

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  
« 08 » 07 2020 г.


**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрической сети 220 кВ на участке подстанции  
Нижний Куранах – подстанция Олекминск в связи с подключением  
переключательного пункта Амга

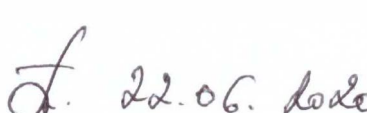
Исполнитель  
студент группы 642-об2

  
\_\_\_\_\_ А.Е. Елисеева  
подпись, дата 21.06.2020

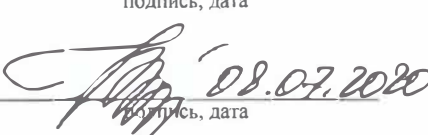
Руководитель  
профессор,  
доктор.техн.наук

  
\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
подпись, дата 25.06.2020

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

  
\_\_\_\_\_ А.Б. Булгаков  
подпись, дата 22.06.2020

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

  
\_\_\_\_\_ Н.С. Бодруг  
подпись, дата 08.07.2020


Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
« 24 » 03 2020 г.

### ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Елисейевой Алены Евгеньевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрической сети 220 кВ на участке подстанции Нижний Куранах – Олекменск в связи с подключением переключательного пункта Амга

(утверждено приказом от 23.03.2020 №657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схема сети 220 кВ Южно-Якутского энергорайона, уровни токов короткого замыкания в сети 220 кВ Южно-Якутского энергорайона

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района реконструкции электрической сети. 2. Расчет и анализ электрических нагрузок. 3. Разработка вариантов реконструкции электрической сети при подключении переключательного пункта Амга. 4. Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети. 5. Расчет токов короткого замыкания. 6. Проектирование переключательного пункта Амга. 7. Разработка молниезащиты и заземления ПП Амга. 8. Релейная защита и автоматика при реконструкции электрической сети. 9. Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети. 10. Безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции электрической сети.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 6 листов графической части, 32 таблицы, 43 источника, 5 приложений, 18 рисунков.


6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов Безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции – А.Б.Булгаков

7. Дата выдачи задания: 24.03.2020г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Н.В.Савина, докт.техн.наук, профессор.

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

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020г.

  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Работа содержит 140 с., 15 рисунков, 32 таблицы, 35 источников.

РЕЖИМ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ЗАХОДЫ, ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ОШИНОВКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВО, МАСЛОПРИЕМНИК, ОХРАНА ТРУДА.

В бакалаврской работе произведена реконструкция электрической сети в связи с подключением нового объекта – переключательного пункта Амга.

Цель работы – подключение нового объекта к существующим сетям – переключательного пункта, обеспечивающего питание компрессорной станции в Южно-Якутском районе Республики Саха (Якутия).

В выпускной квалификационной работе выполнены расчеты режимов электрической сети при подключении нового объекта, разработаны варианты схем внешнего электроснабжения переключательного пункта, рассмотрены вопросы выбора электротехнического оборудования подстанции, молниезащиты и заземления, релейной защиты и автоматики; затронуты вопросы обеспечения безопасности жизнедеятельности и экологичности, произведены технико-экономические расчеты.

## СОДЕРЖАНИЕ

Термины, определения, обозначения и сокращения	8
Введение	9
1 Характеристика района реконструкции электрических сетей	11
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции	11
1.2 Характеристика существующих электрических сетей в районе подключения переключательного пункта Амга	12
1.3 Анализ существующих режимов	15
1.4 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей при подключении переключательного пункта Амга	28
2 Расчёт и анализ электрических нагрузок	29
3 Разработка вариантов реконструкции электрической сети при подключении переключательного пункта Амга	35
3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции	35
3.2 Выбор номинального напряжения	40
3.3 Компенсация реактивной мощности	42
3.4 Выбор марок и сечений новых линий электропередачи и проверка существующих	46
3.5 Оценка целесообразности замены числа и мощности силовых трансформаторов, действующих ПС при реконструкции электрической сети	49
3.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ПС, подключаемой к переключательному пункту Амга	51
4 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети	53
5 Расчет токов короткого замыкания	61
5.1 Расчет симметричных КЗ	61
5.2 Расчет несимметричного КЗ	64

6	Проектирование переключательного пункта Амга	66
6.1	Разработка вариантов конструктивного исполнения ПП и выбор оптимального	66
6.2	Разработка однолинейной схемы ПП	67
6.3	Выбор и проверка ошиновки РУ ВН	69
6.4	Выбор и проверка выключателей	71
6.5	Выбор и проверка разъединителей	73
6.6	Выбор и проверка трансформаторов тока	75
6.7	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	79
6.8	Выбор и проверка сборных шин и изоляторов	81
6.9	Выбор трансформаторов собственных нужд	83
6.10	Выбор и проверка ячеек КРУ	85
7	Разработка молниезащиты и заземления ПП Амга	87
7.1	Конструктивное исполнение заземления и его расчет	87
7.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	93
7.3	Выбор и проверка ОПН	96
7.4	Оценка надежности молниезащиты ПП Амга	99
8	Релейная защита и автоматика при реконструкции электрической сети	102
8.1	Расстановка комплектов защиты и автоматики при подключении ПП Амга	102
8.2	Релейная защита ЛЭП, питающих ПС КС-1	103
8.3	Автоматика	114
9	расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети	116
9.1	Расчет максимального режима и его анализ	116
9.2	Расчет минимального режима и его анализ	118
9.3	Расчет послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ	120
10	Безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции электрической сети	129
10.1	Безопасность	129

10.2 Экологичность	131
10.3 Безопасность при чрезвычайных ситуациях	133
Заключение	137
Библиографический список	139
Приложение А. Расчет электрических нагрузок	141
Приложение Б. Техничко-экономический расчет	157
Приложение В. Расчет токов КЗ	164
Приложение Г. Расчет молниезащиты и заземления	168
Приложение Д. Расчет РЗА	175

## ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – высокое напряжение;

ВЛ – воздушная линия;

ВЧЗ – высокочастотный заградитель;

ДДТН – длительно-допустимый ток нагрузки;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ДЗО – дифференциальная защита ошиновки;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство

КСИСО – комплекс средств измерений, сбора и обработки информации

КЗ – короткое замыкание;

МДН – минимально-допустимое напряжение;

НРН – наибольшее рабочее напряжение;

НН – низкое напряжение;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – среднее напряжение;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

## ВВЕДЕНИЕ

Единая электроэнергетическая система России, созданная более 60 лет назад, является уникальным организационно-техническим объектом, структура которого и управление им построено по иерархическому принципу, что обеспечивает сбалансированное единство генерации, сетевого распределения и потребления в территориальном разрезе для обеспечения энергетической безопасности регионов и возможность межсистемного обмена потоков мощности и энергии в нормальных и аварийных режимах для повышения эффективности энергообъединения.

Актуальность работы состоит в необходимости сооружения новых объектов электроэнергетики для обеспечения электроснабжения объектов ПАО «Газпром».

Тема выпускной квалификационной работы – Реконструкция электрической сети 220 кВ на участке подстанция Нижний Куранах – подстанция Олекминск в связи с подключением переключательного пункта Амга.

Цель выпускной работы, соответственно, – спроектировать переключательный пункт Амга и схему подключения переключательного пункта к существующим сетям 220 кВ Южно-Якутского энергорайона.

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- 1 охарактеризовать район реконструкции электрических сетей;
- 2 рассчитать и проанализировать электрические нагрузки;
- 3 разработать варианты реконструкции электрической сети при подключении переключательного пункта Амга;
- 4 проанализировать схемно-режимную ситуацию в рассматриваемой сети, выявить потенциально «узкие» места в части автоматического регулирования напряжений;
- 5 выбрать оптимальный вариант реконструкции электрической сети;
- 6 рассчитать токи короткого замыкания, выбрать и проверить электрическое оборудование вновь спроектированного переключательного пункта;



7 спроектировать систему релейной защиты и сетевой автоматики прилегающих ЛЭП;

8 разработать систему молниезащиты и заземления переключательного пункта Амга;

9 рассчитать и проанализировать нормальные и послеаварийные режимы при реконструкции электрической сети.

Прежде всего, состоит необходимость в оценке существующего режима электрических сетей 220-500 кВ Амурской области и поиск потенциально «узких» мест в части подключения нового объекта к существующим сетям. В ходе анализа необходимо определить необходимость замены силовых трансформаторов в прилегающей сети.

Необходимо разработать схему электрических соединений переключательного пункта, выбрать оборудование на объекте, выбрать устройства релейной защиты и автоматики.

В результате необходимо рассчитать установившиеся режимы электрической сети с учетом выбранного оборудования и средств компенсации реактивной мощности. Будут рассмотрены различные расчетные режимные условия, в которых необходимо оптимизировать процесс регулирования напряжений.

В ходе работы использованы следующие ПО: для расчета установившихся электрических режимов, для расчета токов КЗ и его составляющих – RastrWin3; для математического моделирования и математических расчетов – PTC MathCad 15; для графического моделирования и визуализации – Microsoft Visio 2016.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Краткая характеристика района реконструкции электрических сетей требуется для выполнения корректного отображения и дальнейшего анализа данных по климатогеографическим показателям, необходимым для проектирования. Помимо этого, необходимо описать ближайшие источники питания района проектирования с целью выбора эквивалента сети, с которым предстоит работать в дальнейшем.

Также в данном разделе необходимо произвести оценку существующих режимов рассматриваемой электрической сети с целью определения потенциально слабых узлов, слабо- или сильнозагруженных ЛЭП и сетевых элементов.

Подключение нового переключательного пункта влечет за собой необходимость оценки целесообразности реконструкции прилегающей электрической сети. В данном разделе оценим возможный объем необходимых изменений.

### **1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции**

Климат рассматриваемой территории характеризуется резкой континентальностью, которая проявляется очень низкими зимними (до минус 50, минус 55°С) и высокими летними (до плюс 20 – 35°С) температурами воздуха. Разность температур самого холодного и самого теплого месяцев достигает мирового максимума и равна 45 – 65° С.

На рассматриваемой территории господствует западные перенос воздушных масс, особенно интенсивный в теплую часть года (обычно с апреля по октябрь), когда теплые и влажные воздушные массы поступают с запада и юго-запада. В зимний период территория находится в зоне азиатского (сибирского) антициклона, начинающего образовываться в сентябре, обуславливающего ясную морозную со слабым ветром погоду. В антициклоне происходит формиро-

вание континентального, очень холодного воздуха. Ясная и сухая погода способствует охлаждению земной поверхности и нижних слоев воздуха.

В целях осуществления проектирования системы молниезащиты проектируемого объекта необходимо определить среднегодовую продолжительность гроз в районе проектирования. Данная информация представлена в ПУЭ [7].

Также определим степень загрязнения атмосферы по данным ПУЭ [7]. Степень загрязнения – показатель, учитывающий влияние загрязненности атмосферы на снижение электрической прочности изоляции электроустановок.

Сводная информация по наиболее значимым метеорологическим характеристикам, по метеостанциям представлена в Таблице 1.1.1.

Таблица 1.1.1 – Расчетные климатические условия

Характеристика	Значение
1	2
Район, край, область	Республика Саха (Якутия)
Район по ветру	III
Район по гололеду	III
Нормативное ветровое давление на высоте 10 м над поверхностью земли $W_0$ , Па (скорость ветра $V_0$ , м/сек)	650 (32)
Среднеэксплуатационная температура воздуха $t_{экс}$ , °С	-2,5
Высшая температура воздуха $t_{+max}$ , °С	+35
Низшая температура воздуха $t_{-min}$ , °С	-51
Температура воздуха при гололеде $t_r$ , °С	-10
Температура воздуха при максимальном ветре $t_B$ , °С	-10
Температура наиболее холодной пятидневки, °С	-43
Среднегодовая продолжительность гроз, ч	20 – 40
Степень загрязнения атмосферы	1

## 1.2 Характеристика существующих электрических сетей в районе подключения переключательного пункта Амга

Источниками питания в рассматриваемом энергорайоне являются Нерюн-гринская ГРЭС и Чульманская ТЭЦ. Питание со стороны энергосистем цен-

трального и западного энергорайонов Якутии будут представлены эквивалентами.

Структурное подразделение «Нерюнгринская ГРЭС» действует на территории г. Нерюнгри, пос. Беркакит, пос. Серебряный Бор, пос. Чульман. Основные виды деятельности – производство и транспортировка тепловой энергии, ее реализация населению и юридическим лицам. В структурное подразделение входят Нерюнгринская ГРЭС, Чульманская ТЭЦ и водогрейная котельная. Общая установленная мощность энергоисточников СП: электрическая – 618 МВт, тепловая – 1385 Гкал/час. Ежегодный объем выработки энергии: электрической – порядка 3 млрд кВтч; тепловой – порядка 2,3 млн Гкал. Основное топливо – каменный уголь Нерюнгринского месторождения.

Нерюнгринская ГРЭС – блочная ТЭС. Количество блоков – 3. Установленная электрическая мощность Нерюнгринской ГРЭС составляет 570 МВт (Блок 1 – 210 МВт, Блок 2 – 180 МВт, Блок 3 – 180 МВт). Схема распределительного устройства Нерюнгринской ГРЭС – две рабочие системы шин с обходной. Схема РУ Нерюнгринской ГРЭС представлена на Рисунке 1.2.1.

Чульманская ТЭЦ – ТЭС с поперечными связями. Количество генераторов – 4. Установленная мощность Чульманской ТЭЦ составляет 48 МВт (ТГ№3 – 12 МВт, ТГ№5 – 12 МВт, ТГ№6 – 12 МВт, ТГ№7 – 12 МВт). Схема распределительного устройства Чульманской ТЭЦ – одна рабочая секционированная система шин. Схема РУ Чульманской ТЭЦ представлена на Рисунке 1.2.2.

На данный момент на Нерюнгринской ГРЭС и Чульманской ТЭЦ отсутствуют свободные ячейки для подключения новых ЛЭП. Таким образом, следует отметить необходимость реконструкции распределительных устройств в случае подключения проектируемой подстанции непосредственно к шинам 110-220 кВ Нерюнгринской ГРЭС или Чульманской ТЭЦ.

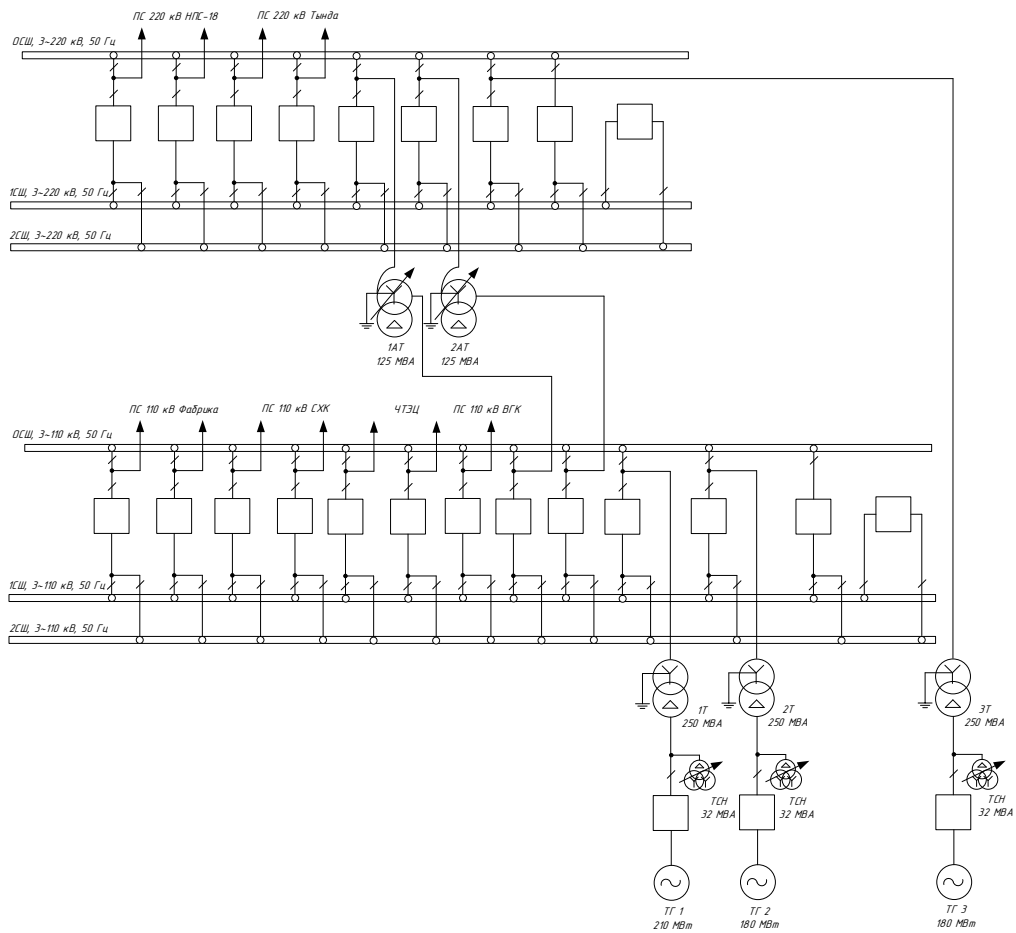


Рисунок 1.2.1 – Схема распределительного устройства НГРЭС

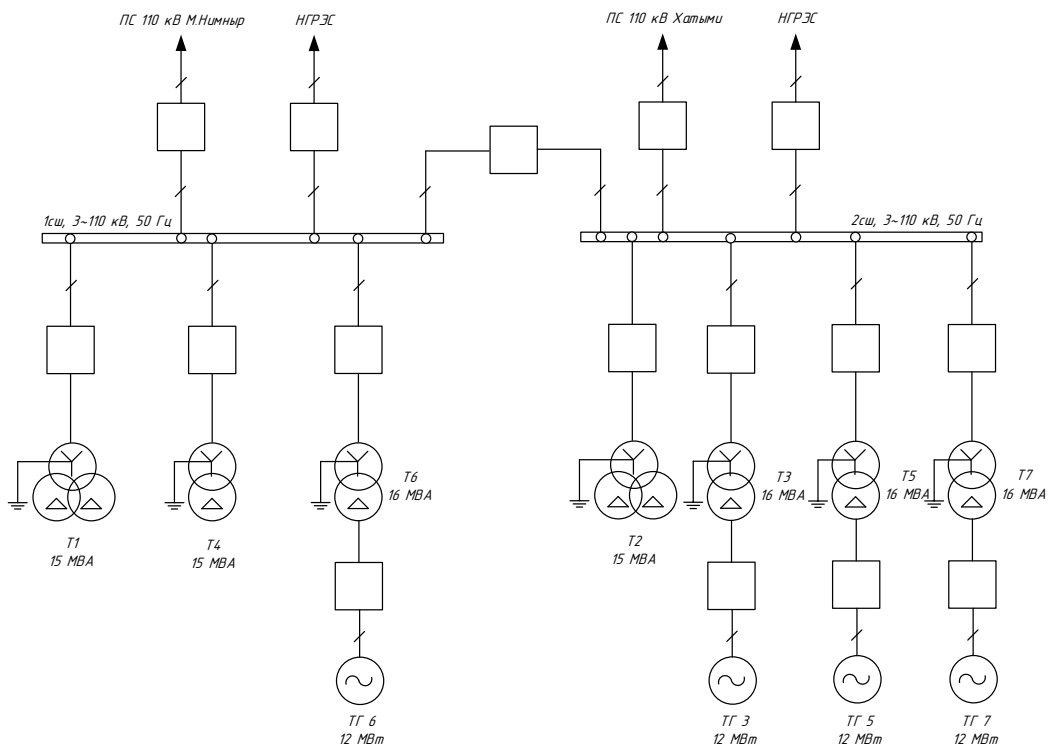


Рисунок 1.2.2 – Схема распределительного устройства ЧТЭС

Основные представители компаний, эксплуатирующих ЛЭП и оборудование рассматриваемого энергорайона – Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС Южно-Якутский РЭС и Филиал АО «ДРСК» Южно-Якутские ЭС.

В зоне эксплуатационной ответственности Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС Южно-Якутский РЭС находятся объекты: ПС 220 кВ НПС-18, ПС 220 кВ НПС-17, ПС 220 кВ Нижний Куранах, ПС 220 кВ Томмот, ПС 220 кВ Майя, ПС 220 кВ НПС-16, ПС 220 кВ НПС-15, ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1,2, ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1,2 с отпайкой на ПС НПС-17, КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I, II цепь, КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I, II цепь, ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1,2 с отпайкой на ПС НПС-16, ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олёкминск №1,2 с отпайкой на ПС НПС-14.

В зоне эксплуатационной ответственности Филиала АО «ДРСК» Южно-Якутские ЭС: ПС 110 кВ Дежневкая, ПС 110 кВ Денисовская, ПС 110 кВ Инаглинская, ПС 110 кВ Угольная, ПС 110 кВ Хатыми, ПС 110 кВ Малый Нимныр, ПС 110 кВ Большой Нимныр, ПС 110 кВ Юхта, ПС 110 кВ Лебединый, ПС 110 кВ Верхний Куранах, ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I, II цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками, ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками, ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Хатыми, ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр, ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта, ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый, ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – Лебединый с отпайками.

Основной потребитель рассматриваемого энергорайона: нефтеперерабатывающая промышленность, газоперекачивающая промышленность, газозимическая промышленность, бытовой потребитель.

### **1.3 Анализ существующих режимов**

Для расчета режима необходимо определить эквивалент электрической сети, в котором будет произведена реконструкция. В качестве него выбран район, ограниченный шинами 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС, шинами 220 кВ ПС

220 кВ Томмот и шинами 220 кВ ПС 220 кВ НПС-15. ПС 220 кВ Майя и ПС 220 кВ Олёкминск не войдут в эквивалент, так как сильно удалены от вновь проектируемого переключательного пункта Амга. Подстанции транзита 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Нижний Куранах приведем к шинам указанных узлов. Выбранный в качестве рассмотрения участок сети представлен в виде графа на рисунке 1.3.1.

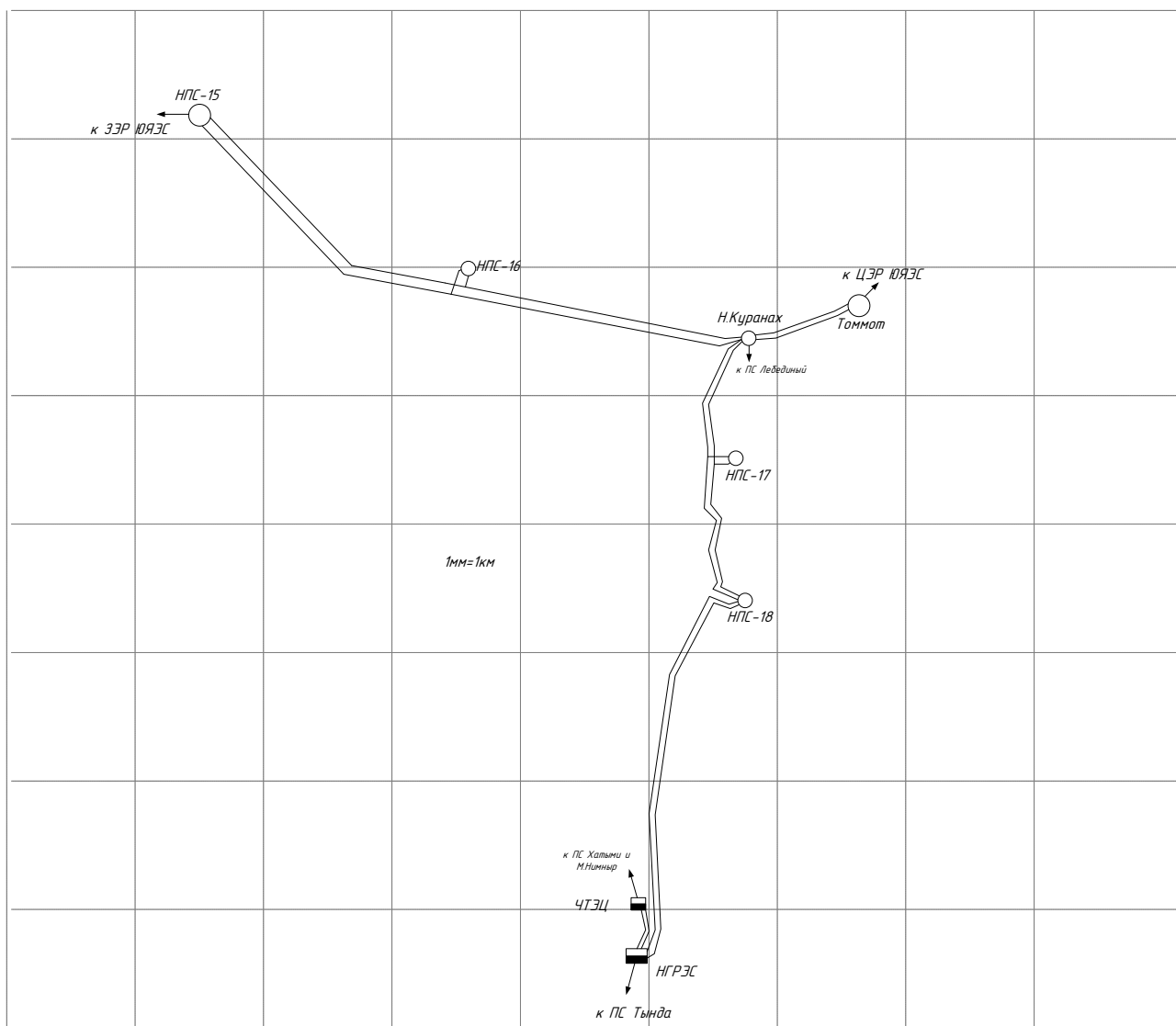


Рисунок 1.3.1 – Эквивалент рассматриваемой электрической сети

В качестве ПВК представлен RastrWin 3 со студенческой лицензией. Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

### Характеристики ПВК:

- 1) расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- 2) расчет установившихся режимов с учетом частоты;
- 3) проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- 4) эквивалентирование электрических сетей;
- 5) оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- 6) расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- 7) учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН
- 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;
- 11) проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций;
- 12) моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- 13) моделирование генераторов и возможность задания их PQ-диаграмм;
- 14) моделирование зависимостей  $Q_{\max}(V)$  генератора с учетом ограничений по токам ротора и статора;
- 15) моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;



16) анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;

17) сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

К вспомогательным функциям относятся:

1) анализ и поиск ошибок в исходных данных;

2) корректировка состава элементов расчетной схемы сети ЭЭС, параметров режима и расчетных условий;

3) формирование и хранение на внешних запоминающих устройствах собственного архива данных о расчетных схемах сети ЭЭС;

4) работа с данными в унифицированном формате ЦДУ (экспорт/импорт);

5) представление и анализ выходной информации с использованием разнообразных таблиц и графиков;

6) отображение результатов расчета на графе расчетной схемы сети.

Подготовка данных для расчёта:

В RastrWin3 для задания узла достаточно использовать значение номинального напряжения и мощности нагрузок (генераций).

Расчет установившегося режима (УР) можно выполнять после исправления всех ошибок, обнаруженных программой контроля. Для выполнения расчета УР нужно перейти в меню «Расчет» и выбрать команду «Режим». В процессе расчета в протокол выдается таблица сходимости, в которой отображаются величины, характеризующие итерационный процесс метода Ньютона. Режим может разойтись.

Это сообщение говорит о том, что в предыдущем расчете режим разошелся и начальное приближение, заданное для текущего расчета, плохое. Рекомендуется восстановить номинальные напряжения в качестве начального приближения для текущего расчета.

При расчете режима возможна ситуация, когда балансировка режима не осуществлена (аварийное окончание расчета). Это может возникнуть в двух случаях: либо установившийся режим не существует, либо режим существует,

но итерационный процесс расчета расходится по тем или иным причинам. В последнем случае расходимость итерационного процесса обычно связана с «плохим» начальным приближением модулей и углов напряжений. Такое начальное приближение может возникнуть в следующей ситуации: расчет режима завершился аварийно, но после коррекции исходных данных он повторяется. Тогда программа предлагает восстановить номинальные напряжения, при отрицательном ответе на этот вопрос программа начнет расчет, вероятно, с очень плохого начального приближения, что может привести к потере сходимости на первых итерациях.

Для анализа рассчитанных режимов в RastrWin3 существуют различные формы представления результатов. Все они сосредоточены в меню Открыть. Основная форма выдачи – команда Узлы+Ветви. После перехода в это меню на экране появится таблица, организованная по форме *Узел + подходящие к нему ветви* и для схемы.

При анализе установившихся режимов часто необходимо оценивать изменения режима при изменении исходных данных, а также решать обратную задачу – определять, как изменить исходные данные, чтобы получить требуемый режим.

Расчет режимов работы электрических сетей имеет важное значение. Расчеты режимов электрических сетей выполняются для определения [3]:

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

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

Расчет режима проводим в программно-вычислительном комплексе RastrWin 3. Программный комплекс RastrWin 3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Перед проведением расчетов в программе нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной RastrWin 3. Для этого необходимо:

- начертить схему с указанием всех узлов и ветвей;
- пронумеровать все узлы электрической сети, включая все промежуточные узлы;
- для каждого узла определить его номинальное напряжение и нанести на схему;
- для каждого узла нагрузки определить активную и реактивную мощность потребления;
- для узлов с синхронными машинами (генераторы, компенсаторы) определить активную мощность генерации, пределы регулирования реактивной мощности и заданный модуль напряжения;
- для линий электропередачи (ЛЭП) определить продольное сопротивление и проводимость на землю (проводимость задается в микросименсах и емкостный характер отражается знаком минус):

$$Z_{л} = L \cdot (r + j \cdot x_0), \quad (1.3.1)$$

где  $L$  – длина линии, км;

$r_0$  – активное сопротивление линии, Ом/км;

$x_0$  – реактивное сопротивление линии, Ом/км.

$$B_{л} = b_0 \cdot L \quad (1.3.2)$$

где  $b_0$  – емкостная проводимость.

Погонные параметры проводом, применяемых в рассматриваемом районе приведены в таблице 1.3.1. Информация об удельных сопротивлениях и проводимостях проводов получена от эксплуатирующей организации в ходе преддипломной практики.

Таблица 1.3.1 – Удельные параметры проводов

Марка провода	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0$ , мкСм/км
1	2	3	4
АС-300/39	0,096	0,429	2,64
АС-240/32	0,156	0,412	3,36

Для примера рассмотрим ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1, ЛЭП выполнена проводом АС-300/39.

$$R = r_0 \cdot L = 0,096 \cdot 164,6 = 15,81 \text{ Ом},$$

$$X = x_0 \cdot L = 0,426 \cdot 164,6 = 70,63 \text{ Ом},$$

$$B = b_0 \cdot L = 2,64 \cdot 164,6 = 435,5 \text{ мкСм}.$$

Рассчитанные параметры остальных линий приведены в таблице 1.3.2.

