

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

Факультет энергетический

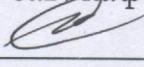
Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина

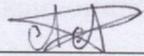
« 18 » 06 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование электрических сетей напряжением 220 кВ для подключения переключательного пункта Нагорный

Исполнитель

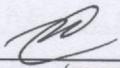
студент группы 542 об2

  
06.20.19.  
(подпись, дата)

А. А. Шульгина

Руководитель

профессор, докт.техн.наук

  
17.06.2019  
(подпись, дата)

Н. В. Савина

Консультант по безопасно-

сти и экологичности

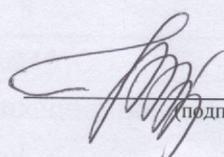
доцент, канд.техн.наук

  
13.06.2019  
(подпись, дата)

А. Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

  
18.06.2019  
(подпись, дата)

Н. С. Бодруг

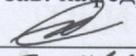
Благовещенск 2019

Минобрнауки России  
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

« 05 » 04 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Шульшиной Анны  
Скотовны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование электрической  
сети напряжением 220 В для подстанции перешейчатого  
пункта Наворский  
(утверждено приказом от 04.04.19 № 759 )

2. Срок сдачи студентом законченной работы 03.06.2019 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы, данные  
в ходе прохождения преддипломной практики; нормативная  
схема электрической сети МР Восток на 2019 г.

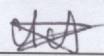
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке во-  
просов): характеристика района проектирования электрической сети,  
расчет и анализ электрической нагрузки, выбор оптимальной  
схемы проектируемой сети, проектирование перешейчатого  
пункта

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программ-  
ных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) в чертёжной, 42 таблицы,  
и программными продуктами

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним  
разделов) Консультант по безопасности и эксплуатации Буцманов В.А.

7. Дата выдачи задания 05.04.2019 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В., и.о. зав. кафедрой  
физ. техн. наук, профессор  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 03.04.2019   
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 132 страницы, 16 рисунков, 42 таблицы, 20 источников, 6 приложений.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОТРЕБИТЕЛИ, НАГРУЗКИ, ЛИНИЯ, ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, ГРОЗОУПОРНОСТЬ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, РЕЖИМЫ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Для обеспечения подключения нового проектируемого ПП Нагорный 220 кВ к существующей энергосистеме необходимо разработать возможный вариант проектирования электрической сети 220 кВ и экономически обосновать принятый вариант. Подключение проектируемого переключательного пункта Нагорный к энергосистеме осуществляется посредством строительства двух одноцепных воздушных линий электропередач 220 кВ. Точкой подключения к энергосистеме является существующая двухцепная ВЛ 220 кВ Нерюгринская ГРЭС – Тында II цепь.

В результате проектирования определен наиболее выгодный разработанный вариант электрической сети, рассчитаны электрические нагрузки, выбраны и проверены сечения проводников. Рассчитаны нормальные (максимальный, минимальный) и послеаварийные режимы работы проектируемой сети, при проектировании ПП Нагорный 220 кВ разработана его однолинейная схема и определено конструктивное исполнение, так же выбрана и проверена ошиновка, выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ограничители перенапряжений.

Вопросы безопасности и экологичности проекта рассмотрены в разделе «Безопасность и экологичность проектируемой электрической сети», приведены расчеты маслоприемника трансформаторов ПС КС-5, для подключение которой и проектируется переключательный пункт Нагорный.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1. Характеристика района проектирования электрической сети	11
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района проектирования электрической сети 220 кВ	11
1.1.1 Характеристика Южной Якутии	11
1.1.2 Характеристика Амурской области	13
1.2 Характеристика генерирующих источников и потребителей района проектирования электрической сети 220 кВ	14
1.2.1 Характеристика генерирующих источников	14
1.2.2 Структура потребителей	18
1.3 Анализ технического состояния и режимной ситуации района проектирования электрической сети	18
1.3.1 Общая характеристика Южно-Якутский энергорайон Республики Саха (Якутия)	18
1.3.2 Общая характеристика энергосистемы Амурской области	19
1.3.3 Прогноз потребления мощностей Южно-Якутского энерго-района Республики Саха (Якутия) и энергосистемы Амурской области	20
1.4 Обоснование целесообразности проектирования электрической сети (перспектива развития района)	21
2. Расчёт и анализ электрических нагрузок	24
3. Выбор оптимальной схемы проектируемой электрической сети	26
3.1 Разработка и анализ вариантов проектирования электрической сети	26
3.2 Компенсация реактивной мощности	28
3.3 Выбор и проверка сечений проводников	28
3.4 Выбор экономически целесообразного варианта электрической сети при подключении ПП	30
3.5 Конструктивное исполнение проектируемой электрической сети	31

3.5.1	Выбор марки троса	31
3.5.2	Выбор типов опор	32
3.5.3	Определение скоростного напора ветра на провода воздушной линии электропередачи	33
3.5.4	Расчет удельных механических нагрузок	34
3.5.5	Определение критических пролётов воздушной линии и исходного расчетного режима	36
3.5.6	Систематический расчет провода	38
3.5.7	Расчет тяжения провода при обрыве его в соседнем пролёте	39
3.5.8	Расстановка опор по профилю трассы воздушной линии	40
3.5.9	Проверка ветровых и весовых пролётов	41
3.5.10	Выбор изоляторов и арматуры	42
4.	Грозоупорность ВЛ и обеспечение надежной молниезащиты	46
4.1	Удар молнии в опору и обратное перекрытие изоляции	46
4.2	Удар молнии в трос в середине пролета	48
4.3	Удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту	52
5.	Расчет токов короткого замыкания	56
6.	Проектирование ПП	57
6.1	Разработка однолинейной схемы ПП и его конструктивное исполнение	57
6.2	Выбор и проверка ошиновки ПП	59
6.3	Выбор и проверка выключателей	62
6.4	Выбор и проверка разъединителей	64
6.5	Выбор и проверка трансформаторов тока	66
6.6	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	70
6.7	Выбор и проверка ОПН	71
6.7.1	Предварительный выбор	72
6.7.2	Окончательный выбор ОПН	75
6.8	Заземление ПП	76

6.9 Молниезащита ПП	82
7. Расчет нормальных и послеаварийных режимов	89
7.1. Характеристика режимов работы сети	89
7.2. Выбор эквивалента сети для расчета режимов	90
7.3. Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов	91
7.4. Подготовка исходных данных для расчета	92
7.5. Расчет максимального режима и его анализ (режим наибольших нагрузок)	93
7.6. Расчет минимального режима и его анализ (режим наименьших нагрузок)	96
7.7. Расчет послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ	98
8. Управление режимами проектируемой электрической сети	105
9. Экономическое обоснование принятого варианта проектируемой электрической сети	106
9.1 Расчет капитальных вложений по укрупненным показателям	106
9.2 Расчет потерь электрической энергии	107
9.3 Определение дисконтированных затрат и расчет ЧДД	110
10. Безопасность и экологичность проектируемой электрической сети	113
10.1 Безопасность проектируемой электрической сети	113
10.1.1 Охрана труда и техника безопасности	113
10.1.2 Оперативное, техническое и ремонтное обслуживание	113
10.1.3 Требования к персоналу	114
10.2 Экологичность проектируемой электрической сети	115
10.2.1 Воздействие объекта строительства на территорию, условия землепользования и геологическую среду	115
10.2.2 Мероприятия по охране земель на период строительства	116
10.2.3 Воздействие объектов проектирования на атмосферный воздух	117
10.2.4 Мероприятия по защите от шума	117

10.2.5 Мероприятия по охране подземных вод от истощения и за- грязнения	118
10.2.6 Охрана растительного и животного мира	119
10.2.7 Меры для предотвращения загрязнения окружающей среды трансформаторным маслом ПС КС-5	120
10.3 Чрезвычайная ситуация	125
Заключение	128
Библиографический список	129
ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет прогнозируемых нагрузок в ПВК Mathcad 15	132
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Выбор экономически целесообразного варианта	135
ПРИЛОЖЕНИЕ В Конструктивное исполнение ВЛ в ПВК Mathcad 15	136
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Расчет грозоупорности ВЛ в ПВК Mathcad 15	151
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Расчеты режимов в программе RastrWin	156
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Экономическое обоснование принятого варианта	168

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АС – сталеалюминевый провод

ВЛ – воздушная линия

ВН – высокое напряжение

ГРЭС – государственная районная электрическая станция

КВЛ – кабельно-воздушная линия электропередач

КЗ – короткое замыкание

КЛ – кабельная линия

КУ – компенсирующее устройство

ЛЭП – линия электропередач

НН – низкое напряжение

ОРУ – открытое распределительное устройство

ОПН – ограничитель перенапряжений

ПП – переключательный пункт

ПС – подстанция

ПУЭ – правила устройства электроустановок

РЗиА – релейная защита и автоматика

РПН – регулирование под нагрузкой

РУ – распределительное устройство

СКРМ – средство компенсации реактивной мощности

ТКЗ – токи короткого замыкания

ТТ – трансформатор тока

ТН – трансформатор напряжения

ЧДД – чистый дисконтированный доход

## ВВЕДЕНИЕ

При выполнении ВКР рассматривается проектирование электрической сети для подключения ПП Нагорный 220 кВ к существующей энергосистеме, чтобы осуществить технологическое присоединение новой проектируемой электрической трансформаторной подстанции 220 кВ КС-5 к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС». Сооружаемая ПС 220 кВ АО «ДРСК» предназначена для электроснабжения нагрузок строящейся компрессорной станции КС-5, входящей в состав стройки магистрального газопровода «Сила Сибири», проходящего по территории Республики Саха (Якутия).

Строительство трубопроводной системы «Сила Сибири» играет большую роль как в развитии компании ООО «Газпром», так и в развитии региона в целом. Строительство крупного объекта, каким является КС-5, требует реализации масштабных инвестиционных программ. Следствием реализации инвестиционных программ является привлечение в регион определённого капитала, появление рабочих мест, увеличения экономической значимости региона в целом. Газоперекачивающая станция позволяет повысить надёжность транспортировки газа, позволит более точно контролировать объёмы транспортируемого через КС-5 газа, позволит ликвидировать аварии с наименьшими последствиями.

В настоящее время в районе проектирования электрической сети проходит линия электропередачи напряжением 220 кВ. Ближайшие к месту предполагаемого строительства компрессорной станции подстанции – ПС 220 кВ Тында, введенная в эксплуатацию в 1978 году и ПС 500 кВ Амурская, введенная в эксплуатацию в 1979 году. Данные подстанции соединены между собой ЛЭП с проводом АС-300. Распределение электроэнергии происходит от ПС Амурская к ПС Тында. ПС Амурская получает питание от двух самых крупных ГЭС в Амурской области – Бурейской ГЭС мощностью 2010 МВт и Зейской ГЭС мощностью 1330 МВт.

Данная тема ВКР актуальна на сегодняшний день, так как КС-5 способствует наращиванию мощности трубопроводной системы. Повышение мощно-

сти трубопровода позволяет увеличить объем продаж газа в КНР, увеличить объем отпускаемой продукции на ГХК и ГПЗ. Высокий объем продаж способствует большему потоку денег в регион и в страну в целом.

Целью ВКР является проектирование электрической сети 220 кВ, проходящей по территориям Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия) и Амурской области, для подключения ПП Нагорный, чтобы осуществить технологическое присоединение электрической трансформаторной подстанции 220 кВ КС-5.

В проектировании определяется наиболее выгодный разработанный вариант электрической сети, рассчитываются электрические нагрузки, выбираются и проверяются сечения проводников. Рассчитываются нормальные (максимальный, минимальный) и послеаварийные режимы работы проектируемой сети, при проектировании ПП Нагорный 220 кВ разрабатывается его однолинейная схема и определяется конструктивное исполнение, так же выбираются и проверяются ошиновка, выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ограничители перенапряжений.

Задачами ВКР является:

- Разработка варианты подключения ПП Нагорный к энергосистеме так, чтобы она удовлетворяла требованиям надёжности.
- Проведение технико-экономическое сравнение нескольких вариантов схем электрической сети, выбрать оптимальный.
- Расчет токов короткого замыкания и выбор электрического оборудования.
- Рассмотрение безопасности и экологичности проекта.

При выполнении данной работы были использованы следующие средства программного обеспечения: пакет MicrosoftOffice 2010, Mathcad 14.0, RastrWin 3.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

## 1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района проектирования электрической сети 220 кВ

Проектируемая электрическая сеть 220 кВ проходит по территориям Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия) и Амурской области.

### 1.1.1 Характеристика Южной Якутии

Южная Якутия - это географическая зона, в которую входят юго-западные и юго-восточные территории Республики Саха (Якутия). Граничит на востоке с Хабаровским краем, на юге – с Амурской, Читинской и Иркутской областями, на севере – с семью районами Республики Саха (Якутия): Усть-Майским, Амгинским, Хангаласским, Горным, Верхневиллюйским, Сунтарским, Ленским. Общая площадь территории Южной Якутии составляет 416,5 тыс. кв. км.

Южная Якутия включает в себя Алданский, Нерюнгринский и Олекминский административные образования. Административным, промышленным и культурным центром Южной Якутии является г. Нерюнгри – центр Нерюнгринского района, расположенного на самом юге республики.



Рисунок 1 – Алданский, Нерюнгринский и Олекминский административные образования

Население Южной Якутии насчитывает 162,9 тыс. человек, что составляет 17,2 % всего населения Республики Саха (Якутия).

Природно-климатические условия Южной Якутии можно охарактеризовать как суровые и резко континентальные. Средняя температура января от -30...-36 °С, июля +12...+18 °С. Осадков выпадает в год от 200-300 до 400-500 мм, в горах - до 600 мм и более. Все необходимые характеристики района сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия района (Южная Якутия)

Климатические условия	Расчетная величина
Район по ветру	II
Нормативная скорость ветра, м/сек	8
Район по гололеду	III
Нормативная стенка гололеда, мм	15
Низшая температура воздуха, °С	-50
Среднегодовая температура воздуха, °С	-2,9
Высшая температура воздуха, °С	45
Число грозových часов в год	20
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	1,9
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<30
Вес снегового покрова, кгс/м <sup>2</sup>	50
Продолжительность отопительного периода, сут.	260
Температура гололедообразования, °С	-10
Степень загрязнения атмосферы	I
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	3
Сейсмичность района, балл.	6
Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности, м	0,4
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в летний период, Ом·м	43
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в зимний период, Ом·м	61

### 1.1.2 Характеристика Амурской области

Амурская область (Приамурье) — область в России в бассейне рек Амур и Зея. Область граничит с Якутией на севере, Хабаровским краем на востоке, Еврейской автономной областью на юго-востоке, Китаем на юге и Забайкальским краем на западе.

Площадь области – 361,9 тыс. км<sup>2</sup>. Численность постоянного населения по состоянию на 1 января 2014 года – 811,3 тыс. человек, в том числе: 544,4 человек – городское; 266,9 человек – сельское. Столица Амурской области - г. Благовещенск.

Климат Амурской области резко континентальный с муссонными чертами. В январе самыми низкими показателями приурочены к горным районам. На севере области средняя январская температура понижается до –40 °С. В межгорных впадинах до –50 °С. К югу температуры повышаются. На юге проходят изотермы от –28 °С до –24 °С. Средние абсолютные максимумы температуры на севере области могут достигать 38 °С, а на юге до 42°С.

Годовое количество осадков в области велико: в северо-восточных горных и восточных районах их величина составляет от 900 до 1000 мм. За июнь, июль и август может выпадать до 70 % годовой нормы осадков. Возможны колебания в выпадении осадков. В южной части зимой образуется слой сезонной мерзлоты до 2,5-3 м, максимально около 3,2 м, полностью оттаивающий к началу июля. В средней, и северной частях - островная многолетняя мерзлота, максимально 70-80 м. Климатические условия Амурской области приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Климатические условия района (Амурская область)

Климатические условия	Расчетная величина
1	2
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	25
Район по гололеду	II

1	2
Нормативная стенка гололеда, мм	15
Низшая температура воздуха, °С	-35
Среднегодовая температура воздуха, °С	-0,9
Высшая температура воздуха, °С	39
Число грозových часов в год	21
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	1,9
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<30
Вес снегового покрова, кгс/м <sup>2</sup>	50
Продолжительность отопительного периода, сут.	232
Степень загрязнения атмосферы	I
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	2
Сейсмичность района, балл.	6
Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности, м	0,4

## 1.2 Характеристика генерирующих источников и потребителей района проектирования электрической сети 220 кВ

### 1.2.1 Характеристика генерирующих источников

Нерюнгринская ГРЭС.

Нерюнгринская ГРЭС является крупнейшим энергетическим предприятием в Республике Саха (Якутия). Электростанция располагается в южной части Якутии – в Нерюнгринском административном округе и является основным предприятием поселка Серебряный бор. Проектная установленная мощность составляет 1200/1270 МВт, осуществлено строительство первой очереди из трех энергоблоков суммарной мощностью 570 МВт, работающих на промпродукте, получаемом при обогащении коксующихся углей Нерюнгринского месторождения. Строительство четвертого энергоблока с проектной мощностью

215 МВт не завершено. В настоящее время выработка электроэнергии на ГРЭС составляет около 2,6 млрд. кВт-ч в год, половина из которой передается в ОЭС Востока. Основное энергетическое оборудование НГРЭС включает в себя:

1) три котлоагрегата ТПЕ-214 СЗХЛ производства Таганрогского котельного завода производительностью 670 тонн в час (давление пара 140 атмосфер, температура пара 545 °С);

2) турбины 1хЛ-210-130-3 и 2хТ-180/210-130-3 производства Ленинградского завода номинальной электрической мощностью 210 МВт. Номинальная тепловая нагрузка на теплофикационных турбинах 2х260 Гкал/час, давление пара на турбину 130 кгс/см<sup>2</sup> (килограмм сила на метр в квадрате), температура пара у турбины 540 °С;

3) генераторы 3хТГВ-200-2МУЗ производства Харьковского завода «Электротяжмаш» с тиристорным возбуждением, водородно-водяным охлаждением и напряжением на выводах 15,75 кВ.

На ГРЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ-220 кВ и ОРУ-110 кВ, выполненная по схеме две рабочие секционированные, с обходной системой шин. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АДЦТН-125000/220/110-75-У1. Схема выдачи электрической мощности включает в себя семь ЛЭП-110 кВ и четыре ЛЭП-220 кВ.

Общая установленная мощность Южно-Якутского энергорайона составляет 618,82 МВт и, помимо Нерюнгринской ГРЭС, включает Чульманскую ТЭЦ мощностью 48 МВт и дизельные электростанции ОАО «Сахаэнерго».

Типовая схема Нерюнгринской ГРЭС приведена на рисунке 2.

Зейская ГЭС.

Зейская гидроэлектростанция расположена в Амурской области, в городе Зее, в 560 километрах от областного центра г. Благовещенск. Основным видом деятельности Зейской ГЭС является производство электрической и тепловой энергии.

Основное энергетическое оборудование Зейской ГЭС включает в себя:

1) Турбины диагональные поворотные лопастные мощностью - 215-225 МВт с частотой вращения 136,4 об/мин

2) Генераторы с установленной мощностью 1Г, 2Г, 4Г, 5Г - 225 МВт и 3Г, 6Г - 215 МВт

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: два гидрогенератора (№1 и №2) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/220 и ТНЕРЕ-265000/242 и выдают мощность на напряжении 220 кВ, и четыре гидрогенератора (г№3 - г№6) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/500 и ТНЕРЕ-265000/525 для выдачи мощности на напряжении 500 кВ. Последние попарно объединены в укрупненные блоки (3ГГ-4ГГ и 5ГГ-6ГГ).

На ГЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ-500 и ОРУ-220 кВ. На ОРУ-500 кВ применена «полоторная» схема с тремя выключателями на два присоединения. ОРУ-220 кВ выполнено по схеме «одиночная секционированная система шин с обходной» с секционной связью через два обходных выключателя. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220-75-У1, имеющих резервную фазу.

Зейская ГЭС связана с Дальневосточной энергосистемой двумя линиями 500 кВ через ПС «Амурская» Л-501 и Л-502. Связь с хабаровской энергосистемой по линиям 500 кВ идёт через шины Бурейской ГЭС. По четырем линиям 220 кВ связь с энергосистемой дальнего востока осуществляется через п/с «Призейская» Л-208, п/с «Светлая» Л-200, Л-201, п/с «Магдагачи» Л-203. С подстанцией «Энергия» связь осуществляется отпайками от Л-200 и Л-201.

Типовая схема Зейской ГЭС приведена на рисунке 3.

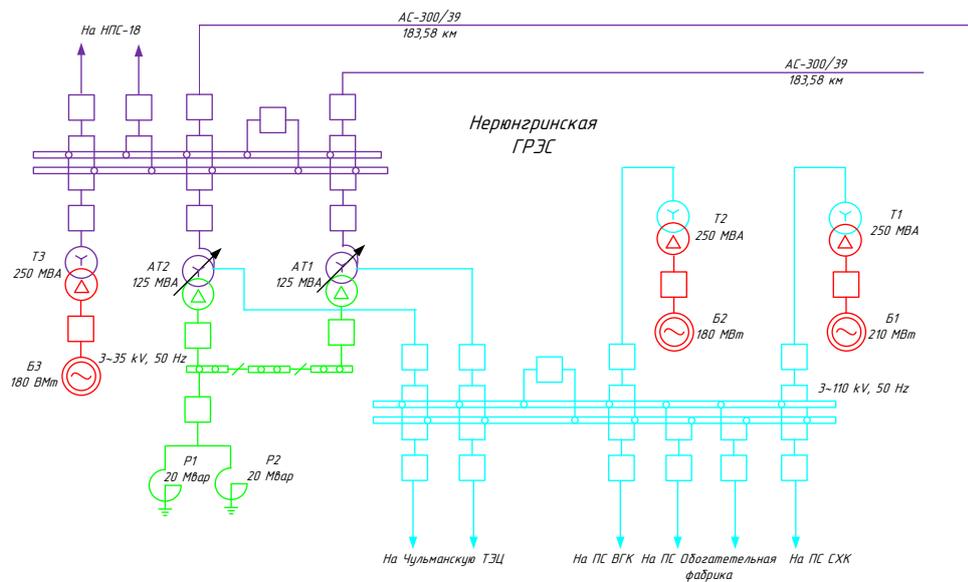


Рисунок 2 – Типовая схема Нерюнградской ГРЭС

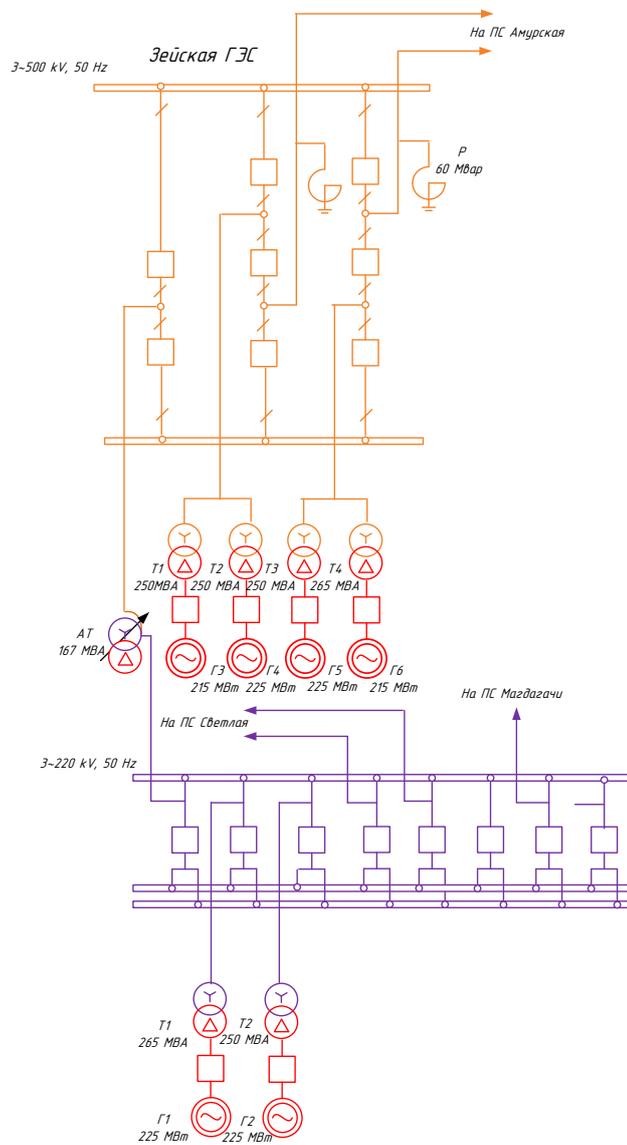


Рисунок 3 – Типовая схема Зейской ГЭС

### 1.2.2 Структура потребителей

Наиболее крупными потребителями Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия) являются:

- ООО «Транснефть-Восток» (НПС-16, НПС-17, НПС-18, НПС-19),
- ОАО «Алданзолото» ГРК, ОАО ХК «Якутуголь».

Наиболее крупными потребителями энергосистемы Амурской области являются:

- ОАО «РЖД»,
- ОАО «Покровский рудник»,
- ООО «Березитовый рудник»,
- ООО «Албынский рудник»,
- ООО «Маломырский рудник»,
- ООО «Олёкминский рудник»,
- ЗАО «Амуруголь»,
- ООО «Транснефть - Дальний Восток» (НПС-20, НПС-21, НПС-24, НПС-27).

## **1.3 Анализ технического состояния и режимной ситуации района проектирования электрической сети**

1.3.1 Общая характеристика Южно-Якутский энергорайон Республики Саха (Якутия)

Южно-Якутский энергорайон Республики Саха (Якутия) входит в энергосистему Республики Саха (Якутия) и имеет электрическую связь с Западным энергорайоном по ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС 15 №1 с отпайкой на НПС-14 и ВЛ 220 кВ Олекминск– НПС 15 №2 с отпайкой на НПС-14.

Южно-Якутский энергорайон обеспечивает электроэнергией Южно-Якутский территориально-промышленный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные узлы. Южно-Якутский энергорайон связан двумя линиями электропередачи 220 кВ с ОЭС Востока:

- КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19;

– КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19.

### 1.3.2 Общая характеристика энергосистемы Амурской области

Энергосистема Амурской области входит в состав объединённой энергетической системы (ОЭС) Востока и состоит из трех условных энергорайонов:

- Западного энергорайона;
- Восточного энергорайона;
- Центрального энергорайона.

Энергосистема Амурской области граничит с ОЭС Сибири (ВЛ 220 кВ), ЭС Хабаровского края и ЕАО (ВЛ 500 – 220 кВ), с ЭС Республики Саха (Якутия) (ВЛ 220 кВ, КВЛ 220 кВ), с ЭС КНР (ВЛ 500 – 220 – 110 кВ):

с ОЭС Сибири:

- ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т-Чичатка;
- ВЛ 220 Амазар – Аячи/т;
- ВЛ 220 кВ Хани-Чара.

ОЭС Востока и ОЭС Сибири работают не параллельно и не синхронно, точки раздела устанавливаются оперативно в зависимости от складывающегося баланса энергообъединений. С вводом в работу вставки постоянного тока на ПС 220 кВ Могоча будет осуществляться параллельная не синхронная работа ОЭС Востока и ОЭС Сибири.

с ЭС Хабаровского края и ЕАО:

- ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская № 1;
- ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская № 2;
- ВЛ 220 кВ Февральская – Этеркан;
- ВЛ 220 кВ Архара – Облучье с отпайкой на ПС Тарманчукан/т;
- ВЛ 220 кВ Ядрин/т – Облучье.

с ЭС Южно-Якутским энергорайоном Республики Саха (Якутия):

– КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19;

– КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19.

с ЭС КНР:

- ВЛ 500 кВ Амурская-Хэйхэ;
- ВЛ 220 кВ Благовещенская-Айгунь I цепь;
- ВЛ 220 кВ Благовещенская-Айгунь II цепь;
- ВЛ 110 кВ Благовещенская-Хэйхэ.

1.3.3 Прогноз потребления мощностей Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия) и энергосистемы Амурской области

Мощности по территории Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия) на 2018-2023 и по территории энергосистемы Амурской области на 2018-2023 гг. приняты в соответствии с прогнозом потребления мощности, представленном в таблице 3.

Таблица 3 – Прогноз потребления мощностей Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия) и энергосистемы Амурской области

Наименование показателей	2018 г.	2023 г.
Южно-Якутский энергорайон Республики Саха (Якутия)		
Потребность (собственный максимум)	312	451
Покрытие (установленная мощность)	618	618
Нерюнгринская ГРЭС (АО «ДГК»)	570	570
Чульманская ГРЭС (АО «ДГК»)	48	48
Дефицит (-), избыток (+)	306	167
Энергосистема Амурской области		
Потребность (собственный максимум)	1407	1497
Покрытие (установленная мощность)	4166	4147
Бурейская ГЭС (ПАО «РусГидро»)	2010	2010
Зейская ГЭС (ПАО «РусГидро»)	1330	1330
Благовещенская ТЭЦ (АО «ДГК»)	404	404
Райчихинская ГРЭС (АО «ДГК»)	102	83
Нижне-Бурейской ГЭС (ПАО «РусГидро»)	320	320
Дефицит (-), избыток (+)	2759	2650

Как видно из таблицы 3 Южно-Якутский энергорайон Республики Саха (Якутия) и энергосистема Амурской области в период 2018-2023 гг. избыточна. Величина избытка мощности для Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия) мощности составляет 306-167 МВт, для энергосистемы Амурской области 2759-2650 МВт.

#### **1.4 Обоснование целесообразности проектирования электрической сети (перспектива развития района)**

Проектируемая электрическая сеть напряжением 220 кВ необходима для сооружения ПП Нагорный, присоединяющего ПС 220 кВ КС-5. Переключательный пункт сооружается на двухцепных электропередачах в том случае, когда строительство промежуточных подстанций экономически не оправдывается из-за отсутствия достаточной нагрузки. В данном случае, двухцепной электропередачей является существующая КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19, а на ПС КС-5, относящейся к газопроводу «Сила Сибири», нагрузка не является достаточной.

«Сила Сибири» — строящийся магистральный газопровод для поставок газа из Якутии в Приморский край и страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Совместный проект «Газпрома» и Китая. Газопровод от Чаяндинского месторождения до Владивостока протяженностью почти 4000 км. Частично трубопровод будет проходить внутри интегрированного коридора вместе со второй частью нефтепровода «Восточная Сибирь — Тихий океан». Вместе эти трубопроводы будут наполнять проектируемую станцию по производству сжиженного природного газа, которая будет производить СПГ для экспорта в Японию и поставлять сырьё для проектируемого нефтехимического комплекса в Приморском крае. Стоимость строительства оценивается в 800 млрд руб., но может превысить 1 трлн. Закончить газопровод планируется к 2017 году. Начать поставки газа по нему в Китай планируется в 2019 году.

Газопровод также пройдет по территории Амурской области, где в 14 км от города Свободный в октябре 2015 года начато строительство Амурского газоперерабатывающего завода (ГПЗ), крупнейшего в России и одного из самых

больших в мире мощностью до 49 миллиардов кубометров в год. В его состав войдет крупнейший в мире комплекс по производству гелия мощностью до 60 миллионов кубометров в год. На завод будет поступать многокомпонентный газ по газопроводу «Сила Сибири», а на ГПЗ из газа будут выделять ценные компоненты для различных отраслей промышленности — этан, пропан, бутан, пентан-гексановую фракцию и гелий, главным образом для продажи в Китай. Со стороны КНР в 29 июня 2015 года началось строительство приемной части газопровода в приграничном городе Хэйхэ. Работы по строительству трубопровода до Шанхая планируется завершить в 2018 году.

Газопровод создаст условия для газоснабжения и газификации российских регионов, развития современных газоперерабатывающих и газохимических производств. «Сила Сибири» будет способствовать социально-экономическому развитию Дальнего Востока. С развитием экономики районов Южной Якутии и Амурской области, где и проходит газопровод, увеличатся нагрузки на строящихся и уже построенных подстанциях, входящих в состав газопровода, а так же и на ПС КС-5, поэтому переключательный пункт Нагорный в дальнейшем будет целесообразно переоборудовать в промежуточную подстанцию.

Расположение газопровода «Сила Сибири» изображено на рисунке 4.



Рисунок 4 – Расположение газопровода «Сила Сибири».

## 2 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Выбор оборудования, проводов и опор ЛЭП зависит от вероятностных характеристик электрических нагрузок.

Нагрузки определяют необходимые технические характеристики узлов электрических сетей, поэтому ожидаемые электрические нагрузки необходимо определять при проектировании более точно, т.к. превышение ожидаемых нагрузок при проектировании по сравнению с реальными нагрузками при эксплуатации объекта приводит к перерасходу проводников и неоправданному растрату средств, вложенных в избыточную мощность электрооборудования.

Среднюю прогнозируемую мощность определим по формуле сложных процентов:

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{\delta} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{\delta}}, \quad (1)$$

где  $P_{cp}^{\delta}$  - средняя мощность за текущий год;

$\varepsilon$  - относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,0392 [5];

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

$t_{\delta}$  - год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Эффективная прогнозируемая мощность определяются выражениями:

$$P_{эф}^{прог} = P_{cp}^{прог} \cdot k_{\phi}, \quad (2)$$

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

$k_m$  - коэффициент максимума,

$k_{\phi}$  - коэффициент формы.

В данной работе максимальные и минимальные мощности нагрузок были приняты из данных контрольных замеров соответствующих ПС. Максимальные нагрузки ПС были приняты из данных зимних контрольных замеров в восемнадцати часовой максимум нагрузок. Минимальные нагрузки ПС были приняты из данных летних контрольных замеров в трех часовой минимум нагрузок. Результаты сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Нагрузки ПС.

Название ПС	$P_{max}$ , МВт.	$Q_{max}$ , Мвар.	$P_{min}$ , МВт.	$Q_{min}$ , Мвар.
НГРЭС	11,4	13,1	11,1	12,6
Тында	13,5	6,2	9,2	3,3
Дипкун	0,5	0,7	0,3	0,6
Тутаул	0,2	0,1	0,1	0,1
Призейская	1,8	0,7	1,5	0,6
Зейская	11	3	8	3
НПС-19	3,9	12,6	3,2	11,6

Подробный расчет прогнозируемых нагрузок, представлен в Приложении А. Результаты расчетов вероятностных нагрузок, сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Вероятностные нагрузки узлов, МВт, Мвар

ПС	$P_{cp}$	$P_{эф.зима}$	$P_{эф.лето}$	$Q_{cp}$	$Q_{эф.зима}$	$Q_{эф.лето}$
НГРЭС	9,5	11,115	9,448	10,917	6,002	5,102
Тында	11,25	13,162	11,188	5,167	7,108	6,042
Дипкун	4,25	4,973	4,227	0,583	2,685	2,282
Тутаул	0,417	0,488	0,414	0,083	0,263	0,224
Призейская	0,167	0,195	0,166	0,583	0,105	0,09
Зейская	9,167	10,725	9,116	2,5	5,792	4,923
НПС-19	1,5	1,755	1,492	0,833	0,948	0,806

## 3 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ СХЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 3.1 Разработка и анализ вариантов проектирования электрической сети

Для проектирования электрической сети на начальном этапе важно учесть географическое расположение энергообъектов.



