ}} + (\Delta W_{\text{кор110}} \cdot 10^{-3}) + \Delta W_{\text{трНЗМУ}} = 6.887 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$I_{\Delta W110} := c_0 \cdot \Delta W_{110} \cdot 10^3 = 11018.736 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{110} := I_{\text{АМ.110}} + I_{\text{РЭИ.110}} + I_{\Delta W110} = 5.307 \cdot 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Расчет среднегодовых расходов

$$Z_1 := 0.1 \cdot \Sigma K_{\text{об1}} + I_{110} = 101198.39 \quad \text{тыс.руб}$$

## Продолжение приложения Б

### Вариант №2

Сумма линий Находка-Н-тяговая, Партизанская ГРЭС-Н-тяговая 110 кВ

Сумма линий Широкая-Находка, Находка-НЗМУ, Лозовая-НЗМУ, Лозовая-Широкая 220 кВ

$$L_{110.1ц} := 13.7 + 36.3 = 50 \quad \text{км}$$

$$L_{220.1ц} := 14.1 + 11.2 + 13 + 38.3 = 76.6$$

Капиталовложения в строительство линий

$$K_{110.1ц} := 1050 \text{ тыс. руб/км}$$

$$K_{220.1ц} := 1310 \text{ тыс. руб/км}$$

$$K_{ВЛ110.1ц} := K_{110.1ц} \cdot 50 = 52500$$

$$K_{ВЛ220.1ц} := K_{220.1ц} \cdot 76.6 = 100346$$

$$\Sigma K_{ВЛ110.1ц} := K_{ВЛ110.1ц} = 5.25 \cdot 10^4$$

$$\Sigma K_{ВЛ220.1ц} := K_{ВЛ220.1ц} = 1.003 \cdot 10^5$$

$$\Sigma K_{ВЛ} := \Sigma K_{ВЛ110.1ц} + \Sigma K_{ВЛ220.1ц} = 152846$$

Капиталовложения на вырубку просеки

$$K_{прос110} := 95 \text{ тыс. руб/км}$$

$$K_{прос220} := 110 \text{ тыс. руб/км}$$

$$K_{прос.1} := K_{прос110} \cdot 50 + K_{прос220} \cdot 76.6 = 1.318 \cdot 10^4$$

$$\Sigma K_{прос.1} := K_{инфл} \cdot K_{прос.1} = 7.405 \cdot 10^4$$

Капиталовложения в ОРУ

$$K_{ОРУ.110} := 7000 \cdot 3 = 2.1 \cdot 10^4$$

$$K_{ОРУ.220} := 12500 \cdot 3 = 3.75 \cdot 10^4$$

$$\Sigma K_{ОРУ} := (K_{ОРУ.110} + K_{ОРУ.220}) \cdot K_{инфл} = 3.288 \cdot 10^5$$

Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{ТР.220} := 16300$$

$$\Sigma K_{ТР} := 6 \cdot K_{ТР.220} = 9.78 \cdot 10^4$$

## Продолжение приложения Б

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.НЭМУ}} := 35000 + 28500 = 6.35 \cdot 10^4$$

$$K_{\text{пост.Находка}} := 35000 + 28500 = 6.35 \cdot 10^4$$

$$K_{\text{пост.Н_тяга}} := 28500$$

$$K_{\text{пост.Широкая}} := 47500$$

$$\Sigma K_{\text{пост}} := K_{\text{пост.НЭМУ}} + K_{\text{пост.Широкая}} + K_{\text{пост.Н_тяга}} + K_{\text{пост.Широкая}} = 1.87 \cdot 10^5$$

Суммарные капиталовложения

$$\Sigma K := \Sigma K_{\text{пост}} + \Sigma K_{\text{ТР}} + \Sigma K_{\text{ОРУ}} + \Sigma K_{\text{прос.1}} = 687619.12$$

Общие капиталовложения

$$\Sigma K_{\text{обз}} := \Sigma K_{\text{пост}} + \Sigma K_{\text{ТР}} + \Sigma K_{\text{ОРУ}} + \Sigma K_{\text{прос}} + \Sigma K_{\text{ВЛ}} = 806618.67$$

На ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{ВЛ}} := 0.0085 \quad \alpha_{\text{ПС}} := 0.05$$

$$I_{\text{РЭИ.220}} := \Sigma K \cdot \alpha_{\text{ПС}} + \Sigma K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}} = 3.568 \cdot 10^4 \quad \text{тыс. руб}$$

Издержки на амортизационные отчисления

$$I_{\text{АМ.220}} := \frac{\Sigma K}{25} + \frac{\Sigma K_{\text{ВЛ}}}{15} = 37694.498 \quad \text{тыс. руб}$$

Издержки на потери в линиях

$$T_{\text{мах}} := 5000 \text{ ч} \quad T_{\text{зод}} := 365 \cdot 24 = 8.76 \cdot 10^3 \text{ ч}$$

$$R_{\text{тр220}} := 1.4 \quad X_{\text{тр220}} := 104 \quad \text{Ом}$$

$$Z_{\text{тр220}} := \sqrt{R_{\text{тр220}}^2 + X_{\text{тр220}}^2} = 104.009 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta P_{\text{хх220}} := 45 \quad \text{МВт} \quad \Delta Q_{\text{хх220}} := 315 \quad \text{МВар}$$

$$\Delta S_{\text{хх220}} := \sqrt{\Delta P_{\text{хх220}}^2 + \Delta Q_{\text{хх220}}^2} = 318.198 \quad \text{МВА}$$

Продолжение приложения Б

$$U_{ном1} := 110$$

кВ

$$U_{ном2} := 220$$

$$P_{ПС1.эф} := 18.72$$

$$Q_{ПС1.эф} := 7.42$$

$$P_{ПС2.эф} := 46.89$$

$$Q_{ПС2.эф} := 18.76$$

$$P_{ПС3.эф} := 19.24$$

$$Q_{ПС3.эф} := 7.69$$

$$\Delta W_{трНЗМУ} := \left( \frac{(P_{ПС1.эф}^2 + Q_{ПС1.эф}^2) \cdot Z_{тр220}}{U_{ном2}^2} \right) = 0.871$$

$$\Delta W_{трНаходка} := \left( \frac{(P_{ПС2.эф}^2 + Q_{ПС2.эф}^2) \cdot Z_{тр220}}{U_{ном2}^2} \right) = 5.481$$

$$\Delta W_{трШирокая} := \left( \frac{(P_{ПС3.эф}^2 + Q_{ПС3.эф}^2) \cdot Z_{тр220}}{U_{ном2}^2} \right) = 0.923$$

$$\Sigma \Delta W_{тр} := \Delta W_{трНЗМУ} + \Delta W_{трНаходка} + \Delta W_{трШирокая} = 7.275$$

Потери в ВЛ

$$P_{НЗМУ.Находка} := 0.03$$

МВт

$$Q_{НЗМУ.Находка} := 0.12$$

МВар

$$P_{Находка.Широкая} := 0.06$$

МВт

$$Q_{Находка.Широкая} := 0.28$$

МВар

$$P_{Находка.Н_тяга} := 0.9$$

$$Q_{Находка.Н_тяга} := 1.77$$

МВар

$$P_{ПаГРЭС.Н_тяга} := 2.27$$

МВт

$$Q_{ПаГРЭС.Н_тяга} := 5.8$$

$$P_{Лозовая.НЗМУ} := 0.12$$

МВт

$$Q_{Лозовая.НЗМУ} := 0.52$$

$$P_{Лозовая.Широкая} := 0.07$$

МВт

$$Q_{Лозовая.Широкая} := 0.3$$

$$R_{уд110} := 0.25 \quad R_{уд220} := 0.1$$

$$\Delta W_{НЗМУ.Находка} := T_{год} \cdot 1250 \cdot 10^{-3} \cdot R_{уд220} \cdot \frac{P_{НЗМУ.Находка}^2 + Q_{НЗМУ.Находка}^2}{U_{ном2}^2} = 3.461 \cdot 10^{-4}$$

$$\Delta W_{Находка.Широкая} := T_{год} \cdot 1250 \cdot 10^{-3} \cdot R_{уд220} \cdot \frac{P_{Находка.Широкая}^2 + Q_{Находка.Широкая}^2}{U_{ном2}^2} = 0.002$$

Продолжение приложения Б

$$\Delta W_{\text{Находка.Н\_тяга}} := T_{\text{год}} \cdot 1250 \cdot 10^{-3} \cdot R_{\text{уд}110} \cdot \frac{P_{\text{Находка.Н\_тяга}}^2 + Q_{\text{Находка.Н\_тяга}}^2}{U_{\text{ном1}}^2} = 0.892$$

$$\Delta W_{\text{ПаГРЭС.Н\_тяга}} := T_{\text{год}} \cdot 1250 \cdot 10^{-3} \cdot R_{\text{уд}110} \cdot \frac{P_{\text{ПаГРЭС.Н\_тяга}}^2 + Q_{\text{ПаГРЭС.Н\_тяга}}^2}{U_{\text{ном1}}^2} = 6.378$$

$$\Delta W_{\text{Лозовая.НЗМУ}} := T_{\text{год}} \cdot 1250 \cdot 10^{-3} \cdot R_{\text{уд}220} \cdot \frac{P_{\text{Лозовая.НЗМУ}}^2 + Q_{\text{Лозовая.НЗМУ}}^2}{U_{\text{ном2}}^2} = 0.006$$

$$\Delta W_{\text{Лозовая.Широкая}} := T_{\text{год}} \cdot 1250 \cdot 10^{-3} \cdot R_{\text{уд}220} \cdot \frac{P_{\text{Лозовая.Широкая}}^2 + Q_{\text{Лозовая.Широкая}}^2}{U_{\text{ном2}}^2} = 0.002$$

$$\Delta W_{\text{ВЛ110}} := \Delta W_{\text{ПаГРЭС.Н\_тяга}} + \Delta W_{\text{Находка.Н\_тяга}} = 7.27$$

$$\Delta W_{\text{ВЛ220}} := \Delta W_{\text{НЗМУ.Находка}} + \Delta W_{\text{Находка.Широкая}} + \Delta W_{\text{Лозовая.НЗМУ}} + \Delta W_{\text{Лозовая.Широкая}} = 0.011$$

$$\Sigma \Delta W_{\text{ВЛ}} := \Delta W_{\text{ВЛ110}} + \Delta W_{\text{ВЛ220}} = 7.281$$

$$\Delta W_{\text{кор110}} := 13 \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 \cdot 50 = 7.865 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{кор220}} := 19 \cdot 10^{-6} \cdot 220^2 \cdot 76.6 = 70.441$$

$$\Delta W_{110} := \Delta W_{\text{ВЛ110}} + (\Delta W_{\text{кор110}} \cdot 10^{-3}) = 9.676 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{220} := \Delta W_{\text{ВЛ220}} + (\Delta W_{\text{кор220}} \cdot 10^{-3}) + \Sigma \Delta W_{\text{тр}} = 7.356$$

$$\Sigma \Delta W := \Delta W_{110} + \Delta W_{220} = 17.033$$

$$I_{\Delta W110} = 11018.736$$

$$I_{\Delta W220} := C_0 \cdot \Sigma \Delta W \cdot 10^3 = 27252.388 \quad \text{тыс.руб}$$

$$I_{220} := I_{\text{АМ.220}} + I_{\text{РЭИ.220}} + I_{\Delta W220} = 100627.033 \quad \text{тыс.руб}$$

