


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
« 22 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование участка электрической сети подстанция ЗапСиб –
Тобольская ТЭЦ в связи с реконструкцией распределительного устройства
напряжением 110 кВ Тобольской ТЭЦ


Исполнитель

студент группы 442-об2

 07.06.2018 В.С. Колотыгин
подпись, дата

Руководитель

доцент


 09.06.2018 А.Г. Ротачева
подпись, дата

Консультант:

безопасность и


экологичность

доцент, канд. техн. наук

 08.06.2018 А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль

доцент

 09.06.2018 А.Г. Ротачева
подпись, дата

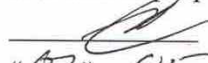
Благовещенск 2018

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 Колотина Владислава Сергеевича

1. Тема бакалаврской работы: Проектирование участка электрической сети подстанции Залив Тобольская ТЭЦ в зоне среднего напряжения распределительных устройств
(утверждено приказом от 12.03.2018 № 57 З-ук)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к бакалаврской работе: сводная таблица загрузки ВЛ, планка нагрузки э.сети Тобольской ТЭЦ, планка нагрузки, схема э.сети Тобольская район

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

состав э.сети, проектирование участка, выбор конструкции э.сети, расчет ТКЗ, выбор и проверка оборудования, проверка нормативов и защитных устройств, выбор РЗА

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Лист 1 - Структурная схема электрической сети, Лист 2 - Схема материальной электрической сети, Лист 3 - Расчет эквивалентной сети в ПК PastWin3, Лист 4 - Расчет защитных машин, Лист 5 - Электрическая схема КРУЭ 110 кВ, Лист 6 - Компоновочная схема КРУЭ

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) А.Б. Бумаков - консультации: безопасность и эквивалентность

7. Дата выдачи задания 07.05.18

Руководитель выпускной квалификационной работы: Романова А.Г., доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 07.05.2018
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 132 с., 18 рисунков, 31 таблица, 6 приложений, 20 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЕСТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, НАПРЯЖЕНИЕ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ОБОРУДОВАНИЕ.

Рассмотрены различные варианты подключения подстанции ЗапСиб. Проведен технический анализ возможных вариантов присоединения подстанции. Реконструировано распределительное устройство Тобольской ТЭЦ. Выполнен расчет токов короткого замыкания. Спроектировано и выбрано оборудование для распределительного устройства 110 кВ. Произведен расчет молниезащиты и заземления КРУЭ. Рассчитана грозоупорность линии. Выполнен механический расчет воздушной линии 110 кВ Тобольская ТЭЦ – ЗапСиб. Рассчитаны максимальный, минимальный, послеаварийный режимы работы вводимой линии. Произведен расчет релейной защиты линии. Рассчитаны экономические показатели проекта. Рассмотрена безопасность и экологичность проектируемых объектов.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Анализ состояния электрических сетей в районе размещения подстанции "Запсиб" и Тобольской ТЭЦ в Тобольском районе Тюменской области	10
1.1 Климатическая и географическая характеристика Тюменской области и Тобольского района	10
1.2 Характеристика источника питания	12
1.3 Характеристика энергосистемы Тюменской области	13
1.4 Точки нормального размыкания сети	16
1.5 Структурный анализ линий электропередач эквивалента сети	17
1.6 Структурный анализ подстанций в рассматриваемой сети	19
2 Разработка возможных вариантов конфигурации электрической сети и отбор конкурентноспособных вариантов	20
2.1 Расчет режимных характеристик потребителей	20
2.1.1 Общие положения	20
2.1.2 Расчет вероятностных характеристик существующих электрических нагрузок	20
2.1.3 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих подстанций	23
2.2 Разработка технически выгодного варианта конфигурации электрической сети при подключении средней стороны ПС ЗапСиб	26
2.3 Выбор номинального напряжения	32
2.4 Расчет длины прокладки линий от Тобольской ТЭЦ до ПС ЗапСиб	33
2.5 Расчет сечения линий и марки проводов	34
2.5.1 Выбор провода ВЛ	34
2.5.2 Выбор провода КЛ	35
2.6 Проверка нагрузочной способности силовых трансформаторов	36
3 Расчет токов короткого замыкания	38
4 Выбор оборудования для КРУЭ 110 кВ	45

4.1	Выбор изоляторов	48
4.2	Выбор трансформаторов тока	49
4.3	Выбор трансформаторов напряжения	53
4.4	Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения	57
4.5	Выбор аккумуляторной батареи на КРУЭ	60
5	Разработка молниезащиты и заземления КРУЭ 110 кВ Тобольской ТЭЦ	65
5.1	Молниезащита КРУЭ 110 кВ Тобольской ТЭЦ	65
5.2	Разработка заземления РУ 110 кВ Тобольской ТЭЦ и определение стационарного и импульсного сопротивлений	66
6	Конструктивное исполнение ВЛ 110 кВ Тобольская ТЭЦ - ЗапСиб и её грозопорность	70
6.1	Выбор типов опор	70
6.2	Расчет числа изоляторов в гирлянде	70
6.3	Расчет приведенного центра тяжести провода ВЛ	72
6.4	Расчет удельных механических нагрузок проводов	73
6.5	Определение критических пролетов воздушной линии и исходного расчетного режима	76
6.6	Грозопорность воздушной линии электропередачи 110 кВ "Тобольская ТЭЦ - ЗапСиб"	78
7	Релейная защита и автоматика линии	85
7.1	Релейная защита. Расчет уставок защиты REL - 670 линии 110 кВ "Тобольская ТЭЦ - ЗапСиб"	85
7.2	Расчет дистанционной защиты	85
7.3	Защита нулевой последовательности	89
7.4	Уставки регистратора аномальных режимов (DRP)	91
7.5	Таймеры (TS, TM)	91
7.6	Уставки дистанционной защиты (ZM)	91
7.7	Уставки логики схем связи для дистанционной защиты (ZCOM)	94
7.8	Уставки 2-х ступенчатой направленной максимальной токовой защиты от замыканий на землю	94