Рисунок 5 – Географическое расположение энергообъектов

Исходя из географического расположения энергообъектов, разрабатываются несколько вариантов проектирования электрической сети. Проектируемый вариант должен быть простым, экономически и технически выгодным, т.е. с технической стороны разработанный вариант должен осуществлять бесперебойность питания потребителей. Следовательно, он должен быть надежным.

Составляем два варианта проектирования электрической сети, представленные ниже.

Вариант №1 заключается в объединении существующих ПС, присоединение переключательного пункта (ПП) Нагорный 220 кВ выполняется на отпайках.

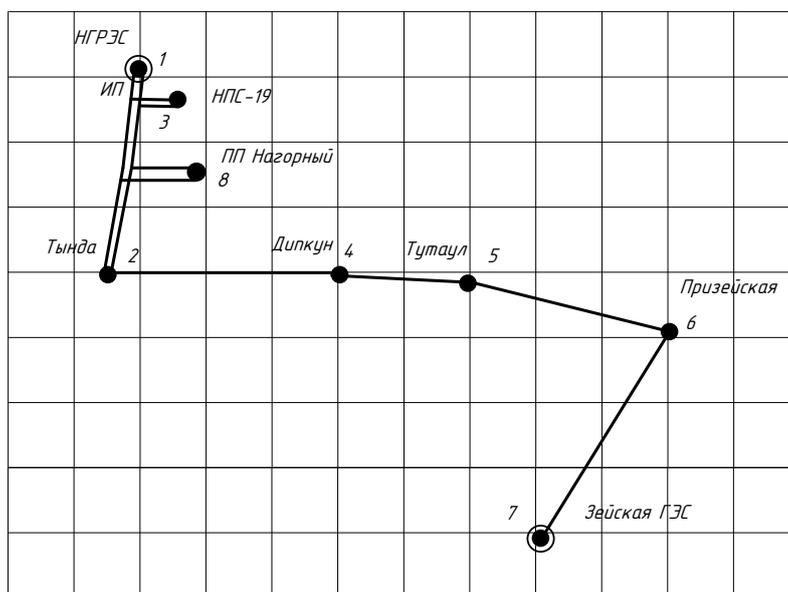


Рисунок 6 – Вариант № 1 проектирования сети

Отличие Варианта №2 заключается в том, что присоединение ПП Нагорный 220 кВ выполняется в рассечку в рассечку транзитной линии с сохранением транзита.

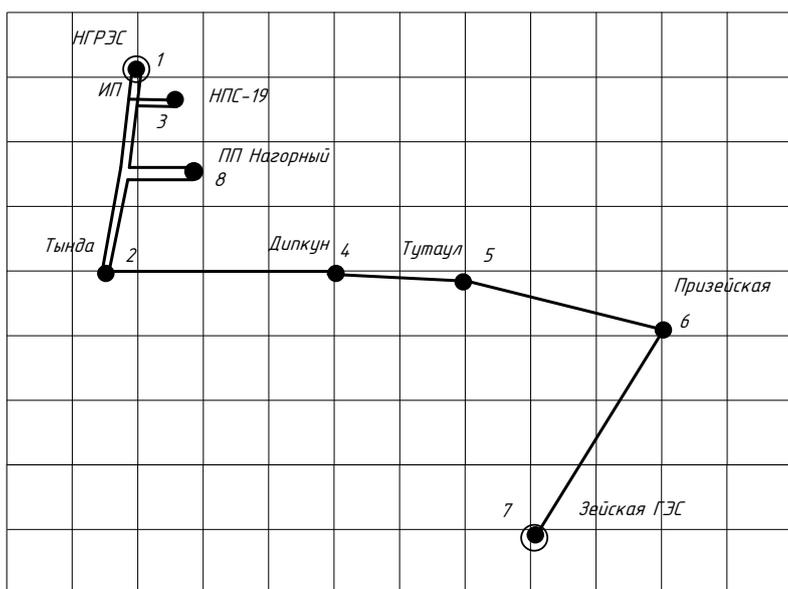


Рисунок 7 – Вариант № 2 проектирования сети

### 3.2 Компенсация реактивной мощности

Для проектируемой сети напряжением 220 кВ компенсация реактивной мощности решается, исходя из расчетов послеаварийных режимов и режима холостого хода, с целью определения необходимости (отсутствия необходимости) применения средств компенсации реактивной мощности в электрической сети 220 кВ.

Послеаварийные режимы и режим холостого хода описаны в пунктах «Расчет послеаварийных режимов и их анализ» и «Расчет режима холостого хода и его анализ», на основе их результатов будет сделан вывод.

### 3.3 Выбор и проверка сечений проводников

В сетях и линиях электропередачи напряжением 110-500 кВ используются сталеалюминевые провода. Содержание стали в сталеалюминевых проводах приводит к увеличению их стоимости, усложнению их конструкций. На ВЛ чаще всего применяются сталеалюминевые провода марки АС. Выбор сечений осуществляется методом экономических токовых интервалов.

Для этого необходимо определить расчетное значение тока текущего по линии [7]:

$$I_p = I_{нб} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (3)$$

где  $I_{нб}$  – ток в линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме;  
 $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число использования максимальной нагрузки линии.

Ток в линии:

$$I_{нб} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n_{\phi}}, \quad (4)$$

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

$U$  – напряжение на линии, кВ;

$n_{ц}$  – число цепей линии.

Максимальный ток в линии [7]:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{ц}}. \quad (5)$$

Сечения существующих линий представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Сечения существующих линий

Начало линии	Конец линии	Длина, км	Марка про- вода	Длительно допустимый ток, А
1	2	3	5	6
НГРЭС	Тында	183,580	АС-300/39	710
НГРЭС	Тында	183,580	АС-300/39	710
Тында	Дипкун	147,556	АС-300/39	710
Дипкун	Тутаул	54,284	АС-300/39	710
Тутаул	Призейская	98,715	АС-300/39	710
Призейская	Зейская	183,81	АС-300/39	710

Провод принимается сечением проводящей части, аналогичным с проводом, подвешенным на существующей ВЛ 220 кВ Нерюгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19 (типа АС 300/39 по ГОСТ 839-80). Данное решение является обоснованным, так как проектируемый ПП 220 кВ Нагорный будет подключаться к энергосистеме в транзите, а не на отпайках.

В настоящее время на ВЛ кроме проводов АС по ГОСТ 839-80 применяются также следующие современные типы проводов:

- высокопрочные;
- компактированные;
- высокотемпературные.

Высокопрочные провода применяются на больших переходах, а также для реконструкции ВЛ, если нужно увеличить габаритное расстояние. В остальных случаях экономия затрат на промежуточных опорах оказывается меньше увеличения стоимости проводов по сравнению со стандартными проводами АС.

Стоимость компактированных проводов превышает стоимость проводов АС по ГОСТ 839-80 на 25%, при этом увеличение прочности провода происходит за счет увеличения отношения  $m/d$  (масса провода/диаметр провода), что дает ограниченный 15% эффект. При этом плотное заполнение сечения провода приводит к снижению свойств провода к самодемпфированию, что вызывает повышенные эоловые вибрации.

Высокотемпературные провода применяются только для увеличения пропускной способности существующих ВЛ, в остальных случаях это приводит к неоправданному увеличению активных потерь.

Учитывая небольшое количество промежуточных опор на трассах заходов, применение проводов современных конструкций не даст ожидаемого экономического эффекта. Таким образом, наиболее целесообразным к применению на проектируемых заходах является провод АС-300/39, изготавливаемый по ГОСТ 839-80.

### **3.4 Выбор экономически целесообразного варианта электрической сети при подключении ПП**

Стоимость каждого варианта в данном случае будет определяться суммой капиталовложений в строительство линии и капиталовложения в ПП.

$$K_{\Sigma} = K_{ВЛ} + K_{ПП} \quad (6)$$

Капиталовложения в строительство линии рассчитываются по формуле:

$$K_{ВЛ} = C_{ВЛ} \cdot L_{вл} \cdot k_{инф} \cdot k_{зон} \quad (7)$$

где  $C_{ВЛ}$  - укрупнённый показатель стоимости воздушной линии с определённым сечением провода [17];

$L_{вл}$  - протяжённость возводимых линий;

$k_{инф}$  - коэффициент инфляции;

$k_{зон}$  - зональный коэффициент.

Капиталовложения в ПП определяются с учётом капиталовложения в выключатели подстанций, к которым осуществляется подключение.

$$K_{ПП} = (C_Q \cdot n_Q + C_{ПП}) \cdot k_{инф} \cdot k_{зон} \quad (8)$$

где  $C_Q$  - укрупнённый показатель стоимости одного выключателя;

$C_{ПП}$  - укрупнённый показатель стоимости РУ;

$n_Q$  - число добавляемых выключателей на другие подстанции [17].

Результаты технико-экономического сравнения вариантов сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Технико-экономическое сравнение вариантов.

Номер варианта	Длина возводимых линий, км	Капиталовложения в линию, тыс. руб	Кол-во выключателей в СЭС	Капиталовложения в ПП, тыс. руб	Суммарные капиталовложения, тыс. руб
1	2	3	4	5	6
1	17,6	197898,624	3	3375000	3573000
2	17,6	197898,624	4	3483000	3681000

Подробный расчет приведен в приложении Б.

### 3.5 Конструктивное исполнение проектируемой электрической сети

#### 3.5.1 Выбор марки троса

Трос принимается со встроенным оптическим волокном марки ОКГТ (24 ОВ, типа G.652.D SMF-28e+). Количество ОВ принимается – 24 ОВ. На под-

ходах к ПП 220 кВ Нагорный (3 км) подвешивается два троса, с этой целью совместно с ОГКТ используется трос 11,0-МЗ-В-ОЖ-Н-Р.

Расшифровка тросов:

ОК – оптоволоконный кабель

ГТ – встроен в грозозащитный трос.

G.652 – одномодовое стандартное ОВ.

11,0 – диаметр

МЗ – молниезащита

В – высшая марка

ОЖ – оцинкование для жестких погодных условий

Н – нераскручивающийся

Р – рихтованный.

### 3.5.2 Выбор типов опор

Важную роль при выборе типов опор при проектировании электрической сети играют климатические условия, необходимо руководствоваться наиболее невыгодными условиями для заданного класса напряжения, а именно 220 кВ, не реже 1 раза в 10 лет.

Исходя из расчетного сечения провода АС-300/39 и количества цепей с учетом нормативной толщины стенки гололеда принимаем в качестве промежуточных опор следующие типы опор:

- Стальные промежуточные опоры П220-3(т);
- Стальные анкерно-угловые опоры У220-1(+5,9,14) для установки на одностросовых участках подходов к ПП 220 кВ Нагорный;
- Стальная анкерно-угловая опора У220-2(+5,9,14) для установки на участке врезки в существующую линию;
- Стальные анкерно-угловые опоры У220-3(+5,9,14) для установки на двухтросовых участках подходов к ПП 220 кВ Нагорный.

Для выбранного типа опор принимается [20]:

- длина габаритного пролета  $l_{\text{габ}}=400$  м;
- длина весового пролета  $l_{\text{вес}}=500$  м;

– длина ветрового пролета  $l_{\text{вет}}=520$  м.

### 3.5.3 Определение скоростного напора ветра на провода воздушной линии электропередачи

Скоростной напор ветра на провода ВЛ определяется по высоте расположения приведённого центра тяжести всех проводов.

Высота расположения приведённого центра тяжести определяется по формуле:

$$h_{npH(B)} = h_{H(B)} - \frac{2}{3} \cdot f_{\max}, \quad (9)$$

где  $h_{H(B)}$  – высота крепления провода к изоляторам;

$f_{\max}$  – стрела провеса провода.

Высота крепления провода к изолятором определяется, как:

$$h_{np} = \frac{h_{np.H} + h_{np.B} + h_{mp}}{3}, \quad (10)$$

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

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

Стрела провеса провода определяется по формуле:

$$f_{\max} = h_1 - h_{\text{габ}} - \Delta h_{\text{габ}}, \quad (11)$$

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

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

Рассчитаем стрелу провеса провода.

$$f_{\max} = 23,445 - 6 - 0,5 = 16,945 = 23,2 - 7 - 0,5 = 12,7 \text{ м.}$$

### 3.5.4 Расчет удельных механических нагрузок

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

Нагрузка от массы провода определяется по формуле:

$$\gamma_1 = g \cdot \frac{G_0}{F_p \cdot 10^3}, \quad (12)$$

где  $g = 9,81 \text{ м/сек}^2$  ;

$G_0$  – масса провода;

$F_p$  – расчетное сечение провода;

Рассчитаем агррузку от массы провода.

$$\gamma_1 = 9,81 \cdot \frac{830}{301} \cdot 10^{-3} = 0,0027 \text{ Н/м} \cdot \text{мм.}^2$$

Нагрузка от массы гололёда определяется по формуле :

$$\gamma_2 = \frac{g \cdot g_0 \cdot \pi \cdot b \cdot (d + b)}{F_p \cdot 10^6}, \quad (13)$$

где  $b$  – толщина стенки гололеда, равная 15 мм;

$g_0$  – плотность гололеда,  $g_0 = 900 \text{ кг/м}^3$ ;

Теперь определим нагрузку от массы гололеда.

$$\gamma_2 = \frac{9,81 \cdot 900 \cdot 3,14 \cdot 15 \cdot (24 + 15) \cdot 10^{-6}}{301} = 0,0054 \text{ Н/м} \cdot \text{мм.}^2$$

Нагрузка от массы провода и гололеда определяется по формуле:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2. \quad (14)$$

Подставив, все искомые величины, получим:

$$\gamma_3 = 0,0027 + 0,0054 = 0,0081, \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

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

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot C_x \cdot q_{\max} \cdot d}{10^{-6} \cdot F_p}, \quad (15)$$

где  $q_{\max}$  – скоростной напор ветра;

$a$  – коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета, принимается в зависимости от скоростного напора ветра, равный 0,85;

$C_x$  – аэродинамический коэффициент, для покрытых гололёдом  $C_x = 1,2$

Найдем нагрузку от давления ветра на провод без гололёда.

$$\gamma_4 = \frac{0,85 \cdot 1,2 \cdot 7,656 \cdot 24}{301} \cdot 10^{-4} = 0,0000622, \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

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

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot q_{\max} \cdot (d + 2 \cdot b)}{1000 \cdot F_p}. \quad (16)$$

Таким образом, удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололёдом будет равна:

$$\gamma_5 = \frac{0,85 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 400 \cdot (24 + 2 \cdot 15)}{301} \cdot 10^{-4} = 0,000035, \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

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

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} \quad (17)$$

Рассчитаем суммарную удельную нагрузку на провод от его массы и давления ветра на провод.

$$\gamma_6 = \sqrt{(0,0027)^2 + (0,0000622)^2} = 0,002706 \text{ , Н/м}\cdot\text{мм}^2.$$

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

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} \quad (18)$$

Найдем суммарную удельную нагрузку на провод от массы провода, массы гололёда и давления ветра.

$$\gamma_7 = \sqrt{(0,0081)^2 + (0,000035)^2} = 0,008135 \text{ , Н/м}\cdot\text{мм}^2.$$

### 3.5.5 Определение критических пролётов воздушной линии и исходного расчетного режима

При расчетах проводов принимаются также сочетания климатических условий, которые дают наиболее невыгодные по механическим нагрузкам значения напряжений в проводе в одних случаях и максимальные стрелы провиса – в других. Эти условия принимаются за исходные, по которым можно определить состояние провода при любых других условиях.

При ограничении напряжения в проводе тремя исходными режимами должны существовать три критических пролета, соответствующих пограничным условиям этих режимов.

$l_{1кр}$  – пролет, для которого напряжение провода в режиме низшей температуры достигает допустимого напряжения  $\sigma_{tmin}$ , а в режиме среднегодовой температуры значения  $\sigma_{\vartheta}$ ;

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

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

Критические пролеты рассчитываются по формулам:

$$l_{1кр} = \frac{2\sigma_{\vartheta}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \left[ \left( \sigma_{\vartheta} - \sigma_{tmin} \right) \frac{1}{E} + \alpha (t_{\vartheta} - t_{min}) \right]}{1 - \left( \frac{\sigma_{\vartheta}}{\sigma_{tmin}} \right)^2}}, \quad (19)$$

$$l_{2кр} = \frac{2\sigma_{\gamma max}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \left[ \left( \sigma_{\gamma max} - \sigma_{tmin} \right) \frac{1}{E} + \alpha (t_{\Gamma} - t_{min}) \right]}{\left( \frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left( \frac{\sigma_{\gamma max}}{\sigma_{tmin}} \right)^2}}, \quad (20)$$

$$l_{3кр} = \frac{2\sigma_{\gamma max}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \left[ \left( \sigma_{\gamma max} - \sigma_{\vartheta} \right) \frac{1}{E} + \alpha (t_{\Gamma} - t_{\vartheta}) \right]}{\left( \frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left( \frac{\sigma_{\gamma max}}{\sigma_{\vartheta}} \right)^2}}, \quad (21)$$

Где  $\sigma_{\gamma max}$ ,  $\sigma_{\vartheta}$ ,  $\sigma_{tmin}$  – нормативные допустимые значения для провода.

Рассчитав критические пролеты по формулам выше, получим следующие значения:

$$l_{1кр} = 411,353 \text{ м,}$$

$$l_{2кр} = 220,428 \text{ м,}$$

$$l_{3кр} = 160,348 \text{ м.}$$

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

Т.к.  $l_{\text{расч}} > l_{2кр}$ , поэтому исходный режим – режим максимальной нагрузки и расчетное уравнение имеет вид:

$$\sigma - \frac{\gamma^2 E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma \max} - \frac{\gamma_{\gamma}^2 E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma \max}^2} - \alpha E (t - t_{\Gamma}) \quad (22)$$

### 3.5.6 Систематический расчет провода

В расчетах проводов принимаем режимы, указанные в таблице 8.

Таблица 8 – Расчетный режим условных сочетаний климатических условий

Режим	Сочетания климатических условий	Номера нагрузок $\gamma$	$\sigma$ , Н/мм <sup>2</sup>	f, м
1	t=-5 С, скоростной напор ветра 0,25q <sub>max</sub>	7	12,149	13
2	t=-5 С, ветра нет (q=0)	3	11,946	13
3	t=-5 С, скоростной напор ветра q <sub>max</sub>	6	8,747	6
4	Среднегодовая температура, ветра нет (q=0)	1	6,723	8
5	t=15 С, ветра нет (q=0)	1	5,956	9
6	Низшая температура, ветра нет (q=0)	1	7,697	7
7	Максимальная температура, ветра нет (q=0)	1	3,878	13

### 3.5.7 Расчет тяжения провода при обрыве его в соседнем пролёте

Рассмотрим обрыв провода во втором пролете от анкерной опоры.

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

$$\frac{l}{E \cdot F} \cdot (H_0 - H) + \frac{p_0^2 \cdot l^3}{24} \cdot \left( \frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right) = \frac{\lambda}{\sqrt{1 + \left( \frac{p_0 \cdot l + G_z}{2 \cdot H} \right)^2}}, \quad (23)$$

где  $H_0$  – начальное тяжение провода (кг).

Начальное тяжение провода определяется по формуле:

$$H_0 = \sigma_3 \cdot F, \quad (24)$$

где  $\sigma_3$  – напряжение при растяжении в низшей точке, соответствующее условиям расчета при 4 режиме;

$F$  – фактическое сечение провода (расчетное).

$$H_0 = 6,723 \cdot 301 = 2438.$$

Кривая 1 строиться по следующему уравнению:

$$\Delta l = \frac{l}{E \cdot F} \cdot (H_0 - H) + \frac{p_0^2 \cdot l^3}{24} \cdot \left( \frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right), \quad (25)$$

где  $\Delta l$  – перемещение точки подвеса, м.

Подробные расчеты приведены в приложении В.

Для вычисления точек кривой решается уравнение:

$$i = \frac{\lambda}{\sqrt{1 + \left( \frac{p_0 \cdot l + G_{\bar{a}}}{2 \cdot H} \right)^2}} \quad (26)$$

Стрела провеса после обрыва провода определяется по формуле:

$$f = \frac{p_0 \cdot l^2}{8 \cdot H}. \quad (27)$$

Рассчитаем стрелу провеса после обрыва провода.

$$f = \frac{1,817 \cdot 400^2}{8 \cdot 900} = 18,094 \text{ м.}$$

### 3.5.8 Расстановка опор по профилю трассы воздушной линии

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

- горизонтальный 1 см : 200 м;
- вертикальный 1 см : 5 м.

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

- 1) Расстояния от проводов до земли и пересекаемых сооружений должны быть не менее требуемых ПУЭ.
- 2) Нагрузка, воспринимаемая опорами, не должна превышать значений, принятых в расчетах опор соответствующих типов.

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

Расстановку опор производим по шаблону.

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

Кривая максимального провисания строиться по формуле:

$$y = \frac{\gamma \cdot x^2}{2 \cdot \sigma}, \quad (28)$$

где  $\gamma, \sigma$  – принимают из систематического режима, соответствующего наибольшему провисанию провода в вертикальной плоскости.

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

### 3.5.9 Проверка ветровых и весовых пролётов

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

$$\frac{l_1 + l_2}{2} \leq l_{ветр.рас.} \quad (29)$$

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

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

$$\frac{l_{э1} + l_{э2}}{2} \leq l_{вес.рас} \quad (30)$$

Проверка ветровых и весовых пролетов представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Проверка ветровых и весовых пролетов

№ рас- чета	Расчетный ветро- вой пролет, $l_{вет.расч}$ , м	Допустимы ветровой про- лет, $l_{вет}$ , м	Расчетный ве- совый пролет, $l_{вес.расч}$ , м	Допустимый весовой пролет, $l_{вес}$ , м
1	2	3	4	5
1	435,5	520	465	500
2	436,5	520	475	500
3	437,5	520	485	500
4	439	520	470	500
5	441	520	452,5	500
6	443,5	520	465	500

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

### 3.5.10 Выбор изоляторов и арматуры

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

$$n_1 = \frac{P}{p_7 \cdot l_{вес} + G_2} \geq 2,7, \quad (31)$$

$$n_2 = \frac{P}{p_1 \cdot l_{вес} + G_2} \geq 5, \quad (32)$$

где  $P$  – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, равная 120000 кг;

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

$l_{вес}$  – весовой пролет, м;

$G_r$  – вес гирлянды,  $G_r=6,1$  кг.

При расчетах пользуются формулами:

$$P \geq 2,7 \cdot (p_7 \cdot l_{вес} + G_2) \quad (33)$$

$$P \geq 5 \cdot (p_1 \cdot l_{вес} + G_2) \quad (34)$$

На существующей КВЛ 220 кВ Нерюгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19 применены следующие типы изоляторов:

- в поддерживающих гирляндах для провода: 14хПС6-Б, ПС-70;
- на натяжных гирляндах для провода: 13хПС12-А.

Характеристика изоляторов КВЛ 220 кВ Нерюгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19 представлена ниже в таблице 10.

Таблица 10 – Характеристика изоляторов на существующей ВЛ

Тип изолятора	ПС6-Б	ПС-70	ПС12-А
Длина пути утечки, мм	255	303	325
Разрушающая электромеханическая нагрузка, кН	58,8	70	117,6
Строительная высота, мм	130	146	140
Диаметр, мм	255	255	260

Для строительства проектируемых заходов предлагается использовать стеклянные изоляторы, аналогичные примененным на существующей КВЛ 220 кВ Нерюгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19.

К преимуществам стеклянных изоляторов относятся:

- длительный период эксплуатации, обусловленный использованием закалённого стекла для изолирующего элемента;
- возможность контроля внутренних дефектов и угла поляризации проходящего света;
- стабильность электроизоляционных свойств;
- быстрое обнаружение повреждённого узла.

Расчет количества изоляторов в гирляндах.

Длина пути утечки гирлянды изоляторов:

$$L = \lambda_n \cdot U_{\text{ф.м.}} \cdot k, \quad (35)$$

где:  $\lambda_n$  – удельная эффективная длина пути утечки гирлянды;

$\lambda_n = 2,8$  для высоты до 1000м над уровнем моря;

$\lambda_n = 2,8 \times 1,05 = 2,94$  для высоты свыше 1000м над уровнем моря;

$U_{\text{ф.м.}}$  – максимальное фазное напряжение;

$k$  – коэффициент использования длины пути утечки.

Максимальное фазное напряжение:

$$U_{\text{ф.м.}} = \frac{U_{\text{м.раб}}}{\sqrt{3}}, \quad (36)$$

Для сети 220 кВ максимальное фазное напряжение:

$$U_{\text{ф.м.}} = \frac{252}{\sqrt{3}} = 145,5 \text{ кВ}. \quad (37)$$

Количество изоляторов в гирлянде:

$$m = \frac{L}{L_u}, \quad (38)$$

где  $L_u$  – длина пути утечки изолятора.

Результаты расчета количества изоляторов в гирляндах приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Количество изоляторов в гирляндах

Тип гирлянды изоляторов	к	L (см)	Li (см)	m
Высота до 1000 м над уровнем моря,				
Поддерживающая одноцепная гирлянда	1,15	468,5	32	15
Натяжная одноцепная гирлянда	1,15	468,5	32	15
Поддерживающая одноцепная гирлянда большого перехода (высота подвески 80м. 1я цепь)	1,15	468,5	32	15+3=18
Двухцепная натяжная гирлянда перехода через железную дорогу	1,20	491,9	32	16
Высота свыше 1000 м над уровнем моря				
Поддерживающая одноцепная гирлянда	1,15	491,9	32	16
Натяжная одноцепная гирлянда	1,15	491,9	32	16
Поддерживающая одноцепная гирлянда большого перехода (высота подвески 80м, 2я цепь)	1,15	491,9	32	16+3 = 19

В качестве натяжной арматуры предлагается использование спиральной арматуры. Преимущества натяжной спиральной арматуры:

– Отсутствие необходимости применения специального инструмента и приспособлений для её монтажа, использование которых в полевых условиях просто невозможно или затруднительно;

– Конструкция спиральной арматуры позволяет распределить нагрузку, передаваемую на проводник, на большую его площадь и, следовательно, сделать условия работы системы «зажим-провод» более щадящими. Соединительная арматура принимается также спиральной. Для защиты от вибрации предусмотрены многочастотные гасители вибрации.

## 4 ГРОЗОУПОРНОСТЬ ВЛ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОЙ МОЛНИЕЗАЩИТЫ

### 4.1 Удар молнии в опору и обратное перекрытие изоляции

К расчету принимается стальная промежуточная опора П220-3(Т) [20], приведенная на рисунке 8.

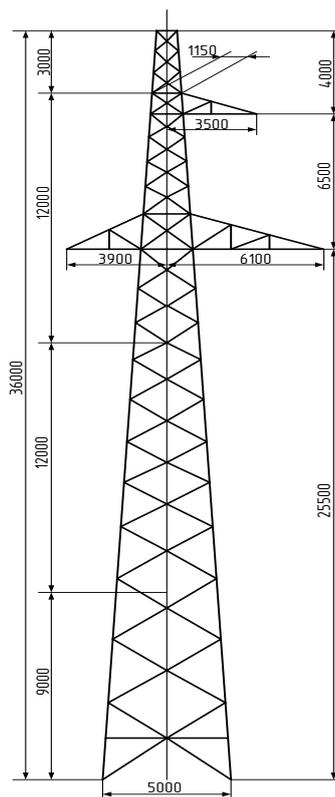


Рисунок 8 – Стальная промежуточная опора П220-3.

К установке принимаются изоляторы ПС6-Б/220.

Количество изоляторов в гирлянде:

$$N_{из} = 14.$$

Наибольшее длительно допустимое рабочее (линейное) напряжение:

$$U_{дл.дон} = 252 \text{ кВ.}$$

Пятидесятипроцентное разрядное напряжение линейной изоляции определяется по формуле:

$$U_{50\%} = U_{\min} \cdot k_{\text{кон}} \cdot k_E, \quad (39)$$

где  $k_{\text{кон}}$  – коэффициент, учитывающий различия в конструкции изоляторов;

$k_E$  – коэффициент, учитывающий снижение градиента разрядного напряжения с увеличением длины гирлянды изоляторов.

Коэффициент, учитывающий различие в конструкции изоляторов принимаем равным 2,2.

Коэффициент, учитывающий снижение градиента разрядного напряжения с увеличением длины гирлянды изоляторов при  $\frac{L_y}{H_{из}} > 2$ ;  $l_{\text{разр}} < 2$  будет равен:

$$k_E = 1.$$

Следовательно, после подстановки численных значений пятидесятипроцентное разрядное напряжение линейной изоляции равно:

$$U_{50\%} = 1200 \cdot 2,2 \cdot 1 = 2640 \text{ кВ.}$$

Крутизна тока молнии рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{кр.он}} = \frac{U_{50\%}}{R_{из} + \delta \cdot h_{он}}, \quad (40)$$

где  $R_{из} = 10 \text{ Ом}$  - импульсное сопротивление заземлителя;

$h_{он} = 24 \text{ м}$  – высота опоры;

$\delta$  - коэффициент, учитывающий влияние троса на импульсное перекрытие линейной изоляции при ударе молнии в опору.

Если один трос, то  $\delta = 0,34$ .

Так значение тока молнии будет следующим:

$$I_{кр} = \frac{2640}{10 + 0,34 \cdot 24} = 144,8 \text{ кА}.$$

Вероятность импульсного перекрытия линейной изоляции при ударе в опору находим по выражению:

$$P_{он} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}}. \quad (41)$$

Следовательно, вероятность импульсного перекрытия линейной изоляции при ударе в опору будет равной:

$$P_{он} = e^{-0,04 \cdot 144,8} = 0,00264.$$

#### 4.2 Удар молнии в трос в середине пролета

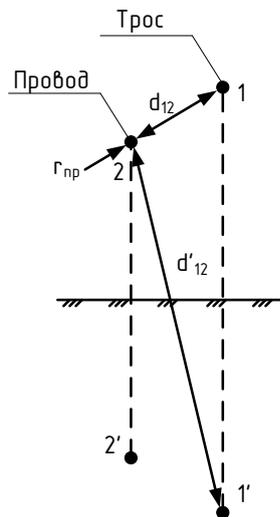


Рисунок 9 – Расстояние между проводами

Рассчитываем волновое сопротивление коронирующей ВЛ с учетом затухания и деформации ЭМВ.

Коэффициент затухания электромагнитной волны определяется по формуле:

$$\beta = 1.16 \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{1.5 \cdot h_{mp} \cdot E_{cp}}{U}\right)}{\ln\left(\frac{2 \cdot h_{mp}}{r}\right)}}; \quad (42)$$

где  $E_{cp}$  – средняя напряженность поля на границе коронного чехла для волны отрицательной полярности, равная 700 кВ/м;

$U$  – напряжение на коронирующем проводе, кВ;

$r$  – радиус троса (провода).

Принимаем коэффициент затухания электромагнитной волны, равным 0,9.

Радиус троса определяется по формуле:

$$r_{mp} = \sqrt{\frac{S}{\pi}} \quad (43)$$

Найдем радиус троса:

$$r_{mp} = \sqrt{\frac{5,5 \cdot 10^{-4}}{3,14}} = 0,013 \text{ м.}$$

Волновое сопротивление троса рассчитываем по формуле:

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h_{cp.mp}}{r_{mp}}\right) \cdot \beta \quad (44)$$

Определим волновое сопротивление троса:

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot 25,107}{0,013}\right) \cdot 0,9 = 445,024 \text{ Ом.}$$

Коэффициент электромагнитной связи с учетом короны:

$$K_k = \frac{k_z}{\beta}, \quad (45)$$

где  $k_z$  – геометрический коэффициент связи, равный 0,19.

Поэтому коэффициент электромагнитной связи с учетом короны будет:

$$K_k = \frac{0,19}{0,9} = 0,211.$$

Критическая крутизна фронта тока молнии, при котором происходит перекрытие изоляции:

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot E_{расч.ср} \cdot \Delta h \cdot \nu \cdot \beta}{Z_{тр} \cdot (1 - K_k) \cdot L_{прол}}. \quad (46)$$

Рассчитаем критическую крутизну фронта тока молнии, при котором происходит перекрытие изоляции и получим:

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot 700 \cdot 6,16 \cdot 2,7 \cdot 10^8 \cdot 0,9}{445,024 \cdot (1 - 0,211) \cdot 400,5} \cdot 10^{-6} = 1,656 \cdot 10^7 \text{ кА/мкс}.$$

Критическое значение тока молнии определяется по формуле:

$$I_{кр.} = \frac{a_{кр} \cdot r_{тр} \cdot l_{прол} \cdot k}{2 \cdot \nu \cdot r_u}, \quad (47)$$

Получим следующее критическое значение тока молнии:

$$I_{кр.} = \frac{1,656 \cdot 10^7 \cdot 0,13 \cdot 400,5 \cdot 0,211}{2 \cdot 2,7 \cdot 10^8 \cdot 10} = 3,43 \text{кА.}$$

Вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в трос в середине пролета:

$$P_{mp} = e^{-0,08 \cdot I_{кр.}}, \quad (48)$$

Найдем вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в трос в середине пролета по формуле выше и получим:

$$P_{mp} = e^{-0,08 \cdot 34,4} = 0,01.$$

Число ударов молнии в трос:

$$N_{mp} = N \cdot \left( 1 - \frac{4 \cdot h_{mp}}{L_{прол}} \right) \quad (49)$$

Рассчитаем число ударов молнии в трос:

$$N_{mp} = 38,415 \cdot \left( 1 - \frac{4 \cdot 25,1}{400,5} \right) = 28,78.$$

Примем число ударов молнии в трос.

$$N_{mp} = 29.$$

Ожидаемое удельное число грозových отключений ВЛ из-за ударов молнии в трос в середине пролета:

$$n_{mp} = N_{mp} \cdot P_{mp} \cdot \eta. \quad (50)$$

Найдем ожидаемое удельное число грозových отключений ВЛ из-за ударов молнии в трос в середине пролета.

$$n_{mp} = 29 \cdot 0,01 \cdot 0,9 = 2,6.$$

#### 4.3 Удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту

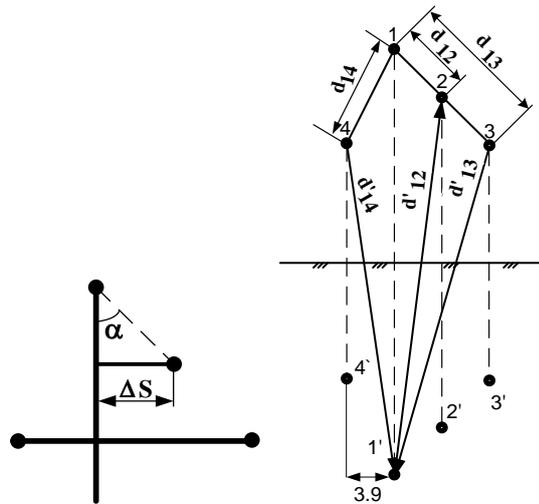


Рисунок 10 – Расстояние между проводами

Высота подвеса верхнего провода в середине пролета определяется, как:

$$h_{np}^B = N_{mp} - l_{разр} \quad (51)$$

Рассчитаем высоту подвеса верхнего провода в середине пролета:

$$h_{np}^B = 29 - 3,16 = 26,84 \text{ м.}$$

Средняя высота подвеса провода в середине пролета:

$$h_{ср.нр} = h_{np}^B - \frac{2}{3} f_{нр} \quad (52)$$

Получим среднюю высоту подвеса провода в середине пролета:

$$h_{cp, np} = 26,84 - \frac{2}{3} \cdot 16,34 = 15,947 \text{ м.}$$

Пятидесятипроцентное разрядное напряжение линейной изоляции определяется по формуле:

$$U_{50\%} = U_{\min} \cdot \left[ 0,92 - 0,012 \cdot I_{разр} \left[ (0,74 - 0,06 \cdot I_{разр}) \cdot (I_{разр} - 3) \right] \right]. \quad (53)$$

Подставив все необходимые величины, получим следующее искомое значение пятидесятипроцентного разрядного напряжения линейной изоляции:

$$U_{50\%} = 1200 \cdot \left[ 0,92 - 0,012 \cdot 2,4 \left[ (0,74 - 0,06 \cdot 2,16) \cdot (2,16 - 3) \right] \right] = 1094,203 \text{ кВ.}$$

Крутизна тока молнии находится по формуле:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{np,к}}; \quad (54)$$

Рассчитаем крутизну тока молнии:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 1094,203}{410} = 5,338 \text{ кА;}$$

Вероятность значения тока молнии, превышающего критическое для удара молнии в провод:

$$P_{np} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}}; \quad (55)$$

Подставив все необходимые значения в формулу выше, определим вероятность значения тока молнии:

$$P_{np} = e^{-0,04 \cdot 5,338} = 0,808.$$

Вероятность прорыва молнии на провод при положительных углах ( $\alpha$ ) защиты троса:

$$P_{\alpha} = e^{-\frac{1}{D} \left( \frac{0,55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{mp} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D} \right)}, \quad (56)$$

где  $D$  – поправочный коэффициент.

