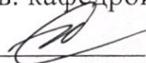


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
« 14 » 06 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрических сетей Южно-Якутского энергорайона республики Саха (Якутия) в связи с подключением объектов ТЭСЭР Южной Якутии

Исполнитель

студент группы 542 об 2  13.06.19 О.А. Терехов  
подпись, дата

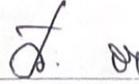
Руководитель

доцент, канд.техн.наук  13.06.19 А.А. Казакул  
подпись, дата

Консультант по  
безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

 13.06.2019 А.Б. Булгаков  
подпись, дата

Нормоконтроль

ст. преподаватель

 14.06.2019 Н.С. Бодруг  
подпись, дата

Благовещенск 2019

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

« 05 » 04 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Жеряева Олега  
Анатовича

1. Тема выпускной квалификационной работы:  
Конструирование электрических сетей Южно-Якутского энергосистемного  
реструктуризации (ЯЭУС) в связи с подключением объектов ТОЭСР Южной Якутии  
(утверждено приказом от 04.04.19 № 759-ур)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 3.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы по  
предыдущей практике, архивная схема  
Южной Якутии

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

Общие характеристики района проектирования; расчет и  
проектирование электрических нагрузок; разработка вариантов

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Чертежи - 6 шт,  
таблицы 56, программные продукты - 2

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Консультант по безопасности и экологичности  
А.Б. Булмаков

7. Дата выдачи задания 5.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козакин А.А. д.т.н., с.п.н.  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 124 с., 11 рисунков, 56 таблиц, 30 источников, 5 приложений.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ, ТРАНСФОРМАТОРЫ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ТКЗ.

Цель выпускной квалификационной работы – реконструкция сетей Южной Якутии в связи с подключением объектов ТЭСЭР «Территория опережающего социально-экономического развития». Для решения поставленной задачи рассмотрено несколько вариантов конфигурации сети, выбран наиболее подходящий. Выполнен расчет электрических режимов, выбор оборудования на ПС, расчет ТКЗ, расчет заземления и молниезащиты.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1. Анализ состояния электрических сетей Южной Якутии	9
1.1 Климатическая характеристика	9
1.2 Характеристика источников питания района	10
1.3 Характеристика электрических сетей района подключения	13
1.4 Анализ существующих режимов	13
2. Разработка вариантов подключения подстанции	24
2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	24
2.2 Разработка вариантов конфигурации подключения	25
2.2.1 Выбор номинального напряжения	29
2.2.2 Компенсация реактивной мощности	29
2.2.3 Выбор сечений линий электропередачи	30
2.2.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов указанной подстанции	32
3. Расчет и анализ режимов	34
3.1 Выбор эквивалента сети для расчета режимов	34
3.2 Подготовка исходных данных для расчета	35
3.3 Расчет нормальных режимов и их анализ	35
3.4 Расчет послеаварийных режимов и их анализ	46
3.5 Сравнительный анализ режимов 2 вариантов конфигурации сети и выбор наилучшего варианта	56
4. Расчет токов короткого замыкания	63
4.1 Конструктивное исполнение ПС Налдинская	67
4.2 Выбор и проверка выключателей	67
4.3 Выбор и проверка разъединителей	69
4.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	70

4.5	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	74
4.6	Выбор и проверка ячеек КРУ	76
4.7	Выбор и проверка сборных шин и изоляторов	77
4.8	Выбор и проверка ТСН	82
4.9	Выбор и проверка ОПН	83
4.10	Выбор и проверка устройств ВЧ обработки	85
5.	Разработка заземления и молниезащиты ПС Налдинская	87
5.1	Конструктивное исполнение заземления ПС Налдинская	87
5.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	88
6.	Релейная защита и автоматика	91
6.1	Расстановка комплексов защиты и автоматики	91
6.2	Устройства релейной защиты от повреждения трансформаторов	91
6.3	Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора	93
6.4	Расчет уставок максимальной токовой защиты	102
6.5	Релейная защита воздушной линии напряжением 110 кВ	108
7.	Безопасность и экологичность проекта	110
7.1	Безопасность	110
7.2	Экологичность	114
7.3	Чрезвычайность	119
	Заключение	121
	Библиографической список	122
	Приложение А Прогнозирование нагрузок	125
	Приложение Б Выбор трансформаторов на ПС и проводов ВЛ в ПВК	131
	Приложение В Экономический расчет двух вариантов конфигурации сети	134
	Приложение Г Расчет молниезащиты	141
	Приложение Д Расчет режима	148

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ВЛ – воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ТОСЭР – Территория опережающего социально – экономического развития;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – собственные нужды;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ИП – источник питания;

ЛЭП – линия электропередачи.

## ВВЕДЕНИЕ

Основной фактор который определяет развитие электрических сетей – это реконструкция и технический прогресс.

Территория опережающего социально-экономического развития (ТОСЭР) – часть территории субъекта Российской Федерации, на которой в соответствии с решением Правительства Российской Федерации установлен особый правовой режим осуществления предпринимательской и иной деятельности в целях формирования благоприятных условий для привлечения инвестиций, обеспечения ускоренного социально-экономического развития и создания комфортных условий для обеспечения жизнедеятельности населения.

ТОСЭР «Южная Якутия» создан постановлением Правительства РФ от 28.12.2016 № 1524 на территории Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия). Главными участниками ТОСЭР «Южная Якутия» являются угледобывающие предприятия АО ГОК «Денисовский» и АО ГОК «Инаглинский» (входящие в состав ООО «УК «Колмар»). Предприятия ведут добычу угля открытым и подземным способами на границах Чульмаканского и Денисовского месторождений Южно-Якутского каменноугольного бассейна. ГОК «Инаглинский» является крупнейшим из строящихся угледобывающих предприятий в России за последние 15 лет.

В 2018 году начата подготовка к строительству фабрики «Инаглинская-2», проектная мощность 12 млн тонн переработки рядового угля в год, шахты 1 и 2 очереди и строительство объектов железнодорожной инфраструктуры - станции «Инаглинская-2» и подъездных путей от станции «Чульбасс» до станции «Инаглинская-2» в связи с этим требуется строительство новой подстанции.

Поэтому, для написания выпускной квалификационной работы принята тема «Реконструкция электрических сетей Южно-Якутского энергорайона республики Саха (Якутия) в связи с подключением объектов ТОСЭР Южной Якутии».

Цель выпускной квалификационной работы – строительство и подключение подстанции «Налдинская».

Для реализации поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- Разработка вариантов развития электрической сети и выбор наиболее подходящего;
- Анализ режимов;
- Расчет ТКЗ;
- Выбор оборудования на подстанции;
- Разработка молниезащиты и заземления.

Также при разработке были задействованы программно – вычислительные комплексы (RastrWin3, MathCad 2015) для расчетов режимов, оборудования и молниезащиты.

# 1. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЮЖНОЙ ЯКУТИИ

## 1.1 Климатическая характеристика Южной Якутии

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

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатическая характеристика	Расчетная величина
1	2
Район по ветру	II
Нормативная скорость ветра, м/сек	8
Район по гололеду	III
Нормативная стенка гололеда, мм	15
Низшая температура воздуха, °С	-50
Среднегодовая температура воздуха, °С	-2,9
Высшая температура воздуха, °С	45
Число грозových часов в год	20
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	1,9
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<30
Вес снегового покрова, кгс/м <sup>2</sup>	50
Продолжительность отопительного периода, сут.	260
Температура гололедообразования, °С	-10
Степень загрязнения атмосферы	I
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	3
Сейсмичность района, балл.	6

1	2
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в летний период, Ом·м	43
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в зимний период, Ом·м	61

## 1.2 Характеристика источников питания района

В настоящее время в Южной Якутии имеется 2 ИП. Нерюнгринская ГРЭС расположена в пгт. Серебряный бор, Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия). Строительство станции было начато в 1980 году, в декабре 1983 года был введен в эксплуатацию первый энергоблок. Входит в качестве филиала в состав АО «Дальневосточная генерирующая компания» (входит в группу Рус-Гидро).

Нерюнгринская ГРЭС представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 570 МВт, установленная тепловая мощность — 820 Гкал/час. Тепловая схема станции — блочная. В качестве используется каменный уголь Нерюнгринского месторождения. Основное оборудование станции включает в себя:

1) Энергоблок № 1 мощностью 190 МВт, включающий в себя паровую турбину К-210-130-3, генератор ТГВ-200-2МУЗ и котлоагрегат ТПЕ-214, введен в 1982 году;

2) Энергоблок № 2 мощностью 190 МВт, включающий в себя паровую турбину Т-180/210-130-1, генератор ТГВ-200-2МУЗ и котлоагрегат ТПЕ-214, введен в 1984 году;

3) Энергоблок № 3 мощностью 190 МВт, включающий в себя паровую турбину Т-180/210-130-1, генератор ТГВ-200-2МУЗ; к/т ТПЕ – 214;

4) Пиковая водогрейная котельная в составе трёх водогрейных котлов КВТК-100-150 [28].

На ГРЭС два открытых распределительных устройства ОРУ-110 (рис. 1) и ОРУ-220 кВ (рис. 2), выполненные по схеме две рабочие секционированные, с обходной системой шин. Связь двух распределительных устройств осуществляется через 2 автотрансформатора типа АДЦТН-125000/220/110-75-У1.

Отпуск электроэнергии в энергосистему производится через открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 110 и 220 кВ по следующим линиям электропередачи:

- 1) КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС — ПС Тында с отпайкой на ПС НПС-19, 2 цепи;
- 2) ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС — ПС НПС-18, 2 цепи;
- 3) ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС — ПС СХК, 2 цепи (Л-119, Л-120);
- 4) ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС — Чульманская ТЭЦ, 2 цепи;
- 5) ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС — ПС ОФ, 2 цепи (Л-116, Л-117).

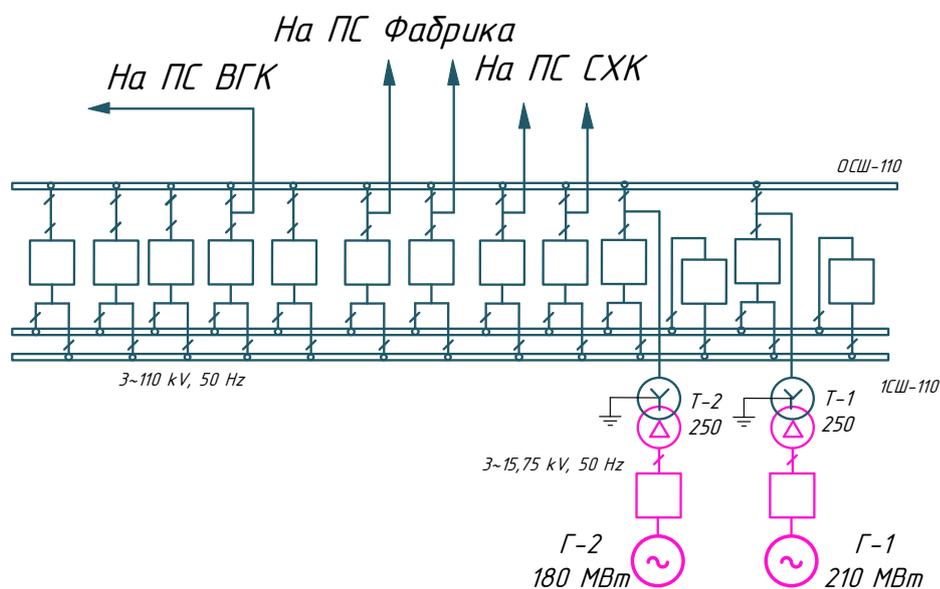


Рисунок 1 – ОРУ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС

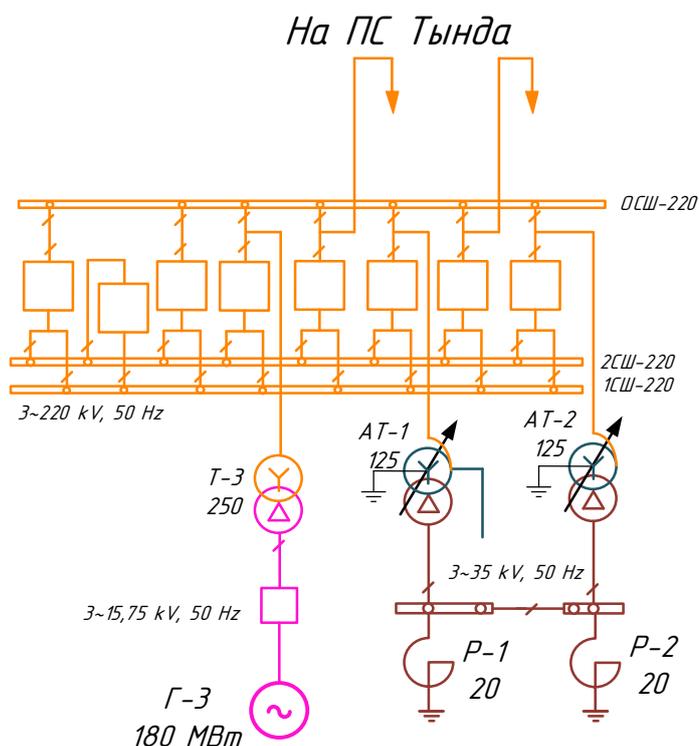


Рисунок 2 – ОРУ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС

Чульманская ТЭЦ – тепловая электростанция, расположенная в пгт. Чульман Нерюнгринского района республики Саха (Якутия). Входит в филиал «Нерюнгринская ГРЭС», АО «Дальневосточная генерирующая компания» (входит в группу РусГидро).

Чульманская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию (теплоэлектроцентраль) с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 48 МВт, установленная тепловая мощность — 165 Гкал/час.. В качестве топлива используется каменный уголь Нерюнгринского месторождения. Основное оборудование станции включает в себя:

- 1) Турбоагрегат № 3 мощностью 12 МВт, в составе турбины ПТ-12-35/10М с генератором Т-2-12-2УЗ.
- 2) Турбоагрегат № 5 мощностью 12 МВт, в составе турбины К-12-35 с генератором Т-2-12-2.
- 3) Турбоагрегат № 6 мощностью 12 МВт, в составе турбины ПТ-12-35/10М с генератором Т-2-12-2УЗ.

4) Турбоагрегат № 7 мощностью 12 МВт, в составе турбины ПТ-12-35/10М с генератором Т-2-12-2УЗ [29].

Выдача электроэнергии в энергосистему производится через открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 35 и 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

- 1) ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ — Нерюнгринская ГРЭС (2 цепи);
- 2) ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ — ПС Хатыми с отпайками;
- 3) ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ — ПС Малый Нимныр с отпайками;
- 4) ВЛ 35 кВ Чульманская ТЭЦ — ПС Аэропорт (2 цепи).

### **1.3 Характеристика электрических сетей района подключения**

Существующая электрическая сеть района подключения Южной Якутии сформирована на напряжении 220, 110, 35 кВ протяженностью 551,4 км, 570,2 км и 298 км. Большая часть линий электропередачи выполнена на деревянных опорах (около 80%). В районе подключения находится 24 ПС 110 кВ и 3 ПС 220 кВ. В данной ВКР рассматриваются ПС и ЛЭП только на напряжении 110 и 220 кВ Южно – Якутского энергорайона.

### **1.4 Анализ существующих режимов**

Режим электроэнергетической системы – это состояние, определяемое параметрами в определенный момент времени. Расчет режимов работы является неотъемлемой частью проектирования электрических сетей. По результатам расчета можно получить параметры режима, такие как, перетоки активной и реактивной мощности, потери в элементах сети, уровни напряжения, токовую загрузку ЛЭП и трансформаторов и т.д.

В данной ВКР для расчета режимов использован ПВК RastrWin 3. Чтобы рассчитать режим в ПВК RastrWin 3, необходимо рассчитать параметры линии, трансформаторов и т.д.

Активное сопротивление линии определяется по формуле:

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

где  $r_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{BL} = x_0 \cdot l_{BL}, \quad (2)$$

где  $x_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{BL}, \quad (3)$$

где  $b_0$  – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находим по формулам:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}, \quad (4)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}, \quad (5)$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1, \quad (6)$$

где  $K_{TH}, K_{TC}, K_{TB}$  – коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой стороны;

$U_{HH}, U_{CH}, U_{BH}$  – напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трехобмоточного трансформатора.

Реактивные проводимости трансформаторов вычисляются по формулам:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (7)$$

где  $\Delta Q_{XX}$  – реактивные потери холостого хода, кВар.

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (8)$$

где  $\Delta P_{XX}$  – активные потери холостого хода, кВт.

Генераторы задаются активной мощностью, заданным модулем напряжения, пределами выработки и потреблением реактивной мощности.

Балансирующий узел задается заданным модулем напряжения и углом.

В таблицах 2, 3 показаны подготовленные исходные данные для расчета режимов.

Таблица 2 – Параметры узлов (зима)

Тип	Номер	Название	U_ном, кВ	P_н, МВт	Q_н, МВар	P_г, МВт	Q_г, МВар	V, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ген	1	110 Г-1	16	13.1	12.5	90.0	16.0	16.00
Ген	1	110 Г-1	16	13.1	12.5	170.0	18.0	16.0
Ген	2	110 Г-2	16	12.6	12.2	170.0	17.7	16.0
Ген	3	НГРЭС ОРУ 110 ВН	110	57.8	36.6		62.3	121.0
База	4	НГРЭС ОРУ 220 ВН	242			6.0	21.9	242.0
Нагр	6	НГРЭС АТ-2 Н	220					
Нагр	10	НГРЭС АТ-1 Н	220					
Нагр	12	НГРЭС АТ-1 НН	35	15.5	13.3			
Ген	13	НГРЭС ОРУ 220 Г-3	16	13.7	12.8	170.0	27.1	16.0
Нагр	14	НПС-18	220	11.8	5.1			
Нагр	17	О.Д.1	110					
Нагр	18	ПС Дежневская 1 сш	110	12.9	5.8			
Нагр	19	О.Д. 1	110					
Нагр	21	ЧТЭЦ ВН	110	7.3	2.6			
Ген	22	ЧТЭЦ Г-7	6	2.7	2.1	10.0	5.1	6.0
Нагр	23	ЧТЭЦ Г-6	6					
Нагр	24	ЧТЭЦ Г-5	6					
Ген	25	ЧТЭЦ Г-3	6	2.7	2.1	10.0	5.1	6.0
Нагр	26	О.И 1	110					
Нагр	27	ПС Инаглинская 1	110	11.3	4.5			
Нагр	28	О.У 1	110					
Нагр	29	ПС Угольная 1	110	0.5	0.2			
Нагр	37	ПС Хатыми ВН	110	0.7	0.2			
Нагр	39	ПС М.Нимныр ВН	110	0.2	0.2			
Нагр	41	О.Д.2	110					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	43	О.Д. 2	110					
Нагр	44	ПС Денисовская 2	110	13.4	5.4			
Нагр	45	О.И 2	110					
Нагр	47	О.У 2	110					
Нагр	48	ПС Б.Нимныр	110	0.5	0.2			
Нагр	49	ПС Юхта	110	0.1	0.1			
Нагр	50	ПС Лебединый	110	25.5	10.2			
Нагр	51	ПС В. Куранах	110	12.8	1.6			
Нагр	52	Отпайка В.Куранах	110					
Нагр	53	Н.Куранах 110	110	5.2	2.6			
Нагр	54	ПС ЗИФ	110	16.3	5.7			
Нагр	55	ПС НПС 17	220	18.1	3.0			
Нагр	56	О.17.1	220					
Нагр	57	О.17.2	220					
Нагр	58	ПС Н.Куранах 220	220					
Нагр	59	Н.К АТ 1 Н	220					
Нагр	60	Н.К АТ 1 НН	35	12.8	3.9			
Нагр	61	Н.К АТ 2 Н	220					
Нагр	72	Тында	220	200.0	80.0			
Нагр	73	НПС 15	220	16.2	4.4			
Нагр	74	Томмот	220	16.6	5.3			
Нагр	75	О.НПС 16	220					
Нагр	76	О.НПС 16	220					
Нагр	77	НПС 16	220	16.9	3.2			

Таблица 3 – Параметры ветвей (зима)

Тип	N_нач	N_кон	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Кт/г	P_нач, МВт	Q_нач, МВар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	3	1	НГРЭС ОРУ 110 ВН - 110 Г-1	0.15	6.10	85.3	0.132	156	-6
Тр-р	3	2	НГРЭС ОРУ 110 ВН - 110 Г-2	0.15	6.10	85.3	0.132	157	-6
Тр-р	6	3	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС ОРУ 110 ВН	0.48			0.500	92	10
Тр-р	6	12	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС АТ-1 НН	3.20	131.00		0.159	-8	-7
Тр-р	6	4	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-85	-3
Тр-р	10	3	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС ОРУ 110 ВН	0.48			0.500	92	10
Тр-р	10	12	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС АТ-1 НН	3.20	131.00		0.159	-8	-7
Тр-р	10	4	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-85	-3

Продолжение страницы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	4	13	НГРЭС ОРУ 220 ВН - НГРЭС ОРУ 220 Г-3	0.15	6.10	85.3	0.066	155	7
ЛЭП	3	17	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.1	2.54	6.48	-431.7		-35	4
ЛЭП	3	41	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.2	2.54	6.48	-43.2		-35	1
ЛЭП	17	18	О.Д.1 - ПС Дежневская 1 сш	0.95	1.62	-10.1		-6	-3
ЛЭП	41	18	О.Д.2 - ПС Дежневская 1 сш	0.95	1.62	-10.1		-6	-2
ЛЭП	17	19	О.Д.1 - О.Д. 1	0.37	0.95	-6.3		-29	2
ЛЭП	41	43	О.Д.2 - О.Д. 2	0.37	0.95	-6.3		-29	3
ЛЭП	43	44	О.Д. 2 - ПС Де- нисовская 2	0.02	0.05	-0.3		-7	-2
ЛЭП	19	44	О.Д. 1 - ПС Де- нисовская 2	0.02	0.04	-0.3		-7	-3
ЛЭП	19	21	О.Д. 1 - ЧТЭЦ ВН	1.44	3.68	-24.5		-22	5
ЛЭП	43	21	О.Д. 2 - ЧТЭЦ ВН	1.44	3.68	-24.5		-22	5
Тр-р	21	22	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-7	4.38	86.70	8.5	0.049	7	3
Тр-р	21	23	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-6	4.38	86.70	8.5	0.049		
Тр-р	21	24	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-5	4.38	86.70	8.5	0.049		
Тр-р	21	25	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-3	4.38	86.70	8.5	0.049	7	3
ЛЭП	21	26	ЧТЭЦ ВН - О.И 1	2.59	4.41	-27.7		-26	4
ЛЭП	21	45	ЧТЭЦ ВН - О.И 2	2.62	4.48	-27.9		-25	4
ЛЭП	26	27	О.И 1 - ПС Инаглинская 1	2.02	3.46	-21.6		-6	-2
ЛЭП	45	27	О.И 2 - ПС Инаглинская 1	2.02	3.46	-21.6		-6	-2
ЛЭП	26	28	О.И 1 - О.У 1	1.92	3.29	-20.5		-20	6
ЛЭП	45	47	О.И 2 - О.У 2	1.94	3.33	-20.8		-20	6
ЛЭП	28	29	О.У 1 - ПС Угольная 1	0.01	0.02	-0.1		0	0
ЛЭП	47	29	О.У 2 - ПС Угольная 1	0.01	0.02	-0.1		0	0
ЛЭП	47	37	О.У 2 - ПС Ха- тыми ВН	11.85	20.32	-126.6		-19	5
ЛЭП	28	39	О.У 1 - ПС М.Нимныр ВН	21.66	37.15	-231.4		-19	6
ЛЭП	37	39	ПС Хатыми ВН - ПС М.Нимныр ВН	10.25	17.57	-109.5		-18	4
ЛЭП	39	48	ПС М.Нимныр ВН - ПС Б.Нимныр	11.45	19.64	-122.4		-37	7
ЛЭП	48	49	ПС Б.Нимныр - ПС Юхта	4.93	8.46	-52.7		-35	7

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	49	50	ПС Юхта - ПС Лебединый	9.26	15.88	-99.0		-35	8
ЛЭП	50	52	ПС Лебединый - Отпайка В.Куранах	4.06	6.96	-43.4		-8	18
ЛЭП	52	51	Отпайка В.Куранах - ПС В. Куранах	0.02	0.04	-0.3			
ЛЭП	52	53	Отпайка В.Куранах - Н.Куранах 110	2.34	4.01	-25.0		-8	18
ЛЭП	51	53	ПС В. Куранах - Н.Куранах 110	3.06	4.34	26.1		13	2
ЛЭП	53	54	Н.Куранах 110 - ПС ЗИФ	0.32	0.56	-3.5		-8	-3
ЛЭП	54	53	ПС ЗИФ - Н.Куранах 110	0.32	0.56	-3.5		8	3
ЛЭП	14	56	НПС-18 - О.17 1	7.35	32.17	-198.0		-54	4
ЛЭП	14	57	НПС-18 - О.17.2	7.30	31.96	-196.7		-54	4
ЛЭП	56	55	О.17 1 - ПС НПС 17	0.14	0.60	-3.7		-5	0
ЛЭП	57	55	О.17.2 - ПС НПС 17	0.14	0.60	-3.7		-13	-2
ЛЭП	56	58	О.17 1 - ПС Н.Куранах 220	3.79	16.60	-102.2		-49	-6
ЛЭП	57	58	О.17.2 - ПС Н.Куранах 220	4.53	19.82	-122.0		-41	-4

Расчёт нормального режима производится для оценки возможности качественного электроснабжения потребителей.

В нормальном режиме всё необходимое оборудование находится в работе. Нагрузки в данном режиме максимальны.

На рисунке 3 предоставлена схема максимального режима.



Таблица 4 – Расчетные значения токов схемы

Название	Марка провода	I, А	Идоп.р, А
1	2	3	4
ПС М.Нимныр ВН - ПС Б.Нимныр	АС – 120/19	184	503,1
ПС Б.Нимныр - ПС Юхта	АС – 120/19	180	503,1
ПС Юхта - ПС Лебединый	АС – 120/19	179	503,1
НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.1	АС – 185/29	170	670,8
ЧТЭЦ ВН - О.И 1	АС – 120/19	125	503,1
О.Д.1 - О.Д. 1	АС – 185/29	138	670,8
НПС-18 - О.17.2	АС – 300/39	110	915,9

Таблица 5 – Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U, кВ	dU, %
1	2	3	4
3	НГРЭС ОРУ 110 ВН	121.00	10.00
10	НГРЭС АТ-1 Н	241.82	9.92
6	НГРЭС АТ-2 Н	241.82	9.92
14	НПС-18	241.31	9.68
17	О.Д.1	120.34	9.40
41	О.Д.2	120.32	9.39
44	ПС Денисовская 2	120.26	9.33
43	О.Д. 2	120.26	9.33
19	О.Д. 1	120.26	9.33
18	ПС Дежневская 1 сш	120.24	9.31
21	ЧТЭЦ ВН	120.16	9.24
57	О.17.2	239.49	8.86
45	О.И 2	119.75	8.86
26	О.И 1	119.75	8.86
56	О.17 1	239.48	8.85
55	ПС НПС 17	239.47	8.85
27	ПС Инаглинская 1	119.59	8.72
47	О.У 2	119.58	8.71
29	ПС Угольная 1	119.58	8.71
28	О.У 1	119.58	8.71
58	ПС Н.Куранах 220	238.12	8.24
74	Томмот	238.03	8.20
12	НГРЭС АТ-1 НН	37.84	8.13
76	О.НПС 16	237.04	7.75
75	О.НПС 16	237.04	7.75
77	НПС 16	237.04	7.74
37	ПС Хатыми ВН	118.49	7.72
39	ПС М.Нимныр ВН	117.49	6.81
73	НПС 15	232.21	5.55



Таблица 6 – Расчетные значения токов схемы

Название	I <sub>нач</sub> , А	I <sub>доп_расч</sub> , А	I/I <sub>доп</sub> , %
ПС Лебединый - Отпайка В.Куранах	142	503.1	28.3
Отпайка В.Куранах - Н.Куранах 110	141	503.1	28.1
НПС-18 - О.17.2	173	915.9	18.9
НПС-18 - О.17 1	173	915.9	18.8
О.17 1 - ПС Н.Куранах 220	163	915.9	18.0
О.17.2 - ПС Н.Куранах 220	138	915.9	15.2
ПС В. Куранах - Н.Куранах 110	66	503.1	13.1
НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.1	76	670.8	11.5
НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.2	75	670.8	11.2
ПС ЗИФ - Н.Куранах 110	44	503.1	8.7
Н.Куранах 110 - ПС ЗИФ	44	503.1	8.7
О.Д.2 - О.Д. 2	45	670.8	6.6

Таблица 7 – Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U, кВ	U, %
1	2	3	4
39	ПС М.Нимныр ВН	121.11	10.10
37	ПС Хатыми ВН	121.00	10.00
3	НГРЭС ОРУ 110 ВН	121.00	10.00
6	НГРЭС АТ-2 Н	241.78	9.90
47	О.У 2	120.68	9.71
29	ПС Угольная 1	120.68	9.71
28	О.У 1	120.68	9.71
21	ЧТЭЦ ВН	120.67	9.70
17	О.Д.1	120.65	9.68
41	О.Д.2	120.63	9.67
44	ПС Денисовская 2	120.61	9.65
43	О.Д. 2	120.61	9.65
19	О.Д. 1	120.61	9.65
45	О.И 2	120.60	9.64
26	О.И 1	120.60	9.64
18	ПС Дежневская 1 сш	120.55	9.59
27	ПС Инаглинская 1	120.45	9.50
14	НПС-18	240.11	9.14
57	О.17.2	238.03	8.19
56	О.17 1	238.02	8.19
55	ПС НПС 17	238.02	8.19
12	НГРЭС АТ-1 НН	37.84	8.11
58	ПС Н.Куранах 220	236.58	7.54
74	Томмот	236.49	7.50

По результатам расчета нормальных режимов, можно сделать выводы, что многие линии загружены слабо и токи не превышают допустимые пределы.

Напряжения в узлах не выходят за пределы нормы.

Вывод: в настоящий момент данная сеть отвечает требованиям надежного электроснабжения потребителей. Для оценки возможности подключения подстанции необходимо прогнозирование электрических нагрузок.

## 2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

### 2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Реконструкция сети подразумевает использование различных вероятностных характеристик и прогнозирования нагрузки для выбора оборудования оценки уровней потерь мощности и оценки возможности подключения новой подстанции.

Средняя и эффективная мощности определяются по формулам:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \quad (9)$$

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (10)$$

где  $P_{max}$  – максимальная мощность ПС;

$k_{max}$  – коэффициент максимума, равный 1,2;

$k_{\phi}$  – коэффициент формы, равный 1,17.

По формуле сложных процентов определяем среднюю прогнозируемую мощность:

$$P_{cp.прогн} = P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (11)$$

где  $\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки;

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

$t_0$  – год начала отсчета прогнозирования.

Вероятностные характеристики для реактивной мощности определяются как:

$$Q = P \cdot tg \varphi, \quad (12)$$

где  $tg\varphi$  – коэффициент реактивной мощности.

Расчёт по данному алгоритму производился в программе Mathcad 2015 и приведен в приложении А.

Сведём в таблицу 8 рассчитанные вероятностные характеристики.

Таблица 8 – Вероятностные характеристики существующих ПС

№ пп	Наименование ПС	Текущие, МВт			Прогнозируемые, МВт		
		Р <sub>ср</sub>	Р <sub>max</sub>	Р <sub>эф</sub>	Р <sub>ср</sub>	Р <sub>max</sub>	Р <sub>эф</sub>
1	Дежневская	8,667	10,4	10,14	10,504	12,605	12,289
2	Денисовская	11,167	13,4	13,065	13,534	16,241	15,835
3	Инаглинская	9,417	11,3	11,018	11,413	13,695	13,353
4	Угольная	0,417	0,5	0,488	0,505	0,606	0,591
5	Хатыми	0,583	0,7	0,683	0,707	0,848	0,827
6	М.Нимныр	0,167	0,2	0,195	0,202	0,242	0,236
7	Б.Нимныр	0,417	0,5	0,488	0,505	0,606	0,591
8	Юхта	0,083	0,1	0,098	0,101	0,121	0,118
9	Лебединый	21,25	25,5	24,862	25,755	30,906	30,133
10	В.Куранах	10,667	12,8	12,48	12,928	15,513	15,126
11	ЗИФ	13,583	16,3	15,893	16,463	19,755	19,261
12	НПС-17	15,083	18,1	17,648	18,281	21,937	21,388
13	НПС-18	9,833	11,8	11,505	11,918	14,301	13,944

Развитие ТЭСЭР Южной Якутии требует подключения следующей нагрузки: Планируемая мощность  $P_{max} = 58$  МВт.

Для этого и планируется строительство подстанции «Налдинская»

Вероятностные характеристики для этой подстанции покажем в таблице 9.

Таблица 9 – Вероятностные характеристики проектируемой ПС.

№ пп	Наименование ПС	Текущие, МВт			Прогнозируемые, МВт		
		Р <sub>ср</sub>	Р <sub>max</sub>	Р <sub>эф</sub>	Р <sub>ср</sub>	Р <sub>max</sub>	Р <sub>эф</sub>
1	Налдинская	48,333	58	56,55	58,579	70,295	68,538

## 2.2 Разработка вариантов конфигурации подключения

Рассмотрим три варианта подключения ПС «Налдинская».

1) Заход новой линии на Чульманскую ТЭЦ. Распределение длины в данном случае: Налдинская – Чульманская ТЭЦ – 34 км. Потребуется реконструкция ОРУ-110 кВ Чульманской ТЭЦ (рис.5).

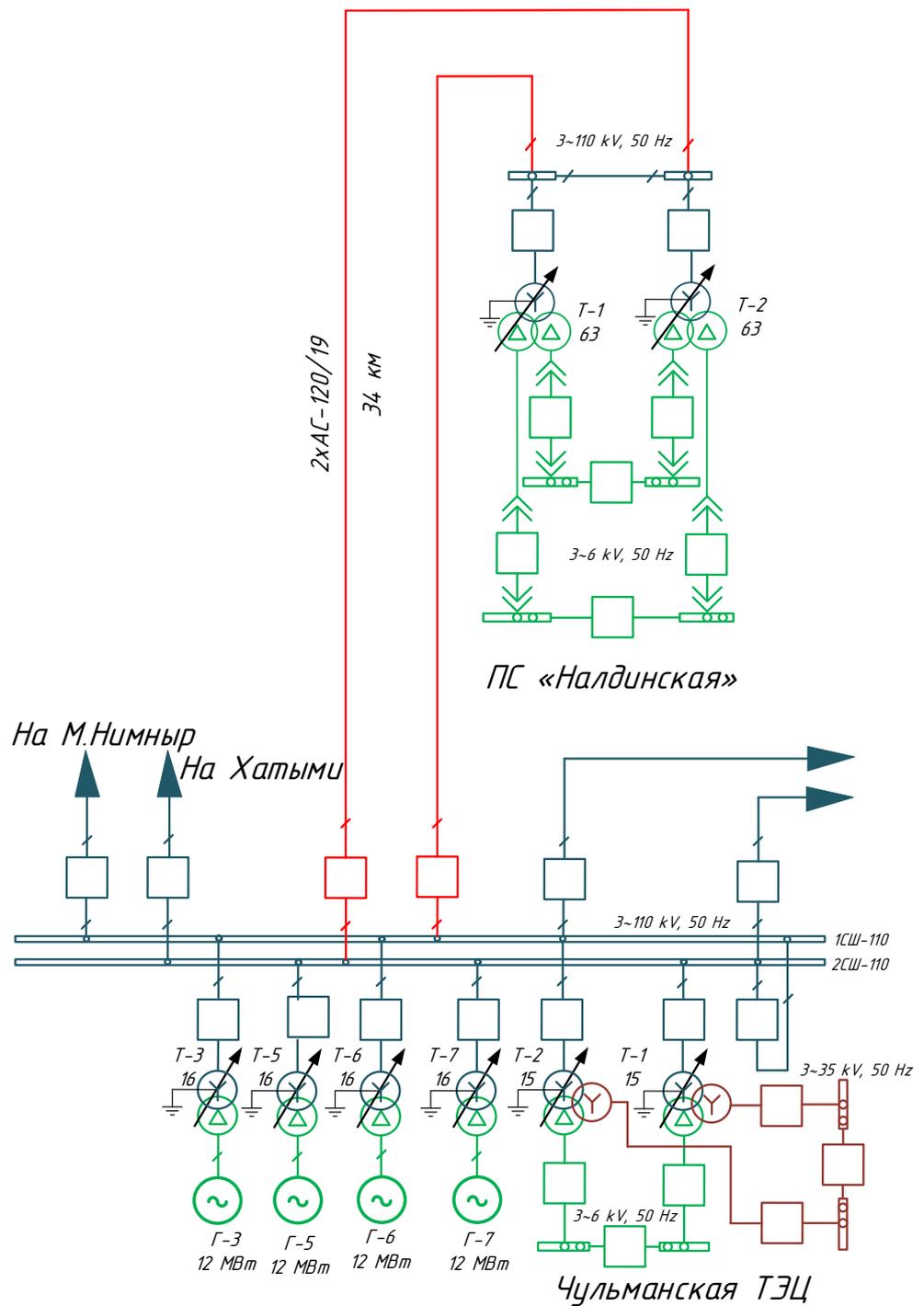


Рисунок 5 – Заход новой линии на Чульманскую ТЭЦ

2) Отпайка на ВЛ 110 кВ Хатыми – Чульманская ТЭЦ, Малый Нимныр – Чульманская ТЭЦ. Распределение длины в этом случае: ВЛ 110 кВ Хатыми – Чульманская ТЭЦ – 5,4 км, ВЛ Малый Нимныр – Чульманская ТЭЦ – 5,4 (рис 6).