Расчет среднегодовых расходов

$$З_2 := 0.1 \cdot \Sigma K_{\text{об2}} + I_{220} = 181288.9 \quad \text{тыс.руб}$$

$$З_1 := 0.1 \cdot \Sigma K_{\text{об1}} + I_{110} = 101198.39$$

Расчет ЧДД

$$\varepsilon := 100 \cdot \frac{З_2 - З_1}{З_2} = 44.178$$

Продолжение приложения Б

$$K_{220кВ} := \Sigma K_{об2} = 8.066 \cdot 10^5 \quad \text{руб}$$

$$I_{220} := I_{220} = 1.006 \cdot 10^5 \quad \text{руб}$$

$$T_{строй} := 5 \quad \text{лет}$$

$$I_{AM} := I_{AM.110} = 2.151 \cdot 10^4 \quad \text{руб}$$

$$K_{зод} := \frac{K_{220кВ}}{T_{строй}} = 1.613 \cdot 10^5 \quad \text{руб}$$

$$P_{max} := 87 \cdot 1000$$

$$I_{зод} := \frac{I_{220}}{25} = 4.025 \cdot 10^3 \quad \text{руб}$$

$$\mathcal{E}_{получ} := P_{max} \cdot T_{max} = 4.35 \cdot 10^8 \quad \text{кВт*ч}$$

$$D := \mathcal{E}_{получ} \cdot c_0 = 6.96 \cdot 10^8 \quad \text{руб}$$

$$Z_1 := (-K_{зод} - I_{AM}) \cdot (1 + 0.1)^{1-1} = -1.828 \cdot 10^5$$

$$Z_2 := (-K_{зод} - I_{AM}) \cdot (1 + 0.1)^{1-2} = -1.662 \cdot 10^5$$

$$Z_3 := (-K_{зод} - I_{AM}) \cdot (1 + 0.1)^{1-3} = -1.511 \cdot 10^5$$

$$Z_4 := (-K_{зод} - I_{AM}) \cdot (1 + 0.1)^{1-4} = -1.374 \cdot 10^5$$

$$Z_5 := (-K_{зод} - I_{AM}) \cdot (1 + 0.1)^{1-5} = -1.249 \cdot 10^5$$

$$Z_6 := (D - I_{110}) \cdot (1 + 0.1)^{1-6} = 4.321 \cdot 10^8$$

$$Z_7 := (D - I_{110}) \cdot (1 + 0.1)^{1-7} = 3.928 \cdot 10^8$$

$$Z_8 := (D - I_{110}) \cdot (1 + 0.1)^{1-8} = 3.571 \cdot 10^8$$

$$Z_9 := (D - I_{110}) \cdot (1 + 0.1)^{1-9} = 3.247 \cdot 10^8$$

$$Z_{10} := (D - I_{110}) \cdot (1 + 0.1)^{1-10} = 2.951 \cdot 10^8$$

$$Z_{11} := (D - I_{110}) \cdot (1 + 0.1)^{1-11} = 2.683 \cdot 10^8$$

$$Z_{12} := (D - I_{110}) \cdot (1 + 0.1)^{1-12} = 2.439 \cdot 10^8$$

$$Z_{13} := (D - I_{110}) \cdot (1 + 0.1)^{1-13} = 2.218 \cdot 10^8$$

$$Z_{14} := (D - I_{110}) \cdot (1 + 0.1)^{1-14} = 2.016 \cdot 10^8$$

Продолжение приложения Б

$$Z_{15} := (D - I_{110}) \cdot (1 + 0.1)^{1-15} = 1.833 \cdot 10^8$$

$$Z_{16} := (D - I_{110}) \cdot (1 + 0.1)^{1-16} = 1.666 \cdot 10^8$$

$$Z_{17} := (D - I_{110}) \cdot (1 + 0.1)^{1-17} = 1.515 \cdot 10^8$$

$$Z_{18} := (D - I_{110}) \cdot (1 + 0.1)^{1-18} = 1.377 \cdot 10^8$$

$$Z_{19} := (D - I_{110}) \cdot (1 + 0.1)^{1-19} = 1.252 \cdot 10^8$$

$$Z_{20} := (D - I_{110}) \cdot (1 + 0.1)^{1-20} = 1.138 \cdot 10^8$$

$$\Sigma Z_{1.20} := 3.615 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

$$ЧДД := \Sigma Z_{1.20} = 3.615 \cdot 10^9$$

## Приложение В

**Выбор и проверка выключателей**

$$Ik3_{\kappa 1} := 15.06$$

$$Ik3_{\kappa 2} := 15.84$$

Тепловой импульс тока короткого замыкания:

$$Bk := Ik3_{\kappa 2}^2 \cdot (2.5 + 0.03) = 634.791 \quad \text{кА}^2\text{с}$$

Предварительно выбираем элегазовый выключатель ВГТ-220-1

$$I_{номQ} := 4000 \quad \text{А}$$

Ударный ВН:

$$I_{отклном} := 20 \quad \text{кА}$$

$$iy_{\partial \kappa 1} := \sqrt{2} \cdot 1.9 \cdot Ik3_{\kappa 1} = 40.466 \quad \text{кА}$$

$$\beta_{норм} := 40 \quad \%$$

$$I_{тер} := 31.5 \quad \text{кА}$$

Ударный ток НН:

$$t_{тер} := 3 \quad \text{с.}$$

$$iy_{\partial \kappa 2} := \sqrt{2} \cdot 1.369 \cdot Ik3_{\kappa 2} = 30.667 \quad \text{кА}$$

Наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$t_{св} := 0.025 \quad \text{с.}$$

$$\tau := 0.01 + t_{св} = 0.035 \quad \text{с.}$$

Апериодическая составляющая короткого замыкания:

$$ia_{\tau} := \sqrt{2} \cdot Ik3_{\kappa 2} \cdot e^{\frac{-\tau}{0.03}} = 6.976 \quad \text{кА}$$

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$ia_{ном} := \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{отклном}}{100} = 11.314 \quad \text{кА}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976.75 \text{кА}^2\text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне ВН:

$$I_{maxp} := \frac{\sqrt{(63^2 + 63^2)}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5.144 \quad \text{кА}$$



## Продолжение приложения В

### Выбор и проверка трансформаторов тока

Предварительно выбираем трансформатор тока ТОГФ-220

Суммарное сопротивление приборов, подключенных к ТТ:

$$R_{\text{приб}} := \frac{10.5}{5^2} = 0.42 \quad \text{Ом}$$

Переходное сопротивление контактов:

$$R_k := 0.05 \quad \text{Ом}$$

Сопротивление провода:

$$\rho := 0.0175 \quad q := 2.5 \quad l := 150$$

$$R_{\text{пр}} := \frac{\rho \cdot l}{q} = 1.05$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 := R_{\text{приб}} + R_k + R_{\text{пр}} = 1.52 \quad \text{Ом}$$

### Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Предварительно выбираем на ВН трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1

Вторичная нагрузка:

$$S_p := 142.5 \quad \text{ВА};$$

Предварительно выбираем на НН трансформатор напряжения НАМИ-10 УХЛ1

### Выбор и проверка шинных конструкций

#### Жесткие шины

$$I_{\text{max}_{\text{нн}}} := \frac{63}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 1.819 \quad \text{А.}$$

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки АО 7.5x147:

$$I_{\text{допшин}_{\text{нн}}} := 2334 \quad \text{А} \quad 147 \cdot 7.5 \cdot 2 = 2.205 \cdot 10^3$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$C := 88 \quad \text{мм}^2$$

## Продолжение приложения В

$$q_{\min} := \frac{\sqrt{634.8 \cdot 10^6}}{C} = 286.31$$

Что меньше выбранного сечения

Длину пролета примем равной  $L_{\text{шинн}} := 2.5 \text{ м}$

Собственная частота колебаний шины:

$$f_{\text{шинн}_0} := \frac{184.7}{L_{\text{шинн}}^2} \cdot \sqrt{\frac{5.29}{2.5}} = 42.988$$

$$f_{\text{шинн}_0} < 200$$

$$i y d_{k2} = 30.667$$

Максимальное усилие приходящееся на один метр длины шины:

$$f_{\text{шинн}} := \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(i y d_{k2} \cdot 10^3)^2 \cdot 1.5^2}{2.5} = 14.661$$

Момент сопротивления шины:

$$W_{\text{шинн}_\phi} := \frac{0.8 \cdot 5^2}{6} = 3.333$$

Напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающего усилия:

$$\sigma_{\text{шинн}_{\text{расч}}} := \frac{f_{\text{шинн}} \cdot L_{\text{шинн}}^2}{10 \cdot W_{\text{шинн}_\phi}} = 2.749$$

Для выбранной шины  $\sigma_{\text{шинн}_{\text{дон}}} := 134 \text{ МПа}$

Выбор гибких шин

$$I_{\text{тагр}} := 0.356 \text{ А}$$

Выбираем АС-400/64

$$I_{\text{шинв}_{\text{дон}}} := 860 \text{ А}$$

$$d := 27.7 \text{ мм}$$

проверка по нагреву:

$$I_{\text{тагр}} < I_{\text{шинв}_{\text{дон}}} = 1$$

## Продолжение приложения В

проверка по условию короны:

Начальная критическая напряженность электрического поля:

$$m := 0.82 \quad r_{ЭКВ} := 1.15$$

$$E_{шинвн_0} := 30.2 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_{ЭКВ}}} \right) = 31.669 \quad \text{кВ/см}$$

Напряженность около поверхности провода:

$$n := 3 \quad D_{cp} := 1.26 \cdot 500 = 630 \quad r_0 := 1.05$$

$$E_{шинвн} := 1.014 \cdot \frac{0.354 \cdot 220}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{cp}}{r_{ЭКВ}}\right)} = 9.154 \quad \text{кВ/см}$$

$$1.07 \cdot E_{шинвн} = 9.795$$

$$1.07 \cdot E_{шинвн} \leq 0.9 \cdot E_{шинвн_0} = 1$$

$$0.9 \cdot E_{шинвн_0} = 28.502$$

### Выбор изоляторов

на сторону ВН выбираем опорные изоляторы ОСК 16-220-24-2 УХЛ1

$$F_{издоп_{ВН}} := 10000 \cdot 0.6 = 6000 \quad \text{Н}$$

$$h_{из_{ВН}} := 2000 \quad \text{мм}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$k h_{из_{ВН}} := \frac{h_{из_{ВН}} + 220 + \frac{250}{2}}{h_{из_{ВН}}} = 1.173 \quad i y d_{к1} = 40.466$$

$$F_{израсч_{ВН}} := \sqrt{3} \cdot \frac{(i y d_{к1} \cdot 10^3)^2}{3} \cdot 4 \cdot k h_{из_{ВН}} \cdot 10^{-7} = 443.404 \quad \text{Н}$$

Проверка:

$$F_{издоп_{ВН}} \geq F_{израсч_{ВН}} = 1$$

на сторону НН выбираем опорные изоляторы ОСК 16-220-24-2 УХЛ1

Продолжение приложения В

$$F_{издот_{нн}} := 16000 \cdot 0.6 = 9600 \quad \text{Н}$$

$$h_{из_{нн}} := 400 \quad \text{мм}$$

**Выбор ОПН**

ОПН–П1–220/154/10/2УХЛ1

ОПНп-10/11,5/10/400 УХЛ1

$$l_{BH} := 6.3 \quad \beta := 0.91$$

$$T_{BH} := \frac{l_{BH}}{\beta \cdot 3 \cdot 10^8} = 2.308 \cdot 10^{-8}$$

$$U_0 := 900$$

$$U := \frac{U_0}{1 + 0.2 \cdot 10^{-3} \cdot U_0} = 762.712$$

$$U_{ном} := 220 \quad U_{ост} := 298 \quad Z := 440 \quad n := 1$$

$$\mathcal{E} := \frac{U - U_{ост}}{Z} \cdot U_{ост} \cdot 2.3 \cdot n = 723.894$$

$$\mathcal{E}' := \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} = 3.29$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$k_{h_{из_{нн}}} := \frac{h_{из_{нн}} + 220 + \frac{254}{2}}{h_{из_{нн}}} = 1.868$$