Таблица 1.3.2 – Параметры ЛЭП

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Длина ЛЭП, км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС – 18 №1	АС-300/39	164,64	15,81	70,63	-435,5
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС – 18 №2	АС-300/39	164,64	15,81	70,63	-435,5

Продолжение таблицы 1.3.2

1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1 с отпайкой на ПС НПС-17 (длина отпайки)	АС-300/39	113,7 (1,4)	11,58	51,76	-319,9
ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №2 с отпайкой на ПС НПС-17 (длина отпайки)	АС-300/39	113,7 (1,4)	11,58	51,76	-319,9
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цепь	АС-300/39	47,45	4,55	20,35	-125,5
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот II цепь	АС-300/39	47,45	4,55	20,35	-125,5
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1 с отпайкой на ПС НПС-16 (длина отпайки)	АС-240/32	262,8 (0,32)	31,75	108,4	-682,4
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №2 с отпайкой на ПС НПС-16 (длина отпайки)	АС-240/32	262,8 (0,32)	31,75	108,4	-682,4

Для расчета сопротивлений трёхобмоточного силового трансформатора (автотрансформатора) необходимо знать потери на XX и КЗ.

Для определения параметров лучей трёхлучевой звезды определяют потери мощности КЗ, отнесенные к каждому лучу:

$$\Delta P_{к.В} = \frac{1}{2} \cdot (\Delta P_{к.В-С} + \Delta P_{к.В-Н} - \Delta P_{к.С-Н}) \quad (1.3.3)$$

$$\Delta P_{к.С} = \frac{1}{2} \cdot (\Delta P_{к.В-С} + \Delta P_{к.С-Н} - \Delta P_{к.В-Н}) \quad (1.3.4)$$

$$\Delta P_{к.Н} = \frac{1}{2} \cdot (\Delta P_{к.В-Н} + \Delta P_{к.С-Н} - \Delta P_{к.В-С}) \quad (1.3.5)$$

где  $\Delta P_{к.В-С}$  – потери мощности на КЗ между ВН и СН, кВт;

$\Delta P_{\kappa.B-H}$  – потери мощности на КЗ между ВН и НН, кВт;

$\Delta P_{\kappa.C-H}$  – потери мощности на КЗ между НН и СН, кВт.

Аналогично рассчитываются напряжения КЗ:

$$\Delta u_{\kappa.B} = \frac{1}{2} \cdot (\Delta u_{\kappa.B-C} + \Delta u_{\kappa.B-H} - \Delta u_{\kappa.C-H}) \quad (1.3.6)$$

$$\Delta u_{\kappa.C} = \frac{1}{2} \cdot (\Delta u_{\kappa.B-C} + \Delta u_{\kappa.C-H} - \Delta u_{\kappa.B-H}) \quad (1.3.7)$$

$$\Delta u_{\kappa.H} = \frac{1}{2} \cdot (\Delta u_{\kappa.B-H} + \Delta u_{\kappa.C-H} - \Delta u_{\kappa.B-C}) \quad (1.3.8)$$

где  $\Delta u_{\kappa.B-C}$  – потери напряжения на КЗ между ВН и СН, %;

$\Delta u_{\kappa.B-H}$  – потери напряжения на КЗ между ВН и НН, %;

$\Delta u_{\kappa.C-H}$  – потери напряжения на КЗ между НН и СН, %.

Таким образом, сопротивления определяются по формулам:

$$R_m = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{\text{т.ном}}^2}{S_{\text{т.ном}}^2} \quad (1.3.9)$$

$$X_m = \frac{\Delta u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{т.ном}}^2}{S_{\text{т.ном}}} \quad (1.3.10)$$

Для расчета реактивной проводимости используется формула:

$$B_m = \frac{\Delta Q_x}{U_{\text{ВН}}^2} \quad (1.3.11)$$

где  $\Delta Q_x$  - потери реактивной мощности на холостой ход.

В ПВК RastrWin 3 коэффициенты трансформации заносятся как отношение НН к ВН, это особенность комплекса. Коэффициент трансформации определяется по формуле:

$$K_m = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \quad (1.3.12)$$

Для определения параметров силовых трансформаторов используем данные, полученные в ходе преддипломной практики. Расчетные параметры трансформаторов приведены в таблице 1.3.3.

Таблица 1.3.3 – Расчетные параметры силовых трансформаторов

Объект	Марка	$\Delta P_{\kappa}$ , кВт	$\Delta u_{\kappa}$ , %	$\Delta Q_x$ , вар
Нерюнгринская ГРЭС 1(2)АТ	АТДЦТН- 125000/220/110	200/130/140	11/35/22	53,7
Нерюнгринская ГРЭС 3Т	ТДЦ-250000/220	840	14,5	120
Нерюнгринская ГРЭС 1(2)Т	ТДЦ-250000/110	840	14,5	120
ПС 220 кВ Нижний Кура- нах	АТДЦТН- 63000/220/110	310/120/335	17/39/19	58
ПС 220 кВ Томмот	АТДЦТН- 63000/220/110	285/85/240	11/45/7,5	45

Для примера найдем параметры блочного трансформатора 3Т на Нерюнгринской ГРЭС. На объекте установлено три однотипны блочных трансформатора: один ТДЦ-250000/220 и два ТДЦ-250000/110.

$$R_m = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{m.ном}^2}{S_{m.ном}^2} = \frac{840 \cdot 220^2}{250^2 \cdot 10^3} = 0,65 \text{ Ом}$$

$$X_m = \frac{\Delta u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{U_{m.ном}^2}{S_{m.ном}} = \frac{14,5}{100} \cdot \frac{220^2}{250} = 28,06 \text{ Ом}$$

$$B_m = \frac{\Delta Q_x}{U_{ВН}^2} = \frac{120}{220^2} = 24,8 \text{ мкСм}$$

$$K_m = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{15}{220} = 0,068$$

В данных силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-18, ПС 220 кВ НПС-17, ПС 220 кВ НПС-16, ПС 220 кВ НПС-15 нет необходимости, так как в ходе преддипломной практики были получены параметры контрольных замеров в виде нагрузки, приведенной к шинам 220 кВ. Параметры трансформаторов на других объектах сведем в таблицу 1.3.4.

Таблица 1.3.4 – Параметры силовых трансформаторов

Объект	Марка	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	K <sub>T</sub>
1	2	3	4	5	6
Нерюнгринская ГРЭС 1(2)АТ	АТДЦТН-125000/220	0,61	44,03	9,0	1
		0,42	-2,09		0,5
		2,52	79,96		0,167
Нерюнгринская ГРЭС 3Т	ТДЦ-250000/220	0,65	28,06	24,8	0,068
Нерюнгринская ГРЭС 1(2)Т	ТДЦ-250000/110	0,18	7,02	22,2	0,136
ПС 220 кВ Нижний Куранах	АТДЦТН-63000/220	1,36	101,39	8	1,0
		1,17	-10,20		0,5
		6,71	192,50		0,167



Продолжение таблицы 1.3.4

ПС 220 кВ Томмот	АТДЦТН-63000/220	10,98	204,92	7	1
		1,66	-12,13		0,5
		0,74	101,06		0,167

В качестве параметров нагрузок примем результаты контрольных замеров в период зимнего максимума 21.12.2019 в самый короткий день в году. Сведем параметры нагрузок в таблицу 1.3.5.

Таблица 1.3.5 – Параметры контрольных замеров за 21.12.2019

Объект	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар
НГРЭС шины 110 кВ	47,1	22,8
НГРЭС Блок 1	12,8	13
НГРЭС Блок 2 (откл)	-	-
НГРЭС Блок 3	11	10,4
НПС-18	20,1	5,7
НПС-17	21	6,8
Н.Куранах шины 110 кВ	19,6	4,9
НПС-16	21,2	6,6
НПС-15	21,8	6,6
Томмот шины 110 кВ	9,7	2,9

Далее выполним расчет установившегося режима в ПВК RastrWin 3. Результаты расчета нормального установившегося режима представим в таблицах 1.3.6, 1.3.7, 1.3.8.

Рассчитывая напряжения в сети 110-220 кВ, следует отметить, что расчетное значение напряжения не должно отклоняться от напряжений, полученных в качестве исходных данных в результате контрольных замеров более чем на 10 %.

Выполняя расчет токовой загрузки ЛЭП необходимо оценить плотность токовой загрузки. Показав величину отношения величины тока к сечению, будет видно потенциал использования той или иной линии

Таблица 1.3.6 – Напряжения в узлах

Объект	Расчетное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Контрольный замер напряжения, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
НГРЭС 220	237	220	235	0,8
НГРЭС 110	121	110	120	0,8
НПС-18	237	220	234	1,3
НПС-17	236	220	234	1,2
Н. Куранах 220	235	220	235	0
Н. Куранах 110	119	110	115	3,5
НПС-16	235	220	234	0,4
НПС-15	232	220	235	1,3
Томмот 220	235	220	234	0,4
Томмот 110	121	110	120	0,8

Таблица 1.3.7 – Токовая нагрузка ЛЭП

Наименование ЛЭП	Расчетная токовая нагрузка, А	Плотность токовой нагрузки, А/мм <sup>2</sup>	Нагрузка на одну цепь, А
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС – 18 №1	123	0,41	136-230
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС – 18 №2	123	0,41	136-230
ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1 с отпайкой на ПС НПС-17	103	0,34	136-230
ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №2 с отпайкой на ПС НПС-17	103	0,34	136-230
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цепь	10	0,033	136-230
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот II цепь	10	0,033	136-230
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1 с отпайкой на ПС НПС-16	63	0,26	до 145
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №2 с отпайкой на ПС НПС-16	63	0,26	до 145

Анализируя полученные результаты можно сделать вывод о стабильном функционировании электрической сети. Систематизируя полученные данные, отметим:

– величины напряжений не отклоняются от допустимых значений, что способствует сохранению качества электроэнергии и правильности составления расчетной модели на основании контрольных замеров;

– токовые загрузки сетевых элементов не превышают длительно-допустимых значений, однако выявлена крайне слабая плотность токовой загрузки по ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I, II цепь. Такое отклонения обусловлено слаборазвитой инфраструктурой Якутского энергорайона в целом и долгосрочным развитием. Кроме того, транзит Нижний Куранах – Томмот – Майя – единственная связующая ЛЭП между Центральным и Южным районами Республики Саха (Якутия).

– отмечена сравнительно низка плотность тока по ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1, 2 с отпайкой на ПС НПС-16.

Делаем вывод о том, что ЛЭП рассматриваемого энергорайона эксплуатируются экономически нецелесообразно. Таким образом, подключение нового потребителя в виде переключательного пункта Амга благоприятно скажется на дальнейшей картине развития Южно-Якутского энергорайона.

#### **1.4 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей при подключении переключательного пункта Амга**

Как было выяснено в ходе анализа установившегося режима, подключение нового объекта в состав сетей Южного района Республики Саха (Якутия) приведет к увеличению токовой загрузки прилегающих ЛЭП. Подробнее рассмотрим географически наиболее близкие линии: ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1, 2 с отпайкой на ПС НПС-16. Данные ЛЭП эксплуатируются с плотность, не превышающую  $0,26 \text{ А/мм}^2$ , что говорит о низкой и нецелесообразной выработке ресурса линии.

Заменить провод на меньшее сечение технически нецелесообразно ввиду отсутствия типовых проектов по проектированию ЛЭП 220 кВ менее  $240 \text{ мм}^2$ .

## 2 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Прогнозирование электрических нагрузок – важнейший этап долгосрочного планирования электрического режима. В определенном смысле, величина прогноза нагрузки является опорным показателем для последующего планирования балансов мощности и расчетов электрических режимов. Прогнозирование нагрузки является важным фактором при проектировании объектов энергетики. От правильности прогноза зависят показатели экономичности, надежность энергоснабжения, правильность выбора оборудования и т.д. Данные по фактическим значениям потребления получают во время контрольных замеров, т.е. два раза в год – зимой и летом (самый короткий зимний день и самый длинный летний день).

Для расчета и прогнозирования электрических нагрузок воспользуемся аналитическим методом расчета, поскольку в качестве исходных данных, полученных в ходе преддипломной практики, имеются только контрольные замеры на зимний максимум. Данные нагрузки и примем в качестве максимальных.

Что касается вновь вводимого объекта, данные по прогнозируемому потреблению ПП Амга отсутствуют. Имеется лишь информация о максимальной мощности потребления пункта – 72 МВт. Значение максимальной реактивной мощности, таким образом, найдем, зная  $tg\varphi=0,4$ .  $Q_{\text{макс}}=28,8$  Мвар. Эти данные примем в качестве исходных максимальных активной и реактивной мощностей.

Итак, максимальные мощности, потребляемые подстанциями Южно-Якутского района, приняты по данным контрольного замера от 21.12.2019 года в вечерний пик максимума. Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий.

Средняя мощность – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени. Этот вид нагрузки слу-

жит для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления:

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_{max}} \quad (2.1)$$

где  $K_{max}$  - коэффициент максимума.

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi \quad (2.2)$$

где  $tg\varphi$  - коэффициент мощности нагрузки.

Среднеквадратичные (эффективные) мощности используются для расчета потерь электроэнергии.

$$P_{ск} = K_{\phi} \cdot P_{cp}, \quad (2.3)$$

$$Q_{ск} = K_{\phi} \cdot Q_{cp}, \quad (2.4)$$

где  $K_{\phi}$  - коэффициент формы равный 1,15.

Для лета все вероятностные характеристики рассчитываются с учетом коэффициента летнего снижения нагрузки, который зависит от структуры потребителей. Отраслевая структура промышленности – нефтепереработка (28%), транспортное машиностроение (15%), целлюлозно-бумажная и полиграфическая промышленность (12%), химическая промышленность (10%), деревообрабатывающая промышленность (8%), пищевая промышленность (7%), машиностроение (5%), прочие (15%). Таким образом используя

коэффициенты летнего снижения нагрузки для каждого типа потребителя получим  $K_{\text{сниж}} = 0,876$ :

$$K_{\text{сниж}} = \sum_{i=1}^n T_i \cdot K_{\text{сниж}i} \quad (2.5)$$

$$K_{\text{сниж}} = 0,28 \cdot 0,908 \cdot 0,15 \cdot 0,781 + 0,12 \cdot 0,941 + 0,1 \cdot 0,949 + 0,08 \cdot 0,765 + 0,07 \cdot 0,873 + 0,05 \cdot 0,949 + 0,15 \cdot 0,85 = 0,876$$

$$P_{\text{мавл}} = P_{\text{макс}} \cdot K_{\text{л}} \quad (2.6)$$

$$P_{\text{срл}} = P_{\text{ср}} \cdot K_{\text{л}} \quad (2.7)$$

$$P_{\text{эфл}} = P_{\text{эф}} \cdot K_{\text{л}} \quad (2.9)$$

$$Q_{\text{мавл}} = Q_{\text{макс}} \cdot K_{\text{л}} \quad (2.8)$$

$$Q_{\text{срл}} = Q_{\text{ср}} \cdot K_{\text{л}} \quad (2.9)$$

$$Q_{\text{эфл}} = Q_{\text{эф}} \cdot K_{\text{л}} \quad (2.10)$$

Покажем на примере расчет для переключательного пункта Амга.

$$P_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{макс}}}{K_{\text{макс}}} = \frac{72}{1,2} = 60 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ср}} = P_{\text{ср}} \cdot \text{tg}\varphi = 60 \cdot 0,4 = 24 \text{ Мвар}$$

$$P_{эф} = P_{ср} \cdot K_{\phi} = 60 \cdot 1,15 = 69 \text{ МВт}$$

$$Q_{эф} = P_{эф} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 69 \cdot 0,4 = 27,6 \text{ Мвар}$$

$$P_{\max л} = P_{\max} \cdot K_{л} = 72 \cdot 0,876 = 63,07 \text{ МВт}$$

$$Q_{\max л} = Q_{\max} \cdot K_{л} = 28,8 \cdot 0,876 = 25,2 \text{ Мвар}$$

Остальные нагрузки рассчитаны аналогично. Вероятностные характеристики мощностей для каждой из подстанций приведены в таблице 2.1 и 2.2.

Таблица 2.1 – Вероятностные характеристики электрических нагрузок в осенне-зимний период

Название объекта	P <sub>max</sub> , МВт	Q <sub>max</sub> , Мвар	P <sub>ср</sub> , МВт	Q <sub>ср</sub> , Мвар	P <sub>эф</sub> , МВт	Q <sub>эф</sub> , Мвар
1	2	3	4	5	6	7
НГРЭС шины 110 кВ	47,1	22,8	39,25	15,7	45,1	18,1
НГРЭС Блок 1	12,8	13	10,67	4,3	12,3	4,9
НГРЭС Блок 2	12,8	13	10,67	4,3	12,3	4,9
НГРЭС Блок 3	11	10,4	9,2	3,7	10,5	4,2
НПС-18	20,1	5,7	16,7	6,7	19,3	7,7
НПС-17	21	6,8	17,5	7	20,1	8,1
Н.Куранах шины 110 кВ	19,6	4,9	16,3	6,5	18,8	7,5
НПС-16	21,2	6,6	17,7	7,1	20,3	8,1
НПС-15	21,8	6,6	18,2	7,3	20,9	8,4
Томмот шины 110 кВ	9,7	2,9	8,1	3,2	9,3	3,7
Амга	72	28,8	60	24	69	27,6

Таблица 2.2 – Вероятностные характеристики электрических нагрузок в весенне – летний период

Название объекта	P <sub>max</sub> , МВт	Q <sub>max</sub> , Мвар	P <sub>ср</sub> , МВт	Q <sub>ср</sub> , Мвар	P <sub>эф</sub> , МВт	Q <sub>эф</sub> , Мвар
1	2	3	4	5	6	7
НГРЭС шины 110 кВ	41,26	19,97	34,383	13,75	39,54	15,816
НГРЭС Блок 1	11,213	11,4	9,34	3,74	10,75	4,3
НГРЭС Блок 2	11,213	11,4	9,34	3,74	10,75	4,3
НГРЭС Блок 3	9,636	9,1	8,03	3,2	9,2	3,7
НПС-18	17,608	4,99	14,7	5,9	16,87	6,75
НПС-17	18,396	5,96	15,3	6,13	17,6	7,1
Н.Куранах шины 110 кВ	17,17	4,3	14,3	5,7	16,45	6,6
НПС-16	18,571	5,8	15,5	6,2	17,8	7,1
НПС-15	19,097	5,8	15,9	6,4	18,3	7,3
Томмот шины 110 кВ	8,497	2,54	7,1	2,83	8,1	3,2
Амга	63,07	25,23	52,56	21,02	60,44	24,2

Информация о перспективе развития нагрузок в рассматриваемом районе за последние годы отсутствует, получены данные в виде контрольных замеров за декабрь 2019 года. Известны значения активной и реактивной мощностей и напряжения на шинах 110-220 кВ. Таким образом, наиболее рациональным способом будет определение прогнозируемой нагрузки по формуле сложных процентов:

$$P_{\max}^{\text{прог}} = P_{\max}^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}}, \quad (2.11)$$

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

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

$t_{\text{прог}}$  – год на который определяется электрическая нагрузка – 2025 г.;

$t_{\text{баз}}$  – год в который снимался первый замер – 2019 г.



При проектировании сетей принимаем  $t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}$  равным 6, так как данные контрольных замеров известны на период 2019 года, а текущий год 2020. Поэтому нагрузку прогнозируем на 5 лет вперед, вплоть до 2025 года.

Ниже приведен пример расчета прогноза максимальной активной мощности для проектируемого переключательного пункта.

$$P_{\text{max. Амга}}^{\text{прог}} = P_{\text{max}}^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}} = 50 \cdot (1 + 0,019)^{2025 - 2019} = 55,98 \text{ МВт},$$

$$Q_{\text{max. Амга}}^{\text{прог}} = Q_{\text{max}}^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}} = 20 \cdot (1 + 0,019)^{2024 - 2019} = 22,4 \text{ Мвар}.$$

Остальные прогнозируемые нагрузки приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Прогнозные величины потребления на 2024 г.

Название объекта	Pmax, МВт	Qmax, Мвар	Pcp, МВт	Qcp, Мвар	Pэф, МВт	Qэф, Мвар
1	2	3	4	5	6	7
НГРЭС шины 110 кВ	52,7	25,5	43,9	17,6	50,5	20,2
НГРЭС Блок 1	14,3	14,5	11,9	4,8	13,7	5,4
НГРЭС Блок 2	14,3	14,5	11,9	4,8	13,7	5,4
НГРЭС Блок 3	12,3	11,6	10,3	4,1	11,8	4,7
НПС-18	22,5	6,4	18,8	7,5	21,6	8,6
НПС-17	23,5	7,6	19,6	7,8	22,5	9,0
Н.Куранах шины 110 кВ	21,9	5,5	18,3	7,3	21,0	8,4
НПС-16	23,7	7,4	19,8	7,9	22,7	9,1
НПС-15	24,4	7,4	20,3	8,1	23,4	9,4
Томмот шины 110 кВ	10,9	3,2	9,1	3,6	10,4	4,1
Амга	80,61	32,2	67,2	26,9	77,2	30,9

### 3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНОГО ПУНКТА

Целью раздела является разработка, технический анализ и, впоследствии, выбор наиболее экономичного варианта подключения переключательного пункта Амга к электрическим сетям Южного энергорайона республики Саха (Якутия).

Далее представлена разработка и технический анализ для 4 вариантов подключения проектируемого объекта, из которых обоснованно выбрано 2 варианта. Произведен выбор номинального напряжения, произведена оценка необходимости компенсации реактивной мощности, выполнен расчет мощности компенсирующих устройств. Произведен выбор марок и сечений проводов для существующих и новых ЛЭП, проверена целесообразность замены трансформаторного оборудования на прилегающих подстанциях.

#### **3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции**

В данном разделе будет произведена разработка и технический анализ для 4 конкурентных вариантов подключения ПП Амга. 4 варианта наиболее полно отразят возможности реализации различных схем подключения, меньшее количество не отразит всей картины, а большее – будет излишним. Таким образом, составляем 4 варианта схем подключения переключательного пункта, из которых в следствии обоснованного отбора должно остаться 2. Ниже, на рисунках 3.1.1 – 3.1.4 и в таблицах 3.1.1 – 3.1.4 представлены и описаны 4 варианта схем.

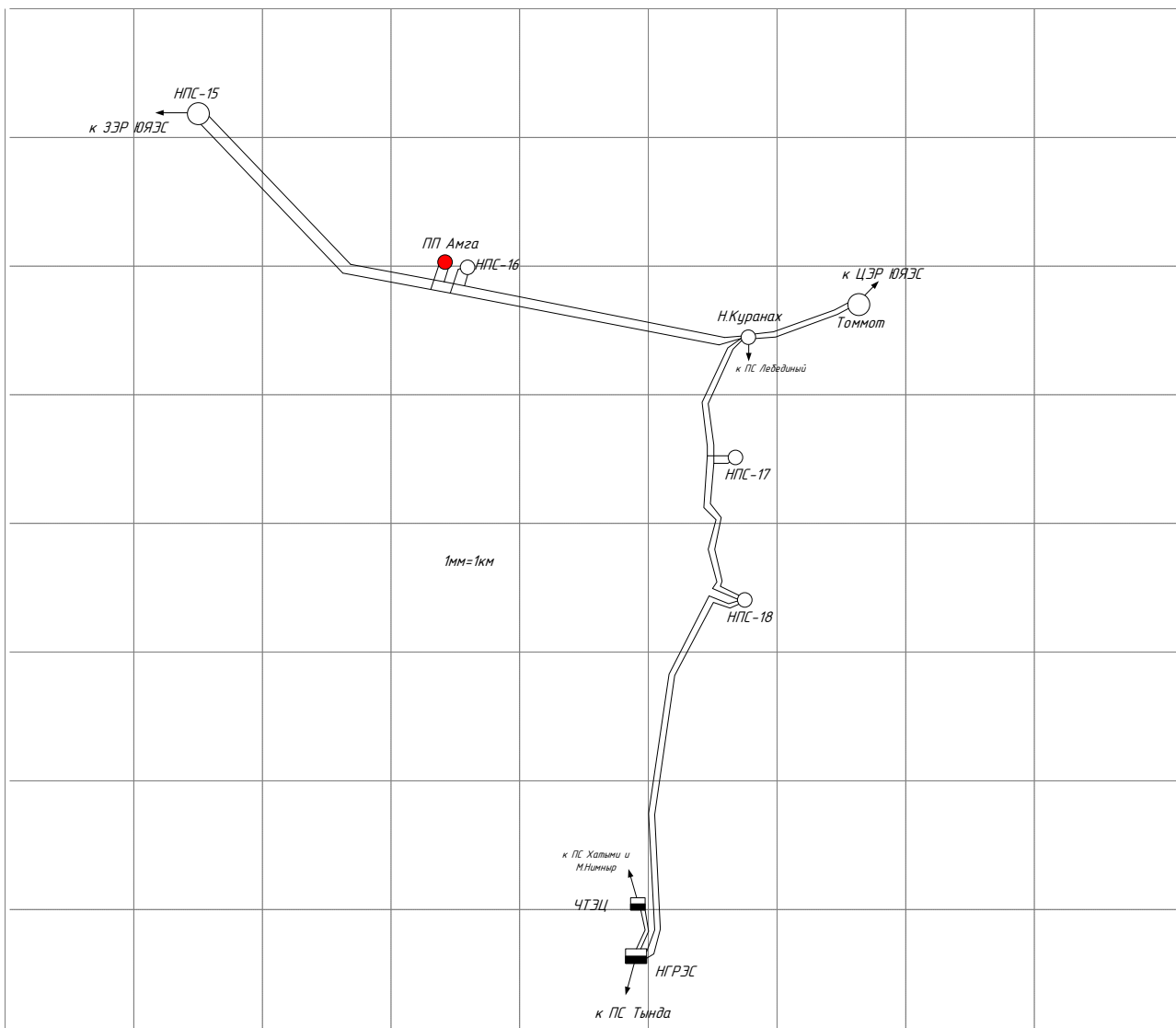


Рисунок 3.1.1 – Схема №1

Описание схемы №1: ПП Амга - отпаечная. Отпайка выполнена двумя ЛЭП от ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1 с отпайкой на ПС НПС-16 и ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №2 с отпайкой на ПС НПС-16.

Таблица 3.1.1 – Длина линий и количество выключателей для схемы №1

Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выключателей	Длина трассы, км
Отпайка на ПП Амга	2	20,4	2	10,2

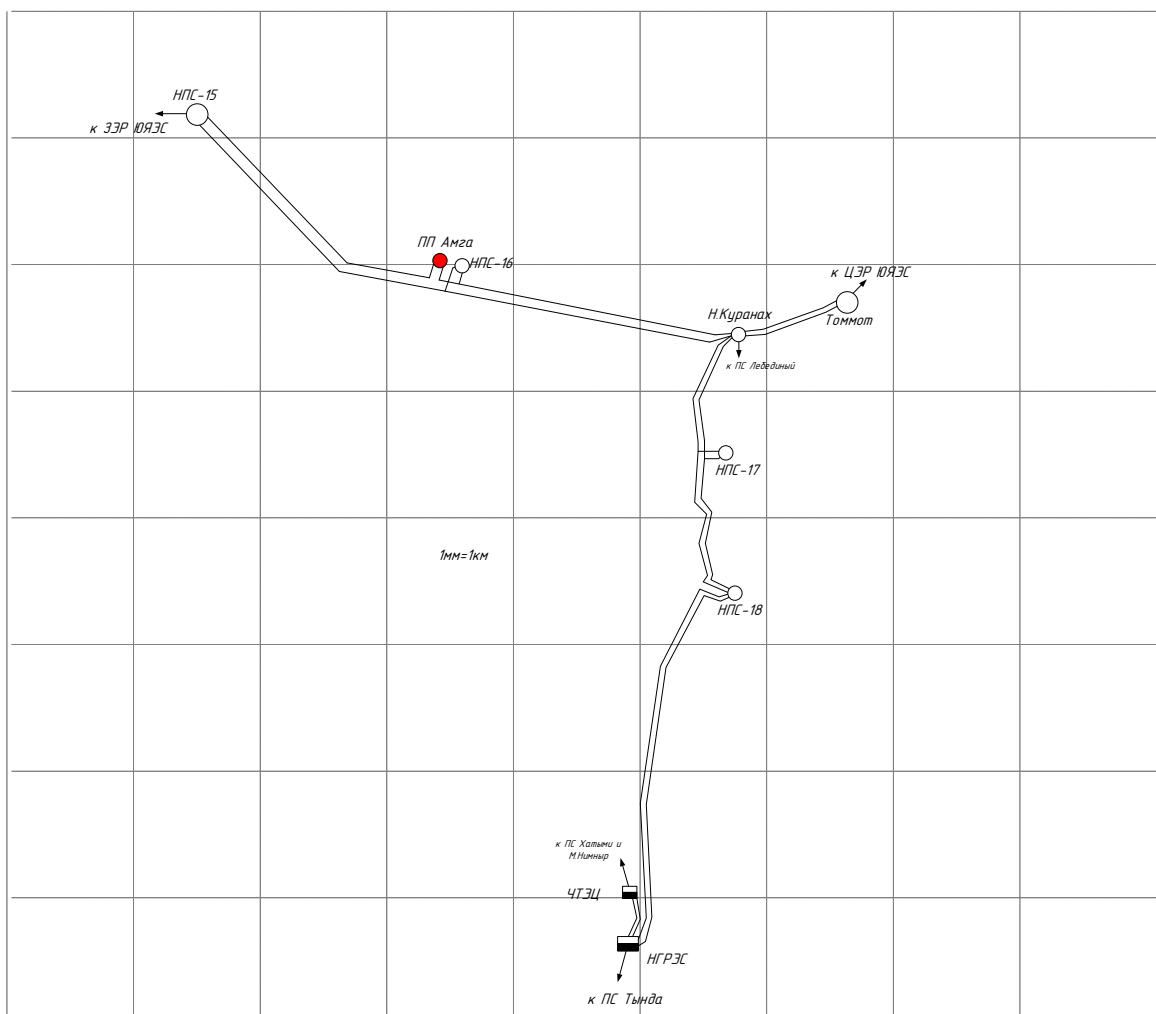


Рисунок 3.1.2 – Схема №2

Описание схемы №2: ПП Амга - проходная. РУ ВН выполнено двумя заходами от ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1 с отпайкой на ПС НПС-16 с образованием новых ЛЭП: ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16 и ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга. Выбор номера ЛЭП, от которой выполняется отпайка не критична, так как между собой они идентичны.

