

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы:
Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой




Н.В. Савина

« 25 » 06 2018 г.


БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрических сетей Южно – Якутского энергорайона в
связи с подключением подстанции «Налдинская»

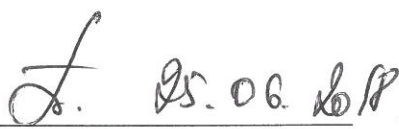
Исполнитель
студент группы
442- об2

 18.06.18 В.В. Ивочкин
подпись, дата

Руководитель
доцент, канд.техн.наук

 19.06.18 А.А. Казакул
подпись, дата

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

 25.06.18 А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль
доцент

 19.06.18 А.Г. Ротачева
подпись, дата

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 07 » 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Щокирева
Владислава Викторовича

1. Тема бакалаврской работы: Развитие электрических сетей
Южно-Иркутского энергорайона в связи с подки. ПС Намдинская
(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к бакалаврской работе: Загрузка тр-в, электрическая
схема, ведомости контрольных замеров

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Общ. хар-ка района проектиров, Расчет и прогност
нагрузки, выбор варианта сети, Анализ уставов релейной

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Истории
расчетов в Matlab

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к
ним разделов) Бучаков А.Ю

7. Дата выдачи задания 07.05.18

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козанци Алексей
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Александрович, доцент, ктн

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 126 с., 27 рисунков, 45 таблиц, 4 приложения, 20 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПЕРИОДИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В данной выпускной квалификационной работе разработан оптимальный вариант подключения подстанции «Налдинская». Для этого в ВКР было сделано описание сети и источников питания, рассчитаны и спрогнозированы электрические нагрузки, предложены возможные варианты развития электрической сети 110 кВ и 220 кВ Южно-Якутского энергорайона в связи с подключением подстанции «Налдинская», расчет установившихся режимов. После подробного анализа конкурентоспособных вариантов выбран оптимальный вариант, выполнен расчет токов короткого замыкания с последующим выбором и проверкой оборудования на ПС «Налдинская», выполнен расчет микропроцессорной релейной защиты и автоматики для трансформаторов на ПС «Налдинская».

Рассчитаны капитальные вложения на развитие электрической сети.

В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрены вопросы безопасности и экологичности проекта проектируемой ПС «Налдинская».

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Общая характеристика района проектирования	7
1.1 Общая характеристика района проектирования	7
1.1.1 Характеристика источников питания	7
1.1.2 Климатическая и географическая характеристика	10
2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	13
2.1 Общие положения	13
2.2 Расчет вероятностных характеристик существующих электрических нагрузок	15
2.2 Расчет вероятностных характеристик электрических нагрузок вновь вводимой подстанции	16
3 Выбор варианта сети	17
3.1 Разработка конкурентно способных вариантов схем электрических сетей	17
3.2 Компенсация реактивной мощности	23
3.3 Выбор мощности трансформатора	24
4 Анализ и расчет установившихся режимов в существующих сетях	26
4.1 Выбор сечения проводов	49
5 Расчет экономической части для принятого варианта	52
5.1 Определение капиталовложений	52
5.2 Определение эксплуатационных издержек	53
5.3 Определение среднегодовых эквивалентных расходов	55
6 Обоснования принятой схемы электроснабжения	56
7 Выбор оборудования и расчет токов КЗ	59
7.1 Расчет токов КЗ	59
7.1.1 Описание программного комплекса для расчета ТКЗ	59
7.1.2 Результаты расчета ТКЗ	61

7.2	Выбор КРУ	67
7.3	Выбор выключателей	68
7.4	Выбор разъединителей	71
7.5	Выбор трансформатора тока	72
7.6	Выбор трансформатора напряжения	76
7.7	Выбор ОПН	78
7.8	Выбор ошиновки 220 кВ	82
7.9	Выбор ошиновки 10 кВ	83
7.10	Выбор трансформатора собственных нужд	84
7.11	Выбор аккумуляторных батарей	85
7.12	Выбор аппаратуры связи	88
8	Релейная защита и автоматизация ПС «Налдинская»	92
8.1	Назначение и основные типы защиты трансформаторов	92
8.2	Описание устройств микропроцессорной защиты «Сириус – Т»	93
9	Молниезащита и заземление	96
9.1	Молниезащита территории ОРУ и площадки трансформаторов	96
9.2	Заземление ОРУ	96
10	Безопасность и экологичность	97
10.1	Безопасность	97
10.2	Экологичность	100
10.3	Чрезвычайные ситуации	102
	Заключение	107
	Библиографический список	108
	Приложение А – Расчет сети	109
	Приложение Б – Экономический расчет	118
	Приложение В – РЗиА	121
	Приложение Г - Молниезащита	126

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

НГРЭС – Нерюнгринская государственная районная электростанция;

ЧТЭЦ – Чульманская тепловая электростанция;

ЮЯЭР – Южно – Якутский энергорайон

ВЛ – воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КУ – компенсирующее устройство;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РПН – регулирование под нагрузкой;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

В наше время республика Саха (Якутия) является лидирующей среди регионов Дальнего Востока и Восточной Сибири по различным показателям.

Данный регион является перспективным с точки зрения природного и ресурсного потенциалов.

Однако исполнение программ, связанных с реализацией освоения природных ископаемых и прочего сырья, а также создания перерабатывающего производства, невозможно без развития электроэнергетической деятельности.

На сегодняшний день Южно – Якутский энергорайон является энергоизбыточным. При совокупной генерации 3 млрд. кВт-ч в год поставки электроэнергии за пределы Республики, в ЕЭС Востока составляет около 1,5-1,6 млрд. кВт-ч в год, т.е. приблизительно половины производимого электричества.

Генерирующие электростанции на который происходит производство электрической энергии это: Нерюнгринская ГРЭС (570 МВт) и Чульманская ТЭЦ (48 МВт).

Потребителями электроэнергии данного района являются: промышленный (В основном – добыча полезных ископаемых), коммунальный, транспортный, строительный, сельскохозяйственный и др. комплексы.

Началом формирования электроэнергетики ЮЯЭР началось в 1960-х годах в Алданском районе. Основным периодом развития электроэнергетической отрасли являются 1970-1980 гг.

Большинство ПС энергетического района Южной Якутии является не надежными. При аварийном режиме или проведении ремонта ВЛ, практически везде требуется ограничение части потребителей.

Одной из основных проблем Южной Якутии является прирост электрических нагрузок в районе, отсюда можно обосновать актуальность темы выпускной квалификационной работы: характеристика Южно – Якутского энергорайона в связи с подключением подстанции «Налдинская».

Целью данной ВКР является разработка оптимального варианта развития электрической сети Южно-Якутского энергорайона, для подключения ПС «Налдинская». Данный вариант должен отвечать современным требованиям надежности, экономичности, безопасности и экологичности.

К задачам выпускной квалификационной работы относятся:

- Характеристика района проектирования;
- Расчет и прогнозирование электрических нагрузок;
- Разработка конкурентоспособных вариантов;
- Расчет и анализ установившихся режимов в существующих сетях;
- Выбор оборудования;
- Расчет экономической части;
- Выбор и расчет средств РЗА;
- Расчет молниезащиты и заземления проектируемой подстанции;
- Расчет безопасности и экологичности;

Выпускная квалификационная работа была разработана в операционной системе Windows 10 2017 г. с использованием приложений: ПК «Расчет нагрузок», Microsoft Office Word 2010 г. , Microsoft Office Visio 2010 г, Microsoft Office Excel 2010 г., Math Type 6.0 Equation, Mathcad 15.0, ПВК Rastrwin 3, ПК «Бриз» АРМ СРЗА.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Характеристика источников питания

На сегодняшний день базой энергосистемы Южной Якутии является Нерюнгринская ГРЭС мощностью 570 МВт и Чульманская ТЭЦ мощностью 48 МВт, обеспечивающие электроэнергией Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные комплексы.

Нерюнгринская ГРЭС считается крупнейшим энергетическим предприятием Якутии. Данная электростанция находится в южной части Республики Саха (Якутия) – в Нерюнгринском административном округе и является ключевым предприятием поселка Серебряный бор. Основным электрооборудованием НГРЭС является:

- три котлоагрегата ТПЕ-214 СЗХЛ производства Таганрогского котельного завода производительностью 670 тонн в час (давление пара 140 атмосфер, температура пара 545 °С) [7];

- турбины 1хЛ-210-130-3, 2хТ-180/210-130-3 производства Ленинградского завода номинальной электрической мощностью 210 МВт. Номинальная тепловая нагрузка на теплофикационных турбинах 2х260 Гкал/час, давление пара на турбину 130 кгс/см² (килограмм сила на метр в квадрате), температура пара у турбины 540 °С;

- генераторы 3хТГВ-200-2МУЗ производства Харьковского завода «Электротяжмаш» с тиристорным возбуждением, водородно-водяным охлаждением и напряжением на выводах 15,75 кВ [17]

На НГРЭС установлено два открытых распределительных устройства ОРУ-220 и ОРУ-110 кВ, выполненных по схеме две рабочие секционированные, с обходной системой шин. Данные ОРУ связаны через группу автотрансформаторов типа АДЦТН-125000/220/110-75-У1. Схема выдачи электрической мощности включает в себя семь ЛЭП-110 кВ и четыре ЛЭП-220кВ. Однолинейная схема «НГРЭС» представлена на рисунке 1.

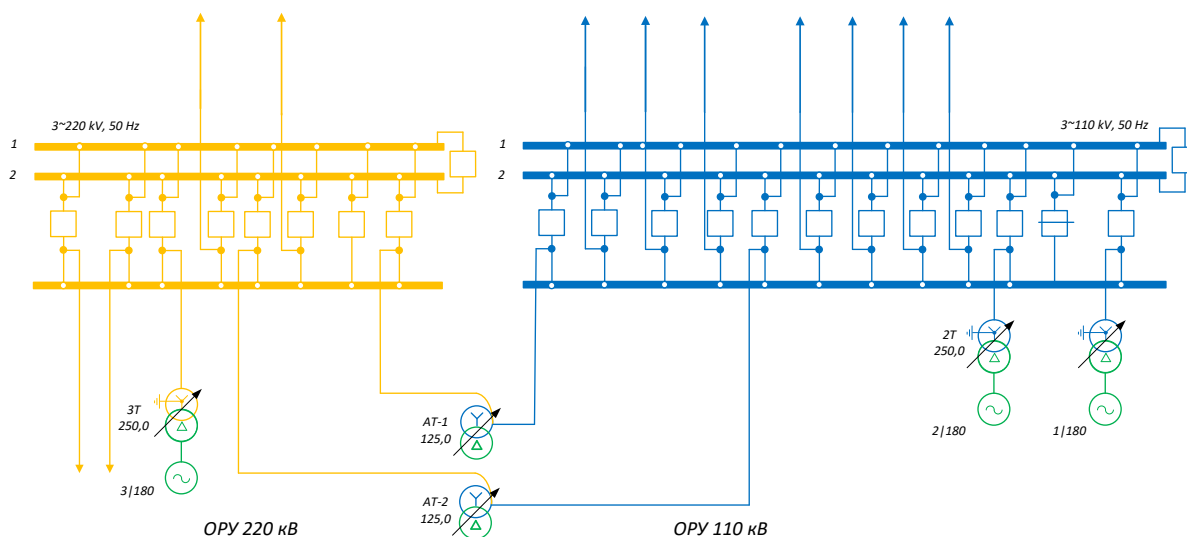


Рисунок 1 – схема «Нерюнгриской ГРЭС»

Чульманская ТЭЦ одна из первых электростанций Нерюнгринского района. Функционирует в составе Нерюнгринской ГРЭС, обеспечивает электричеством потребителей посёлка Чульман и горно-добывающую промышленность Алданского района. Изначально строительство Чульманской ТЭЦ мощностью 26,5 МВт было направлено на развитие золотодобывающей промышленности Республики. С момента эксплуатации НГРЭС изменились задачи, стоящие перед Чульманской ТЭЦ, в итоге на сегодняшний день мощность ТЭЦ составляет 48 МВт. Главная электрическая схема представлена в виде четырех турбогенераторов соединенных в блоки с повышающими трансформаторами, которые выдают мощность на напряжении 110 кВ. ОРУ, на напряжении 110 кВ, исполнено в виде схемы две рабочие системы шин. В настоящее время имеется четыре присоединения на классе напряжения 110 кВ.

Основным электрооборудованием на ЧТЭЦ является:

-котлоагрегаты 2хЦКТИ-75-39Ф2, 3хБКЗ 75-39ФБ

-турбины 1хК-12-35, 3хПТ-12-35-10М [17]

Однолинейная схема «Чульманской ТЭЦ» представлена на рисунке 2.

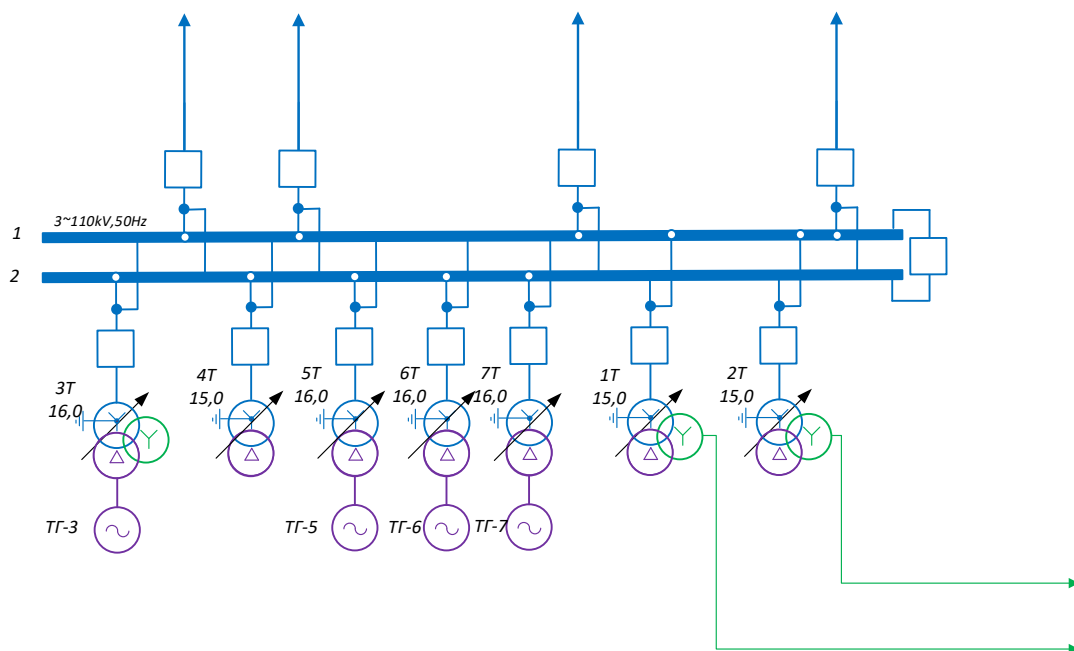


Рисунок 2 – схема «Чульманская ТЭЦ»

Таблица 1 – Балансы мощностей Южно-Якутского энергорайона

Южно-Якутский энергорайон	Год						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025 справочно
Потребность (собственный максимум)	279	282	283	316	324	32	329
Резерв мощности	61	62	62	70	71	71	72
ИТОГО спрос на мощность	340	344	345	386	395	395	401
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	618	618	618	618	618	618	570
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48	48	0
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	618	618	618	618	618	618	618
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48	48	0
ИТОГО покрытие спроса	618	618	618	618	618	618	570
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	278	274	273	232	223	223	169

Сейчас в Южно-Якутском энергорайоне наблюдается избыток электроэнергии. В совокупности выработка равняется 3 млрд. кВт-ч в год поставки электроэнергии в другие регионы, в ЕЭС Востока около 1,5-1,6 млрд. кВт-ч в год, т.е. половина генерируемой электроэнергии.

1.2 Климатическая и географическая характеристика

Южная Якутия - это географический участок, включающий в себя юго-западные и юго-восточные территории Республики Саха (Якутия). По соседству с востока находятся Хабаровский край, с юга – Амурская, Читинская и Иркутская области, с севера – семь районов Республики Саха (Якутия): Усть-Майский, Амгинский, Хангаласский, Горный, Верхневиллюйский, Сунтарский, Ленский. Суммарная площадь территории Южно-Якутского района составляет 416,5 тыс. кв. км.

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



Рисунок 3 – Алданский, Нерюнгринский и Олекминский административные образования

Население Южной Якутии насчитывает 162,9 тыс. человек, что составляет 17,2 % всего населения Республики Саха (Якутия). Средний возраст населения – 33 года.

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 2 – Климатические условия района

Климатические условия	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 грозных 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 ²	50
Продолжительность отопительного периода, сут.	260
Температура гололедообразования, °С	-10
Степень загрязнения атмосферы	I
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	3
Сейсмичность района, балл.	6
Глубина протаивания грунта на начало грозной деятельности, м	0,4
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в летний период, Ом·м	43
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в зимний период, Ом·м	61

В данном разделе была произведена характеристика основных источников питания Южно-Якутского энергорайона: Нерюнгринская ГРЭС и Чульманская ТЭЦ. Охарактеризованы климатические условия и географическое местоположение Южной Якутии.

Для дальнейшего выполнения ВКР необходимо произвести расчет и прогнозирование электрических нагрузок существующей сети и вновь вводимой подстанции.

2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Общие положения

Данный раздел является базовым, так как от нахождения вероятностных характеристик зависит дальнейший выбор оборудования подстанций, проводов для линий электропередач.

Для того чтобы произвести данный расчёт нам необходимо рассчитать значения средней, эффективной и максимальной активных и реактивных мощностей. С помощью исходных данных, таких как суммарные установленные мощности подстанций и соответствующих им коэффициентов мощности нагрузки, можно провести расчет необходимых нам величин.

Рассмотрим метод расчета вероятностных характеристик (летний и зимний период года):

Средняя мощность – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени. Данная мощность служит для выбора силовых трансформаторов и для того, чтобы рассчитать электропотребление.

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i, \quad (2)$$

где где P_i , Q_i – ординаты графиков нагрузки на i -ый час суток;

t_i – час суток (в течение каждого часа);

T – Период наблюдения (24 часа).

Среднеквадратичная (эффективная) мощность - это математическое ожидание квадратов мощности за рассматриваемый отрезок времени. Данную нагрузку используем для расчета потерь:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} \quad (3)$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} \quad (4)$$

Максимальная мощность – это значение средней мощности в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Используется для того, чтобы произвести выбор всего оборудования кроме силовых трансформаторов и сечений проводов ЛЭП. Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента.

$$P_{\text{max}} = P_{\text{cp}} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right), \quad (5)$$

$$Q_{\text{max}} = Q_{\text{cp}} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right), \quad (6)$$

где $K_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{cp}}} \geq 1$ - коэффициент формы;

$t_{\beta} = f(\beta, n)$ - коэффициент Стьюдента;

β - доверительная вероятность;

n – Количество измерений.

Минимальная мощность – значение средней мощности за полчаса в период наименьшей нагрузки энергосистемы:

$$P_{\text{min}} = P_{\text{cp}} \cdot \left(1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right), \quad (7)$$

$$P_{\text{прогн}} = P_{\text{баз}} \times (1 + E)^N \quad (8)$$

где E – коэффициент прироста нагрузок $E \approx 0,072$ [20]

N – Срок выполнения прогноза;

Коэффициент Стьюдента t_{β} равен 1.96, т.к. значение доверительной вероятности считается равной $\beta = 0.95$ и в этом случае небольшая выборка.

2.2 Расчет вероятностных характеристик существующих электрических нагрузок

Для проведения расчетов воспользуемся программой “Расчет нагрузок” по формуле (8). Полученные данные запишем в таблицу 3 и 4.

Таблица 3 – Расчетные характеристики электрических нагрузок

Подстанция	Время	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	P_{min} , МВт	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар	Q_{min} , Мвар
Хатыми	Зима	16,50	19,23	36,90	–	4,71	5,46	10,41	–
	Лето	14,49	16,88	32,36	–	4,06	4,70	8,97	–
М.нимныр	Зима	8,25	9,62	18,45	–	2,35	2,73	5,20	–
	Лето	7,25	8,44	16,18	–	2,03	2,35	4,48	–
Б.нимныр	Зима	6,60	7,95	15,73	–	2,79	3,33	6,54	–
	Лето	5,59	6,72	13,31	–	2,36	2,82	5,54	–
Юхта	Зима	6,60	7,95	15,73	–	2,93	3,50	6,89	–
	Лето	5,59	6,72	13,31	–	2,48	2,96	5,83	–
Лебединый	Зима	7,17	8,72	17,41	–	2,01	2,35	4,52	–
	Лето	6,09	7,41	14,80	–	1,71	1,99	3,84	–
Н.курахах	Зима	36,57	42,30	80,43	–	5,65	6,55	12,47	–
	Лето	34,71	40,14	76,33	–	5,36	6,21	11,83	–
НПС-18	Зима	36,57	42,30	80,43	–	5,95	6,89	13,12	–
	Лето	34,71	40,14	76,33	–	5,64	6,54	12,45	–

Таблица 4 – Прогнозные вероятностные характеристики подстанций

Подстанция	Время	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	P_{min} , МВт	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар	Q_{min} , Мвар
Хатыми	Зима	20,63	24,04	46,13	–	5,88	6,82	13,01	–
	Лето	18,11	21,10	40,46	–	5,07	5,88	11,21	–
М.нимныр	Зима	13,20	15,39	29,52	–	3,77	4,37	8,33	–
	Лето	11,59	13,50	25,89	–	3,25	3,76	7,17	–
Б.нимныр	Зима	10,57	12,72	25,17	–	4,46	5,33	10,47	–
	Лето	8,94	10,76	21,30	–	3,77	4,51	8,86	–
Юхта	Зима	10,57	12,72	25,17	–	4,69	5,61	11,02	–
	Лето	8,94	10,76	21,30	–	3,97	4,74	9,32	–
Лебединый	Зима	11,47	13,95	27,86	–	3,21	3,75	7,23	–
	Лето	9,75	11,86	23,68	–	2,73	3,19	6,14	–
Н.курахах	Зима	57,60	66,62	126,68	–	8,90	10,31	19,64	–
	Лето	54,66	63,22	120,22	–	8,45	9,78	18,64	–
НПС-18	Зима	57,60	66,62	126,68	–	9,37	10,85	20,67	–
	Лето	54,66	63,22	120,22	–	8,89	10,30	19,62	–

2.3 Расчет вероятностных характеристик электрической нагрузки вновь вводимой подстанции

Вероятностные характеристики вновь вводимой ПС «Налдинская» рассчитываются точно так же в программе «Расчёт нагрузок». Такой способ расчёта приближен к реальности, так как данные, вносимые в компьютер, характеризуют состав и процентное отношение потребления электроэнергии по каждому потребителю, при этом необходимо определить минимальную, максимальную, среднюю, среднеквадратичную мощность.

Таблица 5 – Вероятностные характеристики ГЭН ПС «Налдинская»

ПС		Активная мощность, МВт				Реактивная мощность, МВар			
		P_{cp}	$P_{эф}$	P_{max}	P_{min}	Q_{cp}	$Q_{эф}$	Q_{max}	Q_{min}
Налдинская	Зима	27,89	32,25	61,33	–	4,54	5,25	10,01	–
	Лето	26,46	30,61	58,20	–	4,30	4,99	9,50	–

Таким образом проведено прогнозирование электрических нагрузок и определены все необходимые вероятностные характеристики для дальнейшего расчета.

3 ВЫБОР ВАРИАНТА СЕТИ

3.1 Разработка конкурентно способных вариантов схем электрических сетей

В данной выпускной квалификационной работе разрабатываются варианты подключения новой подстанции «Налдинская», которая сможет обеспечить электроснабжение потребителей, таких как «Инаглинский ГОК» и «Таёжный ГОК» мощностью 61,6 МВт.

Разработанные варианты должны быть простыми в своём исполнении и обеспечивать наибольшую надёжность электроснабжения потребителей.

Вариант № 1 присоединение ПС «Налдинская» показан на рисунке 4. Данный вариант предполагает присоединение ПС отпайкой к ЛЭП 110 кВ Чульманская ТЭЦ - М. Нимныр. Длина двухцепной ЛЭП составит 17,4 км, длина каждой цепи 8,7 км соответственно



Рисунок 4 – Карта-схема варианта №1

Однолинейная схема сети после реконструкции, для варианта № 1 приведена на рисунке 5. При строительстве ПС «Налдинская» ОРУ 110 кВ будет

выполнено по схеме два блока трансформатор-линия с неавтоматической ремонтной перемычкой. [6]

Основным достоинством данного варианта является минимальная длина реконструируемой двухцепной линии 17,4 км, а так же наименьшее количество выключателей.

Главный недостаток варианта №1 в том, что ПС подключается на участке ЛЭП ЧТЭЦ - М. Нимныр протяженностью более 100 км и имеется большое количество отпаечных ПС. Кроме того может потребоваться усиление сети, необходимость которого будет оцениваться при расчетах режимов.

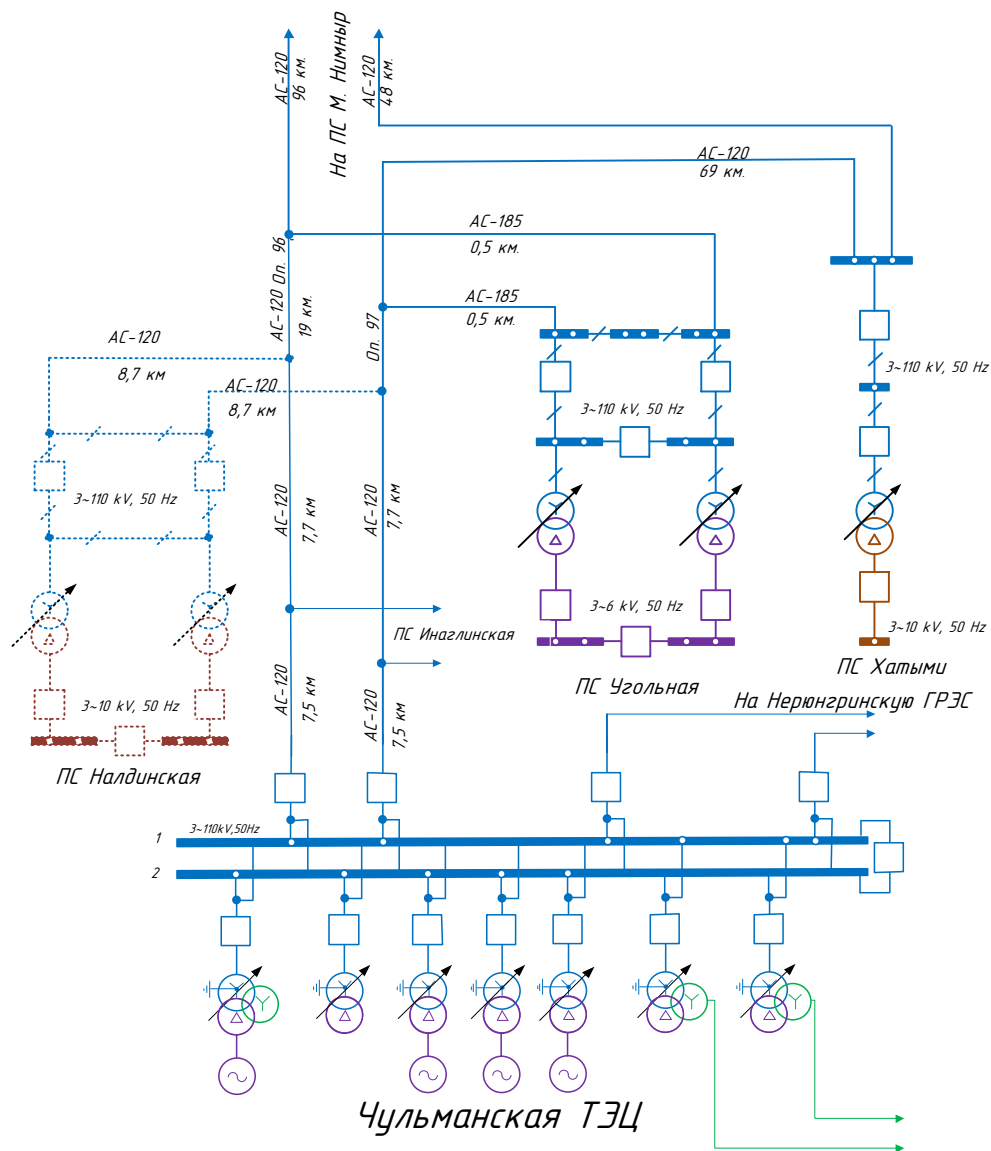


Рисунок 5– Однолинейная схема варианта присоединения №1

В варианте №2 присоединение ПС происходит к ЛЭП 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Н.Куранах. Длина двухцепной ЛЭП составит 20,32 км, длина каждой цепи 10,16 км

На рисунке 6 покажем второй возможный вариант присоединения ПС «Надинская» к существующей сети 220 кВ.



Рисунок 6 – Карта схема варианта №2

Достоинствами варианта №2 является относительно небольшая длина новых проектируемых ВЛ и меньшая вероятность усиления сети.

К недостаткам можно отнести стоимость, так как стоимость строительства сетей 220 кВ больше, чем у объектов 110 кВ. Однолинейная схема второго варианта приведена на рисунке 7.

При подключении ПС «Налдинская» длина линии будет больше по сравнению с первым вариантом. При строительстве ПС «Налдинская» открытое распределительное устройство 220 кВ необходимо выполнить по схеме четырехугольник.

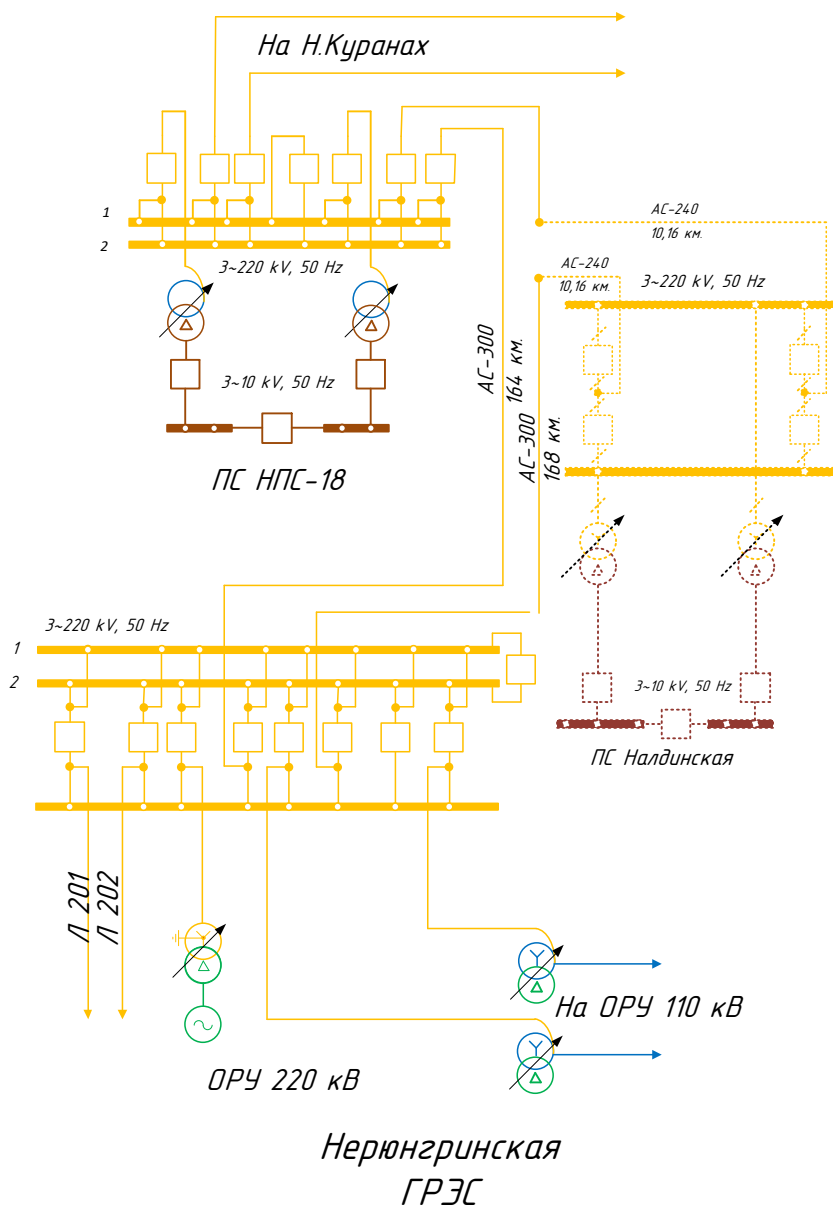


Рисунок 7 – Однолинейная схема варианта присоединения №2

В варианте №3 ПС «Налдинскую» предлагается присоединить напрямую к Чульманской ТЭЦ. Длина двухцепной ЛЭП будет составлять 59,4 км. 29,7 км, каждая.

Карта-схема варианта подключения №3 показана на рисунке №8.



Рисунок 8 – Карта-схема варианта №3

В варианте № 3 ОРУ 110 кВ ПС «Налдинская» будет выполнено по схеме два блока трансформатор-линия с неавтоматической ремонтной перемычкой.[6], при этом потребуется установка двух выключателей 110 кВ на ЧТЭЦ.

Достоинства варианта № 3: Стоимость ОРУ меньше, чем у варианта 220 кВ, более высокая надежность, чем у варианта №2, т.к. присоединение ПС происходит напрямую от источника питания ЧТЭЦ.

Основной недостаток: Удорожание за счет большой длины ЛЭП.

Однолинейная схема приведена на рисунке №9

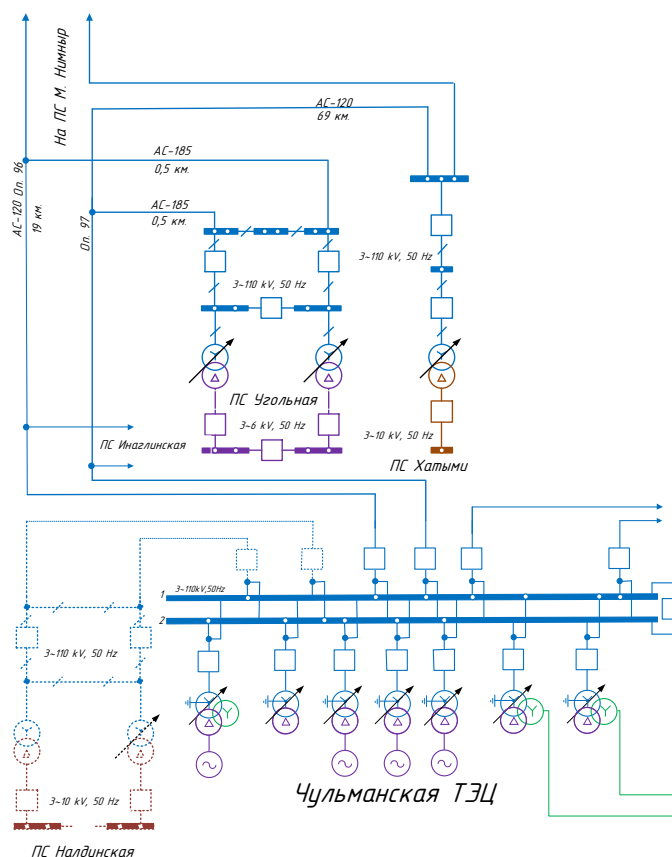


Рисунок 9 – Однолинейная схема варианта присоединения №3

Сводные данные по трём вариантам приведены в таблицу № 6

Таблица № 6 – Сводные данные количества выключателей и длины ЛЭП

Вариант	Длина ЛЭП, км	Количество выключателей, шт
Вариант 1 110 кВ	17,4	2
Вариант 2 220 кВ	20,32	4
Вариант 3 110 кВ	59,4	4

Из трёх разработанных вариантов необходимо выбрать два конкурентно способных, которые должны быть наиболее экономичными, обеспечивать наибольшую надёжность электроснабжения потребителей, быть гибкими в управлении.

На данном этапе по количеству выключателей и длине ВЛ выбраны схемы №1 и №2. Но необходимо заметить, что данный выбор не окончателен, так как пока нельзя сказать точно, осуществимы ли данные варианты.