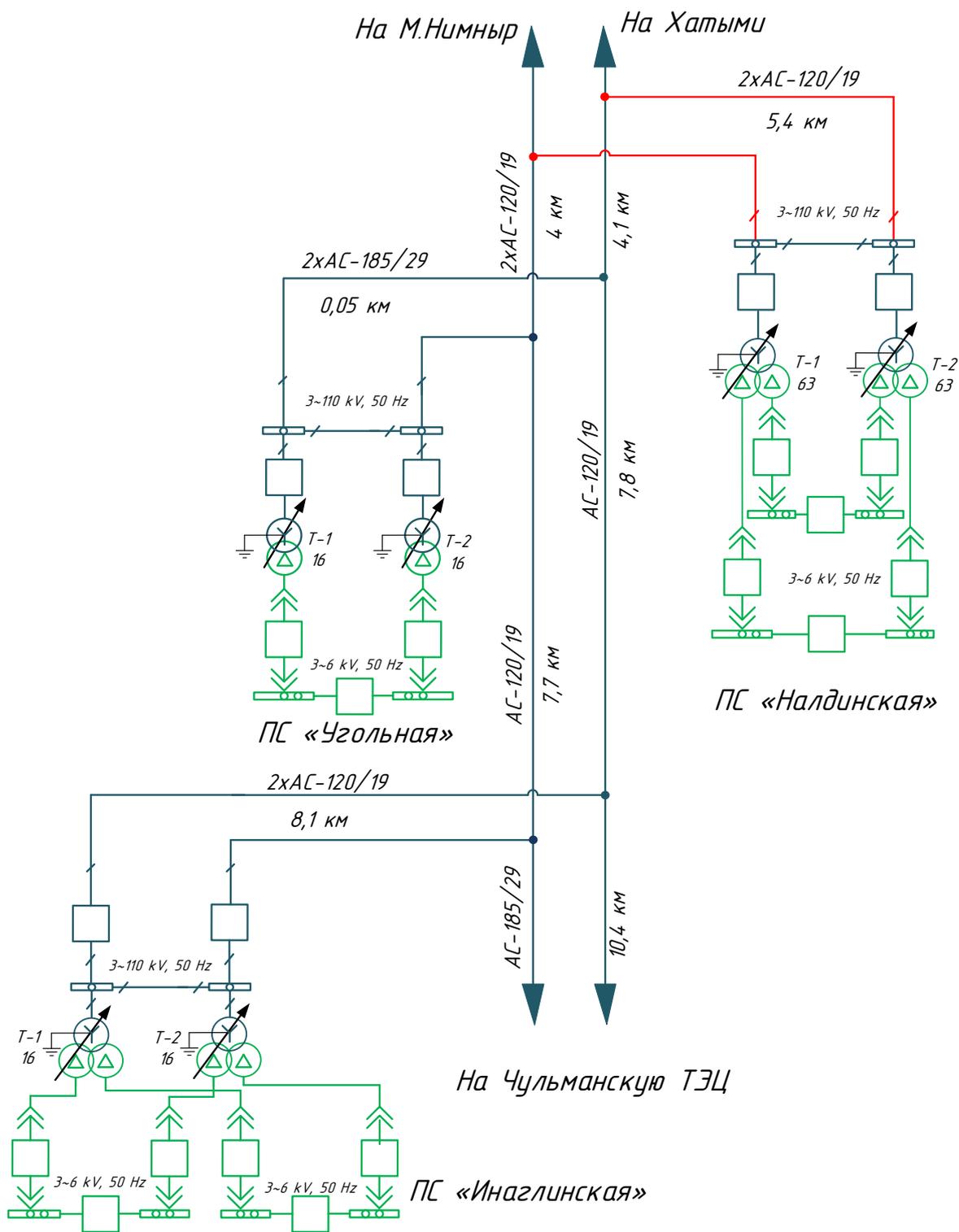


Рисунок 6 – Отпайка на ВЛ 110 кВ Хатыми – Чульманская ТЭЦ,  
 Малый Нимныр – Чульманская ТЭЦ

3) Отпайка на ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС - 18. Распределение длины в этом случае: ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС – 18 – 7,7 км (рис 7).

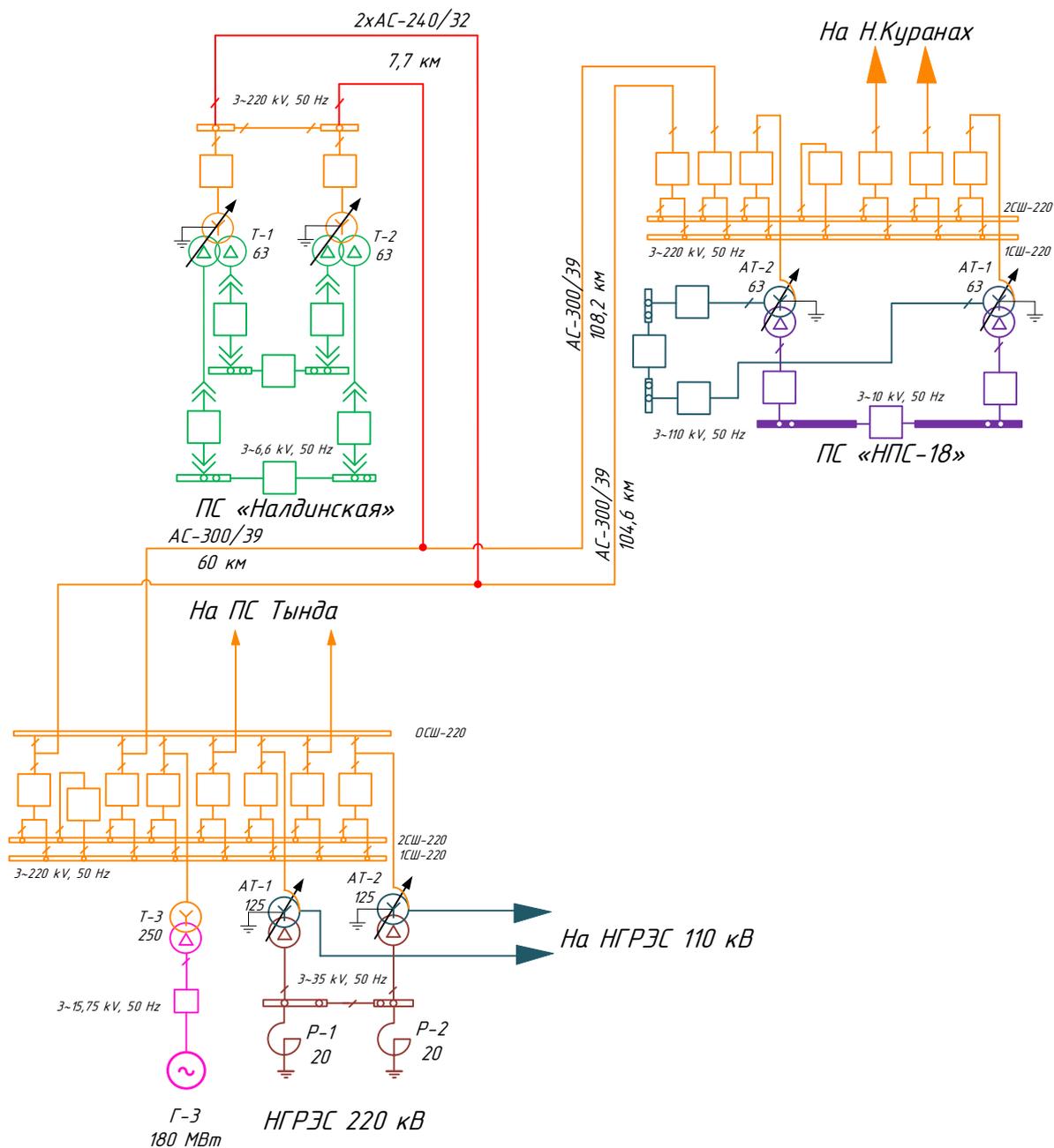


Рисунок 7 – Отпайка на ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС – 18

Проанализировав 3 варианта подключения подстанции «Налдинская», я пришел к выводу, что 1 вариант схемы исключается, так как он экономически нецелесообразен, потому что требуется строительство двухцепной длиной 34 км и установка двух выключателей на ОРУ 110 кВ «Чульманская ТЭЦ», по сравнению со 2 и 3 схемой, она будет экономически затратная.

В итоге, для дальнейшего анализа мы выбираем вариант №2 и №3, так как они отвечают наибольшей надежностью и экономичностью.

### 2.2.1. Выбор номинального напряжения

Так как подстанция подключается уже в заведомо известной сети, то для 2 варианта выбираем напряжение 110 кВ, а для 3 варианта 220 кВ.

### 2.2.2 Компенсация реактивной мощности

На проектируемой ПС «Налдинская» необходимо определить экономическую целесообразность установки КУ. Мощность КУ определяется по формуле:

$$Q_{ку}^{mp} = P_{max} \cdot (tg\varphi - tg\varphi_p), \quad (13)$$

где  $tg\varphi_p$  – нормативный коэффициент реактивной мощности;

$tg\varphi$  – заданный коэффициент реактивной мощности.

Для ПС «Налдинская»:

$$Q_{ку}^{mp} = 58 \cdot (0,4 - 0,4) = 0 \text{ Мвар.}$$

Значение мощности получается равно «0», отсюда следует, что компенсирующие устройства устанавливать не целесообразно. Рассчитанные значения мощности компенсирующих устройств занесены в таблицу 10 .

По справочным данным подбирают батареи конденсаторов таким образом, чтобы их мощность была равна примерно  $Q_{ку.сш}$  .

Нескомпенсированная реактивная мощность находится по формуле:

$$Q_{неск} = Q_{max} - Q_{ку}^{уст} = P_{max} \cdot tg\varphi - Q_{ку}^{уст}, \quad (14)$$

где  $Q_{ку}^{уст}$  – установленная мощность КУ.

Для ПС «Налдинская»:

$$Q_{ку}^{уст} = Q_{max} = 23,2 \text{ Мвар.}$$

В таблицу 10 приведем расчет КУ для подстанции «Налдинская»

Таблица 10 – Расчет компенсирующих устройств ПС «Налдинская»

Название ПС	Q, Мвар	Q <sub>ку</sub> , Мвар	Q <sub>сш</sub> , Мвар	Тип компенсирующих устройств	∑Q <sub>ку</sub> , Мвар	Q <sub>неск</sub> , Мвар
Налдинская	23,2	0	0	Установка нецелесообразна	-	23,2

Анализируя результаты расчета компенсации реактивной мощности, представленные в таблице 10 для ПС «Налдинская», необходимо сделать вывод о том, что 2 варианта конфигурации сети с подключением этой подстанции наиболее экономически выгодны на данном этапе проектирования. Так как это дает возможность осуществления режима без КРМ, а также отсутствуют затраты на средства КРМ.

### 2.2.3 Выбор сечений линий электропередачи

Одним из важнейших параметров линии является размер сечения провода. Чем больше сечение, тем больше затраты на сооружение ВЛЭП.

Выбор сечения проводов рассчитывается методом экономических токовых интервалов. Проверка выбранных сечений проводов производится расчетом послеаварийного режима [6].

Расчетное значение тока находится по формуле:

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (15)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

$\alpha_t$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

Для воздушных линий 110 – 220 кВ,  $\alpha_i$  принимается равным 1,05 [6].

Поскольку нет данных о значении числа часов использования максимума нагрузки, примем  $\alpha_t = 1$ .

Максимальный ток в воздушных линиях.

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{P_{maxi}^2 + Q_{нескi}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}; \quad (16)$$

где  $P_{max}$ ,  $Q_{неск}$  – потоки максимальной активной и некомпенсированной реактивной мощности;

$n$  – количество цепей;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение сети.

Расчетный ток для ВЛ 110 кВ «Налдинская – с заходами на ЧТЭЦ Хатыми – Н. Нимныр»:

$$I_{расч.Налдинская110} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{\sqrt{58^2 + 23,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \cdot 1000 = 160 \text{ A.}$$

Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (III) выбираем провод марки АС-120/19 [6].

Проверка выбранного сечения производится по длительно допустимому току. Для провода марки АС-120/19 длительный допустимый ток равен 390 А.

Вычислим рабочий максимальный ток, при работе одной линии:

$$I_{расч.Налдинская110ПА} = I_{расч.Налдинская110} \cdot 2 = 320 \text{ A.}$$

В послеаварийном режиме одна линия способна выдержать нагрузку на ПС 110 кВ «Налдинская».

При отключении в послеаварийном режиме линию Чульманская ТЭЦ – Отпайка Инаглинская № 1 рабочий ток равен 485 А, для провода марки АС-120/19 длительный допустимый ток равен 390 А, отсюда следует, что требуется замена провода АС – 120/19 на провод марки АС – 185/29.

Расчетный ток для ВЛ 220 кВ «Налдинская – с заходами на Нерюнгринская ГРЭС – НПС 18»:

$$I_{расч.Налдинская220} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{\sqrt{58^2 + 23,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} \cdot 1000 = 163 A.$$

Выбираем провод марки АС-240/32.

Для провода марки АС-240/32 длительный допустимый ток равен 610 А.

$$I_{расч.Налдинская220ПА} = I_{расч.Налдинская220} \cdot 2 = 326 A.$$

В послеаварийном режиме одна линия способна выдержать нагрузку на ПС 220 кВ «Налдинская».

#### 2.2.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов указанной подстанции

Мощность силовых трансформаторов определяется из средней прогнозируемой активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности. Количество трансформаторов на подстанции устанавливается исходя из надежности, если это 1 и 2 категории на подстанции должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителей полной мощностью.

Для выбора трансформатора необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{прогнри}^2 + Q_{нески}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (17)$$

где  $n$  – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$K_3$  – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7 для 2-х трансформаторов);

$P_{прогнри}$  – среднее прогнозируемое значение активной мощности в зимний период;

$Q_{нески}$  – некомпенсированная мощность в зимний период.

$$S_{p \text{ Налдинская } 110-220} = \frac{\sqrt{58,579^2 + 23,2^2}}{2 \cdot 0,7} = 45 \text{ МВА}$$

Выбираем трансформаторы ТРДЦН – 63000/110 и ТРДЦН – 63000/220

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{\text{ном}} = \frac{\sqrt{P_{\text{прогср(зима)}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \cdot S_{\text{ТРном}}}, \quad (18)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки не должно выходить за границы интервала 0,5 – 0,75.

Проверку трансформаторов осуществляем в послеаварийном режиме на подстанциях:

$$K_{з.ав} = \frac{\sqrt{P_{\text{прогср}}^2 + Q_3^2}}{(n-1) \cdot S_{\text{ном}}}, \quad (19)$$

где  $n$  – количество трансформаторов;

$S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность одного трансформатора, МВА.

В таблице 11 приведены значения коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме

Таблица 11 – Выбор силовых трансформаторов [6]

Название ПС	$S_{\text{тр.расч}}$ , МВА	Тип трансформатора	$S_{\text{тр}}$ , МВА	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$K_{з.н.}$	$K_{п.а.}$
Налдинская	45	ТРДЦН – 63000/110 – У1 ТРДЦН – 63000/220 – У1	63	58,579	0,5	1

Оптимальный коэффициент загрузки в нормальном режиме работы ( $0,5 \leq K_{зр} \leq 0,75$ ); в послеаварийном режиме ( $1 \leq K_{з.па} \leq 1,4$ ). Вывод – трансформаторы будут загружены оптимально.

## 3 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ

### 3.1. Выбор эквивалента сети для расчета

Поскольку планируется увеличение нагрузки в Южно – Якутской энергосистеме необходимо оценить, как данное воздействие повлияет на часть энергосистемы.

Необходимо проверить загруженность линий на 110 и 220 кВ, от НГРЭС до Нижнего Куранаха.

Эквивалентом сети для расчета режима принимается участок Южно – Якутской энергосистемы, включающий в себя ПС Денисовская, ПС Дежневская, ПС Инаглинская, ПС Угольная, ПС Хатыми, ПС Н.Нимныр, ПС В.Нимныр, ПС Юхта, ПС Лебединый, ПС Н.Куранах, Чульманская ТЭЦ, ПС В.Куранах, ПС НПС – 18, ПС НПС – 17, Нерюнгринская ГРЭС, ПС Томмот, ПС НПС – 16, ПС НПС - 15.

Эквивалент сети для расчета режима представлен на рисунке 8.

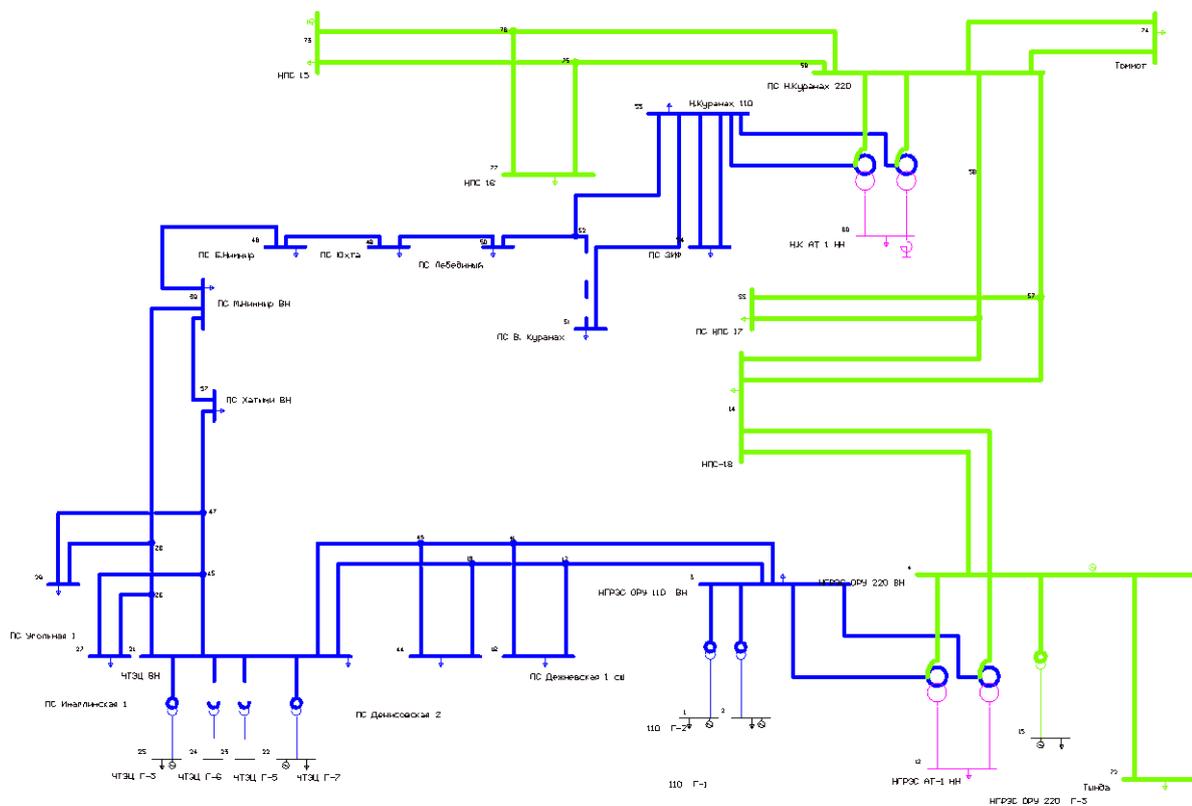


Рисунок 8 – Эквивалент сети для расчета режима

### 3.2 Подготовка исходных данных

Расчеты выполняются в ПК RastrWin3, предназначенном для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Для расчета в ПК RastrWin 3 необходимо рассчитать параметры вводной линии и параметры трансформаторов на ПС «Налдинская». Формулы для расчета представлены в п. 1.4.

### 3.3 Расчет нормальных режимов и их анализ

Расчет нормального режима производится для оценки возможности качественного электроснабжения потребителей ПС 110 кВ «Налдинская» и ПС 220 кВ «Налдинская» из двух вариантов нужно выбрать наиболее экономичней и надежней.

В нормальном режиме включено всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности.

Результаты расчета нормального установившегося режима сведены в таблицы 12 – 13. (Подключение ПС 110 кВ «Налдинская»).

Таблица 12 – Значения параметров сети в узлах схемы

Тип	Но-мер	Название	U <sub>ном</sub> , кВ	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , МВар	P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , МВар	V, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ген	1	110 Г-1	16	13.1	12.5	170.0	54.4	16.0
Ген	2	110 Г-2	16	12.6	12.2	170.0	55.2	16.0
Ген	3	НГРЭС ОРУ 110 ВН	121	57.8	36.6		-53.5	121.0
База	4	НГРЭС ОРУ 220 ВН	220			69.9	-4.1	242.0
Нагр	6	НГРЭС АТ-2 Н	220					
Нагр	10	НГРЭС АТ-1 Н	220					
Нагр	12	НГРЭС АТ-1 НН	35	15.5	13.3			
Ген	13	НГРЭС ОРУ 220 Г-3	16	13.7	12.8	170.0	51.3	16.0
Нагр	14	НПС-18	220	11.8	5.1			
Нагр	17	О.Д.1	110					
Нагр	18	ПС Дежневская 1 сш	110	10.4	3.3			
Нагр	19	О.Д. 1	110					
Ген	21	ЧТЭЦ ВН	110	7.3	2.6		72.8	121.0
Ген	22	ЧТЭЦ Г-7	6	2.7	2.1	5.0	4.0	6.0
Нагр откл	23	ЧТЭЦ Г-6	6					
Нагр откл	24	ЧТЭЦ Г-5	6					
Ген	25	ЧТЭЦ Г-3	6	2.7	2.1	8.0	4.0	6.0

## Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	26	О.И 1	110					
Нагр	27	ПС Инаглинская 1	110	11.3	4.5			
Нагр	28	О.У 1	110					
Нагр	29	ПС Угольная 1	110	0.5	0.2			
Нагр	37	ПС Хатыми ВН	110	0.7	0.2			
Нагр	39	ПС М.Нимныр ВН	110	0.2	0.2			
Нагр	41	О.Д.2	110					
Нагр	43	О.Д. 2	110					
Нагр	44	ПС Денисовская 2	110	13.4	5.4			
Нагр	45	О.И 2	110					
Нагр	47	О.У 2	110					
Нагр	48	ПС Б.Нимныр	110	0.5	0.2			
Нагр	49	ПС Юхта	110	0.1	0.1			
Нагр	50	ПС Лебединый	110	25.5	10.2			
Нагр	51	ПС В. Куранах	110	12.8	1.6			
Нагр	52	Отпайка В.Куранах	110					
Нагр	53	Н.Куранах 110	110	5.2	2.6			
Нагр	54	ПС ЗИФ	110	16.3	5.7			
Нагр	55	ПС НПС 17	220	18.1	3.0			
Нагр	56	О.17 1	220					
Нагр	57	О.17.2	220					
Нагр	58	ПС Н.Куранах 220	220					
Нагр	59	Н.К АТ 1 Н	220					
Нагр	60	Н.К АТ 1 НН	35	12.8	3.9			
Нагр	61	Н.К АТ 2 Н	220					
Нагр	62	ПС Налдинская 1	110					
Нагр	63	ПС Налдинская НН 1	6	14.5	5.8			
Нагр	64	ПС Налдинская 2	110					
Нагр	65	О.Н.1	110					
Нагр	66	О.Н.2	110					
Нагр	67	ПС Налдинская НН 2	6	14.5	5.8			
Нагр	68	ПС Налдинская НН 3	6	14.5	5.8			
Нагр	69	ПС Налдинская НН 4	6	14.5	5.8			
Нагр	70	Нейтраль 1	110					
Нагр	71	Нейтраль 2	110					
Нагр	73	НПС 16	220	16.9	3.2			
Нагр	74	Томмот	220	16.6	5.3			
Нагр	75	О.НПС 16	220					

Таблица 13 – Значения параметров сети в ветвях схемы

Тип	N_нач	N_кон	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Кт/г	P_нач, МВт	Q_нач, МВар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	3	1	НГРЭС ОРУ 110 ВН - 110 Г-1	0.15	6.32	22.2	0.130	157	31
Тр-р	3	2	НГРЭС ОРУ 110 ВН - 110 Г-2	0.15	6.10	85.3	0.130	157	31
Тр-р	6	3	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС ОРУ 110 ВН	0.48			0.500	64	8
Тр-р	6	12	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС АТ-1 НН	3.20	131.00		0.159	-8	-7
Тр-р	6	4	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-56	-1
Тр-р	10	3	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС ОРУ 110 ВН	0.48			0.500	64	8
Тр-р	10	12	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС АТ-1 НН	3.20	131.00		0.159	-8	-7
Тр-р	10	4	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-56	-1
Тр-р	4	13	НГРЭС ОРУ 220 ВН - НГРЭС ОРУ 220 Г-3	0.65	28.06	24.8	0.065	156	25
ЛЭП	4	14	НГРЭС ОРУ 220 ВН - НПС-18	16.13	70.61	-434.5		-66	23
ЛЭП	4	14	НГРЭС ОРУ 220 ВН - НПС-18	16.48	72.16	-444.0		-64	23
ЛЭП	3	17	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.1	2.54	6.48	-431.7		-64	24
ЛЭП	3	41	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.2	2.54	6.48	-43.2		-64	21
ЛЭП	17	18	О.Д.1 - ПС Дежневская 1 сш	0.95	1.62	-10.1		-5	-2
ЛЭП	41	18	О.Д.2 - ПС Дежневская 1 сш	0.95	1.62	-10.1		-5	-1
ЛЭП	17	19	О.Д.1 - О.Д. 1	0.37	0.95	-6.3		-58	22
ЛЭП	41	43	О.Д.2 - О.Д. 2	0.37	0.95	-6.3		-58	23
ЛЭП	43	44	О.Д. 2 - ПС Денисовская 2	0.02	0.04	-0.3		-7	-2
ЛЭП	19	21	О.Д. 1 - ЧТЭЦ ВН	1.44	3.68	-24.5		-51	25
ЛЭП	43	21	О.Д. 2 - ЧТЭЦ ВН	1.44	3.68	-24.5		-51	25

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	21	22	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-7	4.38	86.70	8.5	0.049	2	2
Тр-р откл	21	23	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-6	4.38	86.70	8.5	0.049		
Тр-р откл	21	24	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-5	4.38	86.70	8.5	0.049		
Тр-р	21	25	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-3	4.38	86.70	8.5	0.049	5	2
ЛЭП	21	26	ЧТЭЦ ВН - О.И 1	1.68	4.26	-28.6		-51	-11
ЛЭП	21	45	ЧТЭЦ ВН - О.И 2	1.70	4.30	-28.9		-50	-11
ЛЭП	26	27	О.И 1 - ПС Инаглинская 1	2.02	3.46	-21.6		-6	-2
ЛЭП	45	27	О.И 2 - ПС Инаглинская 1	2.02	3.46	-21.6		-6	-2
ЛЭП	26	28	О.И 1 - О.У 1	1.92	3.29	-20.5		-45	-9
ЛЭП	45	47	О.И 2 - О.У 2	1.94	3.33	-20.8		-44	-9
ЛЭП	28	29	О.У 1 - ПС Угольная 1	0.01	0.02	-0.1		-1	0
ЛЭП	47	29	О.У 2 - ПС Угольная 1	0.01	0.02	-0.1		0	0
ЛЭП	66	37	О.Н.2 - ПС Хатыми ВН	10.86	18.62	-116.0		-15	5
ЛЭП	65	39	О.Н.1 - ПС М.Нимныр ВН	20.67	35.44	-220.8		-15	5
ЛЭП	37	39	ПС Хатыми ВН - ПС М.Нимныр ВН	10.25	17.57	-109.5		-14	4
ЛЭП	39	48	ПС М.Ним- ныр ВН - ПС Б.Нимныр	11.45	19.64	-122.4		-28	6
ЛЭП	48	49	ПС Б.Ним- ныр - ПС Юхта	4.93	8.46	-52.7		-27	6
ЛЭП	49	50	ПС Юхта - ПС Лебеди- ный	9.26	15.88	-99.0		-27	5
ЛЭП	50	52	ПС Лебеди- ный - От- пайка В.Ку- ранах	4.06	6.96	-43.4		-1	15
ЛЭП	52	51	Отпайка В.Куранах - ПС В. Кура- нах	0.02	0.04	-0.3			
ЛЭП	53	54	Н.Куранах 110 - ПС ЗИФ	0.32	0.56	-3.5		-8	-3
ЛЭП	54	53	ПС ЗИФ - Н.Куранах 110	0.32	0.56	-3.5		8	3
ЛЭП	14	56	НПС-18 - О.17 1	7.35	32.17	-198.0		-58	6
ЛЭП	14	57	НПС-18 - О.17.2	7.30	31.96	-196.7		-58	6

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	56	55	О.17.1 - ПС НПС 17	0.14	0.60	-3.7		-5	-1
ЛЭП	57	55	О.17.2 - ПС НПС 17	0.14	0.60	-3.7		-13	-2
ЛЭП	56	58	О.17.1 - ПС Н.Куранах 220	3.79	16.60	-102.2		-53	-4
ЛЭП	57	58	О.17.2 - ПС Н.Куранах 220	4.53	19.82	-122.0		-44	-2
Тр-р	58	59	ПС Н.Кура- нах 220 - Н.К АТ 1 Н	1.40	104.00	6.0	1.000	-23	-22
Тр-р	59	53	Н.К АТ 1 Н - Н.Куранах 110	1.40			0.500	-17	-12
Тр-р	59	60	Н.К АТ 1 Н - Н.К АТ 1 НН	2.80	195.60		0.159	-6	-7
Тр-р	58	61	ПС Н.Кура- нах 220 - Н.К АТ 2 Н	1.40	104.00	6.0	1.000	-23	-22
Тр-р	61	53	Н.К АТ 2 Н - Н.Куранах 110	1.40			0.500	-17	-12
Тр-р	61	60	Н.К АТ 2 Н - Н.К АТ 1 НН	2.80	195.60		0.159	-6	-7
ЛЭП	28	65	О.У 1 - О.Н.1	1.00	1.71	-10.6		-44	-8
ЛЭП	47	66	О.У 2 - О.Н.2	1.00	1.71	-10.6		-44	-9
ЛЭП	66	62	О.Н.2 - ПС Налдинская 1	0.88	2.23	-14.8		-29	-14
ЛЭП	65	64	О.Н.1 - ПС Налдинская 2	0.88	2.23	-14.8		-29	-14
Тр-р	62	70	ПС Налдин- ская 1 - Нейтраль 1	0.87	22.00	31.0	1.000	-29	-14
Тр-р	70	63	Нейтраль 1 - ПС Налдин- ская НН 1				0.055	-14	-6
Тр-р	70	67	Нейтраль 1 - ПС Налдин- ская НН 2				0.055	-14	-6

Отклонение напряжений можно рассчитать по формуле:

$$dU = \frac{U_i - U_{ном}}{U_{ном}}, \quad (20)$$

где  $U_{ном}$  - номинальное значение напряжения;

$U_i$  - значение напряжения в  $i$ -том узле.

Таблица 14 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	U, кВ	dU, %
1	2	3
ЧТЭЦ ВН	121.00	10.00
НГРЭС ОРУ 220 ВН	242.00	10.00
НГРЭС АТ-1 Н	241.87	9.94
НГРЭС АТ-2 Н	241.87	9.94
О.Д. 1	120.83	9.85
О.Д.1	120.84	9.85
ПС Денисовская 2	120.83	9.84
О.Д. 2	120.83	9.84
ПС Дежневская 1 сш	120.77	9.79
НПС-18	241.53	9.79
О.17.2	239.87	9.03
О.17 1	239.86	9.03

На Нерюнгринской ГРЭС было увеличено напряжение на 10% от номинального для поддержания необходимого уровня напряжения на подстанциях из-за большой протяженности ВЛ.

По результатам таблицы 14, в соответствии с [1], отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 15 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 15 – Токовая загрузка ВЛ

N_нач	N_кон	Название	I_нач, А	I_кон, А	Идоп_25, А	Идоп_расч, А	I/I_dop, %
1	2	3	4	5	6	7	8
21	26	ЧТЭЦ ВН - О.И 1	249	249	390.0	503.1	49.5
3	17	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.1	324	314	520.0	670.8	48.3
3	41	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.2	320	319	520.0	670.8	47.6
41	43	О.Д.2 - О.Д. 2	297	297	520.0	670.8	44.3
26	28	О.И 1 - О.У 1	221	221	390.0	503.1	43.9
17	19	О.Д.1 - О.Д. 1	294	294	520.0	670.8	43.8
47	66	О.У 2 - О.Н.2	218	219	390.0	503.1	43.4
28	65	О.У 1 - О.Н.1	218	218	390.0	503.1	43.4
45	47	О.И 2 - О.У 2	218	218	390.0	503.1	43.4
19	21	О.Д. 1 - ЧТЭЦ ВН	271	271	520.0	670.8	40.5
43	21	О.Д. 2 - ЧТЭЦ ВН	271	270	520.0	670.8	40.4
21	45	ЧТЭЦ ВН - О.И 2	246	247	520.0	670.8	36.8
65	64	О.Н.1 - ПС Нал- динская 2	157	157	390.0	503.1	31.3

Самой нагруженной линией в данном режиме является «Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр» (Табл. 15).

Результаты расчета нормального установившегося режима сведены в таблицы 16 – 17. (Подключение ПС 220 кВ «Налдинская»)

Таблица 16 – Значения параметров сети в узлах схемы

Тип	Но- мер	Название	U ном, кВ	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , МВар	P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , МВар	V, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ген	1	110 Г-1	16	13.1	12.5	170.0	18.0	16.0
Ген	2	110 Г-2	16	12.6	12.2	170.0	17.7	16.0
Ген	3	НГРЭС ОРУ 110 ВН	110	57.8	36.6		62.5	121.0
База	4	НГРЭС ОРУ 220 ВН	242			65.4	47.4	242.0
Нагр	6	НГРЭС АТ-2 Н	220					
Нагр	10	НГРЭС АТ-1 Н	220					
Нагр	12	НГРЭС АТ-1 НН	35	15.5	13.3			
Ген	13	НГРЭС ОРУ 220 Г-3	16	13.7	12.8	170.0	27.1	16.0
Нагр	14	НПС-18	220	11.8	5.1			
Нагр	17	О.Д.1	110					
Нагр	18	ПС Дежневская 1 сш	110	12.9	5.8			
Нагр	19	О.Д. 1	110					
Нагр	21	ЧТЭЦ ВН	110	7.3	2.6			
Ген	22	ЧТЭЦ Г-7	6	2.7	2.1	10.0	5.2	6.0
Нагр откл	23	ЧТЭЦ Г-6	6					
Нагр откл	24	ЧТЭЦ Г-5	6					
Ген	25	ЧТЭЦ Г-3	6	2.7	2.1	10.0	5.2	6.0
Нагр	26	О.И 1	110					
Нагр	27	ПС Инаглинская 1	110	11.3	4.5			
Нагр	28	О.У 1	110					
Нагр	29	ПС Угольная 1	110	0.5	0.2			
Нагр	37	ПС Хатыми ВН	110	0.7	0.2			
Нагр	39	ПС М.Нимныр ВН	110	0.2	0.2			
Нагр	41	О.Д.2	110					
Нагр	43	О.Д. 2	110					
Нагр	44	ПС Денисовская 2	110	13.4	5.4			
Нагр	45	О.И 2	110					
Нагр	47	О.У 2	110					

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	48	ПС Б.Нимныр	110	0.5	0.2			
Нагр	49	ПС Юхта	110	0.1	0.1			
Нагр	50	ПС Лебединый	110	25.5	10.2			
Нагр	53	Н.Куранах 110	110	5.2	2.6			
Нагр	54	ПС ЗИФ	110	16.3	5.7			
Нагр	55	ПС НПС 17	220	18.1	3.0			
Нагр	56	О.17.1	220					
Нагр	57	О.17.2	220					
Нагр	58	ПС Н.Куранах 220	220					
Нагр	59	Н.К АТ 1 Н	220					
Нагр	60	Н.К АТ 1 НН	35	12.8	3.9			
Нагр	61	Н.К АТ 2 Н	220					
Нагр	62	ПС Налдинская 1	220					
Нагр	63	ПС Налдинская НН	6	14.5	5.8			
Нагр	64	ПС Налдинская 2	220					
Нагр	65	ПС Налдинская НН 2	6	14.5	5.8			
Нагр	66	ПС Налдинская НН 3	6	14.5	5.8			
Нагр	67	ПС Налдинская НН 4	6	14.5	5.8			
Нагр	68	О.Н.1	220					
Нагр	69	О.Н.2	220					
Нагр	70	нейтраль 1	220					
Нагр	71	нейтраль 2	220					
Нагр	72	Тында	220	200.0	80.0			
Нагр	73	НПС 15	220	16.2	4.4			

Таблица 17 – Значения параметров сети в ветвях схемы

Тип	N_нач	N_кон	Название	R, Ом	B, мкСм	Кт/г	X, Ом	P_нач, МВт	Q_нач, МВар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	3	1	НГРЭС ОРУ 110 ВН - 110 Г-1	0.15	6.10	85.3	0.132	156	-6
Тр-р	3	2	НГРЭС ОРУ 110 ВН - 110 Г-2	0.15	6.10	85.3	0.132	157	-6

Тр-р	6	3	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС ОРУ 110 ВН	0.48			0.500	92	10
Тр-р	6	12	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС АТ-1 НН	3.20	131.00		0.159	-8	-7
Тр-р	6	4	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-84	-3
Тр-р	10	3	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС ОРУ 110 ВН	0.48			0.500	92	10
Тр-р	10	12	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС АТ-1 НН	3.20	131.00		0.159	-8	-7
Тр-р	10	4	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-84	-3
Тр-р	4	13	НГРЭС ОРУ 220 ВН - НГРЭС ОРУ 220 Г-3	0.15	6.10	85.3	0.066	155	7
ЛЭП	3	17	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.1	2.54	6.48	-431.7		-36	4
ЛЭП	3	41	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.2	2.54	6.48	-43.2		-36	1
ЛЭП	17	18	О.Д.1 - ПС Деж- невская 1 сш	0.95	1.62	-10.1		-6	-3
ЛЭП	41	18	О.Д.2 - ПС Деж- невская 1 сш	0.95	1.62	-10.1		-6	-2
ЛЭП	17	19	О.Д.1 - О.Д. 1	0.37	0.95	-6.3		-29	2
ЛЭП	41	43	О.Д.2 - О.Д. 2	0.37	0.95	-6.3		-30	3
ЛЭП	43	44	О.Д. 2 - ПС Де- нисовская 2	0.02	0.05	-0.3		-7	-2
ЛЭП	19	44	О.Д. 1 - ПС Де- нисовская 2	0.02	0.04	-0.3		-7	-3
ЛЭП	19	21	О.Д. 1 - ЧТЭЦ ВН	1.44	3.68	-24.5		-23	5
ЛЭП	43	21	О.Д. 2 - ЧТЭЦ ВН	1.44	3.68	-24.5		-23	5
Тр-р	21	22	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-7	4.38	86.70	8.5	0.049	7	3
Тр-р	21	23	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-6	4.38	86.70	8.5	0.049		
Тр-р	21	24	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-5	4.38	86.70	8.5	0.049		
Тр-р	21	25	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-3	4.38	86.70	8.5	0.049	7	3
ЛЭП	21	26	ЧТЭЦ ВН - О.И 1	2.59	4.41	-27.7		-27	4
ЛЭП	21	45	ЧТЭЦ ВН - О.И 2	2.62	4.48	-27.9		-26	4
ЛЭП	26	27	О.И 1 - ПС Инаглинская 1	2.02	3.46	-21.6		-6	-2
ЛЭП	45	27	О.И 2 - ПС Инаглинская 1	2.02	3.46	-21.6		-6	-2
ЛЭП	26	28	О.И 1 - О.У 1	1.92	3.29	-20.5		-21	6
ЛЭП	45	47	О.И 2 - О.У 2	1.94	3.33	-20.8		-20	5
ЛЭП	28	29	О.У 1 - ПС Угольная 1	0.01	0.02	-0.1		0	0
ЛЭП	47	29	О.У 2 - ПС Угольная 1	0.01	0.02	-0.1		0	0
ЛЭП	47	37	О.У 2 - ПС Ха- тыми ВН	11.85	20.32	-126.6		-20	5