7.9 Направленность	95
7.10 Максимальная токовая отсечка	95
7.11 Максимальная токовая защита (ТОС)	96
7.12 Описание терминала дистанционной защиты линии "Тобольская ТЭЦ - За- пСиб"	96
7.13 Конструкция	98
7.14 Устройство резервирования отказа выключателя	99
8 Расчет и анализ режимов	100
8.1 Исходные данные для расчета установившегося режима	102
8.2 Расчеты режимов после ввода объектов	104
9 Экономический расчет	110
9.1 Устанавливаемое оборудование	110
9.2 Капитальные вложения	111
9.3 Расчет издержек	113
9.4 Определение ЧДД	115
10 Безопасность и экологичность проекта	117
10.1 Безопасность	117
10.2 Экологичность	119
10.3 Чрезвычайные ситуации	126
Заключение	129
Библиографический список	131
Приложение А Расчет сопротивлений в программе MathCad 15	133
Приложение Б Экономический расчет в программе MathCad 15	137
Приложение В Расчет в ПВК RastrWin 3	139
Приложение Г Расчет в ПВК RastrWin 3	150
Приложение Д Расчет в ПВК RastrWin 3	164
Приложение Е Расчет ТКЗ в ПВК RastrWin 3	175

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия;
ВН – высокое напряжение;
ВОЛС - волоконно-оптическая линия передачи;
КВЛ – кабельно-воздушная линия;
КЗ – короткое замыкание;
КЛ – кабельная линия;
КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
МТЗ – максимальная токовая защита;
НН – низкое напряжение;
ОПН – ограничитель перенапряжения;
ПС – подстанция;
ПУЭ – правила устройства электроустановок;
РЗиА – релейная защита и автоматика;
РУ – распределительное устройство;
ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности;
ТН – трансформатор напряжения;
ТНРС – точка нормального размыкания сети;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ТТ – трансформатор тока;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
УРОВ – устройства резервирования отката выключателя;
ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Идея строительства производственной площадки ЗапСибНефтехим возникла в 2012 году, когда между российской компанией СИБУР и немецкой LINDE AG было подписано соглашение на проектирование в городе Тобольск крупнейшего в истории современной России нефтехимического комплекса. Строительство данного комплекса было начато в конце 2014 года. На данный момент строительство ЗапСибНефтехима является одной из крупнейшей стройкой в стране. По окончании строительства, площадки ЗапСибНефтехим и СИБУР – Тобольск, которая включает в себя Тобольск – Полимер, хотят объединить, в результате этого Тобольский нефтехимический кластер станет одним из крупнейшим в мире по производству сырья из попутного газа.

Тобольская ТЭЦ была введена в эксплуатацию в 1980 году и является основным поставщиком тепло- и электроэнергии для города Тобольска, а также производителем и поставщиком пара для технологических нужд СИБУР – Тобольск. Тобольская ТЭЦ была куплена ОАО «СИБУР» в 2015 году у компании «Фортум». Данное приобретение позволило увеличить надежность электроснабжения площадки СИБУР – Тобольск, а также предоставила возможность подключение ЗапСибНефтехима к мощностям ТЭЦ, что позволит увеличить надежность электроснабжения новой площадки.

Всё выше сказанное подтверждает актуальность темы выпускной квалификационной работы: строительство КВЛ 110 кВ Тобольская ТЭЦ – ПС ЗапСиб и реконструкция РУ 110 кВ.

К задачам данного дипломного проекта относятся:

- повышение надежности электроснабжения нефтехимического комбината ЗапСибНефтехим и примыкающих промышленных сооружений;

- реконструкция распределительного устройства 110 кВ Тобольской ТЭЦ;

- разработка линии между Тобольской ТЭЦ и ПС ЗапСиб.

Задачи, поставленные для реализации проекта:

- использование новейшего и актуального оборудования;

- разработка и выбор наиболее выгодного варианта по техническим и экономическим показателям, по требованиям надежности и экологичности, а также достаточной пропускной способности линий;

- расчет и анализ установившихся режимов.

Проект был разработан в операционной системе Windows 8.1 2013 г. и с использованием следующих приложений: Microsoft Office Word 2013, Microsoft Office Visio 2013, Microsoft Office Excel 2013, MathType 6.0 Equation, Mathcad 15.0, ПК РастрWin 3.

1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ В РАЙОНЕ РАЗМЕЩЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ «ЗАПСИБ» И ТОБОЛЬСКОЙ ТЭЦ В ТОБОЛЬСКОМ РАЙОНЕ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

1.1 Климатическая и географическая характеристика Тюменской области и Тобольского района

Тюменская область (без учета ЯНАО и ХМАО) располагается на юго-западе Западной Сибири, гранича на юге с Казахстаном, на западе с Свердловской областью и Курганской областью, на востоке с Омской областью, а на севере с Ханты - Мансийским автономным округом.

Численность населения Тюменской области, по данным на 2016 год, составляет 1,455 млн человек.

Территория области – 160 тыс. кв.км, что составляет 0,94% от всей площади Российской Федерации и занимает 24 место среди всех регионов (без учета ЯНАО и ХМАО). С учетом автономных округов площадь Тюменской области составляет 1445 тыс. кв.км, что соответствует 8,55% от всей площади страны, простираясь от Северно – Ледовитого океана на севере до границы с Казахстаном на юге.

Тюменская область очень богата водными ресурсами – по территории протекают такие крупные реки как Иртыш, Обь, Тобол, Тавда, Ишим, Демьянка, Вагай. Более 70 тысяч озер располагается на её территории.

Климатические условия области во многом объясняются её географическим положением. Автономные округа расположены в районах севера и крайнего севера, часть ЯНАО располагается за полярным кругом. Юг и центр характеризуются умеренным климатом.

Равнинность региона обусловлена расположением его на Западно-Сибирской равнине. Это характеризуется отсутствием гор, равнинностью территории, редкими сопками. Город Тобольск располагается на высоте 100 метров над уровнем моря.

Тобольский район располагается в южной части севера Тюменской области. По дорожно-климатическому районированию район относится ко II дорожно-климатической зоне. Тобольск располагается в месте слияния двух рек – Тобол и Иртыш.

Сейсмообстановка спокойная, сейсмичность области оценивается в 6-7 баллов по шкале Рихтера.



Рисунок 1 – Тюменская область

Все необходимые характеристики района сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия Тобольского района

Климатические условия	Расчетная величина
Район по пляске проводов	II
Район по ветровому давлению	II
Район по пляске проводов	умеренный
Максимальная скорость ветра, м/сек	21
Район по гололеду	II
Нормативная стенка гололеда, мм	15
Низшая температура воздуха, °C	-52
Среднегодовая температура воздуха, °C	0

Продолжение таблицы 1

Климатические условия	Расчетная величина
Высшая температура воздуха, °С	35
Число грозových часов в год	40-60
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	2,4
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<30
Средняя годовая относительная влажность, %	75
Продолжительность отопительного периода, сут.	245
Температура гололедообразования, °С	-5
Степень загрязнённости атмосферы (1.9.28÷1.9.43 ПУЭ [1])	III
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	3
Сейсмичность района, балл.	6

Представленные в таблице 1 данные будут использованы в дальнейших расчетах при проектировании механической части КВЛ.