Проверка:

$$F_{израсч_{нн}} := \sqrt{3} \cdot \frac{(i_{уд_{к2}} \cdot 10^3)^2}{0.8} \cdot 2 \cdot k_{h_{из_{нн}}} \cdot 10^{-7} = 760.516 \quad \text{Н}$$

$$F_{издот_{нн}} \geq F_{израсч_{нн}} = 1$$

на сторону НН выбираем проходной изолятор ИП-10/1000-7,5 УЗ

$$F_{пиздот_{нн}} := 7500 \cdot 0.6 = 4500$$

$$h_{пиз_{нн}} := 520 \quad \text{мм}$$

## Продолжение приложения В

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$k_{\text{изг}} := \frac{h_{\text{изг}} + 43 + \frac{118}{2}}{h_{\text{изг}}} = 1.555$$

$$i_{\text{уд}_{k2}} = 30.667$$

Проверка:

$$F_{\text{изг расч}} := \sqrt{3} \cdot \frac{(i_{\text{уд}_{k2}} \cdot 10^3)^2}{0.8} \cdot 2 \cdot k_{\text{изг}} \cdot 10^{-7} = 633.254 \quad \text{Н}$$

$$F_{\text{изг доп}} \geq F_{\text{изг расч}} = 1$$

### Выбор трансформаторов собственных нужд

$$S_{\text{мсн}} := \sqrt{346.6^2 + 16.8^2} \cdot 0.8 = 277.606 \quad \text{кВА}$$

Принимаем два трансформатор ТМ-400/10/0,4

### Выбор аккумуляторных батарей

в режиме постоянного подзаряда

$$n_{\text{н.л.}} := \frac{242}{2.15} = 112.558$$

в режиме заряда при максимальном напряжении:

$$n_{\text{макс.}U} := \frac{242}{2.6} = 93.077$$

В режиме аварийного напряжения:

$$n_{\text{ав.}U} := \frac{242}{1.75} = 138.286$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{\text{доб.}} := n_{\text{ав.}U} - n_{\text{н.л.}} = 25.728$$

Типовой номер батаери:

$$N_6 := 1.05 \cdot \frac{549}{25} = 23.058$$

## Продолжение приложения В

Проверка по максимальному толчковому току:

$$46 \cdot N_{\delta} \geq 27.6$$

### Выбор высокочастотных заградителей

$$Bk = 634.791$$

Предварительно выбираем ВЗ-1250-0,1 УХЛ 1

расчетные данные:

$$I_{maxp} = 0.356 \quad \text{кА}$$

$$iy_{\partial_{\kappa 1}} = 40.466 \quad \text{кА}$$

$$Bk = 634.791 \quad \text{кА}^2\text{с}$$

каталожные данные:

$$I_{H_{\text{вчз}}} := 1.25 \quad \text{кА}$$

$$iy_{\partial_{\text{вчз}}} := 80 \quad \text{кА}$$

$$Bk_{\text{вчз}} := 31.5^2 = 992.25 \quad \text{кА}^2\text{с}$$

Условия выбора:

$$I_{maxp} \leq I_{H_{\text{вчз}}}$$

$$iy_{\partial_{\kappa 1}} \leq iy_{\partial_{\text{вчз}}} = 1$$

$$Bk_{\text{вчз}} \geq Bk = 1$$

### Выбор КРУ 10 кВ

расчетные данные:

$$I_{maxp_{10\text{кВ}}} := \frac{\sqrt{63^2 + 63^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5.144 \quad \text{кА}$$

$$iy_{\partial_{\kappa 2}} = 30.667 \quad \text{кА} \quad Ik_{3_{\kappa 2}} := 15.84$$

$$Ik_{3_{\kappa 2}}^2 \cdot (2.5 + 0.03) = 634.791$$

каталожные данные:

$$I_{H_{\text{кpy10}}} := 1 \quad \text{кА} \quad iy_{\partial_{\text{кpy10}}} := 51 \quad \text{кА}$$

$$Bk_{\text{кpy10}} := 31.5^2 \cdot 3 = 2976.75 \quad \text{кА}^2\text{с}$$

## Приложение Г

### Разработка заземления и молниезащиты ПС НЗМУ 220 кВ

Конструктивное исполнение:

Площадь под заземляющее устройства:

$$a := 40 \quad \text{м}$$

$$b := 70 \quad \text{м}$$

$$S := (a + 2 \cdot 1.5) \cdot (b + 2 \cdot 1.5) = 3139 \quad \text{м}^2$$

Диаметр горизонтального проводника сетки:

$$d_3 := 25 \quad \text{мм}^2$$

Проверка по уловию механической прочности

$$F_{\text{мехп}} := \pi \cdot \left(\frac{d_3}{2}\right)^2 = 490.874$$

Проверка по термической стойкости:

$$t := 0.29 \quad c := 74$$

$$Ik_{2_{\kappa 1}} := 7.42$$

$$F_{\text{терп}} := Ik_{2_{\kappa 1}} \cdot 10^3 \cdot \frac{\sqrt{t}}{c} = 53.997$$

Проверка на коррозионную стойкость:

$$ak := 0.003 \quad bk := 0.01 \quad ck := -0.01 \quad \alpha k := 0.023 \quad T := 12 \cdot 20$$

$$Scp := ak \cdot \ln(T)^3 + bk \cdot \ln(T)^2 + ck \cdot \ln(T) + \alpha k = 0.762$$

$$F_{\text{корп}} := 3.14 \cdot Scp \cdot (d_3 + Scp) = 61.677$$

$$F_{\text{корп}} + F_{\text{терп}} = 115.674$$

Общая проверка

$$F_{\text{мин}} := 295 \quad \text{мм}^2$$

$$F_{\text{мехп}} \geq F_{\text{мин}} \geq F_{\text{корп}} + F_{\text{терп}}$$

Принимаем глубину заложения вертикальных прутков 0,8 с от поверхности:

Длина верт. прутьев:

$$l_6 := 8 \quad \text{м}$$

## Продолжение приложения Г

Шаг сетки:

$$k := 9 \quad \text{м}$$

Суммарная длина всех горизонтальных полос:

$$L := (a+3) \cdot \frac{(b+3)}{k} + (b+3) \cdot \frac{(a+3)}{k} = 697.556 \quad \text{м}$$

Уточнение суммарной длины:

$$m := \frac{L}{2 \cdot \sqrt{S}} = 6.225 \quad \text{округляем до } 7 \quad m := 7$$

$$Ly := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) = 896.428 \quad \sqrt{S} = 56.027$$

Количество вертикальных электродов:

$$n\vartheta := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{2 \cdot k} = 12.45 \quad n\vartheta := 13$$

$$l\vartheta = 8$$

Стационарное сопротивление заземлителя:

$$\rho_3 := 90 \quad A := \frac{l\vartheta + 0.5}{\sqrt{S}} = 0.152$$

$$R := \rho_3 \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{Ly + n\vartheta \cdot l\vartheta} \right) = 0.33367$$

Импульсный эффект:

$$I_M := 52 \quad \text{кА}$$
$$\alpha u := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_3 + 320) \cdot (I_M + 45)}} = 1.454$$

Импульсное сопротивление:

$$Ru := \alpha u \cdot R = 0.485 \quad Ru \leq 0.5$$

### Расстановка молниеотводов

Выбор высоты молниеотводов:

$$h_{MX} := 10 \quad \text{м}$$



Продолжение приложения Г

$$LM1 := 26.5 \quad LM2 := 49 \quad \text{м}$$

$$LM := \sqrt{LM1^2 + LM2^2} = 55.707 \quad \text{м}$$

$$hma := \frac{LM}{8} = 6.963 \quad \text{м} \quad hma := 7 \quad \text{м}$$

$$hm := hmx + hma = 17 \quad \text{м}$$

Определение границ зоны защиты

$$h := 21$$

$$h\phi := 0.85 \cdot h = 17.85$$

$$r0 := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 22.218$$

м

$$rx1 := r0 \cdot \left( \frac{h\phi - hmx}{h\phi} \right) = 9.771$$

м

$$rx2 := r0 \cdot \left( \frac{h\phi - hma}{h\phi} \right) = 13.505$$

$$ri := h\phi - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (26 - h) = 16.969$$

$$r1 := ri \cdot \left( \frac{h\phi - hmx}{h\phi} \right) = 7.462$$

$$r2 := ri \cdot \left( \frac{h\phi - hma}{h\phi} \right) = 10.314$$

Определение надежности защиты подстанции от ПУМ

$$NM := 0.06 \cdot 40 \cdot (b + 10 \cdot hm) \cdot (a + 10 \cdot hm) \cdot 10^{-6} = 0.121$$

$$\gamma_M := NM \cdot 0.38 \cdot 0.7 \cdot 10^{-3} = 0.000032$$

$$mM := \frac{1}{\gamma_M} = 3.108 \cdot 10^4 \quad \text{лет}$$

## Приложение Д

### Расчет релейной защиты и автоматики

Сириус ТЗ:

$$I_{номВН} := \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0.158 \quad I_{номСН} := \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0.316$$

$$I_{номНН} := \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 11} = 3.307$$

В-220-IX

ТПЛ-СВЭЛ-10-2

$$K_{тмВН} := \frac{1000}{5} = 200 \quad K_{тмСН} := \frac{1000}{5} = 200$$

$$K_{тмНН} := \frac{2000}{5} = 400$$

$$I_{ВН.2} := \frac{I_{номВН}}{K_{тмВН}} = 7.907 \cdot 10^{-4} \quad I_{ВН.2} := \frac{I_{номСН}}{K_{тмСН}} = 0.002$$

$$I_{НН.2} := \frac{I_{номНН}}{K_{тмНН}} = 0.008$$

$$K'_{ВН} := \frac{1000 \cdot 200}{158} = 1.266 \cdot 10^3 \quad K'_{СН} := \frac{1000 \cdot 200}{316} = 632.911$$

$$K'_{НН} := \frac{2000 \cdot 400}{3307} = 241.911$$

$$K'_{пер} := 2.5 \quad \epsilon := 0.1 \quad \Delta U_{рег} := 0.02 \quad \Delta f_{выр} := 0.02$$

$$I_{нб'} := K'_{пер} \cdot \epsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр} = 0.29$$

$$K_{отс} := 1.1$$

$$I_{dmin} \geq 1.25 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб'} \quad 1.25 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб'} = 0.399$$

$$I_{т3.расч} := 2.58 \quad I_{т4.расч} := 2.25 \quad I_{скв'} := 3$$

$$K_{т1.3} := \frac{K_{отс} \cdot I_{нб'} \cdot I_{скв'} - 0.7}{I_{скв'} - I_{т3.расч}} = 0.612$$

$$K_{т1.4} := \frac{K_{отс} \cdot I_{нб'} \cdot I_{скв'} - 0.7}{I_{скв'} - I_{т4.расч}} = 0.343$$