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	28	39	О.У 1 - ПС М.Нимныр ВН	21.66	37.15	-231.4		-20	5
ЛЭП	37	39	ПС Хатыми ВН - ПС М.Нимныр ВН	10.25	17.57	-109.5		-19	4
ЛЭП	39	48	ПС М.Нимныр ВН - ПС Б.Ним- ныр	11.45	19.64	-122.4		-38	7
ЛЭП	49	50	ПС Юхта - ПС Лебединый	9.26	15.88	-99.0		-36	8
ЛЭП	50	52	ПС Лебединый - Отпайка В.Кура- нах	4.06	6.96	-43.4		-9	18
ЛЭП	52	51	Отпайка В.Кура- нах - ПС В. Ку- ранах	0.02	0.04	-0.3			
ЛЭП	52	53	Отпайка В.Кура- нах - Н.Куранах 110	2.34	4.01	-25.0		-9	18
ЛЭП	51	53	ПС В. Куранах - Н.Куранах 110	3.06	4.34	26.1		13	2
ЛЭП	53	54	Н.Куранах 110 - ПС ЗИФ	0.32	0.56	-3.5		-8	-3
ЛЭП	54	53	ПС ЗИФ - Н.Ку- ранах 110	0.32	0.56	-3.5		8	3
ЛЭП	14	56	НПС-18 - О.17.1	7.35	32.17	-198.0		-53	6
ЛЭП	14	57	НПС-18 - О.17.2	7.30	31.96	-196.7		-54	6
ЛЭП	56	55	О.17.1 - ПС НПС 17	0.14	0.60	-3.7		-5	-1
ЛЭП	57	55	О.17.2 - ПС НПС 17	0.14	0.60	-3.7		-13	-2
ЛЭП	56	58	О.17.1 - ПС Н.Куранах 220	3.79	16.60	-102.2		-48	-3
ЛЭП	57	58	О.17.2 - ПС Н.Куранах 220	4.53	19.82	-122.0		-40	-2
Тр-р	58	59	ПС Н.Куранах 220 - Н.К АТ 1 Н	1.40	104.00	6.0	1.000	-19	-25
Тр-р	59	53	Н.К АТ 1 Н - Н.Куранах 110	1.40			0.500	-13	-14
Тр-р	59	60	Н.К АТ 1 Н - Н.К АТ 1 НН	2.80	195.60		0.159	-6	-8
Тр-р	58	61	ПС Н.Куранах 220 - Н.К АТ 2 Н	1.40	104.00	6.0	1.000	-19	-25
Тр-р	61	53	Н.К АТ 2 Н - Н.Куранах 110	1.40			0.500	-13	-14
Тр-р	61	60	Н.К АТ 2 Н - Н.К АТ 1 НН	2.80	195.60		0.159	-6	-8
ЛЭП	4	68	НГРЭС ОРУ 220 ВН - О.Н.1	5.88	25.74	-158.4		-90	9
ЛЭП	4	69	НГРЭС ОРУ 220 ВН - О.Н.2	5.88	25.74	-158.4		-91	9
ЛЭП	68	62	О.Н.1 - ПС Нал- динская 1	0.72	3.18	-19.5		-29	-13
ЛЭП	69	64	О.Н.2 - ПС Нал- динская 2	0.72	3.18	-19.5		-29	-13
Тр-р	62	70	ПС Налдинская 1 - нейтраль 1	3.90	100.70	9.5	1.000	-29	-14
Тр-р	70	63	нейтраль 1 - ПС Налдинская НН				0.027	-15	-6

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	70	65	нейтраль 1 - ПС Налдинская НН 2				0.027	-15	-6
Тр-р	64	71	ПС Налдинская 2 - нейтраль 2	3.90	100.70	9.5	1.000	-29	-14
Тр-р	71	66	нейтраль 2 - ПС Налдинская НН 3				0.027	-14	-6
Тр-р	71	67	нейтраль 2 - ПС Налдинская НН 4				0.027	-14	-6
ЛЭП	68	14	О.Н.1 - НПС-18	10.60	46.42	-285.6		-59	16

Таблица 18 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	U,кВ	dU, %
1	2	3
НГРЭС ОРУ 110 ВН	121.00	10.00
НГРЭС АТ-2 Н	241.82	9.92
НГРЭС АТ-1 Н	241.82	9.92
НГРЭС АТ-1 НН	37.84	8.13
НПС-18	239.75	8.98
О.Д.1	120.31	9.38
ПС Дежневская 1 сш	120.22	9.29
О.Д. 1	120.24	9.31
ЧТЭЦ ВН	120.12	9.20
О.И 1	119.68	8.80
ПС Инаглинская 1	119.53	8.66
О.У 1	119.50	8.64
ПС Угольная 1	119.50	8.64
ПС Хатыми ВН	118.31	7.56
ПС М.Нимныр ВН	117.23	6.57
О.Д.2	120.30	9.36
О.Д. 2	120.24	9.30
ПС Денисовская 2	120.23	9.30
О.И 2	119.68	8.80
О.У 2	119.50	8.64
ПС НПС 17	238.21	8.28
О.17 1	238.21	8.28
О.17.2	238.22	8.28
ПС Н.Куранах 220	237.03	7.74
ПС Налдинская 1	240.24	9.20
ПС Налдинская НН	6.33	5.50
ПС Налдинская 2	240.21	9.19
ПС Налдинская НН 2	6.33	5.50
ПС Налдинская НН 3	6.33	5.50
ПС Налдинская НН 4	6.33	5.50
О.Н.1	240.50	9.32
О.Н.2	240.48	9.31
нейтраль 1	234.45	6.57
нейтраль 2	234.45	6.57
НПС 15	232.37	5.62
Томмот	236.94	7.70

По результатам таблицы 18, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 19 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 19 – Токовая загрузка ВЛ

N_нач	N_кон	Название	I_нач, А	I_кон, А	Iдоп_25, А	Iдоп_расч, А	I/I_доп, А
39	48	ПС М.Нимныр ВН - ПС Б.Нимныр	192	190	390.0	503.1	38.1
48	49	ПС Б.Нимныр - ПС Юхта	188	187	390.0	503.1	37.4
49	50	ПС Юхта - ПС Ле- бединый	187	185	390.0	503.1	37.1
3	17	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.1	174	173	520.0	670.8	25.9
3	41	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.2	173	173	520.0	670.8	25.8
21	26	ЧТЭЦ ВН - О.И 1	129	128	390.0	503.1	25.6
21	45	ЧТЭЦ ВН - О.И 2	127	127	390.0	503.1	25.2
4	69	НГРЭС ОРУ 220 ВН - О.Н.2	217	216	710.0	915.9	23.7
4	68	НГРЭС ОРУ 220 ВН - О.Н.1	215	213	710.0	915.9	23.4

Самой нагруженной линией в данном режиме является «Малый Нимныр - Большой Нимныр» (Табл. 19).

Таблицы с результатами расчета режима в более подробном виде, токовая загрузка ЛЭП, отпайки РПН и схема приведены в приложении В.

### 3.4 Расчет послеаварийных режимов и их анализ

При расчете послеаварийных режимов отключаем наиболее нагруженные элементы сети (ЛЭП) и проверяем параметры режима.

Рассмотрим режим отключения ВЛ 110 кВ «Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр» (Подключение ПС 110 кВ «Налдинская»)

Отключив ее, необходимо определить отклонение режимных параметров от номинальных значений.

Таблица 20 - Значения режимных характеристик рассматриваемого варианта

Тип	Но- мер	Название	U_ном, кВ	P_н, МВт	Q_н, МВар	P_г, МВт	Q_г, МВар
	2	3	4	5	6	7	8
Ген	1	110 Г-1	16	13.1	12.5	170.0	54.4
Ген	2	110 Г-2	16	12.6	12.2	170.0	55.2
Ген	3	НГРЭС ОРУ 110 ВН	121	57.8	36.6		-51.0

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8
База	4	НГРЭС ОРУ 220 ВН	220			71.2	0.4
Нагр	6	НГРЭС АТ-2 Н	220				
Нагр	10	НГРЭС АТ-1 Н	220				
Нагр	12	НГРЭС АТ-1 НН	35	15.5	13.3		
Ген	13	НГРЭС ОРУ 220 Г-3	16	13.7	12.8	170.0	51.3
Нагр	14	НПС-18	220	11.8	5.1		
Нагр	17	О.Д.1	110				
Нагр	18	ПС Дежневская 1 сш	110	10.4	3.3		
Нагр	19	О.Д. 1	110				
Ген	21	ЧТЭЦ ВН	110	7.3	2.6		80.2
Ген	22	ЧТЭЦ Г-7	6	2.7	2.1	5.0	4.0
Нагр откл	23	ЧТЭЦ Г-6	6				
Нагр откл	24	ЧТЭЦ Г-5	6				
Ген	25	ЧТЭЦ Г-3	6	2.7	2.1	8.0	4.0
Нагр откл	26	О.И 1	110				
Нагр	27	ПС Инаглинская 1	110	11.3	4.5		
Нагр откл	28	О.У 1	110				
Нагр	29	ПС Угольная 1	110	0.5	0.2		
Нагр	37	ПС Хатыми ВН	110	0.7	0.2		
Нагр	39	ПС М.Нимныр ВН	110	0.2	0.2		
Нагр	41	О.Д.2	110				
Нагр	43	О.Д. 2	110				
Нагр	44	ПС Денисовская 2	110	13.4	5.4		
Нагр	45	О.И 2	110				
Нагр	47	О.У 2	110				
Нагр	48	ПС Б.Нимныр	110	0.5	0.2		
Нагр	49	ПС Юхта	110	0.1	0.1		
Нагр	50	ПС Лебединый	110	25.5	10.2		
Нагр	51	ПС В. Куранах	110	12.8	1.6		
Нагр	52	Отпайка В.Куранах	110				
Нагр	53	Н.Куранах 110	110	5.2	2.6		
Нагр	54	ПС ЗИФ	110	16.3	5.7		
Нагр	55	ПС НПС 17	220	18.1	3.0		
Нагр	56	О.17.1	220				
Нагр	57	О.17.2	220				
Нагр	58	ПС Н.Куранах 220	220				
Нагр	59	Н.К АТ 1 Н	220				
Нагр	60	Н.К АТ 1 НН	35	12.8	3.9		
Нагр	61	Н.К АТ 2 Н	220				
Нагр	62	ПС Налдинская 1	110				
Нагр	63	ПС Налдинская НН 1	6	14.5	5.8		
Нагр откл	64	ПС Налдинская 2	110				
Нагр	65	О.Н.1	110				

Таблица 21 – Значения режимных характеристик ВЛ, трансформаторов ПС

Тип	N_нач	N_кон	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Кт/г	P_нач, МВт	Q_нач, МВар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	3	1	НГРЭС ОРУ 110 ВН - 110 Г-1	0.15	6.32	22.2	0.130	157	31
Тр-р	3	2	НГРЭС ОРУ 110 ВН - 110 Г-2	0.15	6.10	85.3	0.130	157	31
Тр-р	6	3	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС ОРУ 110 ВН	0.48			0.500	67	8
Тр-р	6	12	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС АТ-1 НН	3.20	131.00		0.159	-8	-7
Тр-р	6	4	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-60	-1
Тр-р	10	3	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС ОРУ 110 ВН	0.48			0.500	67	8
Тр-р	10	12	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС АТ-1 НН	3.20	131.00		0.159	-8	-7
Тр-р	10	4	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-60	-1
Тр-р	4	13	НГРЭС ОРУ 220 ВН - НГРЭС ОРУ 220 Г-3	0.65	28.06	24.8	0.065	156	25
ЛЭП	4	14	НГРЭС ОРУ 220 ВН - НПС-18	16.13	70.61	-434.5		-70	21
ЛЭП	4	14	НГРЭС ОРУ 220 ВН - НПС-18	16.48	72.16	-444.0		-68	21
ЛЭП	3	17	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.1	2.54	6.48	-431.7		-60	23
ЛЭП	3	41	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.2	2.54	6.48	-43.2		-60	20
ЛЭП	17	18	О.Д.1 - ПС Дежневская 1 сш	0.95	1.62	-10.1		-5	-2
ЛЭП	41	18	О.Д.2 - ПС Дежневская 1 сш	0.95	1.62	-10.1		-5	-1
ЛЭП	17	19	О.Д.1 - О.Д.1	0.37	0.95	-6.3		-54	20
ЛЭП	41	43	О.Д.2 - О.Д.2	0.37	0.95	-6.3		-55	22
ЛЭП	43	44	О.Д.2 - ПС Денисовская 2	0.02	0.04	-0.3		-7	-2
ЛЭП	19	44	О.Д.1 - ПС Денисовская 2	0.02	0.04	-0.3		-7	-4
ЛЭП	19	21	О.Д.1 - ЧТЭЦ ВН	1.44	3.68	-24.5		-48	24
ЛЭП	43	21	О.Д.2 - ЧТЭЦ ВН	1.44	3.68	-24.5		-48	24
Тр-р	21	22	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-7	4.38	86.70	8.5	0.049	2	2
Тр-р	21	23	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-6	4.38	86.70	8.5	0.049		
Тр-р	21	24	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-5	4.38	86.70	8.5	0.049		
Тр-р	21	25	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-3	4.38	86.70	8.5	0.049	5	2
ЛЭП	21	26	ЧТЭЦ ВН - О.И 1	1.68	4.26	-28.6			
ЛЭП	21	45	ЧТЭЦ ВН - О.И 2	1.70	4.30	-28.9		-95	-32
ЛЭП	26	27	О.И 1 - ПС Инаглинская 1	2.02	3.46	-21.6			
ЛЭП	45	27	О.И 2 - ПС Инаглинская 1	2.02	3.46	-21.6		-11	-4
ЛЭП	26	28	О.И 1 - О.У 1	1.92	3.29	-20.5			
ЛЭП	45	47	О.И 2 - О.У 2	1.94	3.33	-20.8		-83	-26
ЛЭП	28	29	О.У 1 - ПС Угольная 1	0.01	0.02	-0.1			
ЛЭП	47	29	О.У 2 - ПС Угольная 1	0.01	0.02	-0.1		-1	0
ЛЭП	65	39	О.Н.1 - ПС М.Нимныр ВН	20.67	35.44	-220.8			

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	37	39	ПС Хатыми ВН - ПС М.Нимныр ВН	10.25	17.57	-109.5		-21	8
ЛЭП	39	48	ПС М.Нимныр ВН - ПС Б.Нимныр	11.45	19.64	-122.4		-20	7
ЛЭП	48	49	ПС Б.Нимныр - ПС Юхта	4.93	8.46	-52.7		-19	6
ЛЭП	49	50	ПС Юхта - ПС Лебединый	9.26	15.88	-99.0		-19	6
ЛЭП	50	52	ПС Лебединый - Отпайка В.Куранах	4.06	6.96	-43.4		7	16
ЛЭП	52	51	Отпайка В.Куранах - ПС В. Куранах	0.02	0.04	-0.3			
ЛЭП	52	53	Отпайка В.Куранах - Н.Куранах 110	2.34	4.01	-25.0		7	15
ЛЭП	51	53	ПС В. Куранах - Н.Куранах 110	3.06	4.34	26.1		13	2
ЛЭП	53	54	Н.Куранах 110 - ПС ЗИФ	0.32	0.56	-3.5		-8	-3
ЛЭП	54	53	ПС ЗИФ - Н.Куранах 110	0.32	0.56	-3.5		8	3
ЛЭП	14	56	НПС-18 - О.17 1	7.35	32.17	-198.0		-62	4
ЛЭП	14	57	НПС-18 - О.17.2	7.30	31.96	-196.7		-62	4
ЛЭП	56	55	О.17 1 - ПС НПС 17	0.14	0.60	-3.7		-4	0
ЛЭП	57	55	О.17.2 - ПС НПС 17	0.14	0.60	-3.7		-14	-2
ЛЭП	56	58	О.17 1 - ПС Н.Куранах 220	3.79	16.60	-102.2		-57	-5
ЛЭП	57	58	О.17.2 - ПС Н.Куранах 220	4.53	19.82	-122.0		-48	-3
Тр-р	58	59	ПС Н.Куранах 220 - Н.К АТ 1 Н	1.40	104.00	6.0	1.000	-27	-23
Тр-р	59	53	Н.К АТ 1 Н - Н.Куранах 110	1.40			0.500	-21	-13
Тр-р	59	60	Н.К АТ 1 Н - Н.К АТ 1 НН	2.80	195.60		0.159	-6	-7
Тр-р	58	61	ПС Н.Куранах 220 - Н.К АТ 2 Н	1.40	104.00	6.0	1.000	-27	-23
Тр-р	61	53	Н.К АТ 2 Н - Н.Куранах 110	1.40			0.500	-21	-13
Тр-р	61	60	Н.К АТ 2 Н - Н.К АТ 1 НН	2.80	195.60		0.159	-6	-7
ЛЭП	28	65	О.У 1 - О.Н.1	1.00	1.71	-10.6			
ЛЭП	47	66	О.У 2 - О.Н.2	1.00	1.71	-10.6		-81	-24
ЛЭП	66	62	О.Н.2 - ПС Налдинская 1	0.88	2.23	-14.8		-59	-31
ЛЭП	65	64	О.Н.1 - ПС Налдинская 2	0.88	2.23	-14.8			
Тр-р	62	70	ПС Налдинская 1 - Нейтраль 1	0.87	22.00	31.0	1.000	-58	-31
Тр-р	70	63	Нейтраль 1 - ПС Налдинская НН 1				0.058	-29	-12
Тр-р	70	67	Нейтраль 1 - ПС Налдинская НН 2				0.058	-29	-12
Тр-р	64	71	ПС Налдинская 2 - Нейтраль 2	0.87	22.00	31.0	1.000		
Тр-р	71	68	Нейтраль 2 - ПС Налдинская НН 3				0.058		
Тр-р	71	69	Нейтраль 2 - ПС Налдинская НН 4				0.058		

Таблица 22 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	U,кВ	dU, %
1	2	3
ЧТЭЦ ВН	121.00	10.00
НГРЭС ОРУ 220 ВН	242.00	10.00
НГРЭС АТ-1 Н	241.87	9.94
НГРЭС АТ-2 Н	241.87	9.94
О.Д.1	120.84	9.86
ПС Денисовская 2	120.83	9.85
О.Д. 2	120.83	9.85
О.Д. 1	120.83	9.85
О.Д.2	120.83	9.84
ПС Дежневская 1 сш	120.77	9.79
НПС-18	240.77	9.44
О.17.2	238.84	8.56
О.17 1	238.83	8.56

По результатам таблицы 22, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

Таблица 23 – Токовая нагрузка ВЛ

N_нач	N_кон	Название	I_нач, А	I_кон, А	Iдоп_25, А	Iдоп_расч, А	I/I_доп, А
1	2	3	4	5	6	7	8
21	45	ЧТЭЦ ВН - О.И 2	479	479	390.0	503.1	95.3
45	47	О.И 2 - О.У 2	421	421	390.0	503.1	83.7
47	66	О.У 2 - О.Н.2	418	419	390.0	503.1	83.2
66	62	О.Н.2 - ПС Нал- динская 1	333	333	390.0	503.1	66.2
3	17	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.1	308	298	520.0	670.8	45.9
3	41	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.2	303	302	520.0	670.8	45.2
41	43	О.Д.2 - О.Д. 2	281	281	520.0	670.8	41.9
<b>Реконструкция участка ЧТЭЦ ВН - О.И 1,2</b>							
21	45	ЧТЭЦ ВН - О.И 2	479	479	520	670.8	71.5

В аварийном режиме участок линии «Чульманская ТЭЦ – Отпайка Инаглинская №2» сетях 110 кВ загружен почти на 100%, следовательно для дальнейшего подключения подстанций в сетях 110 кВ требуется реконструкция ВЛ участка «Чульманская ТЭЦ – Отпайка Инаглинская №1-2» с заменой провода с АС – 120/19 на АС – 185/29 и в дальнейшем рекомендуется строительство линии Малый Нимныр – НПС - 18 для разгрузки сетей 110 кВ. После замены провода, токовая нагрузка участка «Чульманская ТЭЦ – Отпайка Инаглинская 2» составляет 71,5%, что допустимо в послеаварийном режиме.

Таблица 24 – Токовая загрузка трансформаторов

N_нач	N_кон	Название	I_нач, А	I_кон, А	Iдоп_25, А	I/I_доп, %
10	4	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	273	272	314.0	86.8
62	70	ПС Налдинская 1 - Нейтраль 1	333	332	314.0	106.1

При отключении одного автотрансформатора на Нерюнгринской ГРЭС второй автотрансформатор не перегружен на 100%, установка третьего автотрансформатора не требуется.

На подстанции «Налдинская» трансформатор перегружен на 106%, так как один из трансформаторов отключился вместе с линией в послеаварийном режиме. Так как схема ОРУ «Два блока с выключателями и неавтоматизированной перемычкой со стороны линии», но трансформаторы с расщепленной обмоткой, то за счет секционных выключателей на низкой стороне, можно произвести переключение потребителей на трансформатор который находится в работе.

Рассмотрим режим отключения ВЛ 110 кВ «Малый Нимныр – Большой Нимныр» (Подключение ПС 220 кВ «Налдинская»).

Таблица 25 - Значения режимных характеристик рассматриваемого варианта

Тип	Но- мер	Название	U_ном, кВ	P_н, МВт	Q_н, МВар	P_г, МВт	Q_г, МВар
1	2	3	4	5	6	7	8
Ген	1	110 Г-1	16	13.1	12.5	170.0	18.0
Ген	2	110 Г-2	16	12.6	12.2	170.0	17.7
Ген	3	НГРЭС ОРУ 110 ВН	110	57.8	36.6		68.3
База	4	НГРЭС ОРУ 220 ВН	242			62.7	55.5
Нагр	6	НГРЭС АТ-2 Н	220				
Нагр	10	НГРЭС АТ-1 Н	220				
Нагр	12	НГРЭС АТ-1 НН	35	15.5	13.3		
Ген	13	НГРЭС ОРУ 220 Г- 3	16	13.7	12.8	170.0	27.1
Нагр	14	НПС-18	220	11.8	5.1		
Нагр	17	О.Д.1	110				
Нагр	18	ПС Дежневская 1 сш	110	12.9	5.8		
Нагр	19	О.Д. 1	110				
Нагр	21	ЧТЭЦ ВН	110	7.3	2.6		
Ген	22	ЧТЭЦ Г-7	6	2.7	2.1	10.0	4.4
Нагр	23	ЧТЭЦ Г-6	6				
Нагр	24	ЧТЭЦ Г-5	6				

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8
Ген	25	ЧТЭЦ Г-3	6	2.7	2.1	10.0	4.4
Нагр	26	О.И 1	110				
Нагр	27	ПС Инаглинская 1	110	11.3	4.5		
Нагр	28	О.У 1	110				
Нагр	29	ПС Угольная 1	110	0.5	0.2		
Нагр	37	ПС Хатыми ВН	110	0.7	0.2		
Нагр	39	ПС М.Нимныр ВН	110	0.2	0.2		
Нагр	41	О.Д.2	110				
Нагр	43	О.Д. 2	110				
Нагр	44	ПС Денисовская 2	110	13.4	5.4		
Нагр	45	О.И 2	110				
Нагр	47	О.У 2	110				
Нагр	48	ПС Б.Нимныр	110	0.5	0.2		
Нагр	49	ПС Юхта	110	0.1	0.1		
Нагр	50	ПС Лебединый	110	25.5	10.2		
Нагр	51	ПС В. Куранах	110	12.8	1.6		
Нагр	52	Отпайка В.Куранах	110				
Нагр	53	Н.Куранах 110	110	5.2	2.6		
Нагр	54	ПС ЗИФ	110	16.3	5.7		
Нагр	55	ПС НПС 17	220	18.1	3.0		
Нагр	56	О.17 1	220				
Нагр	57	О.17.2	220				
Нагр	58	ПС Н.Куранах 220	220				
Нагр	59	Н.К АТ 1 Н	220				
Нагр	60	Н.К АТ 1 НН	35	12.8	3.9		
Нагр	61	Н.К АТ 2 Н	220				
Нагр	62	ПС Налдинская 1	220				
Нагр	63	ПС Налдинская НН	6	14.5	5.8		
Нагр	64	ПС Налдинская 2	220				

Таблица 26 – Значения режимных характеристик ВЛ, трансформаторов ПС

Тип	N_нач	N_кон	Название	R, Ом	B, Ом	Кт/г	X, Ом	P_нач, МВт	Q_нач, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	3	1	НГРЭС ОРУ 110 ВН - 110 Г-1	0.15	6.10	85.3	0.132	156	-6
Тр-р	3	2	НГРЭС ОРУ 110 ВН - 110 Г-2	0.15	6.10	85.3	0.132	157	-6
Тр-р	6	3	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС ОРУ 110 ВН	0.48			0.500	112	11
Тр-р	6	12	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС АТ-1 НН	3.20	131.00		0.159	-8	-7
Тр-р	6	4	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-104	-4

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	10	4	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-104	-4
Тр-р	4	13	НГРЭС ОРУ 220 ВН - НГРЭС ОРУ 220 Г-3	0.15	6.10	85.3	0.066	155	7
ЛЭП	3	17	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.1	2.54	6.48	-431.7		-16	3
ЛЭП	3	41	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.2	2.54	6.48	-43.2		-16	0
ЛЭП	17	18	О.Д.1 - ПС Деж- невская 1 сш	0.95	1.62	-10.1		-6	-3
ЛЭП	41	18	О.Д.2 - ПС Деж- невская 1 сш	0.95	1.62	-10.1		-6	-2
ЛЭП	17	19	О.Д.1 - О.Д. 1	0.37	0.95	-6.3		-9	0
ЛЭП	41	43	О.Д.2 - О.Д. 2	0.37	0.95	-6.3		-9	1
ЛЭП	43	44	О.Д. 2 - ПС Де- нисовская 2	0.02	0.05	-0.3		-7	-2
ЛЭП	19	44	О.Д. 1 - ПС Де- нисовская 2	0.02	0.04	-0.3		-7	-4
ЛЭП	19	21	О.Д. 1 - ЧТЭЦ ВН	1.44	3.68	-24.5		-2	3
ЛЭП	43	21	О.Д. 2 - ЧТЭЦ ВН	1.44	3.68	-24.5		-2	3
Тр-р	21	22	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-7	4.38	86.70	8.5	0.049	7	2
Тр-р	21	23	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-6	4.38	86.70	8.5	0.049		
Тр-р	21	24	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-5	4.38	86.70	8.5	0.049		
Тр-р	21	25	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-3	4.38	86.70	8.5	0.049	7	2
ЛЭП	21	26	ЧТЭЦ ВН - О.И 1	2.59	4.41	-27.7		-6	2
ЛЭП	21	45	ЧТЭЦ ВН - О.И 2	2.62	4.48	-27.9		-6	2
ЛЭП	26	27	О.И 1 - ПС Инаглинская 1	2.02	3.46	-21.6		-6	-2
ЛЭП	45	27	О.И 2 - ПС Инаглинская 1	2.02	3.46	-21.6		-6	-2
ЛЭП	26	28	О.И 1 - О.У 1	1.92	3.29	-20.5		0	3
ЛЭП	45	47	О.И 2 - О.У 2	1.94	3.33	-20.8		0	3
ЛЭП	28	29	О.У 1 - ПС Угольная 1	0.01	0.02	-0.1		-1	0
ЛЭП	47	29	О.У 2 - ПС Угольная 1	0.01	0.02	-0.1		0	0
ЛЭП	47	37	О.У 2 - ПС Ха- тыми ВН	11.85	20.32	-126.6		-1	3
ЛЭП	28	39	О.У 1 - ПС М.Нимныр ВН	21.66	37.15	-231.4		0	3
ЛЭП	37	39	ПС Хатыми ВН - ПС М.Нимныр ВН	10.25	17.57	-109.5		0	2
ЛЭП	39	48	ПС М.Нимныр ВН - ПС Б.Ним- ныр	11.45	19.64	-122.4			

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	52	51	Отпайка В.Куранах - ПС В. Куранах	0.02	0.04	-0.3			
ЛЭП	52	53	Отпайка В.Куранах - Н.Куранах 110	2.34	4.01	-25.0		26	8
ЛЭП	51	53	ПС В. Куранах - Н.Куранах 110	3.06	4.34	26.1		13	2
ЛЭП	53	54	Н.Куранах 110 - ПС ЗИФ	0.32	0.56	-3.5		-8	-3
ЛЭП	54	53	ПС ЗИФ - Н.Куранах 110	0.32	0.56	-3.5		8	3
ЛЭП	14	56	НПС-18 - О.17.1	7.35	32.17	-198.0		-72	7
ЛЭП	14	57	НПС-18 - О.17.2	7.30	31.96	-196.7		-72	7
ЛЭП	56	55	О.17.1 - ПС НПС 17	0.14	0.60	-3.7		-4	-1
ЛЭП	57	55	О.17.2 - ПС НПС 17	0.14	0.60	-3.7		-14	-2
ЛЭП	56	58	О.17.1 - ПС Н.Куранах 220	3.79	16.60	-102.2		-67	0
ЛЭП	57	58	О.17.2 - ПС Н.Куранах 220	4.53	19.82	-122.0		-57	1
Тр-р	58	59	ПС Н.Куранах 220 - Н.К АТ 1 Н	1.40	104.00	6.0	1.000	-37	-21
Тр-р	59	53	Н.К АТ 1 Н - Н.Куранах 110	1.40			0.500	-30	-9
Тр-р	59	60	Н.К АТ 1 Н - Н.К АТ 1 НН	2.80	195.60		0.159	-6	-8
Тр-р	58	61	ПС Н.Куранах 220 - Н.К АТ 2 Н	1.40	104.00	6.0	1.000	-37	-21
Тр-р	61	53	Н.К АТ 2 Н - Н.Куранах 110	1.40			0.500	-30	-9
Тр-р	61	60	Н.К АТ 2 Н - Н.К АТ 1 НН	2.80	195.60		0.159	-6	-8
ЛЭП	4	68	НГРЭС ОРУ 220 ВН - О.Н.1	5.88	25.74	-158.4		-108	7
ЛЭП	4	69	НГРЭС ОРУ 220 ВН - О.Н.2	5.88	25.74	-158.4		-110	7
ЛЭП	68	62	О.Н.1 - ПС Налдинская 1	0.72	3.18	-19.5		-29	-13
ЛЭП	69	64	О.Н.2 - ПС Налдинская 2	0.72	3.18	-19.5		-29	-13
Тр-р	62	70	ПС Налдинская 1 - нейтраль 1	3.90	100.70	9.5	1.000	-29	-14
Тр-р	70	63	нейтраль 1 - ПС Налдинская НН				0.027	-15	-6
Тр-р	70	65	нейтраль 1 - ПС Налдинская НН 2				0.027	-15	-6
Тр-р	64	71	ПС Налдинская 2 - нейтраль 2	3.90	100.70	9.5	1.000	-29	-14
Тр-р	71	66	нейтраль 2 - ПС Налдинская НН 3				0.027	-14	-6
Тр-р	71	67	нейтраль 2 - ПС Налдинская НН 4				0.027	-14	-6

Таблица 27 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	U, кВ	dU, %
1	2	3
ПС М.Нимныр ВН	121.12	10.11
ПС Хатыми ВН	121.01	10.01
НГРЭС ОРУ 110 ВН	121.00	10.00
НГРЭС АТ-1 Н	241.78	9.90
НГРЭС АТ-2 Н	241.78	9.90
О.У 2	120.69	9.72
ПС Угольная 1	120.69	9.72
О.У 1	120.69	9.72
ЧТЭЦ ВН	120.67	9.70
О.Д.1	120.65	9.68
О.Д.2	120.64	9.67
ПС Денисовская 2	120.61	9.65
О.Д. 2	120.62	9.65
О.Д. 1	120.62	9.65

По результатам таблицы 27, отклонение напряжений на шинах не превышают допустимые значения.

Таблица 28 – Токовая нагрузка трансформаторов

N_нач	N_кон	Название	I_нач, А	I_кон, А	Iдоп_25, А	I/I_dop %, А
10	4	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	499	498	328.0	152.0

При отключении одного автотрансформатора на Нерюнгринской ГРЭС, второй перегружен на 152% что недопустимо, следовательно при подключении подстанции 220 кВ «Налдинская» требуется установка третьего АТ на НГРЭС.

Таблица 29 – Токовая нагрузка ВЛ

N_нач	N_кон	Название	I_нач, А	I_кон, А	Iдоп_25, А	Iдоп_расч, А	I/I_dop, А
1	2	3	4	5	6	7	8
4	69	НГРЭС ОРУ 220 ВН - О.Н.2	263	262	710.0	915.9	28.7
50	52	ПС Лебединый - Отпайка В.Кура- нах	144	143	390.0	503.1	28.6
52	53	Отпайка В.Кура- нах - Н.Куранах 110	143	142	390.0	503.1	28.4
4	68	НГРЭС ОРУ 220 ВН - О.Н.1	260	259	710.0	915.9	28.3
69	14	О.Н.2 - НПС-18	196	191	710.0	915.9	21.4
68	14	О.Н.1 - НПС-18	191	187	710.0	915.9	20.9
14	57	НПС-18 - О.17.2	176	175	710.0	915.9	19.2

### 3.5 Сравнительный анализ режимов 2 вариантов конфигурации сети и выбор наилучшего варианта

В результате расчета нормального и послеаварийного режима 2 вариантов сети необходимо сделать вывод: в случае подключения подстанции «Налдинская» в сетях 110 кВ (напряжения в узлах сети, углы между напряжениями) не превышают предельных значений, но требуется реконструкция участка ВЛ «Чульманская ТЭЦ – Отпайка Инаглинская №1, №2» требуется замена провода АС – 120/19 на АС – 185/29. В случае подключения подстанции «Налдинская» в сетях 220 требуется установка третьего автотрансформатора на НГРЭС.

Подробный расчет режима предоставлен в приложении Д.

Таблица 30 - Потери при подключении ПС 110 кВ «Налдинская»

U <sub>ном</sub> , кВ	dP, МВт	dP <sub>ЛЭП</sub> , МВт	dP <sub>Тр-р</sub> , МВт	XX <sub>тр</sub> , МВт
1	2	3	4	5
110	7,42	6,30	0,66	0,46
220	12,76	11,77	0,50	0,29

Таблица 31 - Потери при подключении ПС 220 кВ «Налдинская»

U <sub>ном</sub> , кВ	dP, МВт	dP <sub>ЛЭП</sub> , МВт	dP <sub>Тр-р</sub> , МВт	XX <sub>тр</sub> , МВт
1	2	3	4	5
110	6,25	5,27	0,54	0,44
220	14,05	12,27	1,22	0,56

При технико-экономическом сравнении сравниваются только допустимые по техническим требованиям варианты в которых потребитель получает нужную электроэнергию заданного качества при заданной степени надежности.

Ранее были выбраны варианты схем сети №2 и №3, [Лист №2]. На данном этапе из них необходимо выбрать оптимальный по технико-экономическим показателям. Сопоставление вариантов осуществляется в результате расчетов сравнительной экономической эффективности капитальных вложений.

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 учетом коэффициентов инфляции ( $K_{инфл}=4,6$ ). Далее определяем капитальные вложения по подстанции, а также найдем постоянную часть затрат, стоимость силовых трансформаторов с расщепленной обмоткой, стоимость РУ ВН. Найдем суммарные капитальные вложения по каждому варианту.

Капиталовложения которые необходимы для строительства электрической сети подразумевают в себе капиталовложения на строительство подстанций и строительство воздушных линий электропередач, млн.руб:

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (21)$$

Капиталовложения на строительство подстанций состоит из: капиталовложения в покупку трансформаторов, КУ, строительство ОРУ и постоянных затрат включающих в себя затраты на благоустройство территории, подвода коммуникаций, покупку земли, млн.руб:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (22)$$

где  $K_{ТР}$  – цена трансформатора на определенное напряжение и мощность;  
 $K_{КУ}$  – стоимость компенсирующих устройств, зависящие от мощности;  
 $K_{ОРУ}$  – стоимость открытого ОРУ, которая зависит от класса распределительного устройства и номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат;

Стоимость всего оборудования приводится к текущему 2019 году с помощью коэффициента инфляции ( $K_{инф} = 4,6$ ).

Капиталовложения для строительства ВЛЭП рассчитываются по формуле, млн.руб:

$$K_{ПС} = K_0 \cdot L_{\Sigma}, \quad (23)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость одного километра линии;

$L_{\Sigma}$  – длина ВЛЭП.

Расчеты капиталовложений приведем в приложении В.

В результате расчета получим капиталовложения для первого варианта:

$$K_{ВЛ} = 202,5 \text{ млн.руб.}$$

$$K_{ПС} = 246,3 \text{ млн.руб.}$$

$$K = 448,8 \text{ млн.руб.}$$

Для второго варианта:

$$K_{ВЛ} = 102,2 \text{ млн.руб.}$$

$$K_{ПС} = 397,8 \text{ млн.руб.}$$

$$K = 500 \text{ млн.руб.}$$

Расчет потерь электрической энергии.

Потери электроэнергии рассчитываем отдельно для зимнего и летнего периодов. Определим потери в линиях, трансформаторах, компенсирующих устройствах. Нагрузочные потери рассчитаем по среднеквадратичной мощности с учетом компенсации реактивной мощности. Условно-постоянные потери для трансформаторов – это потери холостого хода в течение всего года. Условно-постоянные потери для воздушных линий – это потери на корону [30].