Таблица 3.1.2 – Длина линий и количество выключателей для схемы №2

Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выключателей	Длина трассы, км
Заходы на ПП Амга	2	20,4	3	10,2

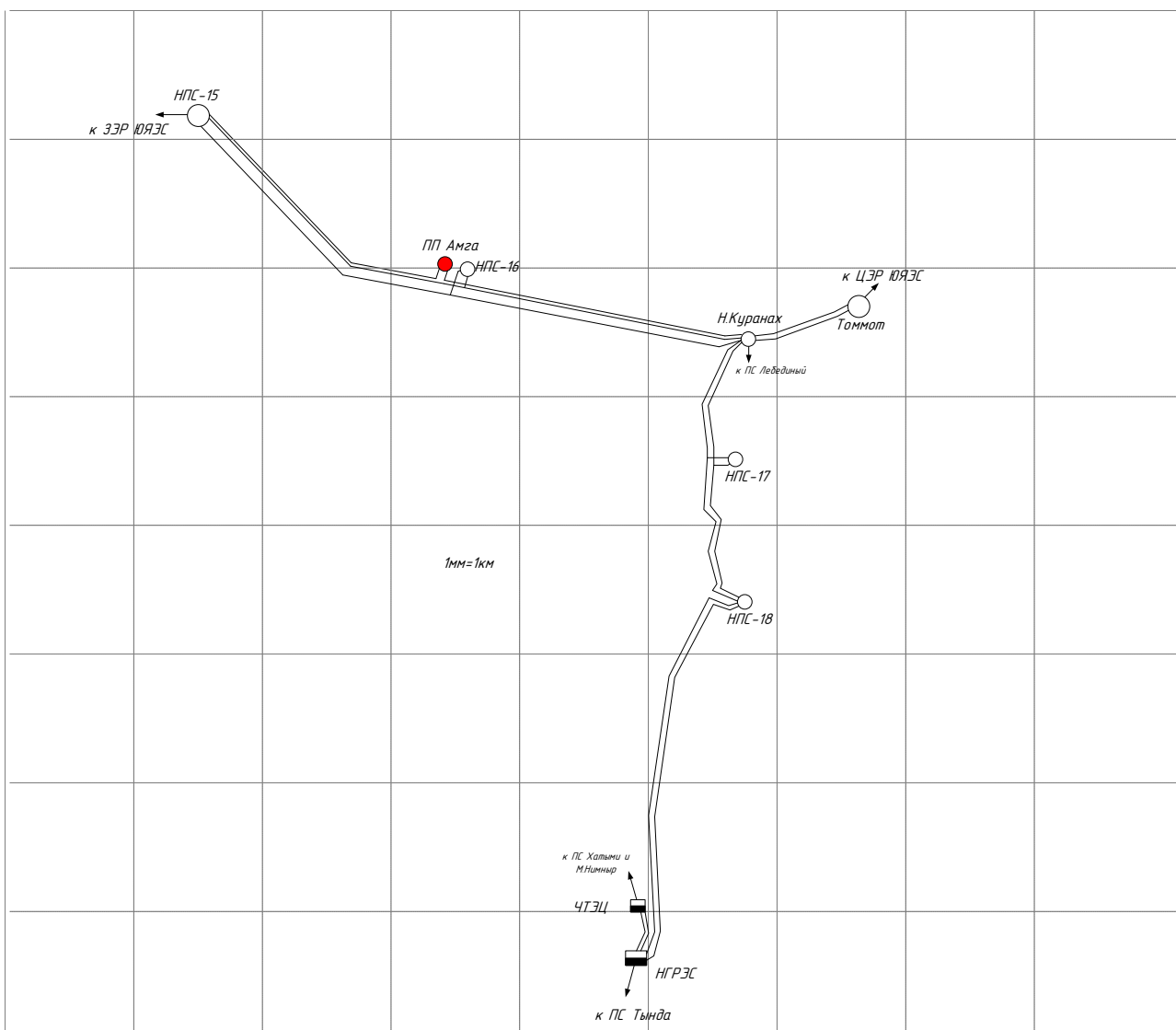


Рисунок 3.1.3 – Схема №3

Описание схемы №3: ПП Амга - проходная. ПП выполнен заходами от новой ВЛ Нижний Куранах – Амга и ВЛ НПС-15 – Амга.

Таблица 3.1.3 – Длина линий и количество выключателей для схемы №3

Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выключателей	Длина трассы, км
Нижний Куранах – Амга	1	134,9	3	252,8
НПС-15 – Амга	1	127,9		

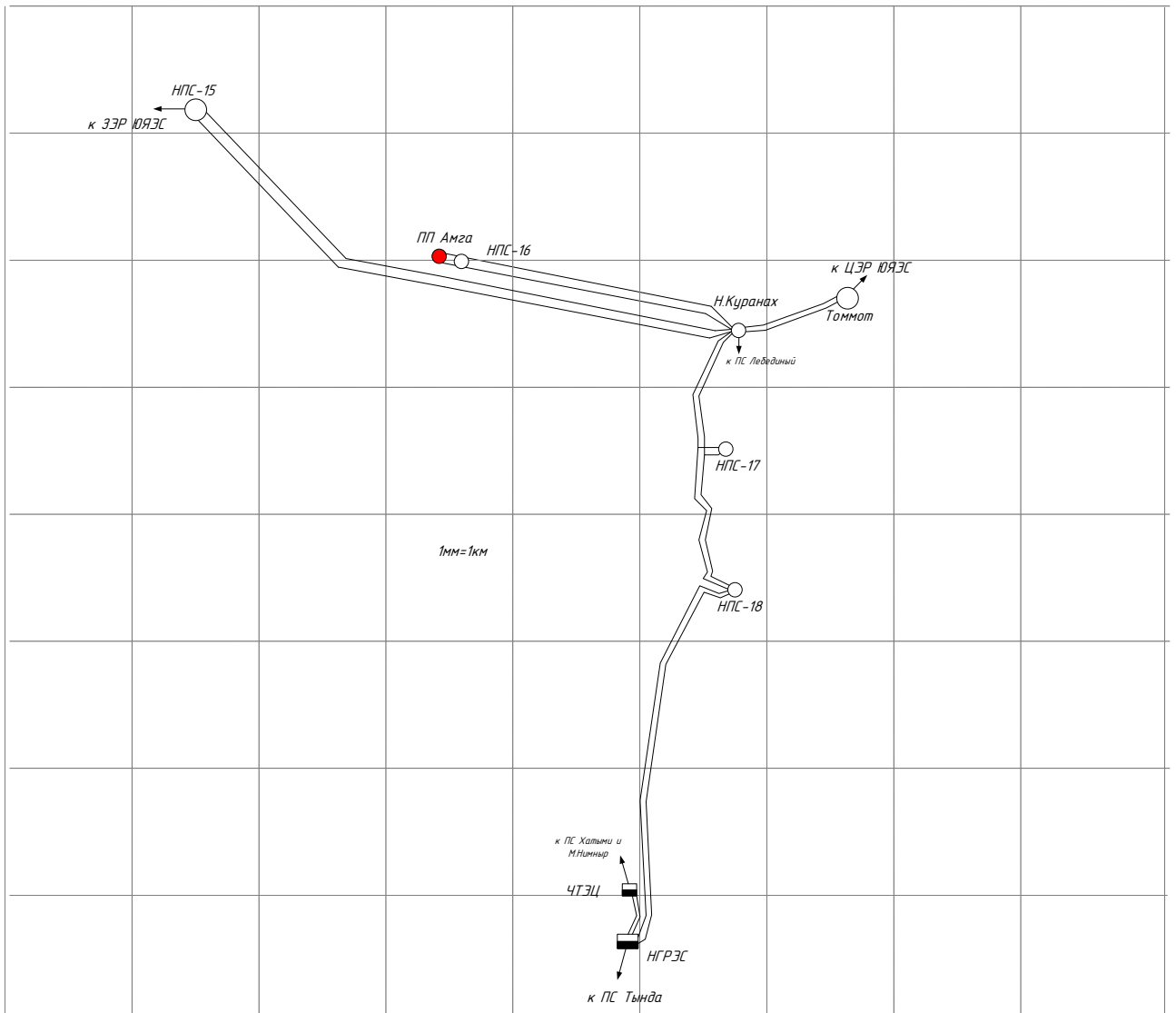


Рисунок 3.1.4 – Схема №4

Описание схемы №4: ПП Амга - тупиковая. Выполнена реконструкция ПС 220 кВ НПС-16 из отпаечной в проходную с образованием радиальной двухцепной связи Нижний Куранах – НПС-16 – ПП Амга.

Таблица 3.1.4 – Длина линий и количество выключателей для схемы №4

Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выключателей	Длина трассы, км
Нижний Куранах – НПС-16	1	122,4	2	134,9
НПС-16 – Амга	1	12,5		

Из 4 возможных вариантов необходимо выбрать 2 варианта конфигурации сети путем их сравнения по числу выключателей и по длине линий. Выбираются схемы с наименьшим числом выключателей и наименьшей длиной.

Отметим, что варианты №3 и №4 требуют серьезных вложений в строительство новых ЛЭП, а также реконструкцию прилегающих ПС 220 кВ Нижний Куранах и ПС 220 кВ НПС-15. Требуется строительство новых ячеек.

Вариант №1 обладает наиболее равномерным распределением нагрузки по ЛЭП. При этом, по сравнению с вариантом №2, менее надежен. Загрузка ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1 с отпайкой на ПС НПС-16 позволяет выполнить заход от нее на проектируемый ПП Амга.

В итоге для дальнейшего анализа выбираем схемы №1 и №2.

### 3.2 Выбор номинального напряжения

С целью определения возможности подключения ПП Амга к существующим сетям, выполним расчет номинального напряжения. Задача сводится к определению номинального напряжения в каждом из вариантов. Для определения напряжения следует пользоваться формулой Илларионова, которая применяется в сетях напряжения 35 кВ и выше:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \quad (3.2.1)$$

где  $l$  – длина линии, км;

$P$  – мощность передаваемая по одной цепи, МВт.

Для определения напряжения необходимо знать длину линии каждого участка сети и потоки максимальной активной мощности по линиям.

Перетоки активной мощности на головных участках считаются по правилу моментов:

$$P_{ij} = \frac{P_j \cdot (l_{jk} + l_{kg} + \dots + l_{mi}) + P_k \cdot (l_{kg} + \dots + l_{mi}) + \dots + P_m \cdot l_{mi}}{l_{ij} + l_{jk} + l_{kg} + \dots + l_{mi}} \quad (3.2.2)$$

где  $P$  – Суммарная установленная мощность одной подстанции, МВт;

$l$  – длина линии, км.

Рассмотрим пример расчета по схеме №2.

$$P_{\text{НПС15-Амга}} = \frac{P_{\max A} \cdot L_{\text{Амга-Н.Куранах}}}{L_{\text{НПС15-Амга}} + L_{\text{Амга-Н.Куранах}}} = \frac{72 \cdot 138,1}{138,1 + 145,1} = 35,11 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Амга-Н.Куранах}} = \frac{P_{\max A} \cdot L_{\text{НПС15-Амга}}}{L_{\text{НПС15-Амга}} + L_{\text{Амга-Н.Куранах}}} = \frac{72 \cdot 145,1}{138,1 + 145,1} = 36,89 \text{ МВт}$$

Теперь, имея перетоки активной мощности на участках можно найти рациональные напряжения на них по формуле:

$$U_{\text{рац.НПС-15-Амга}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{\text{НПС15-Амга}}} + \frac{2500}{P_{\text{НПС15-Амга}}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{145,1} + \frac{2500}{35,11}}} = 116 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{рац.НПС-15-Амга}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{\text{НПС15-Амга}}} + \frac{2500}{P_{\text{НПС15-Амга}}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{138,1} + \frac{2500}{36,89}}} = 119 \text{ кВ}$$

Аналогично рассчитаны остальные варианты. Результаты приведены в таблице 3.2.1.



Таблица 3.2.1 - Номинальные напряжения

Номер схемы	Участок	Рациональное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ
1	2	3	4
1	ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1 с отпайками	165,4	220
	ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №2 с отпайками	165,4	220
2	ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16	116	220
	ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга	119	220

В результате расчета рационального напряжения было установлено, что переключательный пункт Амга можно подключить к существующим сетям 220 кВ.

### 3.3 Компенсация реактивной мощности

В соответствии с приказом Минэнерго [20], определен Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Для энергопринимающих устройств потребителей в точках поставки с уровнем напряжения 220 кВ и выше, а также с уровнем напряжения 110 кВ (154 кВ) в случае, если субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике заданы предельные значения соотношения активной и реактивной мощности на шинах классом напряжения 110 кВ (154 кВ) и выше объектов электросетевого хозяйства сетевой организации, к которым присоединены такие энергопринимающие устройства, максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети, минимальное значение коэффициента реактивной мощности, генерируемой в часы малых суточных нагрузок электрической сети, а также диапазоны допустимых значений ко-

эффицента реактивной мощности, применяемые в периоды участия потребителя в регулировании реактивной мощности, определяются сетевой организацией на основе расчетов режимов работы электрической сети в указанные периоды, выполняемых сетевой организацией для нормальной и ремонтной схем сети, на основании заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике предельных значений соотношения активной и реактивной мощности на шинах классом напряжения 110 кВ (154 кВ) и выше объектов электросетевого хозяйства данной сетевой организации.

Максимальное значения коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети, для энергопринимающих устройств потребителей в точках поставки с уровнем напряжения 220 кВ равно 0,5.

Основным, но не единственным источником реактивной мощности в системе являются генераторы электростанций. Располагаемая реактивная мощность электростанций определяется согласно номинальному коэффициенту мощности установленных на станциях генераторов.

На основе специальных расчетов распределения реактивной мощности в электроэнергетической системе, для каждого узла системы определяется реактивная мощность, которую целесообразно передавать из системы в распределительные сети, питающиеся от того или иного узла. Поэтому при проектировании электрической сети, получающей питание от системы, задается реактивная мощность  $Q_c$ , которую целесообразно потреблять из системы (в заданном узле присоединения) в режиме наибольших нагрузок. Потребление большей мощности приведет к дополнительной загрузке системных источников реактивной мощности, к дополнительным затратам на генерацию и передачу этой мощности и, следовательно, к отступлению от оптимального режима питающей системы. В связи с этим в проекте следует предусмотреть мероприятия, обеспечивающие выполнение поставленных электроэнергетической системой условий по потреблению реактивной мощности. Для этого необходим расчет баланса реактивной мощности в проектируемой сети [2].

Реактивная мощность системы, которую экономически целесообразно получить из системы, Мвар:

$$Q_C = \sum P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3.3.1)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  - коэффициент мощности, задаваемый энергосистемой, равный 0,5.

$$Q_C = \sum P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 50 \cdot 0,5 = 25 \text{ Мвар}$$

Реактивная мощность, которая требуется для проектируемой сети:

$$Q_{Нб} = K_{0(Q)} \cdot \sum Q_{\max} + \Delta Q_{mp} + \sum (\Delta Q_l - \Delta Q_C) \quad (3.3.2)$$

где  $K_{0(Q)}$  - коэффициент одновременности, равный 0,98;

$\sum Q_{\max}$  - сумма реактивной нагрузки в режиме максимум;

$\Delta Q_{mp}$  - суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах;

$\Delta Q_l$  - потери реактивной мощности в линии  $l$ ;

$\Delta Q_C$  - реактивная мощность, генерируемая линией  $l$ .

Для оценки потерь реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах можно принять, что при каждой трансформации напряжения потери реактивной мощности составляют приблизительно 10 % от передаваемой через трансформатор полной мощности:

$$\Delta Q_{mp} = 0,1 \cdot \sum S \quad (3.3.3)$$

$$\Delta Q_{mp} = 0,1 \cdot \sum S = 0,1 \cdot \sqrt{72^2 + 28,8^2} = 7,755 \text{ Мвар}$$

Потери реактивной мощности в линии существенно зависят от передаваемой мощности и длины линии. Значение токовой загрузки примем исходя из параметров контрольных замеров. Параметры линий были определены ранее.

$$\Delta Q_l = 3 \cdot I^2 \cdot X_l \quad (3.3.4)$$

$$\Delta Q_l = 3 \cdot I^2 \cdot X_l = 3 \cdot 63^2 \cdot 108,4 = 1,291 \text{ Мвар}$$

Для сетей с номинальным напряжением 220 кВ целесообразен расчет потерь реактивной мощности и расчет зарядной мощности линий. Для оценки потерь реактивной мощности в воздушных линиях 220 кВ удельное реактивное сопротивление линии может быть принято равным 0,42 Ом/км, а удельная генерация реактивной мощности  $q_c=0,14$  Мвар/км. При этом следует учитывать количество цепей воздушной линии.

$$\Delta Q_C = q_c \cdot L_{вл} \quad (3.3.5)$$

$$\Delta Q_C = q_c \cdot L_{вл} = 0,14 \cdot 262,8 = 36,792 \text{ Мвар}$$

Таким образом, определяем реактивную мощность, требуемую для проектируемого объекта:

$$Q_{Нб} = K_{0(Q)} \cdot \sum Q_{\max} + \Delta Q_{mp} + \sum (\Delta Q_l - \Delta Q_C) = 0,98 \cdot 28,8 + 7,755 + (1,291 - 36,792) = 0,478 \text{ Мвар}$$

Полученное значение суммарной потребляемой реактивной мощности сравнивается со значением реактивной мощности которую целесообразно получать из системы.

$$Q_C = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{сист}} \quad (3.3.6)$$

$$Q_C = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{сист}} = 72 \cdot 0,4 = 28,8 \text{ Мвар}$$

В случае  $Q_{\text{Нб}} < Q_C$  необходимость в установке конденсаторных установок в узлах проектируемой сети отсутствует, так как системные источники реактивной мощности полностью покрывают всю потребность в ней.

### **3.4 Выбор марок и сечений новых линий электропередачи и проверка существующих**

Выбор сечения проводов проектируемой сети производится с учетом: технико-экономических показателей, пропускной способности сечения провода по нагреву в послеаварийных условиях, механической прочности проводов воздушных линий, условий образования короны (отсутствие заметных потерь мощности на корону при хорошей погоде и относительно небольшие годовые потери энергии).

Сечение провода выбирается по расчету максимального тока на 5 год эксплуатации. Расчетное значение тока, текущего по линии, определяется по формуле:

$$I_P = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max} \quad (3.4.1)$$

где  $I_{\max}$  - максимальный ток, А;

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ( $T_M=5900$  ч). Примем данный коэффициент равным 1,07.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max з}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \cdot 10^3 \quad (3.4.2)$$

В качестве примера рассмотрим первый вариант подключения. ПП Амга – отпайка от двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1,2 с отпайками. Определим максимальный ток по ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1,2 с отпайками.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max з}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{72^2 + 32,76^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} \cdot 10^3 = 104 \text{ A}$$

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 104 = 117 \text{ A}$$

На данный момент ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1(2) с отпайкой на ПС НПС-16 выполнена проводом АС-240/32. Длительно-допустимый ток данного провода составляет 600 А.

Экономический токовый интервал для металлических опор и данного района по гололеду составляет до 140 А. Примем в первом приближении существующий провод для новых участков ЛЭП (отпайки на ПП Амга).

Необходимо проверить, чтобы в послеаварийном режиме расчетный ток по линиям не превышал длительно-допустимый ток. Рассмотрим режим отключения одной из ЛЭП, тогда вся мощность потечет по оставшейся в работе линии.

$$I_{\text{ПА}} = 2 \cdot I_{\max} = 2 \cdot 117 = 234 \text{ A}$$

Расчетный послеаварийный ток не превышает длительно-допустимый ток в послеаварийном режиме. Таким образом, провод АС-240/32 удовлетворяет расчету. Расчет для варианта 2 аналогичен, результаты представлены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 – Результаты расчета сечений проводов

Но- мер схе- мы	ЛЭП	Рас- четный ток, А	Марка про- вода	Плот- ность токовой загруз- ки, А/мм <sup>2</sup>	После- ава- рий- ный ток, А	Дли- тельно- допу- стимый ток, А
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ Нижний Ку- ранах – НПС-15 №1 с отпайками	117	АС- 240/3 2	0,49	234	600
	ВЛ 220 кВ Нижний Ку- ранах – НПС-15 №2 с отпайками	117	АС- 240/3 2	0,49	234	600
2	ВЛ 220 кВ Нижний Ку- ранах – Амга с отпай- кой на ПС НПС-16	114	АС- 240/3 2	0,48	228	600
	ВЛ 220 кВ НПС-15 - Амга	119	АС- 240/3 2	0,5	238	600

По результатам расчета сечений проводов линий видно, что потенциал использования ЛЭП не исчерпан. Принято решение оставить существующие провода ЛЭП. Дальнейшая технико-экономическая оценка покажет, какой вариант будет принят к дальнейшему рассмотрению для проектирования.

### 3.5 Оценка целесообразности замены числа и мощности силовых трансформаторов, действующих ПС при реконструкции электрической сети

В данном разделе необходимо проверить трансформаторное оборудование прилегающей сети на предмет необходимости реконструкции или его замены. В принятом эквиваленте сети при подключении нового объекта необходимо проверить автотрансформаторы, за которыми есть питающие линии. Такие автотрансформаторы установлены на ПС 220 кВ Нижний Куранах и Нерюнгринской ГРЭС.

Проверку мощности автотрансформаторов производим из условия максимального перетока мощности между распределительными устройствами в нормальном и аварийных режимах (выход из строя, ремонт одного автотрансформатора), с учётом перегрузочной способности в аварийном режиме. Наложение аварийного и ремонтного режимов не рассматриваем, т.к. вероятность такого режима очень мала. В общем случае для АТ должно выполняться условие:

$$S_{AT.ном} \geq \frac{S_{max}}{K_n} \quad (3.5.1)$$

где  $S_{max}$  - максимальный переток через АТ, МВА;

$K_n$  - коэффициент перегрузки (для аварийного режима – 1,4) и загрузки (для нормального режима – 0,75).

Таким образом, проверим автотрансформатор на Нерюнгринской ГРЭС. Мощность автотрансформаторов на НГРЭС – 2х125000 МВА. Максимальный переток через АТ НГРЭС составит 420 МВА при максимально загруженных двух блоках на шинах 110 кВ.



Для нормального режима:

$$S_{AT.ном} \geq \frac{S_{max}}{K_n} = \frac{420}{0,7} = 600 \text{ МВА}$$

Для послеаварийного режима:

$$S_{AT.ном} \geq \frac{S_{max}}{K_n} = \frac{420}{1,4} = 300 \text{ МВА}$$

Таким образом, можно сделать вывод о целесообразности замены автотрансформаторов на Нерюнгринской ГРЭС на более мощные.

Расчет для автотрансформатора на ПС 220 кВ Нижний Куранах аналогичен. Мощность АТ на ПС 220 кВ Нижний Куранах – 2х63000 МВА. Максимальный переток мощности через АТ определим исходя из результатов расчета прогнозируемых нагрузок на 2025 год. Наибольший переток будет от шин 220 кВ к шинам 110 кВ и составит 58,5 МВА.

Для нормального режима:

$$S_{AT.ном} \geq \frac{S_{max}}{K_n} = \frac{58,5}{0,7} = 83,6 \text{ МВА}$$

Для послеаварийного режима:

$$S_{AT.ном} \geq \frac{S_{max}}{K_n} = \frac{58,5}{1,4} = 41,8 \text{ МВА}$$

Таким образом, можно сделать вывод об отсутствии необходимости замены автотрансформаторов на ПС 220 кВ Нижний Куранах.

В результате оценки загрузки автотрансформаторов в прилегающей сети была произведена проверка перегрузочной способности автотрансформаторов на ПС 220 кВ Нижний Куранах и Нерюнгринской ГРЭС. Расчет показал, что автотрансформаторы на Нерюнгринской ГРЭС сильнозагружены и станция не имеет возможности выдавать полную мощность блоками 1 и 2. Мощность оказывается «запертой» пропускной способностью автотрансформаторов связи.

Решение данной проблемы возможно реконструкцией, связанной с установкой третьего автотрансформатора или заменой существующих автотрансформаторов более мощными.

### **3.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ПС, подключаемой к переключательному пункту Амга**

К переключательному пункту Амга подключается ПС КС-3. Зона эксплуатационной ответственности ПС КС-3 начинается от выключателей ВН и включает в себя силовые трансформаторы. В данной ВКР предусмотрено проектирование ПП Амга, но для выполнения корректных дальнейших расчетов, произведем выбор силовых трансформаторов на ПС КС-3.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_m \cdot \kappa_3}, \quad (3.6.1)$$

где  $\kappa_3$  - коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным  $\kappa_3=0,7$ ;

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{60^2 + 32,76^2}}{2 \cdot 0,7} = 48,8 \text{ МВА}$$

Проверим силовой трансформатор мощностью 40 МВА с обмотками: ВН – 230,0 кВ, НН – 11,0 кВ типа ТДН-40000/220 УХЛ1 с РПН в нейтрали обмотки

ВН. Основные технические характеристики трансформатора приведены в таблице 3.6.1. /

Таблица 3.6.1 – Технические характеристики трансформатора ТДН-40000/220

Тип трансформатора	Напряжение обмотки ВН, кВ	Напряжение обмотки НН, кВ	Напряжение короткого замыкания, %	Потери короткого замыкания, кВт
ТДН-40000/220	230	11	11	215

Проверка по коэффициенту загрузки. Следует отметить, что значение коэффициента загрузки в нормальном режиме не должно выходить за пределы 0,5 – 0,75; в послеаварийном режиме (отключение одного трансформатора) – не должно быть больше 1,4.

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{2 \cdot S_{\text{ном.т}}}, \quad (3.6.2)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{48,8}{2 \cdot 40} = 0,61$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{S_{\text{ном.т}}}, \quad (3.6.3)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{48,8}{40} = 1,22$$

Выбранный трансформатор удовлетворяет условиям перегрузочной способности. Таким образом, принимаем к установке на ПС КС-3 силовой трансформатор ТДН-40000/220 УХЛ1.

## 4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети, путем оценки их сравнительной эффективности. Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

Далее показан алгоритм технико-экономического расчета. В качестве примера представлен расчет для схемы №1. Подробный расчет представлен в приложении Б.

### *Расчет капитальных вложений.*

Расчет капитальных вложений производим по укрупненным показателям. Вначале определим капитальные вложения по линиям с учетом коэффициента трассы. Расчет производим на год выполнения проекта, т. е. с помощью коэффициента инфляции на 2020 год ( $K_{инфл} = 2,4$ ). Затем определим капитальные вложения по подстанциям, при этом найдем постоянную часть затрат, стоимость РУ ВН и РУ СН. Найдем суммарные капитальные вложения по каждому конкурентоспособному варианту.

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

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

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (4.1)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на

покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории [6]. В данной работе проектируется переключательный пункт, следовательно, стоимостные показатели трансформаторов не будут учтены, так как ПП Амга не включает в себя силовые трансформаторы. Силовые трансформаторы входят в зону обслуживания ПС КС-3, питаемой от ПП Амга. В предыдущей главе был выполнен балансовый расчет реактивной мощности, где был сделан вывод об отсутствии необходимости установки компенсирующих устройств на ПП Амга. Таким образом капиталовложения на сооружение подстанции, в данном случае, определяются по формуле:

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (4.2)$$

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

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат.

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

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l, \quad (4.3)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость километра линии;

$l$  – длина трассы.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции  $K_{инф} = 2,4$  и коэффициента зоны  $K_{зон} = 1,4$ . Значения укрупненных стоимостных показателей приведены в справочнике [11]. Параметры вновь возводимых участков ЛЭП приведены в предыдущей главе (таблицы 3.1.1-3.1.4).

Приведем пример для варианта №1.

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l = 2,672 \cdot 10^4 \cdot 2,4 \cdot 1,4 \cdot 20,4 = 8,979 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{ПС} = k_{инф} \cdot (K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}) = 2,4 \cdot (26000 + 20400) = 1,114 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} = 8,979 \cdot 10^4 + 1,114 \cdot 10^5 = 2,012 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

### *Расчет потерь электрической энергии*

Потери электроэнергии рассчитываем отдельно для зимнего и летнего периодов. Для проектируемой сети определим потери в линиях электропередач. Потери в трансформаторах и компенсирующих устройствах определяться не будут, по причине отсутствия необходимости в установке КУ и отсутствия силовых трансформаторов на ПП Амга.

Условно-постоянные потери для воздушных линий – это потери на корону, они определяются по приказу Министерства энергетики РФ [25].

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП в зимнее и летнее время года [5]:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} \tag{4.4}$$

Потери в воздушных линиях определяются по формуле [3]:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{ЭФ}^3)^2 + (Q_{НЕСК.ЭФ}^3)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \frac{(P_{ЭФ}^Л)^2 + (Q_{НЕСК.ЭФ}^Л)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_Л + \Delta W_K \tag{4.5}$$

где  $T_3$ ,  $T_Л$  – количество зимних и летних часов (4800 и 3960 часов соответственно);

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

Потери на корону вычисляются по формуле [3]:

$$\Delta W_K = \Delta P_K \cdot L_n \cdot 8760 \quad (4.6)$$

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

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

Приведем пример расчета для схемы подключения ПП Амга №1.

$$\Delta W_K = \Delta P_K \cdot L_n \cdot 8760 = 0,008 \cdot 20,4 \cdot 8760 = 1430 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{БЛ1} = \frac{(69)^2 + (32,76)^2}{220^2} \cdot 1,224 \cdot 4800 + \frac{(60,44)^2 + (28,7)^2}{220^2} \cdot 1,224 \cdot 3960 + 1430 =$$

$$= 1157 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{БЛ2} = \frac{(69)^2 + (32,76)^2}{220^2} \cdot 1,224 \cdot 4800 + \frac{(60,44)^2 + (28,7)^2}{220^2} \cdot 1,224 \cdot 3960 + 1430 =$$

$$= 1157 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W = \Delta W_{БЛ1} + \Delta W_{БЛ2} + \Delta W_K = 1157 + 1157 + 1430 = 3740 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

*Расчет эксплуатационных издержек*

Издержки находят по формуле [6]:

$$I = I_{AM} + I_{РЭО} + I_{\Delta W}, \quad (4.7)$$

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

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

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

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

$$I_{PЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (4.8)$$

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

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

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (4.9)$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии [6]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (4.10)$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$  – нерегулируемая составляющая в ставке покупки потерь электроэнергии за 2020 год для Республики Саха (Якутия) – 2,69 тыс.руб/МВт·ч.

Покажем расчет для схемы №1.

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} = 3743 \cdot 2,69 = 1,007 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}} = \frac{2,012 \cdot 10^5}{20} = 1,006 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$



$$I_{PЭО} = \alpha_{мэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{мэоПС} \cdot K_{ПС} = 0,008 \cdot 8,979 \cdot 10^4 + 0,059 \cdot 1,114 \cdot 10^5 =$$

$$= 7,289 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$I = I_{AM} + I_{PЭО} + I_{\Delta W} = 1,006 \cdot 10^5 + 7,289 \cdot 10^3 + 1,007 \cdot 10^4 = 27,414 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

#### *Определение среднегодовых эксплуатационных затрат*

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные затраты отличаются не более чем на 5-7 %, то принимается в качестве оптимального тот вариант, у которого меньше стоимость потерь электроэнергии.

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

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \tag{4.11}$$

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

$K$  – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

$I$  – издержки.

Приведем пример расчета затрат для варианта №1.

$$Z = E \cdot K + I = 0,1 \cdot 2,012 \cdot 10^5 + 27,414 \cdot 10^3 = 47,259 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Подробный расчет приведен в приложении Б. Результаты технико-экономической оценки вариантов сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты расчета технико-экономических показателей вариантов подключения ПП Амга

Показатель	Вариант 1	Вариант 2
1	2	3
Суммарные капиталовложения, тыс.руб	$2,012 \cdot 10^5$	$2,158 \cdot 10^5$
Суммарные издержки, тыс.руб	$27,414 \cdot 10^3$	$23,3314 \cdot 10^3$
Издержки стоимости потерь электроэнергии, тыс.руб	$1,007 \cdot 10^4$	$4,651 \cdot 10^3$
Среднегодовые эксплуатационные затраты, тыс.руб	$47,529 \cdot 10^3$	$44,670 \cdot 10^3$

Определим разницу в среднегодовых эксплуатационных затратах для в обоих случаях:

$$\Delta = \frac{z_1 - z_2}{z_1} \cdot 100 \quad (4.12)$$

$$\Delta = \frac{z_1 - z_2}{z_1} \cdot 100 = \frac{47,529 \cdot 10^3 - 45,172 \cdot 10^3}{47,529 \cdot 10^3} \cdot 100 = 4,96 \%$$

В результате технико-экономической оценки вариантов внешнего электроснабжения переключательного пункта Амга можно сделать вывод, что в части затрат оба варианта практически равноценны. Разница в затратах составила менее 5%. При этом, в случае варианта №2 издержки стоимости потерь электроэнергии на порядок ниже конкурентного варианта.