## Продолжение приложения Д

### Максимальная токовая защита

$$K_{над} := 1.1 \quad K_{сам.з} := 2 \quad K_{в} := 0.8 \quad I_{р.мах} := 80.3$$

$$I_{сз.мтз} := \frac{K_{над} \cdot K_{сам.з}}{K_{в}} \cdot I_{р.мах} = 220.825$$

$$I_{к2.ВН} := 6094$$

$$K_{ч.мтз} := \frac{6094}{I_{сз.мтз}} = 27.597$$

$$t_{л.наиб} := 1.5 \quad \Delta t := 0.5$$

$$t_{сз.МТЗ} := t_{л.наиб} + \Delta t = 2$$

$$I_{сз.2} := \frac{I_{сз.мтз} \cdot 100}{150 \cdot 5} = 29.443 \quad \%$$

$$I_{сз.пер} := \frac{K_{отс}}{K_{в}} \cdot I_{р.мах} = 110.413$$

## Приложение Е

### Расчет режима в ПВК «Rastrwin3»

#### Максимальный режим вариант 1. Узлы

	o	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_эд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta	Тер...	dV
1			База	1	ГРЭС.Г1	10		1			121,0	-1,6	10,5	-1 000,0	1 000,0		10,50			5,00
2			Ген	2	ГРЭС.Г3	10		1				-7,4	10,5	-1 000,0	1 000,0		10,50	-10,00		5,00
3			Нагр	3	ТР.Г1	10		1									10,50	-0,03		5,00
4			Нагр	4	ТР.Г3	10		1									10,50	-10,00		5,00
5			Нагр	5	ШинаГРЭС	110		1									116,63	-10,02		6,03
6			Нагр	6	ВН.Н-тяговая	110		1									113,99	-14,67		3,62
7			Нагр	7	Нейтраль.Н-тяговая1	110		1									112,17	-16,03		1,97
8			Нагр	8	Нейтраль.Н-тяговая2	110		1									112,17	-16,03		1,97
9			Нагр	9	СН.Н-тяговая1	35		1									37,58	-16,03		7,36
10			Нагр	10	СН.Н-тяговая2	35		1									37,58	-16,03		7,36
11			Нагр	11	НН.Н-тяговая1	28		1	8,3	3,3							26,63	-16,86		-4,88
12			Нагр	12	НН.Н-тяговая2	28		1	8,3	3,3							26,63	-16,86		-4,88
13			Нагр	13	ВН.Находка	110		1									113,93	-16,25		3,57
14			Нагр	14	Нейтраль.Находка1	110		1									108,88	-20,18		-1,01
15			Нагр	15	Нейтраль.Находка2	110		1									109,33	-20,19		-0,61
16			Нагр	16	СН.Находка1	35		1									36,48	-20,17		4,22
17			Нагр	17	СН.Находка2	35		1									36,62	-20,19		4,64
18			Нагр	18	НН.Находка1	6		1	24,0	9,6							6,08	-22,78		1,26
19			Нагр	19	НН.Находка2	6		1	24,0	9,6							6,10	-22,77		1,69
20			Нагр	20	ВН.Учебная	110		1									113,89	-16,26		3,54
21			Нагр	21	НН.Учебная1	6		1	9,0	3,6							6,30	-19,74		4,98
22			Нагр	22	НН.Учебная2	6		1	9,0	3,6							6,30	-19,74		4,98
23			Нагр	23	ВН.НСП3	110		1									113,75	-16,32		3,41
24			Нагр	24	НН.НСП31	6		1	5,6	2,3							6,36	-18,46		6,08
25			Нагр	25	НН.НСП32	6		1	5,6	2,3							6,36	-18,46		6,08
26			Нагр	26	ВН.Волчанец	110		1									110,99	-17,07		0,90
27			Нагр	27	Нейтраль.Волчанец1	110		1									105,87	-21,55		-3,75
28			Нагр	28	Нейтраль.Волчанец2	110		1									108,87	-19,64		-1,03
29			Нагр	29	СН.Волчанец1	35		1									35,41	-21,51		1,17
30			Нагр	30	СН.Волчанец2	35		1									36,45	-19,64		4,14
31			Нагр	31	НН.Волчанец1	6		1	3,2	1,3							5,99	-22,39		-0,12
32			Нагр	32	НН.Волчанец2	6		1	3,2	1,3							6,16	-20,43		2,75
33			Нагр	33	ВН.С-55	110		1									108,88	-17,65		-1,02
34			Нагр	34	Нейтраль.С-55.1	110		1									103,84	-22,29		-5,60
35			Нагр	35	Нейтраль.С-55.2	110		1									103,36	-22,16		-6,04
36			Нагр	36	СН.С-55.1	35		1									34,75	-22,26		-0,71
37			Нагр	37	СН.С-55.2	35		1									34,63	-22,16		-1,07
38			Нагр	38	НН.С-55.1	10		1	6,2	2,4							9,83	-23,99		-1,68
39			Нагр	39	НН.С-55.2	10		1	6,2	2,4							9,69	-24,91		-3,07
40			Ген	40	ВН.Широкая	110		1			30,9	105,5	116,4	-1 000,0	1 000,0		116,40	-16,84		5,82
41			Нагр	41	Нейтраль.Широкая1	110		1									114,37	-18,39		3,97
42			Нагр	42	Нейтраль.Широкая2	110		1									114,37	-18,39		3,97
43			Нагр	43	СН.Широкая1	35		1									38,31	-18,39		9,47
44			Нагр	44	СН.Широкая2	35		1									38,31	-18,39		9,47
45			Нагр	45	НН.Широкая1	6		1	9,9	3,9							6,47	-19,35		7,84
46			Нагр	46	НН.Широкая2	6		1	9,9	3,9							6,47	-19,35		7,84
47			Нагр	47	ВН.ЖБФ	110		1									116,37	-16,86		5,79
48			Нагр	48	НН.ЖБФ1	6		1	1,5	0,6							6,59	-17,73		9,75
49			Нагр	49	НН.ЖБФ2	6		1	1,5	0,6							6,59	-17,73		9,75
50			База	50	ОРУ.Лозовая220	220		1			30,0	31,4	228,4	-1 000,0	1 000,0		228,40	-14,16		3,82
51			Нагр	51	ВН.НЗМУ	220		1									225,85	-14,51		2,66
52			Нагр	52	Нейтраль.НЗМУ1	220		1									217,79	-16,30		-1,01
53			Нагр	53	Нейтраль.НЗМУ2	220		1									217,79	-16,30		-1,01
54			Нагр	54	СН.НЗМУ1	110		1									114,54	-16,28		4,13
55			Нагр	55	СН.НЗМУ2	110		1									114,54	-16,28		4,13
56			Нагр	56	НН.НЗМУ1	10		1	9,6	3,8							10,27	-18,60		2,73
57			Нагр	57	НН.НЗМУ2	10		1	9,6	3,8							10,27	-18,60		2,73
58			Нагр	58	ВН.Гайдак	35		1	10,9	4,3							34,06	-22,94		-2,67
59			Нагр	59	ВН.Связь	35		1	2,6	1,0							36,34	-20,02		3,84

# Продолжение приложения Е

## Расчет режима в ПВК «Rastrwin3»

### Максимальный режим вариант 1. Ветви

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I_max	I_загр.
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	1	3			ГРЭС.Г1 - ТР.Г1							-121	2		6 652	
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	2	4			ГРЭС.Г3 - ТР.Г3								7		408	
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	3			ШинаГРЭС - ТР.Г1	0,77	19,30		0,091		120	-23		605		
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	4			ШинаГРЭС - ТР.Г3	0,77	19,30		0,091			-7		37		
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	6			ШинаГРЭС - ВН.Н-тяговая	9,54	15,67	-143,3			-60	15		307	57,0	
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	6			ШинаГРЭС - ВН.Н-тяговая	9,54	15,67	-143,3			-60	15		307	57,0	
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	7			ВН.Н-тяговая - Нейтрал...	0,80	35,50	18,2	1,000		-9	-6		54	19,4	
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	8			ВН.Н-тяговая - Нейтрал...	0,80	35,50	18,2	1,000		-9	-6		54	19,4	
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			Нейтраль.Н-тяговая1 - ...	0,80		161,9	0,335			-2		11	1,3	
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	10			Нейтраль.Н-тяговая2 - ...	0,80		161,9	0,335			-2		11	1,3	
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	11			Нейтраль.Н-тяговая1 - ...	0,80	22,30		0,239		-8	-3		46	3,3	
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	12			Нейтраль.Н-тяговая2 - ...	0,80	22,30		0,239		-8	-3		46	3,3	
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	20			ВН.Находка - ВН.Учебная	0,26	0,44	-2,7			-9	-4		51	9,5	
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	20			ВН.Находка - ВН.Учебная	0,26	0,44	-2,7			-9	-4		51	9,5	
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	21			ВН.Учебная - НН.Учебная1	4,38	86,70	8,5	0,057		-9	-4		51	2,6	
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	22			ВН.Учебная - НН.Учебная2	4,38	86,70	8,5	0,057		-9	-4		51	2,6	
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	23			ВН.Находка - ВН.НСР3	0,93	1,91	-17,6			-11	-5		63	11,7	
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	24			ВН.НСР3 - НН.НСР31	4,38	86,70	8,5	0,057		-6	-3		32	1,6	
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	25			ВН.НСР3 - НН.НСР32	4,38	86,70	8,5	0,057		-6	-3		32	1,6	
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	6			ВН.Находка - ВН.Н-тяго...	3,04	5,89	-48,8			48	-24		274	50,9	
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	6			ВН.Находка - ВН.Н-тяго...	3,04	5,89	-48,8			48	-24		274	50,9	
22	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	26			ВН.Находка - ВН.Волчанец	5,02	8,22	-77,5			-34	-19		203	37,7	
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	26	27			ВН.Волчанец - Нейтраль...	2,60	88,90	12,1	1,000		-11	-7		65	58,6	
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	26	28			ВН.Волчанец - Нейтраль...	2,60	88,90	12,1	1,000		-6	-3		35	31,9	
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29			Нейтраль.Волчанец1 - С...	2,60		107,9	0,335		-7	-4		45	13,7	
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	28	30			Нейтраль.Волчанец2 - С...	2,60		107,9	0,335		-3	-1		16	4,9	
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	31			Нейтраль.Волчанец1 - Н...	2,60	52,00		0,057		-3	-1		19	1,0	
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	28	32			Нейтраль.Волчанец2 - Н...	2,60	52,00		0,057		-3	-1		18	1,0	
29	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	33			ВН.Волчанец - ВН.С-55	6,71	11,28	-84,8			-17	-10		106	19,7	
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	34			ВН.С-55 - Нейтраль.С-55.1	2,60	88,90	8,3	1,000		-10	-6		65	58,9	
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	35			ВН.С-55 - Нейтраль.С-55.2	5,00	142,20	8,3	1,000		-6	-4		41	59,4	
32	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	36			Нейтраль.С-55.1 - СН.С...	2,60		74,2	0,335		-4	-3		27	8,3	
33	<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	37			Нейтраль.С-55.2 - СН.С...	5,00		74,2	0,335			-1		4	2,2	
34	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	38			Нейтраль.С-55.1 - НН.С...	2,60	52,00		0,096		-6	-3		37	3,2	
35	<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	39			Нейтраль.С-55.2 - НН.С...	5,00	82,70		0,096		-6	-3		38	5,2	
36	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	59			СН.Находка1 - ВН.Связь	2,20	3,87	-24,0				-1		21	4,0	
37	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	59			СН.Волчанец2 - ВН.Связь	1,75	3,00	-18,7			-3		44	8,2		
38	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	29	58			СН.Волчанец1 - ВН.Гайд...	4,37	6,00	-37,1			-7	-3		125	27,3	
39	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	36	58			СН.С-55.1 - ВН.Гайдамак	3,67	5,05	-31,2			-4	-2		74	16,3	
40	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	40			ВН.Находка - ВН.Широкая	3,51	6,02	-37,5			3	45		229	42,5	
41	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	40			ВН.Находка - ВН.Широкая	3,51	6,02	-37,5			3	45		229	42,5	
42	<input type="checkbox"/>		Тр-р	40	41			ВН.Широкая - Нейтраль...	0,80	35,50	18,2	1,000		-10	-7		61	22,3	
43	<input type="checkbox"/>		Тр-р	40	42			ВН.Широкая - Нейтраль...	0,80	35,50	18,2	1,000		-10	-7		61	22,3	
44	<input type="checkbox"/>		Тр-р	41	43			Нейтраль.Широкая1 - С...	0,80		161,9	0,335			-2		11	1,3	
45	<input type="checkbox"/>		Тр-р	42	44			Нейтраль.Широкая2 - С...	0,80		161,9	0,335			-2		11	1,3	
46	<input type="checkbox"/>		Тр-р	41	45			Нейтраль.Широкая1 - Н...	0,80	22,30		0,057		-10	-4		54	1,1	
47	<input type="checkbox"/>		Тр-р	42	46			Нейтраль.Широкая2 - Н...	0,80	22,30		0,057		-10	-4		54	1,1	
48	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	40	47			ВН.Широкая - ВН.ЖБФ	1,25	3,18	-21,2			-2		8	1,2		
49	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	40	47			ВН.Широкая - ВН.ЖБФ	1,25	3,18	-21,2			-2		8	1,2		
50	<input type="checkbox"/>		Тр-р	47	48			ВН.ЖБФ - НН.ЖБФ1	7,95	139,00	8,5	0,057		-2	-1		8	0,7	
51	<input type="checkbox"/>		Тр-р	47	49			ВН.ЖБФ - НН.ЖБФ2	7,95	139,00	8,5	0,057		-2	-1		8	0,7	
52	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	50	51			ОРУ.Лозовая220 - ВН.НЗ...	3,35	14,37	-88,5			-30	-31		118	12,6	
53	<input type="checkbox"/>		Тр-р	51	52			ВН.НЗМУ - Нейтраль.НЗ...	1,40	104,00	6,0	1,000		-15	-18		60	12,3	
54	<input type="checkbox"/>		Тр-р	51	53			ВН.НЗМУ - Нейтраль.НЗ...	1,40	104,00	6,0	1,000		-15	-18		60	12,3	
55	<input type="checkbox"/>		Тр-р	52	54			Нейтраль.НЗМУ1 - СН.Н...	1,40		21,5	0,526		-5	-13		36	3,3	
56	<input type="checkbox"/>		Тр-р	53	55			Нейтраль.НЗМУ2 - СН.Н...	1,40		21,5	0,526		-5	-13		36	3,3	
57	<input type="checkbox"/>		Тр-р	52	56			Нейтраль.НЗМУ1 - НН.Н...	2,80	195,60		0,048		-10	-4		28	0,5	
58	<input type="checkbox"/>		Тр-р	53	57			Нейтраль.НЗМУ2 - НН.Н...	2,80	195,60		0,048		-10	-4		28	0,5	
59	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	54	13			СН.НЗМУ1 - ВН.Находка	2,79	4,79	-29,8			-5	-11		65	12,0	
60	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	55	13			СН.НЗМУ2 - ВН.Находка	2,79	4,79	-29,8			-5	-11		65	12,0	
61	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	14			ВН.Находка - Нейтраль...	0,80	35,50	18,2	1,000		-24	-17		150	54,3	
62	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	15			ВН.Находка - Нейтраль...	0,80	35,50	18,2	1,000		-25	-15		146	53,1	
63	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	16			Нейтраль.Находка1 - СН...	0,80		161,9	0,335			-3		17	2,1	
64	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	17			Нейтраль.Находка2 - СН...	0,80		161,9	0,335			-2		10	1,3	
65	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	18			Нейтраль.Находка1 - НН...	0,80	22,30		0,057		-24	-11		140	2,9	
66	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	19			Нейтраль.Находка2 - НН...	0,80	22,30		0,057		-24	-11		139	2,9	