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям. Потери включают в себя: потери в ЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах.

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР}, \quad (24)$$

Потери в воздушных линиях:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{\text{эф}}^3)^2 + (Q_{\text{эф}}^3)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_{год} \cdot L, \quad (25)$$

где  $T_{год}$  – количество годовых часов = 8760

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

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \frac{(P_{\text{эф}}^3)^2 + (Q_{\text{эф}}^3)^2 \cdot Z_{TP} \cdot T_{\text{год}}}{U_{\text{НОМ}}^2} + 2 \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_{\text{год}}, \quad (26)$$

где  $P_{\text{эф}}$ ,  $Q_{\text{эф}}$  – эффективные мощности ПС (нагрузка);

$R_{TP}$  – активное сопротивление трансформатора;

$\Delta P_{XX}$  – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода;

$T_G$  – годовое количество часов.

Расчитав по этим формулам потери для двух вариантов получили:

$$\Delta W_1 = 1725 + 28970 = 30700 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_2 = 459 + 108300 = 109200 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Расчет эксплуатационных издержек

Ежегодные издержки на эксплуатацию включают в себя несколько издержек:

- 1) издержки на эксплуатацию и ремонт ( $I_{\text{РЭО}}$ );
- 2) издержки на амортизацию ( $I_{\text{АМ}}$ );
- 3) стоимость потерь электроэнергии ( $I_{\Delta W}$ ).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (27)$$

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

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

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (28)$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из двух составляющих – это величина потерь и стоимость потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (29)$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии.

На данный момент в Южной Якутии стоимость потерь на 1 кВт·ч равен:

$$C_{\Delta W} = 3,51 \text{ руб/кВт·ч.}$$

Произведем вычисление издержек на амортизацию, текущий ремонт и амортизацию для обоих вариантов по формулам (27) и (28):

$$I_{PЭО1} = 1,615 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{PЭО2} = 2,429 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{AM1} = 2,243 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{AM2} = 2,500 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W1} = 107,745 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\Delta W2} = 383,158 \text{ тыс.руб.}$$

Находим издержки для обоих вариантов по формуле (30), тыс.руб:

$$I = I_{PЭО} + I_{AM} + I_{\Delta W} \quad (30)$$

$$I_1 = 38,697 \text{ млн.руб.}$$

$$I_2 = 49,674 \text{ млн.руб.}$$

Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети.

Оптимальным считаем тот вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат.

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (31)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования. ( $E = 0,1$ );

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

$I$  – издержки.

Произведя расчет по капиталовложениям и издержкам получим следующие затраты:

$$Z_1 = 0,1 \cdot 448 + 38,697 = 83,573 \text{ млн.руб.}$$

$$Z_2 = 0,1 \cdot 500 + 49,674 = 99,679 \text{ млн.руб.}$$

Найдем погрешность:

$$\varepsilon = \frac{99,679 - 83,573}{99,679} \cdot 100 = 16,15 \%$$

Так как погрешность больше 5 %, то выбираем схему с меньшими приведенными затратами, то есть подключение подстанции Налдинская к сети 110 кВ, затраты, издержки и капиталовложения представлены в таблице 32.

Подробный расчет предоставлен в Приложении В.

Таблица 32 – Техничко – Экономические показатели двух вариантов сети

Показатель	Схема №2	Схема №3
Капиталовложения, млн руб.	448,8	500
Издержки, млн руб.	38,697	49,674
Затраты, млн руб.	83,573	99,679

Вывод: Для дальнейшего расчета выбираем схему № 2, т.к. она имеет меньшие среднегодовые затраты, меньшие капиталовложения и наименьшие издержки.

## РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчеты однофазных и трехфазных токов короткого замыкания на шинах ПС «Налдинская» необходимо выполнить в целях:

- проверки выбранного оборудования по расчетным значениям токов КЗ;
- определения требований к проектируемому оборудованию;
- определения необходимости ограничения ТКЗ.

Расчет индуктивных сопротивлений для расчета тока трехфазного КЗ рассчитывается по формуле (32).

-сопротивление системы рассчитывается по выражению:

$$x_{СНГРЭС} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.СНГРЭС}}; \quad (32)$$

$$x_{СНГРЭС} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 13,044} = 5,09 \text{ Ом};$$

$$x_{СН.Куранах} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 2,62} = 25,347 \text{ Ом};$$

Сопротивления системы нулевой последовательности находятся аналогичным образом.

Сопротивления линий находятся по формуле, Ом:

$$x_{л} = x_{o} \cdot l \quad (33)$$

Среднее значение отношения  $X_0/X_1$  для одноцепных ВЛ со стальными заземленными тросами равно 3, следовательно сопротивление линии для нахождения однофазного тока необходимо умножить на 3.

$$x_{н.н} = 3 \cdot x_{o} \cdot l \quad (34)$$

Расчет ТКЗ произведен в ПБК RastrWin3.

### Алгоритм расчета ТКЗ в ПБК RastrWin3.

Необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль обозначается – зак., изолированная нейтраль – Δ. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Таблица 33 – Узлы/Несим/ИД

Тип0	Номер	Название	U_ном, кВ
1	2	3	4
у	3	НГРЭС ОРУ 110 ВН	110
у	17	О.Д.1	110
у	18	ПС Дежневская 1 сш	110
у	19	О.Д. 1	110
у	21	ЧТЭЦ ВН	110
у	26	О.И 1	110
у	27	ПС Инаглинская 1	110
у	28	О.У 1	110
у	29	ПС Угольная 1	110
у	37	ПС Хатыми ВН	110
у	39	ПС М.Нимныр ВН	110
у	41	О.Д.2	110
у	43	О.Д. 2	110
у	44	ПС Денисовская 2	110
у	45	О.И 2	110
у	47	О.У 2	110
у	48	ПС Б.Нимныр	110
у	49	ПС Юхта	110
у	50	ПС Лебединый	110
у	51	ПС В. Куранах	110
у	52	Отпайка В.Куранах	110
у	53	Н.Куранах 110	110
у	54	ПС ЗИФ	110
у	62	ПС Налдинская 1	110
у	63	ПС Налдинская НН 1	6
у	64	ПС Налдинская 2	110
у	65	О.Н.1	110

## Продолжение таблицы 33

1	2	3	4
у	66	О.Н.2	110
у	67	ПС Налдинская НН 2	6
у	68	ПС Налдинская НН 3	6
у	69	ПС Налдинская НН 4	6
зак	70	Нейтраль 1	110
зак	71	Нейтраль 2	110

Таблица 34 – Ветви/Несим/ИД

Название	X, Ом	x0, Ом	Кт/г
1	2	3	4
Нейтраль 2 - ПС Налдинская НН 4			0.054
Нейтраль 2 - ПС Налдинская НН 3			0.054
ПС Налдинская 2 - Нейтраль 2	22.00	22.000	1.000
Нейтраль 1 - ПС Налдинская НН 2			0.054
Нейтраль 1 - ПС Налдинская НН 1			0.054
ПС Налдинская 1 - Нейтраль 1	22.00	22.000	1.000
О.Н.1 - ПС Налдинская 2	2.23	6.690	
О.Н.2 - ПС Налдинская 1	2.23	6.690	
О.У 2 - О.Н.2	1.71	5.130	
О.У 1 - О.Н.1	1.71	5.130	
ПС ЗИФ - Н.Куранах 110	0.56	1.680	
Н.Куранах 110 - ПС ЗИФ	0.56	1.680	
ПС В. Куранах - Н.Куранах 110	4.34	13.020	
Отпайка В.Куранах - Н.Куранах 110	4.01	12.030	
Отпайка В.Куранах - ПС В. Куранах	0.04	0.120	
ПС Лебединый - Отпайка В.Куранах	6.96	20.880	
ПС Юхта - ПС Лебединый	15.88	47.640	
ПС Б.Нимныр - ПС Юхта	8.46	25.380	
ПС М.Нимныр ВН - ПС Б.Нимныр	19.64	58.920	
ПС Хатыми ВН - ПС М.Нимныр ВН	17.57	52.710	
О.Н.1 - ПС М.Нимныр ВН	35.44	106.320	
О.Н.2 - ПС Хатыми ВН	18.62	55.860	
О.У 2 - ПС Угольная 1	0.02	0.060	
О.У 1 - ПС Угольная 1	0.02	0.060	
О.И 2 - О.У 2	3.33	9.990	
О.И 1 - О.У 1	3.29	9.870	
О.И 2 - ПС Инаглинская 1	3.46	10.380	
О.И 1 - ПС Инаглинская 1	3.46	10.380	
ЧТЭЦ ВН - О.И 2	4.48	13.440	
ЧТЭЦ ВН - О.И 1	4.41	13.230	
О.Д. 2 - ЧТЭЦ ВН	3.68	11.040	
О.Д. 1 - ЧТЭЦ ВН	3.68	11.040	

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4
О.Д. 1 - ПС Денисовская 2	0.04	0.120	
О.Д. 2 - ПС Денисовская 2	0.04	0.120	
О.Д.2 - О.Д. 2	0.95	2.850	
О.Д.1 - О.Д. 1	0.95	2.850	
О.Д.2 - ПС Дежневская 1 сш	1.62	4.860	

Таблица 35 – Генератор/Несим

Название	N узла	Реактивное сопротивление	Реактивное сопротивление	ЭДС E, кВ
		прямой последовательности X, Ом	нулевой последовательности X0, Ом	
НГРЭС	3	5,090	3,964	115
Н.Куранах	53	25,347	20,336	115

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} \quad (35)$$

где  $I_{\text{ПО}}^{(3)}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{y\partial}$  – ударный коэффициент.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} \quad (36)$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}} = 1,717 \quad (37)$$

где  $T_a$  - постоянная времени, равная для 110 кВ - 0,03 с для 6 кВ - 0,01 с.

Результаты расчета всех необходимых токов короткого замыкания приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_{по}^{(3)}$ , кА	$T_a$ , с	$i_{ат}$ , кА	$i_{уд}$ , кА
К1	4,06	0,03	0,658	9,85
К2	11,73	0,01	0,025	22,63

#### 4.1 Конструктивное исполнение ПС «Налдинская»

РУ электрических ПС выполняются как внутренней так наружной установки и называются закрытыми и открытыми. Закрытые РУ применяются на напряжениях 3-20 кВ, а также в частных случаях 35-500 кВ при ограниченности площадей под РУ, в случае особо тяжелых климатических условиях. Открытые – на напряжениях 35-1150 кВ.

РУ 110 кВ ПС «Налдинская» выполняем открытым, 6 кВ – закрытыми.

#### 4.2 Выбор и проверка выключателей

Высоковольтный выключатель представляет собой коммутационный аппарат, с помощью которого производят оперативное включение и отключение как отдельных электрических цепей, так и различного оборудования.

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{раб.маx} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (38)$$

Максимальный рабочий ток по формуле 32:

$$I_{раб.маx} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,331 \text{ кА.}$$

Так же для выбора выключателя необходимо проверить его по термической устойчивости,  $\text{кА}^2\text{с}$ :

$$B_K = I_{но}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (39)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения;

$T_a$  - постоянная времени.

Время отключения находится следующим образом, с:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{ос}, \quad (40)$$

где  $t_{рз}$  - время релейной защиты, равное 0,3 с;

$t_{ос}$  - 0,055 с.

Используя формулу 35, получим требуемую величину:

$$B_K = 4,06^2 \cdot (2,57 + 0,03) = 42,857 \text{ кА}^2\text{с}.$$

По максимальным рабочим токам и установившемся напряжении выбираем выключатели на выходе трансформаторов 110 кВ. Данные расчетов сведены в таблицу 37.

Таблица 37 – Выключатель ВГТ-110 II-40/2500У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
1	2	3
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 331 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 4,06 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{вкл}$
$i_{уд} = 9,85 \text{ кА}$	$i_{пр. с.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с.}$
$I_{по} = 4,06 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 79,196 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл.н}$
$i_{ат} = 0,658 \text{ кА}$	$i_{аном.} = 22,675 \text{ кА}$	$i_{аном.} \geq i_{ат}$
$B_K = 42,857 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{mn}^2 \cdot t_{mn} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K < I_{mn}^2 \cdot t_{mn}$

Выключатель проходит по требуемым параметрам. Расшифровка марки выбранного выключателя приведена ниже.

ВГ - выключатель элегазовый;

Т - обозначение конструктивного исполнения;

110 - номинальное напряжение, кВ (110 или 220);

II - категория по длине пути утечки по внешней изоляции;

40 - номинальный ток отключения, кА;

2500 - номинальный ток, А;

У1 – категория размещения и конструктивное исполнение выключателя

На стороне 6 кВ выбираются элегазовые типа LF-1 которые встроены в шкаф КРУ СЭЩ - 70. Расчетные данные приведены в таблице 38

Таблица 38 –Сравнение справочных и расчетных данных при выборе выключателей 6 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
1	2	3
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А} - \text{вводной}$	$I_{рmax} = 3058 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А} - \text{секционный}$	$I_{рmax} = 3058 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 50 \text{ кА}$	$i_{yo} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{yo}$
$B_{к,ном} = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 145,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к,ном} \geq B_{к}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 11,73 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 11,73 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а,ном} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{at} = 0,025 \text{ кА}$	$i_{а,ном} \geq i_{at}$

По данным сравнения выбранный выключатель проходит проверку.

### 4.3. Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения выше 1кВ, основная цель которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановок и отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта [15].

На ОРУ 110 кВ выбираются разъединители типа РГП-СЭЩ-2-110/1250 УХЛ1 с электродвигательным приводом ПД-14УХЛ1, с одним или с двумя заземляющими ножами.

Проверка на термическую стойкость:

$$B_{к,расч} = 4,06^2 \cdot (2,57 + 0,01) = 42,53 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{ном}} = 992,2 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя на высокой стороне представлено в таблице 39.

Таблица 39 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РГП – СЭЩ – 2 - 110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{Н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{Р}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{Р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{Р}} = 331 \text{ А}$	$I_{\text{Р}} \leq I_{\text{Н}}$
$I_{\text{СКВ}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,85 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} = 992,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 42,53 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} \leq I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}}$

В результате сравнения каталожных и расчетных данных разъединитель соответствует данным условиям и был принят к установке.

#### 4.4. 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 на высокой стороне необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2, \tag{41}$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2}, \quad (42)$$

$S_{2ном}$  – номинальная вторичная нагрузка ТТ;

$I_2$  – вторичный ток ТТ, равный 5 А.

Индуктивное сопротивление токовых цепей крайне мало, поэтому примем:

$$Z_2 \approx R_2, \quad (43)$$

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{приб}$ , сопротивления соединительных проводов  $R_{пр}$  и переходного сопротивления контактов  $R_k$  и определяется по формуле (44):

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (44)$$

На стороне ВН выберем ТТ марки ТРГ-110 УХЛ-1.

Таблица 40 – Трансформатор тока ТРГ-110-УХЛ-1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
1	2	3
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 331$ А	$I_{1ном} = 400$ А	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5$ А	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 1,06$ Ом	$Z_{2ном} = 2$ Ом	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 9,85$ кА	$I_{дин. н.} = 84$ кА	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 42,53$ кА <sup>2</sup> с	$I_{тн} = 16$ кА, $t_{тн} = 3$ с $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 16^2 \cdot 3 = 768$ кА <sup>2</sup> с	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Таблица 41 – Длина соединительных проводов от ТТ до приборов

Присоединение, кВ	Длина, м
КРУ 6-10 кВ	3-5
ОРУ 110 кВ	60-80

Таблица 42 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА3021	0	4	0
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	5	5

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (45)$$

Сопротивления проводов определяются по формуле:

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}; \quad (46)$$

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

$r_{2\text{НОМ}} = 19 \text{ Ом}$  - заданное сопротивление нагрузки на тр-р тока;

$\sum R_{\text{ПРИБ}}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН, определяется по формуле (47).

$$\sum r_{\text{ПРИБ}} = \frac{\sum S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2H}^2}, \quad (47)$$

где  $\sum S_{\text{ПРИБ}}$  - мощность, которая потребляется приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

Рассчитаем по формуле (47):

$$\sum r_{\text{ПРИБ}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Принимаем кабель АКРВГ с сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ .

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{S_{np}} \quad (48)$$

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 80}{2,5} = 0,56 \text{ Ом.}$$

где  $l_{расч} = 80$  м – расчётная длина провода для распределительного устройства 110 кВ;

$\rho = 0,0175$  Ом·мм/м – удельное сопротивление для меди;

$S_{np}$  – сечение проводов, принимаем  $S_{np} = 2,5$  мм<sup>2</sup>.

$$Z_{2p} = 0,4 + 0,56 + 0,1 = 1,06 \text{ Ом.}$$

В таблице 43 приведена вторичная нагрузка на НН.

Таблица 43 – Вторичная нагрузка трансформатора тока на низкой стороне

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 6 кВ	Ртутный 230 ART2	-	-	-
Ватметр					
Ваттметр					
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					
Амперметр	Секционный вы- ключатель	Ртутный 230 ART2	7,5	-	7,5
Итого					
Амперметр	На отходящих линиях 6 кВ	Ртутный 230 ART2	-	-	-
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					

В качестве вводных ТТ принимаются ТШЛ – СЭЩ – 10У .

Проверка и выбор ТТ на НН осуществляется аналогично выбору и проверки ТТ на стороне ВН.

Таблица 44 - Сравнение каталожных и расчетных данных для вводного ТТ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_P = 3058 \text{ А}$	$I_H = 6000 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 1,06 \text{ Ом}$	$Z_2 = 20 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{уд} = 22,63 \text{ кА}$	$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$В_K = 145,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq В_K$

По результатам сравнения расчетных с каталожными данными – трансформатор тока принят к исполнению.

#### 4.5. Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения служат для понижения высокого напряжения и для разделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

ТН выбирают по конструкции и по схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 110 кВ, которая приведена в таблице 45.

Таблица 45 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 110 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Меркурий 230 ART2	1	4	1	4
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Счетчик АЭ		3	0,1	2	0,6
Счетчик РЭ					
Итого					24,6

На сторону ВН выбирается ТН марки НАМИ-110 УХЛ1.

Сравнение параметров приведено в таблице 46.

Таблица 46 – Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
1	2	3
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2р} = 24,6 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 400 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

На стороне 6 кВ выберем измерительные трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ 06-6 которые могут поставяться со шкафу КРУ СЭЩ - 70. Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу 47.

Таблица 47 – Вторичная нагрузка ТН на НН

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Меркурий 230 ART2	1	4	1	4
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Счетчик АЭ		6	0,1	2	1,2
Счетчик РЭ					
Итого					25,2

Данные расчетов сведены в таблицу 48.

Таблица 48 – Трансформатор напряжения ЗНОЛ 06 - 6

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2р} = 25,2 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 50 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

#### 4.6 Выбор и проверка ячеек КРУ

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

Шкафы уже собраны и готовы к работе, в них уже встроено оборудование и они поступают на место монтажа, где 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.

Для КРУ 6 – 10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей - втычные контакты.

РУ 6 кВ выполнено из шкафов КРУ СЭЩ-70-6, производства ЗАО «ГК Электрощит ТМ-Самара», установленных в блочно-модульном здании, совмещенном с ОПУ. РУ 6 кВ состоит из четырех секций, соединенных выключателями. В каждой секции шкафы КРУ 6 кВ устанавливаются в 2 ряда. Соединены шинным мостом.

Сопоставление результатов приведено в таблице 49.

Таблица 49 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе КРУ 6 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
1	2	3
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{рmax} = 3058 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 50 \text{ кА}$	$i_{y0} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{y0}$
$Вк.ном = 1600 \text{ кА с}$	$Вк. = 145,1 \text{ кА с}$	$Вк.ном \geq Вк$

Ячейка К-70 приведена на рисунке 9.

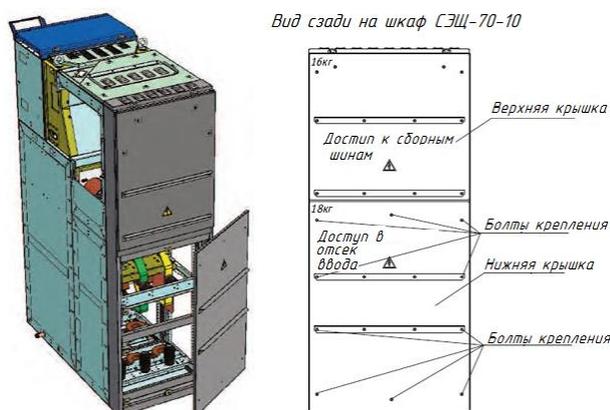


Рисунок 9 – Шкаф КРУ СЭЩ К-70

#### 4.7. Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

В ОРУ 35 кВ и выше обычно применяют гибкие шины, выполненные сталеалюминевыми проводниками.

Гибкие шины и токопровод обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с большим расстоянием между фазами.

Выбор сечения по нагреву:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}}$$

Принимаем сечение по допустимому току.

110 кВ – АС-120/19, так как  $I_{\text{доп}} = 390$  А больше  $I_{\text{макс}} = 331$  А, то условие выполняется.

Проверка на термическое действие КЗ не выполняется, так как шины выполнены голыми проводниками на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования не производится, т.к. минимально допустимое сечение проводов по условию коронирования на 35-110 кВ составляет 70 мм<sup>2</sup>.

Проверка гибких шин по условиям схлестывания не проводится, так как периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах 110 ПС меньше 20 кА [15].

Проверка по экономической плотности тока не производится, так как шины расположены на ОРУ [15].

В РУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка, рисунок 10.

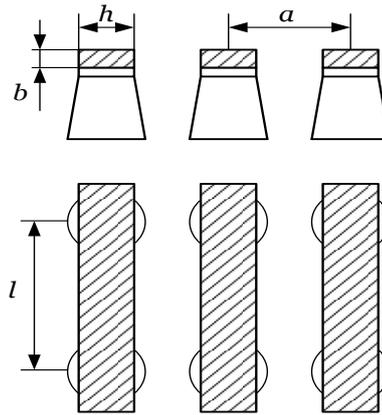


Рисунок 10 – Жёсткая ошиновка РУ 6 кВ

$$I_{\max p} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 3}; \quad (49)$$

На низкой стороне выбираем 2 алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения марки АДЗ1Т:

$$d = (120 \times 10) \text{ мм}; S = 1200 \text{ мм}^2; I_{\text{дон}} = 2070 \text{ А}.$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости, мм<sup>3</sup>:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \quad (50)$$

где  $B_K$  - интеграл Джоуля, рассчитанный ранее, кА<sup>2</sup>с;

$C_T$  - функция, значение которой для данного проводника принимается равным  $82 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ .

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{145,1 \cdot 10^3}}{91} = 4,18 \text{ мм}^2.$$

Определяется пролёт  $l$  при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 0,7 \text{ м.} \quad (51)$$

где  $l$  - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 0,7 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУ К-104 данное расстояние 0,5 м;

$J$ - момент инерции шины, который находится по формуле, м<sup>4</sup>:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12}, \quad (52)$$

$$J = \frac{0,3 \cdot 2^3}{12} = 0,5 \text{ м}^4,$$

$q$  - поперечное сечение шины, равное 60 мм<sup>2</sup>.

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (53)$$

где  $W = \frac{0,3 \cdot 2^2}{6} = 0,2$  - момент сопротивления шины относительно оси, пер-

пендикулярной действию усилия, см<sup>3</sup>;

$a$  - расстояние между фазами, для выбранного КРУ равно 0,25 м ;

$l$  - длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{22630^2 \cdot 0,5^2}{0,2 \cdot 0,25} = 29,496 \text{ МПа.}$$

Шины механически прочны, если  $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$ , т. е.  $29,5 < 89$  МПа, а также  $\sigma_{доп} \leq 0,7\sigma_{разр}$ , т.е.  $29,5 \leq 127 \cdot 0,7$ . Условия механической прочности соблюдены.

Данные расчетов сведены в таблицу 50.

Таблица 50 – Выбор жёстких шин 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{max} = 3020 \text{ А}$ $\sigma_{расч} = 29,5 \text{ МПа}$ $q_{min} = 4,18 \text{ мм}^2$	$I_{доп} = 3070 \text{ А}$ $\sigma_{доп} = 89 \text{ МПа}$ $q = 60 \text{ мм}^2$	$I_{доп} \geq I_{max}$ $\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$ $q \geq q_{min}$

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

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{расч}$  в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{разр}$ , приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов[1]:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (54)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (55)$$

Выбор опорных изоляторов 6 кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки ИО-6-3,75 I УЗ с

$F_{разр} = 3750 \text{ Н}$ .

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (56)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{22,630^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 74 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

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

Данные расчетов сведены в таблицу 51.

Таблица 51 – Выбор опорных изоляторов 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 74 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2250 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Выбор проходных изоляторов на 6 кВ:

При выборе проходных изоляторов, к приведенным выше условиям так же добавляется требование:  $I_{max} \leq I_{ном}$ . Выбираем проходные изоляторы марки ИПК 10/3150-IV/ IV УХЛ1 с  $F_{разр} = 8000 \text{ Н}$ . Данные расчетов сведены в таблицу 52.

Таблица 52 – Выбор проходных изоляторов 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 74 \text{ Н}$	$F_{доп} = 4800 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$
$I_{max} = 3058 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$

Выбор опорных изоляторов 110 кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки ОСК 10-110-А-2 УХЛ1 с  $F_{разр} = 10000 \text{ Н}$ .

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{yo}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{4060^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 2 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

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

Данные расчетов сведены в таблицу 53

Таблица 53 – Выбор опорных изоляторов 110 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 2 \text{ Н}$	$F_{доп} = 6000 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Таким образом, был проведен выбор изоляторов на все классы номинального напряжения.

#### 4.8. Выбор и проверка ТСН

Мощность трансформаторов СН выбирается по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников, согласно таблице 54.

Таблица 54 – Потребители СН

Нагрузка	Р, кВт	cos (φ)	tg (φ)	Q, Квар
1	2	3	4	5
Система охлаждения	1	0,85	0,62	0,6
Подогрев выключателей и приводов 110 кВ	3,6	0,95	0,33	1,2
Подогрев шкафов КРУ 6 кВ	15	0,95	0,33	5,6
Подогрев приводов разъединителей	6,6	0,95	0,33	2,2
Подогрев релейного шкафа	2	0,95	0,33	0,7
Освещение, отопление, вентиляция КРУ 6 кВ	7	0,9	0,48	3,4
Освещение ОРУ 110 кВ	10	0,95	0,33	3,9
Маслохозяйство	80	0,85	0,62	46,5
Всего	125,2			64,1

Расчётная нагрузка ТСН, кВА:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (57)$$

где  $k_c$  – коэффициент одновременности загрузки равный 0,8 [11]

$P_{расч}$ ,  $Q_{расч}$  - суммарная мощность потребителей СН

С помощью формулы 51, получим расчётную нагрузку ТСН:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{125,2^2 + 64,1^2} = 112,5 \text{ кВА.}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле, кВА:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (58)$$

где  $k_3$  – коэффициент загрузки, принимается 0,7 для двух ТСН по [11];

$N_T$  - количество ТСН на ПС.

$$S_T = \frac{112,5}{0,7 \cdot 2} = 80 \text{ кВА.}$$

Выбирается трансформатор ТЛС - СЭЩ - 100/6.

#### 4.9. Выбор и проверка ОПН

ОПН предназначен для защиты изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях от грозовых и внутренних перенапряжений. На ОРУ 110 кВ приняты ОПН марки ОПН – П1–110/73/10/2УХЛ1.

Выбор осуществляется следующим образом:

Энергия поглощения ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (59)$$

где  $U$  - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 270 кВ в соответствии с [13].

$U_{ост}$  - остающееся напряжение ОПН 180 кВ в соответствии с каталожными данными;

$z$  - волновое сопротивление провода, 485 Ом;

$n$  - количество последовательных токовых импульсов;

$T$  - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad (60)$$

где  $l$  - длина защищенного подхода;

$v$  - скорость распространения волны.

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

$$\mathcal{E} = \frac{270 - 180}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 589 \text{ кДж}.$$

Определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{номОПН}}, \quad (61)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{589}{110} = 5,3 \text{ кДж/кВ}.$$

Выбирается ОПН-110 кВ с классом 4 энергоёмкости (до 6,35 кДж/кВ).

На 6 кВ приняты ОПНп – 6/7,2/10/1-III УХЛ1 , для которых  $U_{ост} = 20$  кВ,  
 $U = 60$  кВ.

Энергия поглощения ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{60 - 20}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 26 \text{ кДж.}$$

Определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E} = \frac{26}{6} = 4,3 \text{ кВт/кВ.}$$

Выбирается ОПН-6 кВ с классом 3 энергоёмкости (до 4,8 кДж/кВ).

#### **4.10. Выбор и проверка устройств ВЧ обработки**

ВЧ заградители с конденсаторами связи используются в качестве дополнительного резервного канала связи, так как сейчас широко распространяется ВОЛС, встроенный в грозозащитный трос марки ОКГТ - для подвеса на опорах линий электропередач. Кабель, содержащий центральный силовой элемент из алюминиевой или стальной проволоки, вокруг которого скручены стальные, или алюминиевые проволоки, или оптические модули, с уложенными внутри ОВ и заполненными гидрофобным компаундом по всей длине, поверх наложен один или несколько повивов стальных и/или стальных и алюминиевых проволок.

На стороне 110 кВ устанавливаются высокочастотные заградители типа ВЗ-630-0,5 УХЛ1 ( $i_{терм} = 16 \text{ кА}$ ,  $i_{дин} = 41 \text{ кА}$ ) с конденсаторами связи СМПВ-110/3 – 6,4, с фильтром присоединения серии ФПМ.

Сопоставление справочных и расчетных данных приведено в таблице 49.

Таблица 55 – Сравнение каталожных и расчетных данных при выборе устройств ВЧ обработки линии 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/про- верки
1	2	3
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{рmax} = 331 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 41 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,85 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$I_{терм} = 16 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,08 \text{ кА}$	$I_{терм} \geq I_{по}$

Устройства ВЧ обработки связи приняты к исполнению.

## 5 РАЗРАБОТКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС НАЛДИНСКАЯ

### **5.1. Конструктивное исполнение заземления ПС Налдинская и определение его стационарного и импульсного сопротивления**

В зависимости от назначения, различают следующие виды заземлений: защитное, заземление молниезащиты, рабочее.

Защитное заземление применяется для защиты персонала от напряжения прикосновения. Все металлические части электроустановок, не находящиеся под напряжением, но которые могут быть под воздействием напряжения из-за повреждения изоляции, должны быть заземлены. В электроустановках заземляются корпуса трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, проводов, металлические конструкции зданий и сооружений.

Рабочее заземление необходимо для нормальной работы электроустановок. К рабочему заземлению относится заземление нейтрали трансформаторов и дугогасящих катушек.

Заземление молниезащиты необходимо для отвода токов молнии в землю.

Обычно для выполнения всех трёх типов заземления используют одно лишь заземляющее устройство.

Конструктивно заземление на подстанции выполняется в виде сетки состоящей из горизонтальных заземлителей и со стороны квадрата сетки которая кратна 6 м. В узлах данной сетки размещаются вертикальные заземлители. Сетка ложится на глубину 0,5-0,7 м. Сетка не должна проходить под фундаментом электрических установок. Вертикальные заземлители – прутковая сталь диаметром не менее 10 мм.

Расчет заземления подстанции предполагает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя, определение расчетных геометрических параметров заземления сетки и проверка электродов на коррозионную стойкость и термическую стойкость.

Произведем расчет заземления ОРУ 110 кВ ПС Налдинская.

Расчет предоставлен в приложении Г.

## **5.2. Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты**

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, которое может поражать наиболее большие по высоте предметы. Благодаря этому защищаемый объект, который более низкий по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если он будет полностью входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается та часть пространства вокруг молниеотвода, которая обеспечивает защиту объектов от прямых ударов молнии с определяемой степенью надежности.

Для защиты территории подстанции обычно используют молниеотводы выполненные из стержней. Они устанавливаются на линейных порталах, на крышах зданий, а также на отдельно стоящих конструкциях.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к расчету границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет из себя пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

Защита ОРУ 110 кВ ПС Налдинская от прямого удара молнии осуществляется четырьмя молниеотводами, установленными на линейных порталах. Рассчитаем зоны защиты на двух уровнях: на уровне земли линейного портала.

Произведем расчет параметров защиты молниеотводов.

Высота молниеотвода  $h = 25\text{ м}$ , тогда

Эффективную высоту молниеотвода найдем по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (62)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 25 = 21,3 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (63)$$

$$r_0 = (1,1 \cdot 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,3 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 11 м):

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right), \quad (64)$$

где  $h_{\text{эф}}$  – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 26,3 \cdot \left(1 - \frac{11}{21,3}\right) = 12,7 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равными молниеотводами определяется как:

$$h_{\text{cx}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h), \quad (65)$$

где  $L$  – расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_{\text{cx}} = r_{c0} \cdot \frac{h_{\text{cx}} - h_x}{h_{\text{cx}}}, \quad (66)$$

Для примера рассмотрим параметры защиты молниеотводов 1-2. Расстояние между молниеотводами  $L=51\text{ м}$ .

$$h_{cx} = 21,3 - (0,17 + 0,003 \cdot 25) \cdot (51 - 25) = 16,6 \text{ м};$$

$$r_{cx} = 26 \cdot \frac{16,6 - 11}{16,6} = 8,8 \text{ м}.$$

Далее находятся параметры для остальных молниеотводов и по окончании расчета строятся зоны защиты для указанного объекта.

Подробный расчет приведён в Приложении Г.

Как видно по плану (лист графической части 5) система молниеотводов образована стержневыми молниеотводами одинаковой высоты. На уровне земли территория ОРУ полностью защищено от прямых ударов молнии, на высоте равной высоте шинного портала все элементы на ОРУ находятся внутри соответствующей зоны защиты.

## 6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 6.1. Расстановка комплексов защиты и автоматики

Согласно [11] на линии 110 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена только с тех сторон, откуда может быть подано питание [11].

На линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать токовые ступенчатые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, к примеру на головных участках и если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, то должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В этом случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени [11].

Для линий 110-220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности (например, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты [11].

Для организации защиты проектируемой линии необходима установка комплексов релейной защиты и автоматики на всех присоединениях.

### 6.2 Устройства релейной защиты от повреждения трансформаторов

ПУЭ и нормативная документация по релейной защите определяют виды и объем защиты в зависимости от типа трансформатора и места его установки.

Дифференциальная защита.

Дифференциальная защита устанавливается на одиночно работающих

трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше и на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВ·А и выше, а также на трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и выше, если токовая отсечка не обеспечивает достаточной чувствительности ( $k_{\text{ч}} < 2$ ), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с.

Принцип действия дифференциальной защиты подробно описан в [16-18] и основан на сравнении величин и направлении токов до и после защищаемого трансформатора.

Газовая защита.

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители.

Газовая защита получила очень широкое применение в качестве чувствительной защиты, при возникновении внутренних повреждений (межвитковых замыканий), сопровождаемых электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла, изоляционных материалов и образованию летучих газов.

Газовая защита обязательно устанавливается на трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше, а также на трансформаторах 1000 – 4000 кВ·А, не имеющих дифференциальной защиты или отсечки. При наличии быстродействующей защите её применение допускается. На внутрицеховых трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше газовая защита должна быть обязательна к применению независимо от наличия других быстродействующих защит.

Токовая отсечка.

Для защиты трансформаторов мощностью менее 6300 кВ·А, и работающих одиночно, и трансформаторов мощностью менее 4000 кВ·А, работающих параллельно, устанавливается так называемая токовая отсечка, принцип действия которой рассмотрен в [19; 20].

Токовая отсечка устанавливается со стороны источника и получает питание от тех же трансформаторов тока, что и максимальная токовая защита от внешних КЗ.

Срабатывание уставки тока токовой отсечки определяется из условия несрабатывания при повреждениях на отходящих линиях, со стороны нагрузки за трансформатором, по следующему выражению:

$$I_{ТО} \geq k_{ОТС} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (67)$$

где  $k_{ОТС}$  - коэффициент отстройки защиты (1,3 – 1,4);

$I_{КЗ}^{(3)}$  - значение периодической составляющей тока в месте установки защиты при трехфазном КЗ.

Чувствительность отсечки проверяется по выражению:

$$k_{\text{ч}} \geq \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{СР.ТО}}, \quad (68)$$

где  $I_{КЗ}^{(2)}$  - ток двухфазного КЗ со стороны источника питания.

По известному значению тока трехфазного КЗ, ток двухфазного КЗ определяется по следующей формуле:

$$I_{КЗ}^{(2)} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (69)$$

где  $I_{КЗ}^{(3)}$  - ток трехфазного короткого замыкания.

Согласно ПУЭ чувствительность токовой отсечки ( $k_{\text{ч}}$ ) при двухфазном КЗ в точке К1 должен быть не менее 2, если же он меньше 2, то в данном случае токовая отсечка может использоваться только в качестве резервной защиты.

Если уставка токовой отсечки выбрана по формуле (61), то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе и поэтому может быть выполнена без выдержки времени.

### **6.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора**

Дифференциальная защита трансформатора выполнена с применением устройства «Сириус-ТЗ». Для выбора его параметров, сначала нужно выбрать

коэффициенты трансформации трансформаторов тока, устанавливаемых на всех сторонах защищаемого трансформатора. Трансформаторы тока на всех сторонах собраны в звезду.

В соответствии с разделом «Общие уставки дифференциальной защиты трансформатора» необходимо выбрать следующие общие уставки устройства:

$I_{номВН}$  - номинальный вторичный ток ВН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

$I_{номСН}$  - номинальный вторичный ток СН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

$I_{номНН}$  - номинальный вторичный ток НН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

группа ТТ ВН – группа сборки цифровых ТТ на стороне ВН;

группа ТТ НН – группа сборки цифровых ТТ на стороне НН;

размах РПН – размах регулирования РПН.

Методика выбора трансформаторов тока и расчет номинальных вторичных токов приведен в таблице 56.