1.2 Характеристика источника питания

Тюменская область является крупнейшим регионом России по объему произведенной промышленной продукции. Ведущей отраслью является топливная промышленность, доля которой составляет 86,4% от всего объема промышленного производства области. В Тобольске располагается крупнейший в России нефтехимический комбинат – СИБУР Тобольск.

Суммарная установленная мощность электростанций Тюменской области, включая автономные округа, по данным 2017 года, составила 38700 МВт.

Если учитывать Тюменскую область без автономных округов, что суммарная установленная электрическая мощность составляет 2082 МВт, в том числе Тобольская ТЭЦ – 665 МВт, Тюменская ТЭЦ-1 – 755 МВт, Тюменская ТЭЦ-2 – 662 МВт.

ПС ЗапСиб 500 кВ, на данный момент, имеет питание только от линий 500 кВ. На подстанции установлены 4 автотрансформатора АДЦТН-

250000/500/110 ХЛ1. Распределительное устройство на 110 кВ: две рабочие секционированные выключателями системы шин. Питание подстанции идет от ПП 500 кВ Тобол, которая в свою очередь питается по 4 линиям:

- 1) ВЛ Демьянская – Тобол;
- 2) ВЛ Иртыш – Тобол;
- 3) ВЛ Тюмень – Тобол;
- 4) ВЛ Нелым – Тобол.

Планируемое сооружение 4 КВЛ Тобольская ТЭЦ – ПС ЗапСиб 500 кВ позволит соединить каждую систему шин на подстанции и ТЭЦ между собой. Данные мероприятия позволят повысить надежность электроснабжения ЗапСибНефтехима, предприятие I категории по надежности.

Тобольская ТЭЦ имеет установленную мощность 665 МВт. При отключении высокой стороны на ПС ЗапСиб максимально возможное потребление для нужд комбината составит 300 МВт, соответственно, требуемая свободная мощность на станции должна быть равно потребляемой комбинатом. На Тобольской ТЭЦ установлено 5 турбогенераторов, которые указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Генераторы Тобольской ТЭЦ

№ ТГ	Название	Мощность, МВт	Напряжение, кВ
1	ТЗФП-160-2 У3	160	15,75
2	ТЗФ-220-2У3	210	15,75
3	ТВФ-120-2У3	100	10,5
4	ТЗФП-160-2 У3	160	15,75
5	ТЗФП-110-2МУ3	110	10,5

1.3 Характеристика энергосистемы Тюменской области

На территории Тюменской области получили развитие электрические сети напряжением 500/220/110/35 кВ.

Системообразующая сеть энергосистемы сформирована на напряжении 220-500 кВ, а распределительная – 35-110 кВ.

Сети напряжением 220-500 кВ, расположенные на территории Тюменской области, относятся к объектам магистральной электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» и обслуживаются филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – «МЭС Западной Сибири».

Одной из наиболее важных задач, выполняемой ЭЭС Тюменской области является обеспечение синхронной параллельной работы ЭЭС России и ЭЭС ХМАО И ЯНАО посредством ЛЭП 500 кВ. Отличительной особенностью электрических сетей 220-500 кВ Тюменской области (в составе с автономными округами) является большая протяженность ВЛ, поскольку область имеет протяженность от границ с Казахстаном до Северно – Ледовитого океана, обусловленная крупными потребителями электроэнергии, таких как газохимические комбинаты, нефтеперерабатывающие заводы и компрессорные станции, а также расположенными на территории одной из крупнейших в мире ГРЭС – Сургутской ГРЭС-2 и более слабых тепловых электростанций.

Сети напряжением 220 кВ Тюменской области имеют общую протяженность 6235 км и обслуживают 66 подстанций.

Сети сверхвысокого напряжения 500 кВ Тюменской области имеют общую протяженность 6506 км и обслуживают 20 подстанций, в том числе:

- 1) ПС Иртыш;
- 2) ПС Демьянская;
- 3) ПП Тобол;
- 4) ПС Тюмень;
- 5) ПС Нелым.

Энергосистема Тюменской области разделена на 4 энергорайона: Тюменский, Ишимский, Тобольский и Южный.

1. Тюменский энергорайон

Тюменский энергорайон охватывает территорию четырех муниципальных образований области: городской округ Тюмень, Нижнетавдинский муниципальный район, Тюменский муниципальный район, Ярковский и Исетский му-

ниципальные районы. Электроснабжение Тюменского энергорайона осуществляется от следующих центров: ПС 500 кВ Тюмень, ПС 220 кВ Ожогоино, ПС 220 кВ Княжево, ПС 220 кВ ТММЗ и Тюменских ТЭЦ-1,2, ГТЭС Газтурбосервис.

2. Тобольский энергорайон

Тобольский энергорайон охватывает территорию четырех муниципальных образований области: городской округ Тобольск, Тобольский, Уватский, Вагайский муниципальные районы.

Электроснабжение Тобольского энергорайона осуществляется от следующих центров: ПС 500 кВ Иртыш, ПС 500 кВ Демьянская, ПС 220 кВ Снежная и Тобольская ТЭЦ.

3. Ишимский энергорайон

Ишимский энергорайон охватывает территорию девяти муниципальных образований юга области: Ишимский городской округ, Абатский, Аромашевский, Бердюжский, Викуловский, Голышмановский, Ишимский, Казанский, Сладковский, Сорокинский муниципальные районы.

Основными центрами питания Ишимского энергорайона являются ПС 500 кВ Витязь, ПС 220 кВ Ишим и ПС 220 кВ Голышманово.

4. Южный энергорайон

Южный энергорайон охватывает территорию семи муниципальных образований области: Заводоуковский городской округ, городской округ Ялуторовск, Армизонский, Омутинский, Упоровский, Юргинский, Ялуторовский муниципальные районы. Электроснабжение Южного энергорайона осуществляется от ПС 220 кВ Заводоуковск.

К электросетевым компаниям относятся:

- филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Магистральные электрические сети Западной Сибири – собственник электрических сетей напряжением 220 – 500 кВ;

- АО «Тюменьэнерго» осуществляет деятельность по передаче электроэнергии и технологическому присоединению на территории Тюменской области, включая автономные округа. На балансе АО «Тюменьэнерго» находятся сети 220 – 0,4 кВ;

- ПАО «Сибирско – Уральская энергетическая компания», сокращено ПАО «СУЭНКО», в ведении находятся сети 110 – 0,4 кВ.