Таким образом, можно сделать вывод о возможности дальнейшего рассмотрения для проектирования варианта №2 как наиболее выгодного с точки зрения технико-экономической оценки. На рисунке 4.1 представлен окончательный вариант подключения ПП 220 кВ Амга.

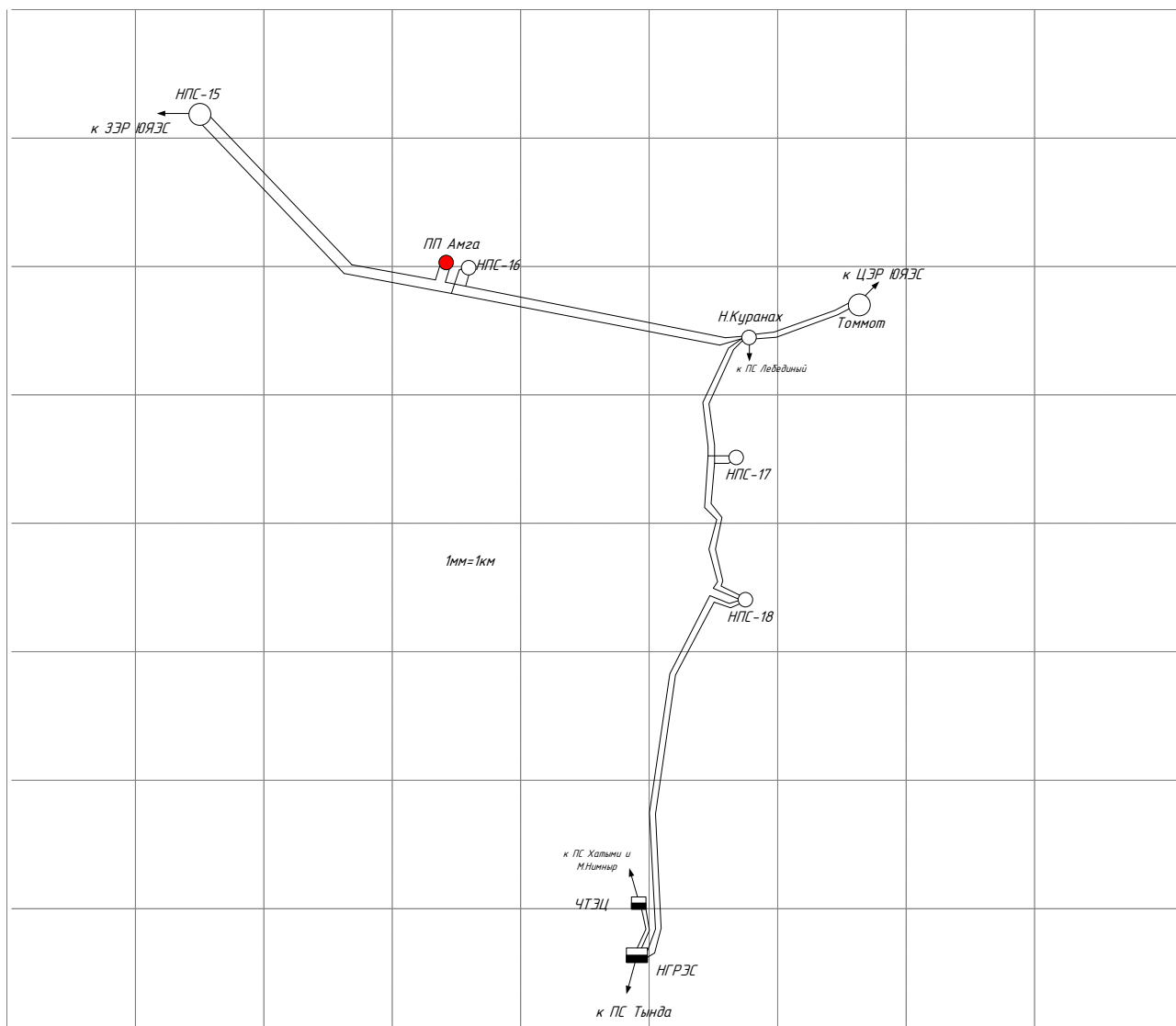


Рисунок 4.1 – Окончательный вариант подключения ПП Амга

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 5.1 Расчет симметричных КЗ

Расчет токов КЗ необходим для корректного выбора и проверки оборудования. Расчет будем вести в именованных единицах. Для расчета токов КЗ необходимо составить расчетную схему замещения переключательного пункта. Схема замещения представлена на рисунке 5.1.1.

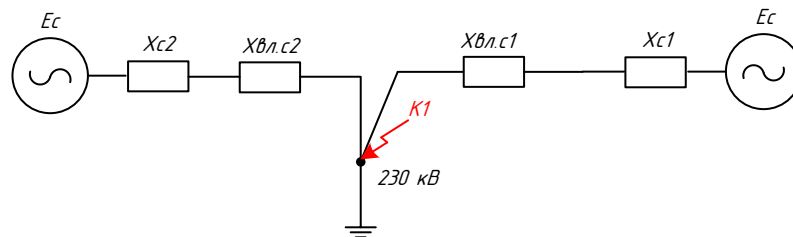


Рисунок 5.1.1 – Схема замещения прямой последовательности

В качестве исходных данных для расчета токов КЗ необходимы параметры проводов и длины ЛЭП, параметры силового трансформатора. Данные по линиям приведены ранее в таблицах 1.3.1 – 1.3.2. Параметры силового трансформатора представлены ранее в таблице 3.6.1. На основании исходных данных выполним расчет сопротивлений элементов схемы:

– сопротивление системы, Ом:

$$X_c = \frac{U_{ном}^2}{S_c}, \quad (5.1.1)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение системы, кВ;

$S_c$  – мощность системы, МВА.

Сопротивление ВЛ, Ом:

$$X_{вл} = x_0 \cdot L_{вл}, \quad (5.1.2)$$

где  $x_0$  – удельное сопротивление ЛЭП, Ом/км;

$L_{вл}$  – протяженность ЛЭП, км.

Сопротивление трансформатора, Ом:

$$X_m = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (5.1.3)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$u_{к\%}$  – напряжение КЗ, %.

Выполним расчет параметров для схемы замещения прямой последовательности.

$$X_{c1} = \frac{U_{ном}^2}{S_c} = \frac{230^2}{9600} = 5,51 \text{ Ом}$$

$$X_{вл.c1} = x_0 \cdot L_{вл} = 0,412 \cdot 127,9 = 52,7 \text{ Ом}$$

$$X_{c2} = \frac{U_{ном}^2}{S_c} = \frac{230^2}{8500} = 6,224 \text{ Ом}$$

$$X_{вл.c2} = x_0 \cdot L_{вл} = 0,412 \cdot 134,9 = 55,58 \text{ Ом}$$

$$X_m = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{220^2}{40} = 145,5 \text{ Ом}$$

Далее в качестве примера покажем расчет тока КЗ для расчетной точки К1.

Свернем ветви с системой и линиями путем последовательно – параллельного преобразования:

$$X1 = \frac{(X_{c1} + X_{вл.с1}) \cdot (X_{c2} + X_{вл.с2})}{X_{c1} + X_{вл.с1} + X_{c2} + X_{вл.с2}} = \frac{(5,51 + 52,695) \cdot (6,224 + 55,579)}{5,51 + 52,695 + 6,224 + 55,579} = 29,975 \text{ Ом}$$

Итак, получим схему замещения, представленную на рисунке 5.1.2.

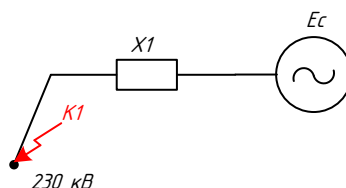


Рисунок 5.1.2 – Конечная схема замещения прямой последовательности

Далее рассчитываем периодическую составляющую тока КЗ, кА:

$$I_{1.n} = \frac{E_{ном}}{\sqrt{3} \cdot X_{сумм}} \quad (5.1.4)$$

где  $E_{ном}$  – номинальное значение ЭДС, кВ;

$X_{сумм}$  – суммарное значение сопротивления для расчетной точки КЗ, Ом.

Рассчитываем аperiodическую составляющую тока КЗ, кА:

$$I_{1.a} = \sqrt{2} \cdot I_{1.n} \quad (5.1.5)$$

Рассчитываем ударный ток КЗ, кА:

$$I_{1.уд} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1.n} \quad (5.1.6)$$

Покажем расчет тока трёхфазного КЗ для точки К1.

$$I_{1.n} = \frac{E_{ном}}{\sqrt{3} \cdot X_{сумм}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 29,975} = 4,43 \text{ кА}$$

$$I_{1.a} = \sqrt{2} \cdot I_{1.n} = \sqrt{2} \cdot 4,43 = 6,265 \text{ кА}$$

$$I_{1.y0} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1.n} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,43 = 11,152 \text{ кА}$$

Подробный расчет приведен в приложении В.

## 5.2 Расчет несимметричного КЗ

Среди несимметричных токов КЗ, расчетным для производства выбора оборудования является однофазное КЗ. В данном случае в точке К1, так как только в сети 220 кВ нейтраль трансформаторов заземлены наглухо. Если в ходе расчета окажется, что ток однофазного КЗ выше тока трёхфазного, то первый и станет расчетным для выбора оборудования.

Параметры схемы замещения нулевой последовательности рассчитаны в приложении В. Схема замещения нулевой последовательности представлена на рисунке 5.2.1.

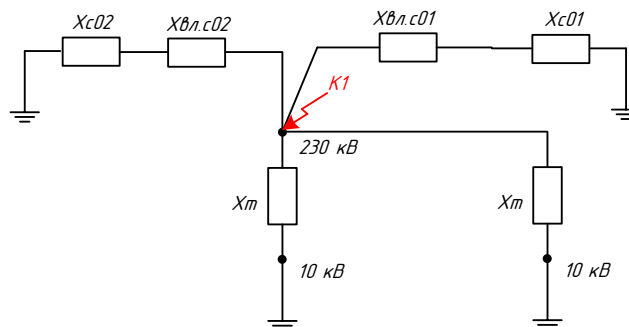


Рисунок 5.2.1 – Схема замещения нулевой последовательности

Аналогично методу, указанному выше приводим схему к виду, представленному на рисунке 5.2.2.

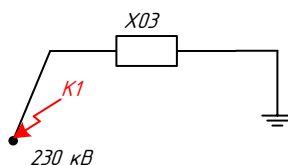


Рисунок 5.2.2 – Итоговая схема замещения нулевой последовательности

$$I_0 = \frac{3U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot X_{экв.л} + X_{экв.0})} = \frac{3 \cdot 230}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 29,975 + 39,916)} = 3,989 \text{ кА}$$

Расчет показал, что расчетным видом КЗ для точки К-1 будет трёхфазное КЗ. Таким образом, результаты расчета токов КЗ представлены в таблице 5.2.1.

Таблица 5.2.1 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ (расчетный вид КЗ)	Величина периодической составляющей тока КЗ, кА	Величина апериодической составляющей тока КЗ, кА	Величина ударного тока КЗ, кА
К1 (трёхфазное)	4,43	6,265	11,152
К1 (однофазное)	3,989	5,641	10,042

Определим также токи через выключатели в нормальном режиме.

Выключатели на стороне ВН:

$$I_{1,2}^{220} = \frac{1,4 \cdot S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} \tag{5.2.1}$$

$$I_{1,2}^{220} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 147 \text{ А}$$



## 6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНОГО ПУНКТА АМГА

Конструктивное исполнение переключательного пункта подразумевает отсутствие трансформаторов. В ВКР выполняется проектирование ПП Амга, который в свою очередь питает компрессорную станцию КС-3. Территориально ПП 220 кВ Амга и ПС КС-3 находятся на одной территории. Данная ВКР предусматривает проектирование оборудования 220 кВ ПП Амга, проектирование оборудования НН ПС КС-3 ВКР не предусмотрено.

### 6.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПП и выбор оптимального

На напряжение 220 кВ распределительное устройство выполняется в виде КРУЭ. К установке примем КРУЭ фирмы Siemens AG типа 8DN9 на базе компактного элегазового оборудования DTS. Технические данные шкафов указаны в таблице 6.1.1.

Комплектные распределительные устройства производства «Сименс» спроектированы и изготовлены с учетом оптимального соотношения между конструктивным исполнением, использованными материалами и мероприятиями по техническому обслуживанию. Благодаря газоплотному исполнению и автоматическому мониторингу, в обычных условиях эксплуатации они практически не нуждаются в техническом обслуживании. Лишь по истечении 25-ти лет компанией «Сименс» рекомендуется провести первую плановую ревизию.

Таблица 6.1.1 – Основные параметры КРУЭ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	242
Номинальный ток сборных шин и присоединений, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	40
Электродинамическая стойкость, кА	40
Термическая стойкость, кА/с	120

На напряжение 220 кВ распределительное устройство выполняется в КРУЭ, в которое встроено следующее оборудование:

- трансформаторы напряжения;
- высокоскоростные заземлители;
- разъединители с заземляющими ножами;
- трансформаторы тока;
- выключатели;
- ОПН.

Все оборудование соединяется ошиновкой.

## **6.2 Разработка однолинейной схемы ПП**

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

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

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

Примем для ПП 220 кВ Амга однолинейную схему 5АН – мостик с выключателями в цепях трансформаторов. Мостиковые схемы применяются на стороне ВН ПС 35, 110 и 220 кВ при 4-х присоединениях (2ВЛ+2Т) и необходимости осуществления секционирования сети. Принимаем исполнение схемы 5АН без ремонтной перемычки ввиду высокой надежности КРУЭ. При необходимости секционирования сети на данной ПС в режиме ремонта выключателя предпочтительнее применять схему 5АН (мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов). Схема 5АН применяется при необходимости частого отключения трансформаторов. На рисунке 6.2.1 представлена схема РУ ПП Амга.

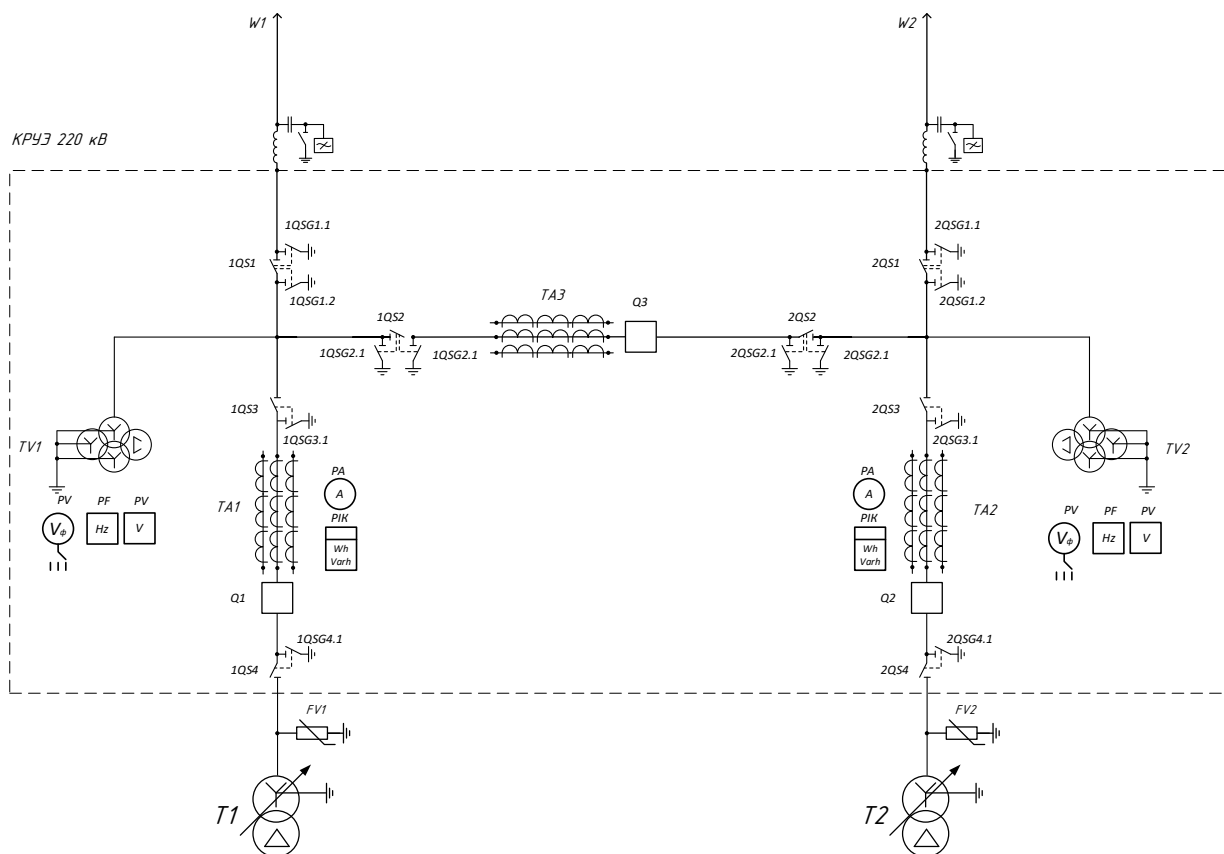


Рисунок 6.2.1 – РУ переключательного пункта Амга

### 6.3 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

Шинные конструкции на станции представляют собой совокупность жесткой и гибкой ошиновки. На открытой части РУ 220 кВ отсутствуют элементы жестких шин. Гибкая ошиновка на представляет собой набор проводов марки АС, которые соединяют первичное оборудование, с силовыми трансформаторами. Помимо этого, часть гибкой ошиновки пролегает по открытой части распределительного устройства от силовых трансформаторов к зданию КРУЭ.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят.

Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 400/39, допустимый ток которых  $I_{доп} = 1500$  А [1].

Проверка шин на схлестывание не производится так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА [9].

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \geq 0,9E_0, \quad (6.3.1)$$

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

$$E_0 = 30,3m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (6.3.2)$$

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

$r_0$  – радиус провода;

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

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_o \cdot \lg \frac{D_{CP}}{r_o}} \quad (6.3.3)$$

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

При горизонтальном расположении фаз:

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 - \frac{0,299}{\sqrt{0,7}}\right) = 34,2 \text{ кВ/см,}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{0,7 \cdot \lg \frac{500}{0,7}} = 38,98 \text{ кВ/см.}$$

Проверяем по условию:

$$1,07E \geq 0,9E_o$$

$$1,07 \cdot 38,98 \geq 0,9 \cdot 34,2$$

$$41,7 \geq 30,78$$

Таким образом, гибкая ошиновка принята в виде АС-400/39.

#### **6.4 Выбор и проверка выключателей**

Центральным элементом распредустройства с элегазовой изоляцией является модуль силового выключателя с однополюсной изоляцией, состоящий из двух компонентов:

- дугогасительной камеры

- привода.

Дизайн дугогасительной камеры и привода основан на хорошо зарекомендовавших себя и, в основном, типовых конструктивных решениях, которые многократно использовались в коммутационных устройствах наружной установки. Данный силовой выключатель применяется в конструкциях с однополюсным дугогашением.

Благодаря современным производственным технологиям возможно размещение привода в компактном корпусе. Расположение пружин включения и выключения в блоке привода обеспечивает простоту и надежность конструкции. За счет этого снижается количество компонентов, приводимых в движение. Использование в приводе подшипников качения и не требующего технического обслуживания механизма взвода пружины является предпосылкой для его надежной эксплуатации в течение нескольких десятилетий. Также, применяются хорошо зарекомендовавшие себя конструктивные решения, например, такие, как вибростойкие защелки и не требующее механической энергии устройство деблокировки механизма взвода пружины.

В дугогасительной камере, предназначенной для гашения дуги в силовом выключателе, используется автокомпрессионный принцип. Вследствие малой энергии привода, необходимой для коммутаций, необходимы небольшие механические усилия, что положительно сказывается на нагрузке выключателя и корпуса.

Помимо проверки по номинальным значениям тока и напряжения выключателя, необходимо выполнить проверку по термической стойкости. Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (6.4.1)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения выключателя;

$T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

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

$$t_{откл} = t_{pz} + t_{отклвыкл}, \quad (6.4.2)$$

$$t_{откл} = 5 + 0,06 = 5,06 \text{ с}$$

где  $t_{pz}$  - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

В данном случае принимаем максимальную выдержку времени ступени, обеспечивающей дальнейшее резервирование – 5 с.

$$B_k = 4,43^2 \cdot (5,06 + 0,02) = 99,7 \text{ кА}^2\text{с};$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (6.4.3)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,6 \text{ кА.}$$

где  $\beta_n$  - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя (40%).

$I_{откл}$  - отключающий номинальный ток, для данного выключателя (40 кА).

Таким образом, выбираем элегазовый выключатель в составе КРУЭ-220 кВ FG-245. Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 6.4.1.

Таблица 6.4.1 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	245	220
Номинальный ток, А	3150	147
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	4,43
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	22,6	6,265
Ток термической стойкости, кА	40	4,43
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	4800	99,7
Ток динамической стойкости, кА	102	11,152

## 6.5 Выбор и проверка разъединителей

Разъединители и заземляющие устройства КРУЭ.

В разомкнутом положении разъединители гарантируют безопасный изоляционный промежуток между компонентами КРУЭ с различным потенциалом. Они служат для полного отключения распределительного устройства и его компонентов и применяются для секционирования сборных шин и отключения отходящих линий. Два конусообразных проходных смоляных изолятора являются несущими для токопровода и контакта изоляционного промежутка.

Газ в модуле, находящийся под давлением, создает изоляцию высокого напряжения между активными компонентами и металлическим корпусом. В зависимости от расположения распределительного устройства этот модуль может заключаться в различные корпуса, которые позволяют варьировать контактные выводы проводников к соседним модулям. Возможно подключение сразу двух заземлителей. Модули имеют отдельный, а в некоторых случаях и общий с соседними модулями КРУЭ, датчик контроля давления элегаза.



Заземлители (например, рабочий заземлитель или заземлитель сборной шины) – это коммутационные аппараты для заземления и шунтирования цепей. Со стороны вывода применяется зачастую заземлитель, реагирующий на допустимый ток включения (быстродействующий заземлитель), чтобы обеспечить свободу величины напряжения и снизить риск для распределительного устройства, например, если противоположная сторона была неправильно отключена. Заземлители в изолированном исполнении используются для измерений и испытаний приборов релейной защиты.

У распределителей типа 8DN9 штифтовой контакт заземлителя имеет изолированный от корпуса вывод. В таком исполнении они применяются преимущественно в комбинации с разъединителем, однако возможно и исполнение в собственном корпусе в качестве отдельного модуля. Находящийся под потенциалом земли, подвижный штифтовой контакт входит в неподвижный контакт. Если заземлитель быстродействующий, он оснащается пружинным приводом. Пружина, сохраняющая необходимую энергию, оснащена встроенным электродвигателем, а в аварийном случае взводится вручную.

Общие признаки разъединителей и заземлителей:

1. Три фазы одной ячейки имеют надежное механическое соединение через тягу привода вне корпуса, поэтому все три фазы приводятся в движение одним приводом.
2. Контакты вспомогательного переключателя и указатель коммутационного положения надежно соединены механически непосредственно с приводным валом.
3. В разъединителях и рабочих заземлителях используются отдельные, но одинаковые приводы.
4. Возможно аварийное включение/отключение вручную.
5. По желанию заказчика корпус может быть оснащен смотровыми окнами.

## **6.6 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.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}} , \quad (6.6.1)$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому принимаем равенство  $Z_2 \approx R_2$ .

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

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (6.6.2)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть  $2,5 \text{ мм}^2$  для меди. Максимальные сечения, соответственно –  $6 \text{ мм}^2$ . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что  $Z_{\text{ПРОВ}}=R_{\text{ПРОВ}}$ . Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 6.6.1.

Таблица 6.6.1 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Ввода 220 кВ трансформаторов					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Линии 220 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (6.6.3)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (6.6.4)$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (6.6.5)$$

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

$r_{2 \text{ ном}}=20$  Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$r_{\text{ПРИБ}}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2 \text{ Н}}^2}, \quad (6.6.6)$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{19,3}{5^2} = 3,86 \text{ Ом} .$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

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

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 20 - 3,86 - 0,05 = 16,09 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} , \tag{6.6.7}$$

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

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

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{16,09} = 0,11 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель с сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{пр}}} , \tag{24}$$

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

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_2 = 3,86 + 0,7 + 0,05 = 4,61 \text{ Ом.}$$

На стороне ВН выбираем ТТ в составе КРУЭ 220 кВ. Как правило, в КРУЭ применяются индуктивные трансформаторы тока с однополюсной изоляцией. Трансформатор тока монтируется обычно со стороны отходящей линии силового выключателя. Однако, при необходимости, модуль трансформатора тока может быть также встроен в любом месте ячейки или установки. Токопроводы высокого напряжения образуют первичную обмотку. Сердечники со вторичными обмотками рассчитываются в соответствии с требованиями к количеству ответвлений, классу точности и мощности. Переключение на различные коэффициенты трансформации происходит на клеммах вторичной обмотки трансформатора, выведенных через газонепроницаемую вводную плиту. Элегаз, находящийся под давлением в модуле, образует первичную изоляцию. Герметичная конструкция трансформатора тока обеспечивает высокий класс электромагнитной совместимости.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 6.6.2.

Таблица 6.6.2 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	245	220
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	600-400-300-250-150	147
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	4,43
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	102	11,152
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, ВА	50	18,1

## 6.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

В КРУЭ 8DN9 каждый индуктивный трансформатор напряжения с однополюсной изоляцией монтируется в отдельном корпусе и образует тем самым отдельный газонепроницаемый модуль. Трансформатор напряжения состоит из:

- первичной;
- одной или нескольких вторичных обмоток на каркасе;
- обмотки стального сердечника.

Находящийся под давлением внутри герметично закрытого корпуса элегаз образует вместе с изоляцией обмоток высоковольтную изоляцию. Высоковольтное присоединение к распределительному устройству реализовано через первичную обмотку, закрепленную на герметичном проходном изоляторе.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения в составе КРУЭ. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 6.7.1.

Таблица 6.7.1 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 220 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{26^2 + (26 \cdot 0,65)^2} = 31 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 6.7.2.

Таблица 6.7.2 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	245	220
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$220/\sqrt{3}$	$220/\sqrt{3}$
Предельная мощность ТН, ВА	60	31

### 6.8 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией представляет собой однополюсно (пофазно) секционированное КРУЭ заводской готовности с использованием вакуумных выключателей.

Все части герметически защищены и изолированы от прикосновения к токоведущим частям, закрытым металлическим заземленным корпусом. (Токосоведущие части защищены от прикосновения герметичным металлическим заземленным корпусом.) Герметическая система, находящаяся под давлением, соответствует нормам утечки МЭК № 60694. Утечка элегаза составляет меньше чем 0,1 % в год.

Элегаз служит исключительно как изоляционная среда, а не как среда гашения дуги. Изоляционные расстояния достигаются исключительно за счет использования элегаза без использования других изолирующих материалов. Степень защиты первичных цепей составляет IP65. Секционирование достигается за счет использования литых корпусов, выполненных из коррозионностойкого алюминия.

Установка силового выключателя внутри ячейки выполнена таким образом, чтобы все ремонтные и эксплуатационные работы могли бы быть произведены в самые короткие сроки. Сборные шины при этих работах могут без отключения и без каких-либо ограничений находиться в эксплуатации. Каждая отдельная секция имеет свои собственные предохранительные мембраны, которые в случае возникновения внутренней дуги предотвращают неконтролируемый разрыв корпуса КРУЭ и ведут к направленному отводу находящихся под высоким давлением горячих газов. Предохранительные разрывные мембраны работают по следующему принципу: при возникновении аварийных режимов с нарастанием давления выше предельно допустимых значений мембрана разрезается скрещенными ножами, встроенными в корпус. При этом разница в давлении, выдерживаемом корпусом (10 000 hPa), и давлении срабатывания мембраны (3 600 hPa) имеет достаточный запас надежности.

За счет минимального использования пластиковых изоляторов уменьшается вероятность пожара в случае возникновения дуги.

Все три полюса одной ячейки находятся на одном уровне друг за другом. При этом корпуса отдельных полюсов, куда встраиваются вакуумные камеры силового выключателя, находятся в вертикальном положении. Над ними находятся корпуса отсеков разъединителя и системы сборных шин. Отсеки силового выключателя и сборных шин изолированы друг от друга газонепроницаемой перегородкой.

Под отсеком силового выключателя находится отсек для проведения кабельных подключений. Эти отсеки составляют один газовый объем, который монтируется на несущей раме. На раме размещаются все три полюса. Лицевая панель представляет собой привод выключателя и трехпозиционного разъединителя-заземлителя с установленным наверху низковольтным шкафом.

Отсеки изготовлены из коррозионностойкого алюминия и смонтированы в один корпус с помощью уплотнительных колец, установленных между отдельными отсеками. Корпуса являются несущей конструкцией для частей, находящихся под напряжением.



## 6.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

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

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции. Требуемая мощность трансформатора собственных нужд таблица 6.9.1.

Таблица 6.9.1 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Руст, кВт	Q, квар
1	2	3	4
Охлаждение трансформатора	0,73	20,6	18,5
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Отопление и освещение ДП	1	80	-
Освещение	1	10	-
Насосная	1	30	-
Прочее	1	46	-
Итого		303,6	18,5

$$S_{pac} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (6.9.1)$$

$$S_{pac} = \sqrt{303,6^2 + 18,5^2} \cdot 0,8 = 243 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТМГ – 250/10/0,4. Выполним проверку ТСН по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_3^{норм} = \frac{S_{ТР}}{2 \cdot S_{ном.т}}, \quad (6.9.2)$$

$$K_3^{норм} = \frac{243}{2 \cdot 250} = 0,49$$

$$K_3^{авар} = \frac{S_{ТР}}{S_{ном.т}}, \quad (6.9.3)$$

$$K_3^{авар} = \frac{243}{250} = 0,97$$

Выбранные трансформаторы собственных нужд удовлетворяют по перегрузочной способности. Принимаем к установке ТМГ-250/10/0,4

### 6.10 Выбор и проверка ячеек КРУ

Переключательный пункт представляет собой распределительное устройство одного класса напряжения, при этом для корректного выполнения проектирования необходимо произвести выбор и проверку оборудования, питающегося от шин 220 кВ – подстанции, включающей в себя силовые трансформаторы и распределительное устройство 10 кВ.