Поправочный коэффициент определяем по формуле:

$$D = 1 + U_{\text{дл.дон}} \cdot 10^{-3} \cdot \frac{h_{mp}}{\Delta h} \cdot \left( \frac{\left( U_{\text{дл.дон}} \cdot 10^{-3} \right)^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot \frac{2 \cdot h_{np}}{r_{np}}} \right), \quad (57)$$

где  $\Delta S$  – горизонтальное смещение провода относительно троса (м);

$\alpha$  – угол тросовой защиты.

Угол тросовой защиты найдем, как:

$$\alpha = \arctg \left( \frac{\Delta S}{\Delta h} \right). \quad (58)$$

Следовательно, угол тросовой защиты будет равен:

$$\alpha = \arctg \left( \frac{2,8}{9,16} \right) = 16,997 \approx 17.$$

Таким образом, получается:

$$D = 1 + 252 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{24}{9,16} \cdot \left( \frac{\left( 252 \cdot 10^{-3} \right)^2 \cdot 117}{9,16 \cdot 2,8 \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot 15,95}{0,0076} \right)} \right) = 1.$$

Вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту:

$$P_{\alpha} = e^{-\frac{1}{1} \left( \frac{0,55}{4,5} \cdot \sqrt{17 \cdot 24 \cdot 2,8 - 9} \right)} = 0,0015.$$

Число ударов молнии в трос в середине пролета на 100 км линии:

$$N_{np} = N \cdot (P_{\alpha}). \quad (59)$$

Найдем число ударов молнии в трос в середине пролета на 100 км линии:

$$N_{np} = 38,415 \cdot 0,0015 = 0,057.$$

Ожидаемое удельное число грозových отключений ВЛ из-за ударов молнии в трос в середине пролета:

$$n_{np} = N_{np} \cdot P_{np} \cdot \eta. \quad (60)$$

Следовательно, ожидаемое удельное число грозových отключений ВЛ из-за ударов молнии в трос в середине пролета будет равным:

$$n_{np} = 0,013 \cdot 0,77 \cdot 0,9 = 0,009.$$

Определим число грозových отключений в целом по формуле:

$$n_2 = n_{on} + n_{np} + n_{mp}.$$

Получим число грозových отключений в целом.

$$n_2 = 0,033 + 0,047 + 29,154 = 29,23.$$

Число грозových отключений в целом не превышает допустимое число грозových отключений, следовательно, ВЛ обладает хорошей грозоупорностью.

Подробный расчет представлен в приложении Г.

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Уровни токов короткого замыкания характеризуют ожидаемые условия работы электрооборудования в аварийных режимах, поэтому расчет ТКЗ проводится для выбора и проверки оборудования. Для выполнения этого расчета был использован ПВК RastrWin.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания определяется по формуле:

$$i_{a0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \quad (61)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot k_{y0} \quad (62)$$

где  $k_{y0}$  - ударный коэффициент, который определяется по справочнику в зависимости от расположения точки КЗ (принят равным 1,8).

Трёхфазный ток КЗ является максимально возможным током короткого замыкания в сети. Эта величина используется для выбора и проверки оборудования. В сетях напряжением 220 кВ минимальным током КЗ является ток однофазного КЗ. Результаты расчёта токов КЗ приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Расчёт токов короткого замыкания.

КЗ	$I_{n0}^{(3)}$ ,кА	$I_{n0}^{(0)}$ ,кА	$i_{a0}^{(3)}$ ,кА	$i_{y0}^{(3)}$ ,кА
1	2	3	4	5
ПП Нагорный	3,28	2,67	4,64	8,35
НГРЭС	6,55	7,73	9,26	16,67
Тында	4,0	4,63	5,65	10,17
НПС-19	5,6	5,89	7,92	14,26

## 6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПП

### **6.1 Разработка однолинейной схемы ПП и его конструктивное исполнение**

ПП Нагорный 220 кВ предназначен для подключения к энергосистеме трансформаторной подстанции 220 кВ КС-5. Подключение ПС 220 кВ КС-5 необходимо выполнить от ПП 220 кВ Нагорный, который по двум линиям 220 Кв включается в транзит существующей КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19. Таким образом, ПП 220 кВ Нагорный должен обеспечивать возможность подключения двух линий и обеспечить сохранение транзита по существующей линии.

Согласно предназначению ПП разработан следующий вариант схемы – РУ 220 кВ по схеме 220-7 (четыреугольник) с жесткой ошиновкой;

Для рассматриваемого варианта выбрана электрическая принципиальная схема 7 «Четыреугольник» [15]. Практически по всем показателям схема 7 «Четыреугольник» является более предпочтительной, чем схемы мостиков 5Н и 5АН. Схема 7 «четыреугольник» для присоединения двух линий и двух трансформаторов является наиболее подходящей по сравнению со схемой 220-9 «одна рабочая секционированная система шин» [16].

Согласно расчетам режимов и токов КЗ, при включении в рассечку существующей КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19 проектируемого ПП 220 кВ Нагорный схема РУ 220 кВ должна быть выбрана с условием недопущения длительного отключения транзита при оперативных переключениях или на время вывода в ремонт любого выключателя, этому требованию удовлетворяет только схема 7 «четыреугольник». Данная схема является наиболее оптимальной для заданной конфигурации РУ 220 кВ: схема требует четыре ячейки выключателей на четыре присоединения, занимает минимальные отчуждаемые площади.

При отказе любого выключателя отключается не более одной линии и одного трансформатора. При отказе любого выключателя теряется транзит мощ-

ности через сторону ВН, однако с учетом схемы присоединения ПП 220 кВ Нагорный к энергосистеме (двухстороннее питание) разрыв транзита не приводит к потере электроснабжения потребителей на смежных ПС.

ОРУ 220 кВ по схеме 220-7 (четыреугольник) с использованием жесткой ошиновки Компоновка РУ 220 кВ выполняется на отдельно стоящем оборудовании. Основным решением, используемым при строительстве, является установка оборудования ОРУ на блочно-модульные конструкции. Конструктивно блоки состоят из опорной рамы и стоек. Оборудование на блоках размещено таким образом, чтобы соблюдались все требования ПУЭ. Требуемые размеры земельного участка для строительства ПП 220 кВ Нагорный с учетом расположения на нем оборудования ПС 220 кВ КС-5 составляют 16000 м<sup>2</sup>.

Схема ПП Нагорный 220 кВ представлена на рисунке 11.

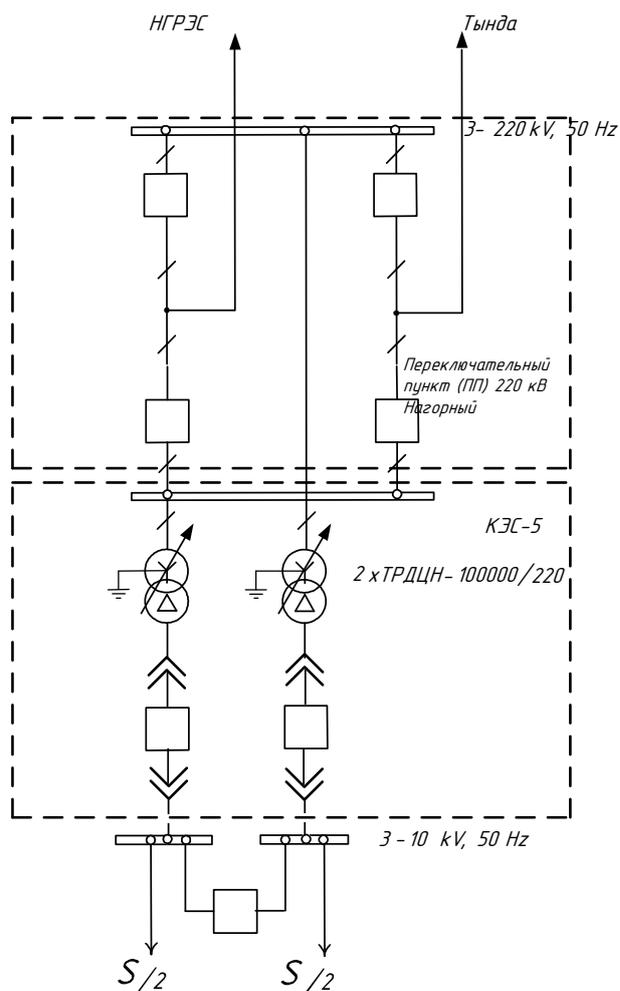


Рисунок 11 – Схема ПП Нагорный 220 кВ

## 6.2 Выбор и проверка ошиновки ПП

Проводим выбор жестких шин переключательного пункта Нагорный 220 кВ.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (63)$$

где  $B_K$  – интеграл джоуля, рассчитан при выборе выключателей.

$C$  – коэффициент для алюминия 91.

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{2,2}}{0,091} = 16,3 \text{ мм}^2.$$

Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникнет. В большинстве практически применяемых конструкций шин эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ не требует проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

Момент сопротивления вертикально стоящих жестких шин определяется по формуле:

$$J = \frac{h^2 \cdot b}{6}, \quad (64)$$

$$J = \frac{8^3 \cdot 1}{12} = 42 \text{ см}.$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шины превысит 200 Гц:

$$l = \frac{204}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{2 \cdot q}}; \quad (65)$$

$$l = \frac{204}{200} \cdot \sqrt{\frac{42}{2 \cdot 10}} = 2,1 \text{ м.}$$

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a_3}, \quad (66)$$

где  $a_3$  - расстояние между фазами.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{8500^2}{0,25} = 50,056 \text{ Н/м.}$$

Напряжение в материале шины, возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого ( $\sigma_{доп}$  для материала шины марки АДО = 82 МПа), определим это напряжение. Шины механически прочны, если  $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$ :

$$\sigma_{расч} = \frac{i_{уд} \cdot l_{пр}^2}{a \cdot J}, \quad (67)$$

$$J_{\phi} = \frac{h \cdot b^2}{6}, \quad (68)$$

$$J_{\phi} = \frac{1 \cdot 10^2}{6} = 16,6;$$

$$\sigma_{расч} = \frac{8500 \cdot 1,4^2}{0,25 \cdot 0,4} = 15,86 \text{ МПа.}$$

Напряжение не превышает допустимого  $\sigma_{\text{доп}} = 82$  МПа, следовательно, шины механически прочны.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 300, допустимый ток которых  $I_{\text{доп}} = 710$  А, диаметр провода  $d = 39$  мм.

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 сечения на нагрев(по допустимому току):

$$I_{\text{доп}} = 710 \text{ А},$$

$$I_{\text{МАХ}} = 710 \text{ А},$$

$$I_{\text{МАХ}} < I_{\text{доп}}.$$

Проверка на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = 180, q = 240, q_{\text{min}} < q.$$

Проверка по условиям короны:

Условие проверки:

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

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

$$E_0 = 30,3m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (69)$$

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

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

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{D_{\text{CP}} \cdot r_0 \cdot \lg \frac{r_{\text{CP}}}{r_0}}, \quad (70)$$

где  $D_{\text{CP}}$  - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше  $0,9E_0$

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

$$29,52 < 28,46.$$

Условие выполняется.

Ошиновка ячеек ВЛ 220 кВ выполняется сталеалюминиевыми проводами АС-300/39 с длительно-допустимым током по ПУЭ 710 А. Сборные шины 220 кВ выполняются жесткой ошиновкой с длительно-допустимым током не менее 1000 А .

### 6.3 Выбор и проверка выключателей

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}} \quad (71)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс.раб}} \quad (72)$$

Первоначально принимаем для установки на ПП Нагорный выключатели – элегазовые колонковые марки ВГТ-220/1000УХЛ1:

- номинальное напряжение  $U_{ном} = 220$  кВ;
- номинальный ток  $I_{ном} = 1000$  А;
- максимальный ток отключения КЗ  $I_{откл} = 31,5$  кА.

Выбранный выключатель проверяется на коммутационную способность, электродинамическую стойкость, термическую стойкость.

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k, \quad (73)$$

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

$B_k$  - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд}, \quad (74)$$

где  $I_{пр.скв}$  - предельный сквозной ток выключателя;

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

Значение  $B_k$  можно определить по формуле:

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (75)$$

где  $I_{но}$  – периодическая составляющая тока КЗ (кА);

$t_{отк}$  – время отключения выключателя (сек);

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор и проверка выключателей 220 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	220	220	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	34	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	31,5	2,93	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}, I_{уд}$ (кА)	80	8,5	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	31,5	2,93	$I_{откл} \geq I_{но}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $I_a$ (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 31,5 = 20,04$	1,78	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}, I_{уд}$ (кА)	31,5	8,5	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 0,15 = 148,84$	2,2	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатели проходят по всем параметрам.

#### 6.4 Выбор и проверка разъединителей

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

Изначально выбираем РГ-220/1000 УХЛ1 разъединители горизонтально-поворотного типа трехполюсные с одним и двумя заземляющими ножами с выносными блоками управления:

– номинальное напряжение 220 кВ;

- номинальный ток  $I_n = 1000 \text{ A}$ ;
- ток термической стойкости  $I_{тер} = 31,5 \text{ кА}$ .

Главные и заземляющие ножи снабжены электроприводом с дистанционным управлением. Разъединители горизонтально-поворотного типа однополюсные ступенчатокилевой установки с двумя заземляющими ножами с выносными блоками управления:

- номинальное напряжение 220 кВ;
- номинальный ток  $I_n = 1000 \text{ A}$ ;
- ток термической стойкости  $I_{тер} = 31,5 \text{ кА}$ .

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка разъединителей 220 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	220	220	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	34	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}, I_{уд}$ (кА)	80	8.5	$I_{прскв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	347,9	4,3	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Разъединители проходят по всем параметрам.

## 6.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

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

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

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока и класс точности обмоток:

ТТ в цепи линий 10Р – (1200/1), 0,2S/0,2 – (1200-600/1);

ТТ в цепи трансформаторов 0,2S/0,2 – (50/1) для четырехугольника.

ТТ должны соответствовать требованиям [12], метрологические характеристики (МХ) ТТ должны соответствовать требованиям [13].

В состав цепи ТТ входят сопротивления всех последовательно включенных измерительных приборов, добавочных сопротивлений, а также соединительных проводов и переходных контактов.

Для обеспечения работы ТТ в требуемом классе точности необходимо, чтобы величина нагрузки соответствовала требованиям ГОСТ 7746 и выполнялось условие:

$$S_{\text{мин}} \leq S_{2\text{расч}} \leq S_{2\text{ном}} \quad (76)$$

где  $S_{\text{мин}}$  – минимальная нагрузка вторичной обмотки ТТ, при которой ТТ находится в выбранном классе точности, В·А;

$S_{2\text{ном}}$  – номинальная мощность вторичной обмотки ТТ в выбранном классе точности, В·А;

$S_{2\text{расч}}$  – расчетная нагрузка на вторичную обмотку ТТ, В·А.

Расчетная нагрузка на вторичную обмотку ТТ определяется по формуле:

$$S_{2\text{расч}} = I_{2\text{ном}}^2 \cdot (z_{\text{каб}} + z_{\text{конт}}) + S_{\text{приб}}, \quad (77)$$

где  $I_{2\text{ном}}$  – номинальный ток вторичной обмотки ТТ, равный 1 А;

$Z_{\text{конт}}$  – сопротивление переходных контактов, равное 0,01 Ом;

$S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая измерительными приборами, В·А;

$Z_{\text{каб}}$  – сопротивление контрольного кабеля, Ом;

Сопротивление контрольного кабеля определяется по формуле:

$$z_{\text{каб}} = \frac{\rho \cdot l}{F_{\text{каб}}}, \quad (78)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление жилы кабеля, равное 0,0175 Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$l$  – длина кабеля, м;

$F_{\text{каб}}$  – выбранное сечение жилы контрольного кабеля, мм<sup>2</sup>.

Расчет производится при условии выделения максимальной мощности в нагрузке ( $\cos\varphi=1$ ).

Принимаем номинальную мощность вторичной обмотки ТТ 10 ВА.

Тогда для обеспечения работы ТТ в требуемом классе точности необходимо, чтобы величина нагрузки соответствовала требованиям ГОСТ 7746 и выполнялось условие по выражению (76):

$$3,75 \text{ ВА} \leq S_{2\text{расч}} \leq 10 \text{ ВА}.$$

Максимальная и минимальные длины кабелей от ТТ до шкафа со счетчиками составят 180 и 70 метров.

Сопротивление контрольного кабеля:

$$z_{\text{каб}180} = \frac{0,0175 \cdot 180}{2,4} = 1,31 \text{ Ом},$$

$$z_{\text{каб}70} = \frac{0,0175 \cdot 70}{2,4} = 0,51 \text{ Ом}.$$

Расчетная нагрузка определяется по формуле (77) и для этих ТТ составит:

$$S_{2_{расч180}} = I^2 \cdot (1,31 + 0,05) + 0,001 = 1,36 \text{ ВА},$$

$$S_{2_{расч70}} = I^2 \cdot (0,51 + 0,05) + 0,001 = 0,56 \text{ ВА}.$$

Если расчетная нагрузка ТТ превышает допустимую, то необходимы мероприятия по разгрузке вторичных цепей ТТ. Если расчетная нагрузка меньше допустимой, то производится ее увеличение с помощью специальных резисторов. Нормализация нагрузки ТТ должна обеспечить получение расчетной нагрузки в диапазоне  $(50 \pm 10) \%$  от нормированного номинального значения.

Таким образом, по величине нагрузки не выполняется. Следовательно, необходимо последовательно с ТТ включить догрузочное сопротивление МР3021-Т-1А-4В·А. Тогда расчетная нагрузка будет определяться по следующей формуле и ее величина составит:

$$S_{2_{расч}} = I_{2ном}^2 \cdot (z_{каб} + z_{конт}) + S_{приб} + S_{догр.сопр} \quad (79)$$

Величина расчетной нагрузки составит:

$$S_{2_{расч1}} = I^2 \cdot (1,31 + 0,05) + 0,001 + 4 = 5,36 \text{ ВА},$$

$$S_{2_{расч2}} = I^2 \cdot (0,51 + 0,05) + 0,001 + 4 = 4,56 \text{ ВА}.$$

Условие ГОСТ 7746 по величине нагрузки выполняется.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ приведена в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

№	Прибор	Нагрузка на фазу, ВА			Тип прибора
		А	В	С	
1	Амперметр	0,5	0,5	0,5	СА3020-5
2	Ваттметр	0,5	0,5	0,5	СР3020
3	Варметр	0,5	0,5	0,5	СР3020
4	Счетчик АЭ	0,1	0,1	0,1	ЕС7020
5	Счетчик РЭ	0,1	0,1	0,1	RD-31
Итого		1,7	1,7	1,7	

Выбираем к установке ТТ марки ТГФ-220.

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

Таблица 18 – Проверка выбранного ТТ 220 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	220	220	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	50	34	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	11	8,5	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с) $I_{тер}=11$	148,84	2,2	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	10	5,36	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Сравнение параметров трансформатора тока по стороне 10 кВ приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	100	5,8	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	5	4,48	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	25	22,3	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

### 6.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Коэффициенты трансформации трансформаторов напряжения и класс точности обмоток:

$220/\sqrt{3}$ ;  $0,1/\sqrt{3}$ ; 0,1 кВ; 0,2/0,2/3Р.

Трансформаторы напряжения емкостные.

ТН должны соответствовать требованиям [12], метрологические характеристики (МХ) ТН должны соответствовать требованиям [13].

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (80)$$

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

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка ТН (на стороне 220 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Ваттметр	СР3021	1	1,6
Варметр	СР3021	1	1,6
Вольтметр	СВ3021	1	1,6
Счетчик АЭ	ЕС7020	1	1,2
Счетчик РЭ	RD-31	1	1,2
Сумма			7,2

Принимаем на стороне 220 кВ трансформатор напряжения НАМИ – 220/20 УХЛ.

Таблица 21 – Проверка выбранного ТН 220 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	20 ВА	7,2 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем

### 6.7 Выбор и проверка ОПН

ОПН являются разрядниками, не имеющих искровых промежутков и предназначены для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. ОПН устанавливаются, в том числе, взамен вентильных разрядников всех типов.

ПП 220 кВ Нагорный размещается на высоте над уровнем моря более 1000 м (~1020 м) в районе, не попадающем в зону влияния источников промышленных и природных загрязнений, и в соответствии с ПУЭ-7 относится I к району по степени загрязнения. По типовым техническим требованиям к обо-

рудованию к установке принимается оборудования с внешней изоляцией для II степени загрязнения. Для защиты от волн грозových перенапряжений на ПП установлены по одному комплекту ограничителей перенапряжения на трансформаторных присоединениях.

Количество и места установки ограничителей перенапряжения (ОПН) для защиты от волн перенапряжений, проходящих с ВЛ, выбраны исходя из следующих условий:

- присоединение к ОРУ 220 кВ линий на металлических опорах;
- на подстанции установлены два трансформатора.

Для защиты трансформаторов от грозových и коммутационных перенапряжений в соответствии с ПУЭ от грозových и внутренних перенапряжений) устанавливаются ОПН.

Выбор ОПН осуществляется в 2 этапа:

- предварительный выбор;
- окончательный выбор.

#### 6.7.1 Предварительный выбор

Расчетная величина рабочего напряжения ОПН определим по формуле:

$$U_{РАСЧ.ОПН} = \frac{U_{\max.РАБ}}{K_B}, \quad (81)$$

где  $U_{\max.РАБ}$  – рабочее максимальное напряжение;

$K_B$  – коэффициент, определяющийся по кривым вида  $K_B = f(\tau)$ .

На рисунке 12 показан график зависимости коэффициента, учитывающего величину допустимого рабочего напряжения ОПН, от времени действия защиты.

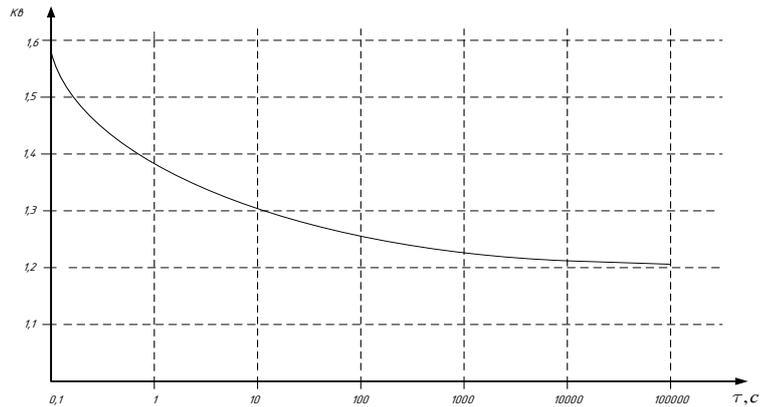


Рисунок 12 – График зависимости коэффициента, учитывающего величину допустимого рабочего напряжения ОПН, от времени действия защиты

Рабочее максимальное напряжение в нормальном режиме не должно быть более чем  $1,15 \cdot U_{НОМ}$  – в сетях 35-220 кВ.

Выбираем ОПН на 220 кВ.

Выбор производится по условию:

$$U_{\max.РАБ} = 1,15 \cdot U_{НОМ} \cdot \quad (82)$$

Поэтому максимальное напряжение на ПП Нагорный в нормальном режиме:

$$U_{\max.РАБ} = 1,15 \cdot 220 = 253 \text{ кВ.}$$

Время воздействия напряжения, равного 220 кВ, на изоляцию не более 10 минут:  $\tau = 10 \cdot 60 = 600$  сек.

Определим по графику зависимости коэффициент, учитывающий величину допустимого рабочего напряжения ОПН, от времени действия защиты  $K_B = 1,21$ .

Получим расчетное рабочее напряжение ОПН.

$$U_{РАСЧ.ОПН} = \frac{253}{1,21} = 209,09 \text{ кВ.}$$

Не менее важным параметром, определяющих электрические характеристики ОПН, является величина импульсного тока  $I_K$ .

Если ОПН устанавливаем на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{OCT})}{Z_B}. \quad (83)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{OCT})}{Z_B} \cdot \left( 1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{II}} \right), \quad (84)$$

где  $U$  – амплитуда неограниченных перенапряжений;

$U_{OCT}$  – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе  $I_K$ ;

$Z_B$  – волновое сопротивление линии;

$L_{II}$  – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

$\beta$  – расчетная частота;

Расчетная частота определяется по формуле:

$$\beta = \frac{\beta_1 + \omega}{2}, \quad (85)$$

где  $\beta_1$  – наименьшая из частот свободных колебаний системы;

$\omega$  – частоты вынужденной ЭДС.

Ориентировочное значение тока для ОПН, из справочных данных, для напряжения 220 кВ равно:  $I_K = 400 - 600$  А.

### 6.7.2 Окончательный выбор ОПН

При окончательном выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия. Энергия, поглощаемая ограничителем, вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (86)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений (кВ);

$T$  – время распространения волны (мкс);

Время распространения волны, определяется по формуле:

$$T = \frac{L}{V}, \quad (87)$$

где  $L$  – длина линии (км);

$V$  – скорость распространения волны;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

Время распространения волны получим:

$$T = \frac{120}{3 \cdot 10^8 \cdot 1} = 4 \cdot 10^{-8} \text{ мкс.}$$

Величина энергии, поглощаемой ограничителем, будет следующей:

$$\mathcal{E} = \frac{(253 - 176)}{50} \cdot 176 \cdot 2 \cdot 4 \cdot 10^{-8} \cdot 2000 = 430 \text{ кДж.}$$

Обычно принимается удельная энергия  $\mathcal{E}^*$ :

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}}, \quad (88)$$

где  $U_{НОМ}$  – номинальное напряжение ОПН.

Определим удельную энергию:

$$\mathcal{E}^* = \frac{430}{220} = 1.95 \text{ кДж/кВ.}$$

Выбранный ОПН приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Характеристики ОПН

Тип ОПН	ОПН-220У1
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	176
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	417
Взрывобезопасность при токе КЗ длительностью 0,2с, кА	40
Выдерживаемый импульсный ток, кА	100
Максимальное значение прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс, А	550
Удельная поглощаемая энергия, кДж/кА, не менее	2,7

Подключение данных ОПН выполняется тем же проводом, что и основная ошиновка и без коммутационного аппарата, примем к установке ОПН 220 У1 на шинах ПП 220 кВ Нагорный.

### 6.8 Заземление ПП

Заземляющее устройство ПП 220 кВ Нагорный выполняется из продольных и поперечных горизонтальных заземлителей, вертикальных заземлителей, заземляющих проводников, естественных заземлителей, объединенных в одно общее ЗУ.

В качестве естественных заземлителей используются:

- металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, находящиеся в соприкосновении с землей;
- металлические трубы водопровода, проложенные в земле;
- металлические оболочки бронированных кабелей в земле;
- заземлители опор ВЛ, соединенные с заземляющим устройством ПС при помощи грозозащитного троса ВЛ;
- другие находящиеся в земле металлические конструкции и сооружения (за исключением трубопроводов канализации и центрального отопления).

Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования на 1.5 м, для того, чтобы человек не попал в зону с наличием потенциала электрического поля.

Рассчитываемое ОРУ имеет размеры:

$$A = 110 \text{ м,}$$

$$B = 150 \text{ м.}$$

Площадь использования под заземлитель определяется по формуле:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) \tag{89}$$

Следовательно, подставив все величины, получим площадь использования под заземлитель, равную:

$$S = (110 + 2 \cdot 1.5) \cdot (150 + 2 \cdot 1.5) = 17289 \text{ м.}^2$$

Для горизонтальных проводников в сетке выполненных в виде прутков, принимаем диаметр равный 16 мм.

Сечение заземляющих проводников и заземлителей следует выбирать по условиям тепловой устойчивости и механической прочности, а так же с учетом запаса на коррозию.

Проверка сечения прутка по условиям механической прочности производится по формуле:

$$F_{\text{мт}} = \pi \cdot r^2 \quad (90)$$

Рассчитываем сечение прутка по условиям механической прочности.

$$F_{\text{мт}} = 3,14 \cdot 8^2 = 201 \text{мм}^2.$$

Минимально допустимое сечение заземляющего проводника по термической стойкости  $F_{\text{ту}}$  составляет:

$$F_{\text{ту}} = I_{\text{кз}}^{(1)} \cdot F_1 \cdot q \quad (91)$$

где  $I_{\text{кз}}^{(1)}$  – однофазный ток короткого замыкания, кА;

$F_1$  – допустимое сечение для тока в 1 кА продолжительностью воздействия 1 секунда, мм<sup>2</sup>/кА. Для заземляющего проводника из стали, присоединенного к аппарату составляет 16,5 мм<sup>2</sup>/кА;

$q$  – коэффициент, учитывающий продолжительность воздействия тока КЗ, о.е.

При  $t < 1$  с, определяется по выражению:

$$q = \sqrt{(t + 0,09)}. \quad (92)$$

Рассчитаем коэффициент, учитывающий продолжительность воздействия тока КЗ.

$$q = \sqrt{(0,932 + 0,09)} = 1,01.$$

Минимальное сечение проводника по термической стойкости составляет:

$$F_{ту} = 2,93 \cdot 16,5 \cdot 1,01 = 48,8 \text{ мм}^2.$$

К расчетному значению сечения, выбранного по термической стойкости ( $S_{ту}$ ), добавляется сечение, которое будет потеряно стальным заземлителем из-за коррозии в месте его установки за время дальнейшей эксплуатации электроустановки ( $t$ ), 30 лет.

$$F_{кор} = \pi \cdot \delta_k \cdot \left( \sqrt{\frac{4 \cdot F_{ту}}{\pi}} + \delta_k \right), \quad (93)$$

где  $\delta_k$  – глубина коррозии стального искусственного заземлителя или заземляющего проводника круглого сечения для требуемого срока службы электроустановки, мм.

Рассчитаем сечение, которое будет потеряно стальным заземлителем из-за коррозии в месте его установки за время дальнейшей эксплуатации электроустановки.

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1,129 \cdot \left( \sqrt{\frac{4 \cdot 48,8}{3,14}} + 1,129 \right) = 31,9 \text{ мм}^2.$$

Минимальная полная площадь сечения стального заземляющего проводника прямоугольного сечения составляет:

$$F_{полн} = F_{ту} + F_{кор}. \quad (94)$$

Рассчитаем площадь сечения.

$$F_{полн} = 48,8 + 31,9 = 80,8 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{\text{мт}} \geq F_{\text{кор}} + F_{\text{ту}} \quad (95)$$

Получим:

$$201\text{мм}^2 \geq 80,8\text{мм}^2.$$

Расчетный минимальный диаметр заземлителя круглого сечения составляет:

$$D_{\text{из}} = \sqrt{\frac{4 \cdot F_{\text{полн}}}{\pi}}. \quad (96)$$

Найдем расчетный минимальный диаметр заземлителя круглого сечения.

$$D_{\text{из}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 80,8}{3,14}} = 10,1 \text{ мм}.$$

Принимается расстояние между полосами сетки 6 м, тогда общая длина полос в сетке будет определяться следующей формулой:

$$L_{\text{Г}} = \frac{B+2 \cdot 1,5}{l_n} \cdot (A+2 \cdot 1,5) + \frac{A+2 \cdot 1,5}{l_n} \cdot (B+2 \cdot 1,5) \quad (97)$$

Рассчитываем общую длину полос в сетке:

$$L_{\text{Г}} = \frac{150+2 \cdot 1,5}{6} \cdot (110+2 \cdot 1,5) + \frac{110+2 \cdot 1,5}{6} \cdot (150+2 \cdot 1,5) = 3068$$

Определяем количество горизонтальных полос по формуле:

$$n_{\text{ГП}} = \frac{B + 2 \cdot 1.5}{l_n} + \frac{A + 2 \cdot 1.5}{l_n}. \quad (98)$$

Получим:

$$n_{\text{ГП}} = \frac{150 + 2 \cdot 1.5}{6} + \frac{110 + 2 \cdot 1.5}{6} = 44.$$

Принимаем число горизонтальных полос равным 44.

Определяем количество вертикальных электродов по формуле:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (99)$$

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами, равное 12.

Поэтому количество вертикальных электродов будет равным:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{17289}}{12} = 44$$

Таким образом, по условию термической стойкости принимается стальная полоса прямоугольного сечения 30х3 мм, диаметр вертикального стального заземлителя 16 мм. При этом все заземляющие проводники и электроды, прокладываемые в земле, выполняются из стали горячего оцинкования и в обязательном порядке устанавливаются у молниеотводов, ОПН, спусков токопусков с кровли зданий, а также у въезда на территорию ПП. Количество электродов диаметром 16 мм для каждой опоры составляет 4 шт. Соединение заземляющего устройства с металлической опорой предусматривается болтовым.

Рабочее заземление систем РЗА и ПА осуществляется присоединением рабочих точек заземления устройств кратчайшим путем к зажимам защитного заземления шкафов и корпусов устройств РЗА и ПА. Закладные полосы, проложенные в полу, для каждого ряда шкафов соединяются между собой на сварке по концам и в промежуточных точках с шагом 4-6 м.