Функцию диспетчерского управления выполняют:

- филиал АО «Системный оператор Единой энергетической системы» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Урала»;
- филиал АО «Системный оператор Единой энергетической системы» «Региональное диспетчерское управление электроэнергетической системы Тюменской области».

К энергосбытовым компаниям и гарантирующим поставщикам электроэнергии относятся:

- ОАО «Тюменьэнергосбыт» - гарантирующий поставщик электрической энергии на территории г. Тюмень и ряда крупных муниципальных образований Тюменской области;
- АО «Тюменская энергосбытовая компания» - гарантирующий поставщик электрической энергии в Тюменской области;
- АО «Сибурэнергомеджмент»;
- Уральский филиал АО «Оборонэнергосбыт».

К наиболее крупным потребителям относятся:

- ООО «Газпром трансгаз Сургут»;
- ООО «Тобольск – Нефтехим»;
- ООО «Тобольск – Полимер»;
- АО «Антипинский нефтеперерабатывающий завод»;
- ООО «УГМК – Сталь»
- ООО «РН – Уватнефтегаз»;
- филиал ОАО «РЖД» «Свердловская железная дорога»;
- АО «Транснефть – Сибирь».

1.4 Точки нормального размыкания сети

ПС 500 Иртыш – отключены ОРУ 220 кВ, В-500 Беркут, В-110 Тобольская 1,2,3, В-110 КС-9 1,2, В-110 Сетово 1,2, В-110 Менделеево.

ТТЭЦ – отключены В-110 Бегишево-отп.Абалак, В-110 Тобольская.

ПП Тобол – отключены В-500 Тюмень, В-500 Нелым, В-500 Демьянская.

Правильный выбор точек нормального размыкания сети (ТНРС) позволяет уменьшить и расчеты, и графическое отображение сети. Подстанции, не вошедшие в эквивалентную схему сети, будут заданы соответствующей нагрузкой.

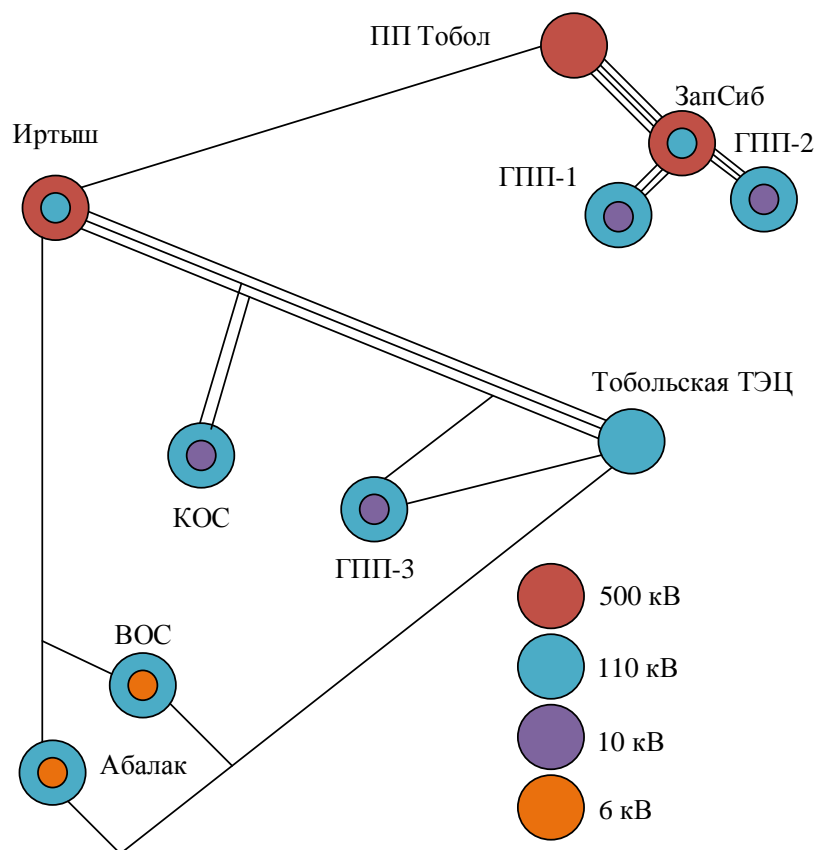


Рисунок 2 – Эквивалент схемы

1.5 Структурный анализ линий электропередач эквивалента сети

Структурный анализ ЛЭП производим для того, чтобы можно было воссоздать эквивалент схемы в ПВК «RastrWin3» и вынести данную сеть на графический лист.

Данные по всем линиям, которые были включены в эквивалентную схему существующей сети представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Структурный анализ ВЛ существующей сети

№	Название линии	Марка провода – сечение, длина (км)	Класс напряже- ния (кВ)	Количество це- пей
1	Иртыш - Тобол	2хАС-400/51 l=10,14	500	1
2	Иртыш – ТТЭЦ,	АС-400/51 l=8,5	110	3
3	ПП Тобол - ЗапСиб	3хАС-300/66 l=2,67	500	4
4	Отп. Иртыш-ТТЭЦ - КОС	АС95/16 l=4,51	110	2
5	Отп. Иртыш-ТТЭЦ – ГППЗ	АС185/29 l=3,2	110	1
6	ТТЭЦ – ГППЗ	АС185/29 l=4,71	110	1
7	ТТЭЦ – Абалак	АС185/29 и АС150/24 l=23,37	110	1
8	Отп. ТТЭЦ-Абалак - ВОС	АС95/16 l=1,34	110	1
9	Иртыш - Абалак	АС150/24 и АС95/16 l=44,5	110	1
10	Отп. Иртыш-Абалак- ВОС	АС95/16 l=0,55	110	1

Проведя анализ по данной таблице, можно сделать вывод о том, что расстояния между подстанциями небольшие, только одна подстанция находится в удалении. Основной класс напряжения – 110 кВ.

1.6 Структурный анализ подстанций в рассматриваемой сети

1. ПС ГПП-3 – схема подключения – «Два блок линия-трансформатор с выключателем» ТРДЦН-63000 – 110/10, установлены элегазовые выключатели. Планируется реконструкция ПС с установкой межблочного выключателя.

2. ПС ВОС – схема подключения – «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии», 2 трансформатора ТМН-6300/110/6.

3. ПС КОС – схема подключения - «Блок (линия-трансформатор) с выключателем, 2 трансформатора», 2 трансформатора ТМН-2500/110/10.

4. ПС Абалак – схема подключения – «Блок (линия-трансформатор) с выключателем, 2 трансформатора», 2 трансформатора ТМН-2500/110/6.