## Продолжение приложения Е

### Расчет режима в ПВК «Rastrwin3»

#### Аварийный режим вариант 1. Узлы

	o	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta	Тер...	dV
1			База	1	ГРЭС.Г1	10		1			103,0	-5,1	10,5	-1 000,0	1 000,0		10,50			5,00
2			Ген	2	ГРЭС.Г3	10		1				-8,7	10,5	-1 000,0	1 000,0		10,50	-8,49		5,00
3			Нагр	3	ТР.Г1	10		1									10,50	-0,02		5,00
4			Нагр	4	ТР.Г3	10		1									10,50	-8,49		5,00
5			Нагр	5	ШинаГРЭС	110		1									116,85	-8,52		6,22
6			Нагр	6	ВН.Н-тяговая	110		1									113,41	-16,66		3,10
7			Нагр	7	Нейтраль.Н-тяговая1	110		1									111,59	-18,03		1,44
8			Нагр	8	Нейтраль.Н-тяговая2	110		1									111,59	-18,03		1,44
9			Нагр	9	СН.Н-тяговая1	35		1									37,38	-18,03		6,80
10			Нагр	10	СН.Н-тяговая2	35		1									37,38	-18,03		6,80
11			Нагр	11	НН.Н-тяговая1	28		1	8,3	3,3							26,49	-18,88		-5,38
12			Нагр	12	НН.Н-тяговая2	28		1	8,3	3,3							26,49	-18,88		-5,38
13			Нагр	13	ВН.Находка	110		1									113,74	-18,02		3,40
14			Нагр	14	Нейтраль.Находка1	110		1									108,69	-21,97		-1,19
15			Нагр	15	Нейтраль.Находка2	110		1									109,13	-21,98		-0,79
16			Нагр	16	СН.Находка1	35		1									36,41	-21,96		4,03
17			Нагр	17	СН.Находка2	35		1									36,56	-21,98		4,46
18			Нагр	18	НН.Находка1	6		1	24,0	9,6							6,06	-24,58		1,07
19			Нагр	19	НН.Находка2	6		1	24,0	9,6							6,09	-24,57		1,50
20			Нагр	20	ВН.Учебная	110		1									113,71	-18,03		3,37
21			Нагр	21	НН.Учебная1	6		1	9,0	3,6							6,29	-21,52		4,79
22			Нагр	22	НН.Учебная2	6		1	9,0	3,6							6,29	-21,52		4,79
23			Нагр	23	ВН.НСР3	110		1									113,56	-18,09		3,24
24			Нагр	24	НН.НСР31	6		1	5,6	2,3							6,35	-20,24		5,90
25			Нагр	25	НН.НСР32	6		1	5,6	2,3							6,35	-20,24		5,90
26			Нагр	26	ВН.Волчанец	110		1									110,79	-18,85		0,72
27			Нагр	27	Нейтраль.Волчанец1	110		1									105,68	-23,34		-3,93
28			Нагр	28	Нейтраль.Волчанец2	110		1									108,67	-21,42		-1,21
29			Нагр	29	СН.Волчанец1	35		1									35,34	-23,31		0,98
30			Нагр	30	СН.Волчанец2	35		1									36,38	-21,43		3,95
31			Нагр	31	НН.Волчанец1	6		1	3,2	1,3							5,98	-24,18		-0,31
32			Нагр	32	НН.Волчанец2	6		1	3,2	1,3							6,15	-22,22		2,56
33			Нагр	33	ВН.С-55	110		1									108,69	-19,43		-1,19
34			Нагр	34	Нейтраль.С-55.1	110		1									103,64	-24,08		-5,79
35			Нагр	35	Нейтраль.С-55.2	110		1									103,16	-23,95		-6,22
36			Нагр	36	СН.С-55.1	35		1									34,68	-24,06		-0,90
37			Нагр	37	СН.С-55.2	35		1									34,56	-23,95		-1,27
38			Нагр	38	НН.С-55.1	10		1	6,2	2,4							9,81	-25,79		-1,88
39			Нагр	39	НН.С-55.2	10		1	6,2	2,4							9,67	-26,71		-3,27
40			Ген	40	ВН.Широкая	110		1			30,9	112,7	116,4	-1 000,0	1 000,0		116,40	-18,67		5,82
41			Нагр	41	Нейтраль.Широкая1	110		1									114,37	-20,22		3,97
42			Нагр	42	Нейтраль.Широкая2	110		1									114,37	-20,22		3,97
43			Нагр	43	СН.Широкая1	35		1									38,31	-20,22		9,47
44			Нагр	44	СН.Широкая2	35		1									38,31	-20,22		9,47
45			Нагр	45	НН.Широкая1	6		1	9,9	3,9							6,47	-21,18		7,84
46			Нагр	46	НН.Широкая2	6		1	9,9	3,9							6,47	-21,18		7,84
47			Нагр	47	ВН.ЖБФ	110		1									116,37	-18,69		5,79
48			Нагр	48	НН.ЖБФ1	6		1	1,5	0,6							6,59	-19,56		9,75
49			Нагр	49	НН.ЖБФ2	6		1	1,5	0,6							6,59	-19,56		9,75
50			База	50	ОРУ.Лозовая220	220		1			50,1	30,8	228,4	-1 000,0	1 000,0		228,40	-14,16		3,82
51			Нагр	51	ВН.НЭМУ	220		1									225,60	-14,84		2,55
52			Нагр	52	Нейтраль.НЭМУ1	220		1									217,87	-17,85		-0,97
53			Нагр	53	Нейтраль.НЭМУ2	220		1									217,87	-17,85		-0,97
54			Нагр	54	СН.НЭМУ1	110		1									114,55	-17,83		4,13
55			Нагр	55	СН.НЭМУ2	110		1									114,55	-17,83		4,13
56			Нагр	56	НН.НЭМУ1	10		1	9,6	3,8							10,28	-20,14		2,77
57			Нагр	57	НН.НЭМУ2	10		1	9,6	3,8							10,28	-20,14		2,77
58			Нагр	58	ВН.Гайдамак	35		1	10,9	4,3							34,00	-24,74		-2,87
59			Нагр	59	ВН.Связь	35		1	2,6	1,0							36,28	-21,81		3,66