Таблица 56 – Выбор трансформаторов тока на сторонах защищаемого трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		115 кВ	6,6	6,3
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	316,6	94,5	94,5
Коэффициент трансформации трансформатора тока	$K_I$	630/5	3000/5	3000/5

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{ном.в} = \frac{I_{ном}}{K_I}$	2,51	0,15	0,15
Для ввода в устройство принимаются ближайшие величины токов с дискретностью 0,1, А	$I_{ном.ВН}, I_{ном.СН}, I_{ном.НН}$	2,6	0,2	0,2
Размах регулирования РПН, %	16%			

Для силового трансформатора со схемой соединения обмоток на стороне ВН трансформатора в звезду, а на стороне НН в треугольник, необходимо задать уставки: «Группа ТТ ВН» – 11, «Группа ТТ НН» – 0.

Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1).

Для этого необходимо выбрать уставки дифференциальной отсечки (ДЗТ-1):

$\frac{I_{диф}}{I_{ном}}$  - относительное значение уставки срабатывания отсечки.

Согласно исходным данным токи внешнего КЗ приведенный к стороне ВН равен 637А.

Относительное значение этих токов равно:

$$I_{кз.внеш}^{max} = \frac{I_{K2}^{(3)ВН}}{I_{номВН}} \quad (70)$$

$$I_{кз.внеш}^{max} = \frac{637}{316,6} = 2$$

Уставка дифференциальной отсечки равна:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.внеш}^{max}, \quad (71)$$

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

$K_{нб(1)}$  - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ.

Согласно [22] если на стороне ВН и НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать  $K_{нб(1)} = 0,7$ . Если на стороне ВН используются ТТ с вторичным номинальным током 1А, то следует принимать  $K_{нб(1)} = 1,0$ .

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 2 = 1,68.$$

Принимается ближайшая большая величина уставки дифференциальной отсечки  $\frac{I_{диф}}{I_{ном}} = 1,7$ .

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки будет равен:

$$I_{диф} = 1,7 \cdot 316,6 = 538,22 \text{ А.}$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН (в точке К1) по формуле (63).

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4060 = 3,516 \text{ A.}$$

$$k_q \geq \frac{2453}{538,22} = 4,55 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства защиты «Сириус-Т» соответствует требованиям по коэффициенту чувствительности.

Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2).

Далее необходимо выбрать следующие уставки дифференциальной защиты (ДЗТ-2):

$$\frac{I_{Д1}}{I_{ном}} - \text{базовая уставка ступени;}$$

$K_{торм}$  - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$$\frac{I_{Т1}}{I_{ном}} - \text{вторая точка излома тормозной характеристики;}$$

$$\frac{I_{ДГ1}}{I_{ДГ2}} - \text{уставка блокировки от второй гармоники.}$$

Базовая уставка выбирается в пределах от (0,3-0,5) для обеспечения чувствительности к витковым замыканиям в обмотках и замыкания между обмоток

трансформатора, поэтому примем:  $\frac{I_{Д1}}{I_{ном}} = 0,3$ .

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток  $I_{скв}$ , то ток срабатывания дифференциальной защиты должен быть равен:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}, \quad (72)$$

где  $K_{пер}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим;;

$K_{одн}$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{РПН}$  - погрешность номинальных токов трансформатора обусловленная наличием РПН у трансформатора;

$\Delta f_{добав}$  - погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН;

$I_{скв}$  - сквозной ток проходящий через защиту при внешнем КЗ.

В первом слагаемом (обусловленном погрешностями трансформаторов тока), несмотря на относительно небольшие уровни сквозных токов, в [28] рекомендуется принимать:  $K_{одн} = 1,0$ ;  $\varepsilon = 0,1$ ;  $K_{пер} = 2,5$ , если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50%, или  $K_{пер} = 2,0$ , если доля двигательной нагрузки менее 50%.

Второе слагаемое обусловлено наличием РПН у трансформатора. В устройстве имеется автоматическая подстройка под существующий коэффициент трансформации силового трансформатора по отношению токов нагрузки ВН и НН. Когда она действует,  $\Delta U_{РПН}$  не превышает 4%. Подстройка сама по себе действует медленно и действует при нагрузке трансформатора свыше 30%. При небольших нагрузках подстройка отключена. Поэтому за расчетный случай следует принимать не действия подстройки и считать  $\Delta U_{РПН}$  равным полному размаху РПН. Действие подстройки может создать дополнительный запас по отстроенности от тока небаланса.

Третье слагаемое обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН - округлением при установке, а также некоторыми погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным изготовителя - фирмы, расчетное значение можно принимать  $\Delta f_{добав} = 0,04$ .

Для надежной отстройки от тока небаланса, следует его умножить на коэффициент отстройки  $K_{одн}$ , который согласно [21] следует принимать равным 1,3, а согласно [22] - можно понизить его значение до 1,1-1,15.

$$I_{диф} = K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{скв} = 1,3 \cdot 0,4 \cdot I_{скв} = 0,52 \cdot I_{скв}$$

В соответствии с [22] коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{сн.т} = I_{торм} / I_{скв} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}), \quad (73)$$

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

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

$$K_{торм} \geq 100 \cdot I_{диф} / I_{торм}. \quad (74)$$

Либо по выражению:

$$K_{торм} \geq \frac{100 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав})}{K_{сн.т}}. \quad (75)$$

Тогда коэффициент торможения в процентах по выражению (75) равен:

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

Вторая точка излома тормозной характеристики  $I_{Т1} / I_{ном}$  определяет величину второго участка тормозной характеристики. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ( $I_{Т1} / I_{ном} = 1$ ), режим при допустимых длительных перегрузках ( $I_{Т1} / I_{ном} = 1,3$ ). А также, чтобы во второй участок попали и режимы возможных

кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, токи пусковые мощных двигателей). Поэтому рекомендуется уставка  $I_{T1} / I_{ном} = 1,5 - 2$ .

Первая точка излома тормозной характеристики находится в реле автоматически, но необходимо убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Поэтому рассчитываем первую точку излома тормозной характеристики по формуле: ее величина равна:

$$I_{T1} / I_{ном} = (I_{Д1} / I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм}. \quad (76)$$

Величина первой точки излома тормозной характеристики равна:

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

Следовательно условие  $I_{T2} / I_{ном} > I_{T1} / I_{ном}$  – выполняется.

Уставка блокировки от второй гармоники  $I_{ДГ2} / I_{ДГ1}$  на основании опыта фирм, давно использующих такие защиты, рекомендуется на уровне 12-15% в соответствии с [22]. Принимаем  $I_{ДГ2} / I_{ДГ1} = 0,15$ .

Таким образом, получены следующие характеристики:

$$\frac{I_{Д1}}{I_{ном}} = 0,3 \text{ - базовая уставка ступени;}$$

$K_{торм} = 65 \%$  - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$$\frac{I_{T1}}{I_{ном}} = 0,46 \text{ - вторая точка излома тормозной характеристики;}$$

$$\frac{I_{T2}}{I_{ном}} = 2 \text{ - вторая точка излома тормозной характеристики;}$$

$$\frac{I_{ДГ1}}{I_{ДГ2}} = 0,15 \text{ - уставка блокировки от второй гармоники.}$$

Проверим расчетное соотношение токов  $I_{ДИФ} / I_{ТОРМ}$  в защите при КЗ в трансформаторе на стороне НН при принятом способе формирования тормозного тока.

Если расчетное соотношение токов  $I_{ДИФ} / I_{ТОРМ}$  лежит выше границы разделения областей, то происходит срабатывание и защита действует на отключение.

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме на стороне НН трансформатора, найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{КЗ}^{(2)} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 637 = 551,65 \text{ А.}$$

При одностороннем питании защищаемого трансформатора и при КЗ на стороне НН в зоне действия защиты ток со стороны НН отсутствует, поэтому относительное значение дифференциального тока, приведенное к номинальному току трансформатора, равно:

$$I_{ДИФ} / I_{НОМ} = 551,6 / 316,6 = 1,74 \text{ о.е.}$$

Относительное значение тормозного тока в реле при этом КЗ равно:

$$I_{ТОРМ} / I_{НОМ} = 0,5 \cdot (551,6 / 316,6) = 0,87 \text{ о.е.}$$

Таким образом, расчетная точка при КЗ, определяемая по соотношению токов  $I_{ДИФ} / I_{ТОРМ}$ , находится выше границы разделения областей, поэтому при КЗ на стороне НН происходит срабатывание и защита действует на отключение.

Коэффициент чувствительности ступени ДЗТ-2 устройства «Сириус-ТЗ» в этом случае равен:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ТОРМ}} / I_{\text{НОМ}}}{I_{\text{Д1}} / I_{\text{НОМ}}} \quad (77)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1,74}{0,3} = 5,8 > 2.$$

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

Выбор уставок сигнализации небаланса в плечах защиты (ДЗТ-3).

Теперь, необходимо выбрать следующие уставки сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3):

$I_{\text{Д}} / I_{\text{НОМ}}$  - относительное значение уставки по току сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты;

$T$  - уставка по времени сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты.

Уставка по току небаланса сигнализации в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3) выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ( $I_{\text{Д1}}/I_{\text{НОМ}}$ ), а уставка по времени - порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Рекомендуемые значения уставок:  $I_{\text{Д}} / I_{\text{НОМ}} = 0,1$   $T = 10$  с.

#### **6.4 Расчет уставок максимальной токовой защиты**

Расчёт уставок токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) защиты трансформатора.

Токовая отсечка контролирует три фазовых тока высшей стороны трансформатора  $I_{\text{А ВН}}$ ,  $I_{\text{В ВН}}$ ,  $I_{\text{С ВН}}$  и предназначена для защиты от всех коротких замыканий. Она может отстраиваться от максимального тока внешнего короткого замыкания. Ток внешнего короткого замыкания – это ток КЗ в точке К2 и К3, приведенный к стороне высшего напряжения, в нашем примере он равен:

$$I_{K2}^{(3)BH} = 637 \text{ A.}$$

Тогда для СН получим:

$$I_{TO} \geq 1,3 \cdot 637 = 828,1 \text{ A.}$$

Токовая отсечка контролирует три фазных тока и включены на трансформаторы тока с соединением в звезду. Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) равен, А:

$$I_{cp.mo} \geq \frac{I_{TO} \cdot K_{CX}}{K_{TT.BH}}. \quad (78)$$

$$I_{cp.mo} \geq \frac{828 \cdot 1}{630 / 5} = 6,57 \text{ A.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве защиты «Сириус-ТЗ». Принимаем  $I_{cp.mo} = 6,6 \text{ A}$ .

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{I_{cp.mo} \cdot K_{TT.BH}}{K_{CX}}. \quad (78)$$

$$I_{TO} \geq \frac{6,6 \cdot 630 / 5}{1} = 831,6 \text{ A.}$$

Для проверки чувствительности необходимо знать двухфазный ток короткого замыкания на выводах 110 кВ трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы.

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4060 = 3516 \text{ А.}$$

$$k_v \geq \frac{3516}{831,6} = 4,22 > 1,2$$

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

Выбираем время срабатывания токовой отсечки.

Так как уставка токовой отсечки выбрана по выражению, то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, и поэтому выдержка по времени токовой отсечки принимаем  $t_{то} = 0,1$  с.

Резервная максимально токовая защита трансформатора устанавливается со стороны источника питания трансформатора. Для трехобмоточного трансформатора понизительной подстанции без источников питания на стороне НН нет нужды использования МТЗ НН. Поэтому МТЗ НН выводится из работы, а уставки МТЗ НН задаются максимальными величинами в устройстве «Сириус-ТЗ».

Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора (МТЗ-2 ВН)

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

При расчете уставок МТЗ-2 ВН следует принимать следующие параметры: коэффициент возврата реле -  $k_B = 0,92$ ; коэффициент запаса для отстройки от тока нагрузки -  $k_{ОТС} = 1,2$ ; коэффициент согласования с защитами предыдущих линий -  $k_C = 1,1$ , согласно рекомендациям [19,20].

Вычисляем максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \quad (79)$$

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

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

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{31500}{\sqrt{3} \cdot 115} = 158,2 \text{ А.}$$

Тогда ток срабатывания МТЗ определяется с учетом следующих коэффициентов: коэффициент отстройки  $k_{ОТС} = 1,2$  согласно [19]; коэффициент самозапуска двигателей  $k_{ЗАП} = 1,5$  согласно [19]; коэффициент возврата МТЗ ВН блока защит устройства «Сириус-Т3»  $k_B = 0,92$  согласно [22].

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 158,2 = 309,52 \text{ А.}$$

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

$$I_{ср.то} \geq \frac{309,52 \cdot 1}{630 / 5} = 2,45 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому ток уставки МТЗ-2 ВН принимается ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-ТЗ». Принимаем  $I_{cp.мтз} = 2,45$  А.

Далее необходим расчет действительного тока срабатывания МТЗ-2 ВН по формуле:

$$I_{ГО} \geq \frac{2,45 \cdot 630 / 5}{1} = 308,7 \text{ А.}$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ 2 при КЗ на стороне НН (в точке К2).

$$k_{чНН} \geq \frac{637}{308,7} = 2,06 > 1,5.$$

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

Выбираем время срабатывания максимально-токовой защиты (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-ТЗ» по следующей формуле, с:

$$t_{МТЗ} = t_{\max} + \Delta t, \tag{80}$$

где  $t_{\max}$  - максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора;

$\Delta t$  - ступень селективности, для учебных расчетов равна 0,5 с.

Время срабатывания МТЗ-2 ВН равно:

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

Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-ТЗ».

## Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора

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

Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Согласно [21] уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{ПЕР} \geq \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{В.ном}, \quad (81)$$

где  $k_{ОТС}$  - коэффициент отстройки защиты от перегрузки равен 1,05;

$k_B$  - коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-ТЗ» равен 0,92, согласно [22];

$I_{В.ном}$  - номинальный ток вторичный трансформатора на стороне где устанавливается защита от перегрузки, в соответствии с [21] рекомендуют определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

Для рассматриваемого трансформатора, номинальные вторичные токи на среднем ответвлении на сторонах ВН и НН равны 2,6, 0,2 и 0,2 из таблицы 56. Расчетные значения уставки защиты от перегрузки равны:

$$I_{ПЕР.ВН} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 2,6 = 2,97 \text{ А.}$$

$$I_{ПЕР.НН} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 0,2 = 0,22 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ПЕР.НН}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 0,2 = 0,22 \text{ А.}$$

Время действия защиты от перегрузок выбирается больше, чем время действия всех защит по формуле (76).

Время срабатывания защиты от перегрузки равно:

$$T_{\text{ПЕРЕГР}} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени « $T_{\text{ПЕРЕГР}}$ » в устройстве «Сириус-ТЗ».

### **6.5 Релейная защита воздушной линии напряжением 110 кВ**

Основные требования, предъявляемые к устройствам РЗ в сетях 110

1) Чувствительность. В сетях 110 кВ обеспечение необходимой чувствительности устройств РЗ достигается более сложно, чем в сетях 6-35 кВ, в связи со следующим:

2) Сети 110 кВ работают с заземленной нейтралью, поэтому должна быть обеспечиваться чувствительность устройств РЗА не только к междуфазным КЗ (трехфазным и двухфазным), но также и к КЗ на землю: однофазным и двухфазным.

3) Сети 110 кВ имеют сложную контурную конфигурацию со большим количеством источников питания. В таких сетях чувствительность устройств РЗ обеспечивается сложно, так как возможны ситуации, когда максимальные токи нагрузки ВЛ превышают минимальные токи КЗ.

Выводы. Все вышеуказанные требования к устройствам РЗ в сетях 110 приводят к сложной конструкции защит. Поэтому в сетях 110 кВ применяются гораздо более сложные защиты, чем в сетях 6-35 кВ.\

Дистанционные защиты применяются в сетях по строению сетей, где по логике быстродействия и чувствительности не могут быть использованы более простые максимальные токовые и направленные токовые защиты.

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с устройством направления мощности или без него.

Для обеспечения приведенных выше требований по защите линии принимаем шкафы серии ШМЗЛ. Они предназначены для использования в качестве основной и резервной или также может использоваться только как резервная защита одиночных и параллельных ВЛ 110-220 кВ. Шкафы устанавливаются как на реконструируемых, так и на вновь строящихся подстанциях.

В состав функций защит шкафа входят:

- трехступенчатая дистанционная защита от междуфазных замыканий с блокировкой при раскачках и неполадках в цепях напряжения;
- четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности для защиты от КЗ с землей;
- токовая отсечка и ненаправленная максимальная токовая защита;
- УРОВ с возможностью работы в режимах с автоматической проверкой исправности выключателя или с повторяющимся пуском с контролем от реле положения «включено».

## 7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

В данной части рассматривается вопрос, направленный на обеспечение безопасности при эксплуатации ПС 110/6 кВ «Налдинская» и ВЛ - 110 кВ «Налдинская с заходами ВЛ Чульманская ТЭЦ – М.Нимныр - Хатыми».

К проектируемому объекту предъявляются требования по экологичности. Для решения поставленной задачи рассматриваются вопросы, связанные с расчетом шума, создаваемого трансформаторами, и защитой от загрязнений трансформаторным маслом.

Необходимо учитывать факторы, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте. Во избежание таковых данным разделом рассматриваются следующие вопросы:

- обеспечение пожарной безопасности на ПС «Налдинская»;
- пожарная безопасность при эксплуатации проектируемой ВЛ - 110 кВ.

### 7.1 Безопасность

#### 7.1.1 Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы

Работники, выполняющие работы в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [24]:

- периодическое прохождение медицинского освидетельствования;
- обязательное прохождение инструктажа по общим правилам техники безопасности;
- по окончании инструктажа выполняется запись в «Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте»;
- нахождение посторонних лиц на территории монтажной площадки запрещается;
- нахождение сотрудников в нетрезвом состоянии на территории площадки в любое время (рабочее и не рабочее) запрещается.

- лица, которые нарушили требования правил техники безопасности, несут ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке;

- каждый работник должен знать и строго выполнять требования безопасности труда, относящиеся к обслуживаемому оборудованию и организации труда на рабочем месте.

7.1.2 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ-110 кВ «Налдинская с заходами ВЛ Чульманская ТЭЦ – М.Нимныр - Хатыми».

Ремонтные работы на отключенных линиях в отношении безопасности подразделяются на работы, которые выполняются:

- вдали от других действующих линий электропередачи;
- вблизи других действующих линий электропередачи.

Работы на отключенных линиях могут выполняться при осуществлении организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работающих [24].

Организационные мероприятия - оформление допуска к работе, контроль во время производства работы, оформление окончания работ.

Технические мероприятия - отключение линий, проверка отсутствия напряжения на проводах линий, наложение заземления на месте производства работ, ограждение места производства работ и развешивание разрешающих работ плакатов.

При ремонтных работах на проводах и тросах, отключенная линия должна заземляться на всех питающих ПС и в месте производства работ. При работах, связанных с разрезанием проводов, разъединяемые концы проводов необходимо предварительно соединять металлическим проводником с поперечным сечением, площадью - не менее 16 мм<sup>2</sup>. [25]

В случае установки на металлических опорах временных тросовых оттяжек, они должны соединяться переносными заземлениями с объектом металлической опоры.

В случае параллельного прохождения ВЛ, электромагнитные поля действующих воздушных линий электропередачи наводят в проводах соседних отключенных линий напряжения и токи, значение которых зависит от рабочего напряжения рабочей линии, силы тока в ней, протяженности параллельного прохождения, взаимного расположения проводов, состояния отключенной линии, сопротивления заземления и других факторов.

Меры безопасности указанные выше, необходимо соблюдать при выполнении работ на отключенных воздушных линиях электропередачи, находящихся вблизи других рабочих линий. Специфическая особенность выполнения работ на таких линиях состоит в возможности появления на проводе отключенной линии наведенного электромагнитного потенциала, превышающего допустимое значение, равное 25 В.

Производство монтажных работ на высоте в открытых местах при силе ветра 6 баллов и более (скорость ветра 9,9 – 12,4 м/с) запрещается.

Во избежание травм в результате падения с высоты каких-либо деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, а также не разрешается бросать какие-либо предметы с высоты опоры.

### 7.1.3 Безопасность при эксплуатации ОРУ ПС 110 кВ

Дороги с покрытием предусматриваются к зданию закрытого распределительного устройства (ЗРУ). Ширина проезжей части внутри площадочных дорог 4 метра. В ОРУ 110 кВ предусматривается проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных установок: габариты проезда 4 м по ширине и высоте.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния выбираются и устанавливаются таким образом, чтобы [25]:

- вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, дуга или другие происходящие при ее работе явления (искры, выброс газов т.д.) не могли привести к выходу из строя оборудования и возникновению

короткого замыкания или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживавшему персоналу;

- при нарушении нормальных условий работы электроустановки должна быть обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленные действием короткого замыкания;

- при снятом напряжении с какой-либо цепи, относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции, она могла подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонту, без нарушения нормальной работы соседних цепей;

- была обеспечена возможность удобной перевозки оборудования.

Расстояния от токоведущих частей до различных элементов ОРУ, принятые на ПС:

- от токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций - 900 мм; между проводами фаз - 1000 мм;

- от токоведущих частей и от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до габаритов транспортируемого оборудования - 1650 мм;

- от не огражденных токоведущих частей до земли и до кровли зданий при наибольшем провисании проводов - 3600 мм;

- от контакта и ножа разъединителя в отключенном положении ошиновки, присоединенной ко второму контакту - 1100 мм.

На ОРУ шины располагаются следующим образом:

- сборные и обходные шины, а также все секционные шины имеют со стороны главных трансформаторов на высоком напряжении шину А;

- ответвления от сборных шин выполняются так, чтобы расположение шин присоединений слева направо было - А-В-С, если смотреть со стороны шин трансформаторов.

Расположение шин ответвлений в ячейках независимо от их размещения по отношению к сборным шинам должно быть одинаковым.

Шины обозначаются при переменном трехфазном токе: шины фазы А - желтым цветом, эта же шина, используемая в качестве нулевой защитной продольными полосами обозначается желтым и зеленым цветом.

Заземляющие ножи окрашиваются в черный цвет. Рукоятки приводов заземляющих ножей окрашиваются в красный цвет, а рукоятки других приводов в цвета оборудования.

Вдоль обоих трансформаторов предусматривается проезд шириной 4 метра для обеспечения пожаробезопасности.

## **7.2 Экологичность**

Негативное влияние, оказываемое трансформаторным маслом

Защита окружающей среды от загрязнений трансформаторным маслом на проектируемой ПС осуществляется в соответствии с разработанными инструкциями. В данном разделе рассматриваются необходимые мероприятия при сливе масла трансформаторов типа ТРДЦН-63000/110 У1 ПС «Налдинская».

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее, для этого производится слив масла из трансформаторов. Перед началом сливных операций проверяется правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб. Наконечники шлангов изготавливаются из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе. Нижний слив масла осуществляется через герметизированные сливные устройства. При открытии сливных устройств применяется инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования. Во время слива масла используются переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания. При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

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.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторах массой масла более 1 т в единице (одном баке) должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований [1]:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 1,5 м при массе от 10 до 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора на расстоянии менее 2 м.

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор.

3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и подземным сооружениям, распространение пожара, засорение.

4) маслоприемники под трансформаторы с объемом масла до 20 т допускаются выполнять без отвода масла. Маслоприёмники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкцией и закрепляться металлической решеткой, поверх которой, должен быть насыпан слой чистого гравия толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы (фракция: 30 - 70 мм).

Рассчитываются габариты маслоприемника для трансформатора ТРДЦН-63000/110 У1. Габариты трансформатора в соответствии с:  $A \times B \times H = 6,294 \times 4,508 \times 5,981$  м, масса масла  $m_M = 15570$  кг.

Так как масса трансформаторного масла меньше 20 т, то маслоприемник выполняется без отвода масла.

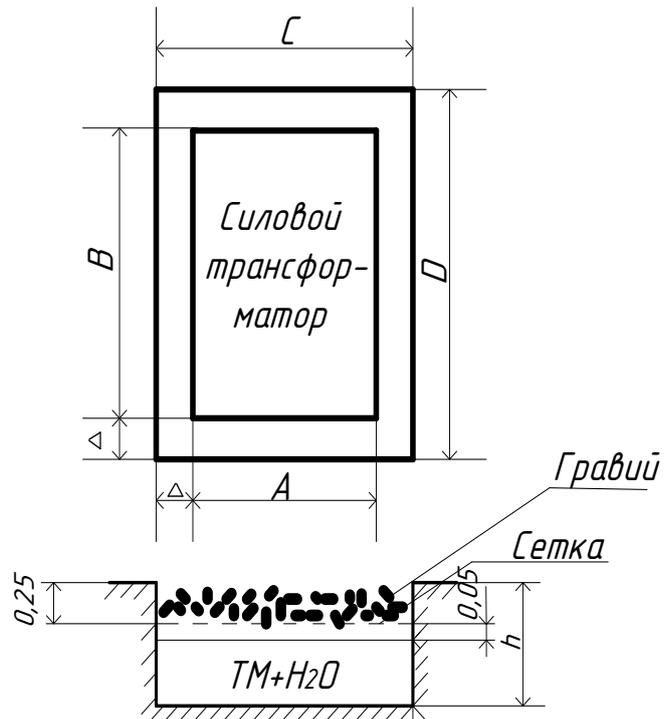


Рисунок 11 – Габариты маслоприёмника без отвода масла.

Необходимо определить габариты маслоприемника:

$$C = A + 2 \cdot \Delta, \quad (82)$$

$$D = B + 2 \cdot \Delta, \quad (83)$$

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (84)$$

где  $S_{mn}$  – площадь маслоприемника;

$\Delta$  – величина, на которую габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора, зависит от массы трансформаторного масла;

$$\Delta = 1,5 \text{ м};$$

$C$  – длина маслоприемника, м;

$D$  – ширина маслоприемника, м.

$$C = 6,294 + 2 \cdot 1,5 = 9,294 \text{ м};$$

$$D = 4,508 + 2 \cdot 1,5 = 7,508 \text{ м};$$

$$S_{mn} = 9,294 \cdot 7,508 = 69,78 \text{ м}^2.$$

Необходимо определить размеры маслоприемника. Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор, и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью  $0,2 \frac{\text{л}}{\text{с} \cdot \text{м}^2}$  в течение 30 минут.

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{mm} = \frac{M}{\rho}, \quad (85)$$

где  $\rho$  – плотность трансформаторного масла, равная  $\rho_M = 850 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$  [1].

$$V_{mm} = \frac{15570}{850} = 18,32 \text{ м}^3.$$

Объем воды от средств пожаротушения определяется по следующей формуле:

$$V_{воды} = I_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{бнз}), \quad (86)$$

где  $I_n$  – коэффициент интенсивности пожаротушения, равный

$$0,2 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{с} \cdot \text{м}^2};$$

$t$  – время пожаротушения, равное 1800 с;

$S_{бнз}$  – площадь боковых поверхностей трансформатора,  $\text{м}^2$ .

Значение площади боковых поверхностей трансформатора можно определить следующим образом:

$$S_{\text{бнз}} = 2 \cdot (A+B) \cdot H, \quad (87)$$

$$S_{\text{бнз}} = 2 \cdot (6,294+4,508) \cdot 5,981 = 129,21 \text{ м}^2;$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (69,78 + 129,21) = 71,64 \text{ м}^3.$$

Объем маслоприемника определяется следующим образом:

$$V_{\text{мп}} = V_{\text{тм}} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}}, \quad (88)$$

$$V_{\text{мп}} = 18,32 + 0,8 \cdot 71,64 = 75,63 \text{ м}^3.$$

Необходимо определить глубину маслоприемника. Ее значение можно найти по следующей формуле:

$$h_{\text{мп}} = h_{\text{мп(тм+H}_2\text{O)}} + h_{\text{вз}} + h_{\text{зр}}, \quad (89)$$

$$h_{\text{мп(тм+H}_2\text{O)}} = \frac{V_{\text{тм}} + V_{\text{воды}} \cdot 0,8}{S_{\text{мп}}}, \quad (90)$$

$$h_{\text{мп}} = \frac{18,32 + 71,64 \cdot 0,8}{69,78} + 0,05 + 0,25 = 1,08 \text{ м}.$$

Маслосборники вмещают полный объем масла одного трансформатора, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники оборудуются сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждений маслоприемника и маслосборника защищены маслостойким покрытием.

В результате проведенного расчета получены следующие характеристики: площадь маслоприемника – 69,78 м<sup>2</sup> (9,294x7,508 м); объем масла – 18,32 м<sup>3</sup>;

максимальный объем воды, необходимой для тушения пожара на трансформаторе – 71,64 м<sup>3</sup>; глубина маслоприемника 1,08 м; объем маслосборника – 75,63 м<sup>3</sup>.

### **7.3 Чрезвычайные ситуации**

#### **7.3.1 Обеспечение пожарной безопасности на ПС 110/6 кВ «Налдинская»**

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря должны оборудоваться пожарные щиты [26].

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов.

Песок используется для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. На ОРУ ящики с песком ставятся у трансформаторов. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м<sup>3</sup> и комплектоваться ведрами.

Для указания местонахождения первичных средств пожаротушения должны быть установлены знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Необходимо предусмотреть установку системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре во всех помещениях ПС 110 кВ «Налдинская».

Оповещение людей осуществляется подачей звуковых и световых сигналов. Для этого во всех защищаемых помещениях, зданиях и сооружениях устанавливаются звуковые оповещатели, которые запускаются автоматически, но также имеют возможность ручного пуска.

На пути эвакуации устанавливаются оповещатели светового типа, предназначенные для обозначения путей эвакуации, включение которых происходит автоматически. Дополнительно на путях эвакуации должны использоваться фотолюминесцентные табло, показывающие направление движения. Должна быть

предусмотрена автоматическая разблокировка дверей, оснащённых электромагнитными замками.

Для тушения пожара на силовом трансформаторе должен быть предусмотрен противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней водопроводной сети [27].

### 7.3.2 Пожарная безопасность при эксплуатации ВЛ-110 кВ «Отпайка Налдинская – ПС Налдинская»

Для обеспечения пожарной безопасности при эксплуатации ВЛ должны быть организованы периодические и внеочередные осмотры. При осмотре ВЛ необходимо проверять противопожарное состояние трассы: в охранной зоне ВЛ не должно быть посторонних предметов, строений, стогов сена, штабелей леса, деревьев, угрожающих падением на линию или опасным приближением к проводам, складирования горючих материалов, костров [32].

Неисправности, обнаруженные при осмотре ВЛ и в процессе профилактических проверок и измерений, должны быть отмечены в эксплуатационной документации и в зависимости от их характера по указанию ответственного за электрохозяйство предприятия устранены или в кратчайший срок, или при проведении технического обслуживания и ремонта.

Трассу ВЛ необходимо периодически расчищать от кустарников и деревьев и содержать в безопасном пожарном отношении состоянии. Следует поддерживать установленную проектом ширину просек и проводить обрезку деревьев. Деревья, создающие угрозу падения на провода и опоры, должны быть вырублены с последующим уведомлением организации, в ведении которой находятся насаждения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения дипломного проекта были выполнены основные задачи по проектированию и реконструкции электрической сети с учётом требуемых параметров надёжности электроснабжения и качества электрической энергии.

Определён наиболее экономически целесообразный вариант строительства ПС «Налдинская».

Произведён расчёт токов короткого замыкания для выбора современного электрооборудования высокого напряжения, а также выбраны необходимые приборы для полноценного контроля за параметрами сети.

Выполнен расчёт молниезащиты и анализ грозоупорности ОРУ 110 кВ. Осуществлена настройка устройств релейной защиты и автоматики на базе нового автоматизированного оборудования.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, а также вопросы охраны окружающей среды и противопожарные меры на подстанции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 648 с.

2 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. – ПАО ФСК ЕЭС, 2017. – 126 с.

3 Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств 6-750 кВ подстанций и указания по их применению. – М.: Энерго-сетьпроект, 2007 г. – 131 с.

4 Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям: Приказ Минэнерго РФ № 326 от 30.12.2008.

5 Приказ Минэнерго РФ от 17.10.2009 N 823 "Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2018 -2022 годы" (23 апреля 2018 г.)

6 Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей: учеб. / ред. Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро, И.Г. Карапетян. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.

7 Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 592 с.

8 Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии/Под общей ред. профессоров МЭИ И.Н. Орлова и др. М.: Энергоатомиздат, 1988. – 385 с.

9 Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – спб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя.

10 С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст]: учеб. пособие: рек. ДВ УМЦ/ 2008. – 54 с.

11 Рожкова, Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2007 – 647 с.

12 Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков - М.: Энергоатомиздат, 2002. - 608 с.

13 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие для Вузов/А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова - М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

14 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 487 с.

15 Гуревич, Ю.Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, А.А. Окин. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 192 с.

16 Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: Высшая школа, 2007. – 639 с.

17 Беркович М.А. и др. Основы техники релейной защиты. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 376 с.

18 Плащанский Л.А. Основы электроснабжения. Раздел «Релейная защита электроустановок»: Учебное пособие. – М.: Изд-во Московского гос. горного ун-та, 2003. – 141 с.

19 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 555 с.

20 Шестаков, Д.Н. Расчет максимальной токовой защиты и токовых отсечек линий 6, 10, 35 кВ. – Курган: Изд-во Курганского гос. ун-та, 2007. -31 с.

21 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ. Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.

22 Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-Т3», ЗАО «Радиус Автоматика».- М., 2004. – 11 с.

23 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : НТФ Энергопрогресс, 2009. – 391 с.

24 Нормативы численности промышленно-производственного персонала распределительных электрических сетей. – М. : «ЦОТЭНЕРГО», 2007. – 33 с.

25 Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328 «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»

26 Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.:ПрофОбр – Издат, 2002. - 432 с.

27 Инструкция по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций: Приказ МЧС РФ № 630 от 31.12.2002

28 Википедия - Нерюнгринская ГРЭС [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Нерюнгринская\\_ГРЭС](https://ru.wikipedia.org/wiki/Нерюнгринская_ГРЭС) - 23.05.2019

29 Википедия – Чульманская ТЭЦ [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Чульманская\\_ТЭЦ](https://ru.wikipedia.org/wiki/Чульманская_ТЭЦ) - 23.05.2019

30 Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям: Приказ Минэнерго РФ № 326 от 30.12.2008.



## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Прогнозирование нагрузок

Исходные данные:

$P_{\text{макс.Дежневская}} := 10.4$	$Q_{\text{макс.Дежневская}} := 3.3$	$K_{\text{и}} := 0.7$
$P_{\text{макс.Денисовская}} := 13.4$	$Q_{\text{макс.Денисовская}} := 5.4$	$K_{\text{макс}} := 1.2$
$P_{\text{макс.Инаглинская}} := 11.3$	$Q_{\text{макс.Инаглинская}} := 4.5$	$K_{\text{мин}} := 0.3$
$P_{\text{макс.Угольная}} := 0.5$	$Q_{\text{макс.Угольная}} := 0.2$	$K_{\text{лсн}} := 0.85$
$P_{\text{макс.Хатыми}} := 0.7$	$Q_{\text{макс.Хатыми}} := 0.2$	$K_{\text{ф}} := 1.17$
$P_{\text{макс.М_Нимныр}} := 0.2$	$Q_{\text{макс.М_Нимныр}} := 0.2$	
$P_{\text{макс.Б_Нимныр}} := 0.5$	$Q_{\text{макс.Б_Нимныр}} := 0.2$	
$P_{\text{макс.Юхта}} := 0.1$	$Q_{\text{макс.Юхта}} := 0.1$	
$P_{\text{макс.Лебединый}} := 25.5$	$Q_{\text{макс.Лебединый}} := 10.2$	
$P_{\text{макс.В_Куранах}} := 12.8$	$Q_{\text{макс.В_Куранах}} := 1.6$	
$P_{\text{макс.ЗИФ}} := 16.3$	$Q_{\text{макс.ЗИФ}} := 5.7$	
$P_{\text{макс.НПС17}} := 18.1$	$Q_{\text{макс.НПС17}} := 3$	
$P_{\text{макс.НПС18}} := 11.8$	$Q_{\text{макс.НПС18}} := 5.1$	

Дежневская

Зима

$$P_{\text{ср.Дежневская}} := \frac{P_{\text{макс.Дежневская}}}{K_{\text{макс}}} = 8.667$$

$$Q_{\text{ср.Дежневская}} := \frac{Q_{\text{макс.Дежневская}}}{K_{\text{макс}}} = 2.75$$

$$P_{\text{ср.кв.Дежневская}} := K_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ср.Дежневская}} = 10.14$$

$$Q_{\text{ср.кв.Дежневская}} := K_{\text{ф}} \cdot Q_{\text{ср.Дежневская}} = 3.217$$

$$P_{\text{мин.Дежневская}} := K_{\text{мин}} \cdot P_{\text{ср.Дежневская}} = 2.6$$

$$Q_{\text{мин.Дежневская}} := K_{\text{мин}} \cdot Q_{\text{ср.Дежневская}} = 0.825$$

Лето

$$P_{\text{ср.Дежневская.л}} := P_{\text{ср.Дежневская}} \cdot K_{\text{лсн}} = 7.367$$

$$Q_{\text{ср.Дежневская.л}} := Q_{\text{ср.Дежневская}} \cdot K_{\text{лсн}} = 2.337$$

$$P_{\text{ср.кв.Дежневская.л}} := P_{\text{ср.кв.Дежневская}} \cdot K_{\text{лсн}} = 8.619$$

$$Q_{\text{ср.кв.Дежневская.л}} := Q_{\text{ср.кв.Дежневская}} \cdot K_{\text{лсн}} = 2.735$$

$$P_{\text{макс.Дежневская.л}} := P_{\text{макс.Дежневская}} \cdot K_{\text{лсн}} = 8.84$$

Денисовская

Зима

$$P_{\text{ср.Денисовская}} := \frac{P_{\text{макс.Денисовская}}}{K_{\text{макс}}} = 11.167$$

$$Q_{\text{ср.Денисовская}} := \frac{Q_{\text{макс.Денисовская}}}{K_{\text{макс}}} = 4.5$$

$$P_{\text{ср.кв.Денисовская}} := K_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ср.Денисовская}} = 13.065$$

$$Q_{\text{ср.кв.Денисовская}} := K_{\text{ф}} \cdot Q_{\text{ср.Денисовская}} = 5.265$$

$$P_{\text{мин.Денисовская}} := K_{\text{мин}} \cdot P_{\text{ср.Денисовская}} = 3.35$$

$$Q_{\text{мин.Денисовская}} := K_{\text{мин}} \cdot Q_{\text{ср.Денисовская}} = 1.35$$

Лето

$$P_{\text{ср.Денисовская.л}} := P_{\text{ср.Денисовская}} \cdot K_{\text{лсн}} = 9.492$$

$$Q_{\text{ср.Денисовская.л}} := Q_{\text{ср.Денисовская}} \cdot K_{\text{лсн}} = 3.825$$

$$P_{\text{ср.кв.Денисовская.л}} := P_{\text{ср.кв.Денисовская}} \cdot K_{\text{лсн}} = 11.105$$

$$Q_{\text{ср.кв.Денисовская.л}} := Q_{\text{ср.кв.Денисовская}} \cdot K_{\text{лсн}} = 4.475$$

$$P_{\text{макс.Денисовская.л}} := P_{\text{макс.Денисовская}} \cdot K_{\text{лсн}} = 11.39$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$Q_{\text{макс.Дежневская.л}} := Q_{\text{макс.Дежневская}} \cdot K_{\text{лсн}} = 2.805$$

$$P_{\text{мин.Дежневская.л}} := P_{\text{мин.Дежневская}} \cdot K_{\text{лсн}} = 2.21$$

$$Q_{\text{мин.Дежневская.л}} := Q_{\text{мин.Дежневская}} \cdot K_{\text{лсн}} = 0.701$$

$$Q_{\text{макс.Денисовская.л}} := Q_{\text{макс.Денисовская}} \cdot K_{\text{лсн}} = 4.59$$

$$P_{\text{мин.Денисовская.л}} := P_{\text{мин.Денисовская}} \cdot K_{\text{лсн}} = 2.848$$

$$Q_{\text{мин.Денисовская.л}} := Q_{\text{мин.Денисовская}} \cdot K_{\text{лсн}} = 1.148$$

Инаглинская

Зима

$$P_{\text{ср.Инаглинская}} := \frac{P_{\text{макс.Инаглинская}}}{K_{\text{макс}}} = 9.417$$

$$Q_{\text{ср.Инаглинская}} := \frac{Q_{\text{макс.Инаглинская}}}{K_{\text{макс}}} = 3.75$$

$$P_{\text{ср.кв.Инаглинская}} := K_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ср.Инаглинская}} = 11.018$$

$$Q_{\text{ср.кв.Инаглинская}} := K_{\text{ф}} \cdot Q_{\text{ср.Инаглинская}} = 4.387$$

$$P_{\text{мин.Инаглинская}} := K_{\text{мин}} \cdot P_{\text{ср.Инаглинская}} = 2.825$$

$$Q_{\text{мин.Инаглинская}} := K_{\text{мин}} \cdot Q_{\text{ср.Инаглинская}} = 1.125$$

Угольная

Зима

$$P_{\text{ср.Угольная}} := \frac{P_{\text{макс.Угольная}}}{K_{\text{макс}}} = 0.417$$

$$Q_{\text{ср.Угольная}} := \frac{Q_{\text{макс.Угольная}}}{K_{\text{макс}}} = 0.167$$

$$P_{\text{ср.кв.Угольная}} := K_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ср.Угольная}} = 0.488$$

$$Q_{\text{ср.кв.Угольная}} := K_{\text{ф}} \cdot Q_{\text{ср.Угольная}} = 0.195$$

$$P_{\text{мин.Угольная}} := K_{\text{мин}} \cdot P_{\text{ср.Угольная}} = 0.125$$

Хатыми

Зима

$$P_{\text{ср.Хатыми}} := \frac{P_{\text{макс.Хатыми}}}{K_{\text{макс}}} = 0.583$$

$$Q_{\text{ср.Хатыми}} := \frac{Q_{\text{макс.Хатыми}}}{K_{\text{макс}}} = 0.167$$

$$P_{\text{ср.кв.Хатыми}} := K_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ср.Хатыми}} = 0.683$$

$$Q_{\text{ср.кв.Хатыми}} := K_{\text{ф}} \cdot Q_{\text{ср.Хатыми}} = 0.195$$

$$P_{\text{мин.Хатыми}} := K_{\text{мин}} \cdot P_{\text{ср.Хатыми}} = 0.175$$

$$Q_{\text{мин.Хатыми}} := K_{\text{мин}} \cdot Q_{\text{ср.Хатыми}} = 0.05$$

М\_Нимныр

Зима

$$P_{\text{ср.М_Нимныр}} := \frac{P_{\text{макс.М_Нимныр}}}{K_{\text{макс}}} = 0.167$$

$$Q_{\text{ср.М_Нимныр}} := \frac{Q_{\text{макс.М_Нимныр}}}{K_{\text{макс}}} = 0.167$$

$$P_{\text{ср.кв.М_Нимныр}} := K_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ср.М_Нимныр}} = 0.195$$

$$Q_{\text{ср.кв.М_Нимныр}} := K_{\text{ф}} \cdot Q_{\text{ср.М_Нимныр}} = 0.195$$

$$P_{\text{мин.М_Нимныр}} := K_{\text{мин}} \cdot P_{\text{ср.М_Нимныр}} = 0.05$$

$$Q_{\text{мин.М_Нимныр}} := K_{\text{мин}} \cdot Q_{\text{ср.М_Нимныр}} = 0.05$$

Б\_Нимныр

Зима

$$P_{\text{ср.Б_Нимныр}} := \frac{P_{\text{макс.Б_Нимныр}}}{K_{\text{макс}}} = 0.417$$

$$Q_{\text{ср.Б_Нимныр}} := \frac{Q_{\text{макс.Б_Нимныр}}}{K_{\text{макс}}} = 0.167$$

Юхта

Зима

$$P_{\text{ср.Юхта}} := \frac{P_{\text{макс.Юхта}}}{K_{\text{макс}}} = 0.083$$

$$Q_{\text{ср.Юхта}} := \frac{Q_{\text{макс.Юхта}}}{K_{\text{макс}}} = 0.083$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$P_{\text{ср.кв.Б\_Нимныр}} := K_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ср.Б\_Нимныр}} = 0.488$$

$$Q_{\text{ср.кв.Б\_Нимныр}} := K_{\text{ф}} \cdot Q_{\text{ср.Б\_Нимныр}} = 0.195$$

$$P_{\text{мин.Б\_Нимныр}} := K_{\text{мин}} \cdot P_{\text{ср.Б\_Нимныр}} = 0.125$$

$$Q_{\text{мин.Б\_Нимныр}} := K_{\text{мин}} \cdot Q_{\text{ср.Б\_Нимныр}} = 0.05$$

Лебединый

Зима

$$P_{\text{ср.Лебединый}} := \frac{P_{\text{макс.Лебединый}}}{K_{\text{макс}}} = 21.25$$

$$Q_{\text{ср.Лебединый}} := \frac{Q_{\text{макс.Лебединый}}}{K_{\text{макс}}} = 8.5$$

$$P_{\text{ср.кв.Лебединый}} := K_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ср.Лебединый}} = 24.862$$

$$Q_{\text{ср.кв.Лебединый}} := K_{\text{ф}} \cdot Q_{\text{ср.Лебединый}} = 9.945$$

$$P_{\text{мин.Лебединый}} := K_{\text{мин}} \cdot P_{\text{ср.Лебединый}} = 6.375$$

$$Q_{\text{мин.Лебединый}} := K_{\text{мин}} \cdot Q_{\text{ср.Лебединый}} = 2.55$$

ЗИФ

Зима

$$P_{\text{ср.ЗИФ}} := \frac{P_{\text{макс.ЗИФ}}}{K_{\text{макс}}} = 13.583$$

$$Q_{\text{ср.ЗИФ}} := \frac{Q_{\text{макс.ЗИФ}}}{K_{\text{макс}}} = 4.75$$

$$P_{\text{ср.кв.ЗИФ}} := K_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ср.ЗИФ}} = 15.893$$

$$Q_{\text{ср.кв.ЗИФ}} := K_{\text{ф}} \cdot Q_{\text{ср.ЗИФ}} = 5.557$$

$$P_{\text{мин.ЗИФ}} := K_{\text{мин}} \cdot P_{\text{ср.ЗИФ}} = 4.075$$

$$Q_{\text{мин.ЗИФ}} := K_{\text{мин}} \cdot Q_{\text{ср.ЗИФ}} = 1.425$$

НПС18

Зима

$$P_{\text{ср.НПС18}} := \frac{P_{\text{макс.НПС18}}}{K_{\text{макс}}} = 9.833$$

$$Q_{\text{ср.НПС18}} := \frac{Q_{\text{макс.НПС18}}}{K_{\text{макс}}} = 4.25$$

$$P_{\text{ср.кв.НПС18}} := K_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ср.НПС18}} = 11.505$$

$$Q_{\text{ср.кв.НПС18}} := K_{\text{ф}} \cdot Q_{\text{ср.НПС18}} = 4.973$$

$$P_{\text{ср.кв.Юхта}} := K_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ср.Юхта}} = 0.098$$

$$Q_{\text{ср.кв.Юхта}} := K_{\text{ф}} \cdot Q_{\text{ср.Юхта}} = 0.098$$

$$P_{\text{мин.Юхта}} := K_{\text{мин}} \cdot P_{\text{ср.Юхта}} = 0.025$$

$$Q_{\text{мин.Юхта}} := K_{\text{мин}} \cdot Q_{\text{ср.Юхта}} = 0.025$$

В\_Куранах

Зима

$$P_{\text{ср.В_Куранах}} := \frac{P_{\text{макс.В_Куранах}}}{K_{\text{макс}}} = 10.667$$

$$Q_{\text{ср.В_Куранах}} := \frac{Q_{\text{макс.В_Куранах}}}{K_{\text{макс}}} = 1.333$$

$$P_{\text{ср.кв.В_Куранах}} := K_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ср.В_Куранах}} = 12.48$$

$$Q_{\text{ср.кв.В_Куранах}} := K_{\text{ф}} \cdot Q_{\text{ср.В_Куранах}} = 1.56$$

$$P_{\text{мин.В_Куранах}} := K_{\text{мин}} \cdot P_{\text{ср.В_Куранах}} = 3.2$$

$$Q_{\text{мин.В_Куранах}} := K_{\text{мин}} \cdot Q_{\text{ср.В_Куранах}} = 0.4$$

НПС17

Зима

$$P_{\text{ср.НПС17}} := \frac{P_{\text{макс.НПС17}}}{K_{\text{макс}}} = 15.083$$

$$Q_{\text{ср.НПС17}} := \frac{Q_{\text{макс.НПС17}}}{K_{\text{макс}}} = 2.5$$

$$P_{\text{ср.кв.НПС17}} := K_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ср.НПС17}} = 17.648$$

$$Q_{\text{ср.кв.НПС17}} := K_{\text{ф}} \cdot Q_{\text{ср.НПС17}} = 2.925$$

$$P_{\text{мин.НПС17}} := K_{\text{мин}} \cdot P_{\text{ср.НПС17}} = 4.525$$

$$Q_{\text{мин.НПС17}} := K_{\text{мин}} \cdot Q_{\text{ср.НПС17}} = 0.75$$

$$P_{\text{мин.НПС18}} := K_{\text{мин}} \cdot P_{\text{ср.НПС18}} = 2.95$$

$$Q_{\text{мин.НПС18}} := K_{\text{мин}} \cdot Q_{\text{ср.НПС18}} = 1.275$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### Новая Подстанция

$$P_{\text{макс.Налдинская}} := 58 \quad Q_{\text{макс.Налдинская}} := 23.2$$

### Налдинская

#### Зима

$$P_{\text{ср.Налдинская}} := \frac{P_{\text{макс.Налдинская}}}{K_{\text{макс}}} = 48.333$$

$$Q_{\text{ср.Налдинская}} := \frac{Q_{\text{макс.Налдинская}}}{K_{\text{макс}}} = 19.333$$

$$P_{\text{ср.кв.Налдинская}} := K_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ср.Налдинская}} = 56.55$$

$$Q_{\text{ср.кв.Налдинская}} := K_{\text{ф}} \cdot Q_{\text{ср.Налдинская}} = 22.62$$

$$P_{\text{мин.Налдинская}} := K_{\text{мин}} \cdot P_{\text{ср.Налдинская}} = 14.5$$

$$Q_{\text{мин.Налдинская}} := K_{\text{мин}} \cdot Q_{\text{ср.Налдинская}} = 5.8$$

### Прогнозирование

#### Зима $P_{\text{ср}}$

$$e := 0.0392$$

$$P_{\text{ср.Дежневская.прог}} := P_{\text{ср.Дежневская}} \cdot (1 + e)^5 = 10.504$$

$$P_{\text{ср.Денисовская.прог}} := P_{\text{ср.Денисовская}} \cdot (1 + e)^5 = 13.534$$

$$P_{\text{ср.Инаглинская.прог}} := P_{\text{ср.Инаглинская}} \cdot (1 + e)^5 = 11.413$$

$$P_{\text{ср.Угольная.прог}} := P_{\text{ср.Угольная}} \cdot (1 + e)^5 = 0.505$$

$$P_{\text{ср.Хатыми.прог}} := P_{\text{ср.Хатыми}} \cdot (1 + e)^5 = 0.707$$

$$P_{\text{ср.М_Нимныр.прог}} := P_{\text{ср.М_Нимныр}} \cdot (1 + e)^5 = 0.202$$

$$P_{\text{ср.Б_Нимныр.прог}} := P_{\text{ср.Б_Нимныр}} \cdot (1 + e)^5 = 0.505$$

$$P_{\text{ср.Юхта.прог}} := P_{\text{ср.Юхта}} \cdot (1 + e)^5 = 0.101$$

$$P_{\text{ср.Лебединый.прог}} := P_{\text{ср.Лебединый}} \cdot (1 + e)^5 = 25.755$$

$$P_{\text{ср.В_Куранах.прог}} := P_{\text{ср.В_Куранах}} \cdot (1 + e)^5 = 12.928$$

$$P_{\text{ср.ЗИФ.прог}} := P_{\text{ср.ЗИФ}} \cdot (1 + e)^5 = 16.463$$

$$P_{\text{ср.НПС17.прог}} := P_{\text{ср.НПС17}} \cdot (1 + e)^5 = 18.281$$

$$P_{\text{ср.НПС18.прог}} := P_{\text{ср.НПС18}} \cdot (1 + e)^5 = 11.918$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$Q_{\text{ср.Дежневская.прог}} := Q_{\text{ср.Дежневская}} \cdot (1 + e)^5 = 3.333$$

$$Q_{\text{ср.Денисовская.прог}} := Q_{\text{ср.Денисовская}} \cdot (1 + e)^5 = 5.454$$

$$Q_{\text{ср.Инаглинская.прог}} := Q_{\text{ср.Инаглинская}} \cdot (1 + e)^5 = 4.545$$

$$Q_{\text{ср.Угольная.прог}} := Q_{\text{ср.Угольная}} \cdot (1 + e)^5 = 0.202$$

$$Q_{\text{ср.Хатыми.прог}} := Q_{\text{ср.Хатыми}} \cdot (1 + e)^5 = 0.202$$

$$Q_{\text{ср.М_Нимныр.прог}} := Q_{\text{ср.М_Нимныр}} \cdot (1 + e)^5 = 0.202$$

$$Q_{\text{ср.Б_Нимныр.прог}} := Q_{\text{ср.Б_Нимныр}} \cdot (1 + e)^5 = 0.202$$

$$Q_{\text{ср.Юхта.прог}} := Q_{\text{ср.Юхта}} \cdot (1 + e)^5 = 0.101$$

$$Q_{\text{ср.Лебединый.прог}} := Q_{\text{ср.Лебединый}} \cdot (1 + e)^5 = 10.302$$

$$Q_{\text{ср.В_Куранах.прог}} := Q_{\text{ср.В_Куранах}} \cdot (1 + e)^5 = 1.616$$

$$Q_{\text{ср.ЗИФ.прог}} := Q_{\text{ср.ЗИФ}} \cdot (1 + e)^5 = 5.757$$

$$Q_{\text{ср.НПС17.прог}} := Q_{\text{ср.НПС17}} \cdot (1 + e)^5 = 3.03$$

$$Q_{\text{ср.НПС18.прог}} := Q_{\text{ср.НПС18}} \cdot (1 + e)^5 = 5.151$$

### Зима P<sub>ср.кв.</sub>

$$P_{\text{ср.кв.Дежневская.прог}} := P_{\text{ср.кв.Дежневская}} \cdot (1 + e)^5 = 12.289$$

$$P_{\text{ср.кв.Денисовская.прог}} := P_{\text{ср.кв.Денисовская}} \cdot (1 + e)^5 = 15.835$$

$$P_{\text{ср.кв.Инаглинская.прог}} := P_{\text{ср.кв.Инаглинская}} \cdot (1 + e)^5 = 13.353$$

$$P_{\text{ср.кв.Угольная.прог}} := P_{\text{ср.кв.Угольная}} \cdot (1 + e)^5 = 0.591$$

$$P_{\text{ср.кв.Хатыми.прог}} := P_{\text{ср.кв.Хатыми}} \cdot (1 + e)^5 = 0.827$$

$$P_{\text{ср.кв.М_Нимныр.прог}} := P_{\text{ср.кв.М_Нимныр}} \cdot (1 + e)^5 = 0.236$$

$$P_{\text{ср.кв.Б_Нимныр.прог}} := P_{\text{ср.кв.Б_Нимныр}} \cdot (1 + e)^5 = 0.591$$

$$P_{\text{ср.кв.Юхта.прог}} := P_{\text{ср.кв.Юхта}} \cdot (1 + e)^5 = 0.118$$

$$P_{\text{ср.кв.Лебединый.прог}} := P_{\text{ср.кв.Лебединый}} \cdot (1 + e)^5 = 30.133$$

$$P_{\text{ср.кв.В_Куранах.прог}} := P_{\text{ср.кв.В_Куранах}} \cdot (1 + e)^5 = 15.126$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$P_{\text{ср.кв.ЗИФ.прог}} := P_{\text{ср.кв.ЗИФ}} \cdot (1 + e)^5 = 19.261$$

$$P_{\text{ср.кв.НПС17.прог}} := P_{\text{ср.кв.НПС17}} \cdot (1 + e)^5 = 21.388$$

$$P_{\text{ср.кв.НПС18.прог}} := P_{\text{ср.кв.НПС18}} \cdot (1 + e)^5 = 13.944$$

### Зима P<sub>макс</sub>

$$P_{\text{макс.Дежневская.прог}} := P_{\text{макс.Дежневская}} \cdot (1 + e)^5 = 12.605$$

$$P_{\text{макс.Денисовская.прог}} := P_{\text{макс.Денисовская}} \cdot (1 + e)^5 = 16.241$$

$$P_{\text{макс.Инаглинская.прог}} := P_{\text{макс.Инаглинская}} \cdot (1 + e)^5 = 13.695$$

$$P_{\text{макс.Угольная.прог}} := P_{\text{макс.Угольная}} \cdot (1 + e)^5 = 0.606$$

$$P_{\text{макс.Хатыми.прог}} := P_{\text{макс.Хатыми}} \cdot (1 + e)^5 = 0.848$$

$$P_{\text{макс.М_Нимныр.прог}} := P_{\text{макс.М_Нимныр}} \cdot (1 + e)^5 = 0.242$$

$$P_{\text{макс.Б_Нимныр.прог}} := P_{\text{макс.Б_Нимныр}} \cdot (1 + e)^5 = 0.606$$

$$P_{\text{макс.Юхта.прог}} := P_{\text{макс.Юхта}} \cdot (1 + e)^5 = 0.121$$

$$P_{\text{макс.Лебединый.прог}} := P_{\text{макс.Лебединый}} \cdot (1 + e)^5 = 30.906$$

$$P_{\text{макс.В_Куранах.прог}} := P_{\text{макс.В_Куранах}} \cdot (1 + e)^5 = 15.513$$

$$P_{\text{макс.ЗИФ.прог}} := P_{\text{макс.ЗИФ}} \cdot (1 + e)^5 = 19.755$$

$$P_{\text{макс.НПС17.прог}} := P_{\text{макс.НПС17}} \cdot (1 + e)^5 = 21.937$$

$$P_{\text{макс.НПС18.прог}} := P_{\text{макс.НПС18}} \cdot (1 + e)^5 = 14.301$$

### Прогнозирование нагрузки ПС Налдинская

$$P_{\text{ср.Налдинская.прог}} := P_{\text{ср.Налдинская}} \cdot (1 + e)^5 = 58.579$$

$$P_{\text{ср.кв.Налдинская.прог}} := P_{\text{ср.кв.Налдинская}} \cdot (1 + e)^5 = 68.538$$

$$P_{\text{макс.Налдинская.прог}} := P_{\text{макс.Налдинская}} \cdot (1 + e)^5 = 70.295$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Выбор трансформаторов на ПС и проводов ВЛ в ПВК

Длины линий

$$L_{\text{Налдинская110}} := 5.4 \cdot 2 = 10.8 \quad L_{\text{Налдинская220}} := 7.7 \cdot 2 = 15.4$$

Расчет потоков мощности на головных участках и рациональных напряжений

Для Схемы  
№2

$$P_{\text{Налдинская110}} := 58 \quad P_{\text{Налдинская220}} := 58$$

$$P_{\text{отп\_Налдинская110}} := \frac{P_{\text{Налдинская110}}}{2} = 29$$

$$P_{\text{отп\_Налдинская220}} := \frac{P_{\text{Налдинская220}}}{2} = 29$$

$$U_{\text{отп\_Налдинская110}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{\text{Налдинская110}}} + \frac{2500}{P_{\text{отп\_Налдинская110}}}}} = 86.873$$

$$U_{\text{отп\_Налдинская220}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{\text{Налдинская220}}} + \frac{2500}{P_{\text{отп\_Налдинская220}}}}} = 91.796$$

Выбираем мощность компенсирующих устройств

$$Q_{\text{ку,расчНалдинская}} := P_{\text{макс.Налдинская}} \cdot (0.4 - 0.4) = 0 \quad Q_{\text{max}} := 23.2$$

Определяем фактическую реактивную мощность компенсирующих устройств

$$Q_{\text{факт}} := Q_{\text{max}} = 23.2$$

Определяем некомпенсированную мощность в узлах сети

$$Q_{\text{нескомНалдинская}} := 23.2$$

$$Q_{\text{отп\_Налдинская}} := \frac{Q_{\text{нескомНалдинская}}}{2} = 11.6$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Выбор тансформаторов

$$n := 2 \quad k_{3, \text{опт}} := 0.7$$

Определим расчетную мощность силового трансформатора

ПС А

$$S_{p\text{Налдинская}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ср.Налдинская.прог}}^2 + Q_{\text{нескомНалдинская}}^2}}{n \cdot k_{3, \text{опт}}} = 45.004$$

Выбираем трасформатор типа: ТРДЦН-63000/110 и ТРДЦН-63000/220

Выбранный трансформатор проверяем по коэффициенту загрузки

$$k_{3, \text{н.А}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ср.Налдинская.прог}}^2 + Q_{\text{нескомНалдинская}}^2}}{n \cdot 63} = 0.5$$

Проверка по послеаварийному коэффициенту

$$k_{3, \text{пос.ав.А}} := k_{3, \text{н.А}} \cdot 2 = 1$$

Выбор сечения проводов

ВЛ

ДЛЯ СХЕМЫ №2

$$U_{\text{ном}} := 110$$

$$I_{\text{max.1ип1.А}} := \frac{\sqrt{P_{\text{отп\_Налдинская110}}^2 + Q_{\text{отп\_Налдинская}}^2}}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0.164$$

$$\alpha_t := 1 \quad \alpha_i := 1.05$$

$$I_{\text{расч.1ип1.А}} := I_{\text{max.1ип1.А}} \cdot \alpha_t \cdot \alpha_i = 0.172 \quad \text{Предварительно выбираем АС-120}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Проверка по нагреву током в послеаварийном режиме

$$I_{\text{расч.1ип1.А.п.ав}} := I_{\text{расч.1ип1.А}} \cdot 2 = 0.344$$

ДЛЯ СХЕМЫ №3

$$U_{\text{ном}} := 220$$

$$I_{\text{max.1ип1.А}} := \frac{\sqrt{P_{\text{отп\_Налдинская220}}^2 + Q_{\text{отп\_Налдинская}}^2}}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0.082$$

$$\alpha_t := 1 \quad \alpha_i := 1.05$$

$$I_{\text{расч.1ип1.А}} := I_{\text{max.1ип1.А}} \cdot \alpha_t \cdot \alpha_i = 0.086$$

Предварительно выбираем АС-240

Проверка по нагреву током в послеаварийном режиме

$$I_{\text{расч.1ип1.А.п.ав}} := I_{\text{расч.1ип1.А}} \cdot 2 = 0.172$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Экономический расчет двух вариантов конфигурации сети

Экономический расчет

ДЛЯ СХЕМЫ 110 кВ

$$K_{\text{инфл}} := 4.61$$

1. Капиталовложения

- Капиталовложения в строительство линий

Для ВЛ 110 кВ  $L_{\text{чтэц\_отпайкаи}} := 10.4 + 10.5 = 20.9$

сечение 185-240  $k_{110.2} := 1440$  тыс.руб/км для двухцепной линии

сечение до 150  $k_{110.1} := 1280$  тыс.руб/км для двухцепной линии

$$K_{\text{отп1\_2.Налдинская}} := (L_{\text{Налдинская110}} \cdot k_{110.1}) + (L_{\text{чтэц\_отпайкаи}} \cdot k_{110.2}) = 4.392 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в линии

$$K_{\text{ВЛ}} := (K_{\text{отп1\_2.Налдинская}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 2.024712 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

- Капиталовложения на вырубку просеки

$$K_{\text{прос110}} := 95 \text{ тыс.руб/км} \quad K_{\text{прос220}} := 110 \text{ тыс.руб/км}$$

$$K_{\text{прос}} := K_{\text{прос110}} \cdot L_{\text{Налдинская110}} = 1.026 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{прос.сум}} := K_{\text{прос}} \cdot K_{\text{инфл}} = 4.73 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ

$$K_{\text{ору.Налдинская}} := (7000 \cdot 2) + (700 \cdot 6) = 1.82 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в ОРУ

$$K_{\text{ору.сумм}} := K_{\text{ору.Налдинская}} \cdot K_{\text{инфл}} = 8.39 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

- Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{ТР63}} := 11600 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр.Налдинская}} := 2 \cdot K_{\text{ТР63}} = 2.32 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Суммарные вложения в трансформаторы

$$K_{\text{тр.сумм}} := K_{\text{тр.Налдинская}} \cdot K_{\text{инфл}} = 1.07 \times 10^5$$

- Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.Налдинская}} := 11000 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.сумм}} := (K_{\text{пост.Налдинская}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 5.071 \times 10^4$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост.сумм}} + K_{\text{тр.сумм}} + K_{\text{ору.сумм}} + K_{\text{прос.сум}} = 2.463 \times 10^5$$

Общие капиталовложения

$$K_{\text{об}} := K_{\text{пс}} + K_{\text{ВЛ}} = 4.488 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

### Издержки

- Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{рзовл}} := 0.008$$

$$\text{Для ПС до 110 кВ} \quad \alpha_{\text{рзопс110}} := 0.059$$

$$И_{\text{РЭИ}} := K_{\text{пс}} \cdot \alpha_{\text{рзопс110}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{рзовл}} = 1.615 \times 10^4$$

- Издержки на амортизационные отчисления

$$T_{\text{сл}} := 20 \quad \text{лет}$$

$$И_{\text{ам}} := \frac{K_{\text{пс}}}{T_{\text{сл}}} + \frac{K_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{сл}}} = 2.2438253 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

- Издержки на потери 1. Потери в трансформаторах

Потери в трансформаторах

$$U_{\text{ном1}} := 110$$

ТРДЦН – 63000/110

$$R_{\text{тр.63}} := 0.87 \quad X_{\text{тр.63}} := 22$$

$$Z_{\text{тр63}} := R_{\text{тр.63}} + X_{\text{тр.63}} \cdot i = 0.87 + 22i$$

$$Z_{\text{тр.63}} := \sqrt{\text{Re}(Z_{\text{тр63}})^2 + \text{Im}(Z_{\text{тр63}})^2} = 22.017$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Потери мощности при хх

$$\Delta P_{xx.63} := 59 \cdot 10^{-3} \quad \Delta Q_{xx.63} := 410 \cdot 10^{-3} \quad T_{год} := 8760$$

$$\Delta S_{xx.63} := \Delta P_{xx.63} + \Delta Q_{xx.63}i = 0.059 + 0.41i$$

$$\Delta S_{xx.63} := \sqrt{\operatorname{Re}(\Delta S_{xx.63})^2 + \operatorname{Im}(\Delta S_{xx.63})^2} = 0.414$$

Эффективные мощности зима  $\epsilon_{\text{мм}} := 0.0392$

$$P_{\text{эфз.Н}} := P_{\text{ср.кв.Налдинская}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 68.538$$

$$Q_{\text{эфз.Н}} := Q_{\text{ср.кв.Налдинская}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 27.415$$

$$\Delta W_{\text{трН}} := 2 \cdot \Delta S_{xx.63} \cdot T_{год} \dots = 28970.9684052$$

$$+ \left[ \frac{(P_{\text{эфз.Н}}^2 + Q_{\text{эфз.Н}}^2) \cdot Z_{\text{тр.63}} \cdot T_{год}}{U_{\text{ном}}^2} \right]$$

Суммарные потери в трансформаторах

$$\Delta W_{\text{тр.сумм}} := \Delta W_{\text{трН}} = 2.897 \times 10^4$$

### 4. Потери в ВЛ

$$P_{\text{эфз.Н\_ОН}} := \frac{P_{\text{эфз.Н}}}{2} = 34.269$$

$$Q_{\text{эфз.Н\_ОН}} := \frac{Q_{\text{эфз.Н}}}{2} = 13.708$$

АС - 185  $R_{\text{уд185}} := 0.162$

$$\Delta W_{\text{вл.Н\_ОН}} := \frac{P_{\text{эфз.Н\_ОН}}^2 + Q_{\text{эфз.Н\_ОН}}^2}{U_{\text{ном1}}^2} \cdot R_{\text{уд185}} \cdot L_{\text{Налдинская110}} \cdot T_{год} = 1.725 \times 10^3$$

Суммарные потери в ВЛ

$$\Delta W_{\text{вл.сумм}} := \Delta W_{\text{вл.Н\_ОН}} = 1.725 \times 10^3$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Общие потери

$$\Delta W_{об} := \Delta W_{вл.сумм} + \Delta W_{тр.сумм} = 3.07 \times 10^4$$

$$c_0 := 3.51 \text{ руб/кВт*ч}$$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W_{об} \cdot 10^{-3} = 107.745 \text{ тыс руб}$$

Общие издержки

$$И := I_{р\&ш} + I_{ам} + I_{\Delta W} = 38697.105 \text{ тыс руб}$$

Затраты

$$E := 0.1$$

$$З := E \cdot K_{об} + И = 83573.611 \text{ тыс руб}$$

Экономический расчет

$$K_{инфл} := 4.61$$

ДЛЯ СХЕМЫ 220 кВ

1. Капиталовложения

- Капиталовложения в строительство линий

Для ВЛ 220 кВ

сечение 185-240  $k_{220.2} := 1440 \text{ тыс.руб/км}$  для двухцепной линии

$$K_{отп220\_2.Налдинская} := L_{Налдинская220} \cdot k_{220.2} = 2.218 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в линии

$$K_{вл} := (K_{отп220\_2.Налдинская}) \cdot K_{инфл} = 1.0223136 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

- Капиталовложения на вырубку просеки

$$K_{прос220} := 110 \text{ тыс.руб/км}$$

$$K_{прос} := K_{прос220} \cdot L_{Налдинская220} = 1.694 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{прос.сумм} := K_{прос} \cdot K_{инфл} = 7.809 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

### Капиталовложения в ОРУ

$$K_{\text{ору.Налдинская220}} := (12500 \cdot 2) + (6 \cdot 700) = 2.92 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

### Суммарные вложения в ОРУ

$$K_{\text{ору.сумм}} := K_{\text{ору.Налдинская220}} \cdot K_{\text{инфл}} = 1.346 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

- Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{тр63}} := 14700 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр.Налдинская220}} := 2 \cdot K_{\text{тр63}} = 2.94 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

### Суммарные вложения в трансформаторы

$$K_{\text{тр.сумм}} := K_{\text{тр.Налдинская220}} \cdot K_{\text{инфл}} = 1.355 \times 10^5$$

- Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.Налдинская220}} := 26000 \quad \text{тыс.руб}$$

### Суммарные вложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.сумм}} := (K_{\text{пост.Налдинская220}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 1.199 \times 10^5$$

### Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост.сумм}} + K_{\text{тр.сумм}} + K_{\text{ору.сумм}} + K_{\text{прос.сум}} = 3.978 \times 10^5$$

### Общие капиталовложения

$$K_{\text{об}} := K_{\text{пс}} + K_{\text{ВЛ}} = 5 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

### Издержки

- Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{рем}} := 0.008$$

$$\text{Для ПС до 220 кВ} \quad \alpha_{\text{рем}110} := 0.059$$

$$I_{\text{рем}} := K_{\text{пс}} \cdot \alpha_{\text{рем}110} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{рем}} = 2.429 \times 10^4$$

- Издержки на амортизационные отчисления

$$T_{\text{ам}} := 20 \quad \text{лет}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$I_{\text{ср}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{сл}}} + \frac{K_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{сл}}} = 2.5002335 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

- Издержки на потери

### 1. Потери в трансформаторах

Потери в трансформаторах

$$U_{\text{ном1}} := 220$$

ТРДЦН – 63000/110

$$R_{\text{тр.63}} := 3.9 \quad X_{\text{тр.63}} := 100.7$$

$$Z_{\text{тр.63}} := R_{\text{тр.63}} + X_{\text{тр.63}} \cdot i = 3.9 + 100.7i$$

$$Z_{\text{тр.63}} := \sqrt{\text{Re}(Z_{\text{тр.63}})^2 + \text{Im}(Z_{\text{тр.63}})^2} = 100.775$$

Потери мощности при хх

$$\Delta P_{\text{хх.63}} := 82 \cdot 10^{-3} \quad \Delta Q_{\text{хх.63}} := 504 \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta S_{\text{хх.63}} := \Delta P_{\text{хх.63}} + \Delta Q_{\text{хх.63}}i = 0.082 + 0.504i$$

$$\Delta S_{\text{хх.63}} := \sqrt{\text{Re}(\Delta S_{\text{хх.63}})^2 + \text{Im}(\Delta S_{\text{хх.63}})^2} = 0.511$$

Эффективные мощности зима  $e := 0.0392$

$$P_{\text{эфз.Н}} := P_{\text{ср.кв.Налдинская}} \cdot (1 + e)^5 = 68.538$$

$$Q_{\text{эфз.Н}} := Q_{\text{ср.кв.Налдинская}} \cdot (1 + e)^5 = 27.415$$

$$\Delta W_{\text{трН}} := 2 \cdot \Delta S_{\text{хх.63}} \cdot T_{\text{год}} \dots = 108332.8847893$$

$$+ \left[ \frac{(P_{\text{эфз.Н}}^2 + Q_{\text{эфз.Н}}^2) \cdot Z_{\text{тр.63}} \cdot T_{\text{год}}}{U_{\text{ном}}^2} \right]$$

Суммарные потери в трансформаторах

$$\Delta W_{\text{трН}} := \Delta W_{\text{трН}} = 1.083 \times 10^5$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

### 4. Потери в ВЛ

$$P_{\text{эфз.Н.ОН}} := \frac{P_{\text{эфз.Н}}}{2} = 34.269$$

$$Q_{\text{эфз.Н.ОН}} := \frac{Q_{\text{эфз.Н}}}{2} = 13.708 \quad \text{Потери на корону}$$

$$\text{АС - 240} \quad R_{\text{уд185}} := 0.121 \quad \Delta W_{\text{кор}} := 24 \cdot L_{\text{Налдинская220}} = 369.6$$

$$\Delta W_{\text{вл.Н.ОН}} := \frac{P_{\text{эфз.Н.ОН}}^2 + Q_{\text{эфз.Н.ОН}}^2}{U_{\text{ном1}}^2} \cdot R_{\text{уд185}} \cdot L_{\text{Налдинская220}} \cdot T_{\text{год}} = 459.43$$

Суммарные потери в ВЛ

$$\Delta W_{\text{вл.сумм}} := \Delta W_{\text{вл.Н.ОН}} = 459.43$$

Общие потери

$$\Delta W_{\text{об}} := \Delta W_{\text{вл.сумм}} + \Delta W_{\text{тр.сумм}} + \Delta W_{\text{кор}} = 1.092 \times 10^5$$

$$c_0 := 3.51 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W_{\text{об}} \cdot 10^{-3} = 383.158 \quad \text{тыс руб}$$

Общие издержки

$$I := I_{\text{рЭИ}} + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W} = 49674.449 \quad \text{тыс руб}$$

Затраты

$$E := 0.1$$

$$Z := E \cdot K_{\text{об}} + I = 99679.119 \quad \text{тыс руб}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г Расчет молниезащиты

### **Исходные данные:**

Номинальное напряжение ОРУ: 110 кВ

Число ячеек: 2

Число ВЛЭП в схеме ОРУ: 2

Климатическая зона: IV

Сечение ВЛ: 185 мм<sup>2</sup>

Толщина первого слоя грунта: 0,35 м

Ток короткого замыкания: 12 кА

Время срабатывания защиты: 0,2 сек

Состав грунта 1-го/2-го слоя:

Схема ОРУ: два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий

### **1. Расчет заземлителя**

Верхний слой грунта: почва

удельное сопротивление верхнего слоя грунта, (Ом\*м)  $\rho_1 := 61$

Толщина верхнего слоя грунта, (м)  $h_1 := 0.35$

Климатическая зона  $N_{ww} := 4$

Ток однофазного короткого замыкания, (кА)  $I_{кз} := 9.2$

Время отключения, (с)  $t_{сз} := 0.2$

Вспомогательный коэффициент для стали  $\beta := 21$

Ток молнии, (кА)  $I_M := 55$

#### **1. Расчет удельного сопротивления грунта**

коэффициент сезонности для третьей климатической зоны  $\psi := 1.25$

удельное сопротивление верхнего слоя грунта, (Ом\*м)  $\rho_{1a} := 61$

удельное сопротивление второго слоя грунта, (Ом\*м):

$$\rho_2 := \frac{\rho_1}{\psi} = 48.8 \quad \rho_2 = 48.8$$

#### **2. Рассчитываем контур сетки заземлителя.**

$A := 62$  длина ПС, (м).

$B := 31$  ширина ПС, (м).