5. ПС Иртыш – узловая подстанция, схема подключения – «Две рабочие системы шин», АТ-1 – АТДЦТН-250000/500/110/10, 2012 года ввода в эксплуатацию, после пожара на старом автотрансформаторе, АТ-2 АТДЦТН-250000/500/110/10, 1976 года ввода в эксплуатацию, АТ-4 АТДЦТН-125000/220/110/10, 1980 года ввода в эксплуатацию. Установлены масляные выключатели, в 2018 планируется замена нескольких ячеек масляных выключателей на элегазовые.

6. ПС ЗапСиб – узловая подстанция, схема подключения – «а схему я не знаю, узнать надо», 2018 года ввода в эксплуатацию, 4 автотрансформатора АТ-ДЦТН-250000/500/110/35. Установлены элегазовые выключатели.

6. ПС ЗапСиб – узловая подстанция, схема подключения – «а схему я не знаю, узнать надо», 2018 года ввода в эксплуатацию, 4 автотрансформатора АТ-ДЦТН-250000/500/110/35. Установлены элегазовые выключатели.

7. ПС Тобольская ТЭЦ – генерирующий узел, схема подключения РУ 220 кВ – «Блок 2 линии-трансформатор с выключателями», РУ 110 кВ – «Две рабочие и обходная система шин», ГРУ 10 кВ – «Две рабочие и трансферная система шин», РУ 6 кВ – «Две рабочие секционированные выключателем системы шин».

2 РАЗРАБОТКА ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И ОТБОР КОНКУРЕНТОСПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ

Целью данного раздела является отбор из трех наиболее экономически и технически целесообразных вариантов электрической сети заданного района потребителей одного конечного варианта, который будет взят на разработку. Данные варианты необходимо будет обосновать, выделить их плюсы и минусы, проверить на практическую осуществимость. Если все они могут быть реализованы, то, в конечном итоге, будет выбран один вариант, который будет иметь наименьшее количество выключателей и длину линий, а также наиболее технически и экономически обоснованным.

2.1 Расчет режимных характеристик потребителей

2.1.1 Общие положения

Параметры состояние электрической сети непрерывно изменяются, например, в связи с включением и отключением электроприемников или изменением режима их работы (в соответствии с ходом технологического процесса производства и т.д.), что, следовательно, приводит к изменению величин нагрузок. Наиболее резкое изменение электрического состояния наблюдается в распределительных сетях, особенно в промышленных. По мере увеличения ступени напряжения данные изменения являются предсказуемыми, что приводит к укрупнению нагрузки по отношению к питающим сетям. Изменение электрического состояния оказывается менее резким и более определенным. Нагрузки стабилизируются, изменяются медленнее и в меньших пределах.

Для количественной характеристики работы электрической сети рассматриваются ее рабочие режимы. Электрические нагрузки снимаются во время контрольных замеров, т.е. два раза в год – зимой и летом (самый короткий зимний день и самый длинный летний день)

2.1.2 Расчет вероятностных характеристик существующих электрических нагрузок

Для существующих подстанций осуществляется прогнозирование методом сложных процентов.

Для подстанций, данные по которым дают представление о нагрузке, в таблицу заносятся данные по измерениям на этих подстанциях. Для неизвестных, расчет будет производиться по следующей методике.

Определяем вероятностные характеристики потребителей.

Для зимы:

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{cp} = N_{mp} \cdot S_{m(ном)} \cdot K_3 \cdot \cos(\varphi), \quad (1)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg(\varphi), \quad (2)$$

где N_{mp} - количество трансформаторов;

$S_{m(ном)}$ - номинальная мощность трансформатора;

K_3 - коэффициент загрузки трансформатора.

Коэффициент загрузки трансформаторов для подстанций рассматриваемой электрической сети примем примерно равным 0,4 – 0,5.

$tg(\varphi)$ для рассматриваемой сети принимаем равным 0,3 (по данным службы телемеханики).

По максимальной мощности выбираются все элементы сети за исключением трансформаторов. Трансформаторы выбираются по средней мощности.

$$P_{max} = K_{max} \cdot P_{cp}, \quad (3)$$

$$Q_{max} = K_{max} \cdot Q_{cp}, \quad (4)$$

где K_{max} - коэффициент максимума, равный 1,2.

Среднеквадратичные (эффективные) мощности используются для расчета потерь электроэнергии.

$$P_{ск} = K_{\phi} \cdot P_{cp}, \quad (5)$$

$$Q_{ск} = K_{\phi} \cdot Q_{cp}, \quad (6)$$

где K_{ϕ} - коэффициент формы равный 1,15.

Для лета все вероятностные характеристики рассчитываются с учетом коэффициента летнего снижения нагрузки, в данном случае он равен 0,85%.

Рассмотрим расчёт электрических нагрузок на примере ПС «ВОС»:

$$P_{cp.з} = 2 \cdot 6,3 \cdot 0,5 \cdot 0,955 = 6,02 \text{ МВт}$$

$$P_{cp.л} = 6,02 \cdot 0,85 = 5,11 \text{ МВт}$$

$$Q_{cp.з} = 5,41 \cdot 0,3 = 1,806 \text{ МВар}$$

$$Q_{cp.л} = 1,806 \cdot 0,85 = 1,535 \text{ МВар}$$

$$P_{max.з} = 1,2 \cdot 6,02 = 7,224 \text{ МВт}$$

$$P_{max.л} = 7,224 \cdot 0,85 = 6,14 \text{ МВт}$$

$$Q_{max.з} = 7,224 \cdot 0,3 = 2,167 \text{ МВар}$$

$$Q_{max.л} = 2,167 \cdot 0,85 = 1,842 \text{ МВар}$$

$$P_{ск.з} = 1,15 \cdot 6,02 = 6,923 \text{ МВт}$$

$$P_{ск.л} = 6,923 \cdot 0,85 = 5,885 \text{ МВт}$$

$$Q_{ск.з} = 6,923 \cdot 0,3 = 2,077 \text{ МВар}$$

$$Q_{ск.л} = 2,077 \cdot 0,85 = 1,765 \text{ МВар}$$

Проводя аналогичные расчёты для существующих подстанций получаем следующие значения, находящиеся в таблице 4.