# Продолжение приложения Е

## Расчет режима в ПВК «Rastrwin3»

### Аварийный режим вариант 1. Ветви

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I эгр.	
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	1	3			ГРЭС.Г1 - ТР.Г1							-103	5		5 673		
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	2	4			ГРЭС.Г3 - ТР.Г3								9		479		
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	3			ШинаГРЭС - ТР.Г1	0,77	19,30		0,091			102	-21		516		
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	4			ШинаГРЭС - ТР.Г3	0,77	19,30		0,091				-9		44		
5	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	5	6			ШинаГРЭС - ВН.Н-тяговая	9,54	15,67	-143,3									
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	6			ШинаГРЭС - ВН.Н-тяговая	9,54	15,67	-143,3				-103	29		527	97,9	
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	7			ВН.Н-тяговая - Нейтрал...	0,80	35,50	18,2	1,000			-9	-6		54	19,5	
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	8			ВН.Н-тяговая - Нейтрал...	0,80	35,50	18,2	1,000			-9	-6		54	19,5	
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			Нейтраль.Н-тяговая1 - ...	0,80		161,9	0,335				-2		11	1,3	
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	10			Нейтраль.Н-тяговая2 - ...	0,80		161,9	0,335				-2		11	1,3	
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	11			Нейтраль.Н-тяговая1 - ...	0,80	22,30		0,239			-8	-3		46	3,4	
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	12			Нейтраль.Н-тяговая2 - ...	0,80	22,30		0,239			-8	-3		46	3,4	
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	20			ВН.Находка - ВН.Учебная	0,26	0,44	-2,7				-9	-4		51	9,5	
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	20			ВН.Находка - ВН.Учебная	0,26	0,44	-2,7				-9	-4		51	9,5	
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	21			ВН.Учебная - НН.Учебная1	4,38	86,70	8,5	0,057			-9	-4		51	2,6	
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	22			ВН.Учебная - НН.Учебная2	4,38	86,70	8,5	0,057			-9	-4		51	2,6	
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	23			ВН.Находка - ВН.НСР3	0,93	1,91	-17,6				-11	-5		63	11,8	
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	24			ВН.НСР3 - НН.НСР31	4,38	86,70	8,5	0,057			-6	-3		32	1,6	
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	25			ВН.НСР3 - НН.НСР32	4,38	86,70	8,5	0,057			-6	-3		32	1,6	
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	6			ВН.Находка - ВН.Н-тяго...	3,04	5,89	-48,8				38	-26		237	44,1	
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	6			ВН.Находка - ВН.Н-тяго...	3,04	5,89	-48,8				38	-26		237	44,1	
22	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	26			ВН.Находка - ВН.Волчанец	5,02	8,22	-77,5				-34	-19		203	37,7	
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	26	27			ВН.Волчанец - Нейтраль...	2,60	88,90	12,1	1,000			-11	-7		65	58,7	
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	26	28			ВН.Волчанец - Нейтраль...	2,60	88,90	12,1	1,000			-6	-3		35	31,9	
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29			Нейтраль.Волчанец1 - С...	2,60		107,9	0,335			-7	-4		45	13,7	
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	28	30			Нейтраль.Волчанец2 - С...	2,60		107,9	0,335			-3	-1		16	4,9	
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	31			Нейтраль.Волчанец1 - Н...	2,60	52,00		0,057			-3	-1		19	1,0	
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	28	32			Нейтраль.Волчанец2 - Н...	2,60	52,00		0,057			-3	-1		18	1,0	
29	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	33			ВН.Волчанец - ВН.С-55	6,71	11,28	-84,8				-17	-10		106	19,7	
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	34			ВН.С-55 - Нейтраль.С-55.1	2,60	88,90	8,3	1,000			-10	-6		65	59,0	
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	35			ВН.С-55 - Нейтраль.С-55.2	5,00	142,20	8,3	1,000			-6	-4		41	59,5	
32	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	36			Нейтраль.С-55.1 - СН.С...	2,60		74,2	0,335			-4	-3		27	8,3	
33	<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	37			Нейтраль.С-55.2 - СН.С...	5,00		74,2	0,335				-1		4	2,2	
34	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	38			Нейтраль.С-55.1 - НН.С...	2,60	52,00		0,096			-6	-3		38	3,2	
35	<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	39			Нейтраль.С-55.2 - НН.С...	5,00	82,70		0,096			-6	-3		38	5,3	
36	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	59			СН.Находка1 - ВН.Связь	2,20	3,87	-24,0					-1		21	4,0	
37	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	59			СН.Волчанец2 - ВН.Связь	1,75	3,00	-18,7					-3		44	8,2	
38	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	29	58			СН.Волчанец1 - ВН.Гайд...	4,37	6,00	-37,1					-7	-3		125	27,4
39	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	36	58			СН.С-55.1 - ВН.Гайдамак	3,67	5,05	-31,2					-4	-2		74	16,3
40	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	40			ВН.Находка - ВН.Широкая	3,51	6,02	-37,5				3	49		247	45,8	
41	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	40			ВН.Находка - ВН.Широкая	3,51	6,02	-37,5				3	49		247	45,8	
42	<input type="checkbox"/>		Тр-р	40	41			ВН.Широкая - Нейтраль....	0,80	35,50	18,2	1,000			-10	-7		61	22,3	
43	<input type="checkbox"/>		Тр-р	40	42			ВН.Широкая - Нейтраль....	0,80	35,50	18,2	1,000			-10	-7		61	22,3	
44	<input type="checkbox"/>		Тр-р	41	43			Нейтраль.Широкая1 - С...	0,80		161,9	0,335				-2		11	1,3	
45	<input type="checkbox"/>		Тр-р	42	44			Нейтраль.Широкая2 - С...	0,80		161,9	0,335				-2		11	1,3	
46	<input type="checkbox"/>		Тр-р	41	45			Нейтраль.Широкая1 - Н...	0,80	22,30		0,057			-10	-4		54	1,1	
47	<input type="checkbox"/>		Тр-р	42	46			Нейтраль.Широкая2 - Н...	0,80	22,30		0,057			-10	-4		54	1,1	
48	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	40	47			ВН.Широкая - ВН.ЖБФ	1,25	3,18	-21,2				-2			8	1,2	
49	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	40	47			ВН.Широкая - ВН.ЖБФ	1,25	3,18	-21,2				-2			8	1,2	
50	<input type="checkbox"/>		Тр-р	47	48			ВН.ЖБФ - НН.ЖБФ1	7,95	139,00	8,5	0,057			-2	-1		8	0,7	
51	<input type="checkbox"/>		Тр-р	47	49			ВН.ЖБФ - НН.ЖБФ2	7,95	139,00	8,5	0,057			-2	-1		8	0,7	
52	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	50	51			ОРУ.Лозовая220 - ВН.НЗ...	3,35	14,37	-88,5				-50	-31		155	16,5	
53	<input type="checkbox"/>		Тр-р	51	52			ВН.НЗМУ - Нейтраль.НЗ...	1,40	104,00	6,0	1,000			-25	-17		78	16,2	
54	<input type="checkbox"/>		Тр-р	51	53			ВН.НЗМУ - Нейтраль.НЗ...	1,40	104,00	6,0	1,000			-25	-17		78	16,2	
55	<input type="checkbox"/>		Тр-р	52	54			Нейтраль.НЗМУ1 - СН.Н...	1,40		21,5	0,526			-15	-11		51	4,6	
56	<input type="checkbox"/>		Тр-р	53	55			Нейтраль.НЗМУ2 - СН.Н...	1,40		21,5	0,526			-15	-11		51	4,6	
57	<input type="checkbox"/>		Тр-р	52	56			Нейтраль.НЗМУ1 - НН.Н...	2,80	195,60		0,048			-10	-4		28	0,5	
58	<input type="checkbox"/>		Тр-р	53	57			Нейтраль.НЗМУ2 - НН.Н...	2,80	195,60		0,048			-10	-4		28	0,5	
59	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	54	13			СН.НЗМУ1 - ВН.Находка	2,79	4,79	-29,8				-15	-10		93	17,3	
60	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	55	13			СН.НЗМУ2 - ВН.Находка	2,79	4,79	-29,8				-15	-10		93	17,3	
61	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	14			ВН.Находка - Нейтраль....	0,80	35,50	18,2	1,000			-24	-17		150	54,4	
62	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	15			ВН.Находка - Нейтраль....	0,80	35,50	18,2	1,000			-25	-15		147	53,2	
63	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	16			Нейтраль.Находка1 - СН...	0,80		161,9	0,335				-3		17	2,1	
64	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	17			Нейтраль.Находка2 - СН...	0,80		161,9	0,335				-2		10	1,3	
65	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	18			Нейтраль.Находка1 - НН...	0,80	22,30		0,057			-24	-11		140	2,9	
66	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	19			Нейтраль.Находка2 - НН...	0,80	22,30		0,057			-24	-11		139	2,9	

## Продолжение приложения Е

### Расчет режима в ПВК «Rastrwin3»

#### Максимальный режим вариант 2. Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	dV
1	<input type="checkbox"/>		База	1	ГРЭС.Г1	10		1			141,8	22,2	10,5	-1 000,0	1 000,0		10,50		5,00
2	<input type="checkbox"/>		Ген	2	ГРЭС.Г3	10		1				13,0	10,5	-1 000,0	1 000,0		10,50	-12,09	5,00
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ТР.Г1	10		1									10,50	-0,03	4,99
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ТР.Г3	10		1									10,50	-12,09	5,00
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ШинаГРЭС	110		1									113,21	-12,04	2,92
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ВН.Н-тяговая	110		1									109,61	-16,85	-0,35
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Нейтраль.Н-тяговая1	110		1									108,39	-18,26	-1,47
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Нейтраль.Н-тяговая2	110		1									108,39	-18,26	-1,47
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	СН.Н-тяговая1	35		1									36,31	-18,26	3,74
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	СН.Н-тяговая2	35		1									36,31	-18,26	3,74
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	НН.Н-тяговая1	28		1	8,3	3,3							29,35	-19,15	4,81
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	НН.Н-тяговая2	28		1	8,3	3,3							29,35	-19,15	4,81
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	ОРУ.Находка220	220		1									220,28	-19,22	0,13
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Нейтраль.Находка2...	220		1									201,66	-18,72	-8,34
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Нейтраль.Находка2...	220		1									201,66	-18,72	-8,34
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	СН.Находка220.1	110		1									108,40	-18,65	-1,45
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	СН.Находка220.2	110		1									108,40	-18,65	-1,45
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	НН.Находка220.1	10		1									9,68	-18,72	-3,21
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	НН.Находка220.2	10		1									9,68	-18,72	-3,21
20	<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	20	ВН.Находка	110		1	26,6	10,4							108,39	-18,65	-1,47
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Нейтраль.Находка1	110		1									103,84	-22,91	-5,60
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Нейтраль.Находка2	110		1									104,13	-22,94	-5,33
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	СН.Находка1	35		1									34,79	-22,90	-0,60
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	СН.Находка2	35		1									34,88	-22,94	-0,33
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	НН.Находка1	6		1	24,0	9,6							6,02	-25,78	0,40
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	НН.Находка2	6		1	24,0	9,6							6,04	-25,80	0,69
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ВН.Учебная	110		1									108,35	-18,66	-1,50
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	НН.Учебная1	6		1	9,0	3,6							5,97	-22,52	-0,49
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	НН.Учебная2	6		1	9,0	3,6							5,97	-22,52	-0,49
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ВН.НСР3	110		1									108,20	-18,73	-1,64
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	НН.НСР31	6		1	5,6	2,3							6,04	-21,11	0,69
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	НН.НСР32	6		1	5,6	2,3							6,04	-21,11	0,69
33	<input type="checkbox"/>		База	33	ОРУ.Лозовая220	220		1			2,9	72,9	223,7	-1 000,0	1 000,0		223,70	-19,42	1,68
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	ВН.НЗМУ	220		1									220,91	-19,34	0,42
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	Нейтраль.НЗМУ1	220		1									218,79	-20,52	-0,55
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	Нейтраль.НЗМУ2	220		1									218,79	-20,52	-0,55
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	СН.НЗМУ1	110		1									115,08	-20,52	4,62
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	СН.НЗМУ2	110		1									115,08	-20,52	4,62
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	НН.НЗМУ1	10		1	9,6	3,8							10,32	-22,79	3,22
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	НН.НЗМУ2	10		1	9,6	3,8							10,32	-22,79	3,22
41	<input type="checkbox"/>		Ген	55	ОРУ.Широкая220	220		1			33,0	27,0	221,6	-1 000,0	1 000,0		221,60	-19,24	0,73
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	56	Нейтраль.Широкая2...	220		1									219,07	-20,64	-0,42
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	57	Нейтраль.Широкая2...	220		1									219,07	-20,64	-0,42
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	58	СН.Широкая220.1	110		1									115,19	-20,63	4,72
45	<input type="checkbox"/>		Нагр	59	СН.Широкая220.2	110		1									115,19	-20,63	4,72
46	<input type="checkbox"/>		Нагр	60	НН.Широкая220.1	10		1									10,52	-20,64	5,15
47	<input type="checkbox"/>		Нагр	61	НН.Широкая220.2	10		1									10,52	-20,64	5,15
48	<input type="checkbox"/>		Нагр	62	ВН.Широкая	110		1									115,19	-20,63	4,72
49	<input type="checkbox"/>		Нагр	63	Нейтраль.Широкая1	110		1									113,80	-22,15	3,46
50	<input type="checkbox"/>		Нагр	64	Нейтраль.Широкая1	110		1									113,80	-22,15	3,46
51	<input type="checkbox"/>		Нагр	65	СН.Широкая1	35		1									38,12	-22,15	8,92
52	<input type="checkbox"/>		Нагр	66	СН.Широкая2	35		1									38,12	-22,15	8,92
53	<input type="checkbox"/>		Нагр	67	НН.Широкая1	6		1	9,9	3,9							6,44	-23,12	7,30
54	<input type="checkbox"/>		Нагр	68	НН.Широкая2	6		1	9,9	3,9							6,44	-23,12	7,30
55	<input type="checkbox"/>		Нагр	69	ВН.ЖБФ	110		1									115,16	-20,65	4,69
56	<input type="checkbox"/>		Нагр	70	НН.ЖБФ1	6		1	1,5	0,6							6,52	-21,54	8,59
57	<input type="checkbox"/>		Нагр	71	НН.ЖБФ2	6		1	1,5	0,6							6,52	-21,54	8,59
58	<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	73	ВН.Связь	35		1	6,8	3,1							34,71	-22,77	-0,82