С целью лучшего выравнивания потенциалов и улучшения экранирующих свойств здания необходимо металлические конструктивные элементы здания (арматуру стен, металлическую крышу, арматуру пола) объединить между собой и с системой уравнивания потенциалов. План заземления будет представлен на стадии выполнения проектной документации для утвержденного варианта компоновки ПП 220 кВ Нагорный.

### **6.9 Молниезащита ПП**

Защита от прямых ударов молнии осуществляется при помощи отдельно стоящих прожекторных мачт с молниеотводами (высотой 37,05 м) расположение которых представлено на плане ПП. Расчетная высота защищаемой зоны молниезащиты выбирается по наиболее выступающим частям оборудования ОРУ 220 кВ и принимается с небольшим расчетным запасом [9]. При этом в защищаемую зону попадает все оборудование на открытой части объекта [10].

Проектируемый объект относится к специальным объектам с ограниченной опасностью, в связи с чем, принимается надежность молниезащиты равной 0,99 [9].

В таблице 23 приведены молниеприемники установленные на ОРУ 220 кВ с указанием высоты их установки.

Таблица 23 – Высота молниеотводов

Номер по плану	ПМ1	ПМ2	М3	ПМ4	ПМ5	ПМ6	ПМ7	ПМ8
Высота h, м	37,05	37,05	30,5	37,05	31,75	31,75	31,75	31,75

В качестве исходных данных при определении границ зоны молниезащиты принимаются следующие параметры:

$h$  – высота молниеотвода, приведена в таблице 3.8;

$h_{1x} = 17,0$  м – высота защищаемой зоны с небольшим расчетным запасом оборудования ОРУ 220 кВ (линейные порталы).

$h_{2x} = 11,5$  м – высота защищаемой зоны с небольшим расчетным запасом оборудования ОРУ 220 кВ (шинные порталы).

Расчетные зоны молниезащиты приняты исходя из высоты подвеса ошиновки 220 кВ - 17 м (ошиновка линейных порталов) и 11,5 м (ошиновка шинных порталов).

Величина радиуса зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода определяется как:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (100)$$

где  $h_0$  – высота конуса, равная  $0,8h$ ;

$r_0$  – радиус конуса, равный  $0,79h$ ;

$r_x$  – радиус горизонтального сечения по высоте  $h_x$ .

Определим высоту и радиус конуса прожекторной мачты (ПМ1):

$$h_0 = 0,8 \cdot 37,05 = 29,64 \text{ м,}$$

$$r_0 = 0,79 \cdot 37,05 = 29,3 \text{ м.}$$

Найдем радиус радиус горизонтального сечения по высоте прожекторной мачты (ПМ1):

$$r_x = \frac{29,3 \cdot (29,64 - 17)}{29,64} = 12,5 \text{ м.}$$

Результаты расчетов приведены в таблице 24 ниже.

Таблица 24 – Расчет зоны молниезащиты на высоте 17 м одиночными стержневыми молниеприемниками

Молниеприемник	h, м	h0, м	r0, м	rx, м
ПМ1	37,05	29,64	29,3	12,5
ПМ2	37,05	29,64	29,3	12,5
М3	30,5	24,4	24,4	7,4
ПМ4	37,05	29,64	29,3	12,5
ПМ5	31,75	25,4	25,3	8,4
ПМ6	31,75	25,4	25,3	8,4
ПМ7	31,75	25,4	25,3	8,4
ПМ8	31,75	25,4	25,3	8,4

Таблица 25 – Расчет зоны молниезащиты на высоте 11,5 м одиночными стержневыми молниеприемниками

Молниеприемник	h, м	h0, м	r0, м	rx, м
ПМ1	37,05	29,64	29,3	17,9
ПМ2	37,05	29,64	29,3	17,9
М3	30,5	24,4	24,4	12,9
ПМ4	37,05	29,64	29,3	17,9
ПМ5	31,75	25,4	25,3	13,9
ПМ6	31,75	25,4	25,3	13,9
ПМ7	31,75	25,4	25,3	13,9
ПМ8	31,75	25,4	25,3	13,9

Молниезащита ПП Нагорный с помощью прожекторных мачт, установленных на ОРУ 220 кВ изображена на рисунке 13.

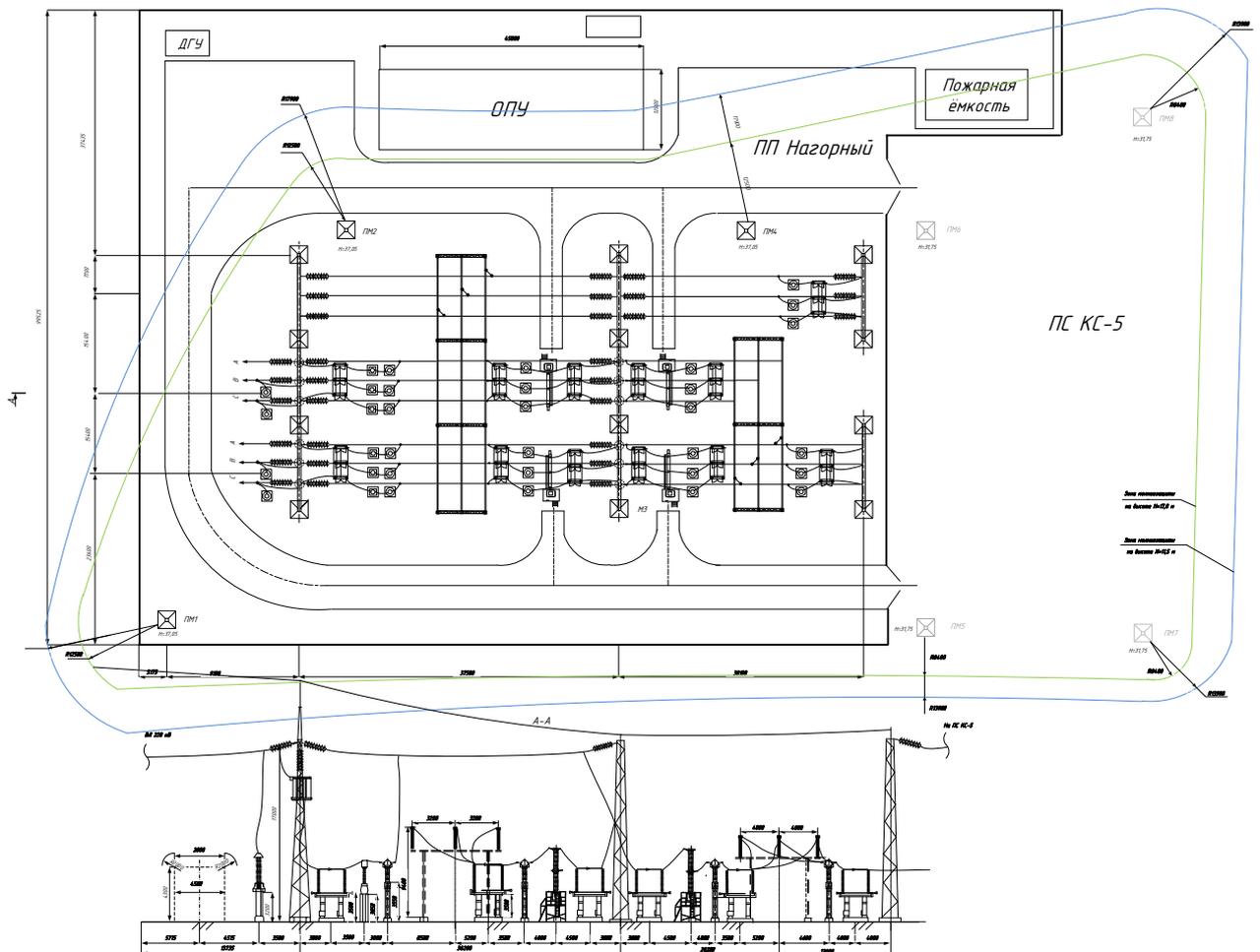


Рисунок 13 – Молниезащита ПП Нагорный с помощью прожекторных мачт, установленных на ОРУ 220 кВ

Размеры наружных областей  $h_0$  и  $r_0$  определяются, как и для одиночного молниеотвода.

Параметры внутренних областей задают минимальную высоту зоны по середине между молниеотводами  $h_c$  и ширину горизонтального сечения в центре между молниеотводами  $r_{cx}$ .

Величина минимальной высоты зоны посередине определяется:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_c} \cdot h_0, \quad (101)$$

где  $L_{\max}$  – предельное максимальное расстояние между молниеотводами;  
 $L$  – расстояние между молниеотводами;

$L_c$  – предельное расстояние между молниеотводами посередине.

Входящие в него предельные расстояния  $L_{max}$ ,  $L_c$  вычисляются по эмпирическим формулам для молниеотводов высотой до 150 м [9].

При расстоянии между молниеотводами  $L \leq L_c$  граница зоны не имеет провеса ( $h_c = h_0$ ).

Предельное расстояние между молниеотводами посередине определяется как [9]:

$$L_c = 2.25 \cdot h. \quad (102)$$

Размеры наружных областей  $r_0$  и  $r_{cx}$  для соседних молниеотводов определяются соответственно по формулам:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (103)$$

$$r_{xc} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}. \quad (104)$$

Параметр  $L_{max}$  определяется как [9]:

$$L_{max} = 4,75 \cdot h. \quad (105)$$

Определим предельное расстояние между молниеотводами посередине прожекторной мачты (ПМ1):

$$L_c = 2,25 \cdot 37,05 = 80,6$$

Найдем предельное максимальное расстояние между молниеотводами посередине прожекторной мачты (ПМ1):

$$L_{max} = 4,75 \cdot 37,05 = 175,1 \text{ м.}$$

Найдем радиус радиус горизонтального сечения по высоте прожекторной мачты (ПМ1):

$$r_x = \frac{29,3 \cdot (29,64 - 17)}{29,64} = 12,5 \text{ м.}$$

Результаты расчетов приведены в таблицах 26 и 27 ниже.

Таблица 26 – Расчет зоны молниезащиты на высоте 17 м двойными стержневыми молниеприемниками

Молние-приемники	H1, м	H2, м	L, м	Lmax1, м	Lc1, м	Hc1, м	Lmax2, м	Lc2, м	Hc2, м	Hс, м	H0, м	r0, м	rcx, м
ПМ1-ПМ2	37,05	37,05	65,5	175,1	80,6	29,6	175,1	80,6	29,6	29,6	29,6	29,3	12,5
ПМ1-М3	37,05	30,5	47,1	175,1	80,6	29,6	144,8	68,5	24,4	27	27	26,8	9,9
ПМ1-ПМ4	37,05	37,05	90,5	175,1	80,6	26,5	175,1	80,6	26,5	26,5	29,6	29,3	10,5
ПМ1-ПМ5	37,05	31,75	85,3	175,1	80,6	28,1	150,6	70,8	20,8	24,5	27,5	27,3	8,3
ПМ1-ПМ6	37,05	31,75	108,3	175,1	80,6	21	150,6	70,8	13,5	17,2	27,5	27,3	0,4
ПМ1-ПМ7	37,05	31,75	123,9	175,1	80,6	16	150,6	70,8	8,5	12,3	27,5	27,3	0
ПМ1-ПМ8	37,05	31,75	146,9	175,1	80,6	8,8	150,6	70,8	1,2	5	27,5	27,3	0
М3-ПМ2	30,5	37,05	60,7	144,8	68,5	24,4	175,1	80,6	29,6	27	27	26,8	9,9
ПМ2-ПМ4	37,05	37,05	49,2	175,1	80,6	29,6	175,1	80,6	29,6	29,6	29,6	29,3	12,5
ПМ5-ПМ2	31,75	37,05	92	150,6	70,8	18,7	175,1	80,6	26,1	22,4	27,5	27,3	6,5
ПМ2-ПМ6	37,05	31,75	70,7	175,1	80,6	29,6	150,6	70,8	25,4	27,5	27,5	27,3	10,4
ПМ7-ПМ2	31,75	37,05	124,8	150,6	70,8	8,2	175,1	80,6	15,8	12	27,5	27,3	0
ПМ2-ПМ8	37,05	31,75	109,4	175,1	80,6	20,6	150,6	70,8	13,1	16,9	27,5	27,3	0
М3-ПМ4	30,5	37,05	55,5	144,8	68,5	24,4	175,1	80,6	29,6	27	27	26,8	9,9
ПМ5-М3	31,75	30,5	40,1	150,6	70,8	25,4	144,8	68,5	24,4	24,9	24,9	24,8	7,9
М3-ПМ6	30,5	31,75	67,7	144,8	68,5	24,4	150,6	70,8	25,4	24,9	24,9	24,8	7,9
ПМ7-М3	31,75	30,5	78,6	150,6	70,8	22,9	144,8	68,5	21,1	22	24,9	24,8	5,7
М3-ПМ8	30,5	31,75	103,4	144,8	68,5	13,2	150,6	70,8	15	14,1	24,9	24,8	0
ПМ5-ПМ4	31,75	37,05	63,1	150,6	70,8	25,4	175,1	80,6	29,6	27,5	27,5	27,3	10,4
ПМ4-ПМ6	37,05	31,75	21,6	175,1	80,6	29,6	150,6	70,8	25,4	27,5	27,5	27,3	10,4
ПМ7-ПМ4	31,75	37,05	85,4	150,6	70,8	20,8	175,1	80,6	28,1	24,5	27,5	27,3	8,3
ПМ4-ПМ8	37,05	31,75	61,1	175,1	80,6	29,6	150,6	70,8	25,4	27,5	27,5	27,3	10,4
ПМ5-ПМ6	31,75	31,75	61,8	150,6	70,8	25,4	150,6	70,8	25,4	25,4	25,4	25,3	8,4
ПМ7-ПМ5	31,75	31,75	38,7	150,6	70,8	2,4	150,6	70,8	25,4	25,4	25,4	25,3	8,4
ПМ5-ПМ8	31,75	31,75	84,7	150,6	70,8	21	150,6	70,8	21	21	25,4	25,3	4,8
ПМ7-ПМ6	31,75	31,75	74	150,6	70,8	24,4	150,6	70,8	24,4	24,4	25,4	25,3	7,7
ПМ6-ПМ8	31,75	31,75	39,9	150,6	70,8	25,4	150,6	70,8	25,4	25,4	25,4	25,3	8,4
ПМ7-ПМ8	31,75	31,75	77,2	150,6	70,8	23,4	150,6	70,8	23,4	23,4	25,4	25,3	6,9

Для молниезащиты здания ОПУ, не в зону молниезащиты, металлическое покрытие кровли присоединяется к заземляющему устройству ПП.

Таблица 27 – Расчет зоны молниезащиты на высоте 11,5 м двойными стержневыми молниеприемниками

Молние-приемники	H1, м	H2, м	L, м	Lmax1, м	Lc1, м	Hc1, м	Lmax2, м	Lc2, м	Hc2, м	Hс, м	H0, м	r0, м	гсх, м
ПМ1-ПМ2	37,05	37,05	65,5	175,1	80,6	29,6	175,1	80,6	29,6	29,6	29,6	29,3	17,9
ПМ1-М3	37,05	30,5	47,1	175,1	80,6	29,6	144,8	68,5	24,4	27	27	26,8	15,4
ПМ1-ПМ4	37,05	37,05	90,5	175,1	80,6	26,5	175,1	80,6	26,5	26,5	29,6	29,3	16,6
ПМ1-ПМ5	37,05	31,75	85,3	175,1	80,6	28,1	150,6	70,8	20,8	24,5	27,5	27,3	14,5
ПМ1-ПМ6	37,05	31,75	108,3	175,1	80,6	21	150,6	70,8	13,5	17,2	27,5	27,3	9,1
ПМ1-ПМ7	37,05	31,75	123,9	175,1	80,6	16	150,6	70,8	8,5	12,3	27,5	27,3	1,7
ПМ1-ПМ8	37,05	31,75	146,9	175,1	80,6	8,8	150,6	70,8	1,2	5	27,5	27,3	0
М3-ПМ2	30,5	37,05	60,7	144,8	68,5	24,4	175,1	80,6	29,6	27	27	26,8	15,4
ПМ2-ПМ4	37,05	37,05	49,2	175,1	80,6	29,6	175,1	80,6	29,6	29,6	29,6	29,3	17,9
ПМ5-ПМ2	31,75	37,05	92	150,6	70,8	18,7	175,1	80,6	26,1	22,4	27,5	27,3	13,3
ПМ2-ПМ6	37,05	31,75	70,7	175,1	80,6	29,6	150,6	70,8	25,4	27,5	27,5	27,3	15,9
ПМ7-ПМ2	31,75	37,05	124,8	150,6	70,8	8,2	175,1	80,6	15,8	12	27,5	27,3	1,1
ПМ2-ПМ8	37,05	31,75	109,4	175,1	80,6	20,6	150,6	70,8	13,1	16,9	27,5	27,3	8,7
М3-ПМ4	30,5	37,05	55,5	144,8	68,5	24,4	175,1	80,6	29,6	27	27	26,8	15,4
ПМ5-М3	31,75	30,5	40,1	150,6	70,8	25,4	144,8	68,5	24,4	24,9	24,9	24,8	13,4
М3-ПМ6	30,5	31,75	67,7	144,8	68,5	24,4	150,6	70,8	25,4	24,9	24,9	24,8	13,4
ПМ7-М3	31,75	30,5	78,6	150,6	70,8	22,9	144,8	68,5	21,1	22	24,9	24,8	11,9
М3-ПМ8	30,5	31,75	103,4	144,8	68,5	13,2	150,6	70,8	15	14,1	24,9	24,8	4,6
ПМ5-ПМ4	31,75	37,05	63,1	150,6	70,8	25,4	175,1	80,6	29,6	27,5	27,5	27,3	15,9
ПМ4-ПМ6	37,05	31,75	21,6	175,1	80,6	29,6	150,6	70,8	25,4	27,5	27,5	27,3	15,9
ПМ7-ПМ4	31,75	37,05	85,4	150,6	70,8	20,8	175,1	80,6	28,1	24,5	27,5	27,3	14,5
ПМ4-ПМ8	37,05	31,75	61,1	175,1	80,6	29,6	150,6	70,8	25,4	27,5	27,5	27,3	15,9
ПМ5-ПМ6	31,75	31,75	61,8	150,6	70,8	25,4	150,6	70,8	25,4	25,4	25,4	25,3	13,9
ПМ7-ПМ5	31,75	31,75	38,7	150,6	70,8	2,4	150,6	70,8	25,4	25,4	25,4	25,3	13,9
ПМ5-ПМ8	31,75	31,75	84,7	150,6	70,8	21	150,6	70,8	21	21	25,4	25,3	11,5
ПМ7-ПМ6	31,75	31,75	74	150,6	70,8	24,4	150,6	70,8	24,4	24,4	25,4	25,3	13,4
ПМ6-ПМ8	31,75	31,75	39,9	150,6	70,8	25,4	150,6	70,8	25,4	25,4	25,4	25,3	13,9
ПМ7-ПМ8	31,75	31,75	77,2	150,6	70,8	23,4	150,6	70,8	23,4	23,4	25,4	25,3	12,9

Токоотводы, соединяющие металлическую кровлю с заземляющим устройством проложены не реже чем через каждые 25 м по периметру здания. В местах присоединения токопусков к ЗУ устанавливаются вертикальные электроды из круглой оцинкованной стали диаметром 18 мм и длиной 5 м.

## 7 РАСЧЕТ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ

### 7.1 Характеристика режимов работы сети

Режимом работы ЭС называется ее состояние, определяемое значениями мощностей, напряжений, токов, частоты, характеризующих процесс производства, преобразования, передачи и распределения энергии и называемых параметрами режима.

В зависимости от изменения параметров режима во времени различают:

1) Установившийся – режим, параметры которого неизменны во времени или меняются по периодическому закону.

2) Переходные режимы (процессы) – возникают при любых изменениях в системе и характеризуются непериодическим изменением параметров режима во времени.

По условиям возникновения режимы электрических систем подразделяются на:

1) Нормальный – установившийся режим, возникающий при нормальной схеме коммутаций в системе, причем параметры режима находятся в технически допустимых пределах.

2) Аварийный – режим, возникающий в момент возникновения аварии и продолжающийся до ее устранения. Эти режимы в начальный момент времени всегда являются переходными; затем, при достаточной продолжительности аварии, они могут переходить в установившиеся.

3) Послеаварийный – режим, который возникает после устранения аварии. Обычно при этом имеется в виду установившийся режим. Параметры послеаварийных режимов могут как находиться в технически допустимых пределах, так и выходить за эти пределы. В отдельных случаях послеаварийные режимы являются автоколебательными (действующие значения токов и напряжений меняются во времени по периодическому закону).

4) Ремонтный – установившийся режим, возникающий после планового вывода в ремонт какого-либо элемента системы. В целом эти режимы сходны с

послеаварийными, однако параметры ремонтных режимов должны находиться в технически допустимых пределах.

В зависимости от состояния электрической сети и генерирующего оборудования среди установившихся режимов принято выделять нормальные режимы, ремонтные режимы, утяжеленные (ухудшенные) режимы, послеаварийные режимы.

Кроме того, отдельно выделяются особые режимы электроэнергетических систем. К ним относятся:

- 1) режимы, параметры которых выходят за технически допустимые пределы, в частности несимметричные и несинусоидальные режимы;
- 2) режимы холостого хода линий электропередачи;
- 3) режимы, близкие к пределу по статической устойчивости;
- 4) различные неустойчивые режимы, в том числе автоколебательные.

Целью электрического расчета сети является определение параметров режимов, выявление возможностей дальнейшего повышения экономичности работы сети и получение необходимых данных для решения вопросов регулирования напряжения.

## **7.2 Выбор эквивалента сети для расчета режимов**

Согласно выбранному варианту проектируемой электрической сети, разрабатывается ее эквивалент для дальнейшего расчета нормальных и после аварийных режимов.

Для создания эквивалента задаемся двумя источниками питания по разным концам сети, а именно ИП 1- Нерюнгринская ГРЭС, ИП 2 - Зейская ГЭС. Все подстанции проектируемой сети для сокращения расчета будут заданы только стороной ВН 220 кВ, а ИП заданы полностью. Получим следующий эквивалент сети для расчёта, представленный на рисунке 14 ниже.

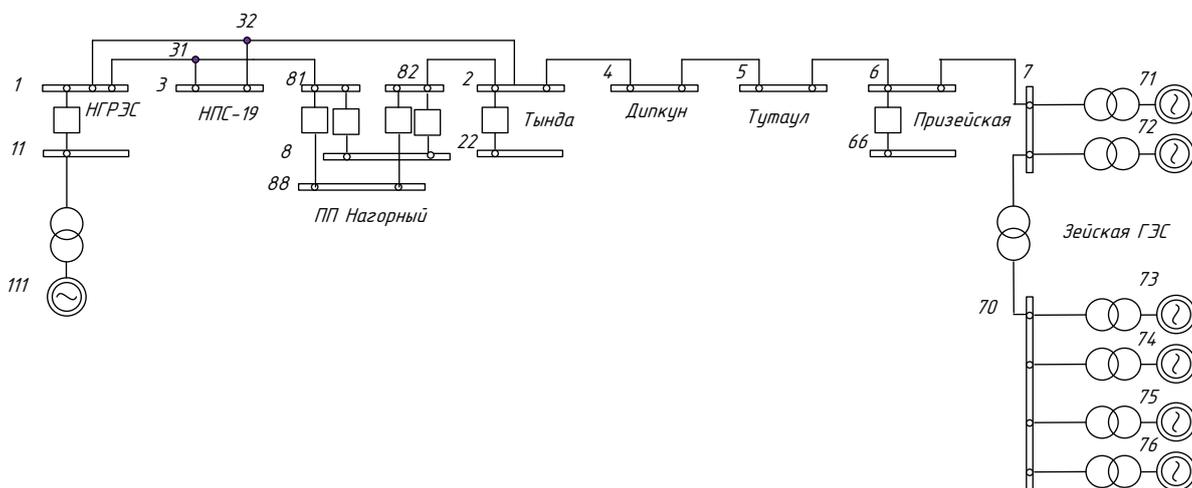


Рисунок 14 – Эквивалент сети

### 7.3 Выбор и характеристика ПК для расчета режимов

В качестве ПК для расчета режимов была выбрана программа RastrWin. Программный комплекс RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. Расчетные модули ПК RastrWin [6]:

1 Расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ).

2 Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети).

3 Расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты (без балансирующего узла).

4 Контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость.

5 Эквивалентирование (упрощение) электрических сетей.

6 Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности.

7 Расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой (РПН) и положений вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ).

8 Расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений.

9 Структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения.

10 Проведение многовариантных расчетов по списку возможных аварийных ситуаций.

11 Моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце.

12 Моделирование генераторов и возможность задания его PQ-диаграммы.

13 Моделирование линейных и шинных реакторов с возможностью их отключения и переноса линейного реактора в узел при отключении ЛЭП.

14 Анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры.

15 Сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

#### **7.4 Подготовка исходных данных для расчета**

Для расчета режимов в ПВК RastrWin необходимы:

- значения активной и реактивной мощностей нагрузки ПС в максимальном и минимальном режиме;
- марки и мощности трансформаторов для расчета параметров;
- диапазон регулирования напряжения на трансформаторе;
- сечение и длина проводников для расчета параметров.

При расчете установившегося режима необходимы такие параметры, как активное сопротивление линии, индуктивное сопротивление линии, реактивная проводимость линии, а так же активное и индуктивное сопротивление трансформаторов и автотрансформаторов, устанавливаемых на ПС, и генерируемая активная и индуктивная мощность источников питания.

Активное сопротивление линии рассчитывается по формуле:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (106)$$

где  $r_0$  – удельное активное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;  
 $l_{ВЛ}$  – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии рассчитывается по формуле:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (107)$$

где  $x_0$  – удельное индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км.

Реактивная проводимость воздушной линии рассчитывается по формуле:

$$B_{ВЛ} = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (108)$$

где  $b_0$  – удельно ёмкостная проводимость линии на 1 км длины, мСм/км.

В данном случае на примере ЛЭП «НГРЭС-Тында» рассчитаем параметры линии:

$$R_{ВЛ} = 0,098 \cdot 183,58 = 17,990 \text{ Ом},$$

$$X_{ВЛ} = 0,429 \cdot 183,58 = 78,755 \text{ Ом},$$

$$B_{ВЛ} = 2,64 \cdot 183,58 = 484,651 \text{ мкСм}.$$

Значение мощностей нагрузок принимаем из данных контрольных замеров на соответствующих ПС. Параметры ТР и ЛЭП принимаем из справочной литературы.

### **7.5 Расчет максимального режима и его анализ (режим наибольших нагрузок)**

В качестве нагрузок для данного режима принимаются максимальные нагрузки подстанций при зимних контрольных замерах 2018 года. В качестве параметров наблюдения были приняты отклонения напряжения на ПС, также наблюдения проводились за токовыми загрузками линии. Результаты расчета представлены максимального режима в таблицах 28, 29 и 30, полный расчет представлен в приложении Д.

Таблица 28 – Результаты расчета максимального режима

Название	Уном, кВ.	Урасч, кВ.
НГРЭС 1 сш	220	241.7
НГРЭС 2 сш	220	241.7
НГРЭС Блок 3	16	16
ПС 220 кВ Тында 1 сш	220	238
ПС 220 кВ Тында 2 сш	220	238
ПС 220 кВ Дипкун	220	238.1
ПС 220 кВ Тутаул	220	237.6
ПС 220 кВ Призейская 1 сш	220	236.1
ПС 220 кВ Призейская 2 сш	220	236.1
Зейская ГЭС 1 сш	220	240.2
Зейская ГЭС 2 сш	500	544.4
Зейская ГЭС Г1	16	15.8
Зейская ГЭС Г2	16	15.8
Зейская ГЭС Г3	16	15.8
Зейская ГЭС Г4	16	15.8
Зейская ГЭС Г5	16	15.8
Зейская ГЭС Г6	16	Откл.
отп. ПС 220 кВ НПС-19	220	241.7
отп. ПС 220 кВ НПС-19	220	241.6
ПС 220 кВ НПС-19 1 сш	220	241.6
ПС 220 кВ НПС-19 2 сш	220	241.6
ПП Нагорный 1 сш	220	236.4
ПП Нагорный 2 сш	220	236.2

Результаты потокораспределения и токовой загрузки ЛЭП максимального режима представлены в таблицах 29 и 30. Полный расчет представлен в приложении Д.

Таблица 29 – Результаты расчета потокораспределения максимального режима

Тип	Nнач	Nкон	Название	Rнач, МВт	Qнач, Мвар
ЛЭП	31	3	отп. ПС 220 кВ НПС-19 - ПС 220 кВ НПС-19 1 сш	4	-10
ЛЭП	32	30	отп. ПС 220 кВ НПС-19 - ПС 220 кВ НПС-19 2 сш	4	-13
ЛЭП	32	22	отп. ПС 220 кВ НПС-19 - ПС 220 кВ Тында 2 сш	78	48
ЛЭП	2	4	ПС 220 кВ Тында 1 сш - ПС 220 кВ Дипкун	130	34
ЛЭП	4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тутаул	126	25
ЛЭП	5	66	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Призейская 2 сш	124	21
ЛЭП	6	7	ПС 220 кВ Призейская 1 сш - Зейская ГЭС 1 сш	120	15
Выкл	1	11	НГРЭС 1 сш - НГРЭС 2 сш	72	-24
Выкл	2	22	ПС 220 кВ Тында 1 сш - ПС 220 кВ Тында 2 сш	62	-32
Выкл	6	66	ПС 220 кВ Призейская 1 - ПС 220 кВ Призейская 2	120	-15
Выкл	3	30	ПС 220 кВ НПС-19 1сш - ПС 220 кВ НПС-19 2сш	0	2
Тр-р	11	111	НГРЭС 2 сш - НГРЭС Блок 3	153	-60
Тр-р	7	71	Зейская ГЭС 1 сш - Зейская ГЭС Г1	200	-88
Тр-р	7	72	Зейская ГЭС 1 сш - Зейская ГЭС Г2	198	-88
Тр-р	70	73	Зейская ГЭС 2 сш - Зейская ГЭС Г3	0	-67
Тр-р	70	74	Зейская ГЭС 2 сш - Зейская ГЭС Г4	155	-76
Тр-р	70	75	Зейская ГЭС 2 сш - Зейская ГЭС Г5	153	-76
Тр-р	70	76	Зейская ГЭС 2 сш - Зейская ГЭС Г6		
Тр-р	70	7	Зейская ГЭС 2 сш - Зейская ГЭС 1 сш	502	-242
ЛЭП	2	82	ПС 220 кВ Тында 1 сш -	68	-2
ЛЭП	31	81	отп. ПС 220 кВ НПС-19 -	68	33
Выкл	9	81	ПП Нагорный 1 сш -	34	-9
Выкл	88	82	ПП Нагорный 2 сш -	34	9
Выкл	88	81	ПП Нагорный 2 сш -	34	-9
Выкл	9	82	ПП Нагорный 1 сш -	34	9

Таблица 30 – Токовая нагрузка ЛЭП максимального режима

Название ветви	I <sub>max</sub> , кА.	I <sub>дл.доп</sub> , кА.
НГРЭС 1 сш - отп. ПС 220 кВ НПС-19	175	710
ПС 220 кВ Тында 1 сш - ПП Нагорный	159	710

## 7.6 Расчет минимального режима и его анализ

В качестве нагрузок для данного режима принимаются минимальные нагрузки II при летних контрольных замерах с учетом прироста нагрузки. В качестве параметров наблюдения были приняты отклонения напряжения на подстанциях, также наблюдения проводились за токовыми загрузками линии.

Результаты расчета представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Результаты расчета минимального режима

Название	Uном кВ.	Uрасч кВ.
1	2	3
НГРЭС 1 сш	220	241,7
НГРЭС 2 сш	220	241,7
НГРЭС Блок 3	16	16
ПС 220 кВ Тында 1 сш	220	238
ПС 220 кВ Тында 2 сш	220	238
ПС 220 кВ Дипкун	220	238,1
ПС 220 кВ Тугаул	220	237,6
ПС 220 кВ Призейская 1 сш	220	236,1
ПС 220 кВ Призейская 2 сш	220	236,1
Зейская ГЭС 1 сш	220	240,2
Зейская ГЭС 2 сш	500	544,4
Зейская ГЭС Г1	16	15,8
Зейская ГЭС Г2	16	15,8
Зейская ГЭС Г3	16	15,8
Зейская ГЭС Г4	16	15,8
Зейская ГЭС Г5	16	15,8
Зейская ГЭС Г6	16	Откл.
отп. ПС 220 кВ НПС-19	220	241,7
отп. ПС 220 кВ НПС-19	220	241,6
ПС 220 кВ НПС-19 1 сш	220	241,6

Продолжение таблицы 31

1	2	3
ПС 220 кВ НПС-19 2 сш	220	241,6
ПП Нагорный 1 сш	220	236,4
ПП Нагорный 2 сш	220	236,2

Таблица 32 – Результаты расчета потокораспределения минимального режима

Тип	Ннач	Нкон	Название	Рнач, МВт	Qнач, Мвар
ЛЭП	31	3	отп. ПС 220 кВ НПС-19 - ПС 220 кВ НПС-19 1 сш	98	-119
ЛЭП	32	30	отп. ПС 220 кВ НПС-19 - ПС 220 кВ НПС-19 2 сш	136	-245
ЛЭП	32	22	отп. ПС 220 кВ НПС-19 - ПС 220 кВ Тында 2 сш	15	60
ЛЭП	2	4	ПС 220 кВ Тында 1 сш - ПС 220 кВ Дипкун	32	115
ЛЭП	4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тутаул	74	21
ЛЭП	5	66	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Призейская 2 сш	116	27
ЛЭП	6	7	ПС 220 кВ Призейская 1 сш - Зейская ГЭС 1 сш	112	20
Выкл	1	11	НГРЭС 1 сш - НГРЭС 2 сш	111	17
Выкл	2	22	ПС 220 кВ Тында 1 сш - ПС 220 кВ Тында 2 сш	105	41
Выкл	6	66	ПС 220 кВ Призейская 1 - ПС 220 кВ Призейская 2	67	-25
Выкл	3	30	ПС 220 кВ НПС-19 1сш - ПС 220 кВ НПС-19 2сш	57	-37
Тр-р	11	111	НГРЭС 2 сш - НГРЭС Блок 3	107	-12
Тр-р	7	71	Зейская ГЭС 1 сш - Зейская ГЭС Г1	0	-125
Тр-р	7	72	Зейская ГЭС 1 сш - Зейская ГЭС Г2	150	26
Тр-р	70	73	Зейская ГЭС 2 сш - Зейская ГЭС Г3	194	16
Тр-р	70	74	Зейская ГЭС 2 сш - Зейская ГЭС Г4	192	18
Тр-р	70	75	Зейская ГЭС 2 сш - Зейская ГЭС Г5	0	-67
Тр-р	70	76	Зейская ГЭС 2 сш - Зейская ГЭС Г6	155	-76
Тр-р	70	7	Зейская ГЭС 2 сш - Зейская ГЭС 1 сш	153	-76
ЛЭП	2	82	ПС 220 кВ Тында 1 сш -		
ЛЭП	31	81	отп. ПС 220 кВ НПС-19 -	486	-437
Выкл	9	81	ПП Нагорный 1 сш -	58	-3
Выкл	88	82	ПП Нагорный 2 сш -	62	-15
Выкл	88	81	ПП Нагорный 2 сш -	29	-24

По результатам расчетов можно сделать вывод, что система находится в нормальном режиме работы, напряжения в узлах не превышают допустимых пределов, ток протекающей по линиям меньше длительно допустимого тока.