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

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

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

Таблица 6.10.1 – Основные параметры шкафа КРУ серии КС-10УХЛ2 10кВ

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

В составе КРУ-СЭЩ-63 имеются:

- трансформаторы тока;
- трансформаторы напряжения;
- силовые выключатели;
- релейные модули, встроенные в ячейки КРУ;
- все оборудование соединено жёсткой ошиновкой.

## 7 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПП АМГА

Распределительное устройство 220 кВ закрытого типа. Распределительное устройство 10 кВ закрытого типа. ОПУ расположено в модульном здании повышенной заводской готовности.

Защита электрооборудования 220 кВ и 10 кВ от набегающих волн атмосферных и коммутационных перенапряжений производится ОПН.

Контрольные кабели частично проложены по кабельным конструкциям в металлических коробах, частично в наземных ж/б лотках.

Цепи управления и сигнализации выполнены экранированным кабелем с двухсторонним заземлением экрана.

На подстанции применяется микропроцессорная аппаратура РЗА, АСУ и связи. Аппаратура установлена в ОПУ, в ЗРУ 10 кВ.

### **7.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет**

Заземляющее устройство подстанции (далее ЗУ) запроектировано по норме на допустимое сопротивление растеканию. В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с глухозаземленной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года должно быть не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

В связи с размещением на основном ограждении электроприемников и прокладки к ним кабелей, проектируемое основное ограждение присоединяется к заземляющему устройству подстанции. При этом выполняется выравнивание потенциалов путем прокладки горизонтального заземлителя с внешней стороны ограды на расстоянии 1 м от нее на глубине 1 м. Внешний заземлитель присоединяется к заземляющему устройству подстанции и ограде не менее чем в четырех точках. В местах въезда/выезда для выравнивания потенциала установлены вертикальные электроды, а стойки ограждения ворот для образования замкнутого контура соединены между собой стальной оцинкованной полосой 40x4 мм проложенной в земле на глубине 0,7 м.

В соответствии с требованиями п. 5.5 РД-91-020.00-КТН-259-10 в качестве материала заземлителя применён стальной горячеоцинкованный прокат. Заземляющее устройство подстанции представляет собой сетку из полосовой оцинкованной стали сечением 40х4 мм, проложенную на глубину 0,7 м в пределах ограждения подстанции и на глубину 1 м за территорией подстанции, а также 41 вертикальных оцинкованных стальных заземлителей диаметром 18 мм длиной 5 м.

Металлические части модульного здания ОПУ, металлоконструкции под установку оборудования и металлические шкафы на территории ОПУ соединяются с контуром заземления заземляющими проводниками из полосовой стали сечением 40х4 мм. Кабельные конструкции и металлические корпуса также присоединяются к контуру заземления подстанции.

Стальные заземляющие проводники, прокладываемые открыто, а также при входе в грунт до глубины 150 мм, в том числе места болтовых и сварных соединений проводников к оборудованию и металлоконструкциям для защиты от коррозии и идентификации за два раза окрашиваются в чередующиеся желтый и зеленый цвета краской по металлу для наружных работ. Длина чередующихся цветных полос равна  $(100\pm 5)$  мм. Разъемные соединения защищены от атмосферной коррозии нейтральной смазкой.

В соответствии с требованиями п. 7.1.53 РД-91.020.00-КТН-259-10 площадки обслуживания оборудования, заземлены не менее чем в двух местах. Соединения выполнены неразборными с помощью сварки. Места соединения выполнены видимыми не менее 200 мм и обозначены специальными знаками заземления по ГОСТ 2113075 [21].

Все ЗУ зданий и сооружений объекта объединены в единое комплексное ЗУ согласно РД-91.020.00-КТН-259-10.

В блочно-модульном здании ОПУ полной заводской готовности, предусматривается система уравнивания потенциалов посредством соединения с главной заземляющей шиной (ГЗШ) следующих проводящих частей:

- нулевого защитного проводника питающей линии;

- главного заземляющего проводника, присоединенного к ЗУ здания;
- всех металлоконструкций здания;
- экранов и брони кабелей при вводе в здание;
- металлических частей систем вентиляции и кондиционирования;
- проводящих конструкций внутри помещений.

Проводники система уравнивания потенциалов предусматриваются минимально возможной длины.

В качестве ГЗШ (главная заземляющая шина) предусматривается шина РЕ щита собственных нужд переменного тока 0,4 кВ, установленного в блочно-модульном здании ОПУ. ГЗШ выполнена из меди сечением 6х60 мм и обеспечивает возможность присоединения необходимого количества проводников, что соответствует требованиям п. 7.1.36 РД-91-020.00-КТН-259-10.

ГЗШ соединяется с ЗУ главным заземляющим проводником из стального провода, сечение которого принято не менее 75 мм<sup>2</sup>.

Поскольку в PEN-проводнике, соединяющем нейтраль трансформатора с шиной PEN щита собственных нужд 0,4 кВ, установлен трансформатор тока, то заземляющий проводник присоединен к PEN-проводнику сразу за трансформатором тока. При этом разделение PEN-проводника на РЕ-проводник и N-проводник выполнено также за трансформатором тока. Трансформатор тока размещен как можно ближе к выводу нейтрали трансформатора. Принятые решения соответствуют требованиям п. 7.1.25 РД-91.020.00-КТН-259-10.

Внутри помещения ОПУ по периметру на высоте 0,2-0,4 м, но не более 0,5 м проложена шина заземления.

Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ.

Удельное эквивалентное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности.

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

$$\rho_{\text{э}} = \rho_{\text{изм}} K_c \quad (7.1.1)$$

$$\rho_3 = \rho_{\text{взм}} K_c = 140 \cdot 1.4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

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

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

Сопротивление горизонтальных электродов

$$R_{\Gamma} = \left( \frac{\rho_3}{\pi \cdot l} \right) \left( \ln \left( \frac{1.5l}{h_3 d} \right) \right) \quad (7.1.2)$$

$$R_{\Gamma} = \left( \frac{\rho_3}{\pi \cdot l} \right) \left( \ln \left( \frac{1.5l}{h_3 d} \right) \right) = \left( \frac{140}{3.14 \cdot 5} \right) \left( \ln \frac{1.5 \cdot 5}{\sqrt{0.7 \cdot 0.02}} \right) = 37 \text{ Ом.}$$

Сопротивление вертикальных электродов

$$R_B = \frac{\rho_3}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_3 + l)}{d(4h_3 + l)} \quad (7.1.3)$$

$$R_B = \frac{\rho_3}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_3 + l)}{d(4h_3 + l)} = \frac{140}{2 \cdot 3.14 \cdot 5} \ln \frac{4 \cdot 5(2 \cdot 0.7 + 5)}{0.02(4 \cdot 0.7 + 5)} = 30 \text{ Ом.}$$

Сопротивление n-лучевого заземлителя с вертикальными электродами рассчитывается по формуле

$$R_M = \frac{R_B R_{\Gamma}}{n_B R_{\Gamma} + n_{\Gamma} R_B} \quad (7.1.4)$$

$$R_M = \frac{R_B R_{\Gamma}}{n_B R_{\Gamma} + n_{\Gamma} R_B} = \frac{37 \cdot 30}{3 \cdot 37 + 2 \cdot 30} = 6.5 \text{ Ом.}$$

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

$$A = 50 \text{ м}; B = 50 \text{ м}.$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5)(B + 2 \cdot 1.5) \quad (7.1.5)$$

$$S = (A + 2 \cdot 1.5)(B + 2 \cdot 1.5) = (50 + 3)(50 + 3) = 2809 \text{ м}^2$$

Принимаем расстояние между полосами сетки:  $a = 5 \text{ м}$ . Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_r = (A + 2 \cdot 1.5) \left( \frac{B + 2 \cdot 1.5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1.5) \left( \frac{A + 2 \cdot 1.5}{a} \right) \text{ м};$$

$$L_r = (50 + 2 \cdot 1.5) \left( \frac{50 + 2 \cdot 1.5}{5} \right) + (50 + 2 \cdot 1.5) \left( \frac{50 + 2 \cdot 1.5}{5} \right) = 1124 \text{ м}.$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (7.1.6)$$

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1124}{2 \cdot \sqrt{2809}} = 10,6.$$

Принимаем  $m = 11$ .

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} (m + 1) = 2\sqrt{2809} (11 + 1) = 1272 \text{ м}.$$



Определяем количество вертикальных электродов

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{a} = \frac{4\sqrt{2809}}{5} = 42.$$

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций,  $R$  практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$$R_{ПС} = \rho_s \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B l_B} \right) \quad (7.1.7)$$

$$R_{ПС} = \rho_s \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B l_B} \right) = 140 \left( \frac{0,15}{\sqrt{2809}} + \frac{1}{1272 + 42 \cdot 5} \right) = 0,491,$$

где  $L$  – длина горизонтальных электродов;

$A$  – коэффициент подобия, принимается по таблице [17] и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,094, \text{ принимаем } A=0,15.$$

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

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{стац} = \frac{R_{ест} \cdot R_{иск}}{R_{ест} + R_{иск}} \quad (7.1.8)$$

$$R_{стац} = \frac{R_{ест} \cdot R_{иск}}{R_{ест} + R_{иск}} = \frac{6,5 \cdot 0,491}{6,5 + 0,491} = 0,456 < 0,5 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона

Найдем импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_3 + 320) \cdot (I_m + 45)}} \quad (7.1.9)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_3 + 320) \cdot (I_m + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2809}}{(140 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,315,$$

где  $I_m = 55$  А – среднестатистическое значение тока молнии

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{стат} \quad (7.1.10)$$

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{стат} = 1,315 \cdot 0,456 = 0,6 \text{ Ом.}$$

## 7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Расчёт зоны защиты молниеотводов.

Размеры открытой части ПП 220 кВ Амга: ширина – 50 м; длина – 50 м.

Территория распродустройства подстанции защищается от ПУМ четырьмя отдельно стоящими стержневыми молниеотводами.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 40,3 \text{ м,}$$

$$h_2 = 30,6 \text{ м,}$$

$$h_3 = 40,3 \text{ м,}$$

$$h_4 = 40,3 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} = 35 \text{ м,}$$

$$L_{14} = 37 \text{ м},$$

$$L_{23} = 30 \text{ м},$$

$$L_{34} = 40 \text{ м}.$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф}i} = 0.85h_i \quad (7.2.1)$$

$$h_{\text{эф}1} = 0.85h_1 = 0,85 \cdot 40,3 = 34,255 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1.1 - 0.002h_i)h_i \quad (7.2.2)$$

$$r_{01} = (1.1 - 0.002h_1)h_1 = (1.1 - 0.002 \cdot 40,3)40,3 = 41,082 \text{ м}.$$

Высота защищаемого объекта:  $h_x=4,9$  м.

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}i}} \right)$$

$$r_{x1} = r_{01} \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}1}} \right) = 41,082 \left( 1 - \frac{4,9}{34,255} \right) = 35,205 \text{ м}.$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$\begin{aligned} h_{\text{cx}12'} &= h_{\text{эф}1} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_1)(L_{12} - h_1) = \\ &= 34,255 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 40,3)(35 - 40,3) = 35,22 \text{ м}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} h_{\text{cx}12''} &= h_{\text{эф}2} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_2)(L_{12} - h_2) = \\ &= 26,01 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30,6)(35 - 30,6) = 25,222 \text{ м}; \end{aligned}$$

$$h_{cx12} = \frac{h_{cx12'} + h_{cx12''}}{2} = \frac{35,22 + 25,222}{2} = 30,221 \text{ м};$$

Наименьшая ширина внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx12'} = r_{01} \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}} = 41,082 \cdot \frac{35,22 - 4,9}{35,22} = 35,366 \text{ м};$$

$$r_{cx12''} = r_{02} \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}} = 31,787 \cdot \frac{25,222 - 4,9}{25,222} = 25,612 \text{ м};$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2} = \frac{35,366 + 25,612}{2} = 30,489 \text{ м};$$

Остальные параметры рассчитаны в Приложении Г. Сведем результаты расчета в таблицу 7.2.1.

Таблица 7.2.1 – Результаты расчета зон молниезащиты

Параметр	Значение			
	2	3	4	5
-	Молниеотвод М1	Молниеотвод М2	Молниеотвод М3	Молниеотвод М4
Высота, м	40,3	40,3	30,6	40,3
Эффективная высота, м	34,3	26,0	34,3	34,3
Радиус зоны за- щиты на уровне земли, м	41,1	31,8	41,1	41,1
Радиус зоны за- щиты на уровне защищаемого трансформатора, м	35,2	25,8	35,2	35,2
Радиус зоны за- щиты на уровне линейного пор- тала, м	27,9	18,3	27,8	27,8

### 7.3 Выбор и проверка ОПН

Основной задачей ограничителя перенапряжений (ОПН) является защита оборудования от воздействия перенапряжений. В нормальных условиях работы ОПН не должен отрицательно влиять на энергосистему. Кроме того, ОПН должен выдерживать стандартные импульсы перенапряжений без каких-либо повреждений. Этим требованиям соответствуют нелинейные резисторы со следующими свойствами:

- низкое сопротивление во время импульсов перенапряжения, благодаря чему перенапряжения ограничиваются;
- высокое сопротивление во время нормальной работы, что позволяет избежать негативных эффектов для энергосистемы;
- достаточная способность поглощать энергию для обеспечения стабильной работы.

При применении такого типа нелинейных резисторов при приложении длительно допустимого напряжения через них протекает лишь небольшой ток. При появлении перенапряжения, большое количество энергии может быть отведено из энергосистемы разрядным током ОПН.

Выбор ОПН произведен в соответствии с Методическими указаниями ФСК ЕЭС [19].

Наибольшее рабочее напряжение сети в соответствии с ПУЭ:

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot U_{ном} , \quad (7.3.1)$$

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot 220 = 253 \text{ кВ}$$

Соответствующее минимальное длительное рабочее напряжение ОПН:

$$U_{нро} = \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}} , \quad (7.3.2)$$

С учетом максимального по ПУЭ (для сети с эффективно заземлённой нейтралью) значения коэффициента замыкания на землю (1,4).

$$U_{нро} = 1,4 \cdot 1,05 \cdot \frac{253}{\sqrt{3}} = 215 \text{ кВ}$$

Остающееся напряжение ограничителя при грозовых перенапряжениях при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 10000 А при номинальном напряжении 220 кВ составляет 563 кВ; для напряжения 10 кВ – 38,4 кВ.

Остающееся напряжение ограничителя при коммутационных перенапряжениях при импульсе тока с длительностью фронта 30 мкс и при амплитуде тока 1000 А (500 А):

$$U_{ост.к} = \frac{U_{ки}}{1,2} \tag{7.3.3}$$

$$U_{ост.к} = \frac{680,5}{1,2} = 567 \text{ кВ}$$

где  $U_{ки}$  - уровень коммутационных перенапряжений.

$$U_{ки} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исн50} \tag{7.3.4}$$

$$U_{ки} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 396 = 680,4$$

где  $U_{исн50}$  - одноминутное испытательное напряжение (при  $U_{ном}=220$  кВ - 325 кВ; для  $U_{ном}=10$  кВ – 35 кВ);

$k_u$  - коэффициент ионизации (1,35);

$k_k$  - коэффициент кратности тока (0,9).

Значение тока взрывобезопасности:

$$I_{об} = 1,2 \cdot I_{но} \tag{7.3.5}$$

$$I_{\text{об}} = 1,2 \cdot 4,43 = 5,316 \text{ кА}$$

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

$$L_{\text{ут}} = 1,2 \cdot L_{\text{ут.обор}} \quad (7.3.6)$$

где  $L_{\text{ут.обор}}$  - длина утечки оборудования.

$$L_{\text{ут.обор}} = \lambda_{\text{э}} \cdot U_{\text{пр}} \quad (7.3.7)$$

где  $\lambda_{\text{э}}$  - 2,8 см/кВ для I степени загрязнения.

$$L_{\text{ут.обор}} = 1,2 \cdot 2,8 \cdot 253 = 850 \text{ мм}$$

Подробный расчет приведен в приложении А.

Принимаем к установке ограничитель перенапряжений в составе КРУЭ 220 кВ 8DN9. Технические данные ОПН на стороне 220 кВ приведён в таблице 7.3.1.

Таблица 7.3.1 - Характеристики ОПН на стороне 220 кВ

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	252	253
Минимальное длительно рабочее напряжение, кВ	252	215
Номинальное напряжения ОПН, кВ	220	220
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	750	567

Продолжение таблицы 7.3.1

1	2	3
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	750	680
Ток взрывобезопасности, кА	30	5,316
Длина пути утечки оборудования, см	1000	850,1
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 7	5,1

#### 7.4 Оценка надежности молниезащиты ПП Амга

Определяем число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий:

Волновое сопротивление ошиновки:  $Z_{ош} = 318,762$  Ом.

Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности:

$$U_{50\%} = 569,954 \text{ кВ};$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош}} \quad (7.4.1)$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош}} = \frac{2 \cdot 569,954}{318,762} = 3,576 \text{ кА}.$$

Доля опасных перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ минуя молниеотводы:

$$p_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}} \quad (7.4.2)$$

$$p_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}} = e^{-0.04 \cdot 3,576} = 0,867.$$

Импульсное сопротивление заземлителя:  $R_u = 0,399$  Ом;

$$I_{он} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h} \quad (7.4.3)$$



$$I_{on} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h} = \frac{569,954}{0,48 + 0,3 \cdot 13} = 130,13 \text{ кА.}$$

Вероятность обратного перекрытия при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$p_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{on}} \quad (7.4.4)$$

$$p_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{on}} = e^{-0,04 \cdot 130,13} = 0,0055.$$

Вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы (для класса номинального напряжения до 750 кВ):  $p_\alpha = 0,005$ .

Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС минуя молниеотводы:  $\eta_{np} = 0,9$ .

Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при обратных перекрытиях:  $\eta_{on} = 0,9$ .

Максимальная высота сооружения на ПС:  $h_c = 6,3$  м.

Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды при  $h_c \leq 30$ :

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30} \quad (7.4.5)$$

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30} = 5 \cdot 6,3 - \frac{2 \cdot 6,3^2}{30} = 28,9 \text{ м.}$$

Плотность разрядов молнии на  $1 \text{ км}^2$  поверхности:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{2,ч} \quad (7.4.6)$$

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{2,ч} = 0,05 \cdot 49 = 2,45;$$

Тогда число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий:

$$N_{ny} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{экс}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{экс}) \cdot (\eta_{np} \cdot p_\alpha \cdot p_{np} + \eta_{on} \cdot p_{on}) \cdot 10^{-6} \quad (7.4.7)$$

$$N_{ny} = 2.45 \cdot (50 + 2 \cdot 28.9) \cdot (60 + 2 \cdot 28.9) \cdot (0.9 \cdot 0.005 \cdot 0.867 + 0.9 \cdot 0.0055) \cdot 10^{-6} = \\ = 4.13 \cdot 10^{-3}$$

Определим среднюю повторяемость в годах опасных перенапряжений на ПС из-за грозových разрядов в ОРУ (в годах):

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} \quad (7.4.8)$$

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} = \frac{1}{4.13 \cdot 10^{-3}} = 242 \text{ года.}$$

## 8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В данной главе рассмотрен вопрос применения устройств релейной защиты и автоматики при подключении ПП 220 кВ Амга к ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15.

Произведены выбор и расстановка микропроцессорных комплектов защиты линий, питающих проектируемый переключательный пункт. Также выбраны устройства автоматики выключателей на стороне ВН проектируемого объекта.

### **8.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики при подключении ПП Амга**

Необходимо произвести выбор устройств РЗА и набор функций выбранных устройств для защиты прилегающих ЛЭП. Таким образом, произведем выбор устройств РЗА и расчет параметров их настройки для ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга. Расчет параметров для другой ЛЭП аналогичен.

В соответствии с ПУЭ [8], для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от всех видов коротких замыканий.

В качестве основной защиты на ЛЭП будет применен комплект защит на базе терминала Сириул-3-ЛВ, включающий в себя:

для защиты от междуфазных КЗ:

– четырёхступенчатую дистанционную защиту линии: 1-я ступень ДЗ дополнительно контролирует КЗ на землю; 4-я ступень ДЗ имеет возможность действия как в прямом, так и в обратном направлении; ДЗ имеет независимый орган направления мощности, что обеспечивает возможность перевода быстродействующих ступеней в ненаправленный режим; имеется блокировка при неисправностях в цепях переменного напряжения;

– трёхфазную ненаправленную токовую отсечку;

для защиты от однофазных КЗ:

– пятиступенчатую токовую защиту нулевой последовательности с независимой выдержкой времени.

В графической части ВКР показана принципиальная схема подключения терминала к трансформаторам тока защищаемой ЛЭП.

## 8.2 Релейная защита ЛЭП, питающих ПС КС-1

Недостающие значения токов КЗ рассчитаем в ПК RastrWin3. Результаты расчета сведены в таблицу 8.2.1.

Таблица 8.2.1 – Уровни токов КЗ в сети, прилегающей к ПП Амга

Точка КЗ	Периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ, кА	Периодическая составляющая тока двухфазного КЗ, кА	Периодическая составляющая утреннего тока нулевой последовательности однофазного КЗ, кА
1	2	3	4
Шины 220 кВ ПП Амга	4,43	3,83	3,989
Шины 220 кВ ПС Нижний Куранах	5,2	4,5	5,4
Шины 110 кВ ПС Нижний Куранах	4,8	4,2	4,5
Шины 220 кВ ПС 220 кВ НПС-18	6,2	5,4	6,3
Шины 10 кВ НПС-18	18,1	15,8	-

В качестве защиты от междуфазных замыканий выступает ДЗ. В качестве примера покажем расчет ДЗ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - Амга со стороны ПП 220 кВ Амга. Расчет с противоположной стороны аналогичен. Расчет произведен в соответствии с Руководящими указаниями по РЗ [16].

В качестве расчетных данных принимаем токи КЗ из таблицы 8.2.1. Параметры сопротивлений линий приведен ранее в таблицах 1.3.1-1.3.2. Параметры сопротивлений трансформаторов приведен в таблицах 1.3.3-1.3.4.

Сопротивление срабатывания первой ступени ДЗ:

$$Z_{cpI} = 0,85 \cdot Z_{л} \quad (8.2.1)$$

где  $Z_{л}$  - сопротивление защищаемой линии;

$$Z_{cpI} = 0,85 \cdot Z_{л} = 0,85 \cdot 56,346 = 47,9 \text{ Ом}$$

Выдержка времени первой ступени, как правило, принимается равной минимально возможному значению, обеспечивающему быстрое действие. Для быстродействующих микропроцессорных терминалов принимаем значение выдержки времени 1 ступени ДЗ – 0,05 с для отстройки от времени пуска осциллографов (0,04 с).

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям:

1) отстройка от КЗ на шинах НН(СН) предыдущей ПС;

$$Z_{cpII} = 0,85 \cdot \left( Z_{л.} + \frac{Z_m}{k_{ток}} \right) \quad (8.2.2)$$

где  $Z_{л.}$  – сопротивление защищаемой ЛЭП, Ом;

$Z_m$  – сопротивление трансформатора, на шинах НН(СН) которого рассматривается КЗ, Ом;

$k_{ток}$  – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в защите к току через трансформатор при рассматриваемом виде КЗ, о.е.

$$Z_{cpII} = 0,85 \cdot \left( Z_{л.} + \frac{Z_m}{k_{ток}} \right) = 0,85 \cdot \left( 56,346 + \frac{64,576}{4,3} \right) = 64,58 \text{ Ом}$$

2) согласование с 1 ступенью защиты предыдущей ЛЭП;

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot Z_{л.} + \frac{0,66}{K_{ток}} \cdot Z_{л.пред} \quad (8.2.3)$$

где  $Z_{л.}$  – сопротивление защищаемой ЛЭП, Ом;

$Z_{л.пред}$  – сопротивление предыдущей ЛЭП, Ом;

$K_{ток}$  – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в защите к току в защите предыдущей ЛЭП при КЗ в конце зоны резервирования защиты ЛЭП, с которой проводится согласование, о.е.

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot Z_{л.} + \frac{0,66}{K_{ток}} \cdot Z_{л.пред} = 0,85 \cdot 56,346 + \frac{0,66}{0,381} \cdot 53,04 = 139,658 \text{ Ом}$$

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ( $\Delta t = 0,5с$ ) больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{с.з}^{II} = t_{с.з.сМ}^I + \Delta t, \quad (8.2.4)$$

Чувствительность второй ступени проверяется при металлических КЗ на шинах приемной подстанции (режим ближнего резервирования):

$$k_{ч}^{II} = \frac{Z_{с.з}^{II}}{Z_{л}}, \quad (8.2.5)$$

$$k_{ч}^{II} = \frac{Z_{с.з}^{II}}{Z_{л}} = \frac{64,58}{56,346} = 1,1$$

Коэффициент чувствительности не удовлетворяет требованиям ПУЭ. Принимаем уставку, выбранную по условиям согласования с предыдущей линией, увеличив при этом уставку по времени срабатывания, согласуя ее со 2 ступенью защиты предыдущей линии.

Проверим чувствительность снова:

$$k_{\text{ч}}^{\text{II}} = \frac{Z_{\text{с.з}}^{\text{II}}}{Z_{\text{л}}} = \frac{139,7}{56,346} = 2,5 > 2$$

$$t_{\text{с.з}}^{\text{II}} = t_{\text{с.з.с.м}}^{\text{II}} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ с}$$

Уставка срабатывания третьей ступени выбирается по условию отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы [2]:

$$Z_{\text{сз}}^{\text{III}} = \frac{U_{\text{мин}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{сз}} \cdot I_{\text{раб.макс}} \cdot k_{\text{н}} \cdot k_{\text{в}} \cdot \cos(\varphi_{\text{л}} - \varphi_{\text{раб}})}, \quad (8.2.6)$$

где  $U_{\text{мин}}$  – минимальное значение напряжения сети ( $0,9U_{\text{ном}}$ ), В;

$I_{\text{раб.макс}}$  – максимальный рабочий ток ЛЭП, А;

$k_{\text{сз}}$  – коэффициент самозапуска;

$k_{\text{н}}$  – коэффициент надежности;

$k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата реле;

$\varphi_{\text{л}}$  – угол линии, °;

$\varphi_{\text{раб}}$  – угол нагрузки, °;

$$Z_{сз}^{III} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot k_{сз} \cdot I_{раб.макс} \cdot k_n \cdot k_e \cdot \cos(\varphi_l - \varphi_{раб})} =$$

$$= \frac{0,9 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 450 \cdot 1,2 \cdot 0,85 \cdot \cos(69 - 30)} = 214 \text{ Ом}$$

Выдержка времени третьей ступени защиты выбирается по условию селективности с согласуемыми защитами, а также отстройки от периода качаний:

$$t_{с.з}^{III} = t_{с.з.пред}^{II} + t_{кач} + \Delta t, \quad (8.2.7)$$

где  $t_{с.з.см}^{II}$  – выдержка времени ступени ДЗ защиты, с которой производится согласование, с;

$t_{кач}$  – время периода качаний (0,2 с);

$\Delta t$  – степень селективности (0,5 с).

$$t_{с.з}^{III} = t_{с.з.пред}^{II} + t_{кач} + \Delta t = 0,5 + 2,0 + 0,5 = 3,0 \text{ с}$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии (режим дальнего резервирования):

$$k_{ч}^{III} = \frac{Z_{с.з}^{III}}{Z_l + Z_{см.л}} \quad (8.2.8)$$

$$k_{ч}^{III} = \frac{Z_{с.з}^{III}}{Z_l + Z_{см.л}} = \frac{214}{109,4} = 1,96 > 1,5$$

Выполнив расчет уставок и проверку их чувствительности на основании руководящих указаний необходимо выполнить перевод уставок ДЗ круговой характеристики в полигональную для терминалов Сириус. Перевод осуществляется с помощью формул:



$$X_{уст} = \frac{Z_{уст} \cdot (1 + \sin \phi_{мч})}{2} \quad (8.2.9)$$

$$R_{уст} = \frac{Z_{уст}}{2 \cdot \sin \phi_{мч}} \quad (8.2.10)$$

где  $Z_{уст}$  - уставка ДЗ, выбранная для круговой характеристики;

$\phi_{мч}$  - угол максимальной чувствительности линии.

Например, для 1 ступени ДЗ:

$$X_{уст} = \frac{Z_{уст} \cdot (1 + \sin \phi_{мч})}{2} = \frac{47,894 \cdot (1 + \sin 79,9)}{2} = 46,342 \text{ Ом}$$

$$R_{уст} = \frac{Z_{уст}}{2 \cdot \sin \phi_{мч}} = \frac{47,894}{2 \cdot \sin 79,9} = 25,6 \text{ Ом}$$

Таблица 8.2.1 – Результаты расчета ДЗ со стороны ПП Амга

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	3	4
Уставка по оси X характеристики I ступени, Ом	46,3	1,26
Уставка по оси R характеристики I ступени, Ом	25,6	0,69
Наклон характеристики I ступени, °	69,3	
Уставка по оси X характеристики II ступени, Ом	135,1	3,68

Уставка по оси R характеристики II ступени, Ом	74,67	2,03
Наклон характеристики II ступени, °	69,3	
Уставка по оси X характеристики III ступени, Ом	207,5	5,65
Уставка по оси R характеристики III ступени, Ом	114,6	3,13
Наклон характеристики III ступени, °	69,3	
Задержка на срабатывание I ст. ДЗ, с	0,05	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	1,0	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	3,0	

В качестве защиты от замыканий на землю принята токовая направленная защита нулевой последовательности. В ходе расчета были выбраны уставки срабатывания ТЗНП в первичных величинах. Для выбора уставок были использованы расчетные токи КЗ нулевой последовательности в узлах, в том числе, подтекающие через заземленные нейтрали трансформаторов.

Уставки МТО выбраны графически, кривые токов спадаания представлены на Рисунке 8.1.1.

Подробный расчет покажем на примере ТЗНП ВЛ 220 кВ Нижний Кура-нах –Амга со стороны ПП Амга. Расчет с противоположной стороны аналогичен. В качестве исходных данных используются параметры линий и трансформаторов, рассчитанные в предыдущих главах.

Ток срабатывания первой ступени защиты выбирается по условию отстройки от замыкания на землю на шинах предыдущей ПС:

$$I_{0.сз}^I = k_{отс} \cdot I_{0.кз.расч} \quad (8.2.11)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{0.кз.расч}$  - ток в рассматриваемой защите при КЗ на землю на шинах предыдущей ПС.

$$I_{0.сз.}^I = k_{отс} \cdot I_{0.кз.расч} = 1,3 \cdot 3989 = 5186 \text{ A}$$

3989 А – ток нулевой последовательности при КЗ на шинах ПС Н.Куранах.