## Продолжение приложения Е

### Расчет режима в ПВК «Rastrwin3» Максимальный режим вариант 2. Ветви

	0	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	1	3			ГРЭС.Г1 - ТР.Г1							-142	-22	7 890	
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	2	4			ГРЭС.Г3 - ТР.Г3								-13	713	
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	3			ШинаГРЭС - ТР.Г1	0,77	19,30		0,091			141	-8	718	
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	4			ШинаГРЭС - ТР.Г3	0,77	19,30		0,091				13	65	
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	6			ШинаГРЭС - ВН.Н-тяговая	5,88	15,00					-70	-3	359	51,0
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	6			ШинаГРЭС - ВН.Н-тяговая	5,88	15,00					-70	-3	359	51,0
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	7			ВН.Н-тяговая - Нейтрал...	0,80	35,50		1,000			-8	-4	48	17,4
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	8			ВН.Н-тяговая - Нейтрал...	0,80	35,50		1,000			-8	-4	48	17,4
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			Нейтраль.Н-тяговая1 - ...	0,80			0,335						
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	10			Нейтраль.Н-тяговая2 - ...	0,80			0,335						
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	11			Нейтраль.Н-тяговая1 - ...	0,80	22,30		0,273	5	2	-8	-3	48	1,0
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	12			Нейтраль.Н-тяговая2 - ...	0,80	22,30		0,273	5	2	-8	-3	48	1,0
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	14			ОРУ.Находка220 - Нейт...	1,40	104,00		1,000			3	-39	104	21,5
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	15			ОРУ.Находка220 - Нейт...	1,40	104,00		1,000			3	-39	104	21,5
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	16			Нейтраль.Находка220.1...	1,40			0,538	3	3	3	-36	104	9,4
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	17			Нейтраль.Находка220.2...	1,40			0,538	3	3	3	-36	104	9,4
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	18			Нейтраль.Находка220.1...	2,80	195,60		0,048						
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	19			Нейтраль.Находка220.2...	2,80	195,60		0,048						
19	<input type="checkbox"/>		Выкл	16	20			СН.Находка220.1 - ВН.Н...							3	-36	193	
20	<input type="checkbox"/>		Выкл	17	20			СН.Находка220.2 - ВН.Н...							3	-36	193	
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	21			ВН.Находка - Нейтраль...	0,80	35,50		1,000			-24	-14	148	30,6
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	22			ВН.Находка - Нейтраль...	0,80	35,50		1,000			-24	-13	147	30,4
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	23			Нейтраль.Находка1 - СН...	0,80			0,335				-1	5	0,4
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	22	24			Нейтраль.Находка2 - СН...	0,80			0,335						
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	25			Нейтраль.Находка1 - НН...	0,80	22,30		0,059	4	1	-24	-11	147	2,5
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	22	26			Нейтраль.Находка2 - НН...	0,80	22,30		0,059	4	1	-24	-11	147	2,5
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	13			ВН.НЗМУ - ОРУ.Находка...	1,10	4,80					14	-33	93	9,9
28	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	34			ОРУ.Лозовая220 - ВН.НЗ...	3,33	14,37					-5	-42	110	11,7
29	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	55			ОРУ.Лозовая220 - ОРУ...	3,62	15,53					2	-31	80	8,5
30	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	55			ОРУ.Находка220 - ОРУ...	1,40	6,05					8	46	123	13,2
31	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	27			ВН.Находка - ВН.Учебная	0,26	0,44					-9	-4	53	9,9
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	27			ВН.Находка - ВН.Учебная	0,26	0,44					-9	-4	53	9,9
33	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	28			ВН.Учебная - НН.Учебная1	4,38	86,70		0,057			-9	-4	53	2,8
34	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29			ВН.Учебная - НН.Учебная2	4,38	86,70		0,057			-9	-4	53	2,8
35	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	30			ВН.Находка - ВН.НСР3	0,93	1,91					-11	-5	66	12,3
36	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	31			ВН.НСР3 - НН.НСР31	4,38	86,70		0,057			-6	-3	33	1,7
37	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	32			ВН.НСР3 - НН.НСР32	4,38	86,70		0,057			-6	-3	33	1,7
38	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	35			ВН.НЗМУ - Нейтраль.НЗ...	1,40	104,00		1,000			-10	-4	28	5,7
39	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	36			ВН.НЗМУ - Нейтраль.НЗ...	1,40	104,00		1,000			-10	-4	28	5,7
40	<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	37			Нейтраль.НЗМУ1 - СН.Н...	1,40			0,526						
41	<input type="checkbox"/>		Тр-р	36	38			Нейтраль.НЗМУ2 - СН.Н...	1,40			0,526						
42	<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	39			Нейтраль.НЗМУ1 - НН.Н...	2,80	195,60		0,048			-10	-4	28	0,5
43	<input type="checkbox"/>		Тр-р	36	40			Нейтраль.НЗМУ2 - НН.Н...	2,80	195,60		0,048			-10	-4	28	0,5
44	<input type="checkbox"/>		Тр-р	69	71			ВН.ЖБФ - НН.ЖБФ2	7,95	139,00		0,057			-2	-1	8	0,7
45	<input type="checkbox"/>		Тр-р	69	70			ВН.ЖБФ - НН.ЖБФ1	7,95	139,00		0,057			-2	-1	8	0,7
46	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	62	69			ВН.Широкая - ВН.ЖБФ	1,25	3,18					-2	-1	8	1,5
47	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	62	69			ВН.Широкая - ВН.ЖБФ	1,25	3,18					-2	-1	8	1,5
48	<input type="checkbox"/>		Тр-р	64	68			Нейтраль.Широкая1 - Н...	0,80	22,30		0,057			-10	-4	54	1,1
49	<input type="checkbox"/>		Тр-р	63	67			Нейтраль.Широкая1 - Н...	0,80	22,30		0,057			-10	-4	54	1,1
50	<input type="checkbox"/>		Тр-р	64	66			Нейтраль.Широкая1 - С...	0,80			0,335						
51	<input type="checkbox"/>		Тр-р	63	65			Нейтраль.Широкая1 - С...	0,80			0,335						
52	<input type="checkbox"/>		Тр-р	62	64			ВН.Широкая - Нейтраль...	0,80	35,50		1,000			-10	-4	54	19,7
53	<input type="checkbox"/>		Тр-р	62	63			ВН.Широкая - Нейтраль...	0,80	35,50		1,000			-10	-4	54	19,7
54	<input type="checkbox"/>		Выкл	59	62			СН.Широкая220.2 - ВН...							-11	-5	63	
55	<input type="checkbox"/>		Выкл	58	62			СН.Широкая220.1 - ВН...							-11	-5	63	
56	<input type="checkbox"/>		Тр-р	57	61			Нейтраль.Широкая220.2...	2,80	195,60		0,048						
57	<input type="checkbox"/>		Тр-р	56	60			Нейтраль.Широкая220.1...	2,80	195,60		0,048						
58	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	23	73			СН.Находка1 - ВН.Связь	2,20	3,80					-1	14	2,7	
59	<input type="checkbox"/>		Тр-р	57	59			Нейтраль.Широкая220.2...	1,40			0,526			-11	-5	33	3,0
60	<input type="checkbox"/>		Тр-р	56	58			Нейтраль.Широкая220.1...	1,40			0,526			-11	-5	33	3,0
61	<input type="checkbox"/>		Тр-р	55	57			ОРУ.Широкая220 - Нейт...	1,40	104,00		1,000			-11	-5	33	6,8
62	<input type="checkbox"/>		Тр-р	55	56			ОРУ.Широкая220 - Нейт...	1,40	104,00		1,000			-11	-5	33	6,8
63	<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р	20	73			ВН.Находка - ВН.Связь	25,81	123,84		0,335			-7	-3	41	
64	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	6			ВН.Находка - ВН.Н-тяго...	3,04	5,89					59	-9	317	58,8
65	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	6			ВН.Находка - ВН.Н-тяго...	3,04	5,89					59	-9	317	58,8