Таблица 4 – Расчетные характеристики электрических нагрузок

Подстанции		Активная мощность, МВт			Реактивная мощность, МВар		
		P_{cp}	$P_{эф}$	P_{max}	Q_{cp}	$Q_{эф}$	Q_{max}
ВОС	Зима	6,02	6,92	7,22	1,81	2,07	2,17
	Лето	5,11	5,88	6,14	1,53	1,76	1,84

Продолжение таблицы 4

Подстанции		Активная мощность, МВт			Реактивная мощность, МВар		
		P_{cp}	$P_{эф}$	P_{cp}	$P_{эф}$	P_{cp}	$P_{эф}$
КОС	Зима	6,25	7,19	7,50	1,88	2,16	2,25
	Лето	5,32	6,11	6,38	1,60	1,83	1,91
Абалак	Зима	1,45	1,67	1,74	1,03	1,18	1,24
	Лето	1,23	1,41	1,48	0,88	1,01	1,05
ГПП-3	Зима	25	28,75	30	7,5	8,63	9
	Лето	21,25	24,44	25,5	6,38	7,33	7,65
ЗапСиб	Зима	–	–	–	–	–	–
	Лето	–	–	–	–	–	–

Данные для подстанции ЗапСиб не приведены, поскольку на данный момент считается недействующей, находится в стадии пуско-наладочных работ. Прогнозирование нагрузок для данной подстанции представлено в следующем пункте.

2.1.3 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих подстанций

Задачей данного раздела является нахождение вероятностных характеристик, которые несут большую смысловую нагрузку, так как по ним производится выбор оборудования подстанций, проводов и опор линий электропередач, а также выбор трансформаторов, что является неотъемлемой частью проекта. Прогнозирование необходимо для решения практически всего спектра задач текущего планирования и оперативного управления режимами функционирования электроэнергетической системы. На его основе рассчитываются исходные и оптимальные электрические режимы ЭЭС, оценивается их надежность, экономичность, качество электроэнергии. Точность прогноза нагрузок влияет на экономичность загрузки генерирующего оборудования, и, следовательно, на стоимость электроэнергии [20].

Определим прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов:

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{баз}}, \quad (7)$$

$P_{cp}^{баз}$ – средняя мощность за базовый год;

где ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района (для энергорайона Тобольской промышленной зоны равен 2,5 %);

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

$t_{баз}$ – год в который снимался первый замер.

В качестве базового года принимается последний год перед проектированием, при условии, что он не является аномально холодным или теплым. При проектировании сетей время прогноза принимаем ($t_{прог} - t_{баз}$) равным 5.

Реактивные мощности находятся по формуле:

$$Q_{cp}^{прог} = P_i^{прог} \cdot tg\varphi_3, \quad (8)$$

где $tg\varphi_3$ – коэффициент мощности нагрузки;

$P_i^{прог}$ – прогнозируемая нагрузка.

Максимальные и среднеквадратичные (эффективные) мощности рассчитываются по следующим формулам:

$$P_{max} = K_{max} \cdot P_{cp}, \quad (9)$$

$$Q_{max} = K_{max} \cdot Q_{cp}, \quad (10)$$

где K_{max} - коэффициент максимума.

$$P_{ск} = K_{\phi} \cdot P_{cp}, \quad (11)$$

$$Q_{ск} = K_{\phi} \cdot Q_{cp}, \quad (12)$$

где K_{ϕ} - коэффициент формы.

Рассмотрим пример расчета для ПС «ВОС»:

Для зимы:

$$P_{cp.з}^{прог} = 6,02 \cdot (1 + 0,025)^5 = 6,811 \text{ МВт}$$

$$P_{max.3}^{прог} = 1,2 \cdot 6,811 = 8,173 \text{ МВт}$$

$$P_{ск.3}^{прог} = 1,15 \cdot 6,811 = 7,833 \text{ МВт}$$

$$P_{ср.л}^{прог} = 6,811 \cdot 0,85 = 5,789 \text{ МВт}$$

$$P_{max.л}^{прог} = 1,2 \cdot 5,789 = 6,947 \text{ МВт}$$

$$P_{ск.л}^{прог} = 1,15 \cdot 5,789 = 6,657 \text{ МВт}$$

$$Q_{ср.3}^{прог} = 6,811 \cdot 0,3 = 2,043 \text{ МВар}$$

$$Q_{max.3}^{прог} = 8,173 \cdot 0,3 = 2,452 \text{ МВар}$$

$$Q_{ск.3}^{прог} = 7,833 \cdot 0,3 = 2,349 \text{ МВар}$$

$$Q_{ср.л}^{прог} = 5,789 \cdot 0,3 = 1,737 \text{ МВар}$$

$$Q_{max.л}^{прог} = 6,947 \cdot 0,3 = 2,084 \text{ МВар}$$

$$Q_{ск.л}^{прог} = 6,657 \cdot 0,3 = 1,997 \text{ МВар}$$

Нагрузка на ПС ЗапСиб приведена только прогнозируемая, поскольку на полную мощность комбинат, который является основным источником потребления для подстанции, выйдет на проектную мощность в 2019 году, поэтому расчет произведен по данным максимальной загрузки комбината, которая составляет 300 МВт. Максимальная нагрузка предоставлена ООО «Сибур Тобольск». В данный расчет не был включен расчет нагрузки на ПС «КОС», поскольку по плану развития энергосистемы Тобольской промышленной площадки планируется подключение этой ПС к ПС «ЗапСиб».

Проводя аналогичные расчёты для существующих подстанций получаем следующие значения, находящиеся в таблице 5.

Таблица 5 – Прогнозные вероятностные характеристики подстанций

Подстанции		Активная мощность, МВт			Реактивная мощность, МВар		
		P_{cp}	$P_{эф}$	P_{max}	Q_{cp}	$Q_{эф}$	Q_{max}
ВОС	Зима	6,81	7,83	8,17	2,04	2,35	2,45
	Лето	5,79	6,66	6,94	1,74	1,99	2,08
КОС	Зима	–	–	–	–	–	–
	Лето	–	–	–	–	–	–
Абалак	Зима	1,64	1,89	1,97	1,17	1,34	1,40
	Лето	1,39	1,59	1,67	0,99	1,14	1,19
ГПП-3	Зима	28,29	32,53	33,94	8,49	9,76	10,18
	Лето	24,04	27,65	28,85	7,22	8,29	8,66
ЗапСиб	Зима	241,7	277,9	300	72,5	83,37	87
	Лето	205,4	236,2	246,5	61,62	70,86	74

2.2 Разработка технически выгодного варианта конфигурации электрической сети при подключении средней стороны ПС ЗапСиб

От правильности выбора схемы сети будут зависеть следующие основные показатели: надежность, экономичность и качество электроэнергии. Показатель надежности энергосистемы – это непрерывная передача электроэнергии в пределах её качества и исключить возникновение опасных ситуаций для людей и окружающей среды.

Исходя из существующей схемы питания комбината ЗапСибНефтехим был сделан вывод о том, что электроснабжение комбината является недостаточно надежным, поскольку он не подключен к ближайшему источнику питания – Тобольской ТЭЦ.