Выдержка времени первой ступени защиты принимается минимально возможной, отстроенной от времени неполнофазного режима при одновременности включения фаз выключателя:

$$t_{сз.}^I = 0 + t_{НПФ} \quad (8.2.12)$$

где  $t_{НПФ}$  - время неполнофазного включения выключателя (0,3 с).

$$t_{сз.}^I = 0 + t_{НПФ} = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с}$$

Ток срабатывания второй ступени защиты выбирается по условию согласования с 1 ступенью защиты на предыдущем участке:

$$I_{0.сз.}^{II} = k_{отс} \cdot k_{ток} \cdot I_{0.сз.пред}^I \quad (8.2.13)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{0.сз.пред}^I$  - ток срабатывания ступени защиты, с которой производится согласование, кА;

$k_{ток}$  – коэффициент токораспределения, равный отношению тока нулевой последовательности в защите к току в защите, с которой производится согласование.

$$I_{0.сз.}^{II} = k_{отс} \cdot k_{ток} \cdot I_{0.сз.пред}^I = 1,3 \cdot 0,5 \cdot 5850 = 3803 \text{ A}$$

5850 А – ток срабатывания первой ступени ТЗНП предыдущей ЛЭП. Подробно ток рассчитан в приложении Д.

Выдержка времени 2 ступени принимается равной по условию селективности с согласуемой ступенью, а также со временем УРОВ смежной ПС:

$$t_{сз}^{II} = t_{согл} + t_{УРОВ} + \Delta t \quad (8.2.14)$$

где  $t_{УРОВ}$  - время работы УРОВ смежной ПС. На ПС 220 кВ Нижний Куранах время работы УРОВ принято 0,3 с.

$$t_{сз}^{II} = t_{согл} + t_{УРОВ} + \Delta t = 0,3 + 0,3 + 0,5 = 1,1 \text{ с}$$

Ток срабатывания 3 ступени защиты выбирается:

- по условию необходимой чувствительности;
- по условию отстройки от БТН силового трансформатора смежной ПС.

$$I_{сз}^{III} = k_{омс} \cdot I_{БТН} \quad (8.2.15)$$

где  $k_{омс}$  – коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{БТН}$  – величина броска тока намагничивания силового трансформатора ПС, от которого выполняется отстройка ( $6 \cdot 7I_{ном}$ ), А;

$$I_{сз}^{III} = k_{омс} \cdot I_{БТН} = 1,3 \cdot 6 \cdot 165,332 = 1091 \text{ А}$$

165,3 А – рабочий ток автотрансформатора на ПС 220 кВ Н.Куранах.

Время срабатывания 3 ступени выбирается по условию селективности с согласуемыми ступенями защит:

$$t_{сз}^{III} = t_{согл} + \Delta t \quad (8.2.16)$$

$$t_{сз}^{III} = t_{согл} + \Delta t = 1.1 + 0.5 = 1.6 \text{ с}$$

Чувствительность 3 ступени защиты оценивается при замыкании на землю в конце зоны резервирования:

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{I_{0\text{кз}}}{I_{0\text{сз}}^{\text{III}}} \quad (8.2.17)$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{I_{0\text{кз}}}{I_{0\text{сз}}^{\text{III}}} = \frac{3600}{1091} = 1,83 > 1,5$$

Ток срабатывания 4 ступени выбирается по условию отстройки от тока небаланса при трёхфазных КЗ за силовым трансформатором предыдущей ПС.

$$I_{\text{сз}}^{\text{IV}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз.тр}} \quad (8.2.18)$$

где  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки (0,1);

$I_{\text{кз.тр}}$  – величина тока КЗ в трансформаторе при КЗ на шинах НН.

$$I_{\text{сз}}^{\text{IV}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз.тр}} = 0,1 \cdot 1050 = 105 \text{ A}$$

Время срабатывания принимается аналогично: по условию селективности с согласуемыми ступенями защит.

$$t_{\text{сз}}^{\text{IV}} = t_{\text{согл}} + \Delta t \quad (8.2.19)$$

$$t_{\text{сз}}^{\text{IV}} = t_{\text{согл}} + \Delta t = 1,6 + 0,5 = 2,1 \text{ с}$$

Далее покажем расчет МТО ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - Амга.

Ток срабатывания реле тока отсечки определяется по формуле:

$$I_{\text{срМТО}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз}} \quad (8.2.20)$$

где  $I_{\text{кз}}$  – ток в защите при междуфазном КЗ в конце линии, А;

$k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки (1,1 – 1,3).

$$I_{\text{срМТО}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз}} = 1,3 \cdot 1558 = 2000 \text{ A}$$

Результаты расчетов ТЗНП, МТО сведены в Таблицу 5. Расчет чувствительности МТО определяется графически. Расчет эффективности МТО представлен на рисунке 8.1.1.

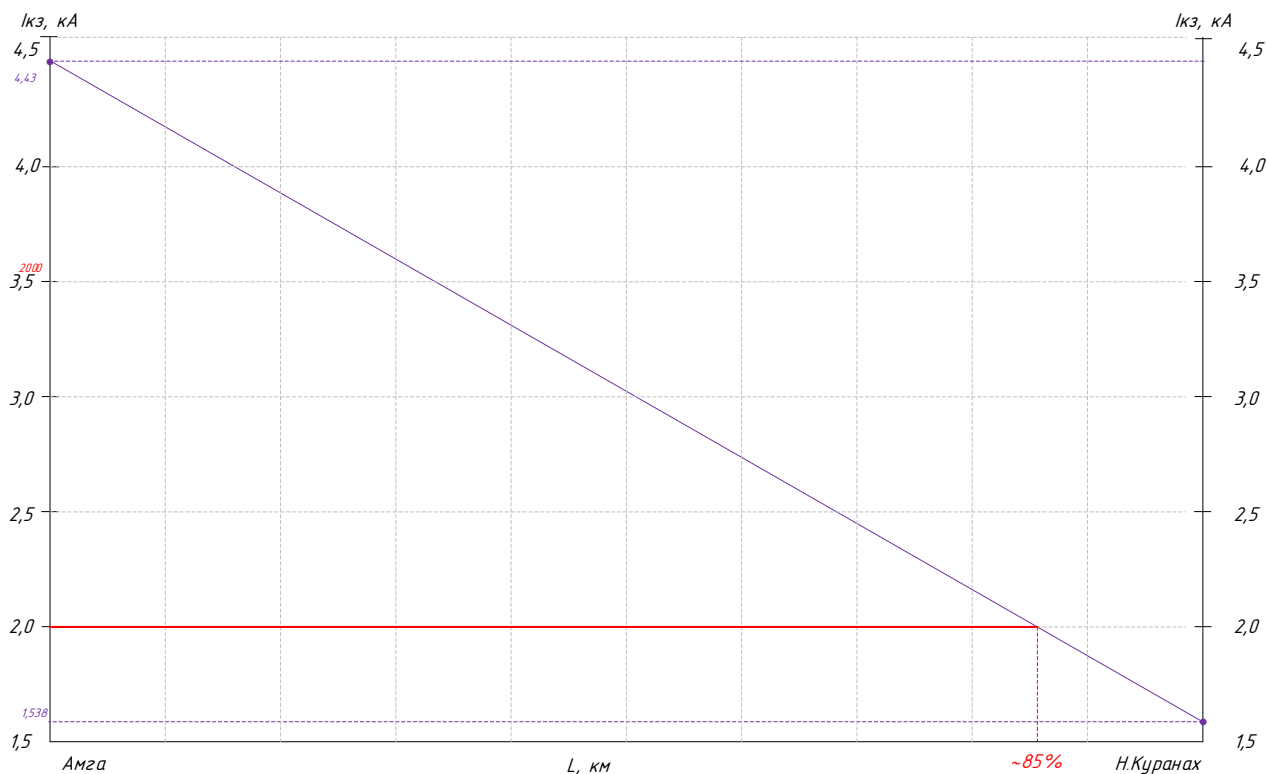


Рисунок 9 – Кривые спада тока для определения уставок МТО

Из рисунка видно, что целесообразно применение МТО на защищаемой ЛЭП, так как обеспечивается чувствительность намного выше 20% защищаемой зоны.

Таблица 8.1.2 – Результаты расчета ТЗНП и МТО на ПС 220 кВ КС-1

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	3	4
Ток срабатывания ПО I ст. ТЗНП, А	5186	64,8
Ток срабатывания ПО II ст. ТЗНП, А	3803	47,5

1	2	3
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	1091	13,34
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	105	1,31
Задержка на срабатывание I ст. ТНЗНП, с	0,3	
Задержка на срабатывание II ст. ТНЗНП, с	1,1	
Задержка на срабатывание III ст. ТНЗНП, с	1,6	
Задержка на срабатывание IV ст. ТНЗНП, с	2,1	
Ток срабатывания ПО МФТО, А	2000	25,0
Задержка на срабатывания ПО МФТО, с	0,05	

### 8.3 Автоматика

Сетевая автоматика – совокупность устройств, реализующих функции автоматического повторного включения, автоматического ввода резерва, автоматического опережающего деления сети. В рамках курсового проекта будет описано действие устройств АПВ.

Устройства АПВ на ПП Амга предусматриваются для быстрого восстановления питания потребителей и транзитных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

На ПП 220 кВ Амга предусмотрено автоматическое повторное включение:

- 1) ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга и ВЛ 220 кВ НПС-15 - Амга;
- 2) шин 220 кВ;
- 3) силовых трансформаторов;
- 4) присоединений потребителей в части ПС КС-1.

В соответствии с ПУЭ [8] устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы они не действовали при:

1) отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

2) автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

3) отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства.

На ПП 220 кВ Амга применяется устройство трёхфазного АПВ. Устройства ТАПВ должны осуществляться преимущественно с пуском при несоответствии между ранее поданной оперативной командой и отключенным положением выключателя; допускается также пуск устройства АПВ от защиты. Могут применяться, как правило, устройства ТАПВ однократного или двукратного действия (последнее — если это допустимо по условиям работы выключателя).

На ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга и ВЛ 220 кВ НПС-15 - Амга предусмотрены следующие виды АПВ:

а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ)

б) несинхронное ТАПВ (НАПВ);

в) ТАПВ с контролем и улавливанием синхронизма (ТАПВ КС, УС).



## 9 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Расчет установившихся режимов необходим для оценки возможности их существования из соображения статической устойчивости, анализа уровней напряжений в узлах, определения перетоков мощности по ЛЭП и через силовые трансформаторы, токовых загрузок сетевых элементов, а также для определения и анализа потерь мощности в элементах сети и в сети в целом.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов. При расчете режимов также понадобятся значения величин нескомпенсированной реактивной мощности.

Расчет режима проводим в программно-вычислительном комплексе RastrWin 3.0. Программно-вычислительный комплекс RastrWin 3.0 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

В данной работе производится расчет максимального, минимального и послеаварийных режимов для выбранной схемы питания ПП 220 кВ Амга. Оценим влияние ввода нового объекта потребления на режим Южного энергорайона Якутии в целом, с учетом перетоков мощности от центрального (ПС 220 кВ Майя) и западного (ПС 220 кВ Олёкминск) районов Якутии, а также перетоков мощности от западного энергорайона Амурской области (ПС 220 кВ Тында). Для расчета составляется схема замещения. В схему замещения входит один балансирующий узел – шины генератора Нерюнгринской ГРЭС (Блок 3) а также нагрузочные и генераторные узлы.

### **9.1 Расчет максимального режима и его анализ**

В максимальном режиме все оборудование и ЛЭП включено в сеть, нагрузки на объектах принимаем исходя из прогнозных величин мощностей для зимнего максимума на 2025 год. Результаты расчета максимального режима сведены в таблицы 9.1.1 и 9.1.2.

Таблица 9.1.1 – Напряжения в узлах

Объект	Расчетное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, кВ	Аварийно-допустимое напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ
1	2	3	4	4	5
Нерюнгринская ГРЭС 220	230	220	10	170	252
Нерюнгринская ГРЭС 110	116	110	6	85	126
Чульманская ТЭЦ	114	110	4	85	126
НПС-18	235	220	15	170	252
НПС-17	230	220	10	170	252
Нижний Куранах 220	234	220	14	170	252
Нижний Куранах 110	118	110	8	85	126
НПС-16	232	220	12	170	252
Амга	225	220	5	170	252
НПС-15	228	220	8	170	252
Олёкминск	225	220	5	170	252
Томмот	235	220	15	170	252
Майя	228	220	8	170	252

Таблица 9.1.2 – Токовая нагрузка ЛЭП

Наименование ЛЭП	Расчетная токовая нагрузка, А	Длительно-допустимый ток, а	Аварийно-допустимый ток, А
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС – 18 №1	216	600	720
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС – 18 №2	200	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1 с отпайкой на ПС НПС-17	189	600	720

Продолжение таблицы 9.1.2

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №2 с отпайкой на ПС НПС-17	180	600	720
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цепь	56	600	720
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот II цепь	56	600	720
ВЛ 220 кВ Томмот – Майя I цепь	55	600	720
ВЛ 220 кВ Томмот – Майя II цепь	55	600	720
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16	107	600	720
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16	177	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-15 - Амга	59	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олёмминск №1 с отпайкой на ПС НПС-14	40	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олёмминск №2 с отпайкой на ПС НПС-14	39	600	720

Анализируя полученные результаты можно сделать вывод о стабильном функционировании электрической сети. Отклонения напряжений не превышают допустимых значений (МДН и НРН). Токовые загрузки сетевых элементов не превышают ДДТН.

## 9.2 Расчет минимального режима и его анализ

Далее выполним расчет минимально режима. В минимально режиме учтем ремонтную схему сети (ремонт вторых цепей двухцепных ЛЭП, минимальный состав генерирующего оборудования на станциях), нагрузки в узлах принимаются для прогнозного периода на лето 2025 года. Результаты расчета минимального режима сведены в таблицы 9.2.1, 9.2.2.

Таблица 9.2.1 – Напряжения в узлах

Объект	Расчетное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, кВ	Аварийно-допустимое напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ
1	2	3	4	4	5
Нерюнгринская ГРЭС 220	220	220	0	170	252
Нерюнгринская ГРЭС 110	109	110	1	85	126
Чульманская ТЭЦ	108	110	2	85	126
НПС-18	222	220	2	170	252
НПС-17	225	220	5	170	252
Нижний Куранах 220	234	220	14	170	252
Нижний Куранах 110	118	110	8	85	126
НПС-16	229	220	9	170	252
Амга	227	220	7	170	252
НПС-15	229	220	9	170	252
Олёкминск	226	220	6	170	252
Томмот	235	220	15	170	252
Майя	228	220	8	170	252

Таблица 9.2.2 – Токовая нагрузка ЛЭП

Наименование ЛЭП	Расчетная токовая нагрузка, А	Длительно-допустимый ток, А	Аварийно-допустимый ток, А
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС – 18 №1	284	600	720
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС – 18 №2	-	-	-
ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1 с отпайкой на ПС НПС-17	259	600	720

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №2 с отпайкой на ПС НПС-17	-	-	-
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цепь	56	600	720
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот II цепь	-	-	-
ВЛ 220 кВ Томмот – Майя I цепь	110	600	720
ВЛ 220 кВ Томмот – Майя II цепь	-	-	-
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16	60	600	720
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16	119	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-15 - Амга	70	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олёмнинск №1 с отпайкой на ПС НПС-14	117	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олёмнинск №2 с отпайкой на ПС НПС-14	-	-	-

Анализируя рассчитанный режим для летнего минимума делаем вывод о стабильной работе сетевого оборудования в условиях ремонтов и минимальных нагрузок. Уровни напряжения снижаются до допустимых уровней, диапазоны регулирования напряжений на объектах и станциях не исчерпаны. Токовые загрузки сетевых элементов не превышают допустимых значений.

### 9.3 Расчет послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ

Для расчета послеаварийных режимов смоделируем наиболее серьезные возмущения с аварийным отключением сетевых элементов в условиях максимальных нагрузок в ремонтных схемах, а также режимы, при которых наиболее вероятно полное погашение ПП 220 кВ Амга при повторном возмущении. Такими режимами являются:

- аварийное отключение ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга. При этом питание ПП 220 кВ Амга осуществляется от ПС 220 кВ Нижний Куранах;
- аварийное отключение ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16. При этом питание ПП 220 кВ Амга осуществляется от ПС 220

кВ НПС-15;

– аварийное отключение ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга в условиях капитального ремонта ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16.

При этом питание ПП 220 кВ Амга осуществляется от ОЭС Востока;

– аварийное отключение 1СШ-110 и 2СШ-110 при КЗ на СВ-110 на Нерюнгринской ГРЭС в условиях капитального ремонта Блока 3. Таким образом имеем полное погашение станции Нерюнгринская ГРЭС с дефицитом генерирующей мощности.

Результаты расчета послеаварийного режима при аварийном отключении ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга представлены в таблицах 9.3.1 и 9.3.2.

Таблица 9.3.1 – Напряжения в узлах

Объект	Расчетное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, кВ	Аварийно-допустимое напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ
1	2	3	4	4	5
Нерюнгринская ГРЭС 220	230	220	10	170	252
Нерюнгринская ГРЭС 110	116	110	6	85	126
Чульманская ТЭЦ	114	110	4	85	126
НПС-18	231	220	11	170	252
НПС-17	230	220	10	170	252
Нижний Куранах 220	233	220	13	170	252
Нижний Куранах 110	117	110	7	85	126
НПС-16	234	220	14	170	252
Амга	220	220	0	170	252

1	2	3	4	5	6
НПС-15	230	220	10	170	252
Олёкминск	225	220	5	170	252
Томмот	235	15	18	170	252
Майя	228	220	8	170	252

Таблица 9.3.2 – Токовая нагрузка ЛЭП

Наименование ЛЭП	Расчетная токовая нагрузка, А	Длительно-допустимый ток, А	Аварийно-допустимый ток, А
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС – 18 №1	99	600	720
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС – 18 №2	91	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1 с отпайкой на ПС НПС-17	69	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №2 с отпайкой на ПС НПС-17	66	600	720
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цепь	53	600	720
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот II цепь	53	600	720
ВЛ 220 кВ Томмот – Майя I цепь	55	600	720
ВЛ 220 кВ Томмот – Майя II цепь	55	600	720
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16	161	600	720
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16	205	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-15 - Амга	-	-	-
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олёкминск №1 с отпайкой на ПС НПС-14	161	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олёкминск №2 с отпайкой на ПС НПС-14	164	600	720

Результаты расчета послеаварийного режима при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16 представлены в таблицах 9.3.3 и 9.3.4.

Таблица 9.3.3 – Напряжения в узлах

Объект	Расчетное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, кВ	Аварийно-допустимое напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ
1	2	3	4	4	5
Нерюнгринская ГРЭС 220	230	220	10	170	252
Нерюнгринская ГРЭС 110	116	110	6	85	126
Чульманская ТЭЦ	114	110	4	85	126
НПС-18	231	220	11	170	252
НПС-17	230	220	10	170	252
Нижний Куранах 220	231	220	11	170	252
Нижний Куранах 110	116	110	6	85	126
НПС-16	223	220	3	170	252
Амга	206	220	14	170	252
НПС-15	217	220	3	170	252
Олёкминск	220	220	0	170	252
Томмот	233	220	13	170	252
Майя	228	220	8	170	252

Таблица 9.3.4 – Токовая нагрузка ЛЭП

Наименование ЛЭП	Расчетная токовая нагрузка, А	Длительно-допустимый ток, А	Аварийно-допустимый ток, А
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС – 18 №1	218	600	720
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС – 18 №2	222	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1 с отпайкой на ПС НПС-17	192	600	720



Продолжение таблицы 9.3.4

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №2 с отпайкой на ПС НПС-17	183	600	720
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цепь	60	600	720
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот II цепь	60	600	720
ВЛ 220 кВ Томмот – Майя I цепь	64	600	720
ВЛ 220 кВ Томмот – Майя II цепь	64	-	-
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16	289	600	720
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16	-	-	-
ВЛ 220 кВ НПС-15 - Амга	216	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олёкминск №1 с отпайкой на ПС НПС-14	69	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олёкминск №2 с отпайкой на ПС НПС-14	71	600	720

Результаты расчета послеаварийного режима при аварийном отключении ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга в условиях капитального ремонта ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16 представлены в таблицах 9.3.5 и 9.3.6.

Таблица 9.3.5 – Напряжения в узлах

Объект	Расчетное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, кВ	Аварийно-допустимое напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ
1	2	3	4	4	5
Нерюнгринская ГРЭС 220	230	220	10	170	252
Нерюнгринская ГРЭС 110	116	110	6	85	126

1	2	3	4	5	6
Чульманская ТЭЦ	114	110	4	85	126
НПС-18	231	220	11	170	252
НПС-17	230	220	10	170	252
Нижний Куранах 220	228	220	8	170	252
Нижний Куранах 110	116	110	6	85	126
НПС-16	215	220	5	170	252
Амга	213	220	7	170	252
Томмот	230	220	10	170	252
Майя	228	220	8	170	252

Таблица 9.3.6 – Токовая загрузка ЛЭП

Наименование ЛЭП	Расчетная токовая загрузка, А	Длительно-допустимый ток, А	Аварийно-допустимый ток, А
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС – 18 №1	184	600	720
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС – 18 №2	187	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1 с отпайкой на ПС НПС-17	160	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №2 с отпайкой на ПС НПС-17	152	600	720
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цепь	66	600	720
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот II цепь	66	600	720
ВЛ 220 кВ Томмот – Майя I цепь	70	600	720
ВЛ 220 кВ Томмот – Майя II цепь	70	-	-
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16	-	-	-
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16	231	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-15 - Амга	-	-	-

Результаты расчета послеаварийного режима при аварийном отключении 1СШ-110 и 2СШ-110 при КЗ на СВ-110 на Нерюнгринской ГРЭС в условиях капитального ремонта Блока 3 представлены в таблицах 9.3.7 и 9.3.8

Таблица 9.3.7 – Напряжения в узлах

Объект	Расчетное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, кВ	Аварийно-допустимое напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ
1	2	3	4	4	5
Нерюнгринская ГРЭС 220	231	220	11	170	252
Нерюнгринская ГРЭС 110	-	-	-	-	-
Чульманская ТЭЦ	111	110	1	85	126
НПС-18	233	220	13	170	252
НПС-17	208	220	12	170	252
Нижний Куранах 220	231	220	11	170	252
Нижний Куранах 110	111	110	1	85	126
НПС-16	226	220	6	170	252
Амга	224	220	4	170	252
НПС-15	227	220	7	170	252
Олёкминск	228	220	8	170	252
Томмот	233	220	13	170	252
Майя	228	220	8	170	252

Таблица 9.3.8 – Токовая загрузка ЛЭП

Наименование ЛЭП	Расчетная токовая загрузка, А	Длительно-допустимый ток, А	Аварийно-допустимый ток, А
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС – 18 №1	209	600	720
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС – 18 №2	213	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1 с отпайкой на ПС НПС-17	188	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №2 с отпайкой на ПС НПС-17	179	600	720
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цепь	58	600	720
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот II цепь	58	600	720
ВЛ 220 кВ Томмот – Майя I цепь	61	600	720
ВЛ 220 кВ Томмот – Майя II цепь	61	600	720
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16	68	600	720
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16	136	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга	81	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олёкминск №1 с отпайкой на ПС НПС-14	63	600	720
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олёкминск №2 с отпайкой на ПС НПС-14	68	600	720

Анализируя результаты послеаварийных режимов, можно сделать заключение, что при наиболее опасных возмущениях электроснабжение ПП 220 кВ Амга не прекращается, параметры электрических режимов не выходят за пределы допустимых.

Тем не менее первый наиболее неблагоприятный режим складывается при питании переключательного пункта от ОЭС Западного энергорайона Республики Саха (Якутия), при этом токовая загрузка ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга близка к ДДТН, но не превышает допустимого значения.

Второй наиболее неблагоприятный режим – 1СШ-110 и 2СШ-110 при КЗ на СВ-110 на Нерюнгринской ГРЭС в условиях ремонта Блока 3, при этом напряжения в узлах всего Южно-Якутского энергорайона не выходят за пределы минимально-допустимых.

## 10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

ПП 220 кВ Амга – объект повышенной опасности в части высоких рисков поражения, окружающих действием электрического тока. Сам по себе переключательный пункт не является мощным источником шумового загрязнения окружающей среды за счет наличия силовых трансформаторов, так как последние установлены на территории компрессорной станции, а именно ПС КС-3. При этом, влияние ощущает именно персонал, обслуживающий данную электроустановку.

На переключательном пункте установлено КРУЭ 220 кВ марки 8DN9. Вредное шумовое воздействие предотвращается изоляцией персонала в помещениях, комнатах для персонала или ОПУ.

Помимо шумовых загрязнений, особое влияние на окружающую среду оказывает маслonaполненное оборудование, а именно силовые трансформаторы, установленные на открытой части ПП.

### **10.1 Безопасность**

Функционирование переключательного пункта связано с повышенными требованиями к обеспечению промышленной, пожарной безопасности производства, а также охране труда. Реализация организационно-технических мер, направленных на предотвращение аварийных ситуаций, сокращения масштабов последствий и обеспечения готовности к их локализации, позволяет ограничить уровень риска как для сотрудников подстанции, так и для населения в приемлемых границах.

Специалистами отдела промышленной безопасности проводится масштабная работа по приему в эксплуатацию вновь построенных объектов, их регистрация в государственном реестре и обязательное страхование гражданской ответственности за причинение вреда в результате аварии или инцидента на опасном производственном объекте.

Для опасных производственных объектов I и II класса опасности в соответствии с требованиями нормативных документов разработаны декларации промышленной безопасности, прошедшие экспертизу промышленной безопасности и зарегистрированные в государственном реестре.

В соответствии с требованиями Федерального закона № 116-ФЗ обеспечено своевременное проведение экспертиз промышленной безопасности технических устройств, зданий и сооружений, проектной документации опасных производственных объектов.

Кроме того, специалистами отдела промышленной безопасности станции и подстанции осуществляется комплексное обследование опасных производственных объектов в соответствии с утвержденным графиком. Разработаны планы мероприятий локализации аварийных ситуаций, планы локализации аварийных разливов нефтепродуктов. На основании этих документов проводятся учения с персоналом завода.

На предприятии также применяются основные технические меры, обеспечивающие работу оборудования:

- взрывозащищенное исполнение оборудования;
- дублирование и резервирование оборудования, энергетического обеспечения и связи;
- оснащение производства системами контроля, автоматического и дистанционного управления и регулирования технологическими процессами, сигнализации и противоаварийной защиты;
- установка автоматических быстродействующих запорных и (или) отсекающих устройств.

Особо стоит отметить, что вопрос предотвращения аварийных ситуаций на предприятии начинается решаться на стадии выдачи технического задания на проектирование. Материалы при проектировании объектов строительства изначально закладываются в технических заданиях с более высокими характеристиками, чем допускаются нормами.

В результате такой политики предприятие получает проектные решения, которые максимально снижают риски возникновения аварийных ситуаций по техническим причинам.

## 10.2 Экологичность

В результате механического повреждения корпуса силового трансформатора возможно растекание масла по земле. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов с массой более 1т. и выше должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслоборники.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) предусматривается сооружение под трансформаторами маслоборных ям (маслоприемников) с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслоборник.

На открытой части 220 кВ ПП 220 кВ Амга установлено два трансформатора наружной установки марки ТДН-40000/220 УХЛ1. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 10.2.1.

Таблица 10.2.1 – Параметры трансформатора ТДН-40000/220

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	Н	<i>L</i>	<i>B</i>
ТДН-40000/220	40	130	47	7300	9750	5250

Габариты маслоприемника для трансформатора марки ТДН-40000/220 при массе масла от 10 до 50 т должны выступать за габариты электрооборудования не меньше чем на 1,5 м [15].



При этом габарит маслоприемника принимается согласно [15] меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородок располагаемых от трансформатора на расстоянии не менее 2м.

Объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор.

На ПП Амга планируется к установке маслоприёмник с отводом масла и с установкой металлической решётки на нём (поверх решётки насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м).

В пределах бортовых ограждений маслоприёмника гравийная засыпка содержится в чистом состоянии и не реже одного раза в год промывается, а в случае невозможности её промывки (образование твёрдых отложений, появление растительности) осуществляется замена гравия.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приямка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Для удаления масла и воды из маслоприёмника установлены специальные маслоотводы. Диаметр маслоотводов выбран из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется в виде подземных трубопроводов из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

По сети маслоотводов масло поступает в маслосборник, удалённый от силового оборудования. Маслосборник выполнен закрытого типа. Внутренние поверхности маслосборника, а также маслоприёмника защищены маслостойким покрытием. Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема

масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды на тушение пожара.

Трансформаторы мощностью 40 МВА на напряжение 220 кВ, установленные на ПП Амга по паспортным данным имеют полную массу 130 т. Масса масла в трансформаторе составляет 47 т, а его объем вычисляется по выражению [12]:

$$V = \frac{m}{\rho_m} \quad (10.2.1)$$

где  $\rho_m$  - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-750 –  $\rho_m = 895 \text{ кг/м}^3$ .

$$V = \frac{47}{0,895} = 52,5 \text{ м}^3,$$

Для трансформатора ТДН-40000/220 принимаем прямоугольный незаглубленный маслоприёмник емкостью 53 м<sup>3</sup> с установкой металлической решетки на нём, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м.

Зная объем, который занимает масло и площадь, отводимая под маслоприемник можно определить высоту забора маслоприемника.

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B', \quad (10.2.2)$$

где  $L' = L + \Delta = 9,75 + (2 \cdot 1,5) = 12,75 \text{ м}$  - длина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$L = 9,75 \text{ м}$  - длина трансформатора;

$\Delta = 1,5$  м - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла находящегося в электрооборудовании, при массе трансформаторного масла от 10 до 50т [12];

$B' = B + \Delta = 5,25 + (2 \cdot 1,5) = 8,25$  м - ширина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$B = 5,25$  м - ширина трансформатора.

$$S = 12,75 \cdot 8,25 = 105,2 \text{ м}^2$$

Отсюда высота маслоприемника равна:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 \quad (10.2.3)$$

где  $h_1 = 0,25$  м - толщина гравийной засыпки.

$$h = \frac{52,5}{105,2} + 0,25 = 0,75 \text{ м}$$

Зная габариты трансформатора, найдём площадь поверхности на которую поступает вода на пожаротушение.

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] \quad (10.2.4)$$

$$S' = 2 \cdot [(7,3 \cdot 5,25) + (7,3 \cdot 9,75)] = 219 \text{ м}^2$$

Зная площадь поверхности, на которую поступает вода и её количество, можно найти объём воды необходимый на пожаротушение.

$$V' = S' \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} = 63 \text{ м}^3$$

Зная объём воды и объём масла, можно найти полный объём маслосборника

$$V_{\text{м.сб.}} = V' + V = 63 + 53 = 116 \text{ м}^3$$

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр - прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость.

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

### **10.3 Безопасность при чрезвычайных ситуациях**

Несмотря на активное применение элегазового пожаро– и взрывобезопасного оборудования, технологический процесс на подстанции сопровождается риском возникновения чрезвычайной ситуации, связанной с возгоранием масла и маслonaполненного оборудования.

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

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

Противопожарная защита обеспечивается [27]:

-максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;

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

-предотвращением распространения пожара за пределы очага;

-применением средств пожаротушения;

-применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;

-эвакуацией людей; системами противодымной защиты;

-применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;

-организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

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

-установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;

-устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;

-применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;

-применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);

-применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы был спроектирован новый переключательный пункт Амга, цель которого – обеспечение электроснабжения вновь возведенной компрессорной станции КС-3, питающейся от ПС КС-3. Переключательный пункт решено подключить заходами от существующей ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1 с отпайкой на ПС НПС-16. Таким образом, ПП 220 кВ Амга – транзитный, выполненный по схеме «мостик с выключателями в цепях трансформаторов».