## Продолжение приложения Е

### Расчет режима в ПВК «Rastrwin3»

#### Аварийный режим вариант 2. Узлы

	О	5	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	dV
1	<input type="checkbox"/>		База	1	ГРЭС.Г1	10		1			134,2	19,4	10,5	-1 000,0	1 000,0		10,50		5,00
2	<input type="checkbox"/>		Ген	2	ГРЭС.Г3	10		1				11,5	10,5	-1 000,0	1 000,0		10,50	-11,41	5,00
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ТР.Г1	10		1									10,50	-0,03	4,99
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ТР.Г3	10		1									10,50	-11,41	5,00
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ШинаГРЭС	110		1									113,46	-11,37	3,14
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ВН.Н-тяговая	110		1									110,09	-15,90	0,08
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Нейтраль.Н-тяговая1	110		1									108,87	-17,30	-1,03
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Нейтраль.Н-тяговая2	110		1									108,87	-17,30	-1,03
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	СН.Н-тяговая1	35		1									36,47	-17,30	4,20
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	СН.Н-тяговая2	35		1									36,47	-17,30	4,20
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	НН.Н-тяговая1	28		1	8,3	3,3							29,48	-18,19	5,28
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	НН.Н-тяговая2	28		1	8,3	3,3							29,48	-18,19	5,28
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	ОРУ.Находка220	220		1									220,17	-19,32	0,08
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Нейтраль.Находка2...	220		1									200,79	-19,38	-8,73
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Нейтраль.Находка2...	220		1									200,79	-19,38	-8,73
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	СН.Находка220.1	110		1									107,92	-19,30	-1,89
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	СН.Находка220.2	110		1									107,92	-19,30	-1,89
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	НН.Находка220.1	10		1									9,64	-19,38	-3,62
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	НН.Находка220.2	10		1									9,64	-19,38	-3,62
20	<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	20	ВН.Находка	110		1	26,6	10,4							107,91	-19,30	-1,90
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Нейтраль.Находка1	110		1									103,33	-23,60	-6,06
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Нейтраль.Находка2	110		1									103,62	-23,64	-5,80
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	СН.Находка1	35		1									34,62	-23,60	-1,09
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	СН.Находка2	35		1									34,71	-23,64	-0,82
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	НН.Находка1	6		1	24,0	9,6							5,99	-26,50	-0,12
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	НН.Находка2	6		1	24,0	9,6							6,01	-26,52	0,18
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ВН.Учебная	110		1									107,87	-19,32	-1,94
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	НН.Учебная1	6		1	9,0	3,6							5,94	-23,21	-0,97
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	НН.Учебная2	6		1	9,0	3,6							5,94	-23,21	-0,97
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ВН.НСР3	110		1									107,72	-19,38	-2,08
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	НН.НСР31	6		1	5,6	2,3							6,01	-21,78	0,23
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	НН.НСР32	6		1	5,6	2,3							6,01	-21,78	0,23
33	<input type="checkbox"/>		База	33	ОРУ.Лозовая220	220		1			11,3	72,2	223,7	-1 000,0	1 000,0		223,70	-19,42	1,68
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	ВН.НЗМУ	220		1									220,84	-19,42	0,38
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	Нейтраль.НЗМУ1	220		1									218,71	-20,59	-0,59
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	Нейтраль.НЗМУ2	220		1									218,71	-20,59	-0,59
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	СН.НЗМУ1	110		1									115,04	-20,59	4,58
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	СН.НЗМУ2	110		1									115,04	-20,59	4,58
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	НН.НЗМУ1	10		1	9,6	3,8							10,32	-22,87	3,18
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	НН.НЗМУ2	10		1	9,6	3,8							10,32	-22,87	3,18
41	<input type="checkbox"/>		Ген	55	ОРУ.Широкая220	220		1			33,0	30,8	221,6	-1 000,0	1 000,0		221,60	-19,32	0,73
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	56	Нейтраль.Широкая2...	220		1									219,07	-20,71	-0,42
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	57	Нейтраль.Широкая2...	220		1									219,07	-20,71	-0,42
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	58	СН.Широкая220.1	110		1									115,19	-20,70	4,72
45	<input type="checkbox"/>		Нагр	59	СН.Широкая220.2	110		1									115,19	-20,70	4,72
46	<input type="checkbox"/>		Нагр	60	НН.Широкая220.1	10		1									10,52	-20,71	5,15
47	<input type="checkbox"/>		Нагр	61	НН.Широкая220.2	10		1									10,52	-20,71	5,15
48	<input type="checkbox"/>		Нагр	62	ВН.Широкая	110		1									115,19	-20,71	4,72
49	<input type="checkbox"/>		Нагр	63	Нейтраль.Широкая1	110		1									113,80	-22,23	3,46
50	<input type="checkbox"/>		Нагр	64	Нейтраль.Широкая1	110		1									113,80	-22,23	3,46
51	<input type="checkbox"/>		Нагр	65	СН.Широкая1	35		1									38,12	-22,23	8,92
52	<input type="checkbox"/>		Нагр	66	СН.Широкая2	35		1									38,12	-22,23	8,92
53	<input type="checkbox"/>		Нагр	67	НН.Широкая1	6		1	9,9	3,9							6,44	-23,20	7,30
54	<input type="checkbox"/>		Нагр	68	НН.Широкая2	6		1	9,9	3,9							6,44	-23,20	7,30
55	<input type="checkbox"/>		Нагр	69	ВН.ЖБФ	110		1									115,16	-20,72	4,69
56	<input type="checkbox"/>		Нагр	70	НН.ЖБФ1	6		1	1,5	0,6							6,52	-21,61	8,59
57	<input type="checkbox"/>		Нагр	71	НН.ЖБФ2	6		1	1,5	0,6							6,52	-21,61	8,59
58	<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	73	ВН.Сеязь	35		1	6,8	3,1							34,54	-23,46	-1,31

## Продолжение приложения Е

### Расчет режима в ПВК «Rastrwin3»

#### Аварийный режим вариант 2. Ветви

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/r	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	1	3			ГРЭС.Г1 - ТР.Г1							-134	-19	7 456	
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	2	4			ГРЭС.Г3 - ТР.Г3								-11	632	
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	3			ШинаГРЭС - ТР.Г1	0,77	19,30		0,091		133	-7	678		
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	4			ШинаГРЭС - ТР.Г3	0,77	19,30		0,091			11	57		
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	6			ШинаГРЭС - ВН.Н-тяговая	5,88	15,00					-67	-2	339	48,1
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	6			ШинаГРЭС - ВН.Н-тяговая	5,88	15,00					-67	-2	339	48,1
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	7			ВН.Н-тяговая - Нейтрал...	0,80	35,50		1,000			-8	-4	48	17,3
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	8			ВН.Н-тяговая - Нейтрал...	0,80	35,50		1,000			-8	-4	48	17,3
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			Нейтраль.Н-тяговая1 - ...	0,80			0,335						
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	10			Нейтраль.Н-тяговая2 - ...	0,80			0,335						
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	11			Нейтраль.Н-тяговая1 - ...	0,80	22,30		0,273	5	2	-8	-3	48	1,0
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	12			Нейтраль.Н-тяговая2 - ...	0,80	22,30		0,273	5	2	-8	-3	48	1,0
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	14			ОРУ.Находка220 - Нейт...	1,40	104,00		1,000			-1	-41	108	22,3
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	15			ОРУ.Находка220 - Нейт...	1,40	104,00		1,000			-1	-41	108	22,3
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	16			Нейтраль.Находка220.1...	1,40			0,538	3	3	-1	-37	108	9,7
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	17			Нейтраль.Находка220.2...	1,40			0,538	3	3	-1	-37	108	9,7
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	18			Нейтраль.Находка220.1...	2,80	195,60		0,048						
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	19			Нейтраль.Находка220.2...	2,80	195,60		0,048						
19	<input type="checkbox"/>		Выкл	16	20			СН.Находка220.1 - ВН.Н...							-1	-37	200	
20	<input type="checkbox"/>		Выкл	17	20			СН.Находка220.2 - ВН.Н...							-1	-37	200	
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	21			ВН.Находка - Нейтраль....	0,80	35,50		1,000			-24	-14	149	30,8
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	22			ВН.Находка - Нейтраль....	0,80	35,50		1,000			-24	-13	147	30,5
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	23			Нейтраль.Находка1 - СН...	0,80			0,335			-1	5	0,4	
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	22	24			Нейтраль.Находка2 - СН...	0,80			0,335						
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	25			Нейтраль.Находка1 - НН...	0,80	22,30		0,059	4	1	-24	-11	148	2,6
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	22	26			Нейтраль.Находка2 - НН...	0,80	22,30		0,059	4	1	-24	-11	147	2,5
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	13			ВН.НЭМУ - ОРУ.Находка...	1,10	4,80				10	-33	89	9,5	
28	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	34			ОРУ.Лозовая220 - ВН.НЭ...	3,33	14,37				-10	-42	112	11,9	
29	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	55			ОРУ.Лозовая220 - ОРУ....	3,62	15,53				-2	-30	77	8,2	
30	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	55			ОРУ.Находка220 - ОРУ....	1,40	6,05				12	49	133	14,2	
31	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	27			ВН.Находка - ВН.Учебная	0,26	0,44				-9	-4	54	10,0	
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	27			ВН.Находка - ВН.Учебная	0,26	0,44				-9	-4	54	10,0	
33	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	28			ВН.Учебная - НН.Учебная1	4,38	86,70		0,057			-9	-4	54	2,8
34	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29			ВН.Учебная - НН.Учебная2	4,38	86,70		0,057			-9	-4	54	2,8
35	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	30			ВН.Находка - ВН.НСР3	0,93	1,91				-11	-5	66	12,3	
36	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	31			ВН.НСР3 - НН.НСР31	4,38	86,70		0,057			-6	-3	33	1,7
37	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	32			ВН.НСР3 - НН.НСР32	4,38	86,70		0,057			-6	-3	33	1,7
38	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	35			ВН.НЭМУ - Нейтраль.НЭ...	1,40	104,00		1,000			-10	-4	28	5,7
39	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	36			ВН.НЭМУ - Нейтраль.НЭ...	1,40	104,00		1,000			-10	-4	28	5,7
40	<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	37			Нейтраль.НЭМУ1 - СН.Н...	1,40			0,526						
41	<input type="checkbox"/>		Тр-р	36	38			Нейтраль.НЭМУ2 - СН.Н...	1,40			0,526						
42	<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	39			Нейтраль.НЭМУ1 - НН.Н...	2,80	195,60		0,048			-10	-4	28	0,5
43	<input type="checkbox"/>		Тр-р	36	40			Нейтраль.НЭМУ2 - НН.Н...	2,80	195,60		0,048			-10	-4	28	0,5
44	<input type="checkbox"/>		Тр-р	69	71			ВН.ЖБФ - НН.ЖБФ2	7,95	139,00		0,057			-2	-1	8	0,7
45	<input type="checkbox"/>		Тр-р	69	70			ВН.ЖБФ - НН.ЖБФ1	7,95	139,00		0,057			-2	-1	8	0,7
46	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	62	69			ВН.Широкая - ВН.ЖБФ	1,25	3,18				-2	-1	8	1,5	
47	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	62	69			ВН.Широкая - ВН.ЖБФ	1,25	3,18				-2	-1	8	1,5	
48	<input type="checkbox"/>		Тр-р	64	68			Нейтраль.Широкая1 - Н...	0,80	22,30		0,057			-10	-4	54	1,1
49	<input type="checkbox"/>		Тр-р	63	67			Нейтраль.Широкая1 - Н...	0,80	22,30		0,057			-10	-4	54	1,1
50	<input type="checkbox"/>		Тр-р	64	66			Нейтраль.Широкая1 - С...	0,80			0,335						
51	<input type="checkbox"/>		Тр-р	63	65			Нейтраль.Широкая1 - С...	0,80			0,335						
52	<input type="checkbox"/>		Тр-р	62	64			ВН.Широкая - Нейтраль....	0,80	35,50		1,000			-10	-4	54	19,7
53	<input type="checkbox"/>		Тр-р	62	63			ВН.Широкая - Нейтраль....	0,80	35,50		1,000			-10	-4	54	19,7
54	<input type="checkbox"/>		Выкл	59	62			СН.Широкая220.2 - ВН...							-11	-5	63	
55	<input type="checkbox"/>		Выкл	58	62			СН.Широкая220.1 - ВН...							-11	-5	63	
56	<input type="checkbox"/>		Тр-р	57	61			Нейтраль.Широкая220.2...	2,80	195,60		0,048						
57	<input type="checkbox"/>		Тр-р	56	60			Нейтраль.Широкая220.1...	2,80	195,60		0,048						
58	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	23	73			СН.Находка1 - ВН.Связь	2,20	3,80					-1	14	2,7	
59	<input type="checkbox"/>		Тр-р	57	59			Нейтраль.Широкая220.2...	1,40			0,526			-11	-5	33	3,0
60	<input type="checkbox"/>		Тр-р	56	58			Нейтраль.Широкая220.1...	1,40			0,526			-11	-5	33	3,0
61	<input type="checkbox"/>		Тр-р	55	57			ОРУ.Широкая220 - Нейт...	1,40	104,00		1,000			-11	-5	33	6,8
62	<input type="checkbox"/>		Тр-р	55	56			ОРУ.Широкая220 - Нейт...	1,40	104,00		1,000			-11	-5	33	6,8
63	<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р	20	73			ВН.Находка - ВН.Связь	25,81	123,84		0,335			-7	-3	41	
64	<input type="checkbox"/>	✘	ЛЭП	20	6			ВН.Находка - ВН.Н-тяги...	3,04	5,89								
65	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	6			ВН.Находка - ВН.Н-тяги...	3,04	5,89					109	-20	594	110,4