На данный момент подстанция «ЗапСиб» питается от переключающей подстанции «Тобол» по 2 двухцепным линиям 500 кВ. К «Тобол» подходят 4

линии 500 кВ от 4 подстанций. Но поскольку комбинат на данный момент подключен только к переключающей подстанции «Тобол», то можно считать, что питание приходит от одного источника питания, что недопустимо по правилам надежности электроснабжения.

По плану развития района Тобольской промышленной площадки предполагается подсоединения к шинам среднего напряжения подстанции «ЗапСиб» второго источника питания.

Согласно п.1.2.19 ПУЭ электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы электроприемников первой категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

В качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников первой категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), предназначенные для этих целей агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т. п.

Если резервированием электроснабжения нельзя обеспечить непрерывность технологического процесса или если резервирование электроснабжения экономически нецелесообразно, должно быть осуществлено технологическое резервирование, например, путем установки взаимно резервирующих технологических агрегатов, специальных устройств безаварийного останова технологического процесса, действующих при нарушении электроснабжения.

Электроснабжение электроприемников первой категории с особо сложным непрерывным технологическим процессом, требующим длительного вре-

мени на восстановление нормального режима, при наличии технико-экономических обоснований рекомендуется осуществлять от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, к которым предъявляются дополнительные требования, определяемые особенностями технологического процесса [8].

В качестве третьего источника резервирования питания будут использоваться аккумуляторные батареи и источники бесперебойного питания.

Выбранная схема сооружения сети должна обеспечить высокую степень надежности, экономичность системы и дальнейшее удобство эксплуатации системы. Заключение о выборе варианта проектирования будет производиться после сравнения технических затрат на сооружение и эксплуатационных расходов приведенных вариантов сети.

Выбор наиболее экономически выгодного варианта производится на основании следующих принципов проектирования:

- 1) «Чем проще, тем лучше». Необоснованное усложнение варианта построения сети приводит к увеличению затрат. Питание должно осуществляться по наименее короткому возможному пути;
- 2) При строительстве новых и реконструкции старых подстанций необходимо применение современного оборудования;
- 3) Выбранная конфигурация сети должна обеспечивать возможное дальнейшее развитие сети.

Наметим следующие варианты проектирования электроснабжения ПС «ЗапСиб»:

Первый вариант подключение средней стороны подстанции «ЗапСиб» включает в себя:

- 1) Реконструкцию РУ 110 кВ на Тобольской ТЭЦ, а именно переход от ЗРУ к КРУЭ;
- 2) Добавление четырех ячеек на КРУЭ 110 кВ на ПС «ЗапСиб»;
- 3) Сооружение двух двухцепных линий 110 кВ Тобольская ТЭЦ – ПС ЗапСиб.

Вариант 1: Сооружение ВЛ 110 кВ Тобольская ТЭЦ – ПС ЗапСиб

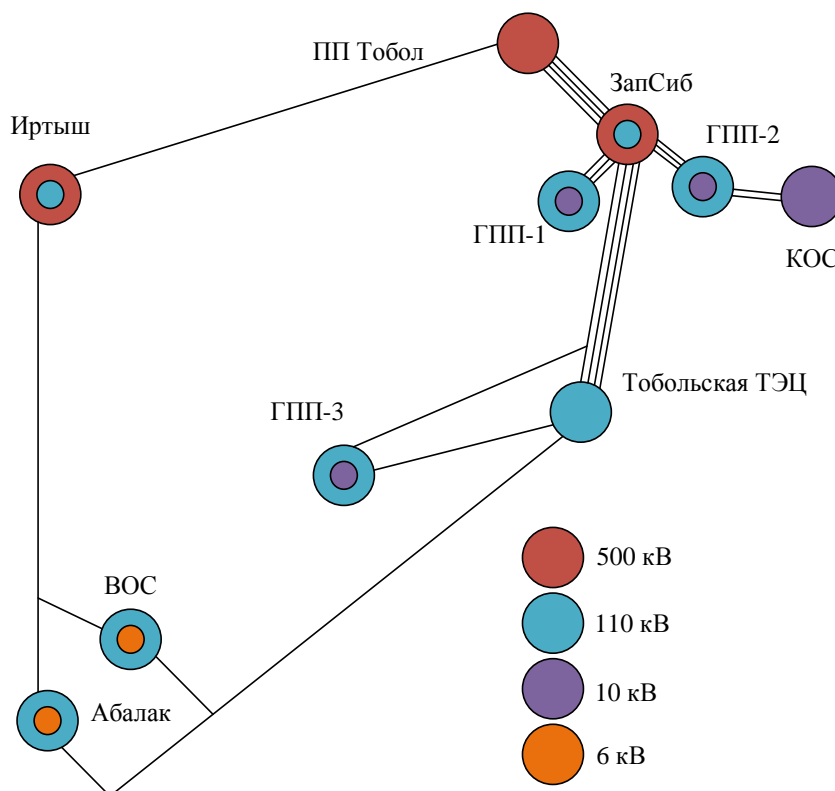


Рисунок 3 – Первый вариант

Второй вариант подразумевает сооружение ВЛ 110 кВ ПС Иртыш – ПС ЗапСиб и включает в себя:

- 1) Добавление четырех ячеек на ОРУ 110 кВ на ПС Иртыш и четырех ячеек на ПС ЗапСиб;
- 2) Сооружение двух двухцепных ВЛ 110 кВ ПС Иртыш – ПС ЗапСиб.