Вариант №3 является не целесообразным, т.к. длина линии является большей, чем в других вариантах, а так же для подключения нагрузки 61,6 МВт к Чульманской ТЭЦ, необходимо будет произвести установку на ОРУ 110 кВ двух дополнительных ячеек.

Рассчитаем основные параметры сети для конкурентоспособных вариантов.

3.2 Компенсация реактивной мощности

Для того чтобы осуществить выбор компенсирующих устройств, нужно действовать по следующему алгоритму:

1.Находим общую мощность компенсирующих устройств во всех узлах, т.е. на шинах НН каждой ПС:

$$Q_{ку} = (tg\varphi_{ф.} - tg\varphi_{пред.}) \cdot P_{max} ; \quad (9)$$

где P_{max} - максимальная мощность на данной подстанции, МВт;

$tg\varphi_{пред.}$ - коэффициент мощности, задаваемый энергосистемой, в данном проекте равным 0,4.0 [10]

2.Значение полученной мощности делим на количество секций шин.

3.Значение расчета мощности компенсирующего устройства выбираются батареи конденсаторов (БК) суммарная мощность которых максимально приближена к ней из стандартного ряда имеющихся в производстве БК: 0,45; 0,9; 1,125; 1,35; 2,25; 3,15 Мвар.

4.Определяется не скомпенсированная мощность, которая используется в дальнейших расчетах по формуле:

$$Q_{нескi} = Q_{maxi} - Q_{куi}^{факт} ; \quad (10)$$

где Q_{maxi} - максимальная реактивная мощность на подстанции.

В данной работе требуется установка компенсирующего устройства УКРМ-10.5-900-300ф-2х300р УЗ.

Результаты расчета приведены в приложение А.

3.3 Выбор мощности трансформаторов

В соответствии с существующими нормативами, мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70—80%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух [2]. Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{НН}})^2 + (Q_{\text{НН}})^2}}{N \cdot K_3}, \quad (11)$$

где K_3 - коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным $K_3=0,7$;

$P_{\text{НН}}$, $Q_{\text{НН}}$ - мощности низкой стороны ПС.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 10,7 МВт

$$P = \frac{S}{\cos \phi} \quad (12)$$

$$Q_{\text{НН}} = P \cdot \operatorname{tg}(\varphi) \quad (13)$$

После проведения данного расчета было принято решение установить силовой трансформатор мощностью 63 МВА с обмотками: ВН – 230,0 кВ, НН – 11,0 кВ типа ТРДН-63000/220 УХЛ1 с РПН в нейтрали обмотки ВН. Основные технические характеристики трансформатора приведены в таблице 8. Проверка по коэффициенту загрузки:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{2 \cdot S_{\text{ном.т}}}, \quad (14)$$

$$K_3^{авар} = \frac{S_{ТР}}{S_{ном.т}}, \quad (15)$$

Таблица 7 – Трансформаторы для вариантов №1 и №2

Вариант	$S_{расч}$, МВА	Тип трансформатора
Вариант №1	20.767	ТРДН-63000/110 УХЛ1
Вариант №2	20.767	ТРДН-63000/220 УХЛ1

Таблица 8– Технические характеристики силового трансформатора

Тип трансформатора	Напряжение обмотки ВН, кВ	Напряжение обмотки НН, кВ	Напряжение короткого замыкания, %	Потери короткого замыкания, кВт
ТРДН-63000/220 УХЛ1	230	11	11,5	125



Рисунок 10 – Внешний вид ТРДН-63000/220 УХЛ1

Т.к. сеть является сложно замкнутой, выбор сечения ЛЭП будет выполнен по результатам расчета установившихся режимов.

4 АНАЛИЗ И РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ В СУЩЕСТВУЮЩИХ СЕТЯХ

Для того чтобы выбрать среди конкурентоспособных вариантов один, который подойдет по всем критериям произведем анализ предложенных 2 вариантов в ПВК RastrWin3.

ПВК RastrWin3 предназначен для расчета, анализа и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Внесение данных для электрической схемы начинается с ввода данных по узлам. Номер и номинальное напряжение узла является минимумом необходимым для каждого узла. Узлы нагрузки задаются с значениями активной и реактивной нагрузки. Для генерирующих узлов нужно дополнительно знать пределы изменения реактивной мощности и указать для них значение номинального напряжения, которое будет выдержано, если позволят пределы регулирования реактивной мощности. Один из узлов обозначается базой, остальные узлы и ветви подбираются программой автоматически.

Ветви разделяются на ЛЭП и трансформаторы по значению коэффициента трансформации. Данный коэффициент для линий равен 0, для трансформаторов же его значение является отличным от нуля. Полное описание исходных данных и расчетных величин, относящихся к узлам и ветвям, приведено в таблицах, расположенных ниже.

В ПВК RastrWin3 ЛЭП используется в виде стандартной П-образной схемы замещения, показанной на рисунке 11.

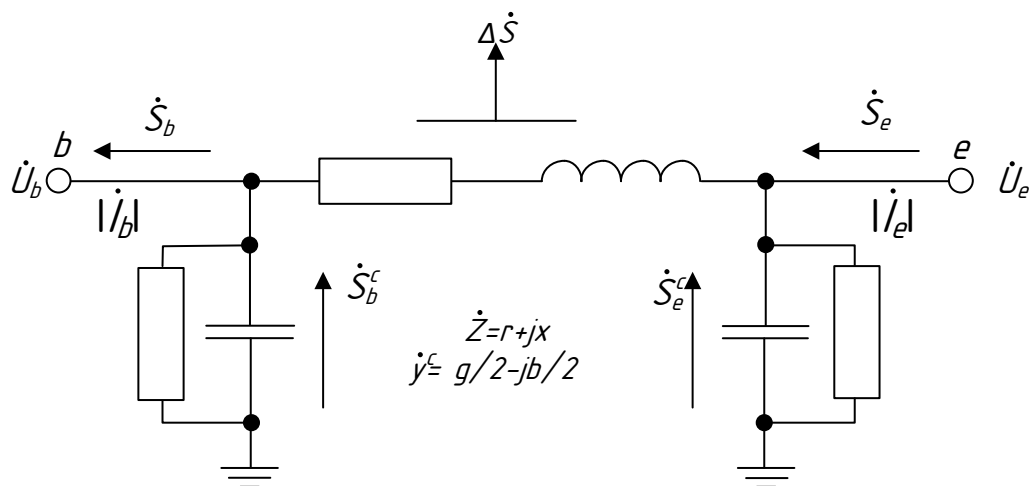


Рисунок 11 – П-образная схема замещения

Г-образная схема замещения, используется для трансформаторов. Данная схема изображена на рисунке 12_с

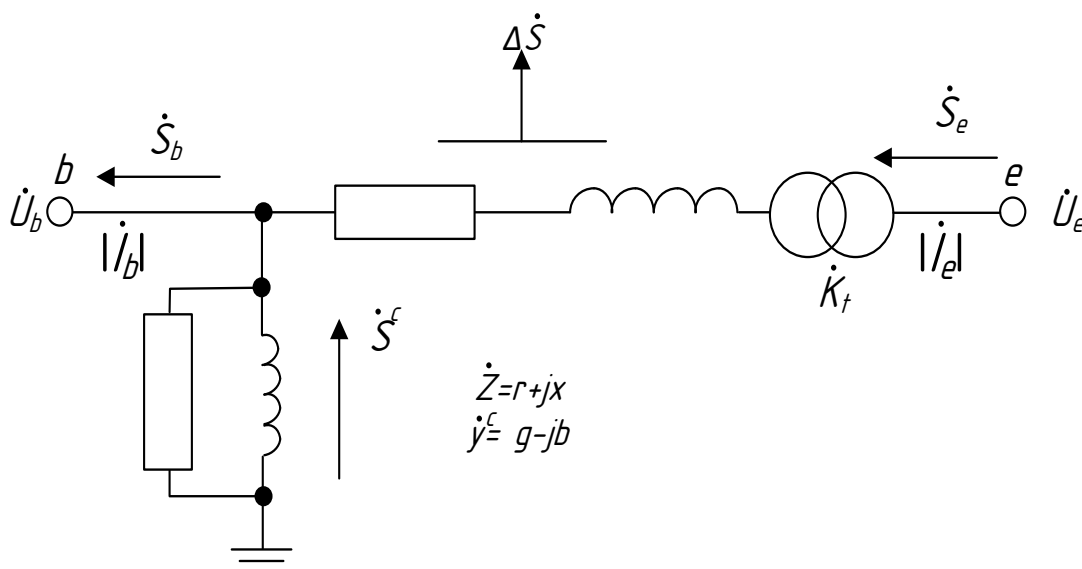


Рисунок 12 – Г-образная схема замещения

Для того чтобы рассчитать аварийный режим с новой проектируемой ПС «Налдинская», нам нужно заполнить таблицы узлов и ветвей до реконструкции электрической сети. Узлы и ветви указаны в таблицах 9 и 10. Схема сети указана на рисунке 13.

Таблица 9 – «узлы» до реконструкции сети из ПВК RastrWin3

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Нагр	1	НГРЭС 110	110								122,91	-2,4
База	2	Блок 1	16	12,2	1,4	113,4	19,5	16,1	-65,3	171,8	16,1	
Ген	3	Блок 2	16	13,3	12,3	140	15,8	16	-54	164	16	0,52
Ген	4	Блок 3	16	10,8	10,6	140	-18,8	16	-54	164	16	-1,37
Нагр	5	ОФ	110	57,8	39,7						122,58	-2,55
Нагр	6	СХК	110	22,7	12,8						122,37	-2,62
Нагр	7	ВГК	110	2,6	1,7						122,87	-2,41
Нагр	8	Отп на ВГК	110								122,9	-2,4
Нагр	9	Дежневская	110	1,4	0,1						122,64	-2,84
Нагр	10	Отп на Дежневскую 1	110								122,65	-2,83
Нагр	11	Отп на Дежневскую 2	110								122,65	-2,83
Нагр	12	Денисовская	110	0,1	0,1						122,6	-2,91
Нагр	13	Отп на Денисовскую1	110								122,6	-2,91
Нагр	14	Отп на Денисовскую 2	110								122,6	-2,91
Нагр	15	ЧТЭЦ	110	8,8	8						122,44	-3,14
Нагр	16	Инаглинская	110	1,7	0,6						122,36	-3,44
Нагр	17	Отп на Инаглинскую 1	110								122,38	-3,43
Нагр	18	Отп на Инаглинскую 2	110								122,38	-3,43
Нагр	19	Угольная	110	1,8	0,7						122,31	-3,64
Нагр	20	Отп на Угольную 1	110								122,31	-3,64
Нагр	21	Отп на Угольную 2	110								122,31	-3,64
Нагр	22	Хатыми	110	0,8	0,3						121,9	-4,81
Нагр	23	М. Нимныр	110	0,2	0,1						121,42	-5,72
Нагр	24	Б.Нимныр	110	0,7	0,2						120,03	-7,71
Нагр	25	Юхта	110	0,1	0,1						119,43	-8,53
Нагр	26	Лебединый	110	16,8	9,6						118,23	-10,06
Нагр	27	В.Куранах	110	6,2	2,2						118,81	-10,4
Нагр	28	Отп на В.Куранах	110								118,81	-10,4
Нагр	29	Н.Куранах 110	110	27,8	11,7						119,07	-10,46
Нагр	31	Н.Куранах 220	220								249,46	-7,57
Нагр	32	НПС-17	220	14,3	5						250,4	-7,38
Нагр	33	Отп на НПС-17 1	220								250,41	-7,38
Нагр	34	Отп на НПС-17 2	220								250,41	-7,38
Нагр	35	НПС-18	220	10,4	5,9						251,55	-6,75
Нагр	36	НГРЭС 220	220								249,6	-4,77

Ген	38	Г-3	6	7,3	3,1	8	2,8	6,6	-3,6	10,5	6,6	-2,9
Ген	39	Г-5	6	7,3	3,1	8	2,8	6,6	-3,6	10,5	6,6	-2,89
Ген	40	Г-6	6	7,3	3,1	8	2,8	6,6	-3,6	10,5	6,6	-2,89
Ген	41	Г-7	6	7,3	3,1	8	2,8	6,6	-3,6	10,5	6,6	-2,89
Ген	42	На ПС Тында	220	139,2	18,4		-23,6	241,5	-100	-5	241,5	-9,66
Наг р	43	На НПС-15	220	40,7	11,2						249,36	-5,86

Таблица 10 – «ветви» до реконструкции сети из ПВК RastrWin3

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max
Тр-р	1	2	НГРЭС 110 - Блок 1	0,15	6,32	22,2	0,13	101	13	479
Тр-р	1	3	НГРЭС 110 - Блок 2	0,15	6,09	71,7	0,13	127	-4	595
ЛЭП	1	5	НГРЭС 110 - ОФ	0,15	0,8	-5,7		-58	-40	330
ЛЭП	1	6	НГРЭС 110 - СХК	1,1	3,2	-22,5		-23	-13	123
ЛЭП	1	7	НГРЭС 110 - ВГК	1,32	3,43	-22,8		-1	-1	8
ЛЭП	1	8	НГРЭС 110 - Отп на ВГК	0,02	0,04	-0,3		-19	1	90
ЛЭП	8	7	Отп на ВГК - ВГК	1,35	3,43	-22,8		-1	0	7
ЛЭП	1	10	НГРЭС 110 - Отп на Дежневскую 1	2,41	6,14	-40,9		-18	2	85
ЛЭП	8	11	Отп на ВГК - Отп на Дежневскую 2	2,39	6,1	-40,6		-18	2	85
ЛЭП	10	9	Отп на Дежневскую 1 - Дежневская	0,62	1,58	-10,5		-1	0	3
ЛЭП	11	9	Отп на Дежневскую 2 - Дежневская	0,62	1,58	-10,5		-1	0	3
ЛЭП	10	13	Отп на Дежневскую 1 - Отп на Денисовскую 1	0,44	1,12	-7,5		-17	1	81
ЛЭП	11	14	Отп на Дежневскую 2 - Отп на Денисовскую 2	0,44	1,12	-7,5		-17	1	81
ЛЭП	13	12	Отп на Денисовскую 1 - Денисовская	0,02	0,05	-0,3		0	0	0
ЛЭП	14	12	Отп на Денисовскую 2 - Денисовская	0,02	0,05	-0,3		0	0	0
ЛЭП	13	15	Отп на Денисовскую 1 - ЧТЭЦ	1,37	3,5	-23,3		-17	1	81
ЛЭП	14	15	Отп на Денисовскую 2 - ЧТЭЦ	1,37	3,5	-23,3		-17	1	81
Тр-р	15	38	ЧТЭЦ - Г-3	2,73	87,82	8,7	0,054	1	0	4
Тр-р	15	39	ЧТЭЦ - Г-5	4,77	91,75	5,9	0,054	1	0	4
Тр-р	15	40	ЧТЭЦ - Г-6	4,7	91,75	5,9	0,054	1	0	4
Тр-р	15	41	ЧТЭЦ - Г-7	4,7	91,7	5,8	0,054	1	0	4
ЛЭП	15	17	ЧТЭЦ - Отп на Инаглинскую 1	2,33	4,4	-27,9		-14	6	72
ЛЭП	15	18	ЧТЭЦ - Отп на Инаглинскую 2	2,33	4,4	-27,9		-14	6	72
ЛЭП	17	16	Отп на Инаглинскую 1 - Инаглинская	2,02	3,46	-21,5		-1	0	4
ЛЭП	18	16	Отп на Инаглинскую 2 - Инаглинская	2,02	3,49	-21,5		-1	0	4
ЛЭП	17	20	Отп на Инаглинскую 1 - Отп на Угольную 1	1,94	3,33	-20,7		-13	6	68
ЛЭП	18	21	Отп на Инаглинскую 2 - Отп на Угольную 2	1,94	3,33	-20,7		-13	6	68
ЛЭП	20	19	Отп на Угольную 1 - Угольная	0,01	0,02	-0,1		-1	0	4
ЛЭП	21	19	Отп на Угольную 2 - Угольная	0,01	0,02	-0,1		-1	0	5
ЛЭП	21	23	Отп на Угольную 2 - М. Нимныр	21,66	37,15	-231,2		-12	6	64
ЛЭП	20	22	Отп на Угольную 1 - Хатыми	11,85	20,33	-126,5		-12	5	64
ЛЭП	22	23	Хатыми - М. Нимныр	10,29	17,58	-109,3		-11	4	57
ЛЭП	23	24	М. Нимныр - Б.Нимныр	11,45	19,64	-122,3		-23	5	113
ЛЭП	24	25	Б.Нимныр - Юхта	4,93	8,45	-52,6		-22	4	108
ЛЭП	25	26	Юхта - Лебединый	9,29	15,88	-98,9		-22	4	107
ЛЭП	26	28	Лебединый - Отп на В.Куранах	4,06	6,96	-43,3		-5	13	67
ЛЭП	28	27	Отп на В.Куранах - В.Куранах	0,02	0,04	-0,3		-5	5	35
ЛЭП	28	29	Отп на В.Куранах - Н.Куранах 110	2,34	4,01	-25		1	8	38
ЛЭП	29	27	Н.Куранах 110 - В.Куранах	3,06	4,34	-26,1		-1	-6	33

Продолжение таблицы 10

Тр-р	31	29	Н.Куранах 220 - Н.Куранах 110	1,36	101,64	2,6	0,5	-30	-28	95
ЛЭП	31	33	Н.Куранах 220 - Отп на НПС-17 1	3,72	16,6	-102,4		15	14	48
ЛЭП	31	34	Н.Куранах 220 - Отп на НПС-17 2	3,72	16,6	-102,4		15	14	48
ЛЭП	33	32	Отп на НПС-17 1 - НПС-17	0,13	0,6	-3,7		-7	-3	17
ЛЭП	34	32	Отп на НПС-17 2 - НПС-17	0,13	0,6	-3,7		-7	-2	17
ЛЭП	33	35	Отп на НПС-17 1 - НПС-18	7,2	32,17	-198,4		22	10	57
ЛЭП	34	35	Отп на НПС-17 2 - НПС-18	7,8	32,12	-198,4		22	10	56
ЛЭП	35	36	НПС-18 - НГРЭС 220	15,8	70,63	-435,5		28	0	88
ЛЭП	35	36	НПС-18 - НГРЭС 220	16,15	72,17	-445		27	1	88
Тр-р	36	4	НГРЭС 220 - Блок 3	0,65	28,06	24,8	0,065	129	-39	312
ЛЭП	36	42	НГРЭС 220 - На ПС Тында	16,93	75,67	-466,6		-71	1	174
ЛЭП	36	43	НГРЭС 220 - На НПС-15	15,91	54,31	-341,9		-20	15	59
ЛЭП	36	42	НГРЭС 220 - На ПС Тында	16,93	75,67	-466,6		-71	1	174
ЛЭП	36	43	НГРЭС 220 - На НПС-15	15,91	54,31	-341,9		-20	15	59
Тр-р	36	1	НГРЭС 220 - НГРЭС 110	0,61	46,34	8,3	0,5	54	-23	136
Тр-р	36	1	НГРЭС 220 - НГРЭС 110	0,61	46,34	8,3	0,5	54	-23	136

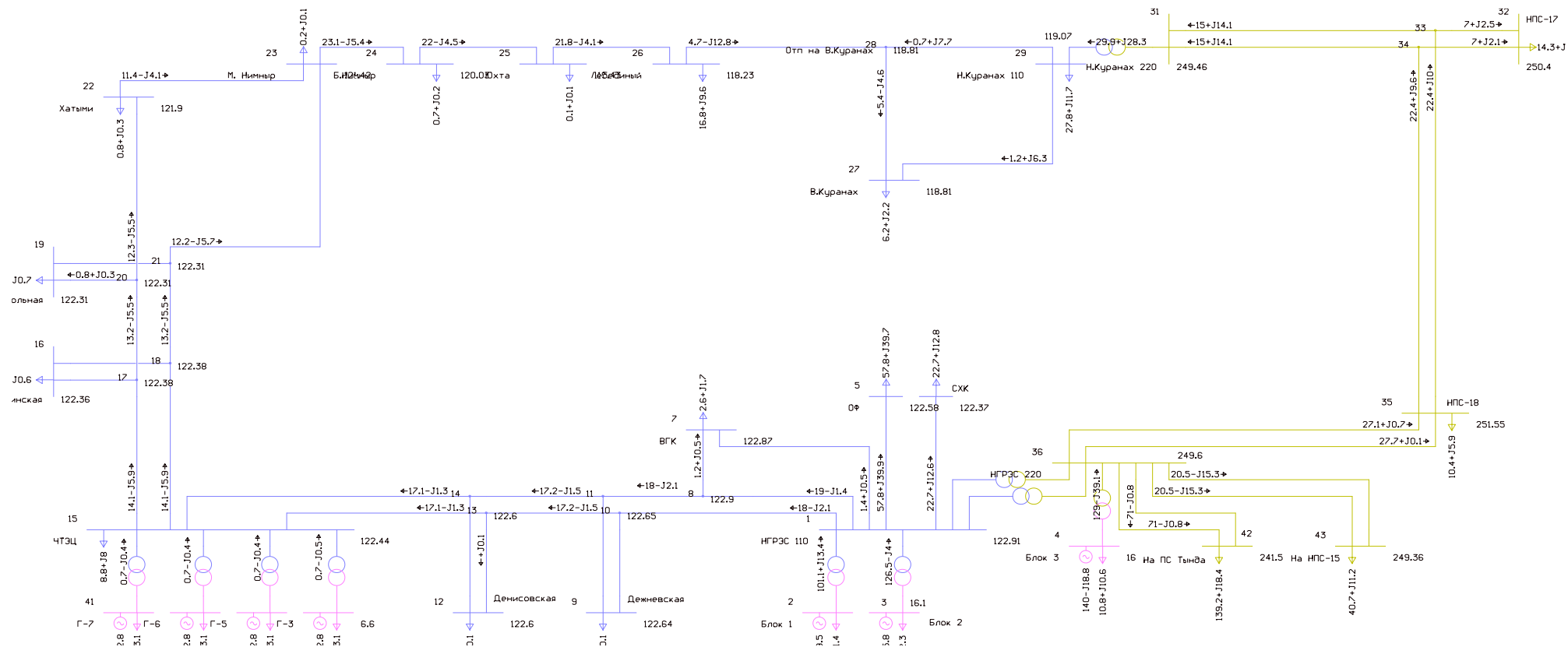


Рисунок 13 – Схема потокораспределения до реконструкции из ПВК RastrWin3

Для того чтобы провести дальнейший расчет режима нужно внести в таблицы узлов и ветвей ПС «Налдинская» в двух наиболее выгодных вариантах. Узлы и ветви указаны в таблицах 11 и 12.

Рассмотрим вариант № 1.

Таблица 11 – «узлы» вариант № 1 с ПС «Налдинская» из ПВК RastrWin3

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V
Нагр	1	НГРЭС 110	110								122,04
База	2	Блок 1	16	12,2	1,4	245,8	42,6	16,1	-65,3	171,8	16,1
Ген	3	Блок 2	16	13,3	12,3	140	33,3	16	-54	164	16
Ген	4	Блок 3	16	10,8	10,6	140	-6,9	16	-54	164	16
Нагр	5	ОФ	110	57,8	39,7						121,71
Нагр	6	СХК	110	22,7	12,8						121,5
Нагр	7	ВГК	110	2,6	1,7						122
Нагр	8	Отп на ВГК	110								122,03
Нагр	9	Дежневская	110	1,4	0,1						120,11
Нагр	10	Отп на Дежневскую 1	110								120,11
Нагр	11	Отп на Дежневскую 2	110								120,11
Нагр	12	Денисовская	110	0,1	0,1						119,77
Нагр	13	Отп на Денисовскую1	110								119,77
Нагр	14	Отп на Денисовскую 2	110								119,77
Нагр	15	ЧТЭЦ	110	8,8	8						118,72
Нагр	16	Инаглинская	110	1,7	0,6						116,92
Нагр	17	Отп на Инаглинскую 1	110								116,94
Нагр	18	Отп на Инаглинскую 2	110								116,94
Нагр	19	Угольная	110	1,8	0,7						115,53
Нагр	20	Отп на Угольную 1	110								115,53
Нагр	21	Отп на Угольную 2	110								115,53
Нагр	22	Хатыми	110	24	6,8						111,72
Нагр	23	М. Нимныр	110	15,5	4,4						111,79
Нагр	24	Б.Нимныр	110	12,7	5,3						110,15
Нагр	25	Юхта	110	10,8	4,8						110,38
Нагр	26	Лебединый	110	11,8	3,2						112,32
Нагр	27	В.Куранах	110	8,2	4,4						113,74
Нагр	28	Отп на В.Куранах	110								113,74
Нагр	29	Н.Куранах 110	110	27,8	11,7						114,34
Нагр	31	Н.Куранах 220	220								243,87
Нагр	32	НПС-17	220	14,3	5						245,32
Нагр	33	Отп на НПС-17 1	220								245,33
Нагр	34	Отп на НПС-17 2	220								245,33
Нагр	35	НПС-18	220	10,4	5,9						247,55
Нагр	36	НГРЭС 220	220								248,25
Ген	38	Г-3	6	7,3	3,1	8	8	6,6	-3,6	10,5	6,6
Ген	39	Г-5	6	7,3	3,1	8	7,7	6,6	-3,6	10,5	6,6
Ген	40	Г-6	6	7,3	3,1	8	7,7	6,6	-3,6	10,5	6,6
Ген	41	Г-7	6	7,3	3,1	8	7,7	6,6	-3,6	10,5	6,6
Ген	42	На ПС Тында	220	139,2	18,4		-14,8	241,5	-100	-5	241,5
Нагр	43	На НПС-15	220	40,7	11,2						247,98
Нагр	44	Налдинская	110								113,7
Нагр	45	Налдинская НН1	10	32,2	5,2						10,03
Нагр	46	Налдинская НН2	10	32,2	5,2						10,03

Нагр	47	Отп на Налдинскую 1	110							115,03
Нагр	48	Отп на Налдинскую 2	110							115

Таблица 12 – «ветви» вариант №1 из ПВК RastrWin3

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max
Тр-р	1	2	НГРЭС 110 - Блок 1	0,15	6,32	22,2	0,13	233	18	1106
Тр-р	1	3	НГРЭС 110 - Блок 2	0,15	6,09	71,7	0,13	127	13	602
ЛЭП	1	5	НГРЭС 110 - ОФ	0,15	0,8	-5,7		-58	-40	333
ЛЭП	1	6	НГРЭС 110 - СХК	1,1	3,2	-22,5		-23	-13	124
ЛЭП	1	7	НГРЭС 110 - ВГК	1,32	3,43	-22,8		-2	-1	9
ЛЭП	1	8	НГРЭС 110 - Отп на	0,02	0,04	-0,3		-75	-10	359
ЛЭП	8	7	Отп на ВГК - ВГК	1,35	3,43	-22,8		-1	0	5
ЛЭП	1	10	НГРЭС 110 - Отп на	2,41	6,14	-40,9		-74	-10	355
ЛЭП	8	11	Отп на ВГК - Отп на	2,39	6,1	-40,6		-74	-10	355
ЛЭП	10	9	Отп на Дежневскую	0,62	1,58	-10,5		-1	0	3
ЛЭП	11	9	Отп на Дежневскую	0,62	1,58	-10,5		-1	0	3
ЛЭП	10	13	Отп на Дежневскую	0,44	1,12	-7,5		-73	-8	351
ЛЭП	11	14	Отп на Дежневскую	0,44	1,12	-7,5		-73	-8	351
ЛЭП	13	12	Отп на	0,02	0,05	-0,3		0	0	0
ЛЭП	14	12	Отп на Денисовскую	0,02	0,05	-0,3		0	0	0
ЛЭП	13	15	Отп на	1,37	3,5	-23,3		-72	-8	351
ЛЭП	14	15	Отп на Денисовскую	1,37	3,5	-23,3		-72	-8	351
Тр-р	15	38	ЧТЭЦ - Г-3	2,73	87,82	8,7	0,054	1	5	23
Тр-р	15	39	ЧТЭЦ - Г-5	4,77	91,75	5,9	0,054	1	4	22
Тр-р	15	40	ЧТЭЦ - Г-6	4,7	91,75	5,9	0,054	1	4	22
Тр-р	15	41	ЧТЭЦ - Г-7	4,7	91,7	5,8	0,054	1	4	22
ЛЭП	15	17	ЧТЭЦ - Отп на	2,33	4,4	-27,9		-69	-12	340
ЛЭП	15	18	ЧТЭЦ - Отп на	2,33	4,4	-27,9		-69	-12	340
ЛЭП	17	16	Отп на Инаглинскую	2,02	3,46	-21,5		-1	0	4
ЛЭП	18	16	Отп на Инаглинскую	2,02	3,49	-21,5		-1	0	4
ЛЭП	17	20	Отп на Инаглинскую	1,94	3,33	-20,7		-67	-11	336
ЛЭП	18	21	Отп на Инаглинскую	1,94	3,33	-20,7		-67	-11	336
ЛЭП	20	19	Отп на Угольную 1 -	0,01	0,02	-0,1		-5	0	24
ЛЭП	21	19	Отп на Угольную 2 -	0,01	0,02	-0,1		3	-1	16
ЛЭП	22	23	Хатыми - М.	10,29	17,58	-109,3		-3	3	23
ЛЭП	23	24	М. Нимныр -	11,45	19,64	-122,3		-24	5	128
ЛЭП	24	25	Б.Нимныр - Юхта	4,93	8,45	-52,6		-11	10	77
ЛЭП	25	26	Юхта - Лебединый	9,29	15,88	-98,9		0	14	73
ЛЭП	26	28	Лебединый - Отп на	4,06	6,96	-43,3		12	16	103
ЛЭП	28	27	Отп на В.Куранах -	0,02	0,04	-0,3		2	5	25
ЛЭП	28	29	Отп на В.Куранах -	2,34	4,01	-25		10	11	78
ЛЭП	29	27	Н.Куранах 110 -	3,06	4,34	-26,1		-10	-9	68
Тр-р	31	29	Н.Куранах 220 -	1,36	101,64	2,6	0,5	-48	-38	145
ЛЭП	31	33	Н.Куранах 220 - Отп	3,72	16,6	-102,4		24	19	73
ЛЭП	31	34	Н.Куранах 220 - Отп	3,72	16,6	-102,4		24	19	73
ЛЭП	33	32	Отп на НПС-17 1 -	0,13	0,6	-3,7		-7	-3	18
ЛЭП	34	32	Отп на НПС-17 2 -	0,13	0,6	-3,7		-7	-2	18
ЛЭП	33	35	Отп на НПС-17 1 -	7,2	32,17	-198,4		31	16	82
ЛЭП	34	35	Отп на НПС-17 2 -	7,8	32,12	-198,4		31	15	82
ЛЭП	35	36	НПС-18 - НГРЭС	15,8	70,63	-435,5		37	7	97
ЛЭП	35	36	НПС-18 - НГРЭС	16,1	72,17	-445		36	7	95
Тр-р	36	4	НГРЭС 220 - Блок 3	0,65	28,06	24,8	0,065	129	-27	307
ЛЭП	36	42	НГРЭС 220 - На ПС	16,9	75,67	-466,6		-71	5	171

Продолжение таблицы 12

ЛЭП	36	43	НГРЭС 220 - На	15,91	54,31	-341,9		-20	15	59
ЛЭП	36	42	НГРЭС 220 - На ПС	16,9	75,67	-466,6		-71	5	171
ЛЭП	36	43	НГРЭС 220 - На	15,9	54,31	-341,9		-20	15	59
Тр-р	36	1	НГРЭС 220 - НГРЭС	0,61	46,34	8,3	0,5	64	-25	160
Тр-р	36	1	НГРЭС 220 - НГРЭС	0,61	46,34	8,3	0,5	64	-25	160
ЛЭП	20	47	Отп на Угольную 1 -	0,7	1,4			-62	-10	313
ЛЭП	21	48	Отп на Угольную 2 -	0,7	1,4			-70	-9	350
ЛЭП	47	44	Отп на Налдинскую	3,2	7,2			-34	-7	171
ЛЭП	48	44	Отп на Налдинскую	3,2	7,2			-32	-7	164
Тр-р	44	45	Налдинская -	2,7	20,7		0,09	-32	-6	168
Тр-р	44	46	Налдинская -	2,7	20,7		0,09	-32	-6	168
ЛЭП	47	22	Отп на Налдинскую	10,8	20,33	-120,5		-28	-3	143
ЛЭП	48	23	Отп на Налдинскую	9,3	16,5	-110		-37	-1	188
Выкл	45	46	Налдинская НН1 -					0	0	4

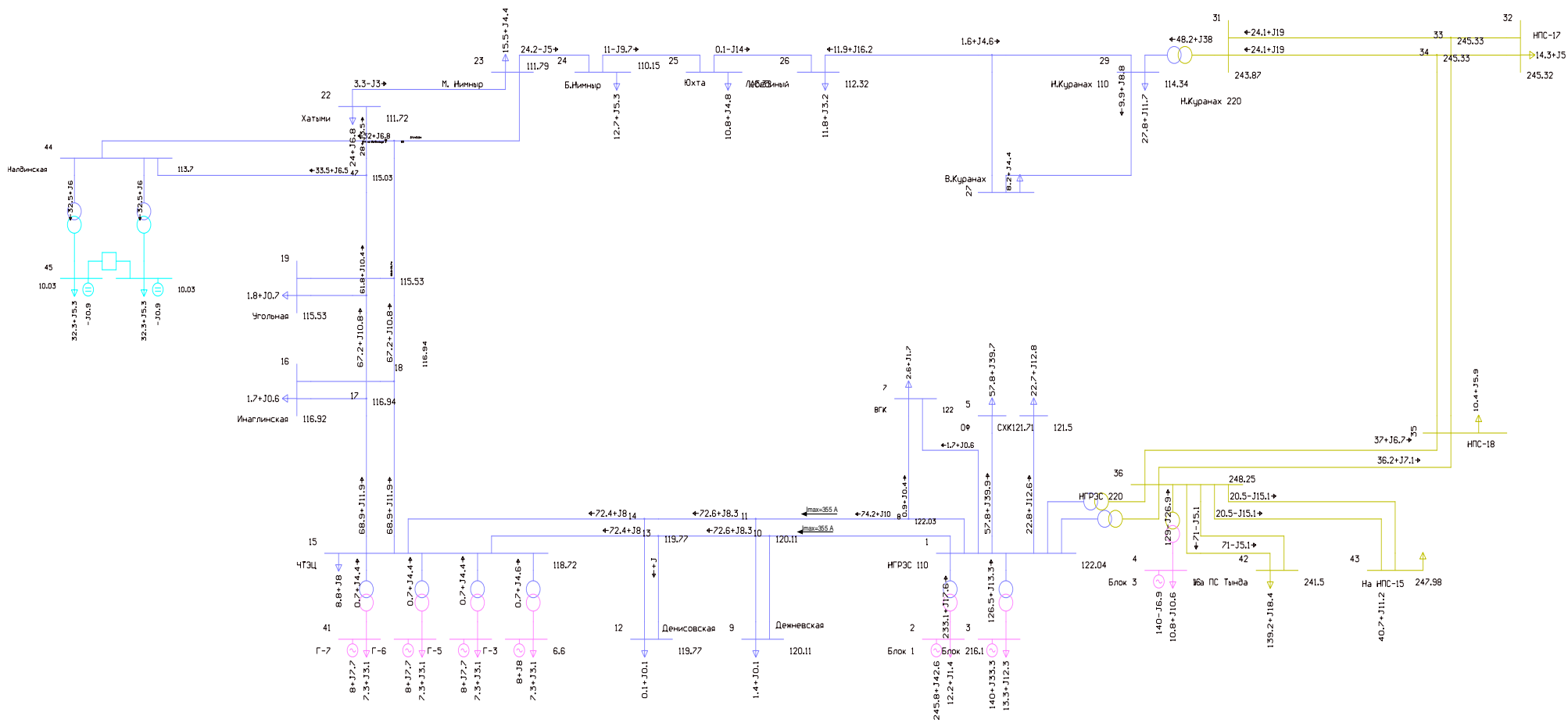


Рисунок 14 – Схема потокораспределения варианта №1 из ПВК RastrWin3

Для расчета аварийного режима выбираем наиболее загруженную линию и отключаем ее. В нашем случае наиболее загруженной ВЛ является Отп. Налдинская 1 - Налдинская