### 7.7 Расчет послеаварийных режимов и их анализ

Послеаварийный режим рассчитывается для анализа работы сети после тяжелых аварий и при максимальных нагрузках в сети, при средней зимней температуре воздуха. Для этого обрываем участок, по которому течет наибольший поток мощности. Подробный расчет произведен в приложении Д. Результаты расчета первого послеаварийного режима представлены в таблицах 33, 34 и 35.

Таблица 33 – Результаты расчета первого послеаварийного режима

Название	Uном, кВ.	Uрасч, кВ.
1	2	3
НГРЭС 1 сш	220	241,49
НГРЭС 2 сш	220	16
НГРЭС Блок 3	16	237,81
ПС 220 кВ Тында 1 сш	220	237,78
ПС 220 кВ Тында 2 сш	220	237,52
ПС 220 кВ Дипкун	220	237,52
ПС 220 кВ Тутаул	220	236,02
ПС 220 кВ Призейская 1 сш	220	236,01
ПС 220 кВ Призейская 2 сш	220	240,18
Зейская ГЭС 1 сш	220	544,45
Зейская ГЭС 2 сш	500	15,8
Зейская ГЭС Г1	16	15,8
Зейская ГЭС Г2	16	15,8
Зейская ГЭС Г3	16	15,8
Зейская ГЭС Г4	16	15,8

1	2	3
Зейская ГЭС Г5	16	Откл.
Зейская ГЭС Г6	16	241,75
отп. ПС 220 кВ НПС-19	220	241,65
отп. ПС 220 кВ НПС-19	220	241,53
ПС 220 кВ НПС-19 1 сш	220	236,17
ПС 220 кВ НПС-19 2 сш	220	236,17
ПП Нагорный 1 сш	220	236,16
ПП Нагорный 2 сш	220	236,2

Таблица 34 – Токовая нагрузка ЛЭП первого послеаварийного режима

Название ветви	I <sub>max</sub> , кА.	I <sub>дл.доп</sub> , кА.
НГРЭС 1 сш - отп. ПС 220 кВ НПС-19	362	710
ПС 220 кВ Тында 1 сш - ПП Нагорный	140	710

Таблица 35 – Результаты расчета потокораспределения первого послеаварийного режима

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	R <sub>нач</sub> , МВт	Q <sub>нач</sub> , Мвар
1	2	3	4	5	6
ЛЭП	31	3	отп. ПС 220 кВ НПС-19 - ПС 220 кВ НПС-19 1 сш	Откл.	Откл.
ЛЭП	32	30	отп. ПС 220 кВ НПС-19 - ПС 220 кВ НПС-19 2 сш	141	54
ЛЭП	32	22	отп. ПС 220 кВ НПС-19 - ПС 220 кВ Тында 2 сш	60	-31
ЛЭП	2	4	ПС 220 кВ Тында 1 сш - ПС 220 кВ Дипкун	67	9
ЛЭП	4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тутаул	78	15
ЛЭП	5	66	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Призейская 2 сш	110	29
ЛЭП	6	7	ПС 220 кВ Призейская 1 сш - Зейская ГЭС 1 сш	107	21
Выкл	1	11	НГРЭС 1 сш - НГРЭС 2 сш	105	18
Выкл	2	22	ПС 220 кВ Тында 1 сш - ПС 220 кВ Тында 2 сш	100	40
Выкл	6	66	ПС 220 кВ Призейская 1 - ПС 220 кВ Призейская 2	Откл.	Откл.

1	2	3	4	5	6
Выкл	3	30	ПС 220 кВ НПС-19 1сш - ПС 220 кВ НПС-19 2сш	55	-37
Тр-р	11	111	НГРЭС 2 сш - НГРЭС Блок 3	102	-12
Тр-р	7	71	Зейская ГЭС 1 сш - Зейская ГЭС Г1	63	-25
Тр-р	7	72	Зейская ГЭС 1 сш - Зейская ГЭС Г2	149	30
Тр-р	70	73	Зейская ГЭС 2 сш - Зейская ГЭС Г3	194	16
Тр-р	70	74	Зейская ГЭС 2 сш - Зейская ГЭС Г4	192	16
Тр-р	70	75	Зейская ГЭС 2 сш - Зейская ГЭС Г5	0	-67
Тр-р	70	76	Зейская ГЭС 2 сш - Зейская ГЭС Г6	155	-76
Тр-р	70	7	Зейская ГЭС 2 сш - Зейская ГЭС 1 сш	153	-76
ЛЭП	2	82	ПС 220 кВ Тында 1 сш -	Откл.	Откл.
ЛЭП	31	81	отп. ПС 220 кВ НПС-19 -	478	-434
Выкл	9	81	ПП Нагорный 1 сш -	55	-1
Выкл	88	82	ПП Нагорный 2 сш -	58	-21
Выкл	88	81	ПП Нагорный 2 сш -	27	0

Результаты расчета второго послеаварийного режима представлены в таблицах 36, 37 и 38.

Таблица 36 – Результаты расчета второго послеаварийного режима

Название	Уном, кВ.	Урасч, кВ.
1	2	3
НГРЭС 1 сш	220	241.5
НГРЭС 2 сш	220	241.5
НГРЭС Блок 3	16	16
ПС 220 кВ Тында 1 сш	220	238.2
ПС 220 кВ Тында 2 сш	220	238.2
ПС 220 кВ Дипкун	220	238.3
ПС 220 кВ Тутаул	220	237.8
ПС 220 кВ Призейская 1 сш	220	236.2

1	2	3
ПС 220 кВ Призейская 2 сш	220	236.2
Зейская ГЭС 1 сш	220	240.2
Зейская ГЭС 2 сш	500	544.5
Зейская ГЭС Г1	16	15.8
Зейская ГЭС Г2	16	15.8
Зейская ГЭС Г3	16	15.8
Зейская ГЭС Г4	16	15.8
Зейская ГЭС Г5	16	15.8
Зейская ГЭС Г6	16	16.33
отп. ПС 220 кВ НПС-19	220	241.7
отп. ПС 220 кВ НПС-19	220	242.1
ПС 220 кВ НПС-19 1 сш	220	241.7
ПС 220 кВ НПС-19 2 сш	220	241.7
ПП Нагорный 1 сш	220	236.3
ПП Нагорный 2 сш	220	236.3

Таблица 37 – Токовая загрузка ЛЭП второго послеаварийного режима

Название ветви	I <sub>max</sub> , кА.	I <sub>дл.доп</sub> , кА.
НГРЭС 1 сш - отп. ПС 220 кВ НПС-19	362	710
ПС 220 кВ Тында 1 сш - ПП Нагорный	154	710

Потокораспределение во втором послеаварийном режиме приведено в таблицу 38.

Таблица 38 – Результаты расчета потокораспределения второго послеаварийного режима

Тип	Ннач	Нкон	Название	Рнач, МВт	Qнач, Мвар
1	2	3	4	5	6
ЛЭП	31	3	отп. ПС 220 кВ НПС-19 - ПС 220 кВ НПС-19 1 сш	141	54
ЛЭП	32	30	отп. ПС 220 кВ НПС-19 - ПС 220 кВ НПС-19 2 сш	Откл.	Откл.
ЛЭП	32	22	отп. ПС 220 кВ НПС-19 - ПС 220 кВ Тында 2 сш	75	22
ЛЭП	2	4	ПС 220 кВ Тында 1 сш - ПС 220 кВ Дипкун	85	19
ЛЭП	4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тутаул	71	17
ЛЭП	5	66	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Призейская 2 сш	111	29
ЛЭП	6	7	ПС 220 кВ Призейская 1 сш - Зейская ГЭС 1 сш	107	21
Выкл	1	11	НГРЭС 1 сш - НГРЭС 2 сш	106	17
Выкл	2	22	ПС 220 кВ Тында 1 сш - ПС 220 кВ Тында 2 сш	100	40
Выкл	6	66	ПС 220 кВ Призейская 1 - ПС 220 кВ Призейская 2	141	-62
Выкл	3	30	ПС 220 кВ НПС-19 1сш - ПС 220 кВ НПС-19 2сш	50	-25
Тр-р	11	111	НГРЭС 2 сш - НГРЭС Блок 3	102	-12
Тр-р	7	71	Зейская ГЭС 1 сш - Зейская ГЭС Г1	72	37
Тр-р	7	72	Зейская ГЭС 1 сш - Зейская ГЭС Г2	149	30
Тр-р	70	73	Зейская ГЭС 2 сш - Зейская ГЭС Г3	194	16
Тр-р	70	74	Зейская ГЭС 2 сш - Зейская ГЭС Г4	192	16
Тр-р	70	75	Зейская ГЭС 2 сш - Зейская ГЭС Г5	0	-67
Тр-р	70	76	Зейская ГЭС 2 сш - Зейская ГЭС Г6	155	-76
Тр-р	70	7	Зейская ГЭС 2 сш - Зейская ГЭС 1 сш	153	-76
ЛЭП	2	82	ПС 220 кВ Тында 1 сш	10	-74
ЛЭП	31	81	отп. ПС 220 кВ НПС-19	478	-433
Выкл	9	81	ПП Нагорный 1 сш	61	-3
Выкл	88	82	ПП Нагорный 2 сш	64	-20
Выкл	88	81	ПП Нагорный 2 сш -	30	-12

Токи в наиболее загруженных ветвях не превышают допустимые длительные токи для выбранных ранее сечений проводов. Отклонения уровней напряжения находится в допустимых пределах.

В ходе проведенного расчета максимального, минимального и послеаварийного режима подтвердилась правильность выбора сечений проводов, прошедших проверку по максимальной токовой нагрузке в наиболее тяжелом послеаварийном режиме. Полученные значения напряжений высокой и низкой стороны в узлах схемы сравниваются с номинальными. Разница для высокого напряжения не должна выходить за интервал  $\pm 15\%$ , для низкого напряжения  $\pm 5\%$ .

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов показал, что уровни напряжения в электрической сети 220 кВ, прилегающей к ПП 220 кВ Нагорный, в нормальном и послеаварийных режимах для нормальной и основных ремонтных схем обеспечиваются в допустимых пределах: не ниже номинальных и не превышают наибольшее рабочее напряжение (252 кВ). Регулирование напряжения в электрической сети 220 кВ, прилегающей к ПП 220 кВ Нагорный, осуществляется генераторами электрических станций Амурской ЭС, а также существующими средствами компенсации реактивной мощности.

Таблица 39 – Компенсация реактивной мощности, установленными СКРМ

Название	Uн, кВ	Pг, МВт	Qг, Мавр	Uзд, кВ	Qmin, Мвар	Qmax, Мвар	Uрасч, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8
НГРЭС Блок 3	16	165	-33.4	16	-40	155	16
Зейская ГЭС 1 сш	220						250.18
Зейская ГЭС 2 сш	500						544.45
Зейская ГЭС Г1	16	200	-68.5	15.8			15.8
Зейская ГЭС Г2	16	200	-68.6	15.8	-85	165	15.8
Зейская ГЭС Г3	16		-63.7	15.8	-85	165	15.8
Зейская ГЭС Г4	16	155	-60.6	15.8	-87	165	15.8
Зейская ГЭС Г5	16	155	-60.6	15.8	-85	165	15.8
Зейская ГЭС Г6	16						
отп.ПС 220 кВ НПС-19	220						251.74

При расчете режима холостого хода требуемая мощность генерации полностью компенсируется установленными источниками реактивной мощности.

Необходимость установки СКРМ на ПП 220 кВ Нагорный электрической сети 220 кВ отсутствует, т.к. на ПС КС-5, для которой и проектируется переключательный пункт Нагорный, компенсация реактивной мощности будет осуществляться установленными на ПС синхронными двигателями.

## 8 УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ В ПРОЕКТИРУЕМОЙ СЕТИ

Напряжение сети постоянно меняется вместе с изменением нагрузки, режима работы источника питания, сопротивлений цепи. Отклонения напряжения не всегда находятся в интервалах допустимых значений. Причинами отклонения напряжения в сети являются:

- потери напряжения, вызываемые токами нагрузки по элементам сети;
- неправильный выбор сечений токоведущих элементов;
- неправильный выбор мощности силовых трансформаторов;
- неправильно построенные схемы сетей.

Регулирование- напряжения – это процесс изменения уровней напряжения в характерных точках электрической системы с помощью специальных технических средств.

Принципиально способы регулирования напряжения можно разделить на две основные группы:

- изменение потерь напряжения в элементах сети;
- регулирование возбуждения генераторов и коэффициента трансформации трансформаторов с РПН.

Целесообразность применения того или иного способа регулирования напряжения определяется местными условиями в зависимости от протяженности сети и ее схемы, резерва реактивной мощности и т.п. В данной работе производится регулирование коэффициента трансформации трансформаторов с РПН с помощью ПВК RastrWin.

Регулирование напряжения в электрической сети 220 кВ, прилегающей к ПП 220 кВ Нагорный, осуществляется генераторами электрических станций Амурской ЭС, а также существующими средствами компенсации реактивной мощности. Исходя из проведенных расчетов в приложении Д, можно сделать вывод, что напряжение в сети находится в заданных пределах, токовая загрузка линий не превышает значений длительно допустимого тока для выбранных проводников.

## 9 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Для экономического обоснования принятого варианта проектируемой электрической сети произведен расчет среднегодовых эксплуатационных затрат и ЧДД.

### 9.1 Расчет капитальных вложений по укрупненным показателям

Изначально нужно определить капитальные вложения по линиям с учетом коэффициента трассы. Расчет производим на год выполнения проекта, т. е. с учетом коэффициентов инфляции ( $K_{инфл} = 4,6$ ).

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

$$K = K_{ПП} + K_{ВЛ}, \quad (109)$$

где  $K_{ПП}$  – капиталовложения на сооружение переключательного пункта;

$K_{ВЛ}$  – капиталовложения на вооружение ЛЭП.

В свою очередь в капиталовложения на сооружение переключательного пункта входят суммы на сооружение РУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории:

$$K_{ПП} = (K_{РУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{ЗОН} \cdot K_{ИНФ} \cdot (1 + \alpha_{пр}) + K_{осв.уд} \cdot S, \quad (110)$$

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

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат;

$K_{ЗОН}$  – коэффициент зонирования;

$K_{ИНФ}$  – коэффициент инфляции;

$S$  – площадь под переключательный пункт.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l + l \cdot S_0 \cdot K_3, \quad (111)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость километра линии;

$l$  – длина трассы.

$S_0$  – площадь земли под отвод линии;

$K_{3ОН}$  – коэффициент зонирования принимается равным 1,4.

Результаты расчета капиталовложений представлены в таблице 40.

Таблица 40 – Результаты расчёта капиталовложений

$K_{ПП}$ , тыс.руб.	$K_{ВЛ}$ , тыс.руб.	$K$ , тыс.руб.
58190000	1597826,56	58340000

Подробные расчёты капиталовложений приведены в приложении Е.

## 9.2 Расчет потерь электрической энергии

Определим потери в линиях и трансформаторах. Нагрузочные потери рассчитаем по среднеквадратичной мощности с учетом компенсации реактивной мощности. Условно-постоянные потери для трансформаторов – это потери холостого хода в течение всего года. Условно-постоянные потери для воздушных линий – это потери на корону, они определяются по приказу № 326 Минэнерго РФ от 01.02.2010.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах в зимнее и летнее время года:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{КОР} \quad (112)$$

Потери в воздушных линиях определяются по формуле:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{ЭФ})^2 + (Q_{НЕСК.ЭФ})^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T \quad (113)$$

где  $T$  – количество зимних и летних часов (8760 часов);

$T$  – количество летних часов (2160 часов);

$T$  – количество зимних часов (6600 часов);

$\Delta W_K$  – потери на корону, учитываются в ВЛ свыше 110 кВ включительно.

Потери на корону вычисляется по формуле:

$$\Delta W_K = \Delta P_{\text{уд}} \cdot L_l \cdot \frac{120}{F} \quad (114)$$

где  $\Delta P_K$  – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения, равно 0,008;

$F$  – сечение провода.

Расчет потоков эффективных мощностей по линиям выполняется аналогично расчету потоков максимальных активных мощностей.

Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э} + I_{\Delta W}, \quad (115)$$

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

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

$I_{\Delta W}$  – затраты на передачу электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э} = \alpha_{ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (116)$$

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

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ( $T_{СЛ} = 20$  лет):

$$I_{AM} = K_{ВЛ} \cdot \alpha_{ВЛ} + K_{ТП} \cdot \alpha_{ТП} + K_B \cdot \alpha_B \quad (117)$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (118)$$

$\Delta W$  - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, равен 4,2 руб/МВт·ч.

Подробный расчёт приведён в приложении Е.

Определение среднегодовых эксплуатационных затрат.

Затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (119)$$

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

$K$  – капиталовложения для сооружения электрической сети;

$I$  – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 41.

Таблица 41 – Затраты.

№ схемы	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
2	58340000	5248000	11080000

### 9.3 Определение дисконтированных затрат и расчет ЧДД

Чистая приведённая стоимость (чистая текущая стоимость, чистый дисконтированный доход, принятое в международной практике для анализа инвестиционных проектов сокращение — NPV или ЧДД) — это сумма дисконтированных значений потока платежей, приведённых к сегодняшнему дню.

Показатель NPV представляет собой разницу между всеми денежными притоками и оттоками, приведёнными к текущему моменту времени (моменту оценки инвестиционного проекта). Он показывает величину денежных средств, которую инвестор ожидает получить от проекта, после того, как денежные притоки окупят его первоначальные инвестиционные затраты и периодические денежные оттоки, связанные с осуществлением проекта. Его также можно интерпретировать как общую прибыль инвестора.

Распределяем капиталовложения на первые 5 лет. Средние капиталовложения в год:

$$K_{год} = \frac{K}{T_{строит}}, \quad (120)$$

где  $K$  – капиталовложения в сеть СВН, тыс.руб;

$T_{строит}$  – время строительства, год.

Определяем капиталовложения на первые пять лет для сети 750 кВ.

$$K_{год} = \frac{5,834 \times 10^9}{5} = 1,167 \times 10^9 \text{ руб.}$$

После постройки сети и ее ввода в эксплуатацию она начнет приносить доход. Также возникают издержки. Доход определяется как:

$$D = \mathcal{E}_{\text{получ}} \cdot c_0, \quad (121)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{получ}}$  – кВт·ч;

$c_0$  – тариф на электроэнергию, руб/кВт·ч.

Электроэнергия, полученная потребителем, рассчитывается как:

$$\mathcal{E}_{\text{получ}} = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} + P_{\text{min}} \cdot T_{\text{min}}, \quad (122)$$

где  $P_{\text{max}}$  – мощность, полученная в период максимума, кВт;

$P_{\text{min}}$  – мощность, полученная в период минимума, кВт;

$T_{\text{max}}$  – число часов использования максимальной нагрузки, ч;

$T_{\text{min}}$  – число часов использования минимальной нагрузки, ч.

Найдем электроэнергию, полученную потребителем.

$$\mathcal{E}_{\text{получ}} = 13162000 \cdot 5700 + 11188000 \cdot 3060 = 1,093 \times 10^{10} \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Теперь можно определить доход после ввода сети в эксплуатацию.

$$D = 7,506 \times 10^{10} \cdot 4,2 = 4,589 \times 10^{11} \text{ руб}.$$

Годовые издержки определяются по формуле:

$$I_{\text{год}} = \frac{I}{T_3}, \quad (123)$$

где  $T_3$  – доход от продажи электрической энергии;

$I$  – общие издержки.

Находим годовые издержки:

$$I_{\text{год}} = \frac{5,248 \times 10^9}{25} = 2,099 \times 10^{10} \text{ руб.}$$

Чистый дисконтированный доход определяется по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T [D - (K + I)] \cdot (1 + E)^{1-t} \quad (124)$$

Получим ЧДД:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T [D - (K + I)] \cdot (1 + E)^{1-t} = 3,011 \times 10^{11} \text{ руб}$$

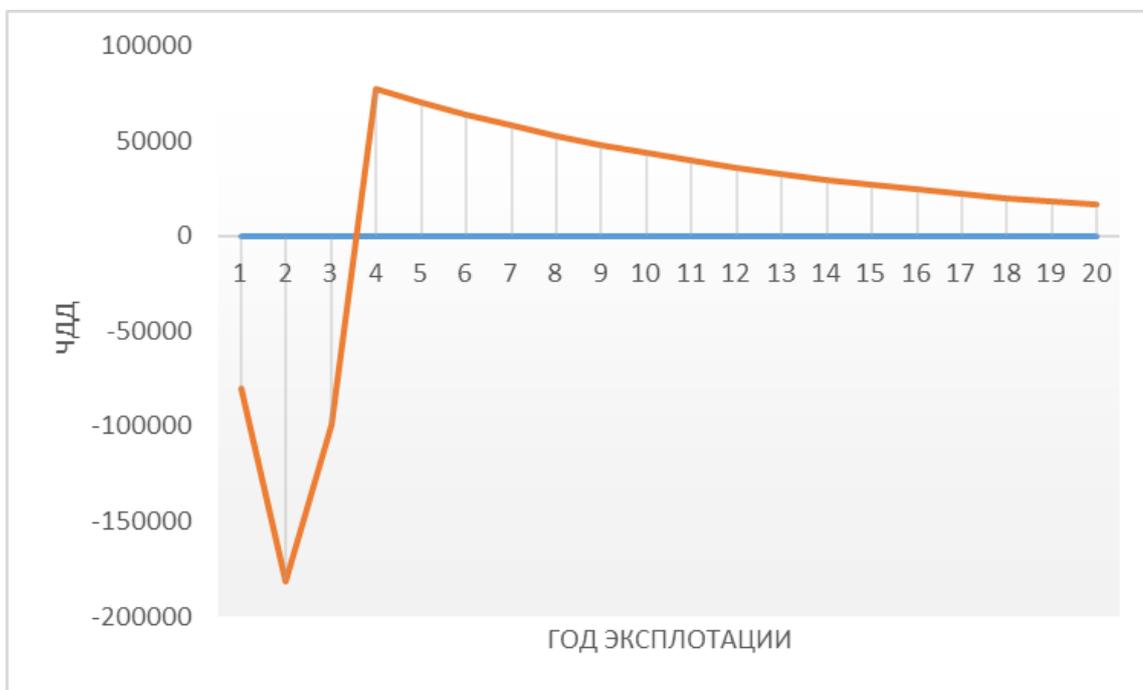


Рисунок 15 – Жизненный цикл проекта сети

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 4 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации.

Подробный расчет представлен в приложении Е.

## 10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

## **10.1 Безопасность проектируемой электрической сети**

### 10.1.1 Охрана труда и техника безопасности

При разработке проекта были учтены следующие нормы и правила:

«Правила устройства электроустановок»;

«Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей».

Для безопасного обслуживания оборудования объекта предусмотрены:

- защитное заземляющее устройство,
- электромагнитная блокировка разъединителей,
- соблюдение необходимых ремонтных расстояний до токоведущих частей,
- защитные ограждения,
- контроль изоляции.

### 10.1.2 Оперативное, техническое и ремонтное обслуживание

Оперативно-диспетчерское управление предусматривается осуществлять диспетчером Амурского ПМЭС.

Ремонтно-эксплуатационное обслуживание намечается осуществлять централизованно персоналом соответствующих служб ремонтного участка с базы, расположенной на ПС 220 кВ Тында.

Оперативное обслуживание проектируемого ПП 220 кВ Нагорный намечается осуществлять с помощью персонала оперативно-выездной бригады персонала, расположенного на ПС 220 кВ Тында. Техника безопасности персонала при ремонтных работах на вводимых подстанциях обеспечивается в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок», с соблюдением ряда организационных и технических мероприятий:

- выдача нарядов и распоряжений;
- подготовка рабочего места с производством необходимых отключений, проверкой отсутствия напряжения, наложения заземления, вывешиванием плакатов и ограничением рабочего места;

- допуск;
- надзор во время работы.

Применение нового поколения электротехнического оборудования, устройств релейной защиты и линейной автоматики, которые значительно превосходят по надежности применяемое ранее оборудование и устройства, требует относительно небольших затрат на ремонтно-эксплуатационное обслуживание объектов после сдачи их в эксплуатацию. В здании ОПУ предусматривается помещение для персонала оперативно-выездной бригады, осуществляющего ремонт и техническое обслуживание оборудования, аппаратуры релейной защиты, автоматики, средств телемеханики, управления и связи. Планово-предупредительный ремонт оборудования предусматривается на месте его установки с помощью автокрана.

Численность оперативного и ремонтно-технического персонала с учетом территориального коэффициента 1,3 для Востока составляет 2 человека.

#### 10.1.3 Требования к персоналу

Работники, принимаемые для выполнения работ, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены (до допуска к самостоятельной работе) в специализированных Центрах подготовки персонала (учебных комбинатах, Учебно-тренировочных центрах и т.п.). Также необходимо отметить следующие требования к персоналу:

- 1) работники электромонтажных организаций периодически должны проходить медицинское освидетельствование;
- 2) перед началом электромонтажных работ на территории строящейся ВЛ или подстанции с рабочими необходимо провести инструктаж по общим правилам ТБ и особым условиям работы;
- 3) по окончании инструктажа лицо, проводившее его, делает запись в “Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте”;

4) бригадиры и члены бригады должны обеспечивать высокую трудовую дисциплину в бригаде (звене), соблюдать требования правил внутреннего трудового распорядка, правил техники безопасности и выполнять указания, полученные при инструктажах;

5) лица, нарушившие требования правил техники безопасности несут персональную ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке;

б) нахождение посторонних лиц, а также работников в нетрезвом состоянии на территории монтажной площадки запрещается;

## **10.2 Экологичность проектируемой электрической сети**

10.2.1 Воздействие объекта строительства на территорию, условия землепользования и геологическую среду

К источникам техногенного нарушения земель на этапе строительства относятся основные работы по снятию почвенного покрова, работы по монтажу оборудования, работа строительной техники. Отрицательное воздействие на территорию во время строительства выражается в:

– механическом повреждении растительности и почвенного покрова в ходе проведения подготовительных работ;

– изменении рельефа местности при выполнении планировочных и земляных работ;

– изменении свойств грунтов.

Негативные воздействия на земельные ресурсы, почвы и ландшафты будут вызваны нарушением почвенного покрова в связи с проведением земляных работ. Основное значение будут иметь механические нарушения поверхности почв под влиянием передвижных транспортных средств, земляных и строительно-монтажных работ.

По окончании строительства все указанные нарушения будут ликвидированы благодаря предусмотренным организационно-техническим мероприятиям по восстановлению ландшафта. При строительстве не произойдет необратимых изменений рельефа на участке и прилегающей к нему территории. В процессе

эксплуатации объекта негативных техногенных воздействий на территорию, условия землепользования и геологическую среду не прогнозируется. Поверхностные ливневые воды на территории строительства не загрязняются. Вынос твердых минеральных фракций почвы исключен: поверхность площадки засыпана гравием, проезды имеют щебеночное покрытие.

#### 10.2.2 Мероприятия по охране земель на период строительства

При проектировании и проведении строительных работ предусматриваются мероприятия, учитывающие:

- особенности инженерно-строительных свойств грунтов, слагающих площадку;
- защиту фундаментов и конструкций от агрессивного воздействия грунтов;
- централизованную поставку материалов и оборудования;
- организацию временных дорог с твердым покрытием;
- организацию мойки колес строительного автотранспорта с очисткой стока, что исключает вынос грунта с территории строительства на дороги общего пользования;
- складирование материалов и отходов в специально отведенных и оборудованных местах в пределах отведенной строительной площадки;
- своевременный вывоз отходов с территории строительства по договорам с лицензированными организациями в места, согласованные государственными контрольными надзорными органами
- проведение рекультивации нарушенных земель.

#### 10.2.3 Воздействие объектов проектирования на атмосферный воздух

В период проведения строительных работ основными источниками загрязнения атмосферного воздуха являются:

- автотранспорт, доставляющий грузы на стройплощадку;
- строительная и дорожная техника, работающая на площадке.

Строительно-монтажные работы производятся с соблюдением оптимальных сроков их выполнения, в связи с чем, выбросы загрязняющих веществ бу-

дут сведены к минимуму, а влияние выбросов на атмосферный воздух будет ограничено размерами площадки производства строительных работ. Выполнение специальных мероприятий на период строительства объекта по охране атмосферного воздуха не требуется. Основное технологическое оборудование, устанавливаемое на объекте, в процессе эксплуатации не вызывает загрязнения атмосферного воздуха.

На объекте устанавливается элегазовое оборудование. Возможная допустимая утечка элегаза от устанавливаемых элегазовых выключателей не превышает разрешенный уровень утечек и предельно-допустимую концентрацию элегаза в воздухе.

#### 10.2.4 Мероприятия по защите от шума

В период строительства основными источниками шумового воздействия будет являться работающая строительная техника:

- автотранспорт, доставляющий грузы на стройплощадку;
- строительная и дорожная техника, работающая на площадке.

В целях снижения уровня шума при проведении строительных работ предусмотрены следующие мероприятия:

- ограждение территории строительства сплошным забором из стальных листов, являющимся акустическим экраном, что позволит снизить уровень шума;
- осуществление расстановки работающих машин и механизмов с учетом взаимного звукоограждения и естественных преград;
- использование малозумной техники;
- установка амортизаторов для гашения вибрации;
- применение защитных кожухов и капотов с многослойными покрытиями для звукоизоляции двигателей.

В период эксплуатации объекта источники шума отсутствуют, а уровни шума от работы оборудования не превышают значений, допустимых санитарными нормами.

## 10.2.5 Мероприятия по охране подземных вод от истощения и загрязнения

Водоснабжение на период строительства осуществляется привозной водой, для чего используется автоцистерна. Заполнение цистерны производится водопроводной водой. Водоотведение хозяйственно-бытовых стоков осуществляется в накопительную емкость биотуалета.

Для охраны подземных вод от истощения и загрязнения также применяются следующие мероприятия:

- ограждение строительной площадки;
- устройство временных дорог из ж/б плит;
- установка биотуалета для строителей;
- использование исправных машин и механизмов;
- централизованная поставка растворов и бетонов спецтранспортом;
- хранение строительных отходов и почво-грунтов на специально отведенных участках территории в границах землеотвода с использованием герметичных накопителей и специально оборудованных площадок;
- хранение ГСМ в герметичных накопителях в специально отведенных местах;
- своевременный вывоз отходов по мере накопления спецтранспортом на договорной основе на специализированные лицензированные предприятия по размещению отходов;
- восстановление нарушенных территорий;
- благоустройство и озеленение прилегающей территории.

Для проектируемого ПП 220 кВ Нагорный предусматривается выполнение централизованных систем водоснабжения и водоотведения с подключением к магистральным сетям проектируемой КС-5. Водоотведение поверхностных вод осуществляется естественным способом в места понижения рельефа. Ливневые стоки сбрасываются в сеть общесплавной канализации с последующим отводом в сети КС-5. Загрязнение ливневых вод при эксплуатации объекта отсутствует, поверхностные стоки соответствуют естественному фону. Затопле-

ние и подтопление объекта ливневыми и талыми водами по условиям рельефа и планировки территории исключается.

#### 10.2.6 Охрана растительного и животного мира

Воздействие объектов строительства на животный мир.

Поскольку строительные работы носят кратковременный и локальный характер, то воздействие на окружающий животный мир будет несущественным. Основным фактор воздействия – шум от работы строительной техники, – максимально снижается ранее описанными мероприятиями по шумоглушению, предусмотренными проектом организации строительства. Адаптированность ко множеству факторов беспокойства, таких как шумовое воздействие автотранспорта, позволяет свести воздействие на животных к минимуму. При эксплуатации объекта все факторы потенциального воздействия на окружающую среду и население находятся в пределах допустимых величин.

Мероприятия по охране растительного и животного мира.

Сразу после окончания строительства объекта предусмотрен комплекс рекультивационных мероприятий по восстановлению нарушенных земель:

1 Техническая рекультивация - очистка территории от строительного мусора, планировку территории, восстановление плодородного слоя почвы.

2 Биологическая рекультивация - внесение минеральных и органических удобрений, восстановление травянистой растительности и древесно-кустарниковых насаждений.

В целях предотвращения деградации и гибели объектов животного и растительного мира в результате строительства предлагается комплекс основных мероприятий:

– ведение работ строго в границах отводимой под строительство территории во избежание сверхнормативного изъятия земельных участков;

– минимизация мест заложения транспортных коммуникаций с широким использованием уже имеющихся проездов;

– применение строительных машин и механизмов, имеющих минимально возможное удельное давление ходовой части на подстилающие грунты;

- запрещение выжигания растительности;
- применения реагентов, гарантирующих предупреждение ухудшения среды обитания;
- специальный режим передвижения по дороге обслуживания.

#### 10.2.7 Меры для предотвращения загрязнения окружающей среды трансформаторным маслом ПС КС-5

Маслоприёмник при пожаре способен локализовать горящее масло, что препятствует распространению пожара по территории нефтеперекачивающей станции, так же должны выполняться для силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице.

Габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора на 1,5 м, если масса масла в трансформаторе попадает в пределы от 10 до 50 т. При массе масла трансформатора более 20 т маслоприёмник выполняется в обязательном порядке с маслосборником и масло отводом. Объем такого маслоприёмника должен быть рассчитан на вмещение всего масла трансформатора.

Маслоприёмник может быть заглублённым и незаглублённым. На маслоприёмник заглублённого типа устанавливают металлическую решётку, поверх которой насыпают слой гравия толщиной не менее 0,25 м. Уровень полного объема масла находящегося в маслоприёмнике должен быть ниже уровня решётки на 0,05 м. Верхний уровень щебня должен быть не менее чем на 0,075 м ниже уровня окружающей планировки .

Для расчёта необходимо знать габариты и массу масла трансформатора применённого на ПС, под который проектируется маслоприёмник. Эта информация приведена в таблице 42.

Таблица 42 – Характеристики трансформатора ТДН 10000/220

Длина А, м	Ширина В, м	Высота Н, м	Масса масла М, т
8,5	4,8	6,8	28150

Габариты маслоприёмника, согласно ПУЭ находится следующим образом:

$$A_{mn} = A_m + 2\Delta \quad (125)$$

$$B_{mn} = B_m + 2\Delta \quad (126)$$

где  $A_{mn}$  и  $B_{mn}$  – соответственно длина, и ширина маслоприёмника;

$A_m$  и  $B_m$  – длина, и ширина трансформатора;

$\Delta$  – величина выступа габаритов маслоприёмника за габариты трансформатора, определённая в ПУЭ.