С этой целью были проанализированы существующие режимы электрической сети для обеспечения возможности подключения переключательного пункта. Выполнена оценка рассматриваемых сетей, дана краткая характеристика энергорайона проектирования.

В ходе работы были рассчитаны токи короткого замыкания в прилегающей сети и на ПП 220 кВ Амга. Было выбрано и проверено основное оборудование ПП 220 кВ Амга: ошиновка 220 кВ, выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, сборные шины и изоляторы, трансформаторы собственных нужд. Было принято решение все основное оборудование выполнить в виде КРУЭ 220 кВ фирмы производителя Siemens.

Также в ходе выполнения работы была спроектирована система молниезащиты и заземления открытой части ПП 220 кВ Амга. Были расставлены молниеотводы и рассчитаны зоны их защиты, выполнена оценка надежности молниезащиты. Были выбраны и проверены ограничители перенапряжения 220 кВ. Произведен расчет заземления ПП 220 кВ Амга, описано конструктивное его исполнение.

Была спроектирована система релейной защиты и сетевой автоматики прилегающих ЛЭП: ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16 и ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга. Защиты выбраны на базе современных микропроцессорных комплексов Сириус-ЛВ-3.

Были произведены расчеты установившихся режимов работы электрической сети: нормальных и послеаварийных в условиях аварий, и ремонтов.

Данная выпускная квалификационная работа раскрывает важную проблему внедрения новых объектов в структуру существующих сетей. Работа может быть полезной для дальнейшего развития и изучения в научно-исследовательских организациях и ПТО, в структурах развития и разработки энергетической отрасли.

## БИЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 ГОСТ Р 57382-2017 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений", утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 16.01.2017 N 12-ст (опубликован на официальном сайте Росстандарта в январе 2017, в ИУС 6 - 2017).
- 2 Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики" Утверждены приказом Минэнерго России от 12.07.2018 г. N 548
- 3 Правила предотвращения и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем», утв. Распоряжением ОАО «СО ЕЭС» от 24.09.2008 №114
- 4 ГОСТ 11677-85 "Трансформаторы силовые. Общие технические условия", утвержденном и введенном в действие постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 24.09.1985 N 3005, раздел 9 (опубликован с утвержденными изменениями N 1, 2, 3, 4 - Издательство стандартов, 2002).
- 5 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.
- 6 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Энергосоюз», 2016. – 465 с.
- 7 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.



- 8 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2012 – 368 с.
- 9 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 09.03.2019).
- 10 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 07.03.2019).
- 11 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015
- 12 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: [https://www.websor.ru/va\\_99m.html](https://www.websor.ru/va_99m.html). (дата обращения 02.03.2019).
- 13 Бурман А.П., Розанов Ю.К., Шакарян Ю.Г. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учебное пособие. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012.
- 14 Горелик Т.Г., Кириенко О.В., Дони Н.А. Цифровая подстанция. Подходы к реализации.
- 15 Билик Н.И., Непомнящий В.А., Славин Г.А. Вероятности коротких замыканий с токами расчетных значений. - Труды Энергосетяхроекта, 1978, вып. 11.
- 16 Востросаблин А.А., Неклепаев Б.Н. Вероятностные характеристики коротких замыканий в энергосистемах. - Электричество, 1999, № 8.
- 17 ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. М.: Изд-во стандартов, 1986.

- 18 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23.07.2012 №340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления»
- 19 Шифрин Л.Н. Первый блочный трансформатор 500 кВ нового поколения типа ТДЦ-400000 / 500 для Бурейской ГЭС. -Электро, 2005, № 1.
- 20 Воротницкий, В.Э. Повышение эффективности управления распределительными сетями // Энергосбережение [Электронный ресурс]. (дата обращения 07.06.2019 10:38).
- 21 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.
- 22 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.
- 23 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.
- 24 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.
- 25 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2020).
- 26 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ,2013.
- 27 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с.
- 28 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 29 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П.

- Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.
- 30 27 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для
- 31 энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.
- 32 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.
- 33 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.
- 34 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".
- 35 Пастухова, И.В., Насановский Л.Г. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения: Информационный вестник №3 (14)

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Расчет электрических нагрузок

Расчет и прогнозирование нагрузок

$k_{\text{макс}} := 1.2$	$k_{\phi} := 1.15$	$k_{\text{И}} := 0.7$	$k_{\text{Л}} := 0.876$
$P_1 := 47.1$	$P_{1\text{ср}} := \frac{P_1}{k_{\text{макс}}} = 39.25$	$P_{1\text{эф}} := P_{1\text{ср}} \cdot k_{\phi} = 45.137$	
$P_2 := 12.8$	$P_{2\text{ср}} := \frac{P_2}{k_{\text{макс}}} = 10.667$	$P_{2\text{эф}} := P_{2\text{ср}} \cdot k_{\phi} = 12.267$	
$P_3 := 12.8$	$P_{3\text{ср}} := \frac{P_3}{k_{\text{макс}}} = 10.667$	$P_{3\text{эф}} := P_{3\text{ср}} \cdot k_{\phi} = 12.267$	
$P_4 := 11$	$P_{4\text{ср}} := \frac{P_4}{k_{\text{макс}}} = 9.167$	$P_{4\text{эф}} := P_{4\text{ср}} \cdot k_{\phi} = 10.542$	
$P_5 := 20.1$	$P_{5\text{ср}} := \frac{P_5}{k_{\text{макс}}} = 16.75$	$P_{5\text{эф}} := P_{5\text{ср}} \cdot k_{\phi} = 19.263$	
$P_6 := 21$	$P_{6\text{ср}} := \frac{P_6}{k_{\text{макс}}} = 17.5$	$P_{6\text{эф}} := P_{6\text{ср}} \cdot k_{\phi} = 20.125$	
$P_7 := 19.6$	$P_{7\text{ср}} := \frac{P_7}{k_{\text{макс}}} = 16.333$	$P_{7\text{эф}} := P_{7\text{ср}} \cdot k_{\phi} = 18.783$	
$P_8 := 21.2$	$P_{8\text{ср}} := \frac{P_8}{k_{\text{макс}}} = 17.667$	$P_{8\text{эф}} := P_{8\text{ср}} \cdot k_{\phi} = 20.317$	
$P_9 := 21.8$	$P_{9\text{ср}} := \frac{P_9}{k_{\text{макс}}} = 18.167$	$P_{9\text{эф}} := P_{9\text{ср}} \cdot k_{\phi} = 20.892$	
$P_{10} := 9.7$	$P_{10\text{ср}} := \frac{P_{10}}{k_{\text{макс}}} = 8.083$	$P_{10\text{эф}} := P_{10\text{ср}} \cdot k_{\phi} = 9.296$	
$P_{11} := 72$	$P_{11\text{ср}} := \frac{P_{11}}{k_{\text{макс}}} = 60$	$P_{11\text{эф}} := P_{11\text{ср}} \cdot k_{\phi} = 69$	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет электрических нагрузок

$Q_1 := 22.8$	$Q_{1cp} := P_{1cp} \cdot 0.4 = 15.7$	$Q_{1эф} := P_{1эф} \cdot 0.4 = 18.055$
$Q_2 := 13$	$Q_{2cp} := P_{2cp} \cdot 0.4 = 4.267$	$Q_{2эф} := P_{2эф} \cdot 0.4 = 4.907$
$Q_3 := 13$	$Q_{3cp} := P_{3cp} \cdot 0.4 = 4.267$	$Q_{3эф} := P_{3эф} \cdot 0.4 = 4.907$
$Q_4 := 10.4$	$Q_{4cp} := P_{4cp} \cdot 0.4 = 3.667$	$Q_{4эф} := P_{4эф} \cdot 0.4 = 4.217$
$Q_5 := 5.7$	$Q_{5cp} := P_{5cp} \cdot 0.4 = 6.7$	$Q_{5эф} := P_{5эф} \cdot 0.4 = 7.705$
$Q_6 := 6.8$	$Q_{6cp} := P_{6cp} \cdot 0.4 = 7$	$Q_{6эф} := P_{6эф} \cdot 0.4 = 8.05$
$Q_7 := 4.9$	$Q_{7cp} := P_{7cp} \cdot 0.4 = 6.533$	$Q_{7эф} := P_{7эф} \cdot 0.4 = 7.513$
$Q_8 := 6.6$	$Q_{8cp} := P_{8cp} \cdot 0.4 = 7.067$	$Q_{8эф} := P_{8эф} \cdot 0.4 = 8.127$
$Q_9 := 6.6$	$Q_{9cp} := P_{9cp} \cdot 0.4 = 7.267$	$Q_{9эф} := P_{9эф} \cdot 0.4 = 8.357$
$Q_{10} := 2.9$	$Q_{10cp} := P_{10cp} \cdot 0.4 = 3.233$	$Q_{10эф} := P_{10эф} \cdot 0.4 = 3.718$
$Q_{11} := 28.8$	$Q_{11cp} := P_{11cp} \cdot 0.4 = 24$	$Q_{11эф} := P_{11эф} \cdot 0.4 = 27.6$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет электрических нагрузок

$$P_{1Л} := 47.1 \cdot k_{Л} = 41.26 \quad P_{1срЛ} := \frac{P_{1Л}}{k_{макс}} = 34.383$$

$$P_{2Л} := 12.8 \cdot k_{Л} = 11.213 \quad P_{2срЛ} := \frac{P_{2Л}}{k_{макс}} = 9.344$$

$$P_{3Л} := 12.8 \cdot k_{Л} = 11.213 \quad P_{3срЛ} := \frac{P_{3Л}}{k_{макс}} = 9.344$$

$$P_{4Л} := 11 \cdot k_{Л} = 9.636 \quad P_{4срЛ} := \frac{P_{4Л}}{k_{макс}} = 8.03$$

$$P_{5Л} := 20.1 \cdot k_{Л} = 17.608 \quad P_{5срЛ} := \frac{P_{5Л}}{k_{макс}} = 14.673$$

$$P_{6Л} := 21 \cdot k_{Л} = 18.396 \quad P_{6срЛ} := \frac{P_{6Л}}{k_{макс}} = 15.33$$

$$P_{7Л} := 19.6 \cdot k_{Л} = 17.17 \quad P_{7срЛ} := \frac{P_{7Л}}{k_{макс}} = 14.308$$

$$P_{8Л} := 21.2 \cdot k_{Л} = 18.571 \quad P_{8срЛ} := \frac{P_{8Л}}{k_{макс}} = 15.476$$

$$P_{9Л} := 21.8 \cdot k_{Л} = 19.097 \quad P_{9срЛ} := \frac{P_{9Л}}{k_{макс}} = 15.914$$

$$P_{10Л} := 9.7 \cdot k_{Л} = 8.497 \quad P_{10срЛ} := \frac{P_{10Л}}{k_{макс}} = 7.081$$

$$P_{11Л} := 72 \cdot k_{Л} = 63.072 \quad P_{11срЛ} := \frac{P_{11Л}}{k_{макс}} = 52.56$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет электрических нагрузок

$$P_{1\text{эфл}} := P_{1\text{срл}} \cdot k_{\phi} = 39.54$$

$$P_{2\text{эфл}} := P_{2\text{срл}} \cdot k_{\phi} = 10.746$$

$$P_{3\text{эфл}} := P_{3\text{срл}} \cdot k_{\phi} = 10.746$$

$$P_{4\text{эфл}} := P_{4\text{срл}} \cdot k_{\phi} = 9.234$$

$$P_{5\text{эфл}} := P_{5\text{срл}} \cdot k_{\phi} = 16.874$$

$$P_{6\text{эфл}} := P_{6\text{срл}} \cdot k_{\phi} = 17.63$$

$$P_{7\text{эфл}} := P_{7\text{срл}} \cdot k_{\phi} = 16.454$$

$$P_{8\text{эфл}} := P_{8\text{срл}} \cdot k_{\phi} = 17.797$$

$$P_{9\text{эфл}} := P_{9\text{срл}} \cdot k_{\phi} = 18.301$$

$$P_{10\text{эфл}} := P_{10\text{срл}} \cdot k_{\phi} = 8.143$$

$$P_{11\text{эфл}} := P_{11\text{срл}} \cdot k_{\phi} = 60.444$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет электрических нагрузок

$Q_{1Л} := 22.8 \cdot k_{Л} = 19.973$	$Q_{1срл} := P_{1срл} \cdot 0.4 = 13.753$
$Q_{2Л} := 13 \cdot k_{Л} = 11.388$	$Q_{2срл} := P_{2срл} \cdot 0.4 = 3.738$
$Q_{3Л} := 13 \cdot k_{Л} = 11.388$	$Q_{3срл} := P_{3срл} \cdot 0.4 = 3.738$
$Q_{4Л} := 10.4 \cdot k_{Л} = 9.11$	$Q_{4срл} := P_{4срл} \cdot 0.4 = 3.212$
$Q_{5Л} := 5.7 \cdot k_{Л} = 4.993$	$Q_{5срл} := P_{5срл} \cdot 0.4 = 5.869$
$Q_{6Л} := 6.8 \cdot k_{Л} = 5.957$	$Q_{6срл} := P_{6срл} \cdot 0.4 = 6.132$
$Q_{7Л} := 4.9 \cdot k_{Л} = 4.292$	$Q_{7срл} := P_{7срл} \cdot 0.4 = 5.723$
$Q_{8Л} := 6.6 \cdot k_{Л} = 5.782$	$Q_{8срл} := P_{8срл} \cdot 0.4 = 6.19$
$Q_{9Л} := 6.6 \cdot k_{Л} = 5.782$	$Q_{9срл} := P_{9срл} \cdot 0.4 = 6.366$
$Q_{10Л} := 2.9 \cdot k_{Л} = 2.54$	$Q_{10срл} := P_{10срл} \cdot 0.4 = 2.832$
$Q_{11Л} := 28.8 \cdot k_{Л} = 25.229$	$Q_{11срл} := P_{11срл} \cdot 0.4 = 21.024$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет электрических нагрузок

$$Q_{1\text{эфл}} := P_{1\text{эфл}} \cdot 0.4 = 15.816$$

$$Q_{2\text{эфл}} := P_{2\text{эфл}} \cdot 0.4 = 4.298$$

$$Q_{3\text{эфл}} := P_{3\text{эфл}} \cdot 0.4 = 4.298$$

$$Q_{4\text{эфл}} := P_{4\text{эфл}} \cdot 0.4 = 3.694$$

$$Q_{5\text{эфл}} := P_{5\text{эфл}} \cdot 0.4 = 6.75$$

$$Q_{6\text{эфл}} := P_{6\text{эфл}} \cdot 0.4 = 7.052$$

$$Q_{7\text{эфл}} := P_{7\text{эфл}} \cdot 0.4 = 6.582$$

$$Q_{8\text{эфл}} := P_{8\text{эфл}} \cdot 0.4 = 7.119$$

$$Q_{9\text{эфл}} := P_{9\text{эфл}} \cdot 0.4 = 7.32$$

$$Q_{10\text{эфл}} := P_{10\text{эфл}} \cdot 0.4 = 3.257$$

$$Q_{11\text{эфл}} := P_{11\text{эфл}} \cdot 0.4 = 24.178$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет электрических нагрузок

$P_{1\Pi} := P_1 \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 52.731$	$P_{1\text{срп}} := \frac{P_{1\Pi}}{k_{\text{макс}}} = 43.943$
$P_{2\Pi} := P_2 \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 14.33$	$P_{2\text{срп}} := \frac{P_{2\Pi}}{k_{\text{макс}}} = 11.942$
$P_{3\Pi} := P_3 \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 14.33$	$P_{3\text{срп}} := \frac{P_{3\Pi}}{k_{\text{макс}}} = 11.942$
$P_{4\Pi} := P_4 \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 12.315$	$P_{4\text{срп}} := \frac{P_{4\Pi}}{k_{\text{макс}}} = 10.263$
$P_{5\Pi} := P_5 \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 22.503$	$P_{5\text{срп}} := \frac{P_{5\Pi}}{k_{\text{макс}}} = 18.753$
$P_{6\Pi} := P_6 \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 23.511$	$P_{6\text{срп}} := \frac{P_{6\Pi}}{k_{\text{макс}}} = 19.592$
$P_{7\Pi} := P_7 \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 21.943$	$P_{7\text{срп}} := \frac{P_{7\Pi}}{k_{\text{макс}}} = 18.286$
$P_{8\Pi} := P_8 \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 23.735$	$P_{8\text{срп}} := \frac{P_{8\Pi}}{k_{\text{макс}}} = 19.779$
$P_{9\Pi} := P_9 \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 24.406$	$P_{9\text{срп}} := \frac{P_{9\Pi}}{k_{\text{макс}}} = 20.339$
$P_{10\Pi} := P_{10} \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 10.86$	$P_{10\text{срп}} := \frac{P_{10\Pi}}{k_{\text{макс}}} = 9.05$
$P_{11\Pi} := P_{11} \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 80.608$	$P_{11\text{срп}} := \frac{P_{11\Pi}}{k_{\text{макс}}} = 67.173$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет электрических нагрузок

$$P_{1\text{эфп}} := P_{1\text{срп}} \cdot k_{\phi} = 50.534$$

$$P_{2\text{эфп}} := P_{2\text{срп}} \cdot k_{\phi} = 13.733$$

$$P_{3\text{эфп}} := P_{3\text{срп}} \cdot k_{\phi} = 13.733$$

$$P_{4\text{эфп}} := P_{4\text{срп}} \cdot k_{\phi} = 11.802$$

$$P_{5\text{эфп}} := P_{5\text{срп}} \cdot k_{\phi} = 21.565$$

$$P_{6\text{эфп}} := P_{6\text{срп}} \cdot k_{\phi} = 22.531$$

$$P_{7\text{эфп}} := P_{7\text{срп}} \cdot k_{\phi} = 21.029$$

$$P_{8\text{эфп}} := P_{8\text{срп}} \cdot k_{\phi} = 22.746$$

$$P_{9\text{эфп}} := P_{9\text{срп}} \cdot k_{\phi} = 23.389$$

$$P_{10\text{эфп}} := P_{10\text{срп}} \cdot k_{\phi} = 10.407$$

$$P_{11\text{эфп}} := P_{11\text{срп}} \cdot k_{\phi} = 77.249$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет электрических нагрузок

$$Q_{1\Pi} := Q_1 \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 25.526 \quad Q_{1\text{ср}\Pi} := P_{1\text{ср}\Pi} \cdot 0.4 = 17.577$$

$$Q_{2\Pi} := Q_2 \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 14.554 \quad Q_{2\text{ср}\Pi} := P_{2\text{ср}\Pi} \cdot 0.4 = 4.777$$

$$Q_{3\Pi} := Q_3 \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 14.554 \quad Q_{3\text{ср}\Pi} := P_{3\text{ср}\Pi} \cdot 0.4 = 4.777$$

$$Q_{4\Pi} := Q_4 \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 11.643 \quad Q_{4\text{ср}\Pi} := P_{4\text{ср}\Pi} \cdot 0.4 = 4.105$$

$$Q_{5\Pi} := Q_5 \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 6.381 \quad Q_{5\text{ср}\Pi} := P_{5\text{ср}\Pi} \cdot 0.4 = 7.501$$

$$Q_{6\Pi} := Q_6 \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 7.613 \quad Q_{6\text{ср}\Pi} := P_{6\text{ср}\Pi} \cdot 0.4 = 7.837$$

$$Q_{7\Pi} := Q_7 \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 5.486 \quad Q_{7\text{ср}\Pi} := P_{7\text{ср}\Pi} \cdot 0.4 = 7.314$$

$$Q_{8\Pi} := Q_8 \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 7.389 \quad Q_{8\text{ср}\Pi} := P_{8\text{ср}\Pi} \cdot 0.4 = 7.912$$

$$Q_{9\Pi} := Q_9 \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 7.389 \quad Q_{9\text{ср}\Pi} := P_{9\text{ср}\Pi} \cdot 0.4 = 8.135$$

$$Q_{10\Pi} := Q_{10} \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 3.247 \quad Q_{10\text{ср}\Pi} := P_{10\text{ср}\Pi} \cdot 0.4 = 3.62$$

$$Q_{11\Pi} := Q_{11} \cdot (1 + 0.019)^{2025-2019} = 32.243 \quad Q_{11\text{ср}\Pi} := P_{11\text{ср}\Pi} \cdot 0.4 = 26.869$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет электрических нагрузок

$$Q_{1\text{эфп}} := P_{1\text{эфп}} \cdot 0.4 = 20.214$$

$$Q_{2\text{эфп}} := P_{2\text{эфп}} \cdot 0.4 = 5.493$$

$$Q_{3\text{эфп}} := P_{3\text{эфп}} \cdot 0.4 = 5.493$$

$$Q_{4\text{эфп}} := P_{4\text{эфп}} \cdot 0.4 = 4.721$$

$$Q_{5\text{эфп}} := P_{5\text{эфп}} \cdot 0.4 = 8.626$$

$$Q_{6\text{эфп}} := P_{6\text{эфп}} \cdot 0.4 = 9.012$$

$$Q_{7\text{эфп}} := P_{7\text{эфп}} \cdot 0.4 = 8.412$$

$$Q_{8\text{эфп}} := P_{8\text{эфп}} \cdot 0.4 = 9.098$$

$$Q_{9\text{эфп}} := P_{9\text{эфп}} \cdot 0.4 = 9.356$$

$$Q_{10\text{эфп}} := P_{10\text{эфп}} \cdot 0.4 = 4.163$$

$$Q_{11\text{эфп}} := P_{11\text{эфп}} \cdot 0.4 = 30.9$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет электрических нагрузок

Расчет номинального напряжения

Вариант №1:

$$P_{11} = 72$$

$$U_{\text{рац1}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{273} + \frac{2500}{P_{11}}}} = 165.399$$

Вариант №2:

$$P_{11} = 72$$

$$P_{\text{НПС15.амга}} := \frac{P_{11} \cdot 138.1}{138.1 + 145.1} = 35.11$$

$$U_{\text{рац2}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{145.1} + \frac{2500}{P_{\text{НПС15.амга}}}}} = 115.74$$

$$P_{\text{амга.нкуранах}} := \frac{P_{11} \cdot 145.1}{138.1 + 145.1} = 36.89$$

$$U_{\text{рац3}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{138.1} + \frac{2500}{P_{\text{амга.нкуранах}}}}} = 118.354$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет электрических нагрузок

Расчет КУ

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{ВН}} := 0.4$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{Э}} := 0.5$$

$$Q_{\text{Тр}} := P_{11} \cdot (\operatorname{tg}\varphi_{\text{ВН}} - \operatorname{tg}\varphi_{\text{Э}}) = -7.2$$

$$Q_{\text{Тр.сш}} := 1.1 \cdot \frac{Q_{\text{Тр}}}{2} = -3.96$$

$$Q_{\text{неск.А}} := Q_{11} - Q_{\text{Тр.сш}} = 32.76$$

Расчет сечений проводников

Вариант №1:

$$I_{\text{max1}} := \frac{\sqrt{P_{11}^2 + Q_{\text{неск.А}}^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 0.104$$

$$I_{\text{p1}} := 1.05 \cdot 1.07 \cdot I_{\text{max1}} = 0.117$$

Вариант №2:

$$P_{\text{нпс15.амга}} = 35.11$$

$$P_{\text{амга.нкуранах}} = 36.89$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет электрических нагрузок

$$Q_{\text{нпс15.амга.неск}} := \frac{Q_{\text{неск.А}} \cdot 138.1}{138.1 + 145.1} = 15.975$$

$$Q_{\text{амга.нкуранах.неск}} := \frac{Q_{\text{неск.А}} \cdot 145.1}{138.1 + 145.1} = 16.785$$

$$I_{\text{max2}} := \frac{\sqrt{P_{\text{нпс15.амга}}^2 + Q_{\text{нпс15.амга.неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0.101$$

$$I_{\text{max3}} := \frac{\sqrt{P_{\text{амга.нкуранах}}^2 + Q_{\text{амга.нкуранах.неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0.106$$

$$I_{\text{p2}} := 1.05 \cdot 1.07 \cdot I_{\text{max2}} = 0.114$$

$$I_{\text{p3}} := 1.05 \cdot 1.07 \cdot I_{\text{max3}} = 0.119$$



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Технико-экономический расчет

#### Схема №1

Длина вновь возводимых участков ЛЭП:

$$L_1 := 10.2 \text{ км} - \text{отпайка от ЛЭП 1}$$

$$L_2 := 10.2 \text{ км} - \text{отпайка от ЛЭП 2}$$

#### Капиталовложения

Капиталовложения в строительство линий

$$K_{\text{инфл}} := 2.4 \quad K_{\text{зон}} := 1.4$$

Стальные опоры

Для ВЛ 110-220 кВ

$$\text{сечение } 240-300 \quad k_{220.1} := 1310 \text{ тыс.руб/км}$$

$$K_1 := L_1 \cdot k_{220.1} = 1.336 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$K_2 := L_2 \cdot k_{220.1} = 1.336 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в линии

$$K_{\text{ВЛ}} := (K_1 + K_2) \cdot K_{\text{инфл}} \cdot K_{\text{зон}} = 8.979264 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ

$$K_{\text{ору.А}} := 20400 \text{ тыс.руб} - \text{для схемы мостик (тупик)}$$

Суммарные вложения в ОРУ

$$K_{\text{ору}} := (K_{\text{ору.А}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 4.896 \times 10^4$$

Капиталовложения в постоянные заграды

$$K_{\text{пост.А}} := 26000 \text{ тыс.руб}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Технико-экономический расчет

Суммарные вложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост}} := (K_{\text{пост.А}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 6.24 \times 10^4$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ору}} = 1.114 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Общие капиталовложения

$$K_{\text{э}} := K_{\text{пс}} + K_{\text{ВЛ}} = 2.012 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на потери

Потери на корону

$$\Delta P_{\text{к}} := 0.008 \quad L_{\text{тр}} := L_1 + L_2 = 20.4$$

$$\Delta W_{\text{к}} := \Delta P_{\text{к}} \cdot L_{\text{тр}} \cdot 8760 = 1.43 \times 10^3$$

Потери в ВЛ

$$T_3 := 4800 \text{ ч}$$

$$T_{\text{л}} := 3960 \text{ ч}$$

$$r_{240_0} := 0.12 \text{ Ом/км}$$

$$R_1 := r_{240_0} \cdot L_1 = 1.224$$

$$R_2 := r_{240_0} \cdot L_2 = 1.224$$

$$R_{\text{ВЛ}} := R_1 + R_2 = 2.448$$

$$P_1 := 69$$

$$P_2 := 69$$

$$U_{\text{НОМ}} := 220$$

$$Q_1 := 32.76$$

$$Q_2 := 32.76$$

$$\Delta W_{\text{Н.Кур\_НПС15.1}} := \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_1 \cdot T_3 + \frac{(P_1 \cdot 0.876)^2 + (Q_1 \cdot 0.876)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_1 \cdot T_{\text{л}} = 1.157 \times 10^3$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Технико-экономический расчет

$$\Delta W_{\text{Н.Кур\_НПС15.2}} := \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_2 \cdot T_3 + \frac{(P_2 \cdot 0.876)^2 + (Q_2 \cdot 0.876)^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_1 \cdot T_{\text{л}} = 1.157 \times 10^3$$

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} := \Delta W_{\text{Н.Кур\_НПС15.1}} + \Delta W_{\text{Н.Кур\_НПС15.2}} + \Delta W_{\text{к}} = 3.743 \times 10^3$$

Общие потери

$$\Delta W := \Delta W_{\text{ВЛ}} = 3.743 \times 10^3$$

$$\Delta W = 3.743 \times 10^3$$

### Издержки

издержки на потери электро энергии  $c_0 := 2.69$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W = 1.007 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\alpha_{\text{рэовл}} := 0.008 \quad \alpha_{\text{рэопс}} := 0.059$$

$$I_{\text{рэо}} := \alpha_{\text{рэовл}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{рэопс}} \cdot K_{\text{пс}} = 7.289 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$T_{\text{сл}} := 20$$

$$I_{\text{ам}} := \frac{K_{\text{е}}}{T_{\text{сл}}} = 1.006 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Общие издержки

$$I := I_{\text{ам}} + I_{\text{рэо}} + I_{\Delta W} = 27414.224 \text{ тыс.руб}$$

Затраты

$$E := 0.1$$

$$Z_1 := E \cdot K_{\text{е}} + I = 47529.488$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Технико-экономический расчет

### Схема №2

Длина вновь возводимых участков ЛЭП:

$L_{11} := 10.2$  км - участок захода со стороны ПС 220 кВ Н.Куранах

$L_{21} := 10.2$  км - участок захода со стороны ПС 220 кВ НПС-15

### Капиталовложения

Капиталовложения в строительство линий

$K_{инфл} := 2.4$        $K_{зон} := 1.4$

Стальные опоры

Для ВЛ 110-220 кВ

сечение 240-300       $k_{220.1} := 1310$  тыс.руб/км

$K_{11} := L_1 \cdot k_{220.1} = 1.336 \times 10^4$  тыс.руб

$K_{21} := L_2 \cdot k_{220.1} = 1.336 \times 10^4$  тыс.руб

Суммарные вложения в линии

$K_{ВЛ} := (K_1 + K_2) \cdot K_{инфл} \cdot K_{зон} = 8.979264 \times 10^4$  тыс.руб

Капиталовложения в ОРУ

$K_{ору.А} := 26500$  тыс.руб - для схемы мостик

Суммарные вложения в ОРУ

$K_{ору.А} := (K_{ору.А}) \cdot K_{инфл} = 6.36 \times 10^4$

Капиталовложения в постоянные затраты

$K_{пост.А} := 26000$  тыс.руб

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Технико-экономический расчет

Суммарные вложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.А}} := (K_{\text{пост.А}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 6.24 \times 10^4$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{пост}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ору}} = 1.26 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Общие капиталовложения

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пс}} + K_{\text{ВЛ}} = 2.158 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на потери

Потери на корону

$$\Delta P_k := 0.008 \quad L_{\text{тр}} := L_1 + L_2 = 20.4$$

$$\Delta W_k := \Delta P_k \cdot L_{\text{тр}} \cdot 8760 = 1.43 \times 10^3$$

Потери в ВЛ

$$T_1 := 4800 \quad \text{ч}$$

$$T_2 := 3960 \quad \text{ч}$$

$$r_{240_0} := 0.12 \quad \text{Ом/км}$$

$$R_1 := r_{240_0} \cdot L_1 = 1.224$$

$$R_2 := r_{240_0} \cdot L_2 = 1.224$$

$$R_{\text{ВЛ}} := R_1 + R_2 = 2.448$$

$$P_1 := 25.618$$

$$P_2 := 24.382$$

$$U_{\text{ном}} := 220$$

$$Q_1 := 11.656$$

$$Q_2 := 11.094$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Технико-экономический расчет

$$\Delta W_{\text{Н.Кур\_Амга}} := \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_1 \cdot T_3 + \frac{(P_1 \cdot 0.876)^2 + (Q_1 \cdot 0.876)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_1 \cdot T_{\text{Л}} = 157.033$$

$$\Delta W_{\text{НПС.15\_Амга}} := \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_2 \cdot T_3 + \frac{(P_2 \cdot 0.876)^2 + (Q_2 \cdot 0.876)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_1 \cdot T_{\text{Л}} = 142.247$$

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} := \Delta W_{\text{Н.Кур\_Амга}} + \Delta W_{\text{НПС.15\_Амга}} + \Delta W_{\text{К}} = 1.729 \times 10^3$$

Общие потери

$$\Delta W := \Delta W_{\text{ВЛ}} = 1.729 \times 10^3$$

$$\Delta W = 1.729 \times 10^3$$

Издержки

издержки на потери электро энергии  $c_0 := 2.69$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W = 4.651 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\alpha_{\text{рзэвл}} := 0.008 \quad \alpha_{\text{рзэпс}} := 0.059$$

$$I_{\text{рзэ}} := \alpha_{\text{рзэвл}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{рзэпс}} \cdot K_{\text{ПС}} = 8.152 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$T_{\text{ам}} := 20$$

$$I_{\text{ам}} := \frac{K_{\text{Е}}}{T_{\text{сл}}} = 1.079 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Общие издержки

$$I := I_{\text{ам}} + I_{\text{рзэ}} + I_{\Delta W} = 23592.746 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты

$$E := 0.1$$

$$Z_2 := E \cdot K_{\text{Е}} + I = 45172.01$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Технико-экономический расчет

$$\Delta := \left| \frac{z_1 - z_2}{z_1} \right| \cdot 100 = 4.96$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Расчет токов КЗ

#### 1. Расчет параметров схемы замещения.

Исходные данные.

$$U_{\text{НОМ.ВН}} := 230 \quad \text{кВ}$$

$$S_{c1} := 9600 \quad \text{МВА}$$

$$S_{c2} := 8500 \quad \text{МВА}$$

$$x_{0.\text{ВЛ}} := 0.412 \quad \text{Ом/км}$$

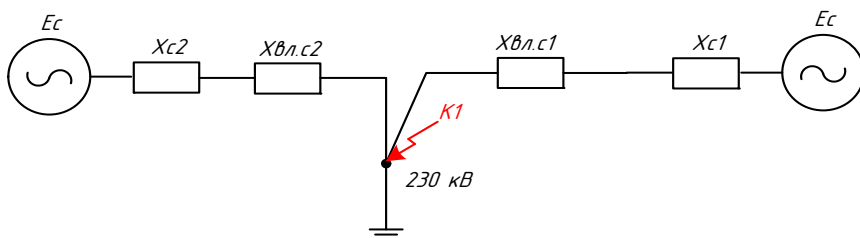
$$L_{\text{ВЛ.с1}} := 127.9 \quad \text{км}$$

$$L_{\text{ВЛ.с2}} := 134.9 \quad \text{км}$$

$$u_k := 11$$

$$S_T := 40 \quad \text{МВА}$$

Схема замещения прямой последовательности.