Таблица 13 – «узлы» вариант № 1 из ПВК RastrWin (послеаварийный режим)

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	B ш	V
Нагр	1	НГРЭС 110	110									122,05
База	2	Блок 1	16	12,2	1,4	248,2	42,6	16,1	-65,3	171,8		16,1
Ген	3	Блок 2	16	13,3	12,3	140	33,1	16	-54	164		16
Ген	4	Блок 3	16	10,8	10,6	140	-6,4	16	-54	164		16
Нагр	5	ОФ	110	57,8	39,7							121,72
Нагр	6	СХК	110	22,7	12,8							121,51
Нагр	7	ВГК	110	2,6	1,7							122
Нагр	8	Отп на ВГК	110									122,02
Нагр	9	Дежневская	110	1,4	0,1							118,24
Нагр	10	Отп на Дежневскую 1	110									118,06
Нагр	11	Отп на Дежневскую 2	110									118,43
Нагр	12	Денисовская	110	0,1	0,1							117,93
Нагр	13	Отп на Денисовскую1	110									117,93
Нагр	14	Отп на Денисовскую 2	110									117,94
Нагр	15	ЧТЭС	110	8,8	8							117
Нагр	16	Инаглинская	110	1,7	0,6							115,18
Нагр	17	Отп на Инаглинскую 1	110									115,2
Нагр	18	Отп на Инаглинскую 2	110									115,2
Нагр	19	Угольная	110	1,8	0,7							113,77
Нагр	20	Отп на Угольную 1	110									113,77
Нагр	21	Отп на Угольную 2	110									113,77
Нагр	22	Хатыми	110	24	6,8							109,9
Нагр	23	М. Нимныр	110	15,5	4,4							110,34
Нагр	24	Б.Нимныр	110	12,7	5,3							109,09
Нагр	25	Юхта	110	10,8	4,8							109,49
Нагр	26	Лебединый	110	11,8	3,2							111,74
Нагр	27	В.Куранах	110	8,2	4,4							113,3
Нагр	28	Отп на В.Куранах	110									113,3
Нагр	29	Н.Куранах 110	110	27,8	11,7							113,95
Нагр	31	Н.Куранах 220	220									243,3
Нагр	32	НПС-17	220	14,3	5							244,81
Нагр	33	Отп на НПС17	220									244,82
Нагр	34	Отп на НПС-17 2	220									244,82
Нагр	35	НПС-18	220	10,4	5,9							247,17
Нагр	36	НГРЭС 220	220									248,19
Ген	38	Г-3	6	7,3	3,1	8	10,4	6,6	-3,6	10,5		6,6
Ген	39	Г-5	6	7,3	3,1	8	10	6,6	-3,6	10,5		6,6
Ген	40	Г-6	6	7,3	3,1	8	10	6,6	-3,6	10,5		6,6
Ген	41	Г-7	6	7,3	3,1	8	10	6,6	-3,6	10,5		6,6

Продолжение таблицы 13

Ген	42	На ПС Тында	220	139,2	18,4		-14,4	241,5	-100	-5		241,5
Нагр	43	На НПС-15	220	40,7	11,2							247,91
Нагр	44	Налдинская	110									110,21
Нагр	45	Налдинская НН1	10	32,2	5,2						-9000	9,99
Нагр	46	Налдинская НН2	10	32,2	5,2						-9000	9,99
Нагр	47	Отп на Налдинскую 1	110									112,97
Нагр	48	Отп на Налдинскую 2	110									113,53

Таблица 14 – «ветви» вариант №1 из ПВК RastrWin (послеаварийный режим)

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max
Тр-р	1	2	НГРЭС 110 - Блок 1	0,15	6,32	22,2	0,13	235	17	1117
Тр-р	1	3	НГРЭС 110 - Блок 2	0,15	6,09	71,7	0,13	127	13	602
ЛЭП	1	5	НГРЭС 110 - ОФ	0,15	0,8	-5,7		-58	-40	333
ЛЭП	1	6	НГРЭС 110 - СХК	1,1	3,2	-22,5		-23	-13	124
ЛЭП	1	7	НГРЭС 110 - ВГК	1,32	3,43	-22,8		-2	-1	11
ЛЭП	1	8	НГРЭС 110 - Отп на	0,02	0,04	-0,3		-147	-19	701
ЛЭП	8	7	Отп на ВГК - ВГК	1,35	3,43	-22,8		0	0	4
ЛЭП	1	10	НГРЭС 110 - Отп на	2,41	6,14	-40,9				
ЛЭП	8	11	Отп на ВГК - Отп на	2,39	6,1	-40,6		-147	-18	700
ЛЭП	10	9	Отп на Дежневскую	0,62	1,58	-10,5		30	2	145
ЛЭП	11	9	Отп на Дежневскую	0,62	1,58	-10,5		-31	-2	152
ЛЭП	10	13	Отп на Дежневскую	0,44	1,12	-7,5		-30	-2	145
ЛЭП	11	14	Отп на Дежневскую	0,44	1,12	-7,5		-112	-8	547
ЛЭП	13	12	Отп на	0,02	0,05	-0,3		40	2	198
ЛЭП	14	12	Отп на Денисовскую	0,02	0,05	-0,3		-40	-2	198
ЛЭП	13	15	Отп на	1,37	3,5	-23,3		-70	-4	343
ЛЭП	14	15	Отп на Денисовскую	1,37	3,5	-23,3		-71	-4	349
Тр-р	15	38	ЧТЭЦ - Г-3	2,73	87,82	8,7	0,054	1	7	34
Тр-р	15	39	ЧТЭЦ - Г-5	4,77	91,75	5,9	0,054	1	7	32
Тр-р	15	40	ЧТЭЦ - Г-6	4,7	91,75	5,9	0,054	1	7	32
Тр-р	15	41	ЧТЭЦ - Г-7	4,7	91,7	5,8	0,054	1	7	33
ЛЭП	15	17	ЧТЭЦ - Отп на	2,33	4,4	-27,9		-67	-13	337
ЛЭП	15	18	ЧТЭЦ - Отп на	2,33	4,4	-27,9		-67	-13	337
ЛЭП	17	16	Отп на Инаглинскую	2,02	3,46	-21,5		-1	0	4
ЛЭП	18	16	Отп на Инаглинскую	2,02	3,49	-21,5		-1	0	5
ЛЭП	17	20	Отп на Инаглинскую	1,94	3,33	-20,7		-66	-12	334
ЛЭП	18	21	Отп на Инаглинскую	1,94	3,33	-20,7		-65	-12	333
ЛЭП	20	19	Отп на Угольную 1 -	0,01	0,02	-0,1		27	8	142
ЛЭП	21	19	Отп на Угольную 2 -	0,01	0,02	-0,1		-29	-9	152
ЛЭП	22	23	Хатыми - М.	10,29	17,58	-109,3		0	3	18
ЛЭП	23	24	М. Нимныр -	11,45	19,64	-122,3		-20	5	108
ЛЭП	24	25	Б.Нимныр - Юхта	4,93	8,45	-52,6		-7	10	63
ЛЭП	25	26	Юхта - Лебединый	9,29	15,88	-98,9		4	14	76
ЛЭП	26	28	Лебединый - Отп на	4,06	6,96	-43,3		16	16	116
ЛЭП	28	27	Отп на В.Куранах -	0,02	0,04	-0,3		3	4	29
ЛЭП	28	29	Отп на В.Куранах -	2,34	4,01	-25		12	11	86
ЛЭП	29	27	Н.Куранах 110 -	3,06	4,34	-26,1		-12	-9	75
Тр-р	31	29	Н.Куранах 220 -	1,36	101,64	2,6	0,5	-52	-39	154
ЛЭП	31	33	Н.Куранах 220 - Отп	3,72	16,6	-102,4		26	19	77
ЛЭП	31	34	Н.Куранах 220 - Отп	3,72	16,6	-102,4		26	19	77
ЛЭП	33	32	Отп на НПС-17 1 -	0,13	0,6	-3,7		-7	-3	18
ЛЭП	34	32	Отп на НПС-17 2 -	0,13	0,6	-3,7		-7	-2	18

Продолжение таблицы 14

ЛЭП	33	35	Отп на НПС-17 1 -	7,2	32,17	-198,4		33	16	87
ЛЭП	34	35	Отп на НПС-17 2 -	7,8	32,12	-198,4		33	16	87
ЛЭП	35	36	НПС-18 - НГРЭС	15,8	70,63	-435,5		39	7	101
ЛЭП	35	36	НПС-18 - НГРЭС	16,15	72,17	-445		38	8	99
Тр-р	36	4	НГРЭС 220 - Блок 3	0,65	28,06	24,8	0,065	129	-26	306
ЛЭП	36	42	НГРЭС 220 - На ПС	16,93	75,67	-466,6		-71	5	171
ЛЭП	36	43	НГРЭС 220 - На	15,91	54,31	-341,9		-20	15	59
ЛЭП	36	42	НГРЭС 220 - На ПС	16,93	75,67	-466,6		-71	5	171
ЛЭП	36	43	НГРЭС 220 - На	15,91	54,31	-341,9		-20	15	59
Тр-р	36	1	НГРЭС 220 - НГРЭС	0,61	46,34	8,3	0,5	66	-25	164
Тр-р	36	1	НГРЭС 220 - НГРЭС	0,61	46,34	8,3	0,5	66	-25	164
ЛЭП	20	47	Отп на Угольную 1 -	0,7	1,4			-92	-19	475
ЛЭП	21	48	Отп на Угольную 2 -	0,7	1,4			-36	-2	184
ЛЭП	47	44	Отп на Налдинскую	3,2	7,2			-66	-15	346
ЛЭП	48	44	Отп на Налдинскую	3,2	7,2					
Тр-р	44	45	Налдинская -	2,7	21,7		0,092	-32	-6	173
Тр-р	44	46	Налдинская -	2,7	21,7		0,092	-32	-6	173
ЛЭП	47	22	Отп на Налдинскую	10,85	20,33	-120,5		-25	-3	130
ЛЭП	48	23	Отп на Налдинскую	9,3	16,5	-110		-36	-2	184
Выкл	45	46	Налдинская НН1 -					0	0	9

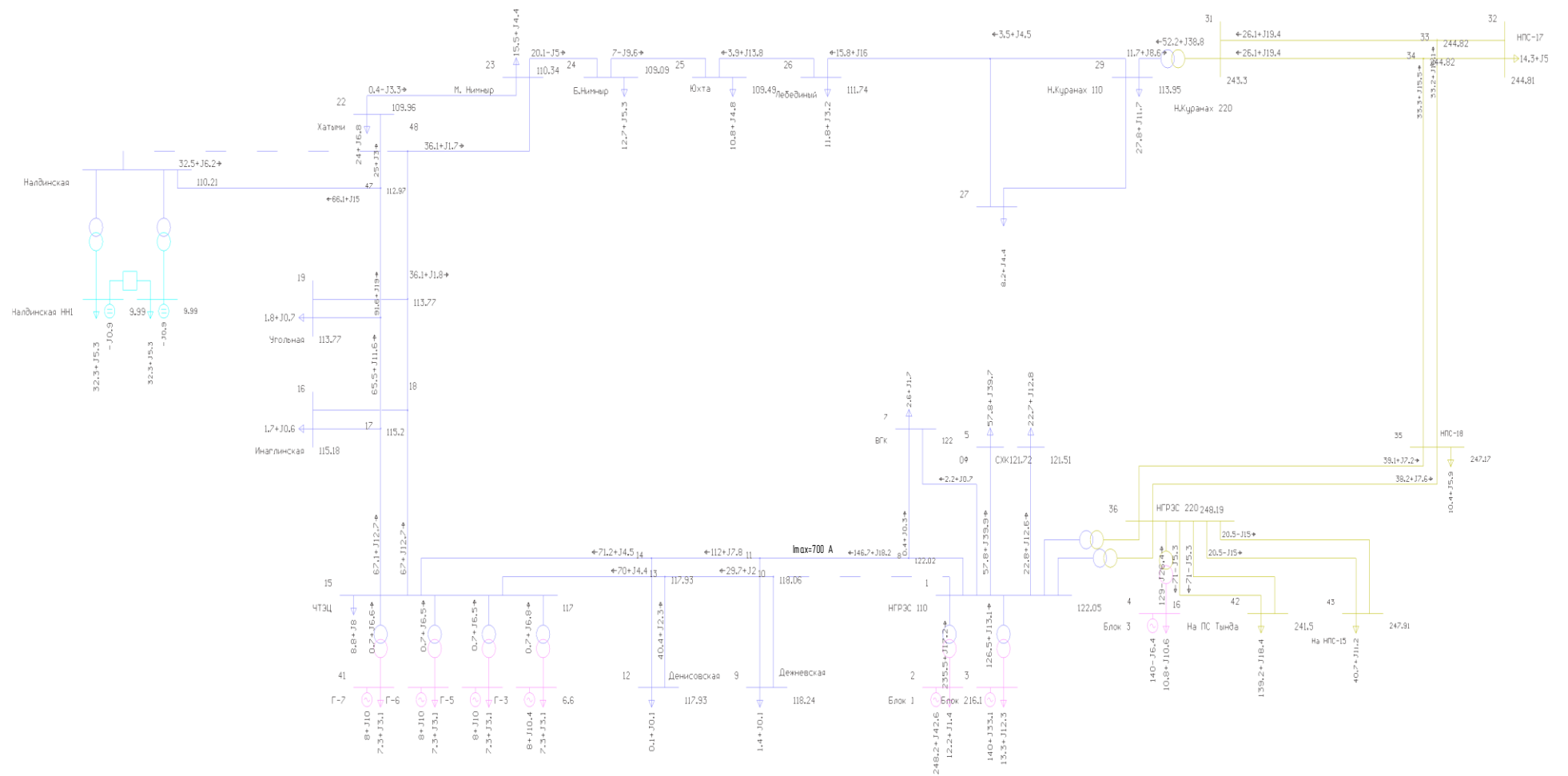


Рисунок 15 – Схема потокораспределения варианта №1 из ПВК RastrWin3 (послеаварийный режим)

Рассмотрим вариант № 2.
Таблица 15 – «узлы» вариант № 2 с ПС «Налдинская» из ПВК RastrWin3

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V
Нагр	1	НГРЭС 110	110								121,39
База	2	Блок 1	16	12,2	1,4	305,2	60,6	16,1	-65,3	171,8	16,1
Ген	3	Блок 2	16	13,3	12,3	140	46,6	16	-54	164	16
Ген	4	Блок 3	16	10,8	10,6	140	23,8	16	-54	164	16
Нагр	5	ОФ	110	57,8	39,7						121,05
Нагр	6	СХК	110	22,7	12,8						120,84
Нагр	7	ВГК	110	2,6	1,7						121,35
Нагр	8	Отп на ВГК	110								121,38
Нагр	9	Дежневская	110	1,4	0,1						120,24
Нагр	10	Отп на Дежневскую 1	110								120,25
Нагр	11	Отп на Дежневскую 2	110								120,25
Нагр	12	Денисовская	110	0,1	0,1						120,04
Нагр	13	Отп на Денисовскую1	110								120,04
Нагр	14	Отп на Денисовскую 2	110								120,04
Нагр	15	ЧТЭЦ	110	8,8	8						119,41
Нагр	16	Инаглинская	110	1,7	0,6						118,31
Нагр	17	Отп на Инаглинскую 1	110								118,33
Нагр	18	Отп на Инаглинскую 2	110								118,33
Нагр	19	Угольная	110	1,8	0,7						117,46
Нагр	20	Отп на Угольную 1	110								117,46
Нагр	21	Отп на Угольную 2	110								117,46
Нагр	22	Хатыми	110	24	6,8						111,51
Нагр	23	М. Нимныр	110	15,4	4,4						109,68
Нагр	24	Б.Нимныр	110	12,7	5,3						105,99
Нагр	25	Юхта	110	12,7	5,6						105,47
Нагр	26	Лебединый	110	13,9	3,8						106,4
Нагр	27	В.Куранах	110	6,2	2,2						107,56
Нагр	28	Отп на В.Куранах	110								107,56
Нагр	29	Н.Куранах 110	110	27,8	11,7						108,02
Нагр	31	Н.Куранах 220	220								230,79
Нагр	32	НПС-17	220	34,3	15						232,1
Нагр	33	Отп на НПС-17 1	220								232,13
Нагр	34	Отп на НПС-17 2	220								232,13
Нагр	35	НПС-18	220	30,4	15,9						235,24
Нагр	36	НГРЭС 220	220	15,2	7,1						244,75
Ген	38	Г-3	6	7,3	3,1	8	7	6,6	-3,6	10,5	6,6
Ген	39	Г-5	6	7,3	3,1	8	6,8	6,6	-3,6	10,5	6,6
Ген	40	Г-6	6	7,3	3,1	8	6,8	6,6	-3,6	10,5	6,6
Ген	41	Г-7	6	7,3	3,1	8	6,8	6,6	-3,6	10,5	6,6
Ген+	42	На ПС Тында	220	139,2	18,4		-5	241,5	-100	-5	239,35
Нагр	43	На НПС-15	220	40,7	11,2						244,4
Нагр	44	Налдинская ВН	220								238,92
Нагр	45	Налдинская НН1	10	32,2	5,2						10,01
Нагр	46	Налдинская НН2	10	32,2	5,2						10,01

Таблица 16 – «ветви» вариант № 2 с ПС «Налдинская» из ПВК RastrWin3

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max
Тр-р	1	2	НГРЭС 110 - Блок 1	0,15	6,32	22,2	0,13	292	22	1394
Тр-р	1	3	НГРЭС 110 - Блок 2	0,15	6,09	71,7	0,13	127	26	615
ЛЭП	1	5	НГРЭС 110 - ОФ	0,15	0,8	-5,7		-58	-40	334
ЛЭП	1	6	НГРЭС 110 - СХК	1,1	3,2	-22,5		-23	-13	125
ЛЭП	1	7	НГРЭС 110 - ВГК	1,32	3,43	-22,8		-2	-1	9
ЛЭП	1	8	НГРЭС 110 - Отп на ВГК	0,02	0,04	-0,3		-49	-4	235
ЛЭП	8	7	Отп на ВГК - ВГК	1,35	3,43	-22,8		-1	0	6
ЛЭП	1	10	НГРЭС 110 - Отп на Дежневскую 1	2,41	6,14	-40,9		-48	-4	230
ЛЭП	8	11	Отп на ВГК - Отп на Дежневскую 2	2,39	6,1	-40,6		-48	-4	230
ЛЭП	10	9	Отп на Дежневскую 1 - Дежневская	0,62	1,58	-10,5		-1	0	3
ЛЭП	11	9	Отп на Дежневскую 2 - Дежневская	0,62	1,58	-10,5		-1	0	3
ЛЭП	10	13	Отп на Дежневскую 1 - Отп на Денисовскую 1	0,44	1,12	-7,5		-47	-3	227
ЛЭП	11	14	Отп на Дежневскую 2 - Отп на Денисовскую 2	0,44	1,12	-7,5		-47	-3	227
ЛЭП	13	12	Отп на Денисовскую 1 - Денисовская	0,02	0,05	-0,3		0	0	0
ЛЭП	14	12	Отп на Денисовскую 2 - Денисовская	0,02	0,05	-0,3		0	0	0
ЛЭП	13	15	Отп на Денисовскую 1 - ЧТЭЦ	1,37	3,5	-23,3		-47	-3	226
ЛЭП	14	15	Отп на Денисовскую 2 - ЧТЭЦ	1,37	3,5	-23,3		-47	-3	226
Тр-р	15	38	ЧТЭЦ - Г-3	2,73	87,82	8,7	0,054	1	4	18
Тр-р	15	39	ЧТЭЦ - Г-5	4,77	91,75	5,9	0,054	1	4	17
Тр-р	15	40	ЧТЭЦ - Г-6	4,7	91,75	5,9	0,054	1	4	17
Тр-р	15	41	ЧТЭЦ - Г-7	4,7	91,7	5,8	0,054	1	4	17
ЛЭП	15	17	ЧТЭЦ - Отп на Инаглинскую 1	2,33	4,4	-27,9		-44	-6	214
ЛЭП	15	18	ЧТЭЦ - Отп на Инаглинскую 2	2,33	4,4	-27,9		-44	-6	214
ЛЭП	17	16	Отп на Инаглинскую 1 - Инаглинская	2,02	3,46	-21,5		-1	0	4
ЛЭП	18	16	Отп на Инаглинскую 2 - Инаглинская	2,02	3,49	-21,5		-1	0	4
ЛЭП	17	20	Отп на Инаглинскую 1 - Отп на Угольную 1	1,94	3,33	-20,7		-43	-6	210
ЛЭП	18	21	Отп на Инаглинскую 2 - Отп на Угольную 2	1,94	3,33	-20,7		-43	-6	210
ЛЭП	20	19	Отп на Угольную 1 - Угольная	0,01	0,02	-0,1		4	2	23
ЛЭП	21	19	Отп на Угольную 2 - Угольная	0,01	0,02	-0,1		-6	-2	33
ЛЭП	21	23	Отп на Угольную 2 - М. Нимныр	21,66	37,15	-	231,2	-36	-4	179
ЛЭП	20	22	Отп на Угольную 1 - Хатыми	11,85	20,33	-	126,5	-47	-8	234
ЛЭП	22	23	Хатыми - М. Нимныр	10,29	17,58	-	109,3	-21	1	108
ЛЭП	23	24	М. Нимныр - Б.Нимныр	11,45	19,64	-	122,3	-39	2	205
ЛЭП	24	25	Б.Нимныр - Юхта	4,93	8,45	-52,6		-25	8	142
ЛЭП	25	26	Юхта - Лебединый	9,29	15,88	-98,9		-12	13	98
ЛЭП	26	28	Лебединый - Отп на В.Куранах	4,06	6,96	-43,3		2	17	90

Продолжение таблицы 16

ЛЭП	28	27	Отп на В.Куранах - В.Куранах	0,02	0,04	-0,3		-2	6	34
ЛЭП	28	29	Отп на В.Куранах - Н.Куранах 110	2,34	4,01	-25		4	10	58
ЛЭП	29	27	Н.Куранах 110 - В.Куранах	3,06	4,34	-26,1		-4	-8	51
Тр-р	31	29	Н.Куранах 220 - Н.Куранах 110	1,36	101,64	2,6	0,5	-37	-34	126
ЛЭП	31	33	Н.Куранах 220 - Отп на НПС-17 1	3,72	16,6	-102,4		18	17	63
ЛЭП	31	34	Н.Куранах 220 - Отп на НПС-17 2	3,72	16,6	-102,4		18	17	63
ЛЭП	33	32	Отп на НПС-17 1 - НПС-17	0,13	0,6	-3,7		-17	-8	47
ЛЭП	34	32	Отп на НПС-17 2 - НПС-17	0,13	0,6	-3,7		-17	-7	46
ЛЭП	33	35	Отп на НПС-17 1 - НПС-18	7,2	32,17	-198,4		35	20	101
ЛЭП	34	35	Отп на НПС-17 2 - НПС-18	7,8	32,12	-198,4		36	19	100
ЛЭП	35	36	НПС-18 - НГРЭС 220	15,8	70,63	-435,5		70	25	182
ЛЭП	35	44	НПС-18 - Налдинская ВН	10,8	54,8			32	9	82
ЛЭП	44	36	Налдинская ВН - НГРЭС 220	10,5	32,4	-445		97	22	240
Тр-р	36	4	НГРЭС 220 - Блок 3	0,65	28,06	24,8	0,065	129	4	304
ЛЭП	36	42	НГРЭС 220 - На ПС Тында	16,93	75,67	-466,6		-71	9	170
ЛЭП	36	43	НГРЭС 220 - На НПС-15	15,91	54,31	-341,9		-20	14	59
ЛЭП	36	42	НГРЭС 220 - На ПС Тында	16,93	75,67	-466,6		-71	9	170
ЛЭП	36	43	НГРЭС 220 - На НПС-15	15,91	54,31	-341,9		-20	14	59
Тр-р	36	1	НГРЭС 220 - НГРЭС 110	0,61	46,34	8,3	0,5	119	-18	285
Тр-р	36	1	НГРЭС 220 - НГРЭС 110	0,61	46,34	8,3	0,5	119	-18	285
Тр-р	44	45	Налдинская ВН - Налдинская НН1	3,2	81		0,042	-32	-6	79
Тр-р	44	46	Налдинская ВН - Налдинская НН2	3,2	81		0,042	-32	-6	79
Выкл	45	46	Налдинская НН1 - Налдинская НН2					0	0	0

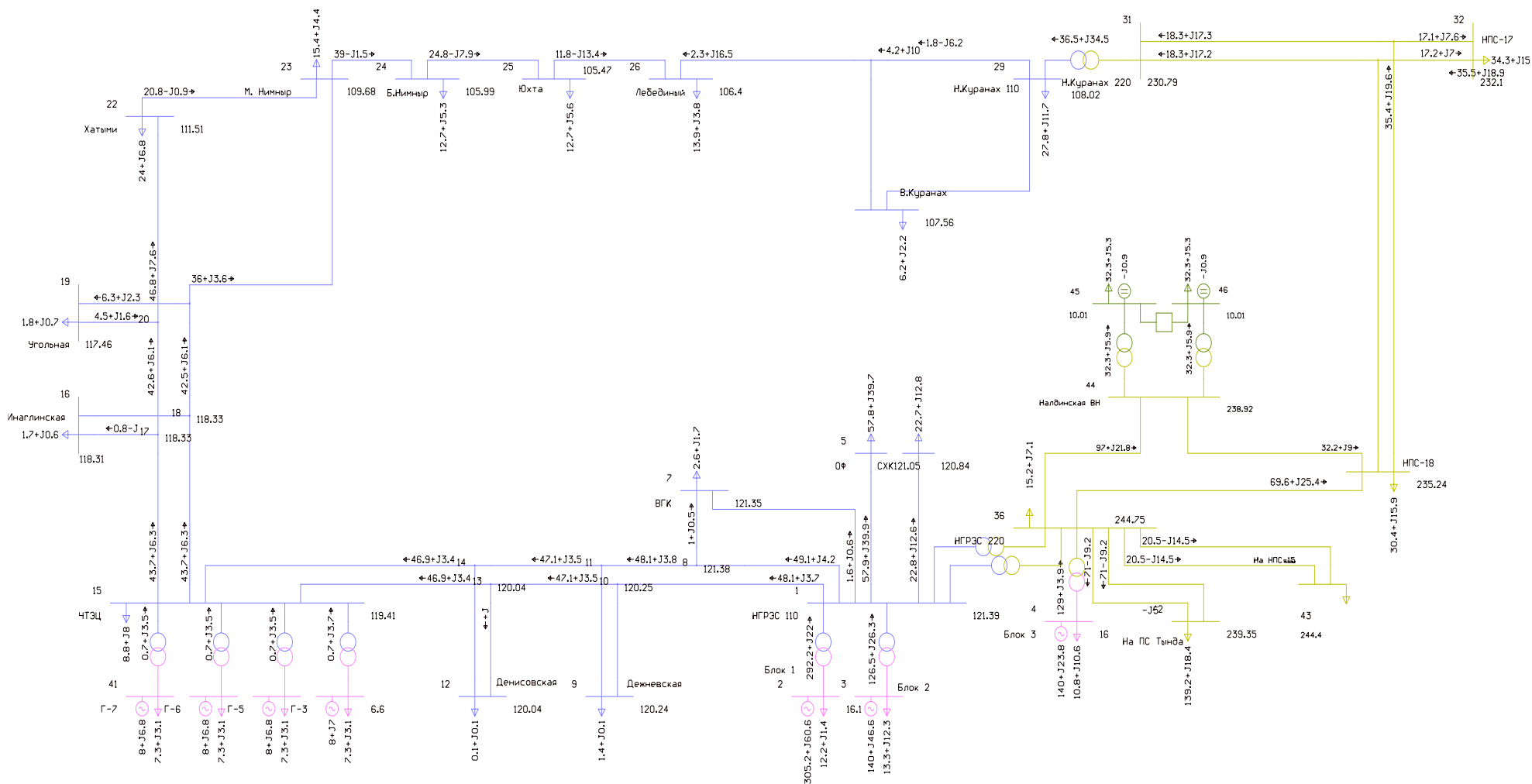


Рисунок 16 – Схема потокораспределения варианта №2 из ПВК RastrWin3

Таблица 17 – «узлы» вариант № 2 из ПВК RastrWin (послеаварийный режим)

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Нагр	1	НГРЭС 110	110								120,59	1,46
Ген	2	Блок 1	16	12,2	1,4	369,5	83,5	16,1	-65,3	171,8	16,1	10,11
Ген	3	Блок 2	16	13,3	12,3	140	62,6	16	-54	164	16	4,41
Ген	4	Блок 3	16	10,8	10,6	140	48,9	16	-54	164	16	-1,38
Нагр	5	ОФ	110	57,8	39,7						120,26	1,3
Нагр	6	СХК	110	22,7	12,8						120,05	1,23
Нагр	7	ВГК	110	2,6	1,7						120,55	1,44
Нагр	8	Отп на ВГК	110								120,58	1,45
Нагр	9	Дежневская	110	1,4	0,1						119,13	0,01
Нагр	10	Отп на Дежневскую 1	110								119,13	0,01
Нагр	11	Отп на Дежневскую 2	110								119,13	0,01
Нагр	12	Денисовская	110	0,1	0,1						118,87	-0,25
Нагр	13	Отп Денисовскую 1	110								118,87	-0,25
Нагр	14	Отп Денисовскую 2	110								118,87	-0,25
Нагр	15	ЧТЭЦ	110	8,8	8						118,07	-1,09
Нагр	16	Инаглинская	110	1,7	0,6						116,57	-2,03
Нагр	17	Отп Инаглинскую 1	110								116,59	-2,02
Нагр	18	Отп Инаглинскую 2	110								116,59	-2,02
Нагр	19	Угольная	110	1,8	0,7						115,41	-2,72
Нагр	20	Отп на Угольную	110								115,41	-2,72
Нагр	21	Отп на Угольную	110								115,41	-2,72
Нагр	22	Хатыми	110	24	6,8						107,72	-7,64
Нагр	23	М. Нимныр	110	15,4	4,4						104,73	-10,46
Нагр	24	Б.Нимныр	110	12,7	5,3						99,14	-17,08
Нагр	25	Юхта	110	12,7	5,6						98,14	-19,61
Нагр	26	Лебединый	110	13,9	3,8						98,65	-23,47
Нагр	27	В.Куранах	110	6,2	2,2						99,79	-24,64
Нагр	28	Отп на В.Куранах	110								99,79	-24,64
Нагр	29	Н.Куранах 110	110	27,8	11,7						100,24	-24,94
База	31	Н.Куранах 220	220			-43,6	54,8				220,21	-22,4
Нагр	32	НПС-17	220	34,3	15						220,1	-21,76
Нагр	33	Отп на НПС-17 1	220								220,13	-21,74
Нагр	34	Отп на НПС-17 2	220								220,13	-21,74
Нагр	35	НПС-18	220	30,4	15,9						220,76	-19,82
Нагр	36	НГРЭС 220	220	15,2	7,1						241,89	-4,84
Ген	38	Г-3	6	7,3	3,1	8	8,9	6,6	-3,6	10,5	6,6	-0,9
Ген	39	Г-5	6	7,3	3,1	8	8,6	6,6	-3,6	10,5	6,6	-0,94
Ген	40	Г-6	6	7,3	3,1	8	8,6	6,6	-3,6	10,5	6,6	-0,93
Ген	41	Г-7	6	7,3	3,1	8	8,6	6,6	-3,6	10,5	6,6	-0,93
Ген+	42	На ПС Тында	220	139,2	18,4		-5	241,5	-100	-5	236,29	-10,15
Нагр	43	На НПС-15	220	40,7	11,2						241,48	-6
Нагр	44	Налдинская ВН	220								214,65	-23,97
Нагр	45	Налдинская НН1	10	32,2	2,2						10,06	-27,21
Нагр	46	Налдинская НН2	10	32,2	5,2						10,06	-27,21

Таблица 18 – «ветви» вариант № 2 из ПВК RastrWin (послеаварийный режим)

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max
Тр-р	1	2	НГРЭС 110 - Блок 1	0,15	6,32	22,2	0,13	356	26	1709
Тр-р	1	3	НГРЭС 110 - Блок 2	0,15	6,09	71,7	0,13	127	42	638
ЛЭП	1	5	НГРЭС 110 - ОФ	0,15	0,8	-5,7		-58	-40	337
ЛЭП	1	6	НГРЭС 110 - СХК	1,1	3,2	-22,5		-23	-13	125
ЛЭП	1	7	НГРЭС 110 - ВГК	1,32	3,43	-22,8		-2	-1	9
ЛЭП	1	8	НГРЭС 110 - Отп на ВГК	0,02	0,04	-0,3		-62	-6	299
ЛЭП	8	7	Отп на ВГК - ВГК	1,35	3,43	-22,8		-1	0	6
ЛЭП	1	10	НГРЭС 110 - Отп на Дежневскую 1	2,41	6,14	-40,9		-61	-5	295
ЛЭП	8	11	Отп на ВГК - Отп на Дежневскую 2	2,39	6,1	-40,6		-61	-5	295
ЛЭП	10	9	Отп на Дежневскую 1 Дежневская	0,62	1,58	-10,5		-1	0	3
ЛЭП	11	9	Отп на Дежневскую 2 Дежневская	0,62	1,58	-10,5		-1	0	3
ЛЭП	10	13	Отп на Дежневскую 1 Отп на Денисовскую 1	0,44	1,12	-7,5		-60	-4	292
ЛЭП	11	14	Отп на Дежневскую 2 Отп на Денисовскую 2	0,44	1,12	-7,5		-60	-4	292
ЛЭП	13	12	Отп на Денисовскую 1 Денисовская	0,02	0,05	-0,3		0	0	0
ЛЭП	14	12	Отп на Денисовскую 2 Денисовская	0,02	0,05	-0,3		0	0	0
ЛЭП	13	15	Отп на Денисовскую 1 ЧТЭЦ	1,37	3,5	-23,3		-60	-4	291
ЛЭП	14	15	Отп на Денисовскую 2 ЧТЭЦ	1,37	3,5	-23,3		-60	-4	291
Тр-р	15	38	ЧТЭЦ - Г-3	2,73	87,82	8,7	0,054	1	5	27
Тр-р	15	39	ЧТЭЦ - Г-5	4,77	91,75	5,9	0,054	1	5	26
Тр-р	15	40	ЧТЭЦ - Г-6	4,7	91,75	5,9	0,054	1	5	26
Тр-р	15	41	ЧТЭЦ - Г-7	4,7	91,7	5,8	0,054	1	5	26
ЛЭП	15	17	ЧТЭЦ - Отп на Инаглинскую 1	2,33	4,4	-27,9		-56	-10	281
ЛЭП	15	18	ЧТЭЦ - Отп на Инаглинскую 2	2,33	4,4	-27,9		-56	-10	281
ЛЭП	17	16	Отп на Инаглинскую 1 Инаглинская	2,02	3,46	-21,5		-1	0	4
ЛЭП	18	16	Отп на Инаглинскую 2 Инаглинская	2,02	3,49	-21,5		-1	0	5
ЛЭП	17	20	Отп на Инаглинскую 1 Отп на Угольную 1	1,94	3,33	-20,7		-55	-9	277
ЛЭП	18	21	Отп на Инаглинскую 2 Отп на Угольную 2	1,94	3,33	-20,7		-55	-9	277
ЛЭП	20	19	Отп на Угольную 1 Угольная	0,01	0,02	-0,1		4	2	24
ЛЭП	21	19	Отп на Угольную 2 Угольная	0,01	0,02	-0,1		-6	-2	33
ЛЭП	21	23	Отп на Угольную 2 - Инаглинская Нимныр	21,66	37,15	-231,2		-48	-6	246
ЛЭП	20	22	Отп на Угольную 1 Хатыми	11,85	20,33	-126,5		-59	-11	301