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Площадь ПС с учетом выноса сетки заземления на 1,5 м за пределы ПС, (м<sup>2</sup>)

$$S := (A + 1.5 \cdot 2)(B + 1.5 \cdot 2) \quad S = 2.21 \times 10^3$$

### 3. Принимаем диаметр горизонтальных прутков в сетке по условиям мех. прочности.

$$d_{\text{пр\_гор}} := 10 \quad \text{мм} \quad I_{\text{кз}} := 9200 \quad \text{А}$$

$$F_{\text{мехпроч}} := 78.5 \quad \text{мм}^2$$

Определяем сечение прутка по термической стойкости, (мм<sup>2</sup>)

$$F_{\text{тс}} := \sqrt{\frac{(I_{\text{кз}})^2 \cdot t_{\text{сз}}}{400 \cdot \beta}} \quad F_{\text{тс}} = 44.891$$

### 4. Определяем сечение прутка по коррозийной стойкости.

$$\begin{aligned} a_0 &:= 0.243 & a_2 &:= 0.003 \\ a_1 &:= 0.041 & a_3 &:= 0.005 \end{aligned} \quad \text{средние значения коэффициентов, зависящие от грунта.}$$

$T := 240$  время использования заземления, (месяцы).

$$S_{\text{ср}} := a_3 \cdot \ln(T)^3 + a_2 \cdot \ln(T)^2 - a_1 \cdot \ln(T) + a_0 \quad S_{\text{ср}} = 0.932$$

$$F_{\text{кор}} := 3.14 \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d_{\text{пр\_гор}} + S_{\text{ср}}) \quad F_{\text{кор}} = 31.975 \quad \text{мм}^2$$

$$F_{\text{min}} := F_{\text{кор}} + F_{\text{тс}} \quad F_{\text{min}} = 76.866 \quad \text{мм}^2 \quad F_{\text{мехпроч}} := 78.5 \quad \text{мм}^2$$

т.к.  $F_{\text{мехпроч}}$  больше  $F_{\text{min}}$ , то условие выполняется.

$H := 1.6$  для четвертой климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта, (м).

$h_{\text{верт}} := 0.8$  глубина заложения верхнего конца вертикального прутка, (м).

$d_{\text{верт}} := 12$  диаметр вертикального прутка, (мм).

$l_{\text{верт}} := 5$  длина вертикального прутка, (м).

### 5. Рассчитываем общую длину горизонтальных полос (м).

$a_{\text{гор}} := 6$  расстояние между полосами сетки, (м).

$$w := \frac{B}{a_{\text{гор}}} \quad w = 5.167 \quad w := 5 \quad w' := \frac{A}{a_{\text{гор}}} \quad w' = 10.333 \quad w' := 11$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

$$L_{\text{гор}} := A \cdot w + B \cdot w' \qquad L_{\text{гор}} = 651$$

Уточняется длина горизонтальных полос квадратичной модели, (м):

$$l_{\text{гор}} := \sqrt{S} \qquad l_{\text{гор}} = 47.011$$

Определяем число ячеек:

$$m := \frac{L_{\text{гор}}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \qquad m := 6.254 \quad m := 7$$

Определяем длину стороны ячейки:

$$L_{\text{ячейки}} := \frac{\sqrt{S}}{m} \qquad L_{\text{ячейки}} = 6.716$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \qquad L = 752.17$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n'_B := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{12} \qquad n'_B = 15.67$$

принимаем количество вертикальных электродов  $n_B := 17$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя для обоих слоев грунта, (Ом):

$$\frac{l_{\text{верт}}}{\sqrt{S}} = 0.106 \quad \text{следовательно} \qquad A' := 0.1$$

$$R_{1s} := \rho_1 \cdot \left( \frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_{\text{верт}}} \right) \qquad R_{1s} = 0.203$$

$$R_{2s} := \rho_2 \cdot \left( \frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_{\text{верт}}} \right) \qquad R_{2s} = 0.162$$

Находим импульсный коэффициент для обоих слоев

$$\alpha_{n1} := \sqrt{\frac{1500 \sqrt{S}}{(\rho_1 + 320) \cdot (I_M + 45)}} \qquad \alpha_{n1} = 1.36$$

$$\alpha_{n2} := \sqrt{\frac{1500 \sqrt{S}}{(\rho_2 + 320) \cdot (I_M + 45)}} \qquad \alpha_{n2} = 1.383$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Рассчитываем импульсное сопротивление заземлителя, (Ом)

$$R_{н1} := R_{1s} \cdot \alpha_{н1} \quad R_{н1} = 0.276$$

$$R_{н2} := R_{2s} \cdot \alpha_{н2} \quad R_{н2} = 0.22$$

### 2. Расчет молниезащиты

*1. Защита на уровне земли и первого защищаемого объекта*

$\underline{H} := 25$       высота молниеотвода, (м)

Расстояние между молниеотводами 1 и 4, (м)

$$L_{M12} := 51$$

$h_{1i} := 11$       высота защищаемого объекта, (м).

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{эф1} := 0.85 \cdot H \quad h_{эф1} = 21.3$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o1} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \quad r_{o1} = 26.3$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):  $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co1} := r_{o1} \quad r_{co1} = 26.3$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{1с.г.} := h_{эф1} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M12} - H) \quad h_{1с.г.} = 16.6$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{1cx} := r_{co1} \cdot \frac{h_{1с.г.} - h_{1i}}{h_{1с.г.}} \quad r_{1cx} = 8.9$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1x} := r_{o1} \cdot \left( 1 - \frac{h_{1i}}{h_{эф1}} \right) \quad r_{1x} = 12.7$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расстояние между молниеотводами 2 и 3, (м)

$$L_{M12} := 31$$

$$h_{1i} := 11 \quad \text{высота защищаемого объекта, (м).}$$

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{\phi 1} := 0.85 \cdot H$$

$$h_{\phi 1} = 21.3$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o1} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H$$

$$r_{o1} = 26.3$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):  $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co1} := r_{o1}$$

$$r_{co1} = 26.3$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{1c.g.} := h_{\phi 1} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M12} - H)$$

$$h_{1c.g.} = 20.2$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{1cx} := r_{co1} \cdot \frac{h_{1c.g.} - h_{1i}}{h_{1c.g.}}$$

$$r_{1cx} = 11.9$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1x} := r_{o1} \cdot \left( 1 - \frac{h_{1i}}{h_{\phi 1}} \right)$$

$$r_{1x} = 12.7$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

### 3. Анализ грозоупорности

Число ударов молнии за 100 грозовых часов в сооружение АхВхН:

$$n_{\text{уд}} := 6.7 \cdot (A + 7H) \cdot (B + 7H) \cdot 10^{-6} = 0.327$$

Вероятность прорыва молнии в зону защиты подстанции:

$$P_{\text{пр}} := 0.005$$

Число грозовых часов в году:

$$D_{\text{Г}} := 15$$

Волновое сопротивление провода, Ом:

$$z := 426$$

50% разрядное напряжение, кВ:

$$U_{50\%} := 350$$

Критический ток перекрытия изоляции, кА:

$$I_{\text{кр.ток}} := \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z} = 1.643$$

Вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в провод:

$$P_{\text{пер}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{кр.ток}}} = 0.936$$

**Среднее число перекрытий изоляции подстанции вследствие прорыва молнии:**

$$\beta_1 := n_{\text{уд}} \cdot P_{\text{пр}} \cdot P_{\text{пер}} \cdot \frac{D_{\text{Г}}}{100} = 2.297 \times 10^{-4}$$

Критический ток обратных перенапряжений изоляции, кА:

$$R_{\text{И}} := R_{\text{И1}} + R_{\text{И2}} = 0.5$$

$$I_{\text{кр.ток.обр.}} := \frac{U_{50\%} - 50 \cdot 6}{R_{\text{И}}} = 100.04$$

Вероятность обратного перекрытия при ударе в молниеотвод:

$$P_{\text{обр}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{кр.ток.обр.}}} = 0.018$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

**Число обратных перекрытий изоляции при ударах в молниеотводы:**

$$\beta_2 := n_{\text{уд}} \cdot (1 - P_{\text{пр}}) \cdot P_{\text{обр}} \cdot \frac{D_{\Gamma}}{100} = 8.928 \times 10^{-4}$$

Высота подвеса троса:

$$h_{\text{тр}} := 20.125 \quad h_{\text{оп}} := h_{\text{тр}}$$

Вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту:

$$P_{\alpha} := 10^{-2.75} = 1.778 \times 10^{-3}$$

Критический ток при ударе в вершину опоры:

$$I_{\text{кр.ток.оп.}} := \frac{U_{50\%}}{R_{\text{н}} + 0.15 \cdot h_{\text{оп}}} = 99.473$$

Вероятность перекрытия изоляции опоры:

$$P_{\text{оп}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{кр.ток.оп.}}} = 0.019$$

**Среднее годовое число перекрытий изоляции подстанции вследствие набегания на неё опасных импульсов грозových перенапряжений:**

$$\beta_3 := 4 \cdot h_{\text{тр}} \cdot \left[ P_{\alpha} + (1 - P_{\alpha}) \cdot \left[ 4 \cdot \frac{h_{\text{тр}}}{1000} \cdot P_{\text{оп}} + \left( 1 - 4 \cdot \frac{h_{\text{тр}}}{1000} \right) \cdot 0.086 \right] \right] \cdot \frac{D_{\Gamma}}{100} \cdot \frac{8 \cdot 10^{-2} \cdot 7}{100} = 5.56 \times 10^{-3}$$

**Число лет безаварийной работы:**

$$M := \frac{1}{\beta_1 + \beta_2 + \beta_3} = 149.655$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### РАСЧЕТ РЕЖИМОВ

#### Нормальный режим 110 кВ

#### Узлы

Тип	Но мер	Название	U_ ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	Delta	Q_min	Q_max
Ген	1	110 Г-1	16	13.1	12.5	170.0	54.4	46.23	-1,000.0	1,000.0
Ген	2	110 Г-2	16	12.6	12.2	170.0	55.2	46.11	-1,000.0	1,000.0
Ген	3	НГРЭС ОРУ 110 ВН	121	57.8	36.6		22.9	42.44	-1,000.0	1,000.0
Ген	4	НГРЭС ОРУ 220 ВН	242				-54.5	38.89	-1,000.0	1,000.0
Нагр	6	НГРЭС АТ-2 Н	220					42.44		
Нагр	10	НГРЭС АТ-1 Н	220					42.44		
Нагр	12	НГРЭС АТ-1 НН	35	15.5	13.3			41.45		
База	13	НГРЭС ОРУ 220 Г-3	16	13.7	12.8	-17.7	50.2	38.02	-1,000.0	1,000.0
Нагр	14	НПС-18	220	11.8	5.1			35.69		
Нагр	17	О.Д.1	110					41.09		
Нагр	18	ПС Дежневская 1 сш	110	12.9	5.8			41.06		
Нагр	19	О.Д. 1	110					40.92		
Нагр	21	ЧТЭЦ ВН	110	7.3	2.6			40.31		
Ген	22	ЧТЭЦ Г-7	6	2.7	2.1	5.0	8.7	40.99	-1,000.0	1,000.0
Нагр	23	ЧТЭЦ Г-6	6					31.53		
Нагр	24	ЧТЭЦ Г-5	6					31.53		
Ген	25	ЧТЭЦ Г-3	6	2.7	2.1	8.0	8.6	42.02	-1,000.0	1,000.0
Нагр	26	О.И 1	110					29.80		
Нагр	27	ПС Инаглинская 1	110	11.3	4.5			38.79		
Нагр	28	О.У 1	110					29.37		
Нагр	29	ПС Угольная 1	110	0.5	0.2			38.02		
Нагр	37	ПС Хатыми ВН	110	0.7	0.2			35.77		
Нагр	39	ПС М.Нимныр ВН	110	0.2	0.1			34.21		
Нагр	41	О.Д.2	110					41.10		
Нагр	43	О.Д. 2	110					40.92		
Нагр	44	ПС Денисовская 2	110	13.4	5.4			40.92		
Нагр	45	О.И 2	110					38.92		
Нагр	47	О.У 2	110					38.02		
Нагр	48	ПС Б.Нимныр	110	0.5	0.2			32.54		
Нагр	49	ПС Юхта	110	0.1	0.1			31.85		
Нагр	50	ПС Лебединый	110	25.5	10.2			30.60		
Нагр	51	ПС В. Куранах	110	12.8	1.6			30.54		

Нагр	52	Отпайка В.Куранах	110					30.70		
Нагр	53	Н.Куранах 110	110	5.2	2.6			30.77		
Нагр	54	ПС ЗИФ	110	16.3	5.7			30.75		
Нагр	55	ПС НПС 17	220	18.1	3.0			34.52		
Нагр	56	О.17.1	220					34.52		
Нагр	57	О.17.2	220					34.52		
Нагр	58	ПС Н.Куранах 220	220					34.05		
Нагр	59	Н.К АТ 1 Н	220					30.75		
Нагр	60	Н.К АТ 1 НН	35	12.8	3.9			29.31		
Нагр	61	Н.К АТ 2 Н	220					30.75		
Нагр	62	ПС Налдинская 1	110					37.07		
Нагр	63	ПС Налдинская НН 1	6	14.5	5.8			30.89		
Нагр	64	ПС Налдинская 2	110					28.92		
Нагр	65	О.Н.1	110					29.14		
Нагр	66	О.Н.2	110					37.54		
Нагр	67	ПС Налдинская НН 2	6	14.5	5.8			30.89		
Нагр	68	ПС Налдинская НН 3	6	14.5	5.8			30.88		
Нагр	69	ПС Налдинская НН 4	6	14.5	5.8			30.88		
Нагр	70	Нейтраль 1	110					30.89		
Нагр	71	Нейтраль 2	110					26.13		

## Ветви

Тип	№ нача- ла	№ кон- ца	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Коэф. трансфор- мации	P_нач, МВт	Q_нач, МВар
Тр-р	3	1	НГРЭС ОРУ 110 ВН - 110 Г-1	0.15	6.32	22.2	0.130	157	31
Тр-р	3	2	НГРЭС ОРУ 110 ВН - 110 Г-2	0.15	6.10	85.3	0.130	157	31
Тр-р	6	3	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС ОРУ 110 ВН	0.48			0.500	68	8
Тр-р	6	12	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС АТ-1 НН	3.20	131.00		0.159	-8	-7
Тр-р	6	4	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-60	-1
Тр-р	10	3	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС ОРУ 110 ВН	0.48			0.500	68	8
Тр-р	10	12	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС АТ-1 НН	3.20	131.00		0.159	-8	-7

Тр-р	10	4	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-60	-1
Тр-р	4	13	НГРЭС ОРУ 220 ВН - НГРЭС ОРУ 220 Г-3	0.65	28.06	24.8	0.065	-35	35
ЛЭП	4	14	НГРЭС ОРУ 220 ВН - НПС-18	16.13	70.61	-434.5		-42	14
ЛЭП	4	14	НГРЭС ОРУ 220 ВН - НПС-18	16.48	72.16	-444.0		-42	14
ЛЭП	3	17	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.1	2.54	6.48	-431.7		-60	-8
ЛЭП	3	41	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.2	2.54	6.48	-43.2		-60	-11
ЛЭП	17	18	О.Д.1 - ПС Дежневская 1 сш	0.95	1.62	-10.1		-5	-2
ЛЭП	41	18	О.Д.2 - ПС Дежневская 1 сш	0.95	1.62	-10.1		-5	-1
ЛЭП	17	19	О.Д.1 - О.Д. 1	0.37	0.95	-6.3		-54	-11
ЛЭП	41	43	О.Д.2 - О.Д. 2	0.37	0.95	-6.3		-54	-9
ЛЭП	43	44	О.Д. 2 - ПС Денисовская 2	0.02	0.04	-0.3		-7	-2
ЛЭП	19	44	О.Д. 1 - ПС Денисовская 2	0.02	0.04	-0.3		-7	-3
ЛЭП	19	21	О.Д. 1 - ЧТЭЦ ВН	1.44	3.68	-24.5		-48	-7
ЛЭП	43	21	О.Д. 2 - ЧТЭЦ ВН	1.44	3.68	-24.5		-48	-7
Тр-р	21	22	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-7	4.38	86.70	8.5	0.049	2	6
Тр-р	21	23	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-6	4.38	86.70	8.5	0.049		
Тр-р	21	24	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-5	4.38	86.70	8.5	0.049		
Тр-р	21	25	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-3	4.38	86.70	8.5	0.049	5	5
ЛЭП	21	26	ЧТЭЦ ВН - О.И 1	2.59	4.41	-27.7		-48	-11
ЛЭП	21	45	ЧТЭЦ ВН - О.И 2	2.62	4.48	-27.9		-47	-11
ЛЭП	26	27	О.И 1 - ПС Инаглинская 1	2.02	3.46	-21.6		-6	-2
ЛЭП	45	27	О.И 2 - ПС Инаглинская 1	2.02	3.46	-21.6		-6	-2
ЛЭП	26	28	О.И 1 - О.У 1	1.92	3.29	-20.5		-42	-9
ЛЭП	45	47	О.И 2 - О.У 2	1.94	3.33	-20.8		-41	-9
ЛЭП	28	29	О.У 1 - ПС Угольная 1	0.01	0.02	-0.1		-1	0
ЛЭП	47	29	О.У 2 - ПС Угольная 1	0.01	0.02	-0.1		0	0
ЛЭП	66	37	О.Н.2 - ПС Хатыми ВН	10.86	18.62	-116.0		-12	5
ЛЭП	65	39	О.Н.1 - ПС М.Нимныр ВН	20.67	35.44	-220.8		-12	5
ЛЭП	37	39	ПС Хатыми ВН - ПС М.Нимныр ВН	10.25	17.57	-109.5		-11	4
ЛЭП	39	48	ПС М.Нимныр ВН - ПС Б.Нимныр	11.45	19.64	-122.4		-22	5
ЛЭП	48	49	ПС Б.Нимныр - ПС Юхта	4.93	8.46	-52.7		-21	5
ЛЭП	49	50	ПС Юхта - ПС Лебединый	9.26	15.88	-99.0		-21	5
ЛЭП	50	52	ПС Лебединый - Отпайка В.Куранах	4.06	6.96	-43.4		5	14

ЛЭП	52	51	Отпайка В.Куранах - ПС В. Куранах	0.02	0.04	-0.3			
ЛЭП	52	53	Отпайка В.Куранах - Н.Куранах 110	2.34	4.01	-25.0		5	14
ЛЭП	51	53	ПС В. Куранах - Н.Куранах 110	3.06	4.34	26.1		13	2
ЛЭП	53	54	Н.Куранах 110 - ПС ЗИФ	0.32	0.56	-3.5		-8	-3
ЛЭП	54	53	ПС ЗИФ - Н.Куранах 110	0.32	0.56	-3.5		8	3
ЛЭП	14	56	НПС-18 - О.17 1	7.35	32.17	-198.0		-36	-7
ЛЭП	14	57	НПС-18 - О.17.2	7.30	31.96	-196.7		-36	-7
ЛЭП	56	55	О.17 1 - ПС НПС 17	0.14	0.60	-3.7		-7	1
ЛЭП	57	55	О.17.2 - ПС НПС 17	0.14	0.60	-3.7		-11	-3
ЛЭП	56	58	О.17 1 - ПС Н.Куранах 220	3.79	16.60	-102.2		-29	-18
ЛЭП	57	58	О.17.2 - ПС Н.Куранах 220	4.53	19.82	-122.0		-24	-14
Тр-р	58	59	ПС Н.Куранах 220 - Н.К АТ 1 Н	1.40	104.00	6.0	1.000	-26	-22
Тр-р	59	53	Н.К АТ 1 Н - Н.Куранах 110	1.40			0.500	-20	-12
Тр-р	59	60	Н.К АТ 1 Н - Н.К АТ 1 НН	2.80	195.60		0.159	-6	-7
Тр-р	58	61	ПС Н.Куранах 220 - Н.К АТ 2 Н	1.40	104.00	6.0	1.000	-26	-22
Тр-р	61	53	Н.К АТ 2 Н - Н.Куранах 110	1.40			0.500	-20	-12
Тр-р	61	60	Н.К АТ 2 Н - Н.К АТ 1 НН	2.80	195.60		0.159	-6	-7
ЛЭП	28	65	О.У 1 - О.Н.1	1.00	1.71	-10.6		-41	-9
ЛЭП	47	66	О.У 2 - О.Н.2	1.00	1.71	-10.6		-41	-9
ЛЭП	66	62	О.Н.2 - ПС Налдинская 1	0.88	2.23	-14.8		-29	-14
ЛЭП	65	64	О.Н.1 - ПС Налдинская 2	0.88	2.23	-14.8		-29	-14
Тр-р	62	70	ПС Налдинская 1 - Нейтраль 1	0.87	22.00	31.0	1.000	-29	-14
Тр-р	70	63	Нейтраль 1 - ПС Налдинская НН 1				0.054	-14	-6
Тр-р	70	67	Нейтраль 1 - ПС Налдинская НН 2				0.054	-14	-6
Тр-р	64	71	ПС Налдинская 2 - Нейтраль 2	0.87	22.00	31.0	1.000	-29	-14
Тр-р	71	68	Нейтраль 2 - ПС Налдинская НН 3				0.054	-14	-6
Тр-р	71	69	Нейтраль 2 - ПС Налдинская НН 4				0.054	-14	-6
Вык л	63	69	ПС Налдинская НН 1 - ПС Налдинская НН 4					0	0

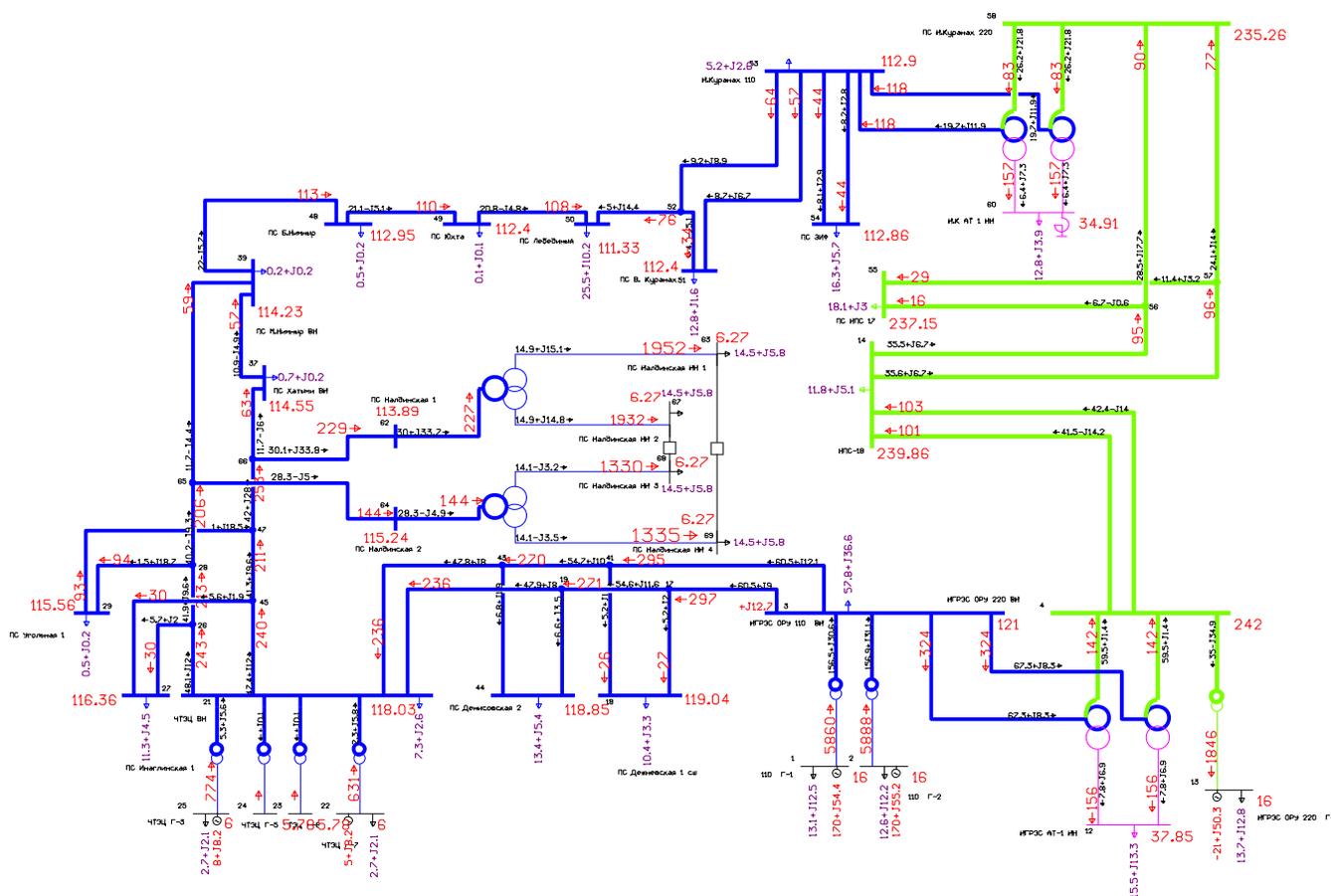
## Отклонение напряжений 110 кВ

Название	V, кВ	dV, %
НГРЭС АТ-1 Н	241.87	9.94
НГРЭС АТ-2 Н	241.87	9.94
НПС-18	239.90	9.04
О.Д.1	119.03	8.21
О.Д.2	119.02	8.20
НГРЭС АТ-1 НН	37.85	8.15
ПС Дежневская 1 сш	118.93	8.12
ПС Денисовская 2	118.77	7.97
О.Д. 2	118.77	7.97
О.Д. 1	118.77	7.97
О.17.2	237.22	7.83
О.17.1	237.21	7.82
ПС НПС 17	237.20	7.82
ЧТЭЦ ВН	117.95	7.23

## Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Идоп_25	Идоп_расч	I/I_dop
47	66	О.У 2 - О.Н.2	252	253	390.0	503.1	50.2
21	26	ЧТЭЦ ВН - О.И 1	242	243	390.0	503.1	48.2
21	45	ЧТЭЦ ВН - О.И 2	239	240	390.0	503.1	47.6
3	17	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.1	292	297	520.0	670.8	44.3
3	41	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.2	295	295	520.0	670.8	44.0
26	28	О.И 1 - О.У 1	213	213	390.0	503.1	42.4
45	47	О.И 2 - О.У 2	210	211	390.0	503.1	41.8
28	65	О.У 1 - О.Н.1	206	206	390.0	503.1	41.0
17	19	О.Д.1 - О.Д. 1	270	271	520.0	670.8	40.3
41	43	О.Д.2 - О.Д. 2	270	270	520.0	670.8	40.2
43	21	О.Д. 2 - ЧТЭЦ ВН	236	236	520.0	670.8	35.2
19	21	О.Д. 1 - ЧТЭЦ ВН	236	236	520.0	670.8	35.2
66	62	О.Н.2 - ПС Налдинская 1	228	229	520.0	670.8	34.1
39	48	ПС М.Нимныр ВН - ПС Б.Нимныр	115	113	390.0	503.1	22.9
48	49	ПС Б.Нимныр - ПС Юхта	111	110	390.0	503.1	22.0
49	50	ПС Юхта - ПС Лебединый	110	108	390.0	503.1	21.8
65	64	О.Н.1 - ПС Налдинская 2	144	144	520.0	670.8	21.5
47	29	О.У 2 - ПС Угольная 1	93	93	390.0	503.1	18.4
50	52	ПС Лебединый - Отпайка В.Куранах	79	76	390.0	503.1	15.7
28	29	О.У 1 - ПС Угольная 1	94	94	520.0	670.8	14.0
66	37	О.Н.2 - ПС Хатыми ВН	66	63	390.0	503.1	13.1
52	53	Отпайка В.Куранах - Н.Куранах 110	66	64	390.0	503.1	13.0
65	39	О.Н.1 - ПС М.Нимныр ВН	63	59	390.0	503.1	12.5

## Графика нормального режима 110 кВ



## Нормальный режим 220 кВ

### Узлы 220

Тип	Но мер	Название	U_но м	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Q_min	Q_max
Ген	1	110 Г-1	16	13.1	12.5	170.0	18.0	16.00	-1,000.0	1,000.0
Ген	2	110 Г-2	16	12.6	12.2	170.0	17.7	16.00	-1,000.0	1,000.0
Ген	3	НГРЭС ОРУ 110 ВН	110	57.8	36.6		62.9	121.00	-1,000.0	1,000.0
Ген	4	НГРЭС ОРУ 220 ВН	242				-13.6	242.00	-1,000.0	1,000.0
Нагр	6	НГРЭС АТ-2 Н	220					241.81		
Нагр	10	НГРЭС АТ-1 Н	220					241.81		
Нагр	12	НГРЭС АТ-1 НН	35	15.5	13.3			37.84		
База	13	НГРЭС ОРУ 220 Г-3	16	13.7	12.8	-26.3	30.7	16.00	-1,000.0	1,000.0
Нагр	14	НПС-18	220	11.8	5.1			239.75		
Нагр	17	О.Д.1	110					120.38		

Нагр	18	ПС Дежневская 1 сш	110	12.9	5.8			120.29		
Нагр	19	О.Д. 1	110					120.31		
Нагр	21	ЧТЭЦ ВН	110	7.3	2.6			120.23		
Ген	22	ЧТЭЦ Г-7	6	2.7	2.1	10.0	5.0	6.00	-1,000.0	1,000.0
Нагр	23	ЧТЭЦ Г-6	6							
Нагр	24	ЧТЭЦ Г-5	6							
Ген	25	ЧТЭЦ Г-3	6	2.7	2.1	10.0	5.0	6.00	-1,000.0	1,000.0
Нагр	26	О.И 1	110					119.87		
Нагр	27	ПС Инаглинская 1	110	11.3	4.5			119.71		
Нагр	28	О.У 1	110					119.74		
Нагр	29	ПС Угольная 1	110	0.5	0.2			119.74		
Нагр	37	ПС Хатыми ВН	110	0.7	0.2			118.84		
Нагр	39	ПС М.Нимны р ВН	110	0.2	0.2			117.98		
Нагр	41	О.Д.2	110					120.37		
Нагр	43	О.Д. 2	110					120.31		
Нагр	44	ПС Денисовская 2	110	13.4	5.4			120.31		
Нагр	45	О.И 2	110					119.87		
Нагр	47	О.У 2	110					119.74		
Нагр	48	ПС Б.Нимныр	110	0.5	0.2			115.86		
Нагр	49	ПС Юхта	110	0.1	0.1			114.99		
Нагр	50	ПС Лебединый	110	25.5	10.2			113.38		
Нагр	51	ПС В. Куранах	110	12.8	1.6			114.25		
Нагр	52	Отпайка В.Куранах	110					114.20		
Нагр	53	Н.Куранах 110	110	5.2	2.6			114.66		
Нагр	54	ПС ЗИФ	110	16.3	5.7			114.62		
Нагр	55	ПС НПС 17	220	18.1	3.0			237.93		
Нагр	56	О.17 1	220					237.93		
Нагр	57	О.17.2	220					237.94		
Нагр	58	ПС Н.Куранах 220	220					236.52		
Нагр	59	Н.К АТ 1 Н	220					229.41		
Нагр	60	Н.К АТ 1 НН	35	12.8	3.9			36.19		
Нагр	61	Н.К АТ 2 Н	220					229.41		
Нагр	62	ПС Налдинская 1	220					240.36		

Нагр	63	ПС Налдинская НН	6	14.5	5.8			6.33		
Нагр	64	ПС Налдинская 2	220					240.34		
Нагр	65	ПС Налдинская НН 2	6	14.5	5.8			6.33		
Нагр	66	ПС Налдинская НН 3	6	14.5	5.8			6.33		
Нагр	67	ПС Налдинская НН 4	6	14.5	5.8			6.33		
Нагр	68	О.Н.1	220					240.63		
Нагр	69	О.Н.2	220					240.61		
Нагр	70	нейтраль 1	220					234.58		
Нагр	71	нейтраль 2	220					234.58		

## Ветви 220

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	B	Кт/г	X	P_нач	Q_нач
Тр-р	3	1	НГРЭС ОРУ 110 ВН - 110 Г-1	0.15	85.3	0.132	6.10	156	-6
Тр-р	3	2	НГРЭС ОРУ 110 ВН - 110 Г-2	0.15	85.3	0.132	6.10	157	-6
ЛЭП	3	17	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.1	2.54	-431.7		6.48	-33	4
ЛЭП	3	41	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.2	2.54	-43.2		6.48	-33	1
Тр-р	4	13	НГРЭС ОРУ 220 ВН - НГРЭС ОРУ 220 Г-3	0.15	85.3	0.066	6.10	-41	13
ЛЭП	4	68	НГРЭС ОРУ 220 ВН - О.Н.1	5.88	-158.4		25.74	-66	6
ЛЭП	4	69	НГРЭС ОРУ 220 ВН - О.Н.2	5.88	-158.4		25.74	-67	6
Тр-р	6	3	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС ОРУ 110 ВН	0.48		0.500		95	10
Тр-р	6	12	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС АТ-1 НН	3.20		0.159	131.0 0	-8	-7
Тр-р	6	4	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	0.55	11.8	1.000	59.20	-87	-3
Тр-р	10	3	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС ОРУ 110 ВН	0.48		0.500		95	10
Тр-р	10	12	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС АТ-1 НН	3.20		0.159	131.0 0	-8	-7
Тр-р	10	4	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	0.55	11.8	1.000	59.20	-87	-3
ЛЭП	14	56	НПС-18 - О.17.1	7.35	-198.0		32.17	-31	-1
ЛЭП	14	57	НПС-18 - О.17.2	7.30	-196.7		31.96	-31	-1
ЛЭП	17	18	О.Д.1 - ПС Дежневская 1 сш	0.95	-10.1		1.62	-6	-3

ЛЭП	17	19	О.Д.1 - О.Д. 1	0.37	-6.3		0.95	-26	2
ЛЭП	19	44	О.Д. 1 - ПС Денисовская 2	0.02	-0.3		0.04	-7	-4
ЛЭП	19	21	О.Д. 1 - ЧТЭЦ ВН	1.44	-24.5		3.68	-20	5
Тр-р	21	22	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-7	4.38	8.5	0.049	86.70	7	2
Тр-р	21	23	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-6	4.38	8.5	0.049	86.70		
Тр-р	21	24	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-5	4.38	8.5	0.049	86.70		
Тр-р	21	25	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-3	4.38	8.5	0.049	86.70	7	2
ЛЭП	21	26	ЧТЭЦ ВН - О.И 1	2.59	-27.7		4.41	-23	4
ЛЭП	21	45	ЧТЭЦ ВН - О.И 2	2.62	-27.9		4.48	-23	4
ЛЭП	26	27	О.И 1 - ПС Инаглинская 1	2.02	-21.6		3.46	-6	-2
ЛЭП	26	28	О.И 1 - О.У 1	1.92	-20.5		3.29	-17	6
ЛЭП	28	29	О.У 1 - ПС Угольная 1	0.01	-0.1		0.02	0	0
ЛЭП	28	39	О.У 1 - ПС М.Нимныр ВН	21.66	-231.4		37.15	-17	5
ЛЭП	37	39	ПС Хатыми ВН - ПС М.Нимныр ВН	10.25	-109.5		17.57	-16	4
ЛЭП	39	48	ПС М.Нимныр ВН - ПС Б.Нимныр	11.45	-122.4		19.64	-32	6
ЛЭП	41	18	О.Д.2 - ПС Дежневская 1 сш	0.95	-10.1		1.62	-6	-2
ЛЭП	41	43	О.Д.2 - О.Д. 2	0.37	-6.3		0.95	-26	3
ЛЭП	43	44	О.Д. 2 - ПС Денисовская 2	0.02	-0.3		0.05	-7	-2
ЛЭП	43	21	О.Д. 2 - ЧТЭЦ ВН	1.44	-24.5		3.68	-20	5
ЛЭП	45	27	О.И 2 - ПС Инаглинская 1	2.02	-21.6		3.46	-6	-2
ЛЭП	45	47	О.И 2 - О.У 2	1.94	-20.8		3.33	-17	5
ЛЭП	47	29	О.У 2 - ПС Угольная 1	0.01	-0.1		0.02	0	0
ЛЭП	47	37	О.У 2 - ПС Хатыми ВН	11.85	-126.6		20.32	-17	5
ЛЭП	48	49	ПС Б.Нимныр - ПС Юхта	4.93	-52.7		8.46	-31	6
ЛЭП	49	50	ПС Юхта - ПС Лебединый	9.26	-99.0		15.88	-30	6
ЛЭП	50	52	ПС Лебединый - Отпайка В.Куранах	4.06	-43.4		6.96	-4	16
ЛЭП	51	53	ПС В. Куранах - Н.Куранах 110	3.06	26.1		4.34	13	2
ЛЭП	52	51	Отпайка В.Куранах - ПС В. Куранах	0.02	-0.3		0.04		
ЛЭП	52	53	Отпайка В.Куранах - Н.Куранах 110	2.34	-25.0		4.01	-4	16
ЛЭП	53	54	Н.Куранах 110 - ПС ЗИФ	0.32	-3.5		0.56	-8	-3
ЛЭП	54	53	ПС ЗИФ - Н.Куранах 110	0.32	-3.5		0.56	8	3
ЛЭП	56	55	О.17 1 - ПС НПС 17	0.14	-3.7		0.60	-7	0
ЛЭП	56	58	О.17 1 - ПС Н.Куранах 220	3.79	-102.2		16.60	-23	-12