Найдем габариты маслоприемника:

$$A_{mn} = 8,5 + 2 \cdot 1,5 = 11,5 \text{ м,}$$

$$B_{mn} = 4,8 + 2 \cdot 1,5 = 7,8 \text{ м.}$$

Глубина маслоприёмника определяется путём суммирования высоты слоя гравия, высоты слоя масла и высоты объема масла:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ}, \quad (127)$$

где  $h_{Г}$  – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ примем равным 0,25 м;

$h_{В}$  – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ примем равным 0,075 м;

$h_{ТМ+Н20}$  – высота 100 % объема масла, залитого в трансформатор.

Объем масла найдём через его массу:

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \quad (128)$$

где  $V_{TM}$  – объем трансформаторного масла;

$M_{TM}$  – масса трансформаторного масла;

$\rho_{TM}$  – плотность трансформаторного масла.

Известно, что плотность трансформаторного масла равна  $890 \text{ кг/м}^3$ , получим следующий объем трансформаторного масла:

$$V_{TM} = \frac{28150}{890} = 31,629 \text{ м.}^3$$

Высоту слоя масла можно определить по следующей формуле:

$$h_{TM} = \frac{V_{TM}}{A_{mn} \cdot B_{mn}} \quad (129)$$

Получим:

$$h_{TM} = \frac{31,629}{11,5 \cdot 7,8} = 0,35 \text{ м.}$$

Объем маслосборника должен быть рассчитан на вмещение в себя 100% масла трансформатора и 80% воды, используемой при пожаротушении. Исходя из экономической целесообразности, принимаем один маслосборник на два трансформатора.

Объём воды необходимой для тушения трансформатора вычисляется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I_{nm} \cdot t \cdot (A_{mn} \cdot B_{mn} + S_{БИП}) \quad (130)$$

где  $I_{nm}$  – коэффициент интенсивности пожаротушения, равен  $0,2 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup>·с;

$t$  – время тушения, равное 1800 с;

$S_{БПТ}$  – площадь боковой поверхности трансформатора.

Определим площадь боковой поверхности трансформатора по формуле:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A_m + B_m) \cdot H_m \quad (131)$$

Рассчитаем площадь боковой поверхности трансформатора и получим:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (8,5 + 4,8) \cdot 6,8 = 180,9 \text{ м.}^2$$

Объем воды для пожаротушения определяем по формуле (100):

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (11,5 \cdot 7,8 + 180,9) = 77,92 \text{ м.}^3$$

Теперь можно определить глубину маслоприемника.

$$h_{mn} = 0,25 + 0,075 + 0,35 = 0,675 \text{ м.} \quad (132)$$

Объем маслоборника находится как сумма объёмов воды и масла, умноженная на количество трансформаторов:

$$V_{mn} = 2 \cdot (V_m + V_e) \quad (133)$$

Рассчитаем объем маслоборника:

$$V_{mn} = 2 \cdot (31,629 + 77,92) = 219,1 \text{ м.}^3$$

Таким образом, при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: длина – 11,5 м; ширина – 7,8 м; площадь – 89,7 м<sup>2</sup>; объём масла – 31,629 м<sup>3</sup>; глубина – 0,675 м; объём маслосборника - 219,1 м<sup>3</sup>.

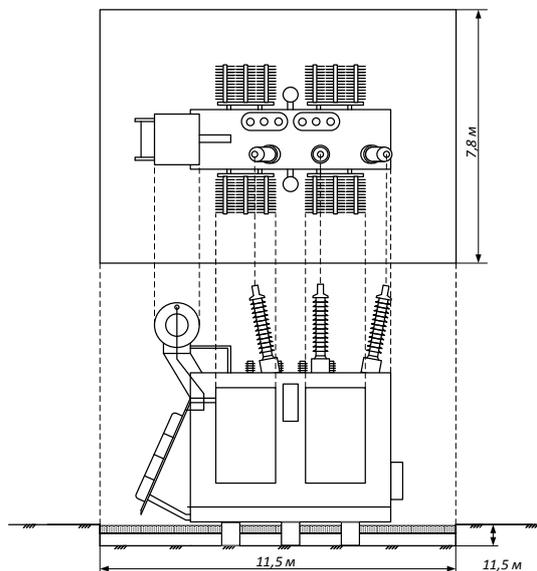


Рисунок 16 – Маслоприёмники силового трансформатора КС-5

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

По предварительной оценке, экологического состояния территории с позиции возможности размещения проектируемого объекта выявлено, что изменение окружающей среды при реализации намечаемого строительства незначительно. Анализ принятых решений показывает допустимую степень воздействия проектируемого объекта на окружающую среду как на период строительства, так и на период эксплуатации.

Набор оборудования, компоновочные решения, технологические процессы при эксплуатации и природоохранные мероприятия, предусмотренные проектом, снижают экологический риск до нормируемых параметров. При произ-

водстве строительных работ с соблюдением всех требований, стойких процессов воздействия на окружающую среду не возникает. При реализации предусмотренных природоохранных мероприятий отрицательное воздействие на атмосферу, на водные объекты и почву отсутствует.

### **10.3 Чрезвычайная ситуация**

Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

Здание ОПУ проектируемого переключательного пункта 220 кВ относится к производственному зданию с категорией по пожарной опасности В [10]. Степень огнестойкости здания принимается равной II [19].

Предусматривается устройство наружного противопожарного водопровода [24]. Параметры наружного противопожарного водопровода для площадок ПП и ПС определяются по зданию с максимальным строительным объемом (ОПУ – объем 2400 м<sup>3</sup>, степень огнестойкости II, категория В по ВПО) и 3 составляют 10,0 л/с [19]. Пожарные гидранты размещаются вдоль проезда на расстоянии не более 2,5 м от края проезжей части и не ближе 5 м от зданий [19]. ПП размещаются на кольцевой водопроводной сети. Количество пожарных гидрантов – 2. Размещение ПП обеспечивает тушение любой части зданий объекта с учетом прокладки рукавных линий длиной не более 200 м по дорогам с твердым покрытием.

Внутренний противопожарный водопровод для здания ОПУ (объем 2400 м<sup>3</sup>, степень огнестойкости II, категория В по ВПО) не требуется [10].

Запас воды, требуемой на наружное пожаротушение здания ОПУ, хранится в двух резервуарах емкостью по 110 м<sup>3</sup> каждый. Расчетный объем противопожарного запаса воды определен из условия обеспечения тушения пожара в течение 3 часов. С учетом расположения объекта в районе с сейсмичностью 8 баллов, запас объема воды для противопожарных нужд должен быть увеличен вдвое [10]. Итоговое значение запаса воды составит 216 м<sup>3</sup>. Для обеспечения наружного пожаротушения предусматривается два монолитных железобетонных противопожарных резервуара объемом 110 м<sup>3</sup> каждый. При выключении одного резервуара в остальных хранится более 50% пожарного объема воды

( $110 \text{ м}^3 > 216/2=106 \text{ м}^3$ ), что соответствует требованиям [10]. Расчетный пожарный запас воды ( $110*2=220 \text{ м}^3 > 216 \text{ м}^3$ ) обеспечивает тушение пожара в течение 3 часов с учетом требований [10]. Заполнение противопожарных резервуаров осуществляется привозной водой за время не более 36 часов из поселка Золотинка [10].

Все здания объекта оборудуются системой оповещения и управления эвакуацией 1-го типа (звуковое оповещение) для запуска системы оповещения предусматривается устройство системы автоматической пожарной сигнализации [10].

Для обнаружения и передачи сигналов о пожаре дежурному персоналу в защищаемых помещениях предусматривается установка на потолках пожарных извещателей автоматического действия, реагирующих на дым. На путях эвакуации устанавливаются ручные пожарные извещатели.

Все пожарные извещатели объединены в шлейф пожарной сигнализации (с установкой на программном уровне двойной сработки датчиков) и выведены на прибор приемно-контрольный охранно-пожарный. Прибор установлен в помещении релейных панелей и при помощи оборудования телемеханики выводится на пост контроля с круглосуточным дежурством. Ручные пожарные извещатели установлены на стенах рядом с выходами на высоте 1,5 м от уровня пола.

На территории ПП 220 кВ Нагорный предусматривается внутриплощадочный кольцевой проезд шириной не менее 3,5 м с устройством при въезде ворот шириной 4,5 м с калиткой шириной 1,0 м. Конструкция дорожной одежды проектируемых проездов и подъездов принята в соответствии с требованиями СНиП 2.05.02-85\* для V категории автомобильных дорог. Данная конструкция дорожной одежды обеспечивает нагрузку от пожарных машин с массой 16 т на ось. Расстояние от края проезжих частей до стен проектируемого здания ОПУ составляет не менее 5 м. Здание ОПУ располагается вдоль западной границы участка ПП 220 кВ Нагорный, к нему предусмотрена подъездная автодорога, обеспечивающая проезд для пожарной техники.

При размещении проектируемого объекта соблюдены минимальные противопожарные расстояния до соседних зданий и сооружений. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям», а именно:

- до ближайшего здания IV степени огнестойкости, класса конструктивной пожарной опасности С0, класса функциональной пожарной опасности здания Ф5.1, категория по взрывопожарной и пожарной опасности В, составляет не менее 20 м;

- между зданиями ОПУ и ЗРУ 10 кВ (ПС 220 кВ КС-5) принято расстояние не менее 6 м [19];

- к проектируемым зданиям ОПУ и ЗРУ 10 кВ (ПС 220 кВ КС-5), каждое из которых шириной менее 18 м, обеспечен подъезд пожарных автомобилей с продольной стороны [19].

Размер площадки проектируемого объекта составляет не более 5 гектаров и имеет один въезд на территорию [19].

Проезд к площадке объекта предусмотрен по проектируемой подъездной автодороге. Пожаробезопасность для установок электротехнического оборудования обеспечивается следующими мероприятиями:

- применением кабелей 10 кВ и 1 кВ с оболочками пониженной горючести и нераспространяющих горение, с индексом «нг-LS»;

- установкой огнестойких перегородок с пределом огнестойкости не менее 0.75 часа в местах прохода кабельных трасс через стены и перекрытия и на горизонтальных участках в местах разветвлений кабельных трасс;

- использованием электрооборудования, не содержащего горючих изоляционных материалов и масел (элегазовые выключатели 220 кВ);

- прокладка взаимнорезервирующих кабелей по разным трассам (силовые, контрольные, средств связи, управления и т.п.);

- выполнение молниезащиты и заземления в соответствии с современными требованиями;

- обработка кабелей в кабельных сооружениях негорючим составом.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассчитаны два варианта подключения переключательного пункта Нагорный, выбран наиболее выгодный разработанный вариант электрической сети, так же определены электрические нагрузки. Проведено технико-экономическое сравнение вариантов схем электрической сети. Принят вариант схемы подключения ПП Нагорный, где встроена в рассечку транзитной линии ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19 с сохранением транзита. Распределительное устройство высокого напряжения выполнено по схеме 7- «Четырехугольник».

Произведены расчеты токов короткого замыкания в сетях выше 1 кВ для выбора и проверки проводников и электрооборудования, а именно ошиновки, выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, ограничителей перенапряжений.

В вопросах безопасности и экологичности проекта рассмотрены оперативное, техническое и ремонтное обслуживание переключательного пункта, мероприятия по охране растительного и животного мира, мероприятия по охране подземных вод от истощения и загрязнения, мероприятия по защите от шума, мероприятия по обеспечению пожарной безопасности и др.

При проектировании подключения переключательного пункта к энергосистеме был произведен расчет технически осуществимого и экономически оправданного проекта подключения переключательного пункта.

Строительство переключательного пункта Нагорный позволит подключить подстанцию КС-5, что увеличит объем транспортировки газа по трубопроводной системе «Сила Сибири», и это сыграет большую роль как в развитии компании ПАО «Газпром», так и в развитии региона в целом.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева С.С., Мызин А.Л., Шелюг С.Н. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева. – Учебное электронное издание. – Екатеринбург : Изд-во ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2015 – 52 с.
- 2 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб. пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.
- 3 Лыкин, А. В. Электроэнергетические системы и сети : учебник для вузов / А. В. Лыкин. – М. : Издательство Юрайт, 2017. – 360 с. – (Серия : Университеты России). – Режим доступа: [www.biblio-online.ru/book/0708239C-0BAF4AB2-9959-ED70AFE42F7E](http://www.biblio-online.ru/book/0708239C-0BAF4AB2-9959-ED70AFE42F7E). – Дата обращения : 19.04.2019.
- 4 Правила устройства электроустановок – 7-е изд. - М. : изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 704 с.
- 5 Приказ Министерства энергетики РФ от 1 августа 2014 г. N 495 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2014-2020 годы».
- 6 Растрвин. Ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 02.01.2011. – Режим доступа : <http://www.rastrwin.ru>. – Дата обращения : 29.04.2019.
- 7 Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть первая [Электронный ресурс] : учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 177 с. - Режим доступа : [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7062.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7062.pdf). – Дата обращения : 20.04.2019.
- 8 СО 153-34.20.118-2003. «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем». Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281, 2003.
- 9 СО 153-34.21.122-2003. «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».
- 10 СП 10.13130.2009. Свод правил. Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Требования пожарной безопасности (утв. Приказом МЧС РФ от 25.03.2009 N 180), 2009.

11 Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. [Электронный ресурс] : учеб. пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2015. — 296 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72327>. – Дата обращения : 28.04.2019.

12 СТО 56947007-29.240.01.195-2014. «Типовые и технические требования к измерениям, средствам измерений и метрологическому обеспечению», 2014.

13 СТО 56947007-29.240.01.244-2017. Нормы точности измерений режимных и технологических параметров, измеряемых на объектах ПАО «ФСК ЕЭС». Методические указания по определению метрологических характеристик измерительных каналов и комплексов, 2017.

14 СТО 56947007-29.240.10.028-2009. «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», 2009.

15 СТО 56947007-29.240.30.010. «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения», 2009.

16 СТО 56947007-29.240.30.047-2010. «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ», 2010.

17 СТО 56947007-29.240.124-2012. Сборник «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередач и подстанций напряжением 35- 1150 кВ» для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС», 2014. – 63 с.

18 Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7361.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf). – Дата обращения : 10.05.2019.

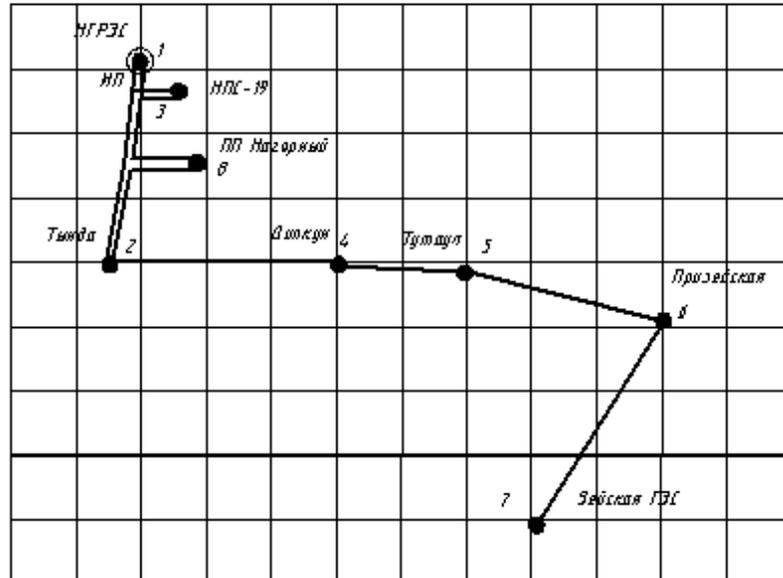
19 Федеральный закон от 22.07.2009 № 123-ФЗ. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

20 Электротехнический справочник. Том 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. [Электронный ресурс] : справ. – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2009. – 964 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72341>. – Дата обращения : 10.04.2019.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчет прогнозируемых нагрузок в ПК Mathcad 15

#### Схема проектируемой сети



$\epsilon_{20182023} := 0.0392$  относительный прирост электрической нагрузки

$k_M := 1.2$

$K_\phi := 1.17$

$K_{\text{сниж}} := 0.85$

Максимальная нагрузка

$P_{\max 1} := 11.4 \text{ МВт}$

$P_{\max 2} := 13.5 \text{ МВт}$

$P_{\max 3} := 5.1 \text{ МВт}$

$P_{\max 4} := 0.5 \text{ МВт}$

$P_{\max 5} := 0.2 \text{ МВт}$

$P_{\max 6} := 1.8 \text{ МВт}$

$P_{\max 7} := 11 \text{ МВт}$

Максимальная реактивная нагрузка

$Q_{\max 1} := 13.1 \text{ МВар}$

$Q_{\max 2} := 6.2 \text{ МВар}$

$Q_{\max 3} := 0.7 \text{ МВар}$

$Q_{\max 4} := 0.1 \text{ МВар}$

$Q_{\max 5} := 0.7 \text{ МВар}$

$Q_{\max 6} := 0.1 \text{ МВар}$

$Q_{\max 7} := 3 \text{ МВар}$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет прогнозируемых нагрузок в ПВК Mathcad 15

Средние мощности зима

$$P_{\text{ср1}} := \frac{P_{\text{max1}}}{k_M} = 9.5 \text{ МВт} \quad Q_{\text{ср1}} := \frac{Q_{\text{max1}}}{k_M} = 10.91 \text{ МВар}$$

$$P_{\text{ср2}} := \frac{P_{\text{max2}}}{k_M} = 11.25 \text{ МВт} \quad Q_{\text{ср2}} := \frac{Q_{\text{max2}}}{k_M} = 5.167 \text{ МВар}$$

$$P_{\text{ср3}} := \frac{P_{\text{max3}}}{k_M} = 4.25 \text{ МВт} \quad Q_{\text{ср3}} := \frac{Q_{\text{max3}}}{k_M} = 0.583 \text{ МВар}$$

$$P_{\text{ср4}} := \frac{P_{\text{max4}}}{k_M} = 0.417 \text{ МВт} \quad Q_{\text{ср4}} := \frac{Q_{\text{max4}}}{k_M} = 0.083 \text{ МВар}$$

$$P_{\text{ср5}} := \frac{P_{\text{max5}}}{k_M} = 0.167 \text{ МВт} \quad Q_{\text{ср5}} := \frac{Q_{\text{max5}}}{k_M} = 0.583 \text{ МВар}$$

$$P_{\text{ср6}} := \frac{P_{\text{max6}}}{k_M} = 1.5 \text{ МВт} \quad Q_{\text{ср6}} := \frac{Q_{\text{max6}}}{k_M} = 0.083 \text{ МВар}$$

$$P_{\text{ср7}} := \frac{P_{\text{max7}}}{k_M} = 9.167 \text{ МВт} \quad Q_{\text{ср7}} := \frac{Q_{\text{max7}}}{k_M} = 2.5 \text{ МВар}$$

Эффективные мощности зима  $\text{tg}\phi := 0.54$

$P_{\text{эфЗима1}} := K_{\phi} \cdot P_{\text{ср1}} = 11.115 \text{ МВт}$	$Q_{\text{эфЗима1}} := P_{\text{эфЗима1}} \cdot \text{tg}\phi = 6.002 \text{ МВар}$
$P_{\text{эфЗима2}} := K_{\phi} \cdot P_{\text{ср2}} = 13.162 \text{ МВт}$	$Q_{\text{эфЗима2}} := P_{\text{эфЗима2}} \cdot \text{tg}\phi = 7.108 \text{ МВар}$
$P_{\text{эфЗима3}} := K_{\phi} \cdot P_{\text{ср3}} = 4.973 \text{ МВт}$	$Q_{\text{эфЗима3}} := P_{\text{эфЗима3}} \cdot \text{tg}\phi = 2.685 \text{ МВар}$
$P_{\text{эфЗима4}} := K_{\phi} \cdot P_{\text{ср4}} = 0.488 \text{ МВт}$	$Q_{\text{эфЗима4}} := P_{\text{эфЗима4}} \cdot \text{tg}\phi = 0.263 \text{ МВар}$
$P_{\text{эфЗима5}} := K_{\phi} \cdot P_{\text{ср5}} = 0.195 \text{ МВт}$	$Q_{\text{эфЗима5}} := P_{\text{эфЗима5}} \cdot \text{tg}\phi = 0.105 \text{ МВар}$
$P_{\text{эфЗима6}} := K_{\phi} \cdot P_{\text{ср6}} = 1.755 \text{ МВт}$	$Q_{\text{эфЗима6}} := P_{\text{эфЗима6}} \cdot \text{tg}\phi = 0.948 \text{ МВар}$
$P_{\text{эфЗима7}} := K_{\phi} \cdot P_{\text{ср7}} = 10.725 \text{ МВт}$	$Q_{\text{эфЗима7}} := P_{\text{эфЗима7}} \cdot \text{tg}\phi = 5.792 \text{ МВар}$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет прогнозируемых нагрузок в ПВК Mathcad 15

Эффективные мощности лета

$$P_{\text{эфЛето1}} := P_{\text{эфЗима1}} \cdot K_{\text{сниж}} = 9.448 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эфЛето2}} := P_{\text{эфЗима2}} \cdot K_{\text{сниж}} = 11.188 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эфЛето3}} := P_{\text{эфЗима3}} \cdot K_{\text{сниж}} = 4.227 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эфЛето4}} := P_{\text{эфЗима4}} \cdot K_{\text{сниж}} = 0.414 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эфЛето5}} := P_{\text{эфЗима5}} \cdot K_{\text{сниж}} = 0.166 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эфЛето6}} := P_{\text{эфЗима6}} \cdot K_{\text{сниж}} = 1.492 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эфЛето7}} := P_{\text{эфЗима7}} \cdot K_{\text{сниж}} = 9.116 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{эфЛето1}} := Q_{\text{эфЗима1}} \cdot K_{\text{сниж}} = 5.102 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{эфЛето2}} := Q_{\text{эфЗима2}} \cdot K_{\text{сниж}} = 6.042 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{эфЛето3}} := Q_{\text{эфЗима3}} \cdot K_{\text{сниж}} = 2.282 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{эфЛето4}} := Q_{\text{эфЗима4}} \cdot K_{\text{сниж}} = 0.224 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{эфЛето5}} := Q_{\text{эфЗима5}} \cdot K_{\text{сниж}} = 0.09 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{эфЛето6}} := Q_{\text{эфЗима6}} \cdot K_{\text{сниж}} = 0.806 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{эфЛето7}} := Q_{\text{эфЗима7}} \cdot K_{\text{сниж}} = 4.923 \text{ МВар}$$

Прогнозируемые мощности на 2023 год

$$P_{\text{max1.прог.2023}} := P_{\text{max1}} \cdot (|1 + \varepsilon_{20182023}|)^5 = 13.817 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{max2.прог.2023}} := P_{\text{max2}} \cdot (|1 + \varepsilon_{20182023}|)^5 = 16.362 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{max3.прог.2023}} := P_{\text{max3}} \cdot (|1 + \varepsilon_{20182023}|)^5 = 6.181 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{max4.прог.2023}} := P_{\text{max4}} \cdot (|1 + \varepsilon_{20182023}|)^5 = 0.606 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{max5.прог.2023}} := P_{\text{max5}} \cdot (|1 + \varepsilon_{20182023}|)^5 = 0.242 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{max6.прог.2023}} := P_{\text{max6}} \cdot (|1 + \varepsilon_{20182023}|)^5 = 2.182 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{max7.прог.2023}} := P_{\text{max7}} \cdot (|1 + \varepsilon_{20182023}|)^5 = 13.332 \text{ МВт}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б  
Выбор экономически целесообразного варианта

$$L_{ВЛ} := 17,0 \text{ км} \quad K_{инфл} := 4,6 \quad K_{зон} := 1,4$$

**Вариант №1 - Мостик**

**Капиталовложения в строительство линий**

$$УПС_{ВЛ,220} := 1746 \text{ тыс.руб/км для двухцепной линии с сечением провода 300мм}$$

$$K_{ЛЭП\_ПП} := L_{ВЛ} \cdot УПС_{ВЛ,220} = 3,073 \times 10^4 \text{ тыс.руб/км}$$

$$K_{ВЛ} := K_{ЛЭП\_ПП} \cdot K_{инфл} \cdot K_{зон} = 197898,624 \text{ тыс.руб}$$

**Капиталовложения в ПП**

$$n_B := 3 \text{ количество выключателей табл.13}$$

$$УПС_B := 14698 \text{ тыс.руб для элегазовых выключателей}$$

$$УПС_{ПП} := 480000 \text{ тыс.руб для мостика табл.25}$$

$$K_{ПП} := (УПС_B \cdot n_B + УПС_{ПП}) \cdot K_{зон} \cdot K_{инфл} = 3,375 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

**Общие капиталовложения**

$$K_{об.вн} := K_{ПП} + K_{ВЛ} = 3,573 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

**Вариант №2 - Четырёхугольник**

**Капиталовложения в строительство линий**

$$УПС_{ВЛ,220} := 1746 \text{ тыс.руб/км для двухцепной линии с сечением провода 300мм}$$

$$K_{ЛЭП\_ПП} := L_{ВЛ} \cdot УПС_{ВЛ,220} = 3,073 \times 10^4 \text{ тыс.руб} \quad \text{табл.1.}$$

$$K_{ВЛ} := K_{ЛЭП\_ПП} \cdot K_{инфл} \cdot K_{зон} = 197898,624 \text{ тыс.руб}$$

**Капиталовложения в ПП**

$$n_B := 4 \text{ количество выключателей табл.13}$$

$$УПС_B := 14698 \text{ тыс.руб для элегазовых выключателей}$$

$$УПС_{ПП} := 482000 \text{ тыс.руб для четырёхугольника}$$

$$K_{ПП} := (УПС_B \cdot n_B + УПС_{ПП}) \cdot K_{зон} \cdot K_{инфл} = 3,483 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

**Общие капиталовложения**

$$K_{об.вн} := K_{ПП} + K_{ВЛ} = 3,681 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Конструктивное исполнение ВЛ в ПВК Mathcad 15

Номинальное напряжение сети:  $U_{НОМ} := 220 \text{ кВ}$

Провод марки АС-300/39

Количество цепей  $n_{Ц} := 2$

$\cos\phi := 0.9$

Климатические условия:

Максимальная температура воздуха:  $t_{max} := 39$

Минимальная температура воздуха:  $t_{min} := -50$

Среднегодовая температура воздуха:  $t_{ср} := -0.9$

Температура гололедообразования  $t_{ГОЛ} := -10$

Район по гололеду: III

Район по ветру: III

**1. По исходным данным определяем максимальный нормативный скоростной напор ветра и нормативную толщину стенки гололеда:**

$q_{max} := 500 \text{ Па}$      $v := 3.5 \text{ м/с}$     максимальный нормативный скоростной напор ветра и скорость ветра на высоте до 15 м от земли для III района по ветру.

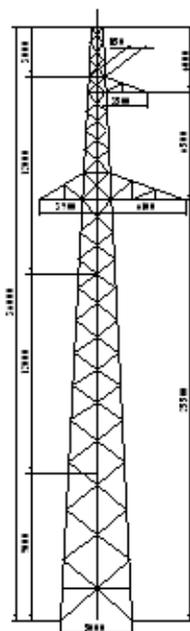
$b_{ГОЛ.Н} := 15 \text{ мм}$     нормативная толщина стенки гололеда для высоты 10 (м) над поверхностью земли для 3 района по гололеду, (мм).

**2. Выбираем тип анкерных и промежуточных опор (ЭТС, том 3, стр 792-793). :**

Анкерная опора: Ч220-1+9     $l_{Габ} = 380 - 520$     длина габаритного пролета, (м).     $l_{Габ} := 400$

Промежуточная опора: П220-1     $l_{Вес} = 475 - 650$     длина весового пролета, (м).     $l_{Вес} := 500$

$l_{Вет} = 520$     длина ветрового пролета, (м).     $l_{Вет} := 520$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Конструктивное исполнение ВЛ в ПВК Mathcad 15

**3. Определяем скоростной напор ветра на провода ВЛ в соответствии с выбранным типом опор и приведенным центром тяжести всех проводов.**

$h_H := 25.5$  высота крепления нижнего провода к изоляторам и троса к опоре (ЭТС, мЗ, стр 783)(м)

$h_B := 32$  высота крепления верхнего провода к изоляторам (ЭТС, мЗ, стр783) (м).

$h_{TP} := 36$  высота крепления троса к опоре (ЭТС, мЗ, стр783) (м).

$\lambda := 2.055$  длина полимерного изолятора, (м).

Высота крепления провода на опоре, (м):

$$h_1 := h_H - \lambda \qquad h_1 = 23.445$$

$h_{габ} := 6$  расстояние до земли в ненаселенной местности, (ЭТС, мЗ, стр804) (м).

$\Delta h_{габ} := 0.5$  поправка на неточность подвеса провода.

Стрела провеса провода, (м):

$$f_{max} := h_1 - h_{габ} - \Delta h_{габ} \qquad f_{max} = 16.945$$

Высота расположения приведенного центра тяжести, (м):

$$h_{пр.Н} := h_H - \frac{2}{3} \cdot f_{max} \qquad h_{пр.Н} = 14.203$$

$$h_{пр.В} := h_B - \frac{2}{3} \cdot f_{max} \qquad h_{пр.В} = 20.703$$

$$h_{пр.Т} := h_{TP} - \frac{2}{3} \cdot f_{max} \qquad h_{пр.Т} = 24.703$$

$$h_{пр} := \frac{h_{пр.Н} + h_{пр.В} + h_{пр.Т}}{3} \qquad h_{пр} = 19.87$$

**4. Рассчитываем удельные механические нагрузки.**

$F_p := 301$  расчетное сечение всего провода, (мм<sup>2</sup>) (Неклепаев стр. 428).

$d := 24$  диаметр провода, (мм) (Неклепаев стр. 428).

$b := 15$  толщина стенки галоледя, (мм) (ЭТС, мЗ, стр. 778).

$G_0 := 830 \cdot 10^{-3}$  масса провода, (кг/м) (Неклепаев стр. 428).

$g := 9.81$  ускорение свободного падения, (м/с<sup>2</sup>).

$g_0 := 0.9 \cdot 10^{-3}$  плотность галоледя, (кг/м<sup>3</sup>).

Нагрузка от массы провода, (кг/м\*мм<sup>2</sup>):

$$\gamma_1 := g \cdot \frac{G_0}{F_p \cdot 10} \qquad \gamma_1 = 0.00271$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Конструктивное исполнение ВЛ в ПВК Mathcad 15

Нагрузка от массы галоледа, (кг/м\*мм<sup>2</sup>):

$$\gamma_2 := \frac{g \cdot g_0 \cdot \pi \cdot b \cdot (d + b)}{F_p \cdot 10} \quad \gamma_2 = 5.391 \times 10^{-3}$$

Нагрузка от массы провода и галоледа, (кг/м\*мм<sup>2</sup>):

$$\gamma_3 := \gamma_1 + \gamma_2 \quad \gamma_3 = 0.008096$$

$\alpha := 0.85$  коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета.

$q_{max} := 400$  скоростной напор ветра.

$C_a := 1.2$  аэродинамический коэффициент.

$$Q := \frac{v^2}{1.6} \quad Q = 7.656$$

Нагрузка от давления ветра на провод без галоледа, (кг/м\*мм<sup>2</sup>):

$$\gamma_4 := \frac{\alpha \cdot C_a \cdot Q \cdot d}{F_p} \cdot 10^{-4} \quad \gamma_4 = 6.22674 \times 10^{-5}$$

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с галоледом, (кг/м\*мм<sup>2</sup>):

$$\gamma_5 := \frac{\alpha \cdot C_a \cdot 0.25Q \cdot (d + 2 \cdot b) \cdot 10^{-4}}{F_p} \quad \gamma_5 = 3.503 \times 10^{-5}$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от его массы и давления ветра на провод, (кг/м\*мм<sup>2</sup>):

$$\gamma_6 := \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} \quad \gamma_6 = 2.706 \times 10^{-3}$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода массы галоледа и давления ветра, (кг/м\*мм<sup>2</sup>):

$$\gamma_7 := \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} \quad \gamma_7 = 8.096 \times 10^{-3}$$

### 5. Определяем критические пролеты ВЛ и исходный расчетный режим.

$\sigma_{\gamma max} := 12.2$  Напряжения проводов при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре,

$\sigma_{t min} := 12.2$  (Н/мм<sup>2</sup>) (ПЧЗ в зависимости от провода в Неклепаеве стр 428).

$\sigma_3 := 8.1$  Напряжение провода в режиме средней годовой температуры, (Н/мм<sup>2</sup>) (ЭТС, мЭ, стр.781).

$\alpha := 19.8 \cdot 10^{-6}$  температурный коэффициент линейного расширения, (С<sup>-1</sup>) (ЭТС, мЭ, стр.780).

$E := 7.7 \cdot 10^3$  модуль упругости провода (ЭТС, мЭ, стр.780).

$t_{min} = -50$  минимальная температура воздуха, (°С).

$t_3 = -0.9$  ср. годовая температура воздуха, (С°).

$t_{max} = 39$  максимальная температура воздуха, (С°).

$t_{гол} = -10$  температура галоледообразования, (С°).