Продолжение таблицы 18

ЛЭП	22	23	Хатыми - М. Нимныр	10,29	17,58	-109,3		-32	0	171
ЛЭП	23	24	М. Нимныр - Б.Нимныр	11,45	19,64	-122,3		-60	2	331
ЛЭП	24	25	Б.Нимныр - Юхта	4,93	8,45	-52,6		-44	13	264
ЛЭП	25	26	Юхта - Лебединый	9,29	15,88	-98,9		-30	20	210
ЛЭП	26	28	Лебединый - Отп В.Куранах	4,06	6,96	-43,3		-15	25	167
ЛЭП	28	27	Отп на В.Куранах В.Куранах	0,02	0,04	-0,3		-9	10	81
ЛЭП	28	29	Отп на В.Куранах Н.Куранах 110	2,34	4,01	-25		-5	14	87
ЛЭП	29	27	Н.Куранах 110 В.Куранах	3,06	4,34	-26,1		3	-12	76
Тр-р	31	29	Н.Куранах 220 Н.Куранах 110	1,36	101,64	2,6	0,5	-20	-43	124
ЛЭП	31	33	Н.Куранах 220 - Отп НПС-17 1	3,72	16,6	-102,4		32	-6	88
ЛЭП	31	34	Н.Куранах 220 - Отп НПС-17 2	3,72	16,6	-102,4		32	-6	88
ЛЭП	33	32	Отп на НПС-17 1 - НПС 17	0,13	0,6	-3,7		-17	-8	50
ЛЭП	34	32	Отп на НПС-17 2 - НПС 17	0,13	0,6	-3,7		-17	-7	48
ЛЭП	33	35	Отп на НПС-17 1 - НПС 18	7,2	32,17	-198,4		49	-3	132
ЛЭП	34	35	Отп на НПС-17 2 - НПС 18	7,8	32,12	-198,4		49	-4	132
ЛЭП	35	36	НПС-18 - НГРЭС 220	15,8	70,63	-435,5		195	7	509
ЛЭП	35	44	НПС-18 - Налдинская В	10,8	54,8			-65	-14	175
ЛЭП	44	36	Налдинская ВН - НГРЭС 220	10,5	32,4	-445				
Тр-р	36	4	НГРЭС 220 - Блок 3	0,65	28,06	24,8	0,065	129	28	315
ЛЭП	36	42	НГРЭС 220 - На П Тында	16,93	75,67	-466,6		-71	8	172
ЛЭП	36	43	НГРЭС 220 - На НПС-1	15,91	54,31	-341,9		-20	14	59
ЛЭП	36	42	НГРЭС 220 - На П Тында	16,93	75,67	-466,6		-71	8	172
ЛЭП	36	43	НГРЭС 220 - На НПС-1	15,91	54,31	-341,9		-20	14	59
Тр-р	36	1	НГРЭС 220 - НГРЭС 11	0,61	46,34	8,3	0,5	138	-14	331
Тр-р	36	1	НГРЭС 220 - НГРЭС 11	0,61	46,34	8,3	0,5	138	-14	331
Тр-р	44	45	Налдинская ВН Налдинская НН1	3,2	81		0,047	-32	-5	87
Тр-р	44	46	Налдинская ВН Налдинская НН2	3,2	81		0,047	-32	-5	87
Выкл	45	46	Налдинская НН1 Налдинская НН2					0	-1	86

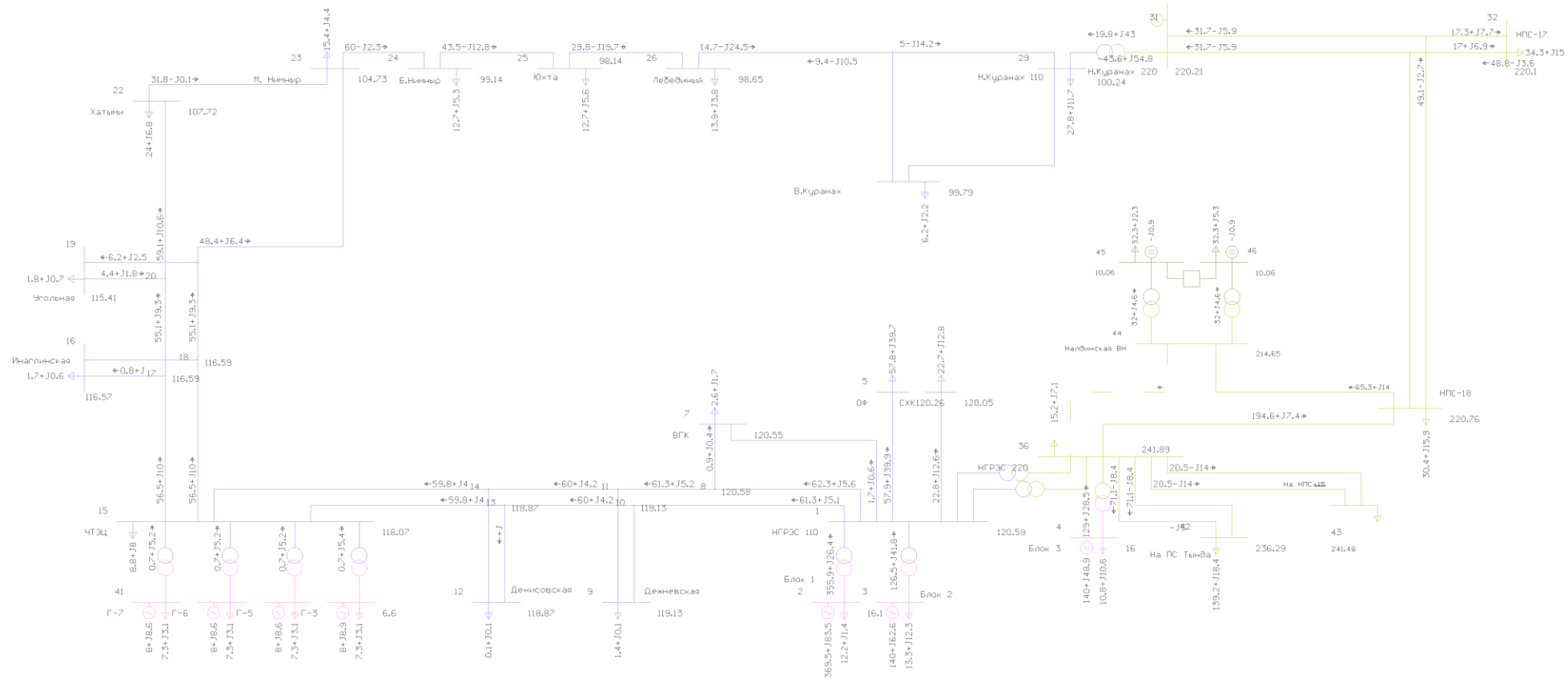


Рисунок 17 – Схема потокораспределения варианта №2 из ПВК RastrWin3 (послеаварийный режим)

После проведения подробного анализа конкурентоспособных вариантов в ПВК RastrWin3, можно сделать следующие выводы:

1. В варианте № 1 при подключении нагрузки 61,6 МВт происходит перегрузка всей сети в целом. Нужно оценить перетоки мощности на головном участке Чульманская ТЭЦ – Нерюнгринская ГРЭС. В нормальном режиме протекают токи близкие к значению 370 А, близким к длительно допустимому току АС-120. В аварийном режиме при отключении одной линии ЧТЭЦ-НГРЭС в таком режиме по оставшейся в работе линии ток равен 700 А. Это превышает длительно допустимый ток на 112%, тем самым в данном варианте придется реконструировать данный участок, а именно производить строительство третьей линии ЛЭП ЧТЭЦ - НГРЭС и добавить по ячейке в каждое ОРУ.

2. При подключении варианта №2 в рассечку между Нерюнгринской ГРЭС – НПС 18 нужно произвести разрезание действующей линии и строительство захода на вновь возводимую подстанцию 220 кВ «Налдинская». Таблица 19 – Объем реконструкций сети для двух вариантов (с учетом расчета режима)

	Вариант №1	Вариант №2
Объем реконструкций сети	- 2х ТРДН-63000/110 УХЛ1 - 2х ЛЭП АС-120 Отп. Налдинская – ПС Налдинская 8,7 км - 2х ЛЭП АС-120 ЧТЭЦ - Налдинская 15,2 км - 1х ЛЭП АС-185 ЧТЭЦ – НГРЭС 26,9 км	- 2х ТРДН-63000/220 УХЛ1 - 2х ЛЭП АС-240 Заход-выход от НГРЭС – НПС 18 10,16 км

4.1 Выбор сечения проводов

После расчета и анализа расчета установившихся режимов в ПВК RastrWin3 нужно произвести выбор сечения проводов

Т.к. сеть сложно замкнутая, то провода выбираем по действующему сечению и марки провода.

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

Сечения проводов выбираются должны так, чтобы они соответствовали оптимальному соотношению между капитальными затратами на сооружение линий сети, растущими с увеличением сечения проводов, и расходами, связанными с потерями энергии, уменьшающимися при увеличении сечений проводов.

На сегодняшний день выбор сечения проводов воздушных ЛЭП происходит по методу экономических токовых интервалов. Расчётный ток текущий по линии определяется по выражению:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max} \quad (16)$$

где α_i – коэффициент учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации (принимается равным 1,05 для ЛЭП 110 – 220 кВ);

α_T – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки T_{\max} и коэффициента попадания в максимум энергосистемы. Значение α_T принимается равным 1.

I_{\max} – максимальный ток протекающий по линии.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \quad (17)$$

где P_{ij} – поток активной мощности текущей по линии в зимний максимум;
 Q_{ij} – поток реактивной мощности текущей по линии в зимний максимум,
 $n_{ц}$ – количество цепей;
 $U_{ном}$ - номинальное напряжение, кВ.

Подробный расчёт приведен в приложении А.

После расчета составим таблицы с сечениями линий.

Таблица 20 - Сечения линий в схеме №1

Участок	$U_{ном}$ кВ	Кол-во цепей	Марка провода
ЧТЭЦ – Отп. Налдинская	110	2	АС-120
Отп. Налдинская – ПС Налдинская	110	2	АС-120
ЧТЭЦ – НГРЭС	110	1	АС-185

Таблица 21 - Сечения линий в схеме №2

Участок	$U_{ном}$ кВ	Кол-во цепей	Марка провода
НПС-18 - Налдинская	220	1	АС-240
Налдинская ВН – НГРЭС	220	1	АС-240

Проверку проводов проведем в программе RastrWin3.

Проверка проводов производится по анализу токовой загрузки ЛЭП в послеаварийном режиме

Таблица – 22 Токовая загрузка ЛЭП варианта №1 (послеаварийный режим)

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_расч	I/I_dop
20	47	Отп на Угольную 1 - Отп на Налдинскую 1	475	475	390.0	121.8
21	48	Отп на Угольную 2 - Отп на Налдинскую 2	196	196	390.0	50.3
47	44	Отп на Налдинскую 1 - Налдинская	341	341	390.0	87.6

При отключении одной линии Отп.Налдинская 2- Налдинская ток, текущий по линии Отп.Угольная 1 – Отп.Налдинская 1 превышает длительно допустимый порог. В данном варианте к объему реконструкции прибавится замена провода АС-120 на провод АС-240. Можно окончательно убедиться, что данный вариант нам не подходит из-за большого количества реконструкций и больших затрат.

Таблица23 - Токовая загрузка ЛЭП варианта №2 (послеаварийный режим)

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_расч	I/I_доп
35	36	НПС-18 - НГРЭС 220	509	503	710.0	71.7
35	44	НПС-18 - Налдинская ВН	175	175	710.0	24.6

В варианте №2 произвели отключение одной линии НГРЭС – Налдинская ВН. Все остальные сечения не превышают длительно допустимый ток.

Провода прошли проверку.

Таким образом проведены расчеты установившихся режимов и сделаны следующие выводы:

- В варианте №1 необходимо произвести большое количество реконструкций. Так как на головном участке при послеаварийном режиме требуется добавить одну ВЛЭП и по одной ячейке на ЧТЭЦ и НГРЭС.

- В варианте №2 при подключении ПС «Налдинская» в рассечку в ЛЭП НГРЭС - НПС-18, потребуется реконструкция сети, а именно подключение линий от ВЛЭП 220 кВ, до проектируемой подстанции.

5 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Для того чтобы окончательно выбрать из двух конкурентноспособных вариантов один, был произведен экономический расчет.

5.1 Определение капиталовложений

В данном проекте проведен полный расчет выбранного варианта.

Капитальные вложения – расходы на строительство энергетического объекта.

Расчет общих капитальных вложений электросети производится по формуле:

$$K = K_{ПС} + K_{Л}, \quad (18)$$

где $K_{ПС}$ - капиталовложения на сооружение подстанций,

$K_{Л}$ - капиталовложения на сооружение линий электропередач.

Капиталовложения на подстанции зависят от значения номинального напряжения сети, схемы электрических соединений (на напряжениях 35—220кВ), вида отключающего оборудования на ВН (выключатели, отделители в комплекте с короткозамыкателями), количества и мощности устанавливаемых трансформаторов.

$$K_{ПС} = K_{пост} + K_{ору} + K_{ку} + K_{тр}, \quad (19)$$

где $K_{ору}$ - капиталовложения на сооружение распределительных устройств, тыс. р.

$K_{ку}$ - капиталовложения на установку компенсирующих устройств, тыс. р

$K_{тр}$ - капиталовложения на покупку и монтаж силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, тыс. р.

$K_{пост}$ - постоянные затраты, такие как: стоимость земли, на которой будет производиться строительство ПС, благоустройство этой земли, все постройки на территории подстанции, заземления, средства пожарной безопасности, экологическое устройство.

Капиталовложения на сооружение воздушных ЛЭП зависят от значения номинального напряжения, марки провода, материала, использованного при изготовлении провода и типа опор (одноцепные, двухцепные). В данные капитальные вложения входят затраты на изыскательные работы, организацию подготовительных работ по трассе, покупка опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, ОПН, приобретение кабелей, кабельных муфт, затраты на транспортировку, монтаж линии.

$$K_{ЛЭП} = \kappa_{уд} \cdot l, \quad (20)$$

где $\kappa_{уд}$ - удельная стоимость одного километра сооружения воздушной линии, тыс. руб./км.

l - длина линии, км.

Итоги расчета (приложение Б) сведём в таблицу 24.

Таблица 24 – Капитальные вложения

Схема	$K_{ПС}$, тыс. руб.	$K_{ЛЭП}$, тыс. руб.	K , тыс. руб.
1	390863	40726	431589
2	277430	15532.08	292962,08

Расчет произведен в ценах 2000 г. при коэффициенте инфляции равном 5,2.

5.2 Определение эксплуатационных издержек

Затраты на обслуживание и починку электрического оборудования, рассчитываются по формуле:

$$I_{\text{экс}} = \sum a_{\text{экс}} \cdot K, \quad (21)$$

где $a_{\text{экс}}$ - ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание сети,
 $a_{\text{аммс}} = 5.25\%$, $a_{\text{амвлэн}} = 0.65\%$.

Амортизационные отчисления содержат в себе средства, которые служат для замены изношенного и морально устаревшего оборудования, стоимость капитального ремонта.

Расчет данных отчислений производится по выражению:

$$I_A = \frac{K}{T_{\text{сл}}}, \quad (22)$$

где $T_{\text{сл}}$ - срок службы оборудования, в проекте принято $T_{\text{сл}} = 20$ лет.

Затраты на транспортировку электроэнергии считаются по формуле:

$$I_{\Delta W} = c_{\Delta W} \cdot \Delta W, \quad (23)$$

$c_{\Delta W}$ - удельная стоимость потерь электроэнергии, согласно федеральной службы по тарифам на 1 января 2017 г равна 1,5 тыс. руб./Мвт·ч.

ΔW - потери электроэнергии в элементах сети, используются из ПВК RastrWin3.

Таблица 25 – Эксплуатационные издержки

Вид издержек	Схема № 1	Схема № 2
$I_{\text{ам}}$, тыс. руб.	28256.56	19120.586
$I_{\Delta W}$ тыс. руб.	1283.593	983.593

5.3 Определение среднегодовых эквивалентных расходов

Среднегодовые эквивалентные годовые расходы определяются по формуле:

$$Z_{cp} = E \cdot K + I, \quad (24)$$

где K - капиталовложения в строительство сети, тыс.руб.,

I - эксплуатационные издержки, тыс. руб.,

- норматив дисконтирования, определяется ставкой рефинансирования, равен 10 %.

Для выбранной схемы:

$$Z_{cp1} = 1119462.509 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{cp2} = 765351.065 \text{ тыс. руб.}$$

Как видно из приведенных выражений, строительство сети по схеме № 2 является наиболее выгодным.

6 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Принята типовая схема РУ 220 кВ №220-7 «четырёхугольник». Распределительное устройство 10 кВ согласно ТУ выполняется по схеме №10-1 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Работа электрической сети напряжением 220 кВ предусматривается с эффективно-заземленной нейтралью. Сеть 10 кВ – с изолированной нейтралью.

Схема «четырёхугольника» используется на проходных подстанциях с двухсторонним питанием по двум линиям. Данная схема требует четыре ячейки выключателей на четыре присоединения (два трансформатора и две линии), занимает минимальные отчуждаемые площади. Схема «четырёхугольника» относится к кольцевому виду схем – выключатели соединяются между собой образуя кольцо.

Трансформаторы подключаются к двум источникам питания через развилку выключателей, что является дополнительным преимуществом схемы в ремонтных и послеаварийных режимах. При отказе любого выключателя сохраняется транзит мощности через сторону высшего напряжения и питание силовых трансформаторов.

Схема «четырёхугольника» является более надежной схемой по сравнению с альтернативными схемами «мостика», в которых при отказе «среднего» выключателя возможно полное погашение распределительного устройства.

На рисунке 18 представлена схема четырёхугольника (квадрата). Эта схема экономична (четыре выключателя на четыре присоединения), позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя без нарушения работы ее элементов. Схема обладает высокой надежностью. Отключение всех присоединений маловероятно, оно может произойти при совпадении ревизии одного из выключателей, напр. Q1, повреждении линии W2 и отказе выключателя во второй цепи Q4. В цепях присоединений линий разъединителей не устанавливаются, что упрощает

конструкцию ОРУ. При ремонте линии W2 отключают выключатели Q3, Q4 и разъединители, установленные в сторону линий. Связь оставшихся в работе присоединений W1, T1 и T2 осуществляется через выключатели Q1, Q2. Если в этот период повредится T1, то отключится выключатель Q2, второй трансформатор и линия W1 останутся в работе, но транзит мощности будет нарушен.

Распределительное устройство 10 кВ, выполняется по типовой схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин» в комплектном блочно-модульном здании, совмещенном с общеподстанционным пунктом управления. Схема с одной системой шин позволяет широко использовать комплектные распределительные устройства (КРУ), имеющие ячейки с выключателями, установленными на выкатных тележках, что снижает стоимость монтажа, позволяет широко применять механизацию, уменьшает время сооружения электроустановки и позволяет эффективно их эксплуатировать и ремонтировать (Рисунок 19).

При использовании ячеек КСО источники питания и линии 6-10 кВ присоединяются к сборным шинам с помощью выключателей и разъединителей. На каждую цепь необходим один выключатель, который служит для отключения и включения этой цепи в нормальных и аварийных режимах. При необходимости отключения линии W1 достаточно отключить выключатель Q1. Если выключатель Q1 выводится в ремонт, то после его отключения отключают разъединители: сначала линейный QS1, а затем шинный QS2.

Таким образом, операции с разъединителями необходимы только при выводе присоединения в целях обеспечения безопасного производства работ. Вследствие однотипности и простоты операций с разъединителями аварийность из-за неправильных действий с ними дежурного персонала мала, что относится к достоинствам рассматриваемой схемы. Достоинствами схемы также являются простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность.

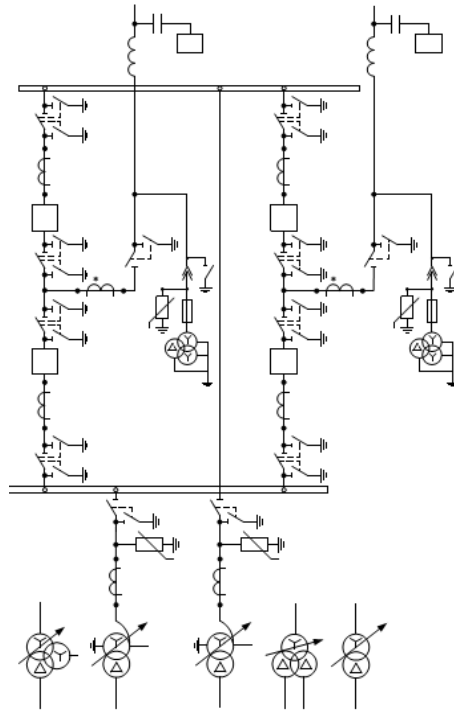


Рисунок 18 – Схема «Четырехугольник»

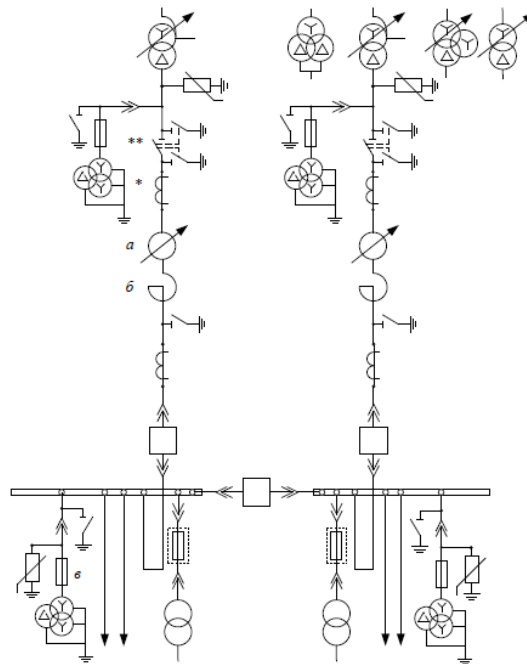


Рисунок 19 – Одна рабочая, секционированная выключателем система

ШИН

7 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ И РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

7.1 Расчет токов короткого замыкания

7.1.1 Описание программного комплекса для расчета ТКЗ

Расчет токов КЗ произведен при помощи ПК «Бриз» АРМ СРЗА. Программа расчета токов КЗ по месту повреждения для каждого из заданных узлов производит два вида расчётов: расчёт при трёхфазном металлическом КЗ в узле (ABC) и расчёт при однофазном металлическом КЗ в узле (A0). Узлы для расчёта задаются в приказе УЗЕЛ-КЗ. Узлы задаются двумя способами. Перечисление через пробел отдельных узлов сети и записью диапазона: УЗ1-УЗ2. Число узлов в задании не ограничено.

Стартовать расчет токов КЗ по месту повреждения можно двумя способами: Расчёт (F6) или Расчёт с сортировкой и расчёт без сортировки (в меню поля чертежа и в меню панели задания). В первом случае (с сортировкой) узлы будут выводиться в протокол в порядке возрастания номеров. Во втором случае (без сортировки) узлы будут выводиться в протокол в порядке заданном в задании при перечислении номеров узлов.

Разработано несколько форматов печати выходного документа. Формат задаётся в приказе ПЕЧАТЬ. В информационном поле приказа задается номер формата печати выходного документа -1,11,111 2, 3, 4 или 5. Формат печати 1,11 соответствует таблице, в которой выдаются для трёхфазного КЗ I_1 для каждой ветви первого пояса и суммарная величина, для однофазного КЗ I_1 , I_2 и $3I_0$ для каждой ветви первого пояса и суммарная величина. В формате печати 11 дополнительно печатаются в полярной форме суммарные сопротивления Z_1, Z_2, Z_0 . Формат печати 111 соответствует таблице, в которой выдаётся информация только по узлам. Формат печати 2 – для проверки аппаратуры. В таблице для трёхфазного и однофазного КЗ выдаётся ток фазы А в кА при КЗ на шинах и за выключателем. Ток выдаётся для каждой ветви первого пояса и

суммарная величина при КЗ на шинах. И наконец в третьем, четвертом и пятом форматах печати (аналогично 1, 2 и 111 форматам) результаты выдаются в таблицу Excel.

При формировании подрежима можно использовать все приказы, используемые в программе расчёта токов короткого замыкания.

Разработка предназначена для служб, занимающихся расчетами уставок релейной защиты в энергосистемах и ОДУ, для организаций, занимающихся проектированием и выбором оборудования и устройств релейной защиты и автоматики для электросетевых объектов.

Используя меню узла можно составить задание для расчёта ТКЗ-МП.

Меню узла состоит из следующих пунктов:

«Узел хххх: В список УЗЕЛ-КЗ» - указанный узел записать в список узлов для расчёта ТКЗ-МП в приказ УЗЕЛ-КЗ редактора заданий, для промежуточных узлов пункт меню не активен;

«Узел хххх: Открыть панель первого пояса» - открывается окно со списком ветвей подходящих к этому узлу. Список содержит информацию об электрических параметрах и о том какие ветви и узлы не нарисованы на чертеже;

Используя меню ветви можно составить подрежим для расчёта ТКЗ-МП.

Меню ветви содержит следующие пункты:

«ОТКЛЮЧЕНИЕ и заземление элемента N=хх»;

«ОТКЛЮЧЕНИЕ без заземления элемента N=хх»;

«ОТКЛЮЧЕНИЕ без заземления ветви р,Уз1-Уз2» - пункт меню содержит подменю из 3-х пунктов детализирующих вид отключения (с двух сторон, со стороны Уз1 узла, со стороны Уз2 узла);

«ОТКЛЮЧЕНИЕ и заземление ветви р,Уз1-Уз2» - пункт меню содержит подменю из 3-х пунктов детализирующих вид отключения (с двух сторон, со стороны Уз1 узла, со стороны Уз2 узла);

«ВКЛЮЧЕНИЕ ШСВ р,Уз1-Уз2».

7.1.2 Результаты расчета ТКЗ

На рисунках 20 и 21 представлена расчетная схема замещения участка сети составленная в ПК «Бриз» АРМ СРЗА. При расчете используется вся ЭС Амурской области. Параметры схемы замещения занесены табличным способом. Расчет параметров схемы замещения вновь вводимых объектов представлен ниже.

На рисунке 22 изображена таблица параметров ВЛ 220 кВ НГРЭС – Налдинская. На рисунке 23 изображена таблица параметров ВЛ 220 кВ Налдинская – НПС-18.

На рисунке 24 изображена таблица параметров трансформаторов.

Сопротивления обмоток трансформатора определяются по формуле:

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{номТ}}, \quad (25)$$

где U_k - напряжение короткого замыкания;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение трансформатора;

$S_{номТ}$ - номинальная мощность трансформатора.

$$X_T = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{230^2}{25} = 243,3 \text{ Ом}$$

Сопротивления ВЛ определяются по формулам:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot L_{ВЛ} \quad (26)$$

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot L_{ВЛ} \quad (27)$$

где x_0 - удельное реактивное сопротивление провода;

r_0 - удельное активное сопротивление провода;

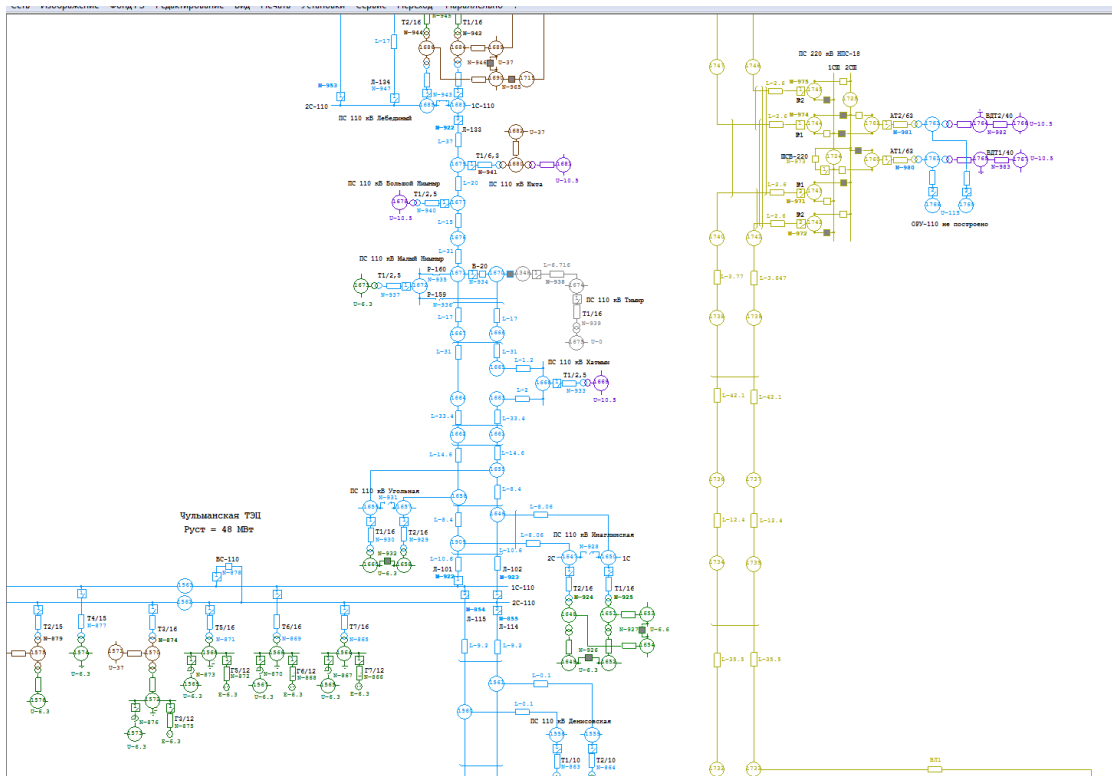


Рисунок 20 – Схема замещения сети в ПВК АРМ СРЗА

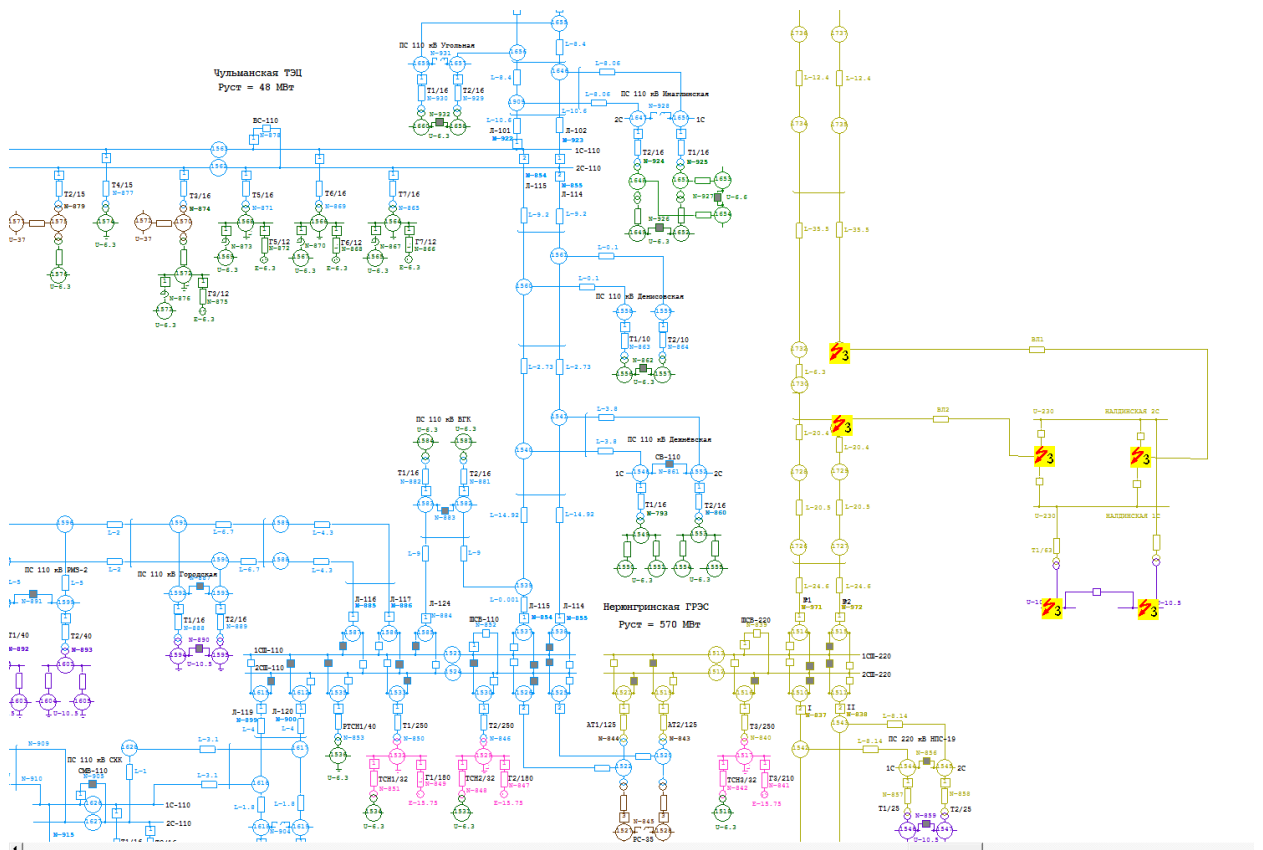


Рисунок 21 – Схема замещения сети в ПВК АРМ СРЗА

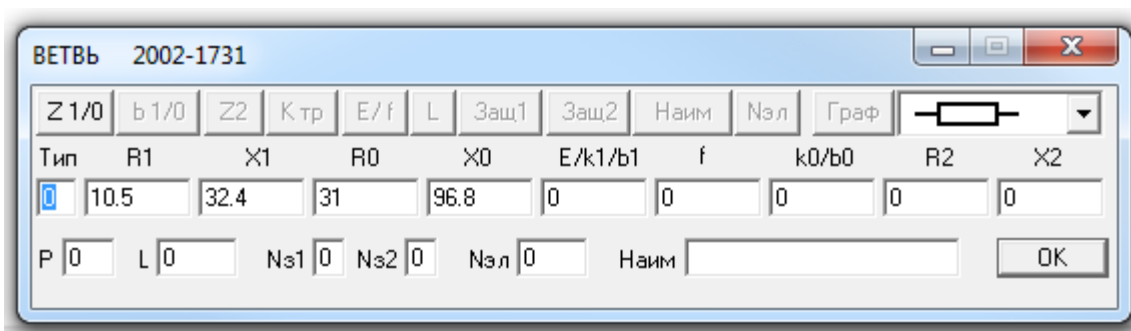


Рисунок 22 – Занесение параметров ВЛ 220 кВ НГРЭС – Налдинская

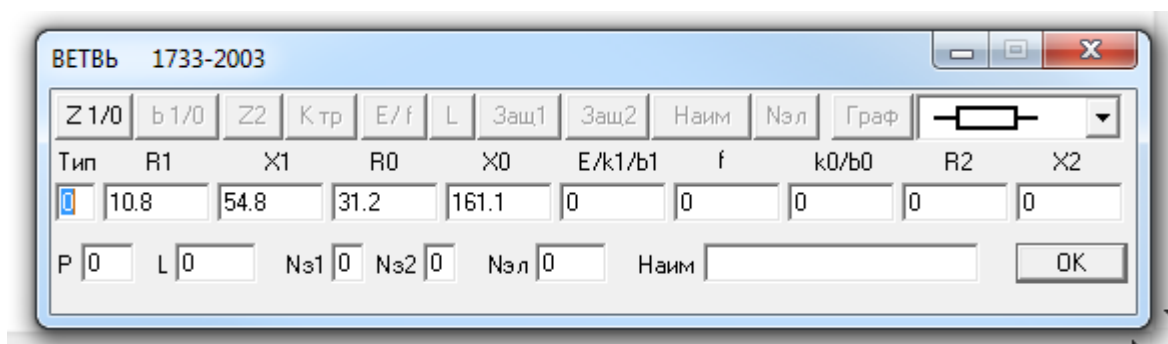


Рисунок 23 – Занесение параметров ВЛ 220 кВ Налдинская – НПС-18

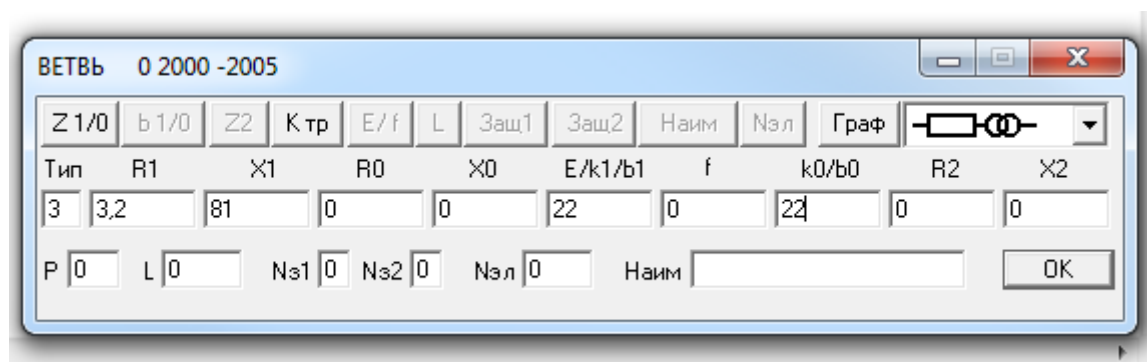


Рисунок 24 – Занесение параметров трансформаторной ветви ПС Налдинская

Далее производится расчет токов КЗ с помощью диалогового окна «ЗАДАНИЕ» (рисунок 25) и формируется протокол, изображенный на рисунке 26