ЛЭП	57	55	О.17.2 - ПС НПС 17	0.14	-3.7		0.60	-11	-3
ЛЭП	57	58	О.17.2 - ПС Н.Куранах 220	4.53	-122.0		19.82	-20	-9
Тр-р	58	59	ПС Н.Куранах 220 - Н.К АТ 1 Н	1.40	6.0	1.000	104.00	-22	-17
Тр-р	58	61	ПС Н.Куранах 220 - Н.К АТ 2 Н	1.40	6.0	1.000	104.00	-22	-17
Тр-р	59	53	Н.К АТ 1 Н - Н.Куранах 110	1.40		0.500		-15	-13
Тр-р	59	60	Н.К АТ 1 Н - Н.К АТ 1 НН	2.80		0.159	195.60	-6	-2
Тр-р	61	53	Н.К АТ 2 Н - Н.Куранах 110	1.40		0.500		-15	-13
Тр-р	61	60	Н.К АТ 2 Н - Н.К АТ 1 НН	2.80		0.159	195.60	-6	-2
Тр-р	62	70	ПС Налдинская 1 - нейтраль 1	3.90	9.5	1.000	100.70	-29	-14
Тр-р	64	71	ПС Налдинская 2 - нейтраль 2	3.90	9.5	1.000	100.70	-29	-14
Выкл	65	67	ПС Налдинская НН 2 - ПС Налдинская НН 4					0	0
Выкл	66	63	ПС Налдинская НН 3 - ПС Налдинская НН					0	0
ЛЭП	68	62	О.Н.1 - ПС Налдинская 1	0.72	-19.5		3.18	-29	-13
ЛЭП	68	14	О.Н.1 - НПС-18	10.60	-285.6		46.42	-36	11
ЛЭП	69	64	О.Н.2 - ПС Налдинская 2	0.72	-19.5		3.18	-29	-13
ЛЭП	69	14	О.Н.2 - НПС-18	10.25	-276.1		44.87	-37	11
Тр-р	70	63	нейтраль 1 - ПС Налдинская НН			0.027		-15	-6
Тр-р	70	65	нейтраль 1 - ПС Налдинская НН 2			0.027		-15	-6
Тр-р	71	66	нейтраль 2 - ПС Налдинская НН 3			0.027		-14	-6
Тр-р	71	67	нейтраль 2 - ПС Налдинская НН 4			0.027		-14	-6

### Отклонение напряжения 220

Название	V,кВ	dV, %
НГРЭС ОРУ 110 ВН	121.00	10.00
НГРЭС АТ-1 Н	241.96	9.98
НГРЭС АТ-2 Н	241.96	9.98
ЧТЭЦ ВН	120.95	9.96
О.Д.1	120.94	9.95
ПС Денисовская 2	120.94	9.94
О.Д. 2	120.94	9.94
О.Д. 1	120.94	9.94
О.Д.2	120.93	9.93
ПС Дежневская 1 сш	120.87	9.88
О.И 2	120.80	9.82
О.И 1	120.80	9.81
ПС Инаглинская 1	120.78	9.80
О.У 2	120.69	9.72
ПС Угольная 1	120.69	9.72

О.У 1	120.69	9.72
О.Н.1	240.77	9.44
О.Н.2	240.75	9.43
ПС Налдинская 1	240.50	9.32
ПС Налдинская 2	240.48	9.31
НПС-18	240.17	9.17
ПС Хагыми ВН	119.90	9.00
О.17.2	238.58	8.44
О.17.1	238.57	8.44
ПС НПС 17	238.56	8.44
ПС М.Нимныр ВН	119.09	8.27
НГРЭС АТ-1 НН	37.87	8.19
ПС Н.Куранах 220	237.28	7.86
нейтраль 2	234.72	6.69
нейтраль 1	234.72	6.69
ПС Б.Нимныр	117.02	6.38
ПС Налдинская НН 4	6.34	5.62
ПС Налдинская НН 3	6.34	5.62
ПС Налдинская НН 2	6.34	5.62
ПС Налдинская НН	6.34	5.62
ПС Юхта	116.12	5.57
Н.К АТ 2 Н	231.22	5.10
Н.К АТ 1 Н	231.22	5.10
Н.Куранах 110	115.56	5.05
ПС ЗИФ	115.52	5.02

### Токовая загрузка ВЛ 220

№ нач	№ кон	Название	Г нач	Г кон	Идоп 25	Идоп расч	И/Д_доп
39	48	ПС М.Нимныр ВН - ПС Б.Нимныр	160	158	390.0	503.1	31.7
48	49	ПС Б.Нимныр - ПС Юхта	156	155	390.0	503.1	31.0
49	50	ПС Юхта - ПС Лебединый	155	154	390.0	503.1	30.9
3	17	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.1	157	155	520.0	670.8	23.4
3	41	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.2	155	155	520.0	670.8	23.1
21	26	ЧТЭЦ ВН - О.И 1	112	111	390.0	503.1	22.2
21	45	ЧТЭЦ ВН - О.И 2	110	110	390.0	503.1	21.9
41	43	О.Д.2 - О.Д. 2	126	125	520.0	670.8	18.7
17	19	О.Д.1 - О.Д. 1	124	124	520.0	670.8	18.5
4	69	НГРЭС ОРУ 220 ВН - О.Н.2	160	158	710.0	915.9	17.4
4	68	НГРЭС ОРУ 220 ВН - О.Н.1	158	157	710.0	915.9	17.3
26	28	О.И 1 - О.У 1	87	87	390.0	503.1	17.3



Нагр откл	24	ЧТЭЦ Г-5	6							
Ген	25	ЧТЭЦ Г-3	6	2.7	2.1	10.0	8.4	6.00	-1,000.0	1,000.0
Нагр откл	26	О.И 1	110							
Нагр	27	ПС Инаглинская 1	110	11.3	4.5			114.30		
Нагр откл	28	О.У 1	110							
Нагр	29	ПС Угольная 1	110	0.5	0.2			112.58		
Нагр	37	ПС Хатыми ВН	110	0.7	0.2			111.28		
Нагр	39	ПС М.Нимныр ВН	110	0.2	0.2			111.01		
Нагр	41	О.Д.2	110					119.01		
Нагр	43	О.Д. 2	110					118.74		
Нагр	44	ПС Денисовская 2	110	13.4	5.4			118.74		
Нагр	45	О.И 2	110					114.63		
Нагр	47	О.У 2	110					112.58		
Нагр	48	ПС Б.Нимныр	110	0.5	0.2			110.61		
Нагр	49	ПС Юхта	110	0.1	0.1			110.43		
Нагр	50	ПС Лебединый	110	25.5	10.2			110.02		
Нагр	51	ПС В. Куранах	110	12.8	1.6			111.74		
Нагр	52	Отпайка В.Куранах	110					111.39		
Нагр	53	Н.Куранах 110	110	5.2	2.6			112.16		
Нагр	54	ПС ЗИФ	110	16.3	5.7			112.12		
Нагр	55	ПС НПС 17	220	18.1	3.0			236.22		
Нагр	56	О.17 1	220					236.22		
Нагр	57	О.17.2	220					236.23		
Нагр	58	ПС Н.Куранах 220	220					234.19		
Нагр	59	Н.К АТ 1 Н	220					224.46		
Нагр	60	Н.К АТ 1 НН	35	12.8	3.9			34.68		
Нагр	61	Н.К АТ 2 Н	220					224.46		
Нагр	62	ПС Налдинская 1	110					110.44		
Нагр	63	ПС Налдинская НН 1	6	14.5	5.8			6.10		
Нагр откл	64	ПС Налдинская 2	110							
Нагр откл	65	О.Н.1	110							
Нагр	66	О.Н.2	110					111.54		
Нагр	67	ПС Налдинская НН 2	6	14.5	5.8			6.10		
Нагр	68	ПС Налдинская НН 3	6	14.5	5.8			6.10		

Нагр	69	ПС Налдинская НН 4	6	14.5	5.8			6.10		
Нагр	70	Нейтраль 1	110					104.41		
Нагр откл	71	Нейтраль 2	110							

### Ветви 110 кВ (послеаварийный)

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
Тр-р	3	1	НГРЭС ОРУ 110 ВН - 110 Г-1	0.15	6.32	22.2	0.130	157	31
Тр-р	3	2	НГРЭС ОРУ 110 ВН - 110 Г-2	0.15	6.10	85.3	0.130	157	31
Тр-р	6	3	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС ОРУ 110 ВН	0.48			0.500	73	9
Тр-р	6	12	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС АТ-1 НН	3.20	131.00		0.159	-8	-7
Тр-р	6	4	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-66	-2
Тр-р	10	3	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС ОРУ 110 ВН	0.48			0.500	73	9
Тр-р	10	12	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС АТ-1 НН	3.20	131.00		0.159	-8	-7
Тр-р	10	4	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	0.55	59.20	11.8	1.000	-66	-2
Тр-р	4	13	НГРЭС ОРУ 220 ВН - НГРЭС ОРУ 220 Г-3	0.65	28.06	24.8	0.065	-41	35
ЛЭП	4	14	НГРЭС ОРУ 220 ВН - НПС-18	16.13	70.61	-434.5		-46	12
ЛЭП	4	14	НГРЭС ОРУ 220 ВН - НПС-18	16.48	72.16	-444.0		-45	13
ЛЭП	3	17	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.1	2.54	6.48	-431.7		-54	-13
ЛЭП	3	41	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.2	2.54	6.48	-43.2		-54	-16
ЛЭП	17	18	О.Д.1 - ПС Дежневская 1 сш	0.95	1.62	-10.1		-5	-2
ЛЭП	41	18	О.Д.2 - ПС Дежневская 1 сш	0.95	1.62	-10.1		-5	-1
ЛЭП	17	19	О.Д.1 - О.Д. 1	0.37	0.95	-6.3		-49	-16
ЛЭП	41	43	О.Д.2 - О.Д. 2	0.37	0.95	-6.3		-49	-14
ЛЭП	43	44	О.Д. 2 - ПС Денисовская 2	0.02	0.04	-0.3		-7	-2
ЛЭП	19	44	О.Д. 1 - ПС Денисовская 2	0.02	0.04	-0.3		-7	-3
ЛЭП	19	21	О.Д. 1 - ЧТЭЦ ВН	1.44	3.68	-24.5		-42	-12
ЛЭП	43	21	О.Д. 2 - ЧТЭЦ ВН	1.44	3.68	-24.5		-42	-12
Тр-р	21	22	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-7	4.38	86.70	8.5	0.049	7	6
Тр-р	21	23	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-6	4.38	86.70	8.5	0.049		
Тр-р	21	24	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-5	4.38	86.70	8.5	0.049		

Тр-р	21	25	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-3	4.38	86.70	8.5	0.049	7	6
ЛЭП	21	26	ЧТЭЦ ВН - О.И 1	2.59	4.41	-27.7			
ЛЭП	21	45	ЧТЭЦ ВН - О.И 2	2.62	4.48	-27.9		-91	-33
ЛЭП	26	27	О.И 1 - ПС Инаглинская 1	2.02	3.46	-21.6			
ЛЭП	45	27	О.И 2 - ПС Инаглинская 1	2.02	3.46	-21.6		-11	-4
ЛЭП	26	28	О.И 1 - О.У 1	1.92	3.29	-20.5			
ЛЭП	45	47	О.И 2 - О.У 2	1.94	3.33	-20.8		-78	-26
ЛЭП	28	29	О.У 1 - ПС Угольная 1	0.01	0.02	-0.1			
ЛЭП	47	29	О.У 2 - ПС Угольная 1	0.01	0.02	-0.1		-1	0
ЛЭП	66	37	О.Н.2 - ПС Хатыми ВН	10.86	18.62	-116.0		-17	9
ЛЭП	65	39	О.Н.1 - ПС М.Нимныр ВН	20.67	35.44	-220.8			
ЛЭП	37	39	ПС Хатыми ВН - ПС М.Нимныр ВН	10.25	17.57	-109.5		-16	8
ЛЭП	39	48	ПС М.Нимныр ВН - ПС Б.Нимныр	11.45	19.64	-122.4		-15	7
ЛЭП	48	49	ПС Б.Нимныр - ПС Юхта	4.93	8.46	-52.7		-15	6
ЛЭП	49	50	ПС Юхта - ПС Лебединый	9.26	15.88	-99.0		-14	6
ЛЭП	50	52	ПС Лебединый - Отпайка В.Куранах	4.06	6.96	-43.4		11	15
ЛЭП	52	51	Отпайка В.Куранах - ПС В. Куранах	0.02	0.04	-0.3			
ЛЭП	52	53	Отпайка В.Куранах - Н.Куранах 110	2.34	4.01	-25.0		11	15
ЛЭП	51	53	ПС В. Куранах - Н.Куранах 110	3.06	4.34	26.1		13	2
ЛЭП	53	54	Н.Куранах 110 - ПС ЗИФ	0.32	0.56	-3.5		-8	-3
ЛЭП	54	53	ПС ЗИФ - Н.Куранах 110	0.32	0.56	-3.5		8	3
ЛЭП	14	56	НПС-18 - О.17.1	7.35	32.17	-198.0		-39	-8
ЛЭП	14	57	НПС-18 - О.17.2	7.30	31.96	-196.7		-39	-8
ЛЭП	56	55	О.17.1 - ПС НПС 17	0.14	0.60	-3.7		-6	1
ЛЭП	57	55	О.17.2 - ПС НПС 17	0.14	0.60	-3.7		-12	-3
ЛЭП	56	58	О.17.1 - ПС Н.Куранах 220	3.79	16.60	-102.2		-32	-19
ЛЭП	57	58	О.17.2 - ПС Н.Куранах 220	4.53	19.82	-122.0		-27	-15
Тр-р	58	59	ПС Н.Куранах 220 - Н.К АТ 1 Н	1.40	104.00	6.0	1.000	-29	-23
Тр-р	59	53	Н.К АТ 1 Н - Н.Куранах 110	1.40			0.500	-23	-12
Тр-р	59	60	Н.К АТ 1 Н - Н.К АТ 1 НН	2.80	195.60		0.159	-6	-7
Тр-р	58	61	ПС Н.Куранах 220 - Н.К АТ 2 Н	1.40	104.00	6.0	1.000	-29	-23
Тр-р	61	53	Н.К АТ 2 Н - Н.Куранах 110	1.40			0.500	-23	-12

Тр-р	61	60	Н.К АТ 2 Н - Н.К АТ 1 НН	2.80	195.60		0.159	-6	-7
ЛЭП	28	65	О.У 1 - О.Н.1	1.00	1.71	-10.6			
ЛЭП	47	66	О.У 2 - О.Н.2	1.00	1.71	-10.6		-76	-24
ЛЭП	66	62	О.Н.2 - ПС Налдинская 1	0.88	2.23	-14.8		-59	-32
ЛЭП	65	64	О.Н.1 - ПС Налдинская 2	0.88	2.23	-14.8			
Тр-р	62	70	ПС Налдинская 1 - Нейтраль 1	0.87	22.00	31.0	1.000	-58	-31
Тр-р	70	63	Нейтраль 1 - ПС Налдинская НН 1				0.058	-29	-12
Тр-р	70	67	Нейтраль 1 - ПС Налдинская НН 2				0.058	-29	-12
Тр-р	64	71	ПС Налдинская 2 - Нейтраль 2	0.87	22.00	31.0	1.000		
Тр-р	71	68	Нейтраль 2 - ПС Налдинская НН 3				0.054		
Тр-р	71	69	Нейтраль 2 - ПС Налдинская НН 4				0.054		
Выкл	63	69	ПС Налдинская НН 1 - ПС Налдинская НН 4					-14	-6
Выкл	67	68	ПС Налдинская НН 2 - ПС Налдинская НН 3					-14	-6

#### Отклонения напряжений 110 кВ (послеаварийный)

Название	V,кВ	dV, %
НГРЭС АТ-1 Н	241.85	9.93
НГРЭС АТ-2 Н	241.85	9.93
НПС-18	239.19	8.72
О.Д.1	119.02	8.20
О.Д.2	119.01	8.19
ПС Дежневская 1 сш	118.95	8.14
НГРЭС АТ-1 НН	37.85	8.14
ПС Денисовская 2	118.74	7.95
О.Д. 2	118.74	7.95
О.Д. 1	118.75	7.95
О.17.2	236.23	7.38
О.17 1	236.22	7.37
ПС НПС 17	236.22	7.37
ЧТЭЦ ВН	117.86	7.15

#### Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ (послеаварийный)

N_на ч	N_ко н	Название	I_нач	I_кон	Идоп_25	Идоп_расч	I/I_dop
21	45	ЧТЭЦ ВН - О.И 2	472	472	390.0	503.1	93.9
45	47	О.И 2 - О.У 2	412	412	390.0	503.1	81.9
47	66	О.У 2 - О.Н.2	409	409	390.0	503.1	81.4
66	62	О.Н.2 - ПС Налдинская 1	346	347	520.0	670.8	51.7

3	17	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.1	267	275	520.0	670.8	41.0
3	41	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.2	271	272	520.0	670.8	40.5
17	19	О.Д.1 - О.Д. 1	248	248	520.0	670.8	37.0
41	43	О.Д.2 - О.Д. 2	246	246	520.0	670.8	36.7
43	21	О.Д. 2 - ЧТЭЦ ВН	212	213	520.0	670.8	31.7
19	21	О.Д. 1 - ЧТЭЦ ВН	212	213	520.0	670.8	31.7
50	52	ПС Лебединый - Отпайка В.Куранах	100	97	390.0	503.1	19.8

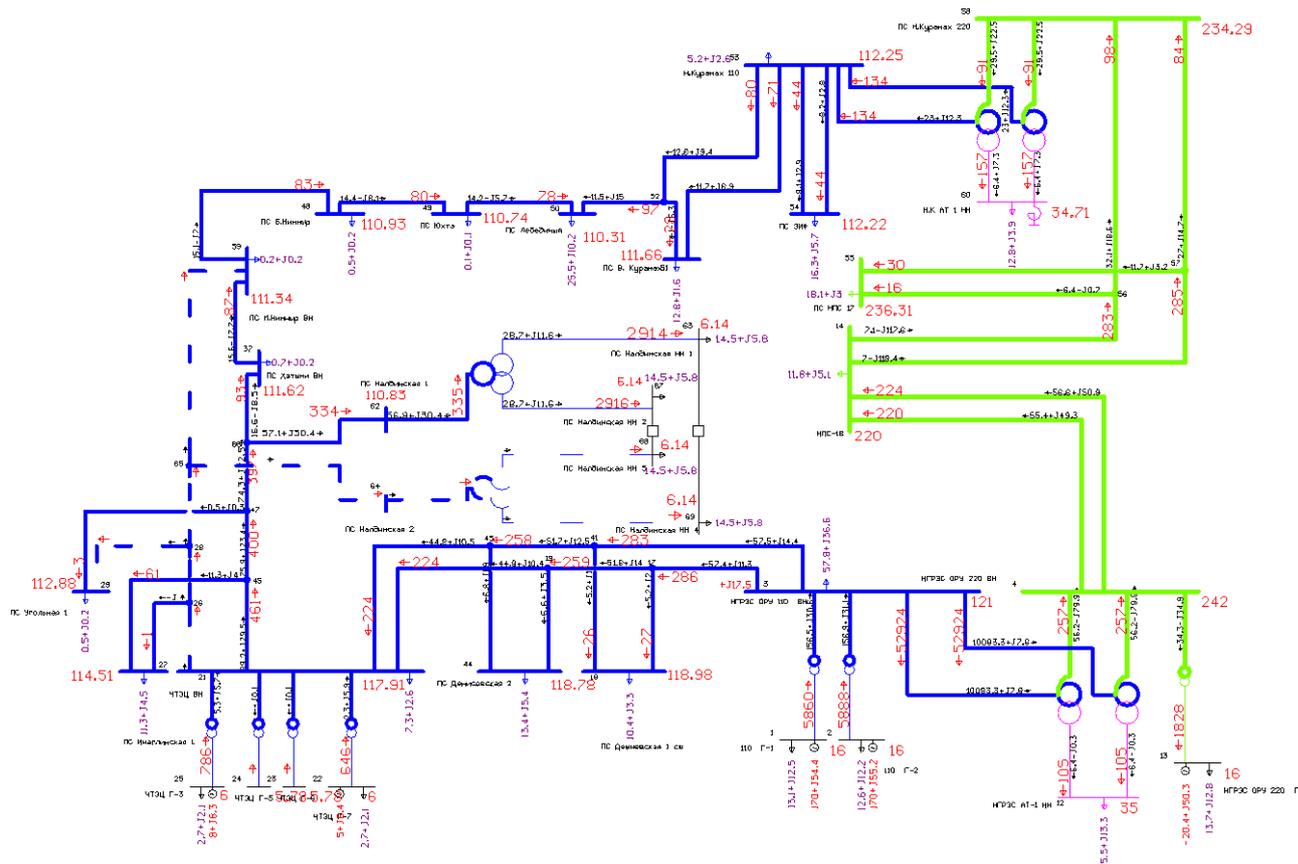
#### Токовая загрузка трансформаторов в послеаварийном режиме 110 кВ

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Iдоп_25	I/I_доп
10	4	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	300	300	328.0	91.6
62	70	ПС Налдинская 1 - Нейтраль 1	344	343	316.6	108.7

#### Анцaпфы 110 кВ (послеаварийный)

N_bd	Названия	Тип	Место	V_н р	V_рег	N_ан ц	Шаг	N_анц	Шаг
1	ТРДЦН 63000/110	РПН	ВН	110. 0	6.0	9	-1.780	9	1.780

## Графика послеаварийного режима 110 кВ



## Послеаварийный режим 220 кВ

### Узлы 220 кВ (послеаварийный)

Тип	Но мер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	Delta	Q_min	Q_max
Ген	1	110 Г-1	16	13.1	12.5	170.0	18.0	47.72	-1,000.0	1,000.0
Ген	2	110 Г-2	16	12.6	12.2	170.0	17.7	47.73	-1,000.0	1,000.0
Ген	3	НГРЭС ОРУ 110 ВН	110	57.8	36.6		68.7	43.98	-1,000.0	1,000.0
Ген	4	НГРЭС ОРУ 220 ВН	242				-9.0	37.95	-1,000.0	1,000.0
Нагр	6	НГРЭС АТ-2 Н	220					43.99		
Нагр	10	НГРЭС АТ-1 Н	220					43.99		
Нагр	12	НГРЭС АТ-1 НН	35	15.5	13.3			43.00		
База	13	НГРЭС ОРУ 220 Г-3	16	13.7	12.8	-28.5	30.8	37.69	-1,000.0	1,000.0
Нагр	14	НПС-18	220	11.8	5.1			33.41		
Нагр	17	О.Д.1	110					43.59		
Нагр	18	ПС Дежневская 1 сш	110	12.9	5.8			43.56		
Нагр	19	О.Д. 1	110					43.55		
Нагр	21	ЧТЭЦ ВН	110	7.3	2.6			43.50		
Ген	22	ЧТЭЦ Г-7	6	2.7	2.1	10.0	4.4	45.92	-1,000.0	1,000.0

Нагр	23	ЧТЭЦ Г-6	6					41.25		
Нагр	24	ЧТЭЦ Г-5	6					41.25		
Ген	25	ЧТЭЦ Г-3	6	2.7	2.1	10.0	4.4	45.92	-1,000.0	1,000.0
Нагр	26	О.И 1	110					43.38		
Нагр	28	О.У 1	110					43.34		
Нагр	29	ПС Угольная 1	110	0.5	0.2			43.34		
Нагр	37	ПС Хатыми ВН	110	0.7	0.2			43.19		
Нагр	39	ПС М.Нимныр ВН	110	0.2	0.2			43.17		
Нагр	41	О.Д.2	110					43.59		
Нагр	43	О.Д. 2	110					43.55		
Нагр	44	ПС Денисовская 2	110	13.4	5.4			43.55		
Нагр	45	О.И 2	110					43.37		
Нагр	47	О.У 2	110					43.34		
Нагр	48	ПС Б.Нимныр	110	0.5	0.2			26.16		
Нагр	49	ПС Юхта	110	0.1	0.1			26.18		
Нагр	50	ПС Лебединый	110	25.5	10.2			26.26		
Нагр	51	ПС В. Куранах	110	12.8	1.6			27.08		
Нагр	52	Отпайка В.Куранах	110					26.92		
Нагр	53	Н.Куранах 110	110	5.2	2.6			27.30		
Нагр	54	ПС ЗИФ	110	16.3	5.7			27.29		
Нагр	55	ПС НПС 17	220	18.1	3.0			31.95		
Нагр	56	О.17 1	220					31.95		
Нагр	57	О.17.2	220					31.96		
Нагр	58	ПС Н.Куранах 220	220					31.32		
Нагр	59	Н.К АТ 1 Н	220					27.29		
Нагр	60	Н.К АТ 1 НН	35	12.8	3.9			25.92		
Нагр	61	Н.К АТ 2 Н	220					27.29		
Нагр	62	ПС Налдинская 1	220					35.78		
Нагр	63	ПС Налдинская НН	6	14.5	5.8			32.83		
Нагр	64	ПС Налдинская 2	220					35.76		
Нагр	65	ПС Налдинская НН 2	6	14.5	5.8			32.83		
Нагр	66	ПС Налдинская НН 3	6	14.5	5.8			32.83		
Нагр	67	ПС Налдинская НН 4	6	14.5	5.8			32.83		
Нагр	68	О.Н.1	220					35.86		
Нагр	69	О.Н.2	220					35.84		
Нагр	70	нейтраль 1	220					32.84		
Нагр	71	нейтраль 2	220					32.84		

## Ветви 220 кВ (послеаварийный)

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	B	Kт/г	X	P_нач	Q_нач
Тр-р	3	1	НГРЭС ОРУ 110 ВН - 110 Г-1	0.15	85.3	0.132	6.10	156	-6
Тр-р	3	2	НГРЭС ОРУ 110 ВН - 110 Г-2	0.15	85.3	0.132	6.10	157	-6
ЛЭП	3	17	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.1	2.54	-431.7		6.48	-16	2
ЛЭП	3	41	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.2	2.54	-43.2		6.48	-16	-1
Тр-р	4	13	НГРЭС ОРУ 220 ВН - НГРЭС ОРУ 220 Г-3	0.15	85.3	0.066	6.10	-42	13
ЛЭП	4	68	НГРЭС ОРУ 220 ВН - О.Н.1	5.88	-158.4		25.74	-82	4
ЛЭП	4	69	НГРЭС ОРУ 220 ВН - О.Н.2	5.88	-158.4		25.74	-83	4
Тр-р	6	3	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС ОРУ 110 ВН	0.48		0.500		112	11
Тр-р	6	12	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС АТ-1 НН	3.20		0.159	131.00	-8	-7
Тр-р	6	4	НГРЭС АТ-2 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	0.55	11.8	1.000	59.20	-104	-4
Тр-р	10	3	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС ОРУ 110 ВН	0.48		0.500		112	11
Тр-р	10	12	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС АТ-1 НН	3.20		0.159	131.00	-8	-7
Тр-р	10	4	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	0.55	11.8	1.000	59.20	-104	-4
ЛЭП	14	56	НПС-18 - О.17.1	7.35	-198.0		32.17	-46	0
ЛЭП	14	57	НПС-18 - О.17.2	7.30	-196.7		31.96	-46	0
ЛЭП	17	18	О.Д.1 - ПС Дежневская 1 сш	0.95	-10.1		1.62	-6	-3
ЛЭП	17	19	О.Д.1 - О.Д.1	0.37	-6.3		0.95	-9	-1
ЛЭП	19	44	О.Д.1 - ПС Денисовская 2	0.02	-0.3		0.04	-7	-4
ЛЭП	19	21	О.Д.1 - ЧТЭЦ ВН	1.44	-24.5		3.68	-3	3
Тр-р	21	22	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-7	4.38	8.5	0.049	86.70	7	2
Тр-р	21	23	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-6	4.38	8.5	0.049	86.70		
Тр-р	21	24	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-5	4.38	8.5	0.049	86.70		
Тр-р	21	25	ЧТЭЦ ВН - ЧТЭЦ Г-3	4.38	8.5	0.049	86.70	7	2
ЛЭП	21	26	ЧТЭЦ ВН - О.И.1	2.59	-27.7		4.41	-6	2
ЛЭП	21	45	ЧТЭЦ ВН - О.И.2	2.62	-27.9		4.48	-6	2
ЛЭП	26	27	О.И.1 - ПС Инаглинская 1	2.02	-21.6		3.46	-6	-2
ЛЭП	26	28	О.И.1 - О.У.1	1.92	-20.5		3.29	-1	3
ЛЭП	28	29	О.У.1 - ПС Угольная 1	0.01	-0.1		0.02	0	0
ЛЭП	28	39	О.У.1 - ПС М.Нимыр ВН	21.66	-231.4		37.15	0	3

ЛЭП	37	39	ПС Хатыми ВН - ПС М.Нимныр ВН	10.25	-109.5		17.57	0	2
ЛЭП	39	48	ПС М.Нимныр ВН - ПС Б.Нимныр	11.45	-122.4		19.64		
ЛЭП	41	18	О.Д.2 - ПС Дежневская 1 сш	0.95	-10.1		1.62	-6	-2
ЛЭП	41	43	О.Д.2 - О.Д. 2	0.37	-6.3		0.95	-9	1
ЛЭП	43	44	О.Д. 2 - ПС Денисовская 2	0.02	-0.3		0.05	-7	-2
ЛЭП	43	21	О.Д. 2 - ЧТЭЦ ВН	1.44	-24.5		3.68	-3	3
ЛЭП	45	27	О.И 2 - ПС Инаглинская 1	2.02	-21.6		3.46	-6	-2
ЛЭП	45	47	О.И 2 - О.У 2	1.94	-20.8		3.33	-1	3
ЛЭП	47	29	О.У 2 - ПС Угольная 1	0.01	-0.1		0.02	0	0
ЛЭП	47	37	О.У 2 - ПС Хатыми ВН	11.85	-126.6		20.32	-1	3
ЛЭП	48	49	ПС Б.Нимныр - ПС Юхта	4.93	-52.7		8.46	0	0
ЛЭП	49	50	ПС Юхта - ПС Лебединый	9.26	-99.0		15.88	1	0
ЛЭП	50	52	ПС Лебединый - Отпайка В.Куранах	4.06	-43.4		6.96	26	9
ЛЭП	51	53	ПС В. Куранах - Н.Куранах 110	3.06	26.1		4.34	13	2
ЛЭП	52	51	Отпайка В.Куранах - ПС В. Куранах	0.02	-0.3		0.04		
ЛЭП	52	53	Отпайка В.Куранах - Н.Куранах 110	2.34	-25.0		4.01	26	8
ЛЭП	53	54	Н.Куранах 110 - ПС ЗИФ	0.32	-3.5		0.56	-8	-3
ЛЭП	54	53	ПС ЗИФ - Н.Куранах 110	0.32	-3.5		0.56	8	3
ЛЭП	56	55	О.17 1 - ПС НПС 17	0.14	-3.7		0.60	-6	0
ЛЭП	56	58	О.17 1 - ПС Н.Куранах 220	3.79	-102.2		16.60	-40	-10
ЛЭП	57	55	О.17.2 - ПС НПС 17	0.14	-3.7		0.60	-12	-3
ЛЭП	57	58	О.17.2 - ПС Н.Куранах 220	4.53	-122.0		19.82	-34	-8
Тр-р	58	59	ПС Н.Куранах 220 - Н.К АТ 1 Н	1.40	6.0	1.000	104.00	-37	-15
Тр-р	58	61	ПС Н.Куранах 220 - Н.К АТ 2 Н	1.40	6.0	1.000	104.00	-37	-15
Тр-р	59	53	Н.К АТ 1 Н - Н.Куранах 110	1.40		0.500		-30	-9
Тр-р	59	60	Н.К АТ 1 Н - Н.К АТ 1 НН	2.80		0.159	195.60	-6	-2
Тр-р	61	53	Н.К АТ 2 Н - Н.Куранах 110	1.40		0.500		-30	-9
Тр-р	61	60	Н.К АТ 2 Н - Н.К АТ 1 НН	2.80		0.159	195.60	-6	-2
Тр-р	62	70	ПС Налдинская 1 - нейтраль 1	3.90	9.5	1.000	100.70	-29	-14
Тр-р	64	71	ПС Налдинская 2 - нейтраль 2	3.90	9.5	1.000	100.70	-29	-14

Выкл	65	67	ПС Налдинская НН 2 - ПС Налдинская НН 4					0	0
Выкл	66	63	ПС Налдинская НН 3 - ПС Налдинская НН					0	0
ЛЭП	68	62	О.Н.1 - ПС Налдинская 1	0.72	-19.5		3.18	-29	-13
ЛЭП	68	14	О.Н.1 - НПС-18	10.60	-285.6		46.42	-52	11
ЛЭП	69	64	О.Н.2 - ПС Налдинская 2	0.72	-19.5		3.18	-29	-13
ЛЭП	69	14	О.Н.2 - НПС-18	10.25	-276.1		44.87	-53	11
Тр-р	70	63	нейтраль 1 - ПС Налдинская НН			0.027		-15	-6
Тр-р	70	65	нейтраль 1 - ПС Налдинская НН 2			0.027		-15	-6
Тр-р	71	66	нейтраль 2 - ПС Налдинская НН 3			0.027		-14	-6
Тр-р	71	67	нейтраль 2 - ПС Налдинская НН 4			0.027		-14	-6

### Отклонения напряжений 220 кВ (послеаварийный)

Название	V	dV
ПС М.Нимныр ВН	121.07	10.06
НГРЭС ОРУ 110 ВН	121.00	10.00
ПС Хатыми ВН	120.95	9.96
НГРЭС АТ-1 Н	241.78	9.90
НГРЭС АТ-2 Н	241.78	9.90
О.У 2	120.64	9.67
ПС Угольная 1	120.64	9.67
О.У 1	120.64	9.67
ЧТЭЦ ВН	120.63	9.67
О.Д.1	120.62	9.66
О.Д.2	120.61	9.64
О.Д. 2	120.59	9.63
О.Д. 1	120.59	9.63
ПС Денисовская 2	120.59	9.62
О.И 2	120.56	9.60

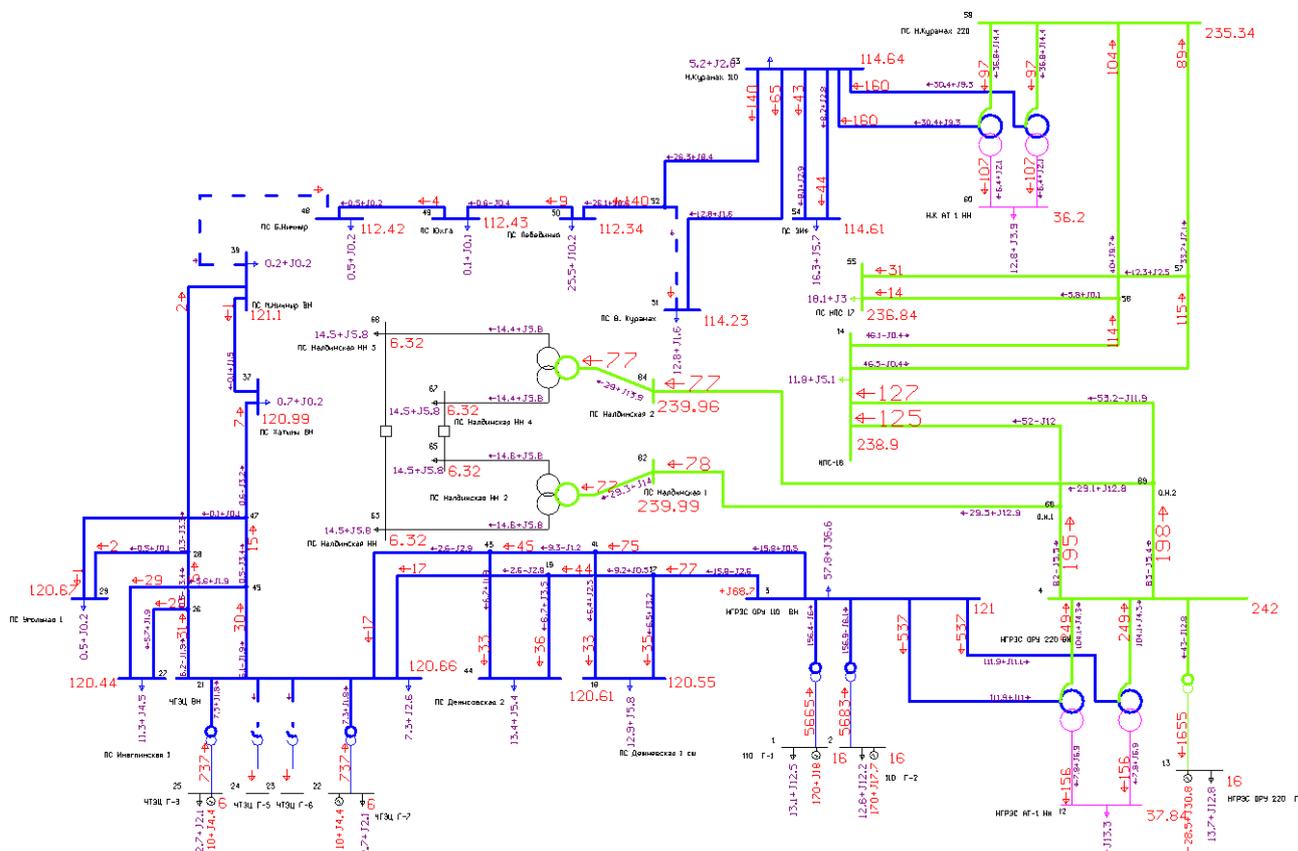
### Токовая нагрузка трансформаторов 220 кВ (послеаварийный)

N_на ч	N_ко н	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_25	I/I_доп %
10	4	НГРЭС АТ-1 Н - НГРЭС ОРУ 220 ВН	499	498	328.0	152.0

## Токовая загрузка ВЛ 220 кВ (послеаварийный)

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Идоп_25	Идоп_расч	I/I_dop
50	52	ПС Лебединный - Отпайка В.Куранах	141	140	390.0	503.1	28.0
52	53	Отпайка В.Куранах - Н.Куранах 110	140	140	390.0	503.1	27.9
4	69	НГРЭС ОРУ 220 ВН - О.Н.2	198	198	710.0	915.9	21.7
4	68	НГРЭС ОРУ 220 ВН - О.Н.1	196	195	710.0	915.9	21.4
69	14	О.Н.2 - НПС-18	131	127	710.0	915.9	14.3
68	14	О.Н.1 - НПС-18	128	124	710.0	915.9	14.0
51	53	ПС В. Куранах - Н.Куранах 110	65	65	390.0	503.1	13.0
14	57	НПС-18 - О.17.2	112	114	710.0	915.9	12.5
14	56	НПС-18 - О.17.1	111	114	710.0	915.9	12.4
3	17	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.1	76	77	520.0	670.8	11.5
56	58	О.17.1 - ПС Н.Куранах 220	100	104	710.0	915.9	11.4
3	41	НГРЭС ОРУ 110 ВН - О.Д.2	75	75	520.0	670.8	11.3
68	62	О.Н.1 - ПС Налдинская 1	77	78	605.0	780.4	10.0

## Графика послеаварийного режима 220 кВ



Потери при подключении ПС 110 кВ «Налдинская»

U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	XX_тр
110	4.09	3.36	0.45	0.28
220	2.48	1.71	0.49	0.29

Потери при подключении ПС 220 кВ «Налдинская»

U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	XX_тр
110	2.69	2.12	0.44	0.13
220	3.46	1.98	1.22	0.26