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Конструктивное исполнение ВЛ в ПСК Mathcad 15

Критические пролеты, (м):

$$l_{1кр} = \frac{2 \cdot \sigma_3}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left( \sigma_3 - \sigma_{tmin} \right) \cdot \frac{1}{E} + \alpha \cdot (t_3 - t_{min})}{1 - \left( \frac{\sigma_3}{\sigma_{tmin}} \right)^2}} \quad l_{1кр} = 411.353$$

$$l_{2кр} = \frac{2 \cdot \sigma_{\gamma max}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left( \sigma_{\gamma max} - \sigma_{tmin} \right) \cdot \frac{1}{E} + \alpha \cdot (t_{гол} - t_{min})}{\left( \frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left( \frac{\sigma_{\gamma max}}{\sigma_{tmin}} \right)^2}} \quad l_{2кр} = 220.428$$

$$l_{3кр} = \frac{2 \cdot \sigma_{\gamma max}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left( \sigma_{\gamma max} - \sigma_3 \right) \cdot \frac{1}{E} + \alpha \cdot (t_{гол} - t_3)}{\left( \frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left( \frac{\sigma_{\gamma max}}{\sigma_3} \right)^2}} \quad l_{3кр} = 160.348$$

Данному расчету соответствует первый расчетный случай:

$$l_{1кр} > l_{2кр} > l_{3кр}$$

это означает, что физический смысл имеет только один критический пролет:

Расчет проводится с ограничением напряжения при двух режимах:

режим  $t_{min}$  и режим наибольших нагрузок

### 6. Систематический расчет провода.

Расчетный режим 1: Провода и тросы покрыты гололедом при скоростном напоре ветра

$$t_1 := -5 \quad \text{равном } 0.25 Q_{max}$$

$$\gamma_7 = 8.096 \times 10^{-3}$$

$$l_{габ} = 400 \quad (\text{м})$$

Given

$$\sigma - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma max} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma max}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_1 - t_3)$$

$$\sigma_1 := \text{Find}(\sigma) \rightarrow (12.334560490879972534 \quad -11.057461034454747517 + 12.268267990290054949i \quad -11.057461034454747517 - 12.268267990290054949i)$$

$$\sigma_1 = (12.335 \quad -11.057 + 12.268i \quad -11.057 - 12.268i)$$

$$\sigma_1 := 12.149$$

$$f_1 := \frac{\gamma_7 \cdot l_{габ}^2}{8 \cdot \sigma_1} \quad f_1 = 13.328 \quad (\text{м})$$

Расчетный режим 2: Провода и тросы покрыты гололедом при отсутствии ветра  $Q_{max} = 0$

$$t_2 := -5$$

$$\gamma_1 = 2.705 \times 10^{-3} \quad \gamma_3 = 8.096 \times 10^{-3}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Конструктивное исполнение ВЛ в ПВК Mathcad 15

Given

$$\sigma - \frac{\gamma_3^2 \cdot E \cdot l_{\text{раб}}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma_{\text{max}}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{\text{раб}}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma_{\text{max}}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_2 - t_3)$$

$$\sigma_2 = \text{Find}(\sigma) \rightarrow (12.334470229431910158 \quad -11.057415903730716329 + 12.268181939062933035i \quad -11.057415903730716329 - 12.268181939062933035i)$$

$$\sigma_2 = (12.334 \quad -11.057 + 12.268i \quad -11.057 - 12.268i)$$

$$\sigma_2 = 11.946$$

$$f_2 = \frac{\gamma_3 \cdot l_{\text{раб}}^2}{8 \cdot \sigma_2} \quad f_2 = 13.554 \text{ (м)}$$

Расчетный режим 3: при скоростном напоре ветра равном  $Q_{\text{max}}$ , гололеда нет

$$t_3 = -5$$

$$\gamma_6 = 2.706 \times 10^{-3}$$

Given

$$\sigma - \frac{\gamma_6^2 \cdot E \cdot l_{\text{раб}}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma_{\text{max}}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{\text{раб}}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma_{\text{max}}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_3 - t_3)$$

$$\sigma_3 = \text{Find}(\sigma) \rightarrow (5.0363851593676555609 \quad -7.4083733686985890306 + 4.4428422668708144275i \quad -7.4083733686985890306 - 4.4428422668708144275i)$$

$$\sigma_3 = (5.036 \quad -7.408 + 4.443i \quad -7.408 - 4.443i)$$

$$\sigma_3 = 8.747$$

$$f_3 = \frac{\gamma_6 \cdot l_{\text{раб}}^2}{8 \cdot \sigma_3} \quad f_3 = 6.187 \text{ (м)}$$

Расчетный режим 4: Режим среднегодовой температуры при отсутствии гололеда и ветра

$$t_4 = -1 \quad Q_{\text{max}} = 0.$$

$$\gamma_1 = 2.705 \times 10^{-3}$$

Given

$$\sigma - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{\text{раб}}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma_{\text{max}}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{\text{раб}}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma_{\text{max}}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_4 - t_3)$$

$$\sigma_4 = \text{Find}(\sigma) \rightarrow (4.9486222894517873787 \quad -7.6694119337406549395 + 4.1335416140628737153i \quad -7.6694119337406549395 - 4.1335416140628737153i)$$

$$\sigma_4 = (4.949 \quad -7.669 + 4.134i \quad -7.669 - 4.134i)$$

$$\sigma_4 = 6.723$$

$$f_4 = \frac{\gamma_1 \cdot l_{\text{раб}}^2}{8 \cdot \sigma_4} \quad f_4 = 8.047 \text{ (м)}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
 Конструктивное исполнение ВЛ в ПК Mathcad 15

Расчетный режим 5: Режим при температуре +15 и отсутствии гололеда и ветра  $Q_{max} = 0$ .

$$t_5 := 15 \quad \gamma_1 = 2.705 \times 10^{-3}$$

Given

$$\sigma - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{ra6}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma max} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{ra6}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma max}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_5 - t_3)$$

$$\sigma_5 := \text{Find}(\sigma) \rightarrow (4.6373726352111392377 \quad -8.733467106620330869 + 2.1742205589811170013i \quad -8.733467106620330869 - 2.1742205589811170013i)$$

$$\sigma_5 = (4.637 \quad -8.733 + 2.174i \quad -8.733 - 2.174i)$$

$$\sigma_5 := 5.956$$

$$f_5 := \frac{\gamma_1 \cdot l_{ra6}^2}{8 \cdot \sigma_5} \quad f_5 = 9.084 \quad (\text{м})$$

Расчетный режим 6: Режим низкой температуры при отсутствии гололеда и ветра  $Q_{max} = 0$ .

$$t_6 := -50$$

$$\gamma_1 = 2.705 \times 10^{-3}$$

Given

$$\sigma - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{ra6}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma max} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{ra6}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma max}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_6 - t_3)$$

$$\sigma_6 := \text{Find}(\sigma) \rightarrow (6.3617142487237107086 \quad -4.6406879133766166045 + 6.1244980639605102699i \quad -4.6406879133766166045 - 6.1244980639605102699i)$$

$$\sigma_6 = (6.362 \quad -4.641 + 6.124i \quad -4.641 - 6.124i)$$

$$\sigma_6 := 7.697$$

$$f_6 := \frac{\gamma_1 \cdot l_{ra6}^2}{8 \cdot \sigma_6} \quad f_6 = 7.029 \quad (\text{м})$$

Расчетный режим 7:

Режим максимальной температуры при отсутствии гололеда и ветра  $Q_{max} = 0$ .

$$t_7 := 39$$

$$\gamma_1 = 2.705 \times 10^{-3}$$

Given

$$\sigma - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{ra6}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma max} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{ra6}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma max}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_7 - t_3)$$

$$\sigma_7 := \text{Find}(\sigma) \rightarrow (-5.9782046577362015751 + 5.0487097934144755546e-28i \quad -14.765740751681964445 - 3.0292258760486853328e-28i \quad 4.2553438313886435196 - 2.0194839173657902219e-28i)$$

$$\sigma_7 = (-5.978 \quad -14.766 \quad 4.255)$$

$$\sigma_7 := 3.878$$

$$f_7 := \frac{\gamma_1 \cdot l_{ra6}^2}{8 \cdot \sigma_7} \quad f_7 = 13.951 \quad (\text{м})$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Конструктивное исполнение ВЛ в ПВК Mathcad 15

**7. Выбор типов изоляторов и арматуры.**

$l_{\text{вес}} = 500$  Электромеханическая разрывающая нагрузка, (кг):  
 весовой пролет, (м).  
 $G_{\Gamma} := 4.1$  вес гирлянды изоляторов, (кг).  
 $F_{\text{p}} = 301$  расчетное сечение всего провода, (мм<sup>2</sup>)(Неклепаев, стр. 428).

$$\gamma_7 = 8.096 \times 10^{-3} \quad \gamma_1 = 2.705 \times 10^{-3} \quad \sigma_{\text{max}} := \sigma \gamma_{\text{max}}$$

$$2.7 \cdot (\gamma_7 \cdot F_{\text{p}} \cdot l_{\text{вес}} + G_{\Gamma}) = 3300.85046$$

$$5 \cdot (\gamma_1 \cdot F_{\text{p}} \cdot l_{\text{вес}} + G_{\Gamma}) = 2056.075$$

$$2.7 \cdot \sqrt{(\sigma_{\text{max}} \cdot F_{\text{p}})^2 + \left(\frac{\gamma_7 \cdot F_{\text{p}} \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_{\Gamma}\right)^2} = 10052.27534$$

$$5 \cdot \sqrt{(\sigma_3 \cdot F_{\text{p}})^2 + \left(\frac{\gamma_1 \cdot F_{\text{p}} \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_{\Gamma}\right)^2} = 12234.63654$$

**8. Расчет тяжения провода при обрыве в соседнем пролете.**

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

Определим начальное тяжение провода, (кг).

$$H_0 := \sigma_3 \cdot F_{\text{p}}$$

$$\sigma_4 = 6.723$$

$$\sigma_{\text{max}} := \sigma_4$$

$$H_0 = 2.438 \times 10^3$$

Построим кривую " перемещение точки подвеса ".

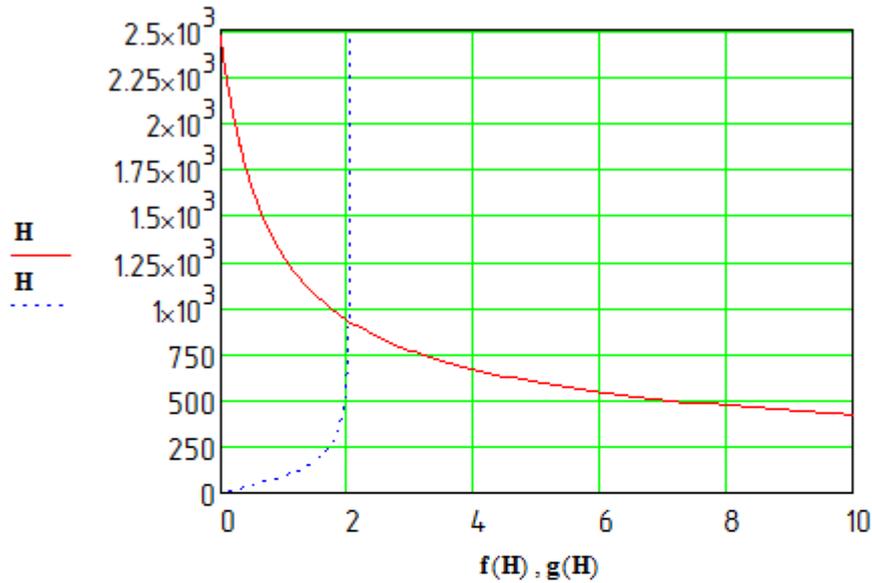
$$P_0 := \gamma_1 \cdot F_{\text{p}} \quad H := 10, 20 \dots 2500 \quad \lambda = 2.055$$

$$\frac{l_{\text{раб}}}{E \cdot F_{\text{p}}} (H_0 - H) + \frac{P_0^2 \cdot l_{\text{раб}}^3}{24} \cdot \left( \frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right) \cdot \frac{\lambda}{\sqrt{1 + \left( \frac{P_0 \cdot l_{\text{раб}} + G_{\Gamma}}{2 \cdot H} \right)^2}}$$

$$f(H) := \frac{l_{\text{раб}}}{E \cdot F_{\text{p}}} \cdot (H_0 - H) + \frac{P_0^2 \cdot l_{\text{раб}}^3}{24} \cdot \left( \frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right)$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
 Конструктивное исполнение ВЛ в ПВК Mathcad 15

$$g(H) := \frac{\lambda}{\sqrt{1 + \left(\frac{P_0 \cdot l_{\text{раб}} + G_T}{2 \cdot H}\right)^2}}$$



По полученным данным строим две кривые пересечение которых нам даст искомое значение H. Данное уравнение решим также аналитически.

$$H := 900$$

$$\frac{l_{\text{раб}}}{E \cdot F_p} \cdot (H_0 - H) + \frac{P_0^2 \cdot l_{\text{раб}}^3}{24} \cdot \left( \frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right) = 2.151$$

$$\frac{\lambda}{\sqrt{1 + \left(\frac{P_0 \cdot l_{\text{раб}} + G_T}{2 \cdot H}\right)^2}} = 2.021$$

Стрела провеса после обрыва провода в соседнем пролете.

$$f := \frac{P_0 \cdot l_{\text{раб}}^2}{8 \cdot H}$$

$$f = 18.094$$

### 9. Расстановка опор по профилю трассы ВЛ.

Продольный профиль трассы ВЛ представляет собой очертания верти кального разреза вдоль трассы.

$$\sigma_1 = 12.149$$

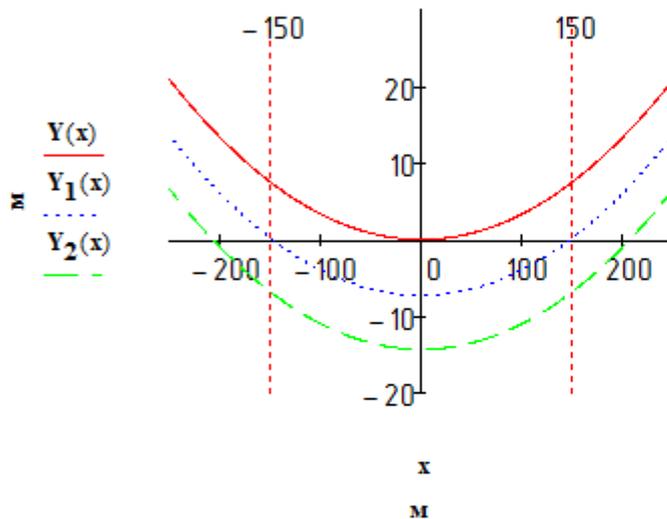
$$x := -300..300$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Конструктивное исполнение ВЛ в ПВК Mathcad 15

$$Y(x) := \frac{\gamma_7 \cdot 10^4}{\sigma_1 \cdot 2} \left( \frac{x}{100} \right)^2$$

$$Y_1(x) := Y(x) - 7.3$$

$$Y_2(x) := Y(x) - 14.32$$



### 10. Проверка ветровых и весовых пролетов.

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

$$\frac{L_{\text{э}1} + L_{\text{э}2}}{2} \leq L_{\text{ветр}}$$

При расстановке опор по шаблону данное условие не соблюдается, поэтому произведем сдвиг опор ближе друг к другу.

При различной высоте точек подвеса провода на соответствующие опоры передается вес провода на участке от точки подвеса до нижней точки провода в пролете. Длина этого участка, равная полусумме соответствующих эквивалентных пролетов, не должна превышать значения, принятого в расчете опоры, т.е:

$$\frac{L_1 + L_2}{2} \leq L_{\text{вес}}$$

Проверяем ветровые пролёты:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Конструктивное исполнение ВЛ в ПВК Mathcad 15

**10.1 Проверка ветрового пролета (расстояние между серединами пролетов).**

$$l := \begin{pmatrix} 435 \\ 436 \\ 437 \\ 438 \\ 440 \\ 442 \\ 445 \end{pmatrix}$$

$$l_{\text{вет.расч1}} := \frac{l_0 + l_1}{2}$$

$$l_{\text{вет.расч2}} := \frac{l_1 + l_2}{2}$$

$$l_{\text{вет.расч3}} := \frac{l_2 + l_3}{2}$$

$$l_{\text{вет.расч4}} := \frac{l_3 + l_4}{2}$$

$$l_{\text{вет.расч5}} := \frac{l_4 + l_5}{2}$$

$$l_{\text{вет.расч6}} := \frac{l_5 + l_6}{2}$$

$$l_{\text{вет.}} := 520$$

$$l_{\text{вет.расч1}} = 435.5$$

$$l_{\text{вет.расч2}} = 436.5$$

$$l_{\text{вет.расч3}} = 437.5$$

$$l_{\text{вет.расч4}} = 439$$

$$l_{\text{вет.расч5}} = 441$$

$$l_{\text{вет.расч6}} = 443.5$$

**10.2 Проверка несобого пролета (между низшими точками провисания проводов)**

$$l_{\text{ЭКВ}} := \begin{pmatrix} 460 \\ 470 \\ 480 \\ 490 \\ 450 \\ 455 \\ 475 \end{pmatrix}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
 Конструктивное исполнение ВЛ в ПВК Mathcad 15

$l_{\text{вес.расч1}} := \frac{l_{\text{экв0}} + l_{\text{экв1}}}{2}$	$l_{\text{вес}} = 500$
$l_{\text{вес.расч2}} := \frac{l_{\text{экв1}} + l_{\text{экв2}}}{2}$	$l_{\text{вес.расч1}} = 465$
$l_{\text{вес.расч3}} := \frac{l_{\text{экв2}} + l_{\text{экв3}}}{2}$	$l_{\text{вес.расч2}} = 475$
$l_{\text{вес.расч4}} := \frac{l_{\text{экв3}} + l_{\text{экв4}}}{2}$	$l_{\text{вес.расч3}} = 485$
$l_{\text{вес.расч5}} := \frac{l_{\text{экв4}} + l_{\text{экв5}}}{2}$	$l_{\text{вес.расч4}} = 470$
$l_{\text{вес.расч6}} := \frac{l_{\text{экв5}} + l_{\text{экв6}}}{2}$	$l_{\text{вес.расч5}} = 452.5$
	$l_{\text{вес.расч6}} = 465$

II. Расчет монтажных стрел пробеса.

В анкерном участке между 1 и 2 анкером

$$l_{\text{np}} := \sqrt{\frac{450^3}{450}} \quad l_{\text{np}} = 450$$

$$\min$$

$$t_{\text{min}} = -50 \quad E_w = 82.5 \cdot 10^3$$

$$\text{Given} \quad \sigma_{\text{max}} = 116$$

$$\sigma - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{\text{np}}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\text{max}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{\text{np}}^2}{24 \cdot \sigma_{\text{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{min}} - t_0) \quad \gamma_1 = 0.039$$

$$\sigma_{\text{min1}} := \text{Find}(\sigma) \rightarrow (215.59284770642981768 \quad -11.389332048675794943 + 69.146223144733280278i \quad -11.389332048675794943 - 69.146223144733280278i)$$

$$\sigma_{\text{min1}} := 215.8$$

$$\max$$

$$t_{\text{max}} = 39 \quad \gamma_1 = 0.039$$

$$\text{Given}$$

$$\sigma - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{\text{np}}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\text{max}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{\text{np}}^2}{24 \cdot \sigma_{\text{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{max}} - t_{\text{гол}})$$

$$\sigma_{\text{max1}} := \text{Find}(\sigma) \rightarrow (114.01476725071859271 \quad -40.723466820820182461 + 87.337004943665809389i \quad -40.723466820820182461 - 87.337004943665809389i)$$

$$\sigma_{\text{max1}} := 117.6$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Конструктивное исполнение ВЛ в ПВК Mathcad 15

Стрела провеса при -50 в пролете = 450

$$f_{\min 1} := \frac{\gamma_1 \cdot 450^2}{8 \cdot \sigma_{\min 1}} \quad f_{\min 1} = 4.575$$

при 35

$$f_{\max 1} := \frac{\gamma_1 \cdot 450^2}{8 \cdot \sigma_{\max 1}} \quad f_{\max 1} = 8.394$$

Стрела провеса при -50 в пролете = 435

$$f_{\min 2} := \frac{\gamma_1 \cdot 435^2}{8 \cdot \sigma_{\min 1}} \quad f_{\min 2} = 4.275$$

при 35

$$f_{\max 2} := \frac{\gamma_1 \cdot 435^2}{8 \cdot \sigma_{\max 1}} \quad f_{\max 2} = 7.844$$

Стрела провеса при -50 в пролете = 440

$$f_{\min 3} := \frac{\gamma_1 \cdot 440^2}{8 \cdot \sigma_{\min 1}} \quad f_{\min 3} = 4.373$$

при 39

$$f_{\max 3} := \frac{\gamma_1 \cdot 440^2}{8 \cdot \sigma_{\max 1}} \quad f_{\max 3} = 8.026$$

Стрела провеса при -50 в пролете = 442

$$f_{\min 4} := \frac{\gamma_1 \cdot 442^2}{8 \cdot \sigma_{\min 1}} \quad f_{\min 4} = 4.413$$

при 39

$$f_{\max 4} := \frac{\gamma_1 \cdot 442^2}{8 \cdot \sigma_{\max 1}}$$

В анкерном участке между 2 и 3 анкером

$$l_{np} := \sqrt{\frac{450^3}{450}} \quad l_{np} = 450$$

**min**

$$t_{\min} = -50 \quad \gamma_1 = 0.039$$

Given

$$\sigma - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{np}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\max} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{np}^2}{24 \cdot \sigma_{\max}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\min} - t_{\text{рол}})$$

$$\sigma_{\min 2} := \text{Find}(\sigma) \rightarrow (203.51250578467068032 \quad -12.781586087796226263 + 70.986310527735173555i \quad -12.781586087796226263 - 70.986310527735173555i)$$

$$\sigma_{\min 2} := 210.4$$

**max**

$$t_{\max} = 39 \quad \gamma_1 = 0.039$$

Given

$$\sigma - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{np}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\max} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{np}^2}{24 \cdot \sigma_{\max}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\max} - t_{\text{рол}})$$

$$\sigma_{\max 2} := \text{Find}(\sigma) \rightarrow (114.01476725071859271 \quad -40.723466820820182461 + 87.337004943665809389i \quad -40.723466820820182461 - 87.337004943665809389i)$$

$$\sigma_{\max 2} := 117.6$$

Стрела провеса при -50 в пролете = 450

$$f_{\min 5} := \frac{\gamma_1 \cdot 450^2}{8 \cdot \sigma_{\min 2}}$$

$$f_{\min 5} = 4.692$$

при 39

$$f_{\max 5} := \frac{\gamma_1 \cdot 450^2}{8 \cdot \sigma_{\max 2}}$$

В анкерном участке между 3 и 4 анкером

$$l_{np} := \sqrt{\frac{(450^3 + 460^3 + 470^3)}{450 + 460 + 470}} \quad l_{np} = 460.217$$

**min**

$$t_{\min} = -50 \quad \gamma_1 = 0.039$$

Given

$$\sigma - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{np}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\max} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{np}^2}{24 \cdot \sigma_{\max}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\min} - t_{\text{рол}})$$

$$\sigma_{\min 3} := \text{Find}(\sigma) \rightarrow (204.31990465761181913 \quad -13.263145271021295622 + 72.415040785668537988i \quad -13.263145271021295622 - 72.415040785668537988i)$$

$$\sigma_{\min 3} := 211.2$$

**max**

$$t_{\max} = 39 \quad \gamma_1 = 0.039$$

Given

$$\sigma - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot I_{np}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\max} - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot I_{np}^2}{24 \cdot \sigma_{\max}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\max} - t_{\text{гол}})$$

$$\sigma_{\max 3} := \text{Find}(\sigma) \rightarrow (115.46832739850079437 \quad -4.1528106641465783242 + 88.689223621634540233i \quad -4.1528106641465783242 - 88.689223621634540233i)$$

$$\sigma_{\max 3} := 119$$

Стрела провеса при -50 в пролете = 450

$$f_{\min 6} := \frac{\gamma_1 \cdot 450^2}{8 \cdot \sigma_{\min 3}} \quad f_{\min 6} = 4.674$$

при 39

$$f_{\max 6} := \frac{\gamma_1 \cdot 450^2}{8 \cdot \sigma_{\max 3}} \quad f_{\max 6} = 8.296$$

Стрела провеса при -35 в пролете = 460

$$f_{\min 7} := \frac{\gamma_1 \cdot 460^2}{8 \cdot \sigma_{\min 3}} \quad f_{\min 7} = 4.884$$

при 39

$$f_{\max 7} := \frac{\gamma_1 \cdot 460^2}{8 \cdot \sigma_{\max 3}} \quad f_{\max 7} = 8.668$$

Стрела провеса при -50 в пролете = 470

$$f_{\min 8} := \frac{\gamma_1 \cdot 470^2}{8 \cdot \sigma_{\min 3}} \quad f_{\min 8} = 5.099$$

при 39

$$f_{\max 8} := \frac{\gamma_1 \cdot 470^2}{8 \cdot \sigma_{\max 3}} \quad f_{\max 8} = 9.049$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
 Конструктивное исполнение ВЛ в ПВК Mathcad 15

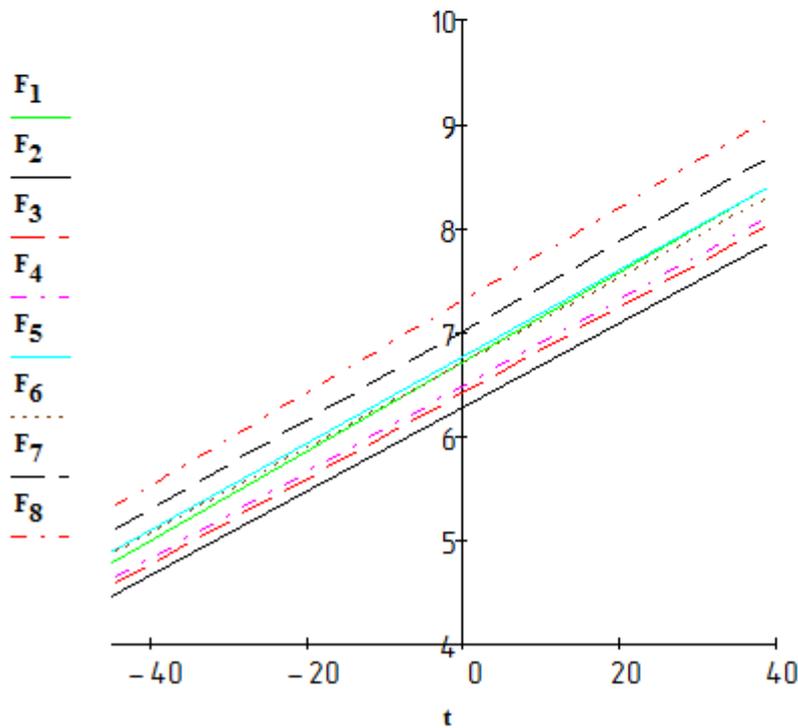
$$t := \begin{pmatrix} -50 \\ 39 \end{pmatrix}$$

$$F_1 := \begin{pmatrix} f_{\min 1} \\ f_{\max 1} \end{pmatrix} \quad F_2 := \begin{pmatrix} f_{\min 2} \\ f_{\max 2} \end{pmatrix} \quad F_3 := \begin{pmatrix} f_{\min 3} \\ f_{\max 3} \end{pmatrix} \quad F_4 := \begin{pmatrix} f_{\min 4} \\ f_{\max 4} \end{pmatrix} \quad F_5 := \begin{pmatrix} f_{\min 5} \\ f_{\max 5} \end{pmatrix}$$

$$F_1 = \begin{pmatrix} 4.575 \\ 8.394 \end{pmatrix} \quad F_2 = \begin{pmatrix} 4.275 \\ 7.844 \end{pmatrix} \quad F_3 = \begin{pmatrix} 4.373 \\ 8.026 \end{pmatrix} \quad F_4 = \begin{pmatrix} 4.413 \\ 8.099 \end{pmatrix} \quad F_5 = \begin{pmatrix} 4.692 \\ 8.394 \end{pmatrix}$$

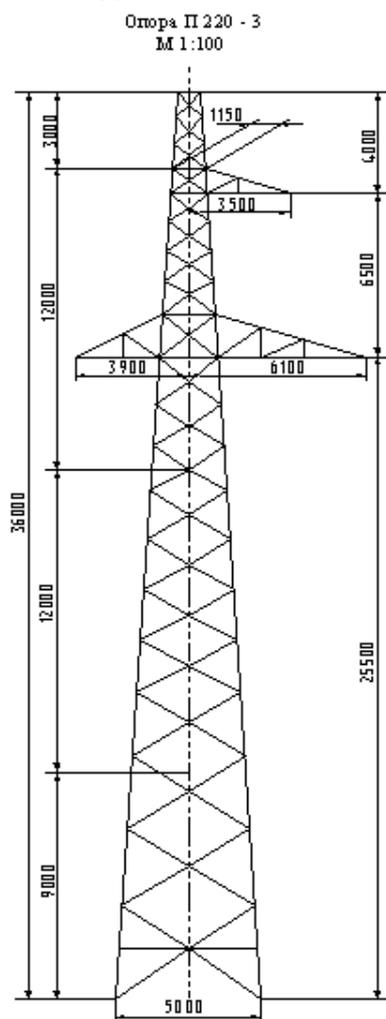
$$F_6 := \begin{pmatrix} f_{\min 6} \\ f_{\max 6} \end{pmatrix} \quad F_7 := \begin{pmatrix} f_{\min 7} \\ f_{\max 7} \end{pmatrix} \quad F_8 := \begin{pmatrix} f_{\min 8} \\ f_{\max 8} \end{pmatrix}$$

$$F_6 = \begin{pmatrix} 4.674 \\ 8.296 \end{pmatrix} \quad F_7 = \begin{pmatrix} 4.884 \\ 8.668 \end{pmatrix} \quad F_8 = \begin{pmatrix} 5.099 \\ 9.049 \end{pmatrix}$$

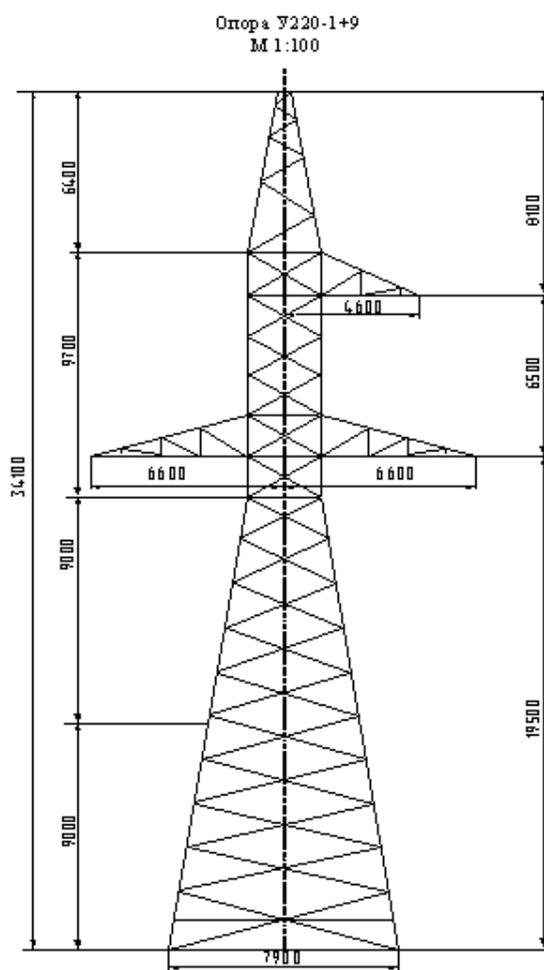


ПРИЛОЖЕНИЕ Г  
 Расчет грозоупорности ВЛ в ПВК Mathcad 15

Номинальное напряжение	$U_{\text{НОМ}} := 220 \text{ кВ}$
Толщина первого слоя грунта	$h_1 := 0.55 \text{ м}$
Климатическая зона	$N_{\text{КЛ.З.}} := 3$
Число линий электропередач в схеме РУ	$n_{\text{ВЛ}} := 2$
Сечение ВЛ	$S_{\text{ВЛ}} := 300 \text{ мм}^2$
Ток короткого замыкания	$I_{\text{КЗ}} := 3.28 \text{ кА}$
Время срабатывания защиты	$t_{\text{СЗ}} := 0.3 \text{ с}$
Ток молнии	$I_{\text{М}} := 40 \text{ кА}$
Число ячеек	$n_{\text{Я}} := 3$
Состав грунта первого/второго слоя пески водоносные/скальный грунт	$R := 1$



Промежуточная опора: П220-3



Анкерная опора: У220-1+9

## 1. Оценка грозоупорности ВЛ:

### 1.1. Удар молнии в опору и обратное перекрытие линейной изоляции

#### 1.1.1. Число ударов молнии в опору

Высота подвеса троса на опоре

$$h_{\text{тр}} := 36 \text{ м}$$

Длина габаритного пролета

$$l_{\text{габ}} := \frac{380 + 520}{2} = 450 \text{ м} \quad \text{ЭТС том 3 стр.794 табл.50.9}$$

Длина пролёта

$$l_{\text{прол}} := 0.89 \cdot l_{\text{габ}} = 400.5 \text{ м}$$

Длина разрядного пути

$$l_{\text{разр}} := 2.16 \text{ м} \quad \text{РУ рис.П23.15}$$

Высота подвеса нижнего провода

$$h_{\text{пр.н}} := 25.5 - l_{\text{разр}} = 23.34 \text{ м}$$

Наименьшее допустимое расстояние от провода до земли в середине пролета

$$h_{\text{Г}} := \text{' м} \quad \text{РУ табл.П13.1}$$

Стрела провеса

$$f_{\text{тр}} := h_{\text{пр.н}} - h_{\text{Г}} = 16.34 \text{ м} \quad \text{т.к. } h_{\text{тр-пр}} \leq h_{\text{тр}} - h_{\text{пр.в}}$$

Средняя высота подвеса

$$h_{\text{ср.тр}} := h_{\text{тр}} - \frac{2}{3} \cdot f_{\text{тр}} = 25.107$$

Количество грозовых часов

$$N_{\text{ГЧ}} := 46 \quad \text{РУ приложение рис.6.8}$$

Плотность разрядов молнии на землю

$$p_0 := 0.05 \cdot N_{\text{ГЧ}} = 2.3$$

Расстояние между тросами

$$d_{\text{тр\_тр}} := 0 \text{ т.к. один трос}$$

Число ударов молнии на 100 км длины линии за 100 грозовых часов:

$$N_{\text{мол}} := 0.2 \cdot p_0 \cdot \left[ \frac{d_{\text{тр\_тр}}}{2} + 5 \cdot h_{\text{ср.тр}} - \frac{(2 \cdot h_{\text{ср.тр}})^2}{30} \right] = 38.415 \quad \text{т.к. } h_{\text{ср}} < 30 \text{ м}$$

Число ударов молнии в опору:

$$N_{\text{оп}} := 4 \cdot N_{\text{мол}} \cdot \frac{h_{\text{тр}}}{l_{\text{прол}}} = 13.812$$

1.1.2 Критическое значение тока молнии

$$U_{\min} := 1 \text{ кВ} \quad \text{РУ рис. П14.1}$$

$$k_{\text{кон}} := 2.2 \quad \text{для чистой атмосферы}$$

$$k_E := 1 \quad \text{РУ табл.П14.1}$$

Импульсное напряжение линейной изоляции

$$U_{50\%} := U_{\min} \cdot k_{\text{кон}} \cdot k_E = 2640 \text{ кВ}$$

$$R_{\text{и}} := 1 \quad k_{\text{отв}} := 0 \quad L_0 := 0.6 \quad h_{\text{оп}} := 24 \quad \tau_{\phi} := 2 \quad M_0 := 0.2$$

$$I_{\text{кр}} := \frac{U_{50\%}}{R_{\text{и}} + \left[ \frac{(k_{\text{отв}}^2 \cdot L_0 \cdot h_{\text{оп}})}{\tau_{\phi}} \right] + \frac{M_0 \cdot h_{\text{оп}}}{\tau_{\phi}}} = 144.8 \text{ кА}$$

1.1.3 Вероятность импульсного перекрытия линейной изоляции

$$p_{\text{оп}} := e^{(-0.041) \cdot I_{\text{кр}}} = 2.64 \times 10^{-3}$$

1.1.4 Коэффициент перехода импульсного перекрытия изоляции в дугу тока промышленной частоты.

$$U := 252 \text{ кВ} \quad \text{РУ табл.П13.1}$$

$$\eta := \left( 0.92 \cdot \frac{U}{I_{\text{взр}}} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 1.013$$