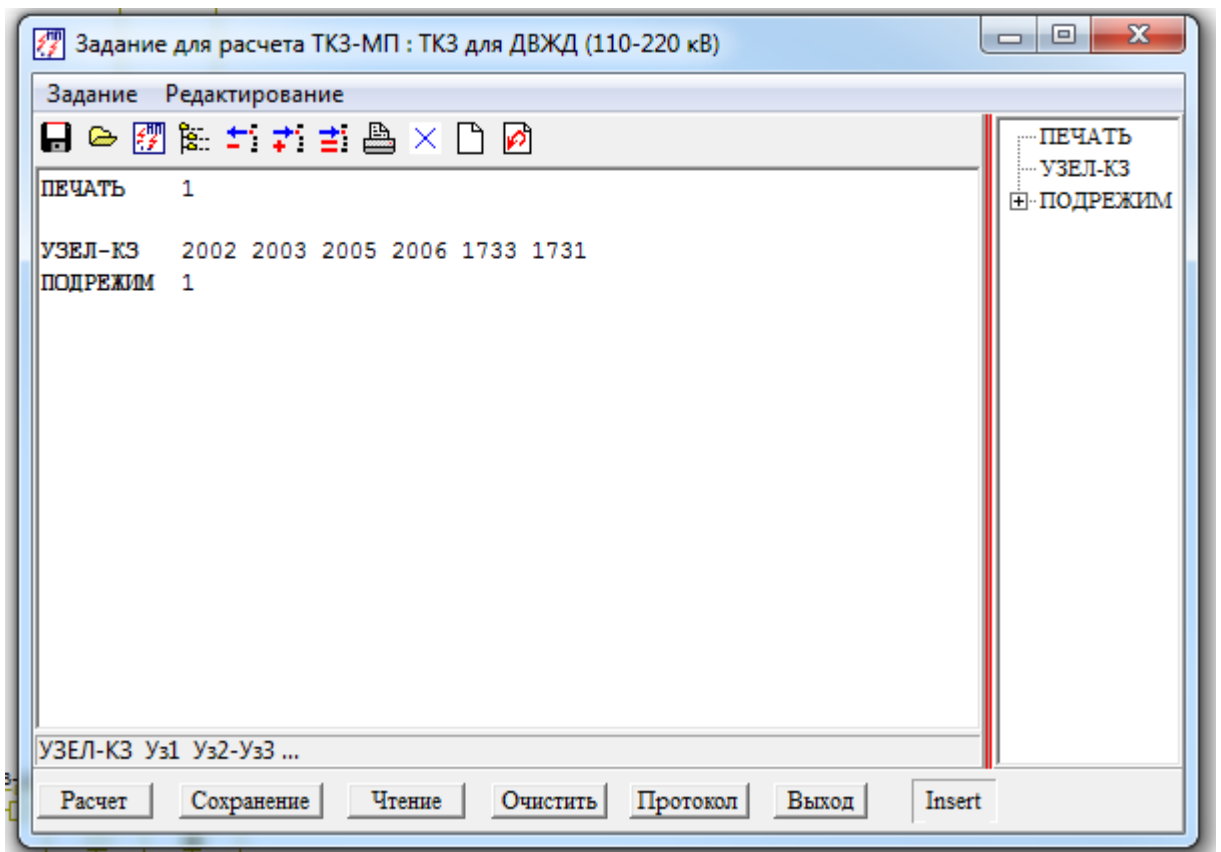


Рисунок 25 – Окно задания расчета токов КЗ

ПРОТОКОЛ: ТКЗ для ДВЖД (110-220 кВ)

Протокол

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====

ЗАДАНИЕ-ТКЗ для ДВЖД (110-220 кВ) СЕТЬ-2018-03-26-Ф ДАТА-23.06.2018. ВРЕМЯ-16:37:49

ПЕЧАТЬ 1

УЗЕЛ-КЗ 2000 2001 2005 2004 1733 1731

ПОДРЕЖИМ 1

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)		
		I1 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)	
U=229.6/-0 Z1=12.850+j65.523 Z2=12.850+j65.523 Z0=29.544+j113.481						
2000-	НАЛДИНСКАЯ 2С	5450 101	2725 103	2725 103	4586 103	
2002	Л1	3206 101	1321 103	1321 103	2880 104	
2003	Л2	2244 101	1404 102	1404 102	1706 101	
2005	НАЛДИНСКАЯ НН2	0 0	0 0	0 0	0 0	
U=229.6/-0 Z1=12.850+j65.523 Z2=12.850+j65.523 Z0=29.544+j113.481						
2001-	НАЛДИНСКАЯ 1С	5450 101	2725 103	2725 103	4586 103	
2002	Л1	3206 101	1321 103	1321 103	2880 104	
2003	Л2	2244 101	1404 102	1404 102	1706 101	
2004	НАЛДИНСКАЯ НН1	0 0	0 0	0 0	0 0	
U=10.4/-0 Z1=0.030+j0.219 Z2=0.030+j0.219 Z0=0.000-j-0.000						
2004-	НАЛДИНСКАЯ НН1	17911 98	0 0	0 0	0 0	
2001	НАЛДИНСКАЯ 1С	8955 98	0 0	0 0	0 0	
2005	НАЛДИНСКАЯ НН2	8955 98	0 0	0 0	0 0	
U=10.4/-0 Z1=0.030+j0.219 Z2=0.030+j0.219 Z0=0.000-j-0.000						
2005-	НАЛДИНСКАЯ НН2	17911 98	0 0	0 0	0 0	
2000	НАЛДИНСКАЯ 2С	8955 98	0 0	0 0	0 0	
2004	НАЛДИНСКАЯ НН1	8955 98	0 0	0 0	0 0	

Рисунок 26 – Протокол расчета токов КЗ

Программа рассчитывает действующее значение периодической составляющей тока КЗ. Для выбора оборудования необходимо значение тока периодической составляющей тока КЗ, аperiodической составляющей тока КЗ и ударного тока КЗ. Результаты расчета токов КЗ представлены в таблице 26

Ударные токи определяем по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} I_{n0} K_{y\partial} \quad (28)$$

где I_{n0} - значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{y\partial}$ - ударный коэффициент (принимается 1,6);

Апериодическая составляющая тока КЗ.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0}, \quad (29)$$

Таблица 26 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	Ипо, кА	i _a , кА	i _{уд} , кА
1	2	3	4
К1	5,45	7,7	12,32
К2	17,9	25,3	40,48

Определим токи через выключатели в нормальном режиме.

Выключатели на стороне ВН:

$$I_{1,2}^{220} = \frac{1,4 \cdot S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} \quad (30)$$

$$I_{1,2}^{220} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 147 \text{ A}$$

Выключатели на стороне НН:

$$I_{3,4}^{10} = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}, \quad (31)$$

$$I_{3,4}^{10} = \frac{63000}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 1154 \text{ A}$$

Выключатели на линиях нагрузки:

$$I_6^{10} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot n_{отх}} \quad (32)$$

$$I_6^{10} = \frac{8,56}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 49,5 \text{ А}$$

7.2 Выбор комплектных распределительных устройств

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

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

Для КРУ-10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-63 (Рисунок 21), которое предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 (10) кВ на токи 630-2 000 А.



Рисунок 27 – КРУ-СЭЩ-63

Таблица 27 – Основные параметры шкафа КРУ серии КС-10 10кВ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	27
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ
Тип привода к выключателю	Встроенный ЭМ.

7.3 Выбор выключателей.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, элегазовые, вакуумные или воздушные.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}},$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}} \quad (33)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}}, \quad (34)$$

где $i_{\text{мах}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{\text{нО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (35)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока

короткого замыкания.

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

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл}, \quad (36)$$

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

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

($\Delta t = 5 \text{ с}$).

$$B_{\kappa} = 5,45^2 \cdot (5,06 + 0,02) = 150,8 \text{ кА}^2\text{с}$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (37)$$

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

где β_n - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток, для данного выключателя

Определим максимальный рабочий ток:

$$I_{\max p} = I_{1,2}^{220}, \quad (38)$$

$$I_{\max p} = 91,8 \text{ А}$$

К установке принят элегазовый колонковый выключатель с пружинным приводом. Выключатели предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 220 кВ.

Элегазовые выключатели соответствуют требованиям ОТТ-29.120.40-КТН-137-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Выключатели вакуумные, элегазовые напряжением от 6(10) до 220 кВ», требованиям ГОСТ 687-78 «Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия», ГОСТ Р 52565-2006 «Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия», МЭК 62271-100 и техническим условиям ТУ16-2000 2БП.029.001 ТУ, согласованным с РАО «ЕЭС России», имеют российский сертификат соответствия.

Основные технические характеристики устанавливаемого элегазового выключателя 220 кВ приведены в таблице 26.

Для ячеек серии СЭЩ-63 рекомендуется применять вакуумный выключатель серии ВВУ-СЭЩ-Э-10. Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 28.

Таблица 28 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	252	220
Номинальный ток, А	3150	147
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	5,45
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	22,6	7,7
Ток термической стойкости, кА	40	5,45
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	4800	150,8
Ток динамической стойкости, кА	102	12,3

Таблица 29 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	27	10
Номинальный ток, А	2000	
Номинальный ток включения/отключения, кА	25	17,9
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	28,2	25,3
Ток термической стойкости, кА	25	17,9
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	2400	1627
Ток динамической стойкости, кА	81	40,48

7.4 Выбор разъединителей

Расчет разъединителей аналогичен расчету для выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой [1].

Для установки принят трехполюсный разъединитель напряжением 220 кВ горизонтально-поворотного типа с главными ножами, вращающимися в горизонтальной плоскости, параллельно основанию.

Ячейки КРУ-10 кВ оснащены разъединителями, встроенными в сами выкатные элементы.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 30.

Таблица 30 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	252	220
Номинальный ток, А	3150	147
Ток термической стойкости, кА	40	5,45
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	4800	150,8
Ток динамической стойкости, кА	102	12,3

7.5 Выбор трансформаторов тока

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}} , \quad (39)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому принимают, что $Z_2 \approx R_2$. Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{ПРИБ}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{К}}$:

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (40)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для меди и 4 мм² для алюминия. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{\text{ПРОВ}}=R_{\text{ПРОВ}}$. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 31.

В качестве приборов учета и качества электроэнергии устанавливаем многофункциональный счетчик ION 8600. Счетчики PowerLogic ION8600 предназначены для мониторинга межсистемных линий, вводов в электроустановки и подстанций и представляют собой идеальное решение для независимых производителей энергии и теплоэлектроцентралей, которым

необходимы точные измерения двунаправленной энергии, как в процессе производства, так и в «дежурном» режиме. На линии, отходящие к автотрансформаторам и на ШСВ, устанавливаем только цифровой амперметр. Данное оборудование производится компанией Schneider Electric.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Трансформаторы					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
Линии 220 кВ					
1	2	3	4	5	6
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
1	2	3	4	5	6
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
Линии 10 кВ					
Амперметр	10	ЦП 8501/10	3,5	3,5	3,5
Ваттметр	10	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
1	2	3	4	5	6
Варметр	10	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Счетчик комплексный	10	ION - 8600	3,5	3,5	3,5
ТСН					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,0	1,0	1,0
Секционный выключатель 10 кВ					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Итого			18,1	18,1	18,1

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (Z_{ПРИ} + Z_{ПР} + Z_K). \quad (41)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k, \quad (42)$$

$$r_{np} = z_{2ном} - r_{приб} - r_k, \quad (43)$$

где r_{np} - сопротивление проводов;

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

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

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2}, \quad (44)$$

$$r_{приб} = \frac{18,1}{5^2} = 0,72 \text{ Ом},$$

где $S_{приб}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

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

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{np} = 20 - 1,3 - 0,05 = 18,65 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}}, \quad (45)$$

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

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

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{18,65} = 0,1 \text{ мм}^2$$

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 32.

Таблица 32 - Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U _н , кВ	L, м
1	2
220	150
10	50

Принимаем медный кабель с сечением 2,5 мм² КВВГнг, тогда сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}}, \quad (46)$$

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot (150 + 50)}{2,5} = 1,4 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_2 = 1,3 + 1,4 + 0,05 = 2,75 \text{ Ом}.$$

Для установки на вводах РУ 220 кВ и в ветвях «четырёхугольника» приняты однополюсные трансформаторы тока напряжением 220 кВ с элегазовой изоляцией [9].

Технические характеристики ТТ 220 кВ представлены в таблице 33.

Таблица 33 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	252	220
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	-	-
для установки во вводах РУ и в ветвях «четырёхугольника», А	300-600-1200	147
для установки в ячейке силового трансформатора, А	100-200-400 300-600-1200	147
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	5,45
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	102	12,3
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, ВА	50	18,1

Расчет для стороны НН аналогичен. На стороне НН выберем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-21-У2, технические характеристики ТТ 10 кВ представлены в таблице 34.

Таблица 34 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	27	10
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	-	-
1	2	3
для установки на отходящих линиях, А	150-300-600	49,5
1	2	3
для установки в ячейке силового трансформатора, А	1200-1500-3000	1154
Односекундный ток термической стойкости, кА	25	17,9
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	81	40,48
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, ВА	18,1	50

7.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям [7]:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (47)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить

расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ расч.}}$

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов.

Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

Нагрузка вторичных обмоток ТН представлена в таблице 35

Таблица 35- Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка P, Вт
1	2	3	4
Шины 220 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	4	ЦП 8506/120	30
Счетчик комплексный	4	СЕ 304	30
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	10	ЦП 8506/120	14
Счетчик комплексный	10	СЕ 304	14
Итого			128 (tg φ=0,75)

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (48)$$

$$S_p = \sqrt{128^2 + (128 \cdot 0,75)^2} = 160 \text{ ВА}$$

К установке принята группа измерительных трансформаторов напряжения с элегазовой изоляцией, антирезонансного исполнения. Трансформаторы напряжения соответствуют требованиям ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия». Основные технические характеристики выбранных трансформаторов напряжения (ТН) приведены в таблице 36.

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

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252	220
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$220/\sqrt{3}$	-
Предельная мощность ТН, ВА	2500	160

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИТ–10-У. Технические характеристики представлены в таблице 37.

Таблица 37 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	27	10
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$10/\sqrt{3}$	-
Предельная мощность ТН, ВА	1500	160

7.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Выбор ОПН произведен в соответствии с «Методическими указаниями по применению ограничителей перенапряжения в электрических сетях 110–750 кВ» РАО «ЕЭС России».

Наибольшее рабочее напряжение сети в соответствии с ПУЭ:

– для сети с эффективно заземленной нейтралью:

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot U_{ном} , \quad (49)$$

$$U_{нрс}^{220} = 1,15 \cdot 220 = 252 \text{ кВ} ,$$

– для сети с изолированной нейтралью:

$$U_{нрс}^{10} = 12 \text{ кВ} .$$

Соответствующие минимальное длительное рабочее напряжение ОПН:

$$U_{нро} = \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}} , \quad (50)$$

$$U_{нро}^{220} = \frac{252}{\sqrt{3}} = 145,7 \text{ кВ} ,$$

$$U_{нро}^{10} = \frac{12}{\sqrt{3}} = 6,93 \text{ кВ}$$

с принятым запасом 2...5 %:

$$U_{нро}^{220} = 1,05 \cdot 145,7 = 153 \text{ кВ}$$

$$U_{нро}^{10} = 1,05 \cdot 6,93 = 7,28 \text{ кВ}$$

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

$$U_{нро}^{220} = 1,4 \cdot 153 = 214,2 \text{ кВ}$$

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

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

$$U_{\text{оск.к}} = \frac{U_{\text{ки}}}{1,2} \quad (51)$$

где $U_{\text{оск.к}}$ - уровень коммутационных перенапряжений.

$$U_{\text{ки}} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{\text{исп50}} \quad (52)$$

где $U_{\text{исп50}}$ - одноминутное испытательное напряжение (при $U_{\text{ном}}=220$ кВ - 325 кВ; для $U_{\text{ном}}=10$ кВ – 35 кВ);

k_u - коэффициент ионизации (1,35);

k_k - коэффициент кратности тока (0,9).

$$U_{\text{ки}}^{220} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 325 = 558 \text{ кВ} ,$$

$$U_{\text{оск.к}}^{220} = \frac{558}{1,2} = 465 \text{ кВ} ,$$

$$U_{\text{ки}}^{10} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 35 = 60,13 \text{ кВ} ,$$

$$U_{\text{оск.к}}^{10} = \frac{60,13}{1,2} = 50,1 \text{ кВ} .$$

Значение тока взрывобезопасности:

$$I_{\text{вб}} = 1,2 \cdot I_{\text{но}} \quad (53)$$

$$I_{\text{вб}}^{220} = 1,2 \cdot 5,45 = 6,54 \text{ кА}$$

$$I_{\text{вб}}^{10} = 1,2 \cdot 17,9 = 21,5 \text{ кА}$$

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

$$L_{\text{ут}} = 1,2 \cdot L_{\text{ут.обор}} \quad (54)$$

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

$$L_{\text{ут.обор}} = \lambda_{\text{э}} \cdot U_{\text{нр}} \quad (55)$$

где λ_3 - 2,8 см/кВ для I степени загрязнения.

$$L_{\text{ут.обор}}^{220} = 2,8 \cdot 145,7 = 408 \text{ см},$$

$$L_{\text{ут}}^{220} = 1,2 \cdot 408 = 489 \text{ см},$$

$$L_{\text{ут.обор}}^{10} = 2,8 \cdot 6,93 = 19,4 \text{ см},$$

$$L_{\text{ут}}^{220} = 1,2 \cdot 20 = 23,3 \text{ см}.$$

Принимаем к установке на обмотку ВН силового трансформатора ограничители перенапряжений с полимерной изоляцией с климатическим исполнением УХЛ1. Технические данные ОПН на стороне 220 кВ трансформатора приведён в таблице 38.

Таблица 38 - Характеристики ОПН на стороне 220 кВ силового трансформатора

Наименование параметра	Расчетное значение	Характеристика ОПН
1	2	3
Класс напряжения сети, кВ	252	220
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	153	176
Временное допустимое повышение напряжения, кВ	214	218
Длительность повышения напряжения, с	4	10
Номинальное напряжения ОПН, кВ	214	220
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	563	570
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	465	465
Ток взрывобезопасности, кА	6,54	65
Длина пути утечки оборудования, см	489	528

Принимаем к установке на обмотку НН силового трансформатора ограничители перенапряжений с полимерной изоляцией. Выбранные ограничители имеют одноэлементную конструкцию, состоящую из последовательно соединенных дисков оксидно-цинковых варисторов, заключенных в герметичную полимерную изоляционную крышку. Устройства обеспечения взрывобезопасности мембранного типа выполнены в крышке ограничителя. Технические характеристики ОПН на стороне 10 кВ

трансформатора приведён в таблице 39.

Таблица 39 - Характеристики ОПН на стороне 10 кВ силового трансформатора

Наименование параметра	Расчетное значение	Характеристика ОПН
1	2	3
Класс напряжения сети, кВ	10	10
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12	12
1	2	3
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	38,4	45
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	50	50
Ток взрывобезопасности, кА	21,5	25
Длина пути утечки оборудования, см	23,3	43,5

7.8 Выбор ошиновки 220 кВ

В соответствии с ТУ принята жесткая ошиновка: алюминиевая труба Ø80х6 мм – номинальный ток 1770 А. Расчетные данные для выбора жесткой ошиновки 220 кВ приведены в таблице 40.

Допустимое механическое напряжение в материале для шин из алюминия:

$$\sigma_{\max}^{Al} = 11.4 \text{ МПа} . \quad (56)$$

Допустимая механическая нагрузка на изоляторы для данного материала:

$$F_{\max}^{Al} = 227 \text{ Н} \quad (57)$$

Площадь поперечного сечения проводника по условию термической стойкости:

$$S_{\text{тер. min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_{\text{тер}}} \quad (58)$$

где $C_{\text{тер}}$ - термический коэффициент (для Al шин при 90° – 81 $\frac{\text{А} \cdot \sqrt{\text{с}}}{\text{мм}^2}$).

$$S_{\text{пер. min}} = \frac{\sqrt{150}}{81} = 15,1 \text{ мм}^2$$

Таблица 40– Условия выбора жесткой ошиновки 220 кВ

Наименование	Расчетные данные	Параметры ошиновки
1	2	3
Номинальный ток, А	147	1770
1	2	3
Сквозной ток (периодическая составляющая тока КЗ), кА	5,45	20
Сквозной ток (наибольший пик), кА	12,3	50
Допустимое напряжение в материале шин, МПа	11,4	247
Допустимая механическая нагрузка на изоляторы, Н	227	4800
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм ²	15,1	2903

Перемычки и спуски к оборудованию предусматриваются проводом АС-300/39 – номинальный ток 710 А. Исходные данные и условия проверки гибкой ошиновки 220 кВ приведены в таблице 41.

Таблица 41– Условия выбора гибкой ошиновки 220 кВ

Наименование	Расчетные данные	Параметры ошиновки
1	2	3
Номинальный ток, А	147	710
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм ²	15,1	300

7.9 Выбор ошиновки 10 кВ

Максимальный рабочий ток не более 1255 А, что соответствует номинальному току силового трансформатора с учётом коэффициента перегрузки 1,4.

Гибкая часть ошиновки на стороне 10 кВ предусматривается проводом 2х(АС-600/72) – номинальный ток 2000 А (с учетом неравномерного распределения тока в пучке фазы). Исходные данные и условия проверки гибкой

ошиновки 10 кВ приведены в таблице 42.

Площадь поперечного сечения проводника по условию термической стойкости:

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_{тер}} \quad (59)$$

где $C_{тер}$ - термический коэффициент (для Al шин при $200^{\circ} - 90 \frac{A \cdot \sqrt{c}}{мм^2}$).

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{1627}}{90} = 44,8 \text{ мм}^2$$

Таблица 42 – Условия выбора гибкой ошиновки 220 кВ

Наименование	Расчетные данные	Параметры ошиновки
1	2	3
Номинальный ток, А	1255	2000
Сквозной ток (периодическая составляющая тока КЗ), кА	17,9	25
Сквозной ток (наибольший пик), кА	40,48	64
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм ²	44,8	2x600

В качестве опорных конструкций приняты опорные изоляторы с номинальным напряжением 35 кВ. Конструкция изоляторов исключает опасное сближение проводов при токах короткого замыкания.

7.10 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

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

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они

присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [5].

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

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд представлена в таблице 43.

Таблица 43 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Нагрузка	cos	P _{уст} , кВт	Q, квар
1	2	3	4
Охлаждение трансформатора	0,65	10	6,5
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	0,8	7	5,6
Отопление и освещение ОПУ	0,8	30	24
Отопление и освещение ДП	0,8	30	24
Освещение ОРУ	1	10	-
Насосная	0,78	30	23,4
Прочее	0,8	20	16
Итого		147	93

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8 \quad (60)$$

$$S_{рас} = \sqrt{147^2 + 93^2} \cdot 0,8 = 139 \text{ кВА}$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 250/10/0,4.

7.11 Выбор аккумуляторных батарей

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

мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

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

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

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

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 12,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 11,75 В [5].

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (61)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

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

В режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{220}{12,15} = 19,$$

в режиме заряда при максимальном напряжении:

$$n = \frac{252}{12,15} = 21.$$

в режиме аварийного напряжения:

$$n = \frac{220}{11,75} = 19.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (62)$$

$$n_{доб} = 21 - 19 = 2.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (63)$$

где $I_{ав}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1.05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера. $N = 23$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею Powersafe «Ольдам» – 24 Ач.

$$46 \cdot N \geq I_{Тmax}, \quad (64)$$

где $I_{Тmax}$ - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Тmax} = 1269 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ А}$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{45} = 28;$$

Окончательно принимаем Powersafe «Ольдам» – 28 Ач. В качестве

зарядно-подзарядного устройства выбираем стандартное ЗВУ НРТ «Ольдам».

7.12 Выбор аппаратуры связи

Проектируемая ССПИ состоит из набора функциональных подсистем, обеспечивающих выполнение группы специальных задач. Подсистема телеизмерения (ТИ) выполняет сбор, первичную обработку и регистрацию текущей аналоговой информации. Основной ее функцией является контроль и обработка непрерывных значений измеряемых параметров с целью обеспечения возможности визуального наблюдения за этими величинами, их регистрации или ввода в устройства автоматики.

Подсистема телесигнализации (ТС) выполняет сбор, первичную обработку и регистрацию текущей дискретной информации. Подсистема обеспечивает передачу с контролируемых узлов информации о состоянии контролируемых объектов, информации о работе аппаратуры, аварийных и предупреждающих сигналов. Подсистема обеспечения единого времени (СОЕВ) предназначена для поддержания в сети цифровых приемников единого времени и выполняет синхронизацию компонентов ССПИ с единым астрономическим временем, обеспечивает фиксацию меток времени в передаваемой телеинформации.

Станционные контроллеры, синхронизируемые по GPS/ГЛОНАСС-приемникам, обеспечивают поддержание системного времени с точностью 1 мс. Синхронизация времени периферийных устройств осуществляется средствами соответствующих протоколов опроса (для оборудования, подключенного по МЭК-61850-8-1 и МЭК-60870-5-104, используется протокол SNTP, для оборудования, подключенного по МЭК-60870-5-101 – средства указанного протокола передачи).

Подсистема сбора и передачи данных выполняет сбор данных с измерительных устройств и контроллеров сбора дискретной информации. Станционные контроллеры реализуют функции сбора и концентрации технологической информации, обеспечивают передачу получаемых данных на серверы ССПИ, а также осуществляют информационного обмена с удаленными центрами. Подсистема обработки, хранения и визуализации телеметрической

информации (ТС, ТИ, журналы событий, архивы осциллограмм) с возможностью представления архивной информации на АРМ дежурного оперативного персонала предназначена для поддержания функционирования и доступности долгосрочного хранилища данных технологической информации, обеспечения доступа эксплуатирующего персонала к необходимым информационным объемам.

Подсистема внутри объектовой связи организует сеть информационного взаимодействия между отдельными элементами системы сбора и передачи информации. В рамках подсистемы обеспечены необходимые коммуникационные каналы, обуславливающие получение контроллерами необходимых данных от первичных электрических преобразователей.

Подсистема внешней связи обеспечивает передачу оперативно-технологической и голосовой информации по цифровым каналам связи.

ССПИ реализована на базе двух станционных контроллеров и набора вспомогательных элементов. Проектируемое оборудование расположено в шкафах 6...10, установленных в помещении ОПУ.

Для подключения сигналов ТС и ТИ неэлектрических величин, получаемых с ОРУ 220 кВ, из ЗРУ 10 кВ и из помещений ОПУ, применяются отдельные контроллеры присоединений. Интерфейсные линии связи каждого контроллера присоединений подключены к станционным контроллерам двумя интерфейсными кабелями через кольцо управляемых коммутаторов. Основные узлы системы выполнены резервированными. Локальная сеть, обеспечивающая связь станционных контроллеров с периферийными устройствами ССПИ, выполнена дублированной, что обеспечивает сохранение работоспособности системы в целом при выходе из строя любого из элементов.

Многофункциональные измерительные преобразователи, измеряющие электрические параметры присоединений 220 кВ, установлены в шкафах управления. Многофункциональные измерительные преобразователи систем собственных нужд и постоянного оперативного тока установлены, соответственно, в шкафах щита собственных нужд и в шкафах щита постоянного

тока. Все указанные шкафы расположены в помещении ОПУ.

Измерительные преобразователи включаются в цепи вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения. Основное питание цепей ССПИ осуществляется от сети собственных нужд. Проектом предусмотрен ввод питания в шкаф 7 двумя кабелями от разных секций щита собственных нужд. В шкафу 7 организована схема АВР вводов питания $\sim 380\text{В}$. Для обеспечения бесперебойного питания оборудования в течение пяти часов предусматривается установка в шкафу 6 источника бесперебойного питания (ИБП) аккумуляторного типа. Устанавливаемый ИБП рассчитан на ввод питающего напряжения $\sim 380\text{ В}$ и на подключение нагрузки $\sim 220\text{ В}$.

Кроме того, проектом предусмотрен третий ввод в шкаф 7 от системы оперативного постоянного тока. Контроллеры присоединений, установленные в шкафах, получают питание от сборки постоянного оперативного тока. Для питания модулей ввода аналоговых сигналов $4\dots 20\text{ мА}$ предусмотрены DC/DC преобразователи напряжения $220/24\text{ В}$.

С целью повышения надежности электроснабжения коммуникационного оборудования, контроллеры присоединений не имеют гальванической связи с блоком ИБП ССПИ, предусмотренным в шкафу 6. Каждый контроллер присоединения запитан от обеих секций сборки постоянного тока. При возможном повреждении интерфейсных линий связи, проложенных на ОРУ, и аварии контроллера присоединений, защита цепей питания обеспечивается автоматическими выключателями системы постоянного оперативного тока.

С целью дополнительного резервирования в шкафу 7 установлен инвертор. Между вводами от ИБП и от инвертора реализована вторая схема АВР.

Выбранная структура системы питания обусловлена требованиями надежности электроснабжения при проведении плановых работ по техническому обслуживанию и ремонту электрооборудования, в том числе ИБП. В шкафу предусмотрена схема распределения напряжения $\sim 220\text{ В}$ для питания оборудования, входящего в проектируемую ССПИ, и для питания оборудования резервного АРМ ССПИ в помещении оперативно-ремонтного персонала.

Для передачи сигналов ССПИ в пределах помещения ОПУ используются экранированные кабели типа КВВГЭнг(А)-LS сечением жил проводников не менее 1,5 мм² с оболочкой, не распространяющей горение и с малым выделением дыма. Для кабельных трасс, проходящих по ОРУ 220 кВ, применяются хладостойкие экранированные кабели с оболочкой, не распространяющей горение типа КВВГЭнг(А)-ХЛ аналогичных сечений. Для интерфейсных линий RS-485, Ethernet применяются кабели типа витая пара.

Для работы резервных каналов связи устройств РЗ и ПА, отдельных их функций необходимо предусмотреть ВЧ-каналы связи. Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

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

Для ВЛ 220 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-0,5У1. Значения $I_{\max p}$ и V_k берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлено в таблице 44.

Таблица 44 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	242	220
Номинальный ток, А	630	147
Ток термической стойкости, кА	40	5,45
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	2500	150,8
Ток динамической стойкости, кА	40	12,3

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ «НАЛДИНСКАЯ»

8.1 Назначение и основные типы защиты трансформаторов

Силовые трансформаторы конструктивно весьма надёжны из-за отсутствия в них движущихся или вращающихся частей. Но несмотря на это в них в процессе эксплуатации возможны и имеют место повреждения и отклонения от нормальных режимов работы. Поэтому силовые трансформаторы должны оснащаться соответствующей релейной защитой [15].

В обмотках трансформаторов могут возникать короткие замыкания между витками одной фазы, между фазами, одной или двух фаз на землю, так же замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов, ошиновке и в кабелях также могут возникать короткие замыкания между фазами и на землю.

Кроме указанных выше повреждений силовых трансформаторов в условиях эксплуатации могут происходить отклонения от нормальных режимов, к которым относят: прохождение через трансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с силовым трансформатором элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов в следствии его разложения, снижение уровня масла, превышение максимальной допустимой температуры работы.

Из сказанного выше следует, что защита силовых трансформаторов должна выполнять следующие функции:

1. отключать трансформатор от источника питания при его повреждении;
2. отключать трансформатор от повреждённой части установки при прохождении через него сверхтока в случаях повреждения шин или другого оборудования связанного с трансформатором, а также при повреждениях смежного оборудования и отказах его защиты или выключателей;
3. подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу

подстанции при перегрузке силового трансформатора, выделении газа из масла, при снижении уровня масла, или повышении его температуры.

8.2 Описание устройства микропроцессорной защиты Сириус-Т

В данной выпускной квалификационной работе было принято решение установить устройство микропроцессорной защиты Сириус-Т.

Данное устройство предназначено для выполнения функций основной защиты двухобмоточного (в том числе с расщепленной обмоткой) трансформатора с высшим напряжением 35-220 кВ.

Также возможно использование в качестве дифференциальной защиты реактора или мощного синхронного двигателя. Содержит подменную МТЗ ВН и МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения.

Устройство имеет специальное исполнение «И4», обеспечивающее наиболее полный функционал при построении «цифровых подстанций» и развертывании «SmartGrid».

Устройство имеет специальное исполнение «БПТ», предназначенное специально для применения на подстанциях с переменным оперативным током.

Функции защиты, выполняемые устройством:

- Двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания).

- Цифровое выравнивание величины и фазы токов плечей дифференциальной защиты.

- Автоматическая компенсация токов небаланса в дифференциальной цепи, вносимых работой РПН.

- Контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию.

- Входы отключения от газовой защиты трансформатора и РПН с возможностью перевода действия на сигнал с помощью оперативной кнопки управления на лицевой панели, либо с помощью дискретного входа.

- Ненаправленная двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя ВН. Имеется возможность блокировки МТЗ ВН по содержанию второй гармоники для отстройки от бросков тока намагничивания.

- Внутренняя цифровая сборка токовых цепей ВН в треугольник и возможность использования полученных токов для реализации ступеней МТЗ ВН.

- Одна ступень ненаправленной МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя НН. Имеется возможность блокировки МТЗ НН по содержанию второй гармоники для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны НН.

- Защита от перегрузки с действием на сигнализацию.

Функции автоматики и сигнализации, выполняемые устройством:

Логика устройства резервирования при отказе выключателя стороны ВН (УРОВ ВН). Функция УРОВ выполнена на основе индивидуального принципа, что подразумевает наличие независимой логики УРОВ на каждом присоединении. В случае необходимости, имеется возможность использования в централизованной схеме УРОВ.

Возможны следующие варианты работы схемы УРОВ:

- с автоматической проверкой исправности выключателя (с контролем по току и предварительной выработкой команды отключения резервируемого выключателя);

- с дублированным пуском от защит с использованием реле положения «Включено» выключателя (с контролем по току и контролем посылки отключающего импульса на отключение выключателя от защит).

Для трансформаторов с высшим напряжением 35 кВ предусмотрен вариант упрощенного выполнения схемы УРОВ (без внешнего пуска схемы УРОВ, без дублированного пуска).

- Входы отключения, предназначенные для подключения внешних защит. Реализованы контроль входов по току сторон ВН и НН, пуск схемы УРОВ от данных сигналов.

- Управление схемой обдува по двум критериям – ток нагрузки и сигналы от датчиков температуры. Алгоритм обеспечивает управление многоступенчатым обдувом.

- Контроль состояния трансформатора по ряду входных дискретных сигналов.

- Выдача сигнала блокировки РПН при повышении тока нагрузки выше допустимого.

Подробный расчет релейной защиты и автоматики приведен в приложении В.

9 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

9.1 Молниезащита территории ОРУ и площадок трансформаторов.

Защиту от прямых ударов молнии выполним с помощью стержневых молниеотводов, установленных на порталах. Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности.