Расчет параметров схемы замещения прямой последовательности.

$$X_{c1} := \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}^2}{S_{c1}} = 5.51 \quad \text{Ом}$$

$$X_{c2} := \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}^2}{S_{c2}} = 6.224 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{ВЛ.с1}} := x_{0.\text{ВЛ}} \cdot L_{\text{ВЛ.с1}} = 52.695 \quad \text{Ом}$$

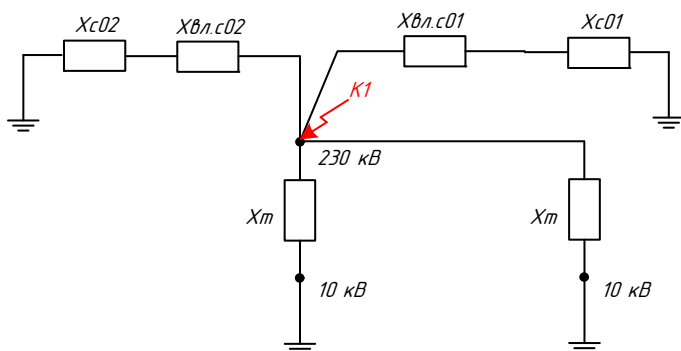
$$X_{\text{ВЛ.с2}} := x_{0.\text{ВЛ}} \cdot L_{\text{ВЛ.с2}} = 55.579 \quad \text{Ом}$$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчет токов КЗ

$$X_T := \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}^2}{S_T} = 145.475 \quad \text{Ом}$$

Схема замещения нулевой последовательности.



Расчет параметров схемы замещения нулевой последовательности.

$$X_{c10} := 2.5X_{c1} = 13.776 \quad \text{Ом}$$

$$X_{c20} := 2.5X_{c2} = 15.559 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{вл.с}10} := 3 \cdot X_{\text{вл.с}1} = 158.084 \quad \text{Ом}$$

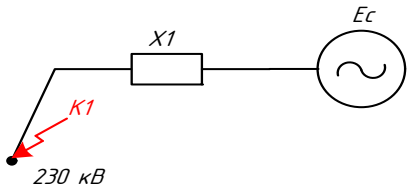
$$X_{\text{вл.с}20} := 3 \cdot X_{\text{вл.с}2} = 166.736 \quad \text{Ом}$$

**2. Преобразования схемы замещения прямой последовательности.  
Расчет симметричного КЗ.**

Расчет суммарного сопротивления прямой последовательности для точки к.з. K1.

$$X1 := \frac{(X_{c1} + X_{\text{вл.с}1}) \cdot (X_{c2} + X_{\text{вл.с}2})}{X_{c1} + X_{\text{вл.с}1} + X_{c2} + X_{\text{вл.с}2}} = 29.975 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчет токов КЗ



$$X_{\text{ЭКВ.К1}} := X1 = 29.975 \quad \text{Ом}$$

$$I_{1.К1} := \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{ЭКВ.К1}}} = 4.43 \quad \text{кА}$$

Расчет токов КЗ.

Периодическая составляющая тока КЗ, кА:

$$I_{1.К1} = 4.43$$

Апериодическая составляющая тока КЗ, кА:

$$I_{1.К1.a} := \sqrt{2} \cdot I_{1.К1} = 6.265$$

Ударный ток КЗ, кА:

$$I_{1.К1.уд} := 1.78\sqrt{2} \cdot I_{1.К1} = 11.152$$

### 3. Преобразования схемы замещения нулевой последовательности.

#### Расчет несимметричного КЗ.

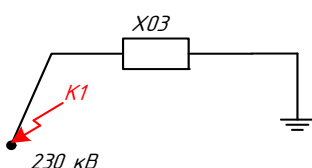
Расчет суммарного сопротивления нулевой последовательности для точки к.з. К1.

$$X01 := \frac{(X_{c10} + X_{\text{ВЛ.с10}}) \cdot (X_{c20} + X_{\text{ВЛ.с20}})}{X_{c10} + X_{\text{ВЛ.с10}} + X_{c20} + X_{\text{ВЛ.с20}}} = 88.462 \quad \text{Ом}$$

$$X02 := \frac{X_{\text{T}}}{2} = 72.737 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчет токов КЗ

$$X_{03} := \frac{X_{01} \cdot X_{02}}{X_{01} + X_{02}} = 39.916 \quad \text{Ом}$$



$$X_{0.\text{ЭКВ}} := X_{03} = 39.916 \qquad X_{\text{ЭКВ.К1}} = 29.975$$

$$I_{0.\text{К1}} := \frac{3U_{\text{НОМ.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot (2X_{\text{ЭКВ.К1}} + X_{0.\text{ЭКВ}})} = 3.989$$

Расчет токов КЗ.

Периодическая составляющая тока КЗ, кА:

$$I_{0.\text{К1}} = 3.989$$

Апериодическая составляющая тока КЗ, кА:

$$I_{0.\text{К1.а}} := \sqrt{2} \cdot I_{0.\text{К1}} = 5.641$$

Ударный ток КЗ, кА:

$$I_{0.\text{К1.уд}} := 1.78\sqrt{2} \cdot I_{0.\text{К1}} = 10.042$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г  
Расчет молниезащиты и заземления

**Расчет молниезащиты ПП 220 кВ Амга**

Размеры ОРУ:

$$A := 50$$

$$B := 50$$

Высота молниеотводов:

$$h_1 := 16.3 \quad h_3 := 20.1$$

$$h_2 := 16.3 \quad h_4 := 20.1$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} := 28$$

$$L_{14} := 28$$

$$L_{23} := 38.6$$

$$L_{34} := 37$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{эф1} := 0.85 \cdot h_1 = 13.855$$

$$h_{эф2} := 0.85 \cdot h_2 = 13.855$$

$$h_{эф3} := 0.85 \cdot h_3 = 17.085$$

$$h_{эф4} := 0.85 \cdot h_4 = 17.085$$

Радиусы зон защиты на уровне земли:

$$r_{01} := (1.1 - 0.002 \cdot h_1)h_1 = 17.399$$

$$r_{02} := (1.1 - 0.002 \cdot h_2)h_2 = 17.399$$

$$r_{03} := (1.1 - 0.002 \cdot h_3)h_3 = 21.302$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет молниезащиты и заземления

$$r_{04} := (1.1 - 0.002 \cdot h_4)h_4 = 21.302$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x := 4.9$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{x1} := r_{01} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}1}}\right) = 11.245$$

$$r_{x2} := r_{02} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}2}}\right) = 11.245$$

$$r_{x3} := r_{03} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}3}}\right) = 15.193$$

$$r_{x4} := r_{04} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}4}}\right) = 15.193$$

Высота линейного поргала:

$$h_{x1} := 11$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{x1.2} := r_{01} \cdot \left(1 - \frac{h_{x1}}{h_{\text{эф}1}}\right) = 3.585$$

$$r_{x2.2} := r_{02} \cdot \left(1 - \frac{h_{x1}}{h_{\text{эф}2}}\right) = 3.585$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет молниезащиты и заземления

$$r_{x3.2} := r_{03} \cdot \left( 1 - \frac{h_{x1}}{h_{\text{эф}3}} \right) = 7.587$$

$$r_{x4.2} := r_{04} \cdot \left( 1 - \frac{h_{x1}}{h_{\text{эф}4}} \right) = 7.587$$

Наименьшие высоты внутренних зон:

- между M01 и M02:

$$h_{cx12'} := h_{\text{эф}1} - \left( 0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1 \right) \cdot (L_{12} - h_1) = 11.809$$

$$h_{cx12''} := h_{\text{эф}2} - \left( 0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2 \right) \cdot (L_{12} - h_2) = 11.809$$

$$h_{cx12} := \frac{h_{cx12'} + h_{cx12''}}{2} = 11.809$$

- между M01 и M04:

$$h_{cx14'} := h_{\text{эф}1} - \left( 0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1 \right) \cdot (L_{14} - h_1) = 11.809$$

$$h_{cx14''} := h_{\text{эф}4} - \left( 0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_4 \right) \cdot (L_{14} - h_4) = 15.694$$

$$h_{cx14} := \frac{h_{cx14'} + h_{cx14''}}{2} = 13.752$$

- между M03 и M02:

$$h_{cx23'} := h_{\text{эф}2} - \left( 0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2 \right) \cdot (L_{23} - h_2) = 9.955$$

$$h_{cx23''} := h_{\text{эф}3} - \left( 0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_3 \right) \cdot (L_{23} - h_3) = 13.828$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет молниезащиты и заземления

$$h_{cx23} := \frac{h_{cx23'} + h_{cx23''}}{2} = 11.892$$

- между M03 и M04:

$$h_{cx34'} := h_{эф3} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_3\right) \cdot (L_{34} - h_3) = 14.11$$

$$h_{cx34''} := h_{эф4} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_4\right) \cdot (L_{34} - h_4) = 14.11$$

$$h_{cx34} := \frac{h_{cx34'} + h_{cx34''}}{2} = 14.11$$

Наименьшая ширина внутренних зон на уровне защищаемого объекта:

- между M01 и M02:

$$r_{cx12'} := r_{01} \cdot \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}} = 10.179$$

$$r_{cx12''} := r_{02} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}} = 10.179$$

$$r_{cx12} := \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2} = 10.179$$

- между M01 и M04:

$$r_{cx14'} := r_{01} \cdot \frac{h_{cx14'} - h_x}{h_{cx14'}} = 10.179$$

$$r_{cx14''} := r_{04} \cdot \frac{h_{cx14''} - h_x}{h_{cx14''}} = 14.651$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет молниезащиты и заземления

$$r_{cx14} := \frac{r_{cx14'} + r_{cx14''}}{2} = 12.415$$

- между M02 и M03:

$$r_{cx23'} := r_{02} \cdot \frac{h_{cx23'} - h_x}{h_{cx23'}} = 8.835$$

$$r_{cx23''} := r_{03} \cdot \frac{h_{cx23''} - h_x}{h_{cx23''}} = 13.754$$

$$r_{cx23} := \frac{r_{cx23'} + r_{cx23''}}{2} = 11.294$$

- между M03 и M04:

$$r_{cx34'} := r_{03} \cdot \frac{h_{cx34'} - h_x}{h_{cx34'}} = 13.904$$

$$r_{cx34''} := r_{04} \cdot \frac{h_{cx34''} - h_x}{h_{cx34''}} = 13.904$$

$$r_{cx34} := \frac{r_{cx34'} + r_{cx34''}}{2} = 12.415$$

**Расчет заземляющего устройства ПП 220 кВ Амга**

Площадь, используемая под заземлитель:

$$S_{\text{зз}} := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = 2.809 \times 10^3$$

Расстояние между полосами сетки:

$$a := 5$$

Общая длина горизонтальных полос в сетке:



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет молниезащиты и заземления

$$L_{\Gamma} := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot \left( \frac{B + 2 \cdot 1.5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1.5) \cdot \left( \frac{A + 2 \cdot 1.5}{a} \right) = 1.124 \times 10^3$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$

Число ячеек:

$$m_{\text{расч}} := \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} = 10.6$$

$$m := 11$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L := 2\sqrt{S} \cdot (m + 1) = 1.272 \times 10^3$$

Число вертикальных электродов:

$$n_{\text{в}} := \text{round} \left( \frac{4\sqrt{S}}{a} \right) = 42$$

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций, R практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$l_{\text{в}} := 5$  - длина вертикальных электродов

$$R_{\text{ПС}} := 140 \cdot \left( \frac{0.15}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_{\text{в}} \cdot l_{\text{в}}} \right) = 0.491 \qquad \frac{l_{\text{в}}}{\sqrt{S}} = 0.094$$

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находится за пределами заземлителя).

Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.

Стационарное сопротивление заземления ПС:

$$R_{\text{стац}} := \frac{6.5 \cdot R_{\text{ПС}}}{6.5 + R_{\text{ПС}}} = 0.456$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет молниезащиты и заземления

Импульсное сопротивление заземляющего контура во время  
грозового сезона.

$$I_{\text{МОЛН}} := 55$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{ИМП}} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(140 + 320) \cdot (I_{\text{МОЛН}} + 45)}} = 1.315$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_{\text{ИМП}} := \alpha_{\text{ИМП}} \cdot R_{\text{СТАЦ}} = 0.6$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д  
Расчеты РЗА

**1. Расчет параметров сетевого оборудования.**

**1.1 Расчет параметров защищаемой линии (провод АС-240).**

$$r_0 := 0.156$$

$$x_0 := 0.412$$

$$z_0 := \sqrt{r_0^2 + x_0^2} = 0.441$$

$$l_{\text{ВЛ}} := 127.9$$

$$R_{\text{Л}} := r_0 \cdot l_{\text{ВЛ}} = 19.952$$

$$X_{\text{Л}} := x_0 \cdot l_{\text{ВЛ}} = 52.695$$

$$Z_{\text{Л}} := \sqrt{R_{\text{Л}}^2 + X_{\text{Л}}^2} = 56.346$$

$$Z_{\text{Л.КОМПЛ}} := R_{\text{Л}} + i \cdot X_{\text{Л}} = 19.952 + 52.695i$$

$$\phi_{\text{Л}} := \arg(Z_{\text{Л.КОМПЛ}}) \cdot \frac{180}{\pi} = 69.261$$

$$I_{\text{макс.раб.ЛЭП}} := 197$$

$$k_{\text{ГТ}} := \frac{300}{5}$$

$$k_{\text{ГН}} := \frac{220000}{100} = 2.2 \times 10^3$$

$$k_{\text{Гс}} := \frac{k_{\text{ГН}}}{k_{\text{ГТ}}} = 36.667$$

**1.2 Расчет параметров линий прилегающей сети.**

Параметры ВЛ, предыдущей относительно защищаемой - ВЛ 220 кВ - НПС-18 - Нижний Куранах):

$$Z_{\text{Л.пред}} := \sqrt{11.58^2 + 51.76^2} = 53.04$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д  
Расчеты РЗА

Параметры силового трансформатора на ПС 220 кВ Нижний Куранах:

$$Z_{T2} := \sqrt{1.36^2 + 101.4^2} = 101.409$$

### 1.3 Расчет токов КЗ

Ток на шинах ВН ПП Амга:

$$I_{1.K1} := 4.43 \quad I_{2.K1} := I_{1.K1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 3.836 \quad I_{0.K1} := 3.989$$

Ток на шинах ВН ПС 220 кВ Н.Куранах

$$I_{1.K2} := 5.2 \quad I_{2.K2} := I_{1.K2} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 4.503 \quad I_{0.K2} := 5.4$$

Ток на шинах СН ПС 220 кВ Н.Куранах

$$I_{1.K3} := 4.8 \quad I_{2.K3} := I_{1.K3} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 4.157 \quad I_{0.K3} := 4.5$$

Ток на шинах ВН ПС 220 кВ НПС-18

$$I_{1.K4} := 6.2 \quad I_{2.K4} := I_{1.K4} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 5.369 \quad I_{0.K4} := 6.3$$

Ток на шинах НН ПС 220 кВ НПС-18

$$I_{1.K5} := 18.1 \quad I_{2.K5} := I_{1.K5} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 15.675$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д  
Расчеты РЗА

## 2. Расчет защит ЛЭП

### 3.1 Расчет ДЗ

#### Расчет 1 ступени ДЗ.

Отстройка от КЗ на шинах подстанции, примыкающей к противоположному концу линии:

$$z_{\text{ср.1}} := 0.85 \cdot Z_{\text{Л}} = 47.894 \qquad Z_{\text{Л}} = 56.346$$

#### Расчет 2 ступени ДЗ.

Отстройка от КЗ на шинах низшего (среднего) напряжения предыдущей ПС:

Определим ток КЗ, протекающий в трансформаторе на ПС НПС-12 при КЗ на стороне НН (ток, приведенный к стороне ВН).

$$I_{\text{кз.сумм.н.кур}} := I_{1.К2} = 5.2$$

$$z_{\text{ЭКВ}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.сумм.н.кур}}} = 25.537$$

$$I_{\text{кз.тр1}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Т2}})} = 1.046$$

Ток КЗ, протекающий в защите:

$$I_{\text{кз.защ}} := I_{1.К1}$$

$$K_{\text{ТОК1}} := \frac{I_{\text{кз.защ}}}{I_{\text{кз.тр1}}} = 4.235 \qquad Z_{\text{Т}} := \frac{11}{100} \cdot \frac{220^2}{63} = 84.508$$

$$z_{\text{ср.П.1}} := 0.85 \cdot \left( Z_{\text{Л}} + \frac{Z_{\text{Т}}}{K_{\text{ТОК1}}} \right) = 64.855$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д  
Расчеты РЗА

Согласование с 1 ступенью защиты предыдущей линии.

Ток КЗ, протекающий в защите ПС Н.Куранах при КЗ на ПС НПС-18

$$I_{\text{кз.подт}} := I_{1.К2} = 5.2$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.подт}}} = 25.537$$

$$I_{\text{кз.1}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{л.пред}})} = 1.69$$

Ток КЗ, протекающий в защите ПП Амга при КЗ на ПС Н,Куранах

$$I_{\text{кз.2}} := I_{1.К1}$$

$$K_{\text{ТОК}} := \frac{I_{\text{кз.1}}}{I_{\text{кз.2}}} = 0.381$$

$$Z_{\text{ср.П.2}} := 0.85 \cdot Z_{\text{л}} + \frac{0.66}{K_{\text{ТОК}}} \cdot Z_{\text{л.пред}} = 139.658$$

Расчет чувствительности:

Сопротивление в месте установки защиты при КЗ на шинах противоположной ПС:

$$Z_{\text{кз}} := Z_{\text{л}} = 56.346$$

$$k_{\text{ч1}} := \frac{Z_{\text{ср.П.2}}}{Z_{\text{кз}}} = 2.479$$

Сопротивление срабатывания, выбранное по условию 2 обеспечивает минимальную чувствительность защиты. Принимаем окончательно:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д  
Расчеты РЗА

$$z_{\text{ср. II}} := z_{\text{ср. II.2}} = 139.658$$

Выдержку времени 2 ступени примем по условию согласования с 1 ступенью защиты предыдущей ПС.

$$\Delta t := 0.5$$

$$t_{\text{сз II}} := 0.5 + \Delta t = 1$$

### Расчет 3 ступени ДЗ.

Расчет зоны срабатывания 3 ступени ДЗ произведем аналитически.

$$\phi_{\text{Л}} = 69.261 \text{ - угол линии;}$$

$$\phi_{\text{раб}} := 30 \text{ - угол нагрузки;}$$

$$k_{\text{Н}} := 1.2 \text{ - коэф. надежности;}$$

$$k_{\text{В}} := 0.85 \text{ - коэф. возврата;}$$

$$k_{\text{самозап}} := 1.5 \text{ - коэф. самозапуска;}$$

$$I_{\text{раб. макс}} := 450 \text{ - максимальный рабочий ток;}$$

$$U_{\text{НОМ. ВЛ}} := 220000$$

$$U_{\text{min}} := 0.9 \cdot U_{\text{НОМ. ВЛ}}$$

$$z_{\text{ср. III. расч}} := \frac{U_{\text{min}}}{\frac{\sqrt{3} \cdot k_{\text{самозап}} \cdot I_{\text{раб. макс}}}{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{В}} \cdot \cos[(\phi_{\text{Л}} - \phi_{\text{раб}}) \text{deg}]} = 214.442$$

Расчет чувствительности:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д  
Расчеты РЗА

$$Z_{кз} := Z_{л} + Z_{л.пред} = 109.385$$

$$k_{ч5} := \frac{Z_{ср.Ш.расч}}{Z_{кз}} = 1.96$$

Окончательно:

$$Z_{ср.Ш} := Z_{ср.Ш.расч} = 214.442$$

Выдержку времени 3 ступени примем по условию согласования со 2 ступенью защиты предыдущей ПС и отстройки от периода качаний.

$$\Delta t := 0.5 \quad t_{кач} := 2$$

$$t_{сзШ} := 0.5 + t_{кач} + \Delta t = 3$$

Окончательно принятые уставки ДЗ:

$$Z_{ср.І} = 47.894$$

$$t_{сзІ} := 0.05$$

$$Z_{ср.ІІ} = 139.658$$

$$t_{сзІІ} = 1$$

$$Z_{ср.ІІІ} = 214.442$$

$$t_{сзІІІ} = 3$$

$$Z_{ср.І.втор} := \frac{Z_{ср.І}}{k_{Тс}} = 1.306$$

$$Z_{ср.ІІ.втор} := \frac{Z_{ср.ІІ}}{k_{Тс}} = 3.809$$

$$Z_{ср.ІІІ.втор} := \frac{Z_{ср.ІІІ}}{k_{Тс}} = 5.848$$

**Пересчет выбранных уставок в полигональную характеристику:**



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д  
Расчеты РЗА

$$\varphi_{\text{мч}} := \phi_{\text{л}} \cdot \text{deg} = 1.209$$

$$\phi_{\text{л}} = 69.261$$

$$\varphi_{\text{мч}} \cdot \frac{180}{3.14} = 69.296$$

$$z_{\text{ср. I}} = 47.894$$

Пересчет 1 ступени ДЗ

$$X_{1.a} := \frac{[z_{\text{ср. I}} \cdot (1 + \sin(\varphi_{\text{мч}}))]}{2} = 46.342$$

$$X_{1.a.\text{втор}} := \frac{X_{1.a}}{k_{\text{TC}}} = 1.264$$

$$R_{1.a} := \frac{z_{\text{ср. I}}}{2 \sin(\varphi_{\text{мч}})} = 25.606$$

$$R_{1.a.\text{втор}} := \frac{R_{1.a}}{k_{\text{TC}}} = 0.698$$

Пересчет 2 ступени ДЗ

$$X_{2.a} := \frac{[z_{\text{ср. II}} \cdot (1 + \sin(\varphi_{\text{мч}}))]}{2} = 135.133$$

$$X_{2.a.\text{втор}} := \frac{X_{2.a}}{k_{\text{TC}}} = 3.685$$

$$R_{2.a} := \frac{z_{\text{ср. II}}}{2 \sin(\varphi_{\text{мч}})} = 74.667$$

$$R_{2.a.\text{втор}} := \frac{R_{2.a}}{k_{\text{TC}}} = 2.036$$

Пересчет 3 ступени ДЗ

$$X_{3.a} := \frac{[z_{\text{ср. III}} \cdot (1 + \sin(\varphi_{\text{мч}}))]}{2} = 207.494$$

$$X_{3.a.\text{втор}} := \frac{X_{3.a}}{k_{\text{TC}}} = 5.659$$

$$R_{3.a} := \frac{z_{\text{ср. III}}}{2 \sin(\varphi_{\text{мч}})} = 114.65$$

$$R_{3.a.\text{втор}} := \frac{R_{3.a}}{k_{\text{TC}}} = 3.127$$

### 3.2 Расчет ТЗНП.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д  
Расчеты РЗА

**Расчет 1 ступени срабатывания РТНП:**

Отстройка от КЗ на землю на шинах предыдущей ПС:

$I_{0.кз} := I_{0.к1} \cdot 1000$  - утроенный ток нулевой последовательности,  
протекающий в защите ПП Амга при КЗ на шинах ПС  
Н.Куранах

$k_{отс} := 1.3$  - коэф. отстройки;

$$I_{сз.л.п} := k_{отс} \cdot I_{0.кз} = 5.186 \times 10^3$$

Выдержка времени:

$$t_{сз.л.п} := 0.3$$

**Расчет 2 ступени срабатывания РТНП:**

Согласование с 1 ступенью защиты предыдущей ЛЭП:

$I_{0.кз} := I_{0.к3} \cdot 1000$  - утроенный ток нулевой последовательности,  
протекающий в защите ПС НПС-12 при КЗ на шинах  
ПС Городская

$$k_{отс} := 1.3$$

$$I_{сз.л.пред} := k_{отс} \cdot I_{0.кз} = 5.85 \times 10^3$$

$$k_{ток.0} := 0.5$$

$$I_{сз.л.п} := k_{отс} \cdot k_{ток.0} \cdot I_{сз.л.пред} = 3.803 \times 10^3$$

Расчет чувствительности. 2 ступень ТЗНП должна обеспечивать чувствительность в максимальном режиме:

$$I_{0.кз.макс} := 2 \cdot I_{0.к1} \cdot 1000$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д  
Расчеты РЗА

$$k_{ч.Ш} := \frac{I_{0.кз.макс}}{I_{сз.Ш.п}} = 2.098$$

Выдержку времени 2 ступени выбираем по условию согласования с 1 ступенью защиты предыдущей ЛЭП и отстройки от времени работы УРОВ предыдущей ПС:

$$t_{сз2.п} := 0.3 + 0.3 + \Delta t = 1.1$$

**Расчет 3 ступени срабатывания РТНП:**

Отстройка от броска тока намагничивания трансформатора на ПС Н.Куранах:

$$I_{раб.макс.транс.ВН.т2} := \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 165.332$$

$$I_{БТН} := 6 \cdot I_{раб.макс.транс.ВН.т2} = 991.993$$

$$k_{отс} := 1.1$$

$$I_{сз.Ш.п} := k_{отс} \cdot I_{БТН} = 1.091 \times 10^3$$

Расчет чувствительности:

$$I_{0.кз.мин} := 0.8 I_{0.кз} = 3.6 \times 10^3$$

$$k_{ч.Ш} := \frac{0.5 \cdot I_{0.к1} \cdot 1000}{I_{сз.Ш.п}} = 1.828$$

Выдержку времени 3 ступени выбираем по условию согласования со 2 ступенью защиты предыдущей ЛЭП:

$$t_{сз3.п} := 1.1 + \Delta t = 1.6$$

**Расчет 4 ступени срабатывания РТНП:**

Отстройка от токов небаланса при 3ф КЗ за трансформатором предыдущей

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д  
Расчеты РЗА

ПС.

Ток в защите при 3ф КЗ за трансформатором на ПП Амга

$$I_{\text{кз.транс}} := 1050$$

$$k_{\text{отс}} := 0.1$$

$$I_{\text{сз.IV.п}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз.транс}} = 105$$

Расчет чувствительности:

$$I_{0.\text{кз.защ}} := 1100$$

$$k_{\text{ч.IV}} := \frac{0.5 \cdot I_{0.\text{кз.1}} \cdot 1000}{I_{\text{сз.IV.п}}} = 18.995$$

Выдержку времени 4 ступени выбираем по условию согласования с 3 ступенью защиты предыдущей ЛЭП:

$$t_{\text{сз4.п}} := 1.6 + \Delta t = 2.1$$

Окончательно принятые уставки ТЗНП, А:

$$I_{\text{сз.I.п}} = 5.186 \times 10^3 \quad I_{\text{сз.I.в}} := \frac{I_{\text{сз.I.п}}}{80} = 64.821 \quad t_{\text{сз1.п}} = 0.3$$

$$I_{\text{сз.II.п}} = 3.803 \times 10^3 \quad I_{\text{сз.II.в}} := \frac{I_{\text{сз.II.п}}}{80} = 47.531 \quad t_{\text{сз2.п}} = 1.1$$

$$I_{\text{сз.III.п}} = 1.091 \times 10^3 \quad I_{\text{сз.III.в}} := \frac{I_{\text{сз.III.п}}}{80} = 13.64 \quad t_{\text{сз3.п}} = 1.6$$

$$I_{\text{сз.IV.п}} = 105 \quad I_{\text{сз.IV.в}} := \frac{I_{\text{сз.IV.п}}}{80} = 1.313 \quad t_{\text{сз4.п}} = 2.1$$

### 3.3 Расчет токовой отсечки.

Ток при КЗ на ПС Н.Куранах протекающий в защите на ПП Амга

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д  
Расчеты РЗА

$$I_{\text{кз.подт}} := I_{1.K1} = 4.43$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.подт}}} = 29.975$$

$$I_{\text{кз.2}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Л}})} = 1.538$$

Токв защите при КЗ у шин ПП Амга

$$I_{\text{кз.л}} := I_{1.K1} = 4.43$$

$$k_{\text{отс}} := 1.3$$

$$I_{\text{ср.отсечки}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз.2}} \cdot 1000 = 2 \times 10^3$$

$$I_{\text{ср.отсечки.в}} := \frac{I_{\text{ср.отсечки}}}{80} = 24.998$$

Выдержка времени:

$$t_{\text{МТО.а}} := 0.05$$

Проверку чувствительности выполним графически. Токовая отсечка должна обеспечивать чувствительность не менее 20% защищаемой ЛЭП.

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д Расчеты РЗА