Так как  $\eta > 0.9$ , то приравниваем его к 0.9

$$\eta := 0.9$$

1.1.5 Удельное число отключений ВЛ от обратных перекрытий изоляции при ударе молнии в опору

$$n_{\text{оп}} := N_{\text{оп}} \cdot p_{\text{оп}} \cdot \eta = 0.033$$

**1.2 Удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту и перекрытие линейной изоляции**

1.2.1 Число прорывов молнии на провода

Высота подвеса верхнего провода

$$h_{\text{пр.в}} := 29 - l_{\text{разр}} = 26.84 \text{ м}$$

Средняя высота подвеса провода

$$h_{\text{ср.пр}} := h_{\text{пр.в}} - \frac{2}{3} \cdot f_{\text{тр}} = 5.947 \text{ м}$$

Превышение троса над проводом

$$\Delta h := h_{\text{ср.тр}} - h_{\text{ср.пр}} = 9.16 \text{ м}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет грозоупорности ВЛ в ПВК Mathcad 15

Горизонтальное смещение троса относительно провода

$$\Delta S := 2.8 \text{ м}$$

Радиус провода

$$r_{\text{пр}} := \frac{0.0152}{2} = 0.0076 \text{ Неклепаев, стр. 428}$$

$$D := 1 + U_{\text{НОМ}} \cdot 10^{-3} \cdot \frac{h_{\text{тр}}}{\Delta h} \cdot \left[ \frac{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^{-3})^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h_{\text{ср.пр}}}{r_{\text{пр}}}\right)} \right]^3 = 1$$

$$\alpha := \frac{\text{atan}\left(\frac{\Delta S}{\Delta h}\right)}{\text{deg}} = 16.997$$

Вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту на фазные провода

$$p_{\alpha} := e^{-\left[\frac{1}{D} \cdot \left(\frac{0.55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{\text{тр}} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D}\right)\right]} = 1.482 \times 10^{-3}$$

1.2.2. Критическое значение тока молнии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту

$$U_{50\%.2.} := U_{\text{min}} \cdot \left[ 0.92 - 0.0121 \cdot I_{\text{разр}}^{(0.74 - 0.061 \cdot I_{\text{разр}})} \cdot (I_{\text{разр}}^{-3}) \right] = 1094.203$$

Волновое сопротивление коронирующего провода

$$z_{\text{пр.кор}} := 410 \text{ РУ табл. П16.2}$$

$$I_{\text{кр.2}} := \frac{2 \cdot U_{50\%.2.}}{z_{\text{пр.кор}}} = 5.338$$

1.2.3. Вероятность обратного перекрытия линейной изоляции:

$$P_{\text{пр.тр.з}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{кр.2}}} = 0.808$$

1.2.4. Удельное число отключений ВЛ при ударе молнии в провод

Число прорывов молнии на провод:

$$N_{\text{пр}} := N \cdot p_{\alpha} = 0.057$$

$$n_{\text{пр}} := N_{\text{пр}} \cdot P_{\text{пр.тр.з}} \cdot \eta = 0.047$$

### 1.3 Удар молнии в трос в середине пролёта и обратное перекрытие линейной изоляции

#### 1.3.1 Критическая крутизна фронта тока

Скорость света

$$c := 3 \cdot 10^8 \text{ м/с}$$

$E_{\text{ср}} := 700 \text{ кВ/м}$  для равнинной местности

Коэффициент затухания

$$\beta := 0.9$$

Скорость набегания электромагнитной волны

$$v := c \cdot \beta = 2.7 \times 10^8$$

Радиус троса ОКГТ (24 ОВ, типа G.652.D SMF-28e+).

$$r_{\text{тр}} := \sqrt{\frac{5.5 \cdot 10^{-4}}{3.14}} = 0.013 \text{ м}$$

Волновое сопротивление троса

$$z_{\text{тр}} := \left( 60 \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot h_{\text{ср.тр}}}{r_{\text{тр}}} \right) \right) \cdot \beta = 445.024$$

Коэффициент геометрической связи

$$k := \frac{0.19}{\beta} = 0.211 \quad k_r = 0.19 \text{ РУ табл. П16.2}$$

$$a_{\text{кр}} := \frac{2 \cdot E_{\text{ср}} \cdot \Delta h \cdot v}{z_{\text{тр}} \cdot (1 - k) \cdot l_{\text{прол}}} = 2.463 \times 10^7$$

#### 1.3.2. Критическое значение тока молнии

$$I_{\text{кр3}} := \frac{a_{\text{кр}} \cdot r_{\text{тр}} \cdot l_{\text{прол}} \cdot k}{2 \cdot v \cdot R_{\text{н}}} = 5.103 \times 10^{-3} \text{ кА}$$

#### 1.3.3. Вероятность перекрытия линейной изоляции

$$p_{\text{тр}} := e^{-0.08 \cdot I_{\text{кр3}}} = 1$$

#### 1.3.4. Число грозовых отключений ВЛ при ударе молнии в трос в середине пролёта

Число ударов молнии в трос

$$N_{\text{тр}} := N \cdot \left( 1 - \frac{4 \cdot h_{\text{ср.тр}}}{l_{\text{прол}}} \right) = 28.782$$

$$n_{\text{тр}} := N_{\text{тр}} \cdot p_{\text{тр}} \cdot \eta = 29.154$$

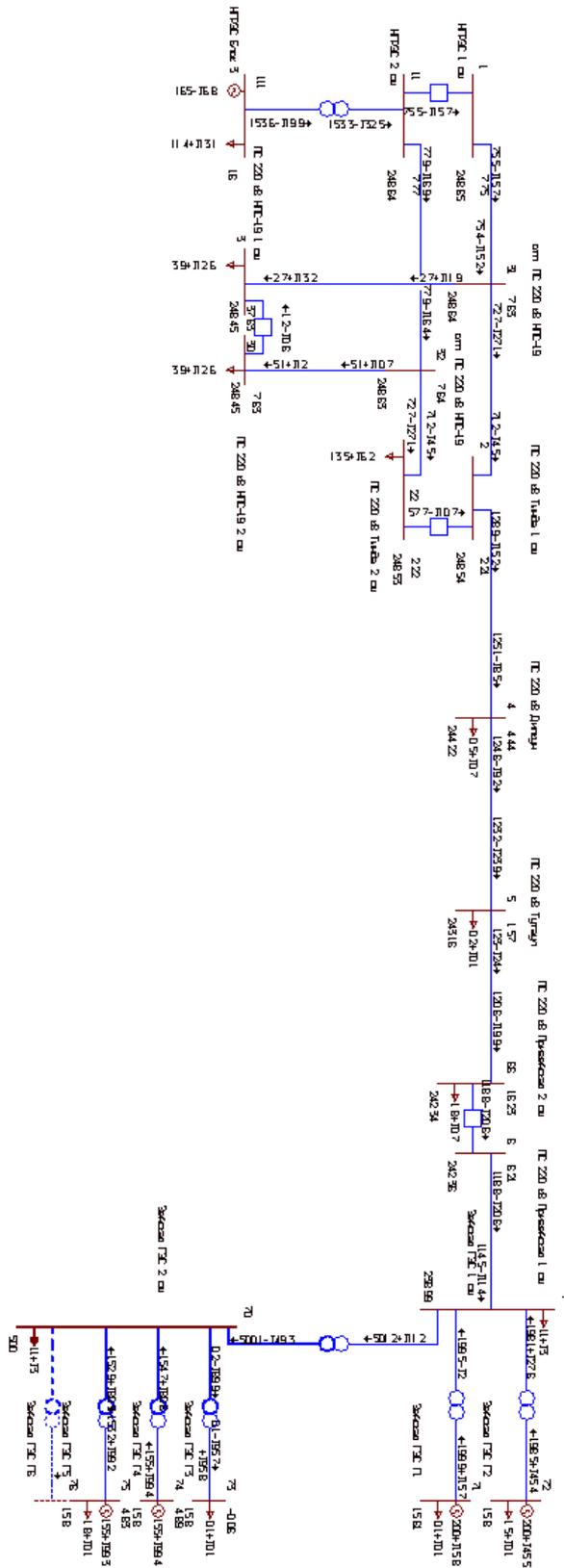
### 1.4. Удельное число грозовых отключений в целом

$$n_{\text{Г}} := n_{\text{оп}} + n_{\text{тр}} + n_{\text{пр}} = 29.233$$

# ПРИЛОЖЕНИЕ Д

## Расчеты режимов в программе RastrWin

Графика исходного режима:



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д  
Расчеты режимов в программе RastrWin

Узлы исходного режима:

Тип	№	Название	Un	Pn	Qn	Pг	Qг	Vзд	Qmin	Qmax	V	Delta
Нагр	1	НГРЭС 1 сш	220								248.65	7.75
Нагр	11	НГРЭС 2 сш	220								248.64	7.77
Ген	111	НГРЭС Блок 3	16	11.4	13.1	165	-6.8	16	-40	155	16	1.82
Нагр	2	ПС 220 кВ Тында 1 сш	220								248.54	2.21
Нагр	22	ПС 220 кВ Тында 2 сш	220	13.5	6.2						248.53	2.22
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	0.5	0.7						244.22	4.44
Нагр	5	ПС 220 кВ Тугаул	220	0.2	0.1						243.16	1.57
Нагр	6	ПС 220 кВ Призейская 1 сш	220								242.36	6.21
Нагр	66	ПС 220 кВ Призейская 2 сш	220	1.8	0.7						242.34	6.23
Нагр	7	Зейская ГЭС 1 сш	220	11	3						238.99	6.79
База	70	Зейская ГЭС 2 сш	500	11	3						500	
Нагр	71	Зейская ГЭС Г1	16	0.1	0.1	200	15.8	15.8			15.61	1.55
Ген	72	Зейская ГЭС Г2	16	1.5	0.1	200	45.5	15.8	-85	165	15.8	1.45
Ген	73	Зейская ГЭС Г3	16	0.1	0.1		95.8	15.8	-85	165	15.8	-0.06
Ген	74	Зейская ГЭС Г4	16			155	99.4	15.8	-87	165	15.8	4.89
Ген	75	Зейская ГЭС Г5	16	1.8	0.1	155	99.3	15.8	-85	165	15.8	4.83
Нагр	76	Зейская ГЭС Г6	16									
Нагр	31	отп. ПС 220 кВ НПС-19	220								248.64	7.63
Нагр	32	отп. ПС 220 кВ НПС-19	220								248.63	7.64
Нагр	3	ПС 220 кВ НПС-19 1 сш	220	3.9	12.6						248.45	7.63
Нагр	30	ПС 220 кВ НПС-19 2 сш	220	3.9	12.6						248.45	7.63



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д  
Расчеты режимов в программе RastrWin

Узлы максимального режима:

Тип	№	Название	U <sub>н</sub>	P <sub>н</sub>	Q <sub>н</sub>	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	V <sub>зд</sub>	Q <sub>min</sub>	Q <sub>max</sub>	V	Delta
Нагр	1	НГРЭС 1 сш	220								241.7	5.85
Нагр	11	НГРЭС 2 сш	220								241.7	5.86
Ген	111	НГРЭС Блок 3	16	11	13	165	-33	16	-40	155	16	0.88
Нагр	2	ПС 220 кВ Тында 1 сш	220								238	0.92
Нагр	22	ПС 220 кВ Тында 2 сш	220	14	6.2						238	0.93
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	0.5	0.7						238.1	2.57
Нагр	5	ПС 220 кВ Тутаул	220	0.2	0.1						237.6	0.95
Нагр	6	ПС 220 кВ Призейская 1 сш	220								236.1	5.15
Нагр	66	ПС 220 кВ Призейская 2 сш	220	1.8	0.7						236.1	5.17
Нагр	7	Зейская ГЭС 1 сш	220	11	3						240.2	6.66
База	70	Зейская ГЭС 2 сш	500	11	3						544.4	0.64
Нагр	71	Зейская ГЭС Г1	16	0.1	0.1	200	-69	15.8			15.8	1.19
Ген	72	Зейская ГЭС Г2	16	1.5	0.1	200	-69	15.8	-85	165	15.8	1.16
Ген	73	Зейская ГЭС Г3	16	0.1	0.1		-64	15.8	-85	165	15.8	0.67
Ген	74	Зейская ГЭС Г4	16			155	-61	15.8	-87	165	15.8	5.22
Ген	75	Зейская ГЭС Г5	16	1.8	0.1	155	-61	15.8	-85	165	15.8	5.17
Нагр	76	Зейская ГЭС Г6	16									
Нагр	31	отп. ПС 220 кВ НПС-19	220								241.7	5.73
Нагр	32	отп. ПС 220 кВ НПС-19	220								241.6	5.73
Нагр	3	ПС 220 кВ НПС-19 1 сш	220	3.9	13						241.6	5.73
Нагр	30	ПС 220 кВ НПС-19 2 сш	220	3.9	13						241.6	5.73
Нагр	9	ПП Нагорный 1 сш	220								236.4	2.93
Нагр	88	ПП Нагорный 2 сш	220								236.2	2.93
Нагр	81		220								238.2	2.94
Нагр	82		220								238.2	2.93

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д  
Расчеты режимов в программе RastrWin

Токовая загрузка ЛЭП максимального режима:

Ннач	Нкон	Название	Инач	Икон	Место	Imax	Идоп25	Идоп.об	Идоп.р	И/И_dop
1	31	НГРЭС 1 сш - отп. ПС 220 кВ НПС-19	175	174	ВН	175	710	710	710	24.6
11	32	НГРЭС 2 сш - отп. ПС 220 кВ НПС-19	203	203	ВН	203	710	710	710	28.6
31	3	отп. ПС 220 кВ НПС-19 - ПС 220 кВ НПС-19 1 сш	24	27	ВН	27	710	710	710	3.8
32	30	отп. ПС 220 кВ НПС-19 - ПС 220 кВ НПС-19 2 сш	31	34	ВН	34	710	710	710	4.8
32	22	отп. ПС 220 кВ НПС-19 - ПС 220 кВ Тында 2 сш	209	179	ВН	209	710	710	710	29.5
2	4	ПС 220 кВ Тында 1 сш - ПС 220 кВ Дипкун	301	288	ВН	301	710	710	710	42.4
4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тутаул	287	283	ВН	287	710	710	710	40.4
5	66	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Призей- ская 2 сш	283	277	ВН	283	710	710	710	39.8
6	7	ПС 220 кВ Призей- ская 1 сш - Зейская ГЭС 1 сш	273	269	ВН	273	710	710	710	38.5
2	82	ПС 220 кВ Тында 1 сш -	152	159	ВН	159	710	710	710	22.4
31	81	отп. ПС 220 кВ НПС-19 -	174	159	ВН	174	710	710	710	24.5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д  
Расчеты режимов в программе RastrWin

Узлы минимального режима:

Тип	№	Название	U <sub>н</sub>	P	P <sub>н</sub>	Q <sub>н</sub>	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	V <sub>зд</sub>	Q <sub>min</sub>	Q <sub>max</sub>	V	Delta
Нагр	1	НГРЭС 1 сш	220	2								242	7.11
Нагр	11	НГРЭС 2 сш	220	2								241.98	7.12
Ген	111	НГРЭС Блок 3	16	3	11.1	12.6	165	36.6	16	-40	155	16	1.14
Нагр	2	ПС 220 кВ Тында 1 сш	220	2								238.43	1.12
Нагр	22	ПС 220 кВ Тында 2 сш	220	2	9.2	3.3						238.4	1.13
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2	0.3	0.6						237.95	3.47
Нагр	5	ПС 220 кВ Тутаул	220	2	0.1	0.1						237.37	0.74
Нагр	6	ПС 220 кВ Призейская 1 сш	220	2								235.73	5.71
Нагр	66	ПС 220 кВ Призейская 2 сш	220	2	1.5	0.6						235.72	5.73
Нагр	7	Зейская ГЭС 1 сш	220	2	8	3						240.05	6.76
База	70	Зейская ГЭС 2 сш	500	1	8	3						544.45	0.64
Нагр	71	Зейская ГЭС Г1	16	3	0.1	0.1	200	68.5	15.8			15.79	1.3
Ген	72	Зейская ГЭС Г2	16	3	1.5	0.1	200	67.3	15.8	-85	165	15.8	1.27
Ген	73	Зейская ГЭС Г3	16	3	0.1	0.1		63.7	15.8	-85	165	15.8	0.67
Ген	74	Зейская ГЭС Г4	16	3			155	60.6	15.8	-87	165	15.8	5.22
Ген	75	Зейская ГЭС Г5	16	3	1.8	0.1	155	60.6	15.8	-85	165	15.8	5.17
Нагр	76	Зейская ГЭС Г6	16	3									
Нагр	31	отп. ПС 220 кВ НПС-19	220	2								241	6.99
Нагр	32	отп. ПС 220 кВ НПС-19	220	2								240.03	6.98
Нагр	3	ПС 220 кВ НПС-19 1 сш	220	2	3.2	11.6						241.92	6.98
Нагр	30	ПС 220 кВ НПС-19 2 сш	220	2	3.2	11.6						241.82	6.98
Нагр	9	ПП Нагорный 1 сш	220	2								236.59	4.16
Нагр	88	ПП Нагорный 2 сш	220	2								236.59	4.16
Нагр	81		220	2								236.57	4.17
Нагр	82		220	2								236.6	4.15



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д  
Расчеты режимов в программе RastrWin

Токовая нагрузка ЛЭП минимального режима:

N_н ач	N_к он	Название	I_н ач	I_ко н	Ме- сто	I ма х	Доп 25	Доп. об	Доп .р	I/I_d ор
1	31	НГРЭС 1 сш - отп. ПС 220 кВ НПС-19	369	370	ВН	37 0	710	710	710	52.1
11	32	НГРЭС 2 сш - отп. ПС 220 кВ НПС-19	670	671	ВН	67 1	710	710	710	94.5
31	3	отп. ПС 220 кВ НПС-19 - ПС 220 кВ НПС-19 1 сш	148	145	ВН	14 8	710	710	710	20.8
32	30	отп. ПС 220 кВ НПС-19 - ПС 220 кВ НПС-19 2 сш	286	284	ВН	28 6	710	710	710	40.3
32	22	отп. ПС 220 кВ НПС-19 - ПС 220 кВ Тында 2 сш	185	175	ВН	18 5	710	710	710	26
2	4	ПС 220 кВ Тында 1 сш - ПС 220 кВ Дипкун	288	277	ВН	28 8	710	710	710	40.5
4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тутаул	276	273	ВН	27 6	710	710	710	38.9
5	66	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Призейская 2 сш	272	268	ВН	27 2	710	710	710	38.4
6	7	ПС 220 кВ Призейская 1 сш - Зейская ГЭС 1 сш	277	255	ВН	27 7	710	710	710	39
2	82	ПС 220 кВ Тында 1 сш -	141	148	ВН	14 8	710	710	710	20.9
31	81	отп. ПС 220 кВ НПС-19 -	152	165	ВН	16 5	710	710	710	23.2



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д  
Расчеты режимов в программе RastrWin

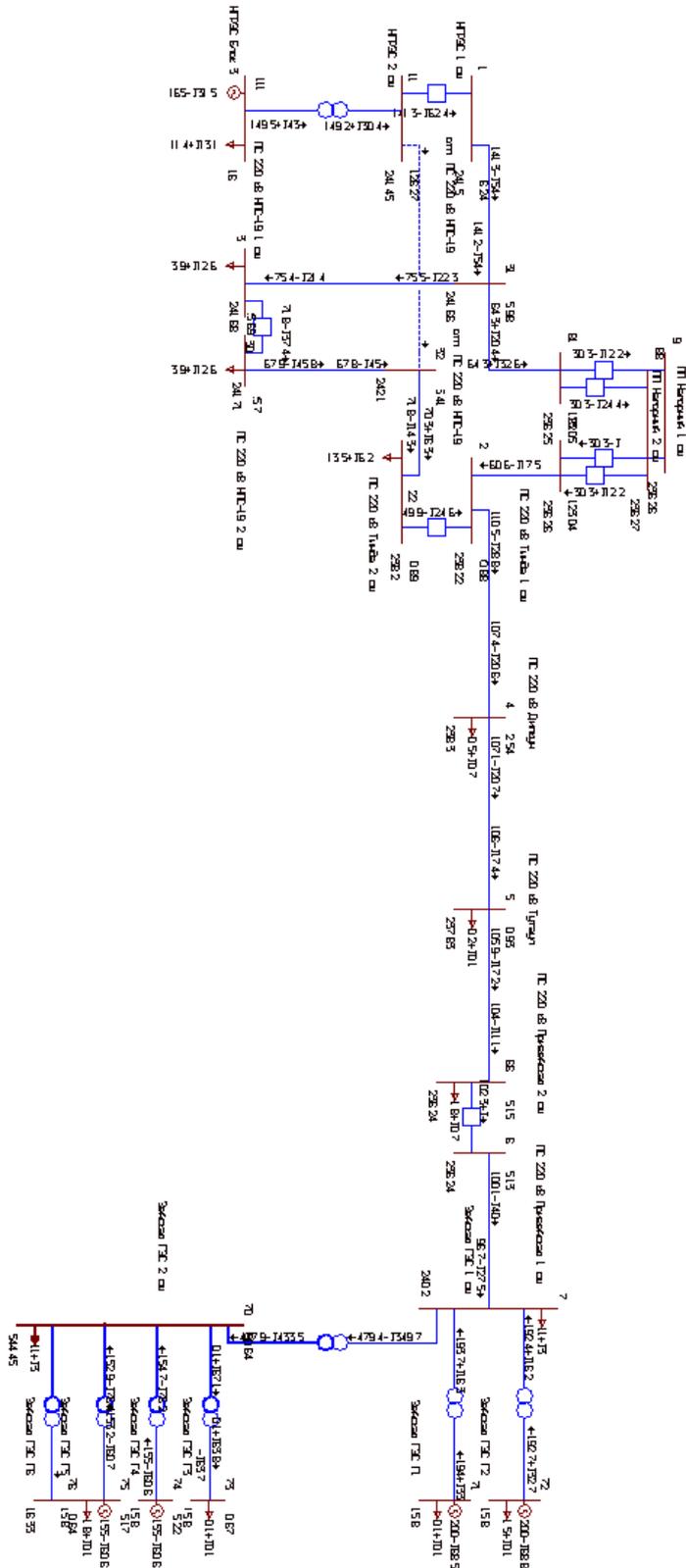
Узлы 1 послеаварийного режима:

S	Тип	№	Название	U <sub>н</sub>	P <sub>н</sub>	Q <sub>н</sub>	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	V <sub>зд</sub>	Q <sub>min</sub>	Q <sub>max</sub>	V	Delta
1	Нагр	1	НГРЭС 1 сш	220									125.88
	Нагр	11	НГРЭС 2 сш	220								241.49	126.15
	Ген	111	НГРЭС Блок 3	16	11.4	13.1	165	-31.8	16	-40	155	16	130.17
	Нагр	2	ПС 220 кВ Тында 1 сш	220								237.81	119.87
	Нагр	22	ПС 220 кВ Тында 2 сш	220	13.5	6.2						237.78	119.88
	Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	0.5	0.7						237.52	112.52
	Нагр	5	ПС 220 кВ Тутаул	220	0.2	0.1						237.52	109.92
	Нагр	6	ПС 220 кВ Призейская 1 сш	220								236.02	105.12
	Нагр	66	ПС 220 кВ Призейская 2 сш	220	1.8	0.7						236.01	105.14
	Нагр	7	Зейская ГЭС 1 сш	220	11	3						240.18	96.66
	База	70	Зейская ГЭС 2 сш	500	11	3						544.45	90.64
	Нагр	71	Зейская ГЭС Г1	16	0.1	0.1	200	-68.5	15.8			15.8	101.19
	Ген	72	Зейская ГЭС Г2	16	1.5	0.1	200	-68.6	15.8	-85	165	15.8	101.16
	Ген	73	Зейская ГЭС Г3	16	0.1	0.1		-63.7	15.8	-85	165	15.8	90.67
	Ген	74	Зейская ГЭС Г4	16			155	-60.6	15.8	-87	165	15.8	95.22
	Ген	75	Зейская ГЭС Г5	16	1.8	0.1	155	-60.6	15.8	-85	165	15.8	95.17
1	Нагр	76	Зейская ГЭС Г6	16									
	Нагр	31	отп. ПС 220 кВ НПС-19	220								241.75	125.41
	Нагр	32	отп. ПС 220 кВ НПС-19	220								241.65	125.89
	Нагр	3	ПС 220 кВ НПС-19 1 сш	220	3.9	12.6						241.53	125.64
	Нагр	30	ПС 220 кВ НПС-19 2 сш	220	3.9	12.6						236.17	125.65
	Нагр	9	ПП Нагорный 1 сш	220								236.17	122.74
	Нагр	88	ПП Нагорный 2 сш	220								236.16	122.74
	Нагр	81		220								236.2	122.74
	Нагр	82		220								256.17	122.73

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

## Расчеты режимов в программе RastrWin

Графика 2 послеаварийного режима:



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д  
Расчеты режимов в программе RastrWin

Узлы 2 послеаварийного режима:

Тип	№	Название	U <sub>н</sub>	P <sub>н</sub>	Q <sub>н</sub>	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	V <sub>зд</sub>	Q <sub>min</sub>	Q <sub>max</sub>	V	Delta
Нагр	1	НГРЭС 1 сш	220								241.5	126.24
Нагр	11	НГРЭС 2 сш	220								241.5	126.27
Ген	111	НГРЭС Блок 3	16	11.4	13.1	165	-31.5	16	-40	155	16	130.29
Нагр	2	ПС 220 кВ Тында 1 сш	220								238.2	119.88
Нагр	22	ПС 220 кВ Тында 2 сш	220	13.5	6.2						238.2	119.89
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	0.5	0.7						238.3	112.54
Нагр	5	ПС 220 кВ Тугаул	220	0.2	0.1						237.8	109.93
Нагр	6	ПС 220 кВ Призейская 1 сш	220								236.2	105.13
Нагр	66	ПС 220 кВ Призейская 2 сш	220	1.8	0.7						236.2	105.15
Нагр	7	Зейская ГЭС 1 сш	220	11	3						240.2	96.66
База	70	Зейская ГЭС 2 сш	500	11	3						544.5	90.64
Нагр	71	Зейская ГЭС Г1	16	0.1	0.1	200	-68.5	15.8			15.8	101.19
Ген	72	Зейская ГЭС Г2	16	1.5	0.1	200	-68.8	15.8	-85	165	15.8	101.16
Ген	73	Зейская ГЭС Г3	16	0.1	0.1		-63.7	15.8	-85	165	15.8	90.67
Ген	74	Зейская ГЭС Г4	16			155	-60.6	15.8	-87	165	15.8	95.22
Ген	75	Зейская ГЭС Г5	16	1.8	0.1	155	-60.6	15.8	-85	165	15.8	95.17
Нагр	76	Зейская ГЭС Г6	16								16.33	90.64
Нагр	31	отп. ПС 220 кВ НПС-19	220								241.7	125.98
Нагр	32	отп. ПС 220 кВ НПС-19	220								242.1	125.41
Нагр	3	ПС 220 кВ НПС-19 1 сш	220	3.9	12.6						241.7	125.7
Нагр	30	ПС 220 кВ НПС-19 2 сш	220	3.9	12.6						241.7	125.69
Нагр	9	ПП Нагорный 1 сш	220								236.3	123.04
Нагр	88	ПП Нагорный 2 сш	220								236.3	123.04
Нагр	81		220								236.3	123.05
Нагр	82		220								236.3	123.04

ПРИЛОЖЕНИЕ Е  
Экономическое обоснование принятого варианта

$$K_{\text{инфл}} := 4.6 \quad L_{\text{ВЛ}} := 17.6 \text{ км} \quad K_{\text{зон}} := 1.4$$

**Расчёт капиталовложений**

Капиталовложения в строительство линий

Для ВЛ 220 кВ

$k_{220} := 1746 \text{ тыс.руб/км}$  для двухцепной линии с сечением провода 300 мм

$$K_{\text{ЛЭП\_ПП}} := L_{\text{ВЛ}} \cdot k_{220} = 3.073 \times 10^4 \text{ тыс.руб/км}$$

Отвод земли

$$S_{\text{вл.220}} := 100 \text{ м}^2$$

$$S_{220} := S_{\text{вл.220}} \cdot L_{\text{ВЛ}} = 1.76 \times 10^3 \text{ м}^2$$

$$K_{\text{отв}} := S_{220} \cdot K_{\text{зон}} = 2.464 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ВЛ}} := (K_{\text{ЛЭП\_ПП}} + K_{\text{отв}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 152690.56 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ

$n_{\text{в}} := 4$  количество выключателей

$$K_2 := 482000 = 4.82 \times 10^5 \text{ четырёхугольник}$$

$$K_{\text{ору}} := 482000 \cdot n_{\text{в}} = 1.928 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ору.сумм}} := (K_{\text{ору}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 8.8688 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{п}} := 25333 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост}} := K_{\text{п}} \cdot K_{\text{инфл}} = 1.165 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения на вырубку просеки

$$S_{\text{пп}} := 16000 \text{ м}^2$$

$$K_{\text{прос}} := 4.4 \text{ тыс.руб/км}$$

$$K_{\text{прос.сум}} := S_{\text{пп}} \cdot K_{\text{прос}} \cdot K_{\text{инфл}} = 3.238 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПП

$$K_{\text{ПП}} := (K_{\text{пост}} + K_{\text{ору.сумм}}) \cdot K_{\text{инфл}} \cdot K_{\text{зон}} + K_{\text{прос.сум}} = 5.819 \times 10^7 \text{ тыс.руб}$$

Общие капиталовложения

$$K_{\text{общ}} := K_{\text{ПП}} + K_{\text{ВЛ}} = 5.834 \times 10^7 \text{ тыс.руб}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

### Экономическое обоснование принятого варианта

#### Расчёт эксплуатационных издержек

Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{вл}} := 0.008 \quad \alpha_{\text{шп}} := 0.05$$

Для ПС 220 кВ

$$И_{\text{Э}} := K_{\text{шп}} \cdot \alpha_{\text{шп}} + K_{\text{вл}} \cdot \alpha_{\text{вл}} = 2.911 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Издержки на амортизационные отчисления

$$И_{\text{ам}} := \frac{K_{\text{шп}}}{25} + \frac{K_{\text{вл}}}{15} = 2.338 \times 10^6$$

25-срок службы ШП  
15-срок службы ВЛ

Издержки на потери в линиях, трансформаторах, потери на корону:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} := 1.33 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч (с раstra)}$$

$$\Delta W_{\text{ТР}} := 1.04$$

Общие потери, МВт\*час

$$\Delta W := \Delta W_{\text{ЛЭП}} + \Delta W_{\text{ТР}} = 2.37 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$c_0 := 4.2 \quad \text{руб/МВт*ч} \quad \text{стоимость электроэнергии}$$

$$И_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W = 9.954 \quad \text{тыс.руб}$$

Общие издержки

$$И := И_{\text{Э}} + И_{\text{ам}} + И_{\Delta W} = 5.248 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$З := 0.1 \cdot K_{\text{общ}} + И = 1.108 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Экономическое обоснование принятого варианта

**Расчет ЧДД**

$$T_{\text{СТРОИТ}} := 5 \text{ лет}$$

$$K_{\text{год}} := \frac{K_{\text{общ}} \cdot 1000}{5} = 1.167 \times 10^{10} \quad \text{руб}$$

$$P_{\text{эф.лето}} := 11.188 \cdot 10^6 \quad \text{Вт}$$

$$P_{\text{эф.зима}} := 13.162 \cdot 10^6 \quad \text{Вт}$$

$$T_{\text{max}} := 5700 \quad \text{ч}$$

$$T_{\text{min}} := 3060 \quad \text{ч}$$

$$\mathcal{E}_{\text{получ}} := P_{\text{эф.зима}} \cdot T_{\text{max}} + P_{\text{эф.лето}} \cdot T_{\text{min}} = 1.093 \times 10^{11} \quad \text{кВ} \cdot \text{час}$$

$$D := \mathcal{E}_{\text{получ}} \cdot c_0 = 4.589 \times 10^{11}$$

Годовые издержки:

$$I_{\text{год}} := \frac{I \cdot 10^3}{25} = 2.099 \times 10^8$$

$$E := 0.11$$

$$31 := [0 - (K_{\text{год}} + I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-1} = -1.188 \times 10^{10} \quad \text{руб}$$

$$32 := [0 - (K_{\text{год}} + I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-2} = -1.07 \times 10^{10}$$

$$33 := [0 - (K_{\text{год}} + I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-3} = -9.641 \times 10^9$$

$$34 := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-4} = 3.354 \times 10^{11}$$

$$35 := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-5} = 3.021 \times 10^{11}$$

$$36 := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-6} = 2.722 \times 10^{11}$$

$$37 := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-7} = 2.452 \times 10^{11}$$

$$38 := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-8} = 2.209 \times 10^{11}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Экономическое обоснование принятого варианта

$$39 := [Д - (И_{\text{Год}})] \cdot (1 + E)^{1-9} = 1.99 \times 10^{11}$$

$$310 := [Д - (И_{\text{Год}})] \cdot (1 + E)^{1-10} = 1.793 \times 10^{11}$$

$$311 := [Д - (И_{\text{Год}})] \cdot (1 + E)^{1-11} = 1.615 \times 10^{11}$$

$$312 := [Д - (И_{\text{Год}})] \cdot (1 + E)^{1-12} = 1.455 \times 10^{11}$$

$$313 := [Д - (И_{\text{Год}})] \cdot (1 + E)^{1-13} = 1.311 \times 10^{11}$$

$$314 := [Д - (И_{\text{Год}})] \cdot (1 + E)^{1-14} = 1.181 \times 10^{11}$$

$$315 := [Д - (И_{\text{Год}})] \cdot (1 + E)^{1-15} = 1.064 \times 10^{11}$$

$$316 := [Д - (И_{\text{Год}})] \cdot (1 + E)^{1-16} = 9.587 \times 10^{10}$$

$$317 := [Д - (И_{\text{Год}})] \cdot (1 + E)^{1-17} = 8.637 \times 10^{10}$$

$$318 := [Д - (И_{\text{Год}})] \cdot (1 + E)^{1-18} = 7.781 \times 10^{10}$$

$$319 := [Д - (И_{\text{Год}})] \cdot (1 + E)^{1-19} = 7.01 \times 10^{10}$$

$$320 := [Д - (И_{\text{Год}})] \cdot (1 + E)^{1-20} = 6.315 \times 10^{10}$$

$$321 := [Д - (И_{\text{Год}})] \cdot (1 + E)^{1-21} = 5.689 \times 10^{10}$$

$$322 := [Д - (И_{\text{Год}})] \cdot (1 + E)^{1-22} = 5.125 \times 10^{10}$$

$$323 := [Д - (И_{\text{Год}})] \cdot (1 + E)^{1-23} = 4.617 \times 10^{10}$$

$$324 := [Д - (И_{\text{Год}})] \cdot (1 + E)^{1-24} = 4.16 \times 10^{10}$$

$$325 := [Д - (И_{\text{Год}})] \cdot (1 + E)^{1-25} = 3.748 \times 10^{10}$$

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} := & 31 + 32 + 33 + 34 + 35 + 36 + 37 + 38 + 39 + 310 \dots = 3.011 \times 10^{12} \\ & + 311 + 312 + 313 + 314 + 315 + 316 + 317 + 318 \dots \\ & + 319 + 320 + 321 + 322 + 323 + 324 + 325 \end{aligned}$$

руб