9.2 Заземление ОРУ и площадки трансформаторов

В соответствии с (ПУЭ) металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Рабочие напряжения рассматриваемых участков – 220 кВ и 500 кВ, режим нейтрали – эффективно заземленная, поэтому заземляющее устройство должно отвечать условию $R_3 < 0,5 \text{ Ом}$ или допустимому напряжению прикосновения.[3]

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Размещение искусственных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на защищаемой территории прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, создавая заземляющую сетку, к которой присоединяется заземляемое оборудование.

Размер площади, используемой под заземлитель, с учетом того, что контур сетки заземлителя расположен с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя

Подробный расчет молниезащиты и заземления приведен в приложении Г

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Строительство подстанции Налдинская вызвана необходимостью обеспечить развитие энергорайона Южно-Якутского округа. Районы Якутии характерны низкими температурами, малой продолжительностью светового дня, что повышает требования к безопасному проведению и организации работ в электроустановках.

На подстанции установлено 2 трансформатора ТРДН-63000/220; выключатели ЗАР1 FG-245, разъединители D FB4-245, измерительные трансформаторы тока IOSK 245 и напряжения ТЕМР 245.

10.1 Безопасность

При проектировании и реконструкции станций, подстанций, линий электропередачи, трансформаторов и других электроэнергетических объектов, важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использования всех вышеназванных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ – Правила устройства электроустановок, требования ПТЭ, технику безопасности при строительномонтажных работах в энергетике и др.

При устройстве электроустановок реконструируемой подстанции выполняются ниже перечисленные требования.

Распределительные устройства 110 кВ и выше оборудуются оперативной блокировкой, исключающей возможность:

- включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамыкатели;
- включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;
- отключения и включения отделителями и разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата [3].

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии допускается устанавливать только механическую блокировку с приводом

разъединителя и приспособление для запираания заземляющих ножей замками в отключенном положении [3].

Для РУ с простыми схемами электрических соединений рекомендуется применять механическую (ключевую) оперативную блокировку, а во всех остальных случаях – электромагнитную. Разъединители ОРУ–220 и ОРУ–110 оборудуются электромагнитной блокировкой.

В качестве блокирующих устройств испытательных камер применяют электрические замки, которые можно отпереть лишь при снятии напряжения с оборудования. Цепь питания оборудования высокого напряжения испытательных камер, как правило, оснащаются вспомогательными контактами, автоматически размыкающимися при открытии двери.

Действующие электроустановки оборудованы стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки, как правило, без применения переносного заземления.

В местах, в которых стационарные заземляющие ножи не могут быть применены, на токоведущих и заземляющих шинах подготавливаются контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводников.

При наличии трансформаторов напряжения заземление сборных шин осуществляется заземляющими ножами разъединителей трансформаторов напряжения.

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования имеют высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 2 и 1,6 м; сетки должны иметь отверстия размером 10x10 мм, а также приспособления для запираания их на замок. Нижняя кромка этих ограждений в ОРУ располагается на высоте 0,1–0,2 м [3].

Указатели уровня и температуры масла маслонеполненных трансформаторов и аппаратов и другие указатели, характеризующие состояние оборудования, должны быть расположены таким образом, чтобы обеспечить

обеспечены удобные и безопасные условия для доступа к ним и наблюдения за ними без снятия напряжения.

Для отбора проб масла расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана трансформатора или аппарата составляет не менее 0,2 м или предусмотрен соответствующий приямок [3].

Территория подстанции «Налдинская» ограждена внешним забором высотой 2,5 м.

Вспомогательные сооружения (мастерские, склады, ОПУ и т. П.), расположенные на территории ОРУ, огораживаются внутренним забором высотой 1,6 м.

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ, инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ должны удовлетворять требованиям государственных стандартов, а также РД 34.03.603 «Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках».

Применяемые при работах механизмы и грузоподъемные машины, компрессорные установки и воздухохранилища, приспособления и инструмент должны быть испытаны и должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями стандартов безопасности труда, правилами Госгортехнадзора и РД 34.03.204 «Правилами безопасности при работе с инструментом и приспособлениями», а также инструкциями заводов–изготовителей.

Инструкции по охране труда для рабочих и служащих приводятся в соответствии с ПТБ.

Порядок обучения и проверки знаний работающих должен соответствовать «Руководящим указаниям по организации работы с персоналом на энергетических предприятиях и в организациях».

Рабочие и инженерно–технические работники, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в порядке и в сроки, установленные Минздравом РФ [5].

При производстве всего комплекса строительно–монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно–монтажных работ должны соответствовать предусмотренных в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности [2].

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током на подстанции предусматривается защитное заземление.

10.2 Экологичность

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) проектом, согласно “Нормам технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ”, предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников с

удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосборник [7].

Диаметр маслоотводов выбирается из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов.

Факторы влияния ОРУ и линий электропередачи на окружающую среду крайне разнообразны. Прежде всего, это воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, действующее на сердечно-сосудистую, центральную и периферийную нервные системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия:

– непосредственное (биологическое): проявляется при пребывании человека в электрическом поле. При этом возможны изменения давления и пульса, сердцебиения, аритмия, повышенная нервная возбудимость и утомляемость. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем.

– косвенное: воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека, имеющего хороший контакт с землей, к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов, протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным объектам. Такие явления объясняются наличием повышенных потенциалов и ЭДС, наведенных электромагнитным полем на машинах, механизмах или протяженных металлических предметах, изолированных от земли.

– акустический шум и радиопомехи: возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры. В России акустический шум от проводов ВЛ не нормируется. На уровень радиопомех оказывают влияние радиус проводов, условия погоды, состояние поверхности провода (загрязнения, осадки). Для устранения радиопомех в охранной зоне снижается допустимая напряженность на поверхности провода [1]. Указанные воздействия электромагнитного поля устанавливают определенные условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

10.3 Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций”.

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу

и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц [4].

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Для пожаротушения автотрансформаторов до 125 МВ·А, учитывая их важность, на подстанции может быть предусмотрена автоматическая система пожаротушения распыленной водой, включающая в себя насосную станцию пожаротушения с насосами ДЗ20–50, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводов, трубную обвязку автотрансформаторов с оросителями ОПДР–15 и пожарные резервуары. Расход воды на тушение одного автотрансформатора составляет 70,4 л/с [4].

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Противопожарный запас в объеме 160 м³ хранится в двух резервуарах емкостью 100 м³.

Восстановление пожарного запаса предусмотрено в течение 36 часов от двух скважин, одна из которых – рабочая, вторая – резервная.

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит автотрансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры

(лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов – отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами [18].

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ–5, ОУ–8) или углекислотные–бромэтиловые (ОУБ–3, ОУБ–7) огнетушители, а также распыленную воду .

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

Объекты электроэнергетики оборудуются огнетушителями по «Нормам оснащения объектов электроэнергетики первичными средствами пожаротушения». Количество огнетушителей, необходимое для оборудования подстанции:

$$N_{об} = 1,05 \cdot N_{oy} \quad (65)$$

$$N_{oy} = \sum \frac{F_i}{F_{y.\dot{o}n.i}} \quad (66)$$

где F_i - площадь защищаемых помещений, м²;

$F_{y.дон.и}$ - удельная потребность в огнетушителях, шт/м².

В соответствии с РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий удельная потребность в огнетушителях составляет 25 шт/м². Площадь защищаемых помещений на ПС 220 кВ Налдинская составляет 306 м².

Количество углекислотных огнетушителей составит:

$$N_{oy} = \frac{306}{25} = 13 \text{ шт}$$

Тогда общее количество огнетушителей, необходимое для оборудования подстанции, равно:

$$N_{об} = 1,05 \cdot 13 = 14 \text{ шт}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы был разработан оптимальный вариант подключения ПС «Налдинская» к сети 220 кВ. Для выбранной нами схемы присоединенной в рассечку между Нерюнгринской ГРЭС и ПС «НПС-18», выбрано ОРУ по схеме «Четырехугольник». Выполнены расчеты электрических режимов.

Для защиты трансформаторов, установленных на ПС, выбрана микропроцессорная защита на базе терминала линии «Сириус-Т»

В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрены вопросы безопасности эксплуатации ОРУ и ВЛ 220 кВ. Выполнен расчет маслоприемника и маслоборника под трансформатор ПС «Налдинская».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Базуткин, В.В. Изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов, Ю.С. Пинталь. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
- 2 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 3 Дьяков, А.Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем / А.Ф. Дьяков, В.В. Платонов. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 247 с.
- 3 Железко, Ю. С. Расчёт и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчётов / Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. – М.: ЭНАС, 2008. – 280 с.
- 4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2013. – 346 с
- 5 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П.Г. Грудинский, В.А. Лабунцов. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
- 6 Козулин, В.С. Электрооборудование станций и подстанций / В.С. Козулин, Л.Д. Рожкова. -М.: Энергоатомиздат, 1987. – 765 с.
- 7 Приказ Минэнерго России № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» от 23.06.2015 г.
- 8 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.
- 9 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие / сост.: Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013.
- 10 Растрвин. Ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 02.01.2011. – Режим доступа : <http://www.rastrwin.ru>. / дата обращения 20.05.2017.

- 11 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 34.03.301. – СПб.: Издательство Деан, 2001.
- 12 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей : справочник / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 13 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах : учебное пособие / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Б.: Издательство АмГУ, 1999. – 238 с.
- 14 Савина, Н.В. Системы электроснабжения. Учебно – методическое пособие / Н.В Савина – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2012. – 124 с
- 15 Кабышев, А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 124 с.
- 16 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.: Издательство «Деан», 2000. – 352 с.
- 17 Энциклопедия теплоснабжения [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 02.01.2015. – Режим доступа : <http://www.rosteplo.ru>. / дата обращения 20.05.2017.
- 18 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./ В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с
- 19 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчие. - М.: Энергоатомиздат, 1989.- 438 с
- 20 Постановление Правительства Российской Федерации «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия)» от 29.06.2016

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Исходные данные

$P_X := 25$	$\operatorname{tg}\varphi_X := 0.4$	$P_{\max X} := 46.13$	$Q_{\max X} := 13.01$	$P_{\text{эф}X} := 24$	$Q_{\text{эф}X} := 6.82$
$P_M := 16$	$\operatorname{tg}\varphi_M := 0.4$	$P_{\max M} := 29.52$	$Q_{\max M} := 8.33$	$P_{\text{эф}M} := 15.3$	$Q_{\text{эф}M} := 4.37$
$P_B := 16$	$\operatorname{tg}\varphi_B := 0.38$	$P_{\max B} := 25.17$	$Q_{\max B} := 10.47$	$P_{\text{эф}B} := 12.7$	$Q_{\text{эф}B} := 5.33$
$P_{\text{Ю}} := 16$	$\operatorname{tg}\varphi_{\text{Ю}} := 0.4$	$P_{\max \text{Ю}} := 25.17$	$Q_{\max \text{Ю}} := 11.02$	$P_{\text{эф}\text{Ю}} := 12.7$	$Q_{\text{эф}\text{Ю}} := 5.61$
$P_L := 16$	$\operatorname{tg}\varphi_L := 0.4$	$P_{\max L} := 27.86$	$Q_{\max L} := 7.23$	$P_{\text{эф}L} := 13.9$	$Q_{\text{эф}L} := 3.75$
$P_K := 63$	$\operatorname{tg}\varphi_K := 0.38$	$P_{\max K} := 126.6$	$Q_{\max K} := 19.6$	$P_{\text{эф}K} := 66.6$	$Q_{\text{эф}K} := 10.31$
$P_{18} := 63$	$\operatorname{tg}\varphi_{18} := 0.4$	$P_{\max 18} := 126.6$	$Q_{\max 18} := 20.6$	$P_{\text{эф}18} := 66.6$	$Q_{\text{эф}18} := 10.85$
$P_H := 61$	$\operatorname{tg}\varphi_H := 0.38$	$P_{\max H} := 122$	$Q_{\max H} := 18.99$	$P_{\text{эф}H} := 61.21$	$Q_{\text{эф}H} := 10.51$

$$P_{\text{ср}X} := 20.6 \quad Q_{\text{ср}X} := 5.88$$

$$P_{\text{ср}M} := 13.2 \quad Q_{\text{ср}M} := 3.77$$

$$P_{\text{ср}B} := 10.57 \quad Q_{\text{ср}B} := 4.46$$

$$P_{\text{ср}\text{Ю}} := 10.57 \quad Q_{\text{ср}\text{Ю}} := 4.69$$

$$P_{\text{ср}L} := 11.47 \quad Q_{\text{ср}L} := 3.21$$

$$P_{\text{ср}K} := 57.6 \quad Q_{\text{ср}K} := 8.9$$

$$P_{\text{ср}18} := 57.6 \quad Q_{\text{ср}18} := 9.37$$

$$P_{\text{ср}H} := 55.77 \quad Q_{\text{ср}H} := 9.07$$

Баланс мощности

$$P_{\text{сумм}} := P_X + P_M + P_B + P_{\text{Ю}} + P_L + P_K + P_{18} + P_H = 276$$

$$P_{\text{н.нб}} := 0.95 \cdot P_{\text{сумм}} + 0.05 \cdot P_{\text{сумм}} = 276$$

$$P_{\text{з.уств}} := 570$$

$$P_{\text{сн}} := 0.12 \cdot P_{\text{з.уств}} = 68.4$$

$$P_{\text{рез}} := 0.1 \cdot P_{\text{з.уств}} = 57$$

$$P_{\text{с}} := P_{\text{з.уств}} - P_{\text{сн}} - P_{\text{рез}} = 444.6$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

Схема №1



$$\begin{aligned} L_{ГРЭС_ТЭЦ} &:= 26.9 \\ L_{ТЭЦ_Н} &:= 37 \\ L_{Н_Х} &:= 87 \\ L_{Х_М} &:= 48 \\ L_{ГРЭС_18} &:= 164 \end{aligned}$$

$$L_{mp1} := (L_{ГРЭС_ТЭЦ} + L_{ТЭЦ_Н} + L_{Н_Х} + L_{Х_М} + L_{ГРЭС_18}) = 362.9$$

Схема №2



$$\begin{aligned} L_{ГРЭС_ТЭЦ} &:= 26.9 \\ L_{ТЭЦ_Х} &:= 69 \\ L_{Х_М} &:= 48 \\ L_{18_Н} &:= 137 \\ L_{ГРЭС_Н} &:= 81 \end{aligned}$$

$$L_{mp2} := (L_{ГРЭС_ТЭЦ} + L_{ТЭЦ_Х} + L_{Х_М} + L_{18_Н} + L_{ГРЭС_Н}) = 361.9$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

Схема №3



$$L_{\text{тап}_M} := 21.6$$

$$L_{\text{ГРЭС}_\text{тап}} := 26.9$$

$$L_{\text{тап}_X} := 69$$

$$L_{X_M} := 48$$

$$L_{\text{ГРЭС}_18} := 164$$

$$L_{\text{трз}} := (L_{\text{ГРЭС}_\text{ТЭЦ}} + L_{\text{ТЭЦ}_X} + L_{X_M} + L_{\text{ГРЭС}_18} + L_{\text{ТЭЦ}_H}) = 329.5$$

Рассмотрим варианты 2 и 3.

Схема №2. При расчете принимаем в качестве ИП НГРЭС (шины 220 кВ) и ПС 220 кВ НПС-18



$$L_{\text{ГРЭС}_\text{тап}} := 26.9$$

$$L_{\text{тап}_X} := 69$$

$$L_{X_M} := 48$$

$$L_{18_H} := 137$$

$$L_{\text{ГРЭС}_H} := 81$$

$$L_{\text{ГРЭС}_18} = 164$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$P_{ГРЭС_Н} := \frac{P_{\max H} \cdot L_{18_H}}{L_{ГРЭС_Н} + L_{18_H}} = 76.67$$

$$P_{18_H} := \frac{P_{\max H} \cdot L_{ГРЭС_Н}}{L_{ГРЭС_Н} + L_{18_H}} = 45.33$$

$$U_{ГРЭС_Н} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{ГРЭС_Н}} + \frac{2500}{P_{ГРЭС_Н}}}} = 160.581$$

$$U_{18_H} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{18_H}} + \frac{2500}{P_{18_H}}}} = 130.41$$

$$U_{\text{ном}} := 220$$

Выбор компенсирующих устройств

$$P_{\text{нд}} := P_{\max H} = 122$$

$$Q_{\text{нд}} := Q_{\max H} = 18.99$$

$$\Delta Q_m := 0.1 \cdot \left[\sqrt{(P_{\text{нд}}^2 + Q_{\text{нд}}^2)} \right] = 12.347 \text{ Мвар}$$

Потери реактивной мощности Эф

$$P_{ГРЭС_Н\text{Эф}} := \frac{P_{\text{ЭфH}} \cdot L_{18_H}}{L_{ГРЭС_Н} + L_{18_H}} = 38.467$$

$$P_{18_Н\text{Эф}} := \frac{P_{\text{ЭфH}} \cdot L_{ГРЭС_Н}}{L_{ГРЭС_Н} + L_{18_H}} = 22.743$$

$$Q_{ГРЭС_Н\text{Эф}} := \frac{Q_{\text{ЭфH}} \cdot L_{18_H}}{L_{ГРЭС_Н} + L_{18_H}} = 6.605$$

$$Q_{18_Н\text{Эф}} := \frac{Q_{\text{ЭфH}} \cdot L_{ГРЭС_Н}}{L_{ГРЭС_Н} + L_{18_H}} = 3.905$$

$$X_0 := 0.42 \quad q_c := 0.14$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$\Delta Q_{\text{ГРЭС}_H} := \left(\frac{P_{\text{ГРЭС}_H}^2 + Q_{\text{ГРЭС}_H}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \right) \cdot X_0 \cdot L_{\text{ГРЭС}_H} = 1.071$$

$$\Delta Q_{18_H} := \left(\frac{P_{18_H}^2 + Q_{18_H}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \right) \cdot X_0 \cdot L_{18_H} = 0.633$$

$$\Delta Q := \Delta Q_{\text{ГРЭС}_H} + \Delta Q_{18_H} = 1.704$$

Зарядная мощность

$$\Delta Q_{c\text{ГРЭС}_H} := q_c \cdot L_{\text{ГРЭС}_H} = 11.34$$

$$\Delta Q_{c18_H} := q_c \cdot L_{18_H} = 19.18$$

$$\Delta Q_c := \Delta Q_{c\text{ГРЭС}_H} + \Delta Q_{c18_H} = 30.52$$

$$Q_{\text{пнд}} := 0.98 \cdot Q_{\text{нд}} + \Delta Q_m + (\Delta Q - \Delta Q_c) = 2.141$$

Генерируемая мощность

$$Q_{2p.1} := (P_{\text{ГРЭС}_H} + P_{18_H}) \cdot 0.59 = 71.98$$

$$Q_{\text{куч.1}} := Q_{\text{пнд}} - Q_{2p.1} = -69.839 \text{ Мвар}$$

Балансирующий tgφ

$$\text{tg}\phi_{\text{бал.1}} := \frac{Q_{\text{нд}} - Q_{\text{куч.1}}}{P_{\text{нд}}} = 0.728$$

Компенсация Реактивной мощности

Требуемая мощность КУ $\text{tg}\phi_p := 0.37$

$$Q_{\text{мркун}} := P_{\text{maxH}} \cdot (\text{tg}\phi_H - \text{tg}\phi_p) = 1.22$$

Требуемая мощность на систему шин

$$Q_{\text{куч.сш.мред.н}} := 1.1 \cdot \frac{Q_{\text{мркун}}}{2} = 0.671$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

Производим выбор компенсирующих устройств:

$$\eta_A := 1 \quad Q_{\text{НОМ.Н}} := 0.9$$

Фактическая мощность КУ

$$Q_{\text{КУ.ФН}} := 2 \cdot \eta_A \cdot Q_{\text{НОМ.Н}} = 1.8$$

Нескомпенсированная мощность

$$Q_{\text{НЕСКН}} := Q_{\text{МАХН}} - Q_{\text{КУ.ФН}} = 17.19$$

Потоки реактивной мощности

$$Q_{\text{ГРЭС.НЕСКН}} := \frac{Q_{\text{НЕСКН}} \cdot L_{18_Н}}{L_{\text{ГРЭС.Н}} + L_{18_Н}} = 10.803$$

$$Q_{18_НЕСКН} := \frac{Q_{\text{НЕСКН}} \cdot L_{\text{ГРЭС.Н}}}{L_{\text{ГРЭС.Н}} + L_{18_Н}} = 6.387$$

Выбор трансформаторов

Расчётная полная мощность $k_3 := 0.7$ $n := 2$

$$S_{\text{РН}} := \frac{\sqrt{P_{\text{СРН}}^2 + Q_{\text{НЕСКН}}^2}}{k_3 \cdot n} = 41.685$$

По полученным данным принимаем

$$S_{\text{ТР.А}} := 40$$

коэффициент загрузки при $n := 2$

$$k_{3Н} := \frac{\sqrt{P_{\text{СРН}}^2 + Q_{\text{НЕСКН}}^2}}{S_{\text{ТР.А}} \cdot n} = 0.729$$

Коэффициент загрузки при отключении одного трансформатора

$$k_{3.0Н} := \frac{\sqrt{P_{\text{СРН}}^2 + Q_{\text{НЕСКН}}^2}}{S_{\text{ТР.А}} \cdot n} = 1.459 \quad n := 1$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

Выбор сечений и марки провода

Максимальный ток ВЛ

$$I_{\max \text{ГРЭС}_H} := \frac{\sqrt{P_{\text{ГРЭС}_H}^2 + Q_{\text{ГРЭС}_H \text{неск}}^2}}{U_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{3}} = 0.203$$

$$I_{\max 18_H} := \frac{\sqrt{P_{18_H}^2 + Q_{18_H \text{неск}}^2}}{U_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{3}} = 0.12$$

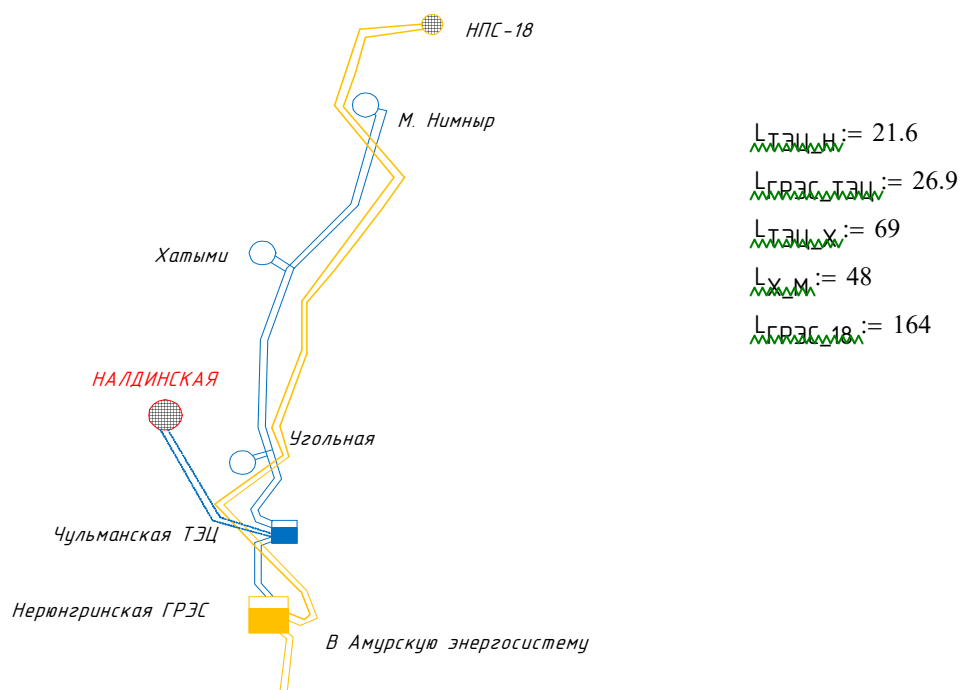
Расчетный ток

$$\alpha_i := 1.1 \quad \alpha_m := 1.05$$

$$I_{p \text{ГРЭС}_H} := \alpha_i \cdot \alpha_m \cdot I_{\max \text{ГРЭС}_H} = 0.235 \quad \text{АС} - 300$$

$$I_{p 18_H} := \alpha_i \cdot \alpha_m \cdot I_{\max 18_H} = 0.139 \quad \text{АС} - 300$$

Схема №3. Рассматриваем вариант подключения новой ПС к шинам 110 кВ ЧТЭЦ



$$P_{\text{ТЭЦ}_H} := P_{\max H} = 122$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$U_{ТЭЦ_Н} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{ТЭЦ_Н}} + \frac{2500}{\frac{P_{ТЭЦ_Н}}{2}}}} = 124.872$$

$$U_{ном} := 110$$

Выбор компенсирующих устройств

$$P_{нд} := P_{maxH} = 122$$

$$Q_{нд} := Q_{maxH} = 18.99$$

$$\Delta Q_m := 0.1 \cdot \left[\sqrt{(P_{нд}^2 + Q_{нд}^2)} \right] = 12.347 \text{ Мвар}$$

Потери реактивной мощности Эф

$$P_{ТЭЦ_НЭф} := P_{эфH} = 61.21$$

$$Q_{ТЭЦ_НЭф} := Q_{эфH} = 10.51$$

$$X_0 := 0.42$$

$$\Delta Q_{ТЭЦ_Н} := \left(\frac{P_{ТЭЦ_Н}^2 + Q_{ТЭЦ_НЭф}^2}{U_{ном}^2} \right) \cdot X_0 \cdot L_{ТЭЦ_Н} = 11.242$$

$$\Delta Q := \Delta Q_{ТЭЦ_Н} = 11.242$$

$$Q_{ку.1} := 0.98 \cdot Q_{нд} + \Delta Q_m + (\Delta Q) = 42.199$$

Генерируемая мощность

$$Q_{зр.1} := (P_{ТЭЦ_Н}) \cdot 0.59 = 71.98$$

$$Q_{ку.1} := Q_{нд} - Q_{зр.1} = -29.781 \text{ Мвар}$$

Балансирующий tgφ

$$tg\phi_{кул.1} := \frac{Q_{нд} - Q_{ку.1}}{P_{нд}} = 0.4$$

Компенсация Реактивной мощности

Требуемая мощность КУ $\tan \varphi_{\text{н}} := 0.37$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$Q_{\text{тркун}} := P_{\text{maxH}} \cdot (\tan \varphi_{\text{н}} - \tan \varphi_{\text{р}}) = 1.22$$

Требуемая мощность на систему шин

$$Q_{\text{ку.шн.предн}} := 1.1 \cdot \frac{Q_{\text{тркун}}}{2} = 0.671$$

Производим выбор компенсирующих устройств:

$$n_{\text{А}} := 1 \quad Q_{\text{номн}} := 0.9$$

Фактическая мощность КУ

$$Q_{\text{ку.фн}} := 2 \cdot n_{\text{А}} \cdot Q_{\text{номн}} = 1.8$$

Нескомпенсированная мощность

$$Q_{\text{нескн}} := Q_{\text{maxH}} - Q_{\text{ку.фн}} = 17.19$$

Потоки реактивной мощности

$$Q_{\text{ТЭЦ_Ннеск}} := Q_{\text{нескн}} = 17.19$$

Выбор трансформаторов

Расчётная полная мощность $k_{\text{н}} := 0.7$ $n := 2$

$$S_{\text{рн}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срн}}^2 + Q_{\text{нескн}}^2}}{k_{\text{н}} \cdot n} = 41.685$$

По полученным данным принимаем

$$S_{\text{тр.А}} := 40$$

коэффициент загрузки при $n := 2$

$$k_{\text{нн}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срн}}^2 + Q_{\text{нескн}}^2}}{S_{\text{тр.А}} \cdot n} = 0.729$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А
Коэффициент загрузки при отключении одного трансформатора

$$k_{\text{заг}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срН}}^2 + Q_{\text{нескН}}^2}}{S_{\text{тр.А}} \cdot n} = 1.459 \quad n := 1$$

Выбор сечений и марки провода

Максимальный ток ВЛ

$$I_{\text{maxТЭЦ}_H} := \frac{\sqrt{P_{\text{ТЭЦ}_H}^2 + Q_{\text{ТЭЦ}_H\text{неск}}^2}}{2U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}} = 0.323$$

Расчетный ток

$$\alpha_i := 1.1 \quad \alpha_m := 1.05$$

$$I_{\text{рТЭЦ}_H} := \alpha_i \cdot \alpha_m \cdot I_{\text{maxТЭЦ}_H} = 0.373 \quad \text{АС} - 240$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Экономический расчёт.
Капиталовложения
Капиталовложения в строительство линий

Исходя из расчета послеаварийного режима в ПВК RastrWin в первом варианте ВЛ НГРЭС-ЧТЭЦ нуждается в добавлении одной линии. В связи с этим к расчетам строящейся ВЛ будет прибавлена стоимость реконструкции ВЛ, длина которой равна АС-185 - 26,9 км

$$K_{\text{инфл}} := 5.2 \quad K_{\text{зонвл}} := 1.4 \quad L_{1\text{л}} := 8.7 + 26.9 = 35.6 \quad \text{км}$$
$$K_{\text{зонпс}} := 1.3 \quad L_{2\text{л}} := 10.16 \quad \text{км}$$

Схема 1

Для ВЛ 220 кВ $k_{110} := 1100$ тыс.руб/км

сечение 240

$$K_{1\text{л}} := K_{\text{инфл}} \cdot (L_{1\text{л}} \cdot k_{110}) = 2.036 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в линии

$$K_{\text{ВЛ110}} := K_{1\text{л}} \cdot 2 = 407264 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{ТР63.110}} := 11600 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ТР110}} := K_{\text{ТР63.110}} \cdot 2 = 2.32 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ

$$K_{\text{ПОСТ}} := 35000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ОРУ1}} := 520000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс1}} := K_{\text{зонпс}} \cdot K_{\text{инфл}} \cdot (K_{\text{ОРУ1}} + K_{\text{ТР110}} + K_{\text{ПОСТ}}) = 3908632 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{сум1}} := K_{\text{пс1}} \cdot K_{\text{зонпс}} + K_{\text{ВЛ110}} \cdot K_{\text{зонвл}} = 5651391 \quad \text{тыс.руб}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Схема 2

Для ВЛ 220 кВ $k_{220.240} := 1470$ тыс.руб/км

сечение 240

$$K_{\text{ЛЛ}} := K_{\text{инфл}} \cdot (L_{2\text{л}} \cdot k_{220.240}) = 7.766 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в линии

$$K_{\text{ВЛ220}} := K_{\text{ЛЛ}} \cdot 2 = 155326.08 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{ТР63.220}} := 14700 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ТР220}} := K_{\text{ТР63.220}} \cdot 2 = 2.94 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ

$$K_{\text{ПОСТ2}} := 35000 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ОРУ2}} := 346000 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ПС2}} := K_{\text{зонпс}} \cdot K_{\text{инфл}} \cdot (K_{\text{ОРУ2}} + K_{\text{ТР220}} + K_{\text{ПОСТ2}}) = 2774304 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{сум2}} := K_{\text{ПС2}} \cdot K_{\text{зонпс}} + K_{\text{ВЛ220}} \cdot K_{\text{зонвл}} = 3824051.712 \text{ тыс.руб}$$

Издержки

Схема 1

$$a_{\text{ампс}} := 5.25 \quad a_{\text{амвл}} := 0.65$$

$$I_{\text{экспПС1}} := K_{\text{ПС1}} \cdot K_{\text{зонпс}} \cdot \frac{a_{\text{ампс}}}{100} = 266764.134 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{\text{экспВЛ1}} := K_{\text{ВЛ110}} \cdot K_{\text{зонвл}} \cdot \frac{a_{\text{амвл}}}{100} = 3.706 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{\text{эксп1}} := I_{\text{экспПС1}} + I_{\text{экспВЛ1}} = 270470.236 \text{ тыс.руб}$$

$$T_{\text{сл}} := 20$$

$$I_{\text{АМ1}} := \frac{K_{\text{сум1}}}{T_{\text{сл}}} = 282569.56 \text{ тыс.руб}$$

$$C_{\text{уд}} := 1.5$$

суммарные потери в трансформаторах
берем из расчетов в ПВК RastrWin3

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Б

$$\Delta W_{\text{сум}} := 855.7284$$

$$I_{\Delta W.\text{сум}} := C_{\text{уд}} \cdot \Delta W_{\text{сум}} = 1283.593 \quad \text{тыс.руб}$$

Определение среднегодовых эквивалентных расходов

$$E := 0.1$$

$$I_1 := I_{\text{эксп1}} + I_{\text{АМ1}} + I_{\Delta W.\text{сум}} = 554323.389$$

$$З := E \cdot K_{\text{сум1}} + I_1 = 1119462.509$$

Схема 2

$$a_{\text{ампс}} := 5.25 \quad a_{\text{амвл}} := 0.65$$

$$I_{\text{эксппс2}} := K_{\text{пс2}} \cdot K_{\text{зонпс}} \cdot \frac{a_{\text{ампс}}}{100} = 189346.248 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{\text{экспвл2}} := K_{\text{вл220}} \cdot K_{\text{зонвл}} \cdot \frac{a_{\text{амвл}}}{100} = 1.413 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{\text{эксп2}} := I_{\text{эксппс2}} + I_{\text{экспвл2}} = 190759.716 \text{ тыс.руб}$$

$$T_{\text{сл}} := 20$$

суммарные потери в трансформаторах берем из расчетов в ПВК RastrWin3

$$I_{\text{АМ}} := \frac{K_{\text{сум2}}}{T_{\text{сл}}} = 191202.586 \text{ тыс.руб}$$

$$C_{\text{уд}} := 1.5$$

$$\Delta W_{\text{сум}} := 655.7284$$

$$I_{\Delta W.\text{сум}} := C_{\text{уд}} \cdot \Delta W_{\text{сум}} = 983.593$$

Определение среднегодовых эквивалентных расходов

$$E := 0.1$$

$$I := I_{\text{эксп2}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W.\text{сум}} = 382945.894$$

$$З := E \cdot K_{\text{сум2}} + I = 765351.065$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет защит силового трансформатора ведется для терминалов "Сириус-Т"

Расчет ДЗТ на ПС 110 кВ Налдинская

Первичные номинальные токи трансформатора

$$I_{\text{НОМ.ВН}} := \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 104.973$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} := \frac{40000}{2\sqrt{3} \cdot 11} = 1.05 \times 10^3$$

Коэффициенты трансформации ТТ

$$k_{\text{ТТ.ВН}} := \frac{150}{5} = 30$$

$$k_{\text{ТТ.НН}} := \frac{1500}{5} = 300$$

Вторичные номинальные токи трансформатора

$$I_{\text{НОМ.ВН.втор}} := \frac{I_{\text{НОМ.ВН}}}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = 3.499$$

$$I_{\text{НОМ.НН.втор}} := \frac{I_{\text{НОМ.НН}}}{k_{\text{ТТ.НН}}} = 3.499$$

Определение начального тока срабатывания ДЗТ

$k_{\text{пер}} := 1$ - коэф., учитывающий переходный режим;

$k_{\text{одн}} := 1$ - коэф. однотипности;

$\varepsilon := 0.1$ - погрешность ТТ;

Погрешность РПН:

$$\Delta U_{\text{РПН}} := \frac{10 - -10}{2 \cdot 100} = 0.1$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ В

$\Delta f_{\text{выр}} := 0.02$ - относительная погрешность выравнивания токов плеч;

$\Delta f_{\text{ПТТ}} := 0.05$ - относительная погрешность внешнего выравнивающего трансформатора

$k_{\text{отс}} := 1.3$

$I_{\text{нб.расч}} := (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}} + \Delta f_{\text{ПТТ}}) = 0.27$

$I_{\text{д0.расч}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 0.351$

$I_{\text{д0}} := 0.35$

Определение тока начала торможения ДЗТ

Ток начала томожения для пускорезервных трансформаторов, на которых возможно несинхронный АВР $I_{\text{т0}}=0,6$ о.е. Во всех остальных случаях $I_{\text{т0}}=1,0$ о.е.

$I_{\text{т0}} := 1.0$

Определение тока торможения блокировки

$k_{\text{отсв}} := 1.1$

$k_{\text{пред.нагр}} := 1.5$

$I_{\text{ном.нагр}} := 450$

$I_{\text{баз.стор}} := 150$

$k_{\text{сх}} := 1$

$I_{\text{т.бл.расч}} := k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{пред.нагр}} \cdot \frac{I_{\text{ном.нагр}}}{I_{\text{баз.стор}}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{I_{\text{ном.ВН.втор}}} = 1.415$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ В

$$I_{Т.бл} := 1.5$$

Определение коэффициента торможения

$$k_{отс} := 1.1$$

Максимальный сквозной ток при внешнем металлическом КЗ, приведенный к основной стороне (220):

$$I_{скв.имен} := 1128 \cdot 2$$

$$I_{скв} := \frac{I_{скв.имен}}{I_{баз.стор}} \cdot \frac{k_{сх}}{I_{ном.ВН.втор}} = 4.298$$

Дифференциальный ток, вызванный протеканием сквозного тока:

$$I_{д} := I_{нб.расч} \cdot I_{скв}$$

Тормозной ток в данном случае:

$$\alpha := 165 \text{ deg} \quad - \text{ угол между векторами токов } I_{скв} \text{ и } I_{скв-д}$$

$$\beta := (180 - 165) \text{ deg}$$

$$I_{Т} := \sqrt{I_{скв} \cdot (I_{скв} - I_{д}) \cdot \cos(\beta)} = 3.609$$

$$K_{Т.расч} := \frac{k_{отс} \cdot I_{д} - I_{д0}}{I_{Т} - I_{д0}} = 0.284$$

$$K_{Т} := 0.3$$

Уровень блокировки по 2 гармонике

По опыту эксплуатации рекомендуется принимать уставку по уровню блокировки по 2 гармонике на уровне 10% для Т и 15% для АТ.

$$I_{блок.2гarm} := 0.1$$

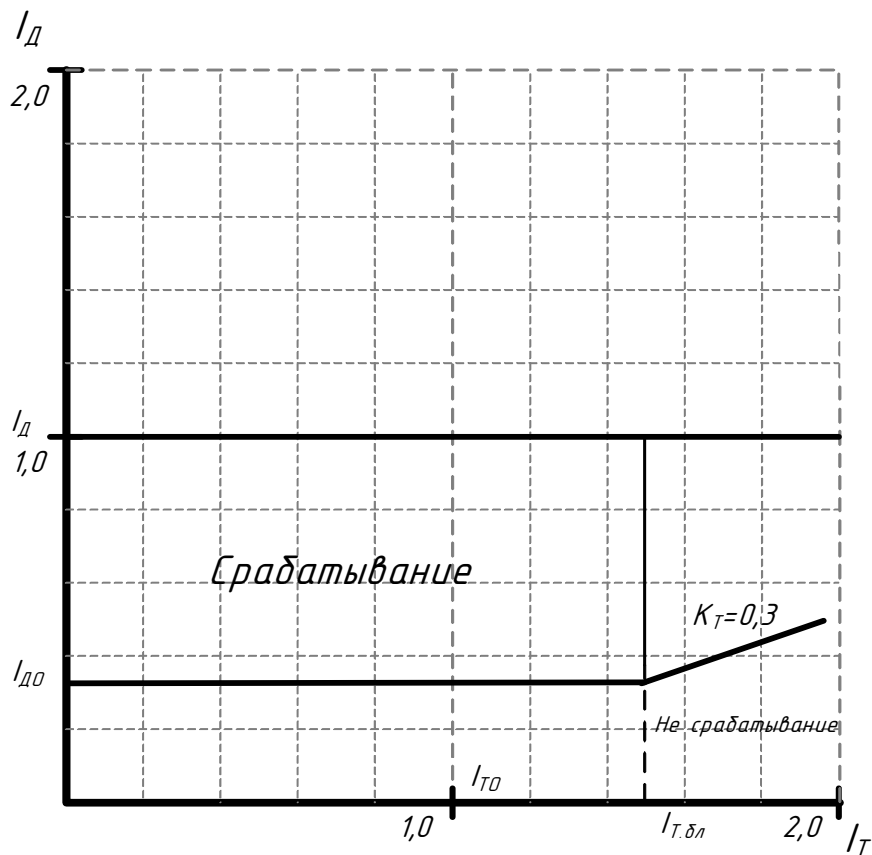
ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ В

Ток срабатывания дифференциальной отсечки

$$k_{\text{пер}} := 3$$

$$I_{\text{Д}} := 1.5 \cdot I_{\text{СКВ}} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}} + \Delta f_{\text{птт}}) = 3.03$$

Характеристика срабатывания ДЗТ:



Ток срабатывания МТЗ

$$k_{\text{отс}} := 1.2$$

$$k_{\text{в}} := 0.9$$

$$I_{\text{МТЗ.ВН}} := I_{\text{НОМ.ВН.ВТОР}} \cdot \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} = 4.665$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ В

$$I_{\text{МТЗ.НН}} := I_{\text{НОМ.НН.ВТОР}} \cdot \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} = 4.665$$

Ток срабатывания ЗП

$$k_{\text{ОТС}} := 1.05$$

$$k_{\text{В}} := 0.9$$

$$I_{\text{ЗП}} := I_{\text{НОМ.ВН.ВТОР}} \cdot \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} = 4.082$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчет молниезащиты ПС 220 кВ Налдинская

Размеры ОРУ:

$$A := 132.4$$

$$B := 89.2$$

Высота молниеотводов:

$$h_1 := 30.6 \quad h_3 := 30.6 \quad h_5 := 40.3$$

$$h_2 := 40.3 \quad h_4 := 30.6$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} := 62.3$$

$$L_{14} := 79.3$$

$$L_{23} := 80.3$$

$$L_{35} := 63.9$$

$$L_{45} := 35.5$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф1}} := 0.85 \cdot h_1 = 26.01$$

$$h_{\text{эф2}} := 0.85 \cdot h_2 = 34.255$$

$$h_{\text{эф3}} := 0.85 \cdot h_3 = 26.01$$

$$h_{\text{эф4}} := 0.85 \cdot h_4 = 26.01$$

$$h_{\text{эф5}} := 0.85 \cdot h_5 = 34.255$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Радиусы зон защиты на уровне земли:

$$r_{01} := (1.1 - 0.002 \cdot h_1)h_1 = 31.787$$

$$r_{02} := (1.1 - 0.002 \cdot h_2)h_2 = 41.082$$

$$r_{03} := (1.1 - 0.002 \cdot h_3)h_3 = 31.787$$

$$r_{04} := (1.1 - 0.002 \cdot h_4)h_4 = 31.787$$

$$r_{05} := (1.1 - 0.002 \cdot h_5)h_5 = 41.082$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x := 6.4$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{x1} := r_{01} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}1}}\right) = 23.966$$

$$r_{x2} := r_{02} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}2}}\right) = 33.406$$

$$r_{x3} := r_{03} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}3}}\right) = 23.966$$

$$r_{x4} := r_{04} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}4}}\right) = 23.966$$

$$r_{x5} := r_{05} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}5}}\right) = 33.406$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Наименьшие высоты внутренних зон:

- между M01 и M02:

$$h_{cx12'} := h_{\text{эф}1} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1\right) \cdot (L_{12} - h_1) = 20.33$$

$$h_{cx12''} := h_{\text{эф}2} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2\right) \cdot (L_{12} - h_2) = 30.249$$

$$h_{cx12} := \frac{h_{cx12'} + h_{cx12''}}{2} = 25.29$$

- между M01 и M04:

$$h_{cx14'} := h_{\text{эф}1} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1\right) \cdot (L_{14} - h_1) = 17.284$$

$$h_{cx14''} := h_{\text{эф}4} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_4\right) \cdot (L_{14} - h_4) = 17.284$$

$$h_{cx14} := \frac{h_{cx14'} + h_{cx14''}}{2} = 17.284$$

- между M04 и M05:

$$h_{cx45'} := h_{\text{эф}5} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_5\right) \cdot (L_{45} - h_5) = 35.129$$

$$h_{cx45''} := h_{\text{эф}4} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_4\right) \cdot (L_{45} - h_4) = 25.132$$

$$h_{cx45} := \frac{h_{cx45'} + h_{cx45''}}{2} = 30.131$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Г

- между M03 и M05:

$$h_{cx35'} := h_{эф5} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_5\right) \cdot (L_{35} - h_5) = 29.958$$

$$h_{cx35''} := h_{эф3} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_3\right) \cdot (L_{35} - h_3) = 20.043$$

$$h_{cx35} := \frac{h_{cx35'} + h_{cx35''}}{2} = 25$$

- между M03 и M02:

$$h_{cx23'} := h_{эф2} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2\right) \cdot (L_{23} - h_2) = 26.971$$

$$h_{cx23''} := h_{эф3} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_3\right) \cdot (L_{23} - h_3) = 17.105$$

$$h_{cx23} := \frac{h_{cx23'} + h_{cx23''}}{2} = 22.038$$

Наименьшая ширина внутренних зон на уровне защищаемого объекта:

- между M01 и M02:

$$r_{cx12'} := r_{01} \cdot \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}} = 21.78$$

$$r_{cx12''} := r_{02} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}} = 32.39$$

$$r_{cx12} := \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2} = 27.085$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Г

- между M01 и M04:

$$r_{cx14'} := r_{01} \cdot \frac{h_{cx14'} - h_x}{h_{cx14'}} = 20.017$$

$$r_{cx14''} := r_{04} \cdot \frac{h_{cx14''} - h_x}{h_{cx14''}} = 20.017$$

$$r_{cx14} := \frac{r_{cx14'} + r_{cx14''}}{2} = 20.017$$

- между M05 и M04:

$$r_{cx45'} := r_{05} \cdot \frac{h_{cx45'} - h_x}{h_{cx45'}} = 33.597$$

$$r_{cx45''} := r_{04} \cdot \frac{h_{cx45''} - h_x}{h_{cx45''}} = 23.692$$

$$r_{cx45} := \frac{r_{cx45'} + r_{cx45''}}{2} = 28.645$$

- между M05 и M03:

$$r_{cx35'} := r_{05} \cdot \frac{h_{cx35'} - h_x}{h_{cx35'}} = 32.305$$

$$r_{cx35''} := r_{03} \cdot \frac{h_{cx35''} - h_x}{h_{cx35''}} = 21.637$$

$$r_{cx35} := \frac{r_{cx35'} + r_{cx35''}}{2} = 26.971$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Г

- между M02 и M03:

$$r_{cx23'} := r_{02} \cdot \frac{h_{cx23'} - h_x}{h_{cx23'}} = 31.334$$

$$r_{cx23''} := r_{03} \cdot \frac{h_{cx23''} - h_x}{h_{cx23''}} = 19.894$$

$$r_{cx23} := \frac{r_{cx23'} + r_{cx23''}}{2} = 25.614$$

Расчет заземляющего устройства ПС 220 кВ Налдинская

Площадь, используемая под заземлитель:

$$S := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = 1.248 \times 10^4$$

Расстояние между полосами сетки:

$$a := 5$$

Общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_{\Gamma} := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot \left(\frac{B + 2 \cdot 1.5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1.5) \cdot \left(\frac{A + 2 \cdot 1.5}{a} \right) = 4.994 \times 10^3$$

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

Число ячеек:

$$m_{\text{расч}} := \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} = 22.346$$

$$m := 23$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L := 2\sqrt{S} \cdot (m + 1) = 5.363 \times 10^3$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Число вертикальных электродов:

$$n_B := \text{round}\left(\frac{4\sqrt{S}}{a}\right) = 89$$

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

$l_B := 5$ - длина вертикальных электродов

$$R_{\text{ПС}} := 140 \cdot \left(\frac{0.29}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) = 0.387$$

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

$$R_{\text{стац}} := \frac{6.5 \cdot R_{\text{ПС}}}{6.5 + R_{\text{ПС}}} = 0.366$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона.

$$I_{\text{молн}} := 80$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{имп}} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(290 + 480) \cdot (I_{\text{молн}} + 45)}} = 1.32$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_{\text{имп}} := \alpha_{\text{имп}} \cdot R_{\text{стац}} = 0.483$$

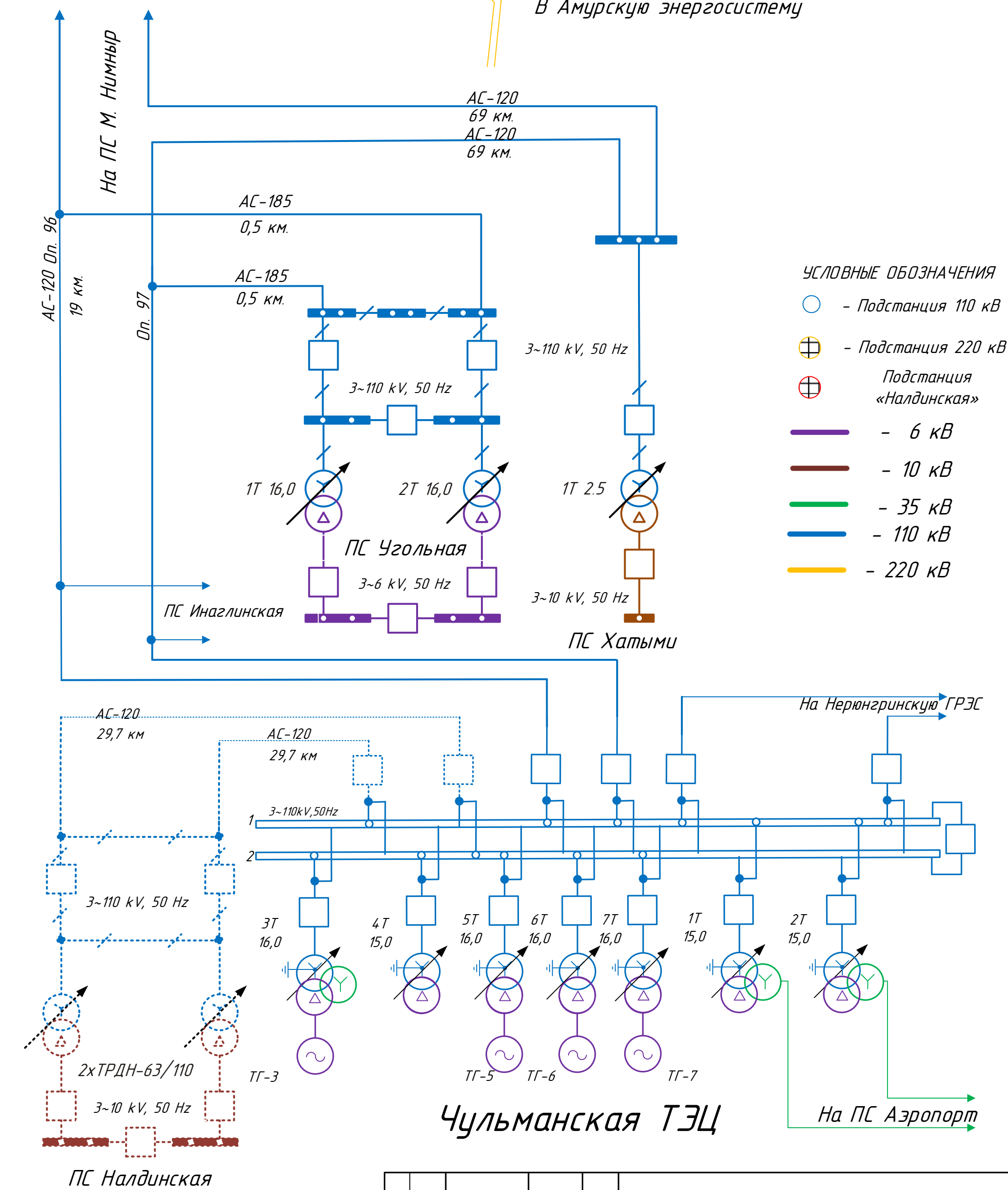
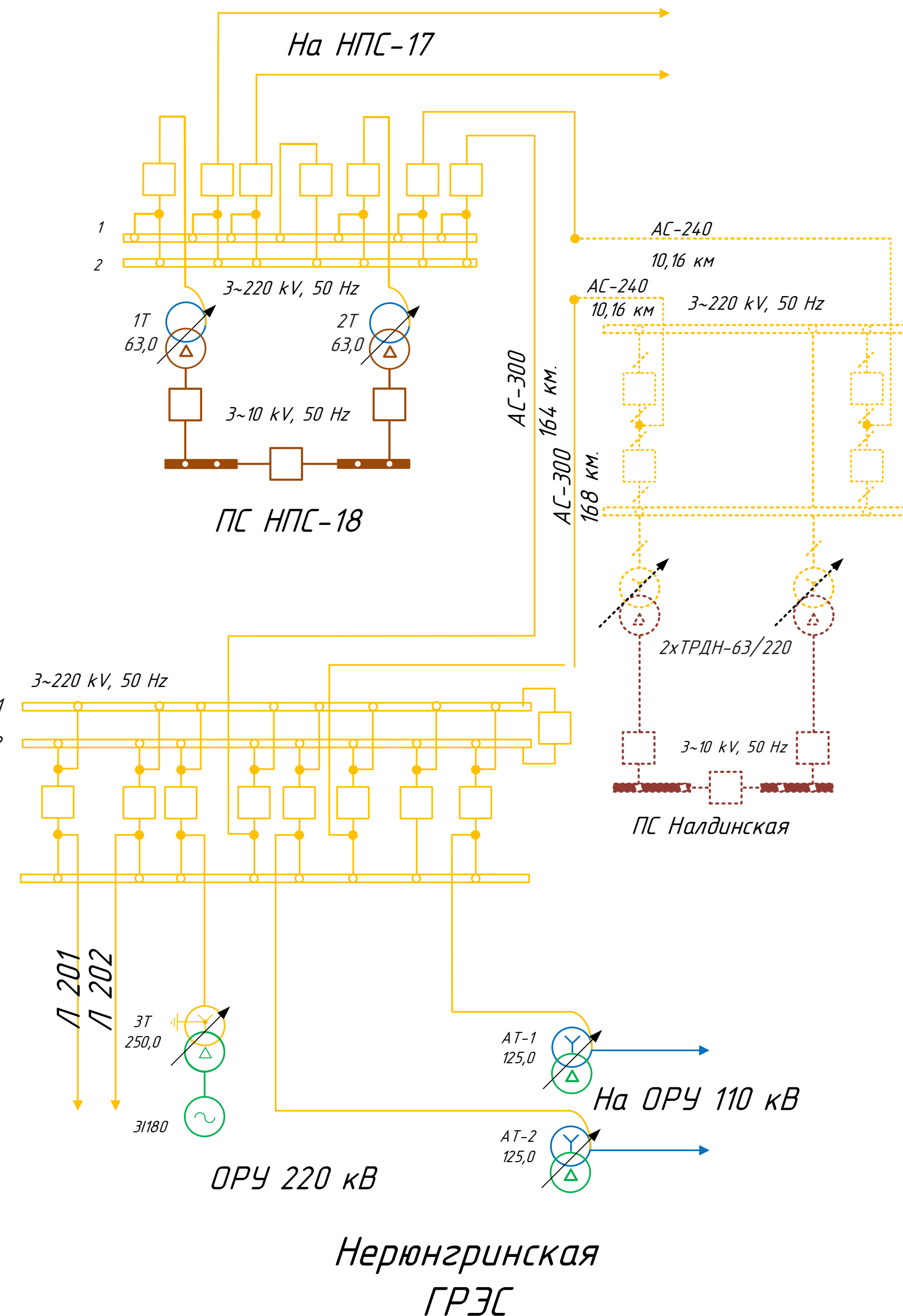
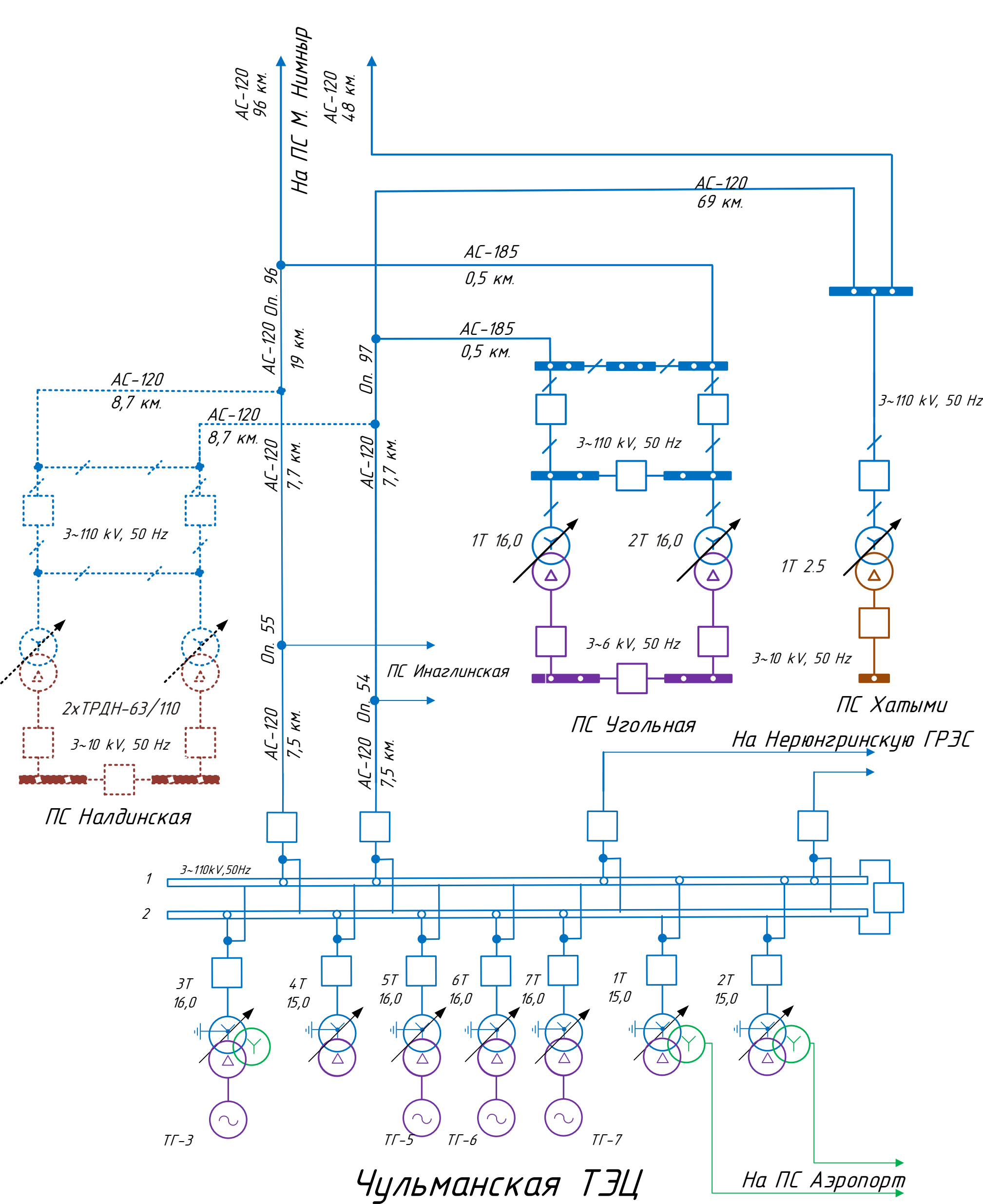
Вариант №1



Вариант №2



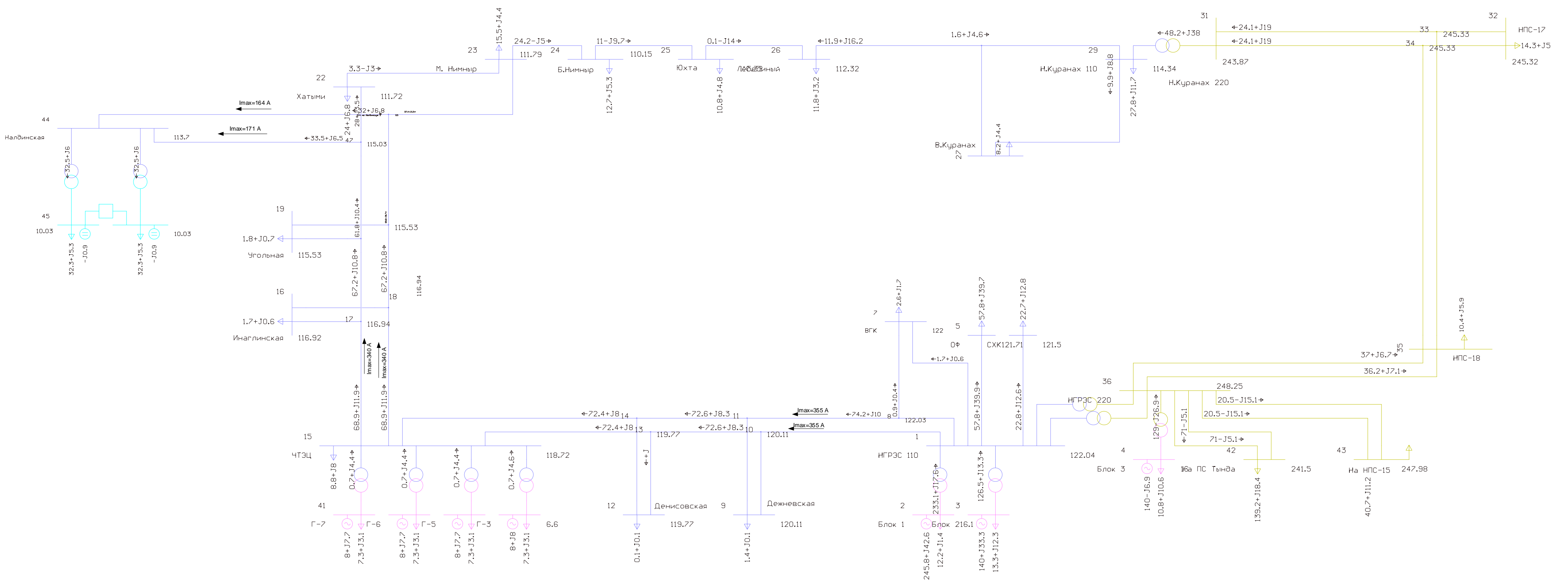
Вариант №3



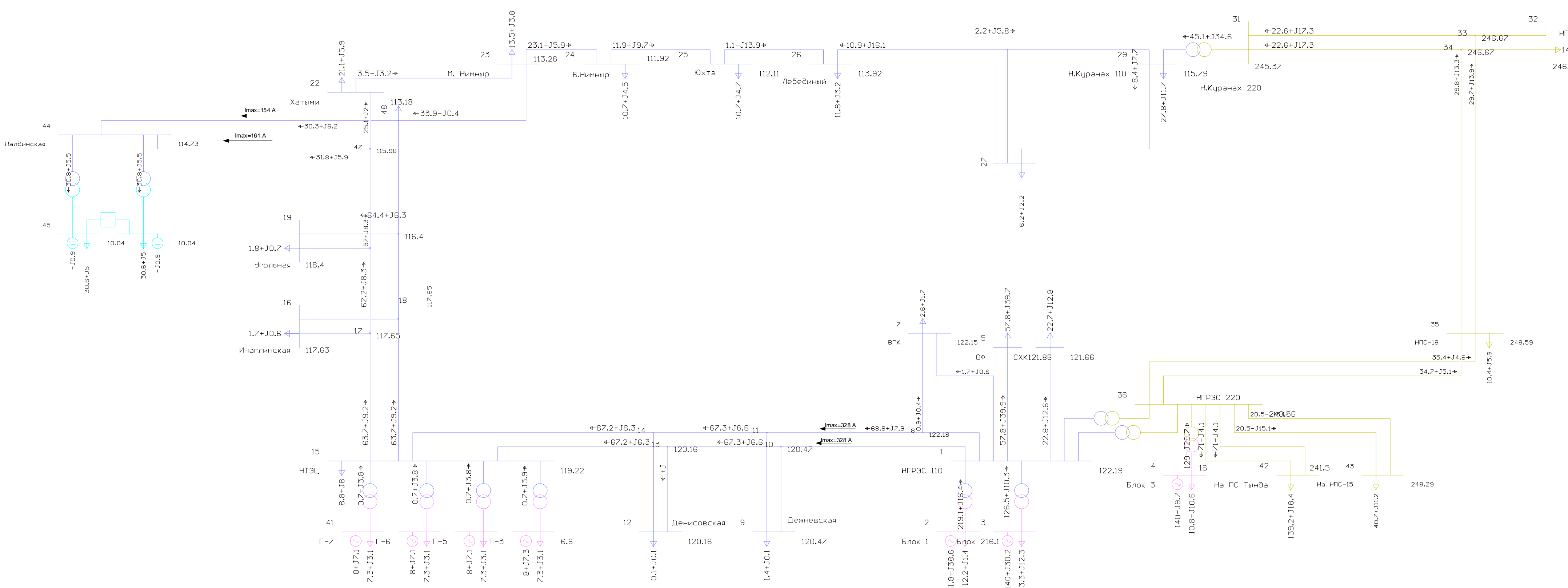
- УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ
- - Подстанция 110 кВ
 - ⊕ - Подстанция 220 кВ
 - ⊕ - Подстанция «Налдинская»
 - (purple) - 6 кВ
 - (brown) - 10 кВ
 - (green) - 35 кВ
 - (blue) - 110 кВ
 - (yellow) - 220 кВ

ВКР 144039.130302.СХ				Литера	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		
Разраб.	Ивочкин В.В.					
Провер.	Казакул А.А.					
Т.Контр.						
Рецензент						
И.Контр.	Ротачева А.Г.					
Утвержд.	Савина Н.В.					
Варианты подключения подстанции Налдинская				Лист 2	Листов 7	
Развитие электрических сетей Южно-Якутского энергорайона в связи с подключением ПС «Налдинская»				АМГУ зр 442-082		

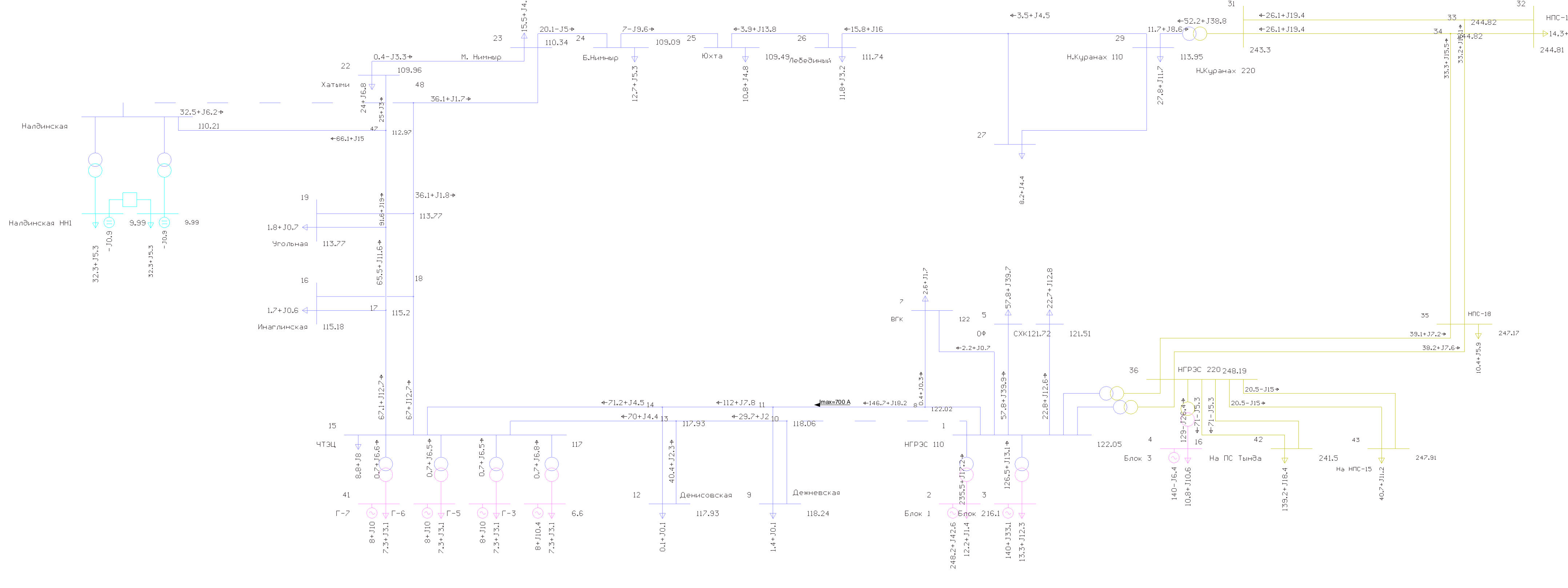
Результаты расчета максимального режима



Результаты расчета минимального режима

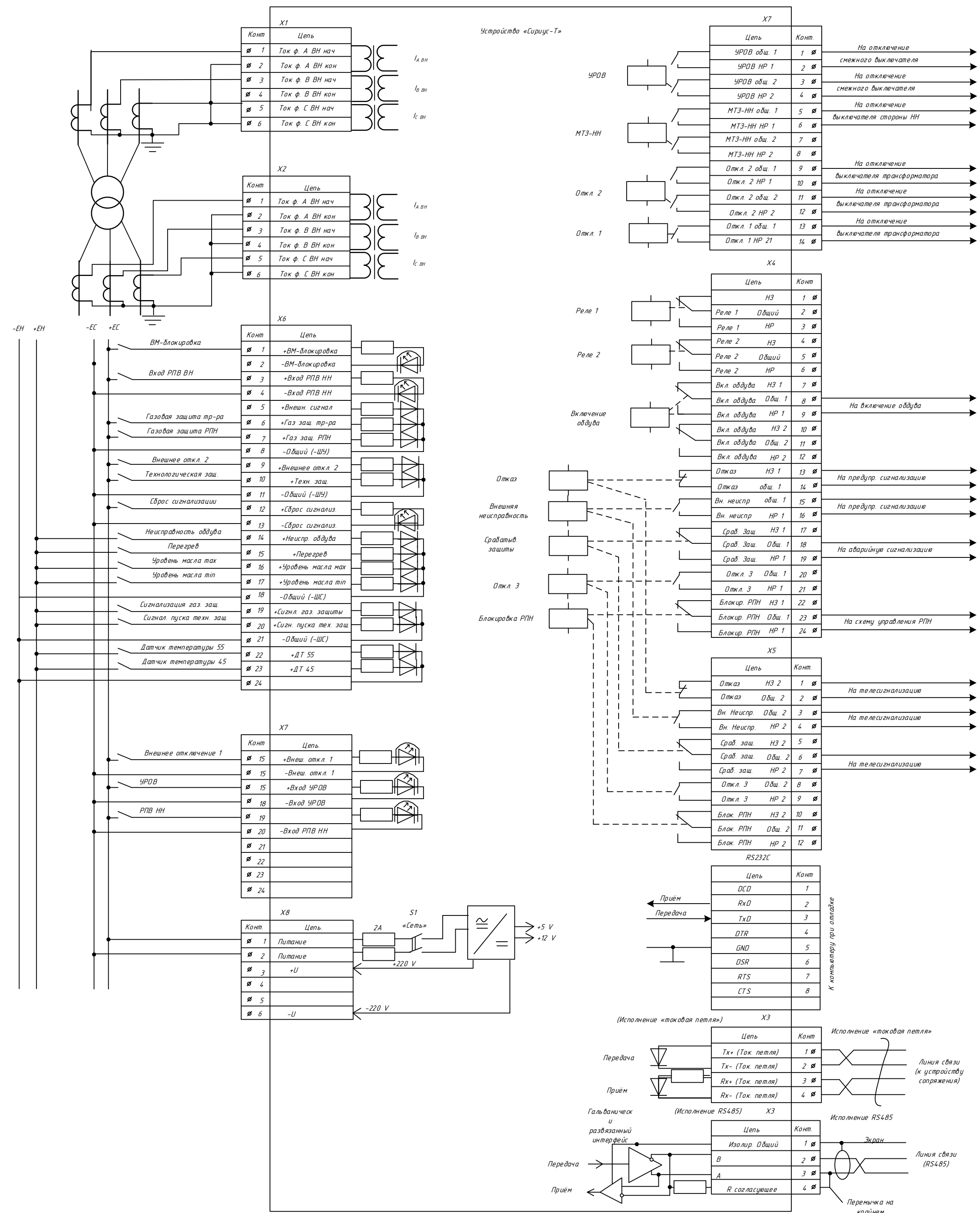


Результаты расчета послеаварийного режима

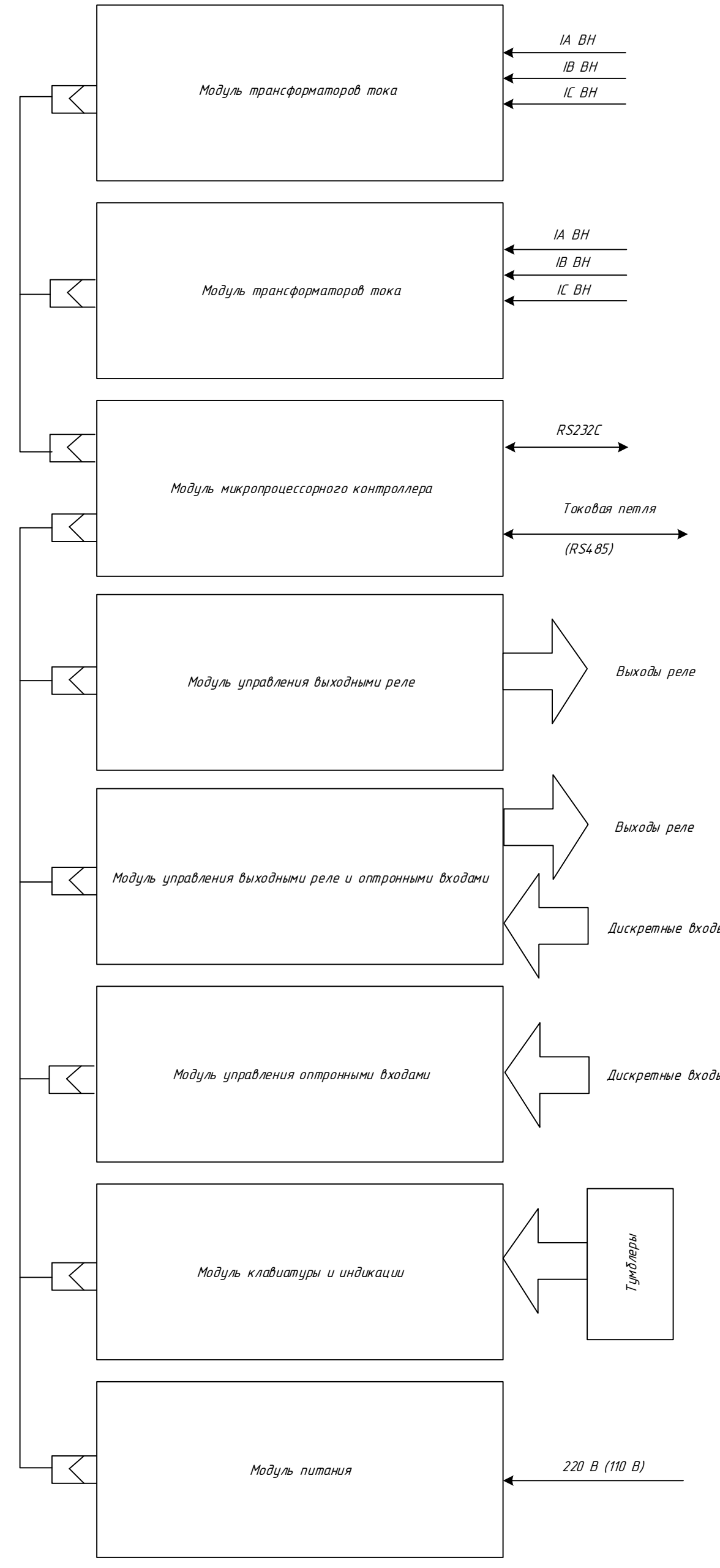


				ВКР 14.039.130302.СХ		
				Схемы потокораспределения для варианта 110 кВ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Литера	Масса
Разработ.	Иванкин В.В.				У	
Проектиров.	Казанкин А.А.				Лист 3	Листов 7
Техник						
Рецензент						
Начит.	Ратичева А.Г.				Развитие электрических сетей Южно-Якутского энергосистема в связи с подключением ПС «Найдинская»	
Умк	Савина Н.В.				АмГУ	гр.442-002

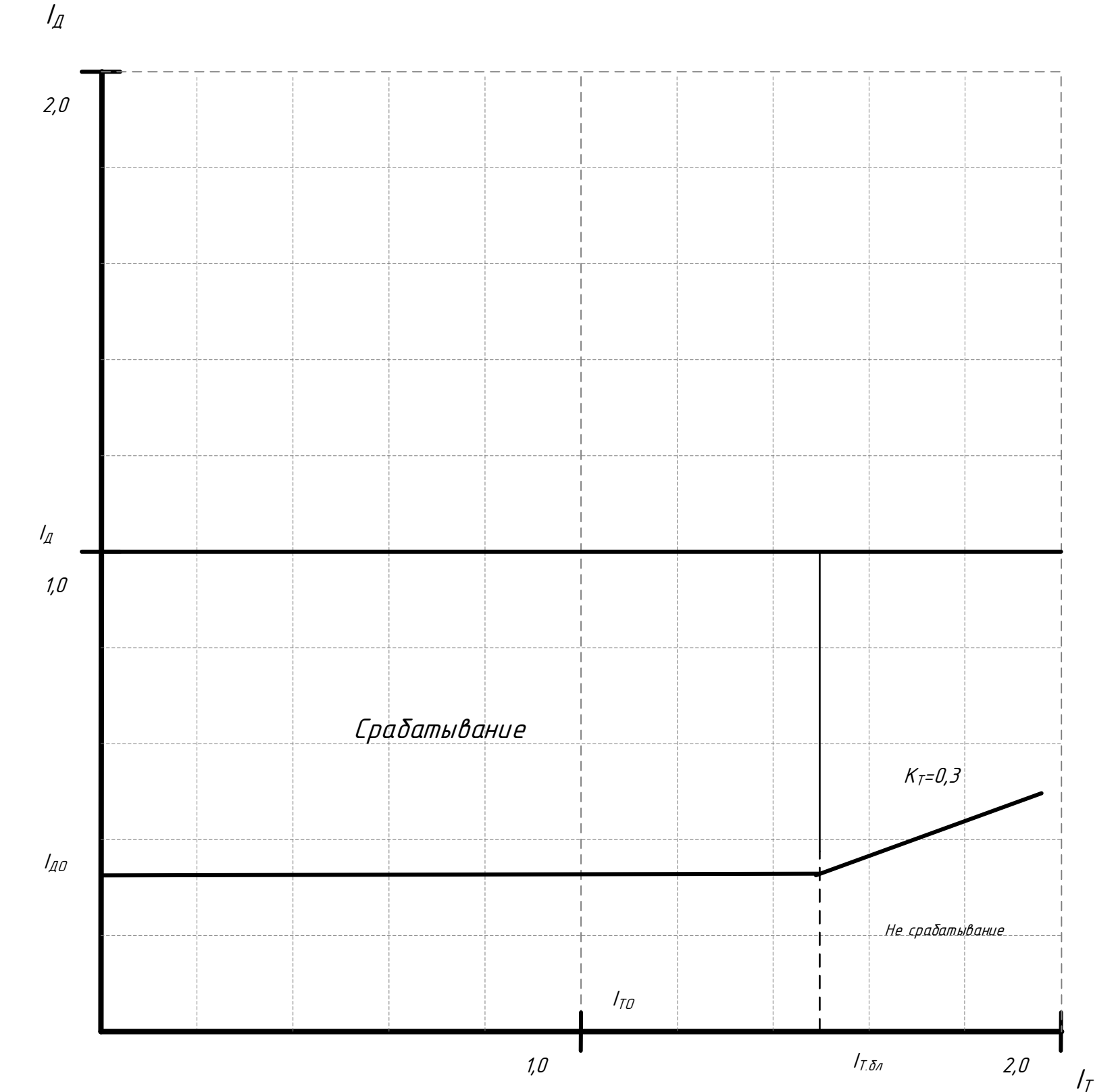
Схема подключения внешних цепей к устройству «Сириус-Т»



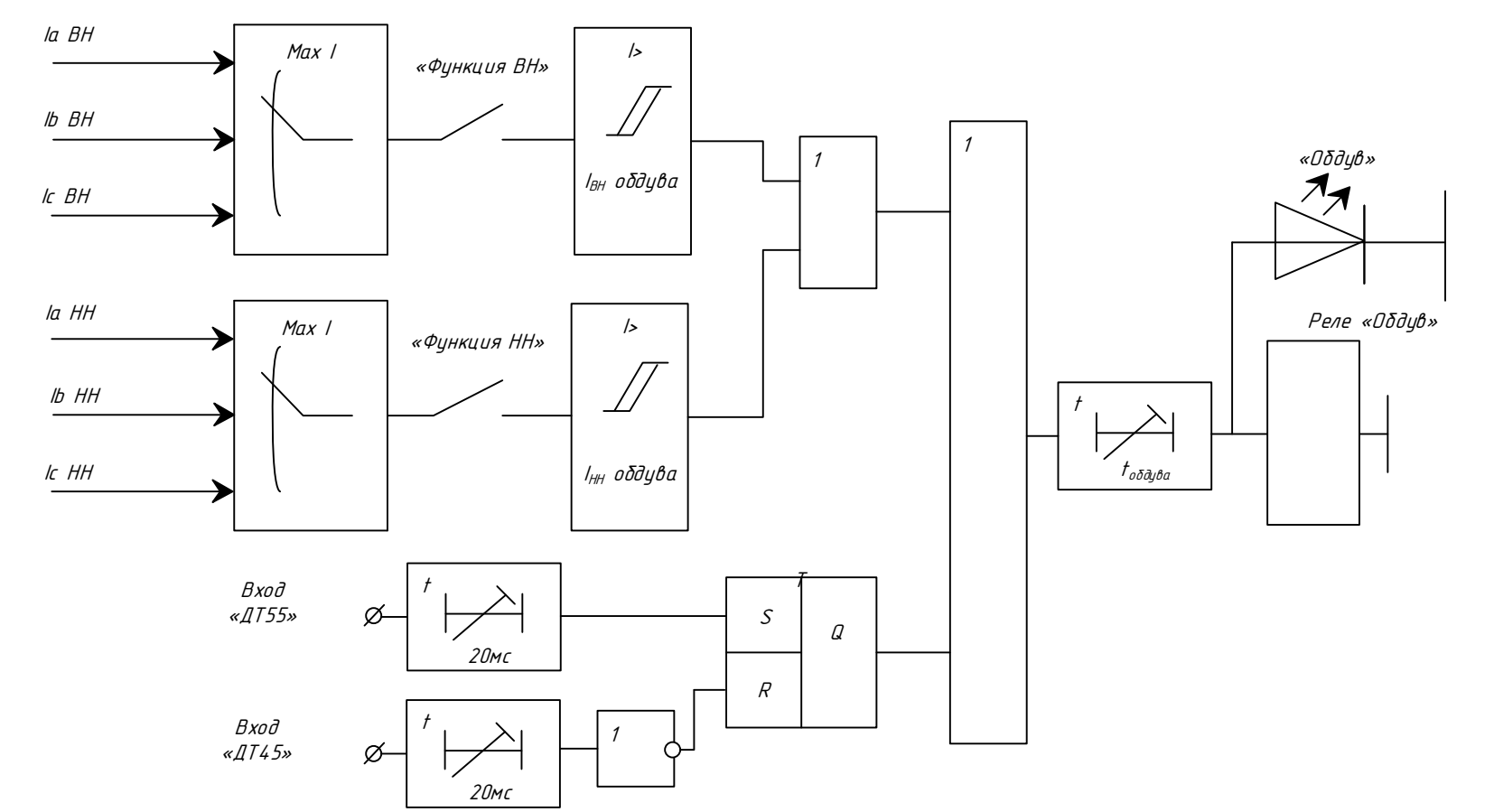
Структурная схема устройства Сириус



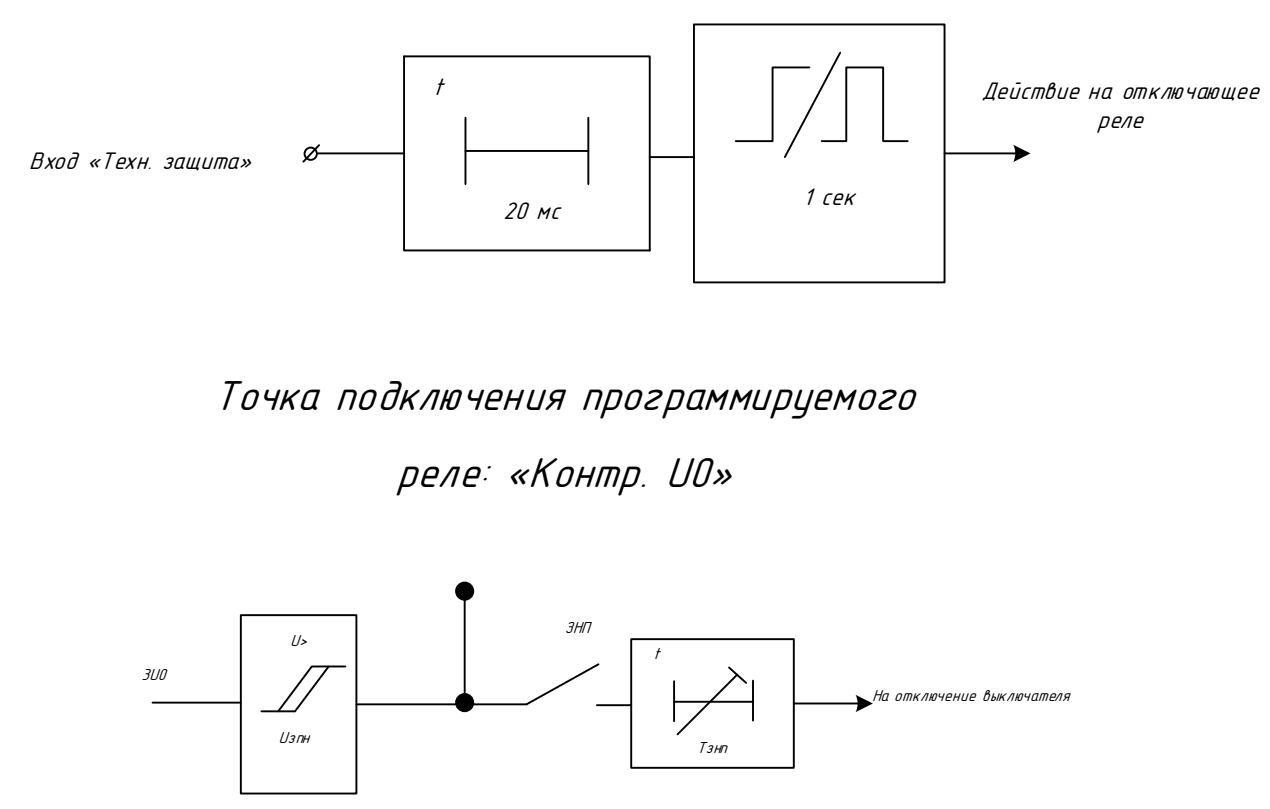
Характеристика срабатывания ДЭТ



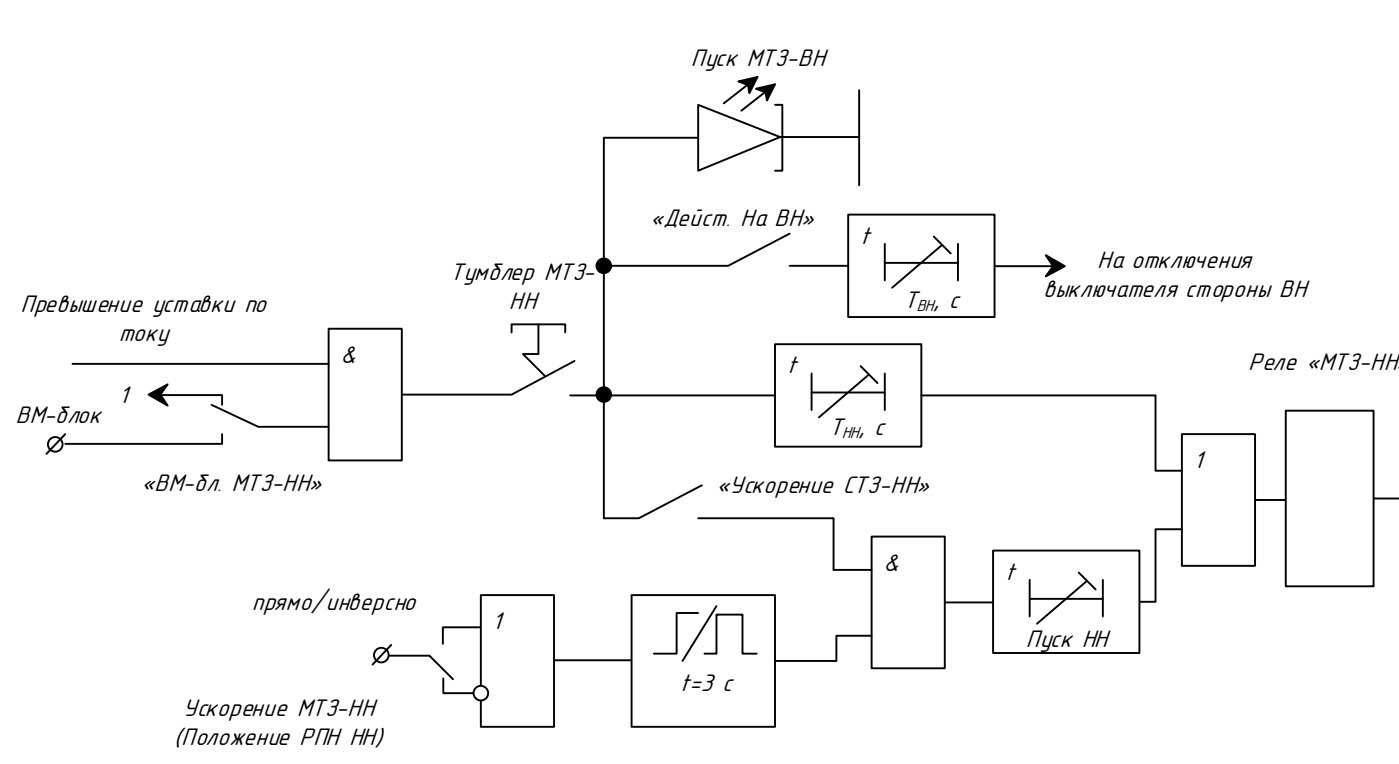
Функционально-логическая схема обдува (Сириус-Т)



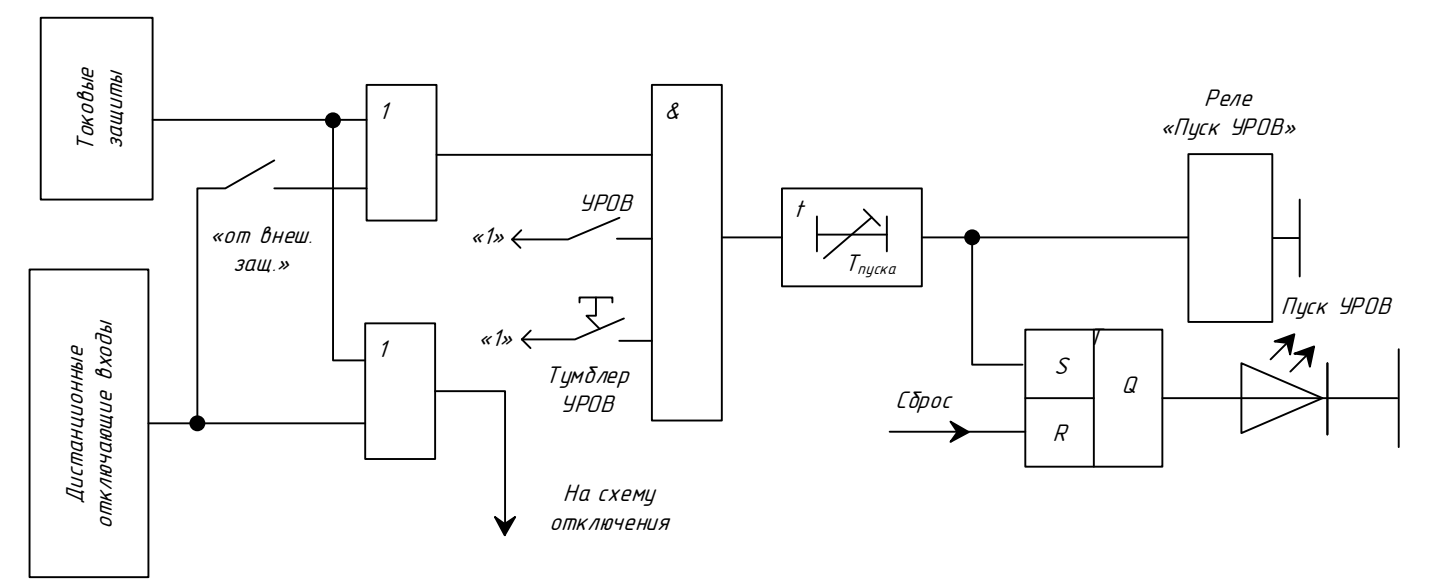
Функционально-логическая схема обработки входного сигнала «Технологическая защита»



Функционально-логическая схема МТЗ НН

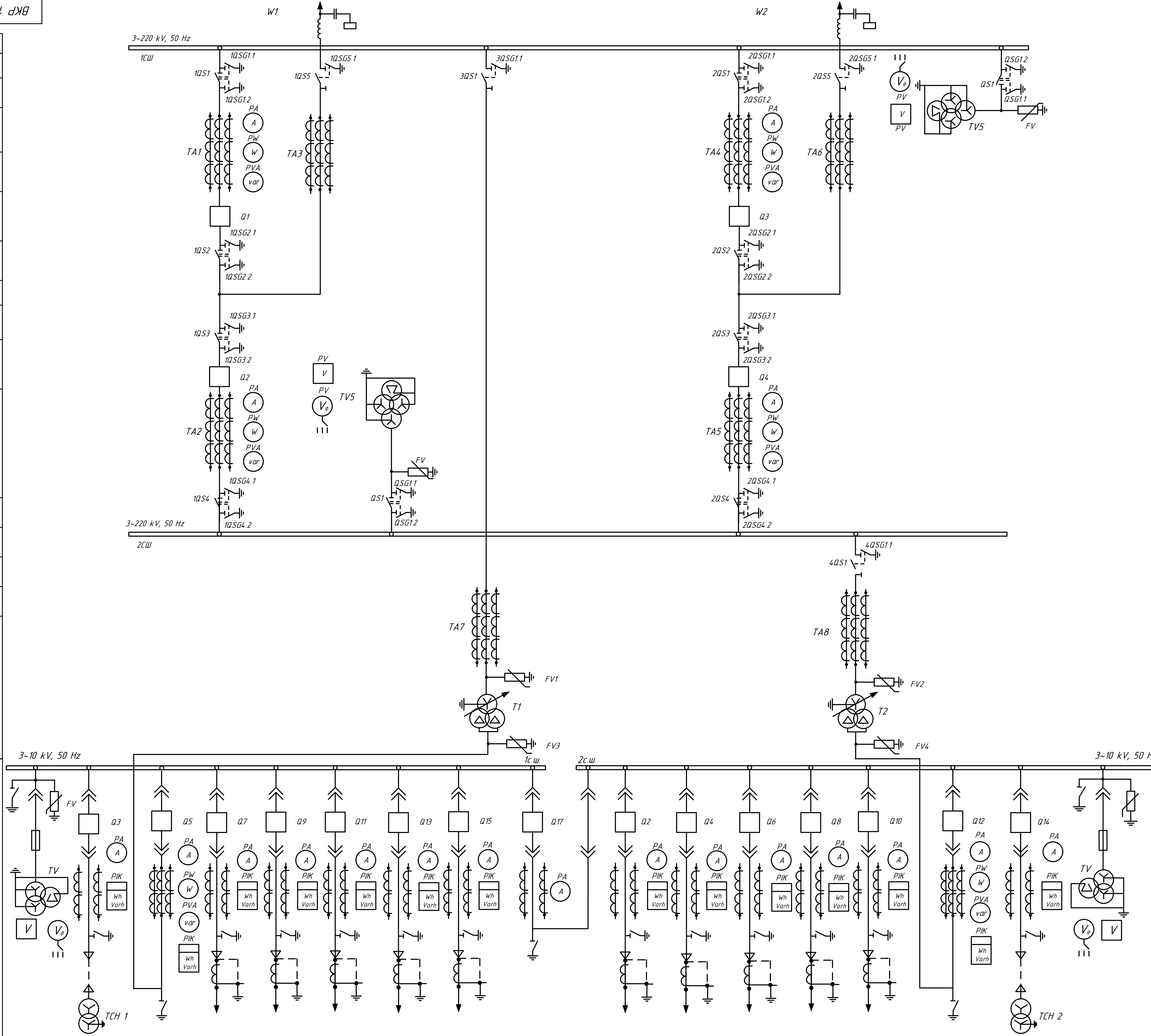


Функционально-логическая схема пуска УРОВ (Сириус-Т)



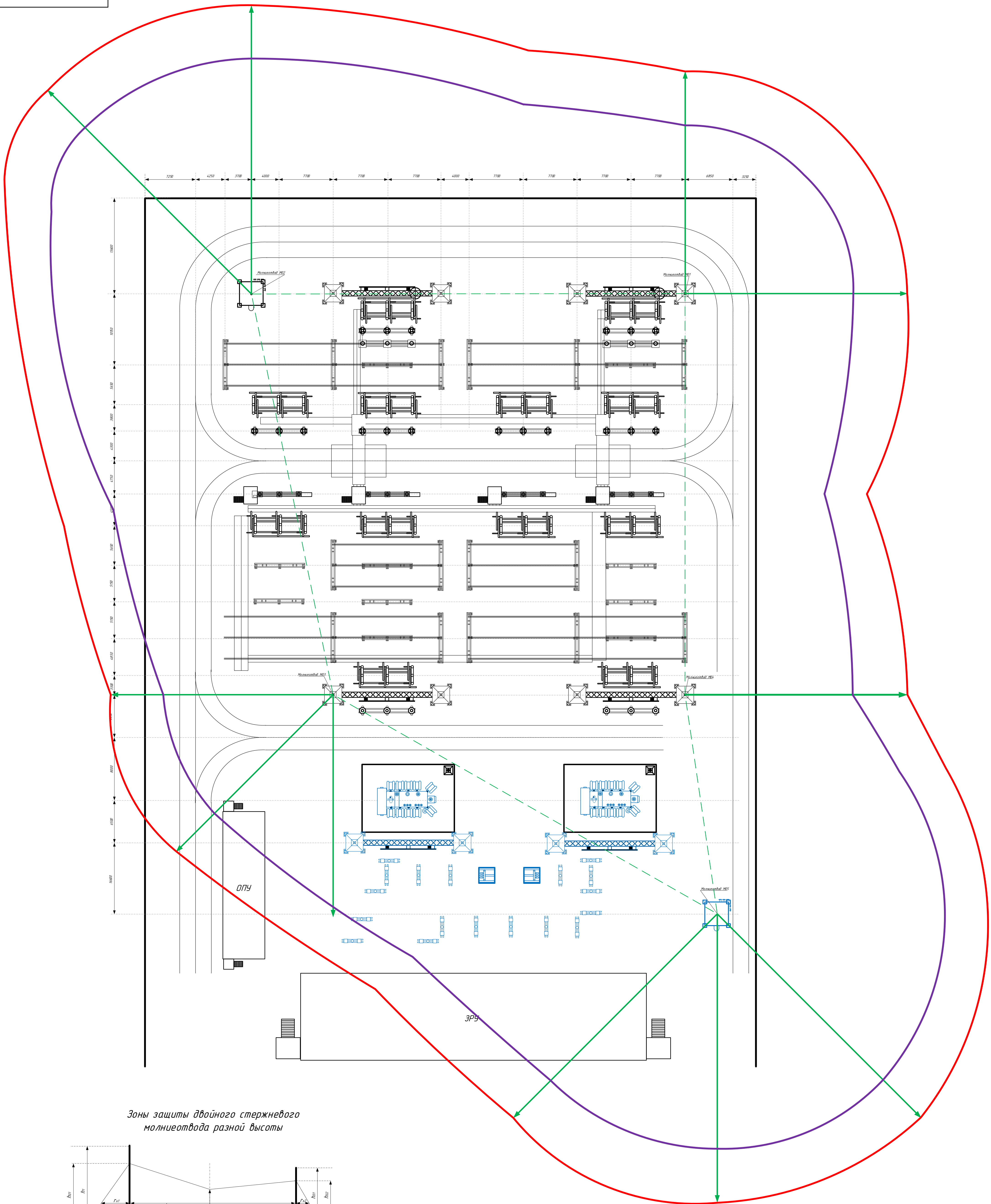
ВКР 144039.130302.СХ					Литера	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Релейная защита силового трансформатора на дате МП ЧРЗА «Сириус-Т»	д	
Разработ	Иванкин В.В.						
Провер	Козачук А.А.						
Т.Контр.							
Рецензент					Развитие электрических сетей Южно-Якутского энергорайона в связи с подключением ПС «Найдинская»	Лист 5	Листов 7
Н.Контр.	Ротачева А.Г.						
Утвержда	Сабина Н.В.						
					АМГУ эр.442-об2		

Высокочастотный разрядник ВЗ-630-0,5-41
Жесткая ошиновка Труда 80x6 мм (А1)
Разъединители Д FB4-245 Д FB2-245
Трансформатор напряжения ТЕМР 245
Трансформатор тока ЮСК 245
Выключатель ЗАР1 FG-245
Разъединитель Д FB4-245
Гибкая ошиновка АС-300/39
Разъединитель Д FB4-245
Выключатель ЗАР1 FG-245
Трансформатор тока ЮСК 245
Разъединитель Д FB4-245
Трансформатор напряжения ТЕМР 245
Жесткая ошиновка Труда 80x6 мм (А1)
Ограничитель перенапряжений ОПН-220/176/65
Силовой трансформатор ТРДН-63000/220 УХЛ1

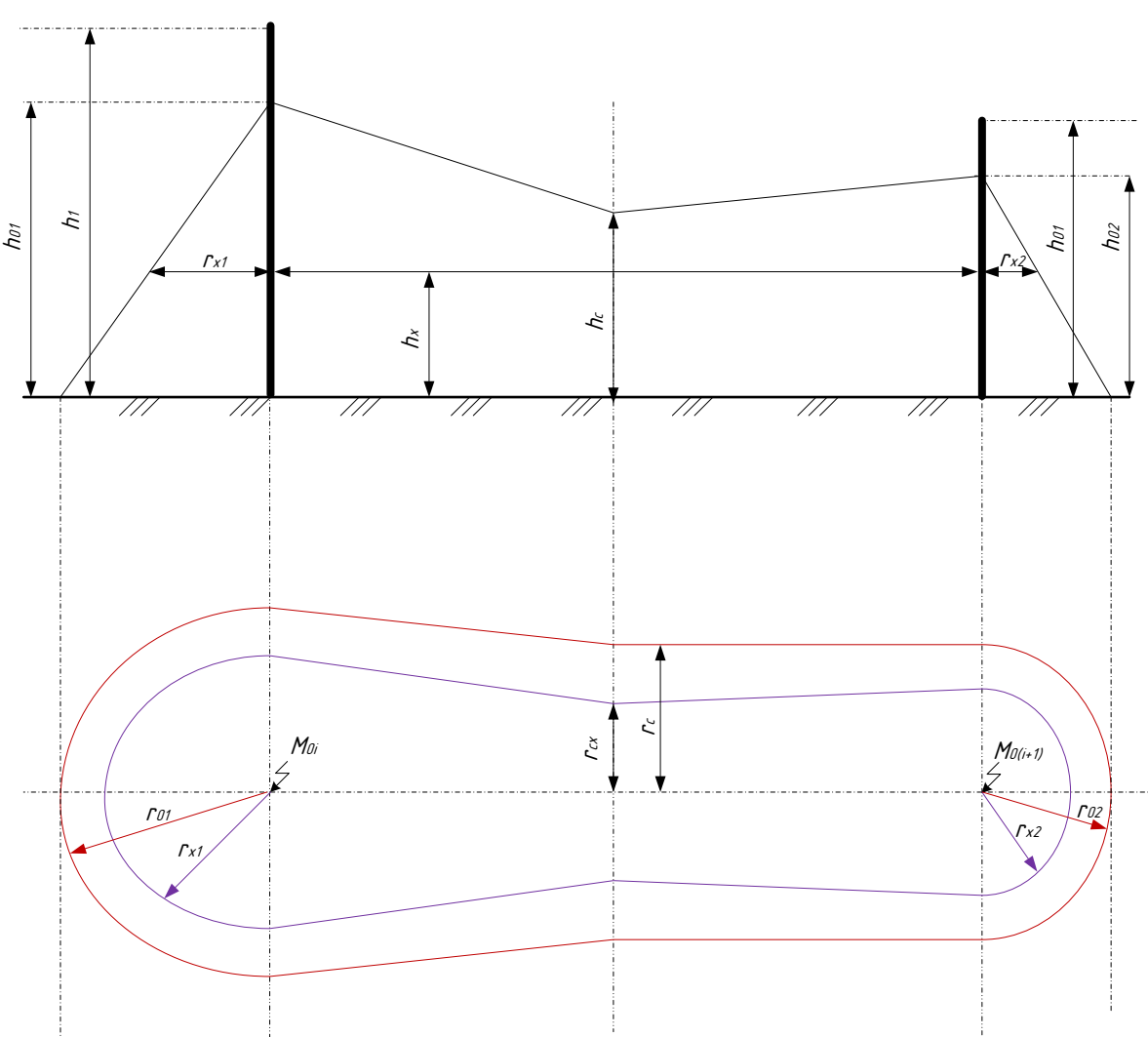


№ ячейки	1	3	5	7	9	11	13	15	17	2	4	6	8	10	12	14	16
Назначение	ТН 1	ТСН 1	Т1	КЛ1	КЛ3	КЛ5	КЛ7	КЛ9	СВ	КЛ2	КЛ4	КЛ6	КЛ8	КЛ10	Т2	ТСН 2	ТН 2
Изм. трансформатор	НАМИТ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	НАМИТ-СЭЩ-10
Выключатель		ВВУ-СЭЩ-3-10	ВВУ-СЭЩ-3-10	ВВУ-СЭЩ-3-10	ВВУ-СЭЩ-3-10	ВВУ-СЭЩ-3-10	ВВУ-СЭЩ-3-10	ВВУ-СЭЩ-3-10	ВВУ-СЭЩ-3-10	ВВУ-СЭЩ-3-10	ВВУ-СЭЩ-3-10	ВВУ-СЭЩ-3-10	ВВУ-СЭЩ-3-10	ВВУ-СЭЩ-3-10	ВВУ-СЭЩ-3-10	ВВУ-СЭЩ-3-10	
Трансформатор СН		ТМГ-250/10														ТМГ-250/10	
Предохранитель, ОПН		ПКТ-10, ОПН-П-10															ОПН-35

ВКР 14.4039.130302.СХ				
Изм.	Лит.	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Иванкин В.В.		
Проверил		Жапаров А.А.		
Т.конт.				
Рецензент				
Исполн.		Ротачева А.Г.		
Учб.		Савина Н.В.		
Однолинейная схема ПС 220 кВ Налдинская				
Литера	Масса	Масштаб		
У			Лист 6	Листов 7
Развитие электрических сетей Южно-Якутского энергорайона в связи с подключением ПС «Налдинская»				
АМГУ гр.442-082				



Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода разной высоты



ВКР 144039.130302.СХ				Литера	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	у	
Разработчик	Иванкин В.В.					
Проверен	Казанул А.А.					
Техник					Лист 7	Листов 7
Рецензент						
Начит	Ромашова А.Г.					
Умб	Савина Н.В.				АМГУ	гр.442-002

Молниезащита
ПС «Надлинская»
Развитие электрических сетей Южно-Якутского энергосистема в связи с подключением ПС «Надлинская»