Вариант 2: Сооружение ВЛ 110 кВ ПС Иртыш – ПС ЗапСиб

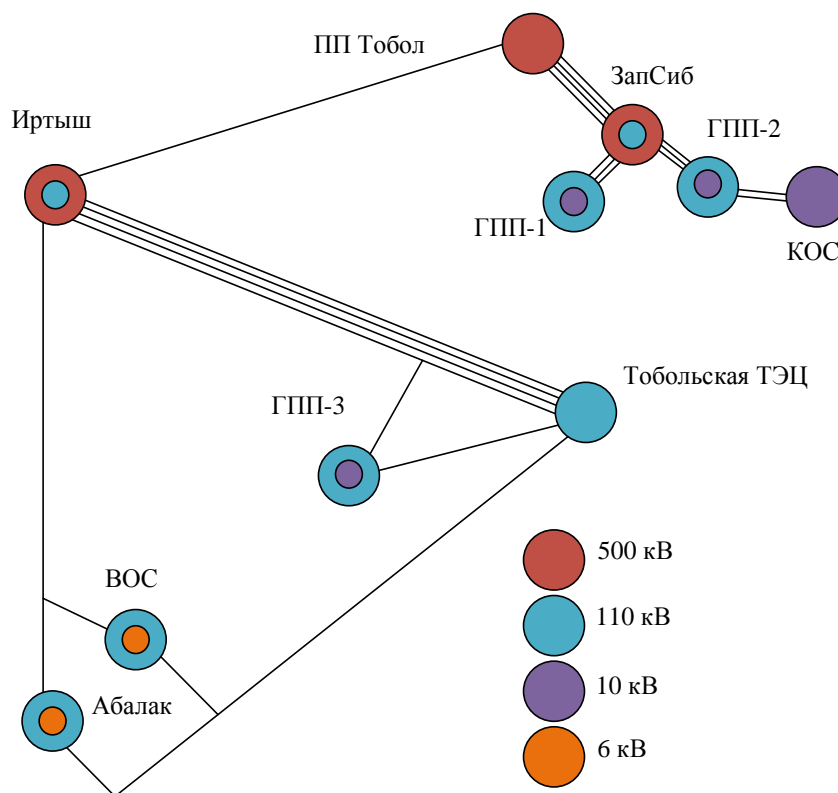


Рисунок 4 – Второй вариант

Третий вариант подразумевает под собой подключение ПС ЗапСиб одной двухцепной линией от ПС Иртыш и одной двухцепной линией от Тобольской ТЭЦ и включает в себя:

- 1) Добавление двух ячеек на ОРУ 110 кВ ПС Иртыш;
- 2) Реконструкция РУ 110 кВ на Тобольской ТЭЦ;
- 3) Сооружение двухцепной ВЛ 110 кВ ПС Иртыш – ПС ЗапСиб и двухцепной ВЛ 110 кВ Тобольская ТЭЦ – ПС ЗапСиб.

Вариант 3: Сооружение ВЛ 110 кВ ПС Иртыш – ПС ЗапСиб и ВЛ 110 кВ Тобольская ТЭЦ – ПС ЗапСиб

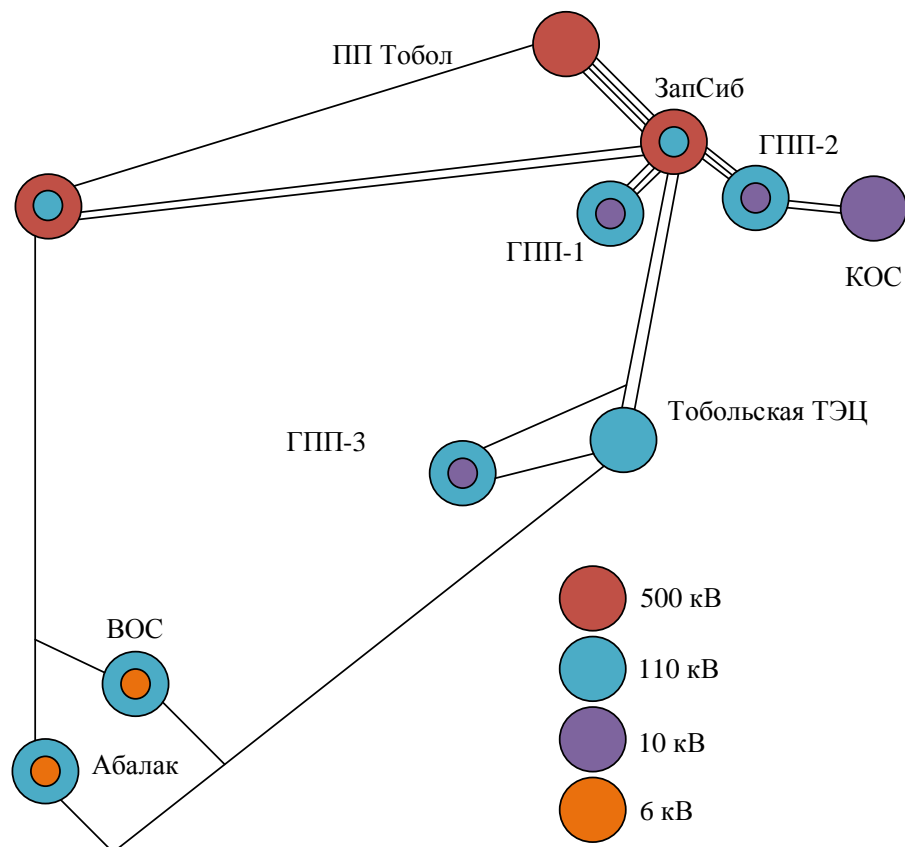


Рисунок 5 – Третий вариант

Техническое сравнение вариантов проектируемой сети

Сравнение вариантов по суммарной длине линий и количеству выключателей приведено в таблице 6.

Таблица 6 – Технических анализ вариантов

№	Вариант	Кол-во новых вводимых выключателей на ПС	Суммарное количество выключателей	Суммарная длина линий по прямой, км
1	Тобольская ТЭЦ	4	8	12
	ПС ЗапСиб	4		
2	ПС Иртыш	4	8	24
	ПС ЗапСиб	4		
3	Тобольская ТЭЦ	2	8	18
	ПС Иртыш	2		
	ПС ЗапСиб	4		

Исходя из таблицы 6, количество выключателей во всех вариантах одинаковое, а длина линии наименьшая в первом варианте. Поскольку Тобольская ТЭЦ находится во владении ПАО «СИБУР Холдинг» и подключение ПС ЗапСиб, от которой будет питаться комбинат ЗапСибНефтехим, которая в свою очередь входит в группу компаний Сибур, к Тобольской ТЭЦ будет являться стратегически важным вариантом, то окончательно примем вариант под номером 1. При реконструкции РУ 110 кВ и переводе с ЗРУ (две рабочие и обходная система шин) на КРУЭ принять схему распределительного устройства «Две рабочие секционированные выключателем системы шин».

2.3 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение зависит от протяженности линии и активной мощности, протекающей по ней. Чем выше номинальное напряжение сети, тем выше капитальные затраты на ее сооружение, включая стоимость подстанции. Но при этом достигается обратный эффект – уменьшаются потери электроэнергии, что даёт выигрыш в будущем, а именно снижаются годовые эксплуатационные расходы.

Экономически целесообразное номинальное напряжение зависит от многих факторов: мощности нагрузок, удаленности их от источников питания, их расположения относительно друг друга, от выбранной конфигурации электрической сети, способов регулирования напряжения и др. [20].

Рассчитаем рациональное напряжение в проектируемой сети по формуле Г.А. Илларионова [20]:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}} \quad (13)$$

$$U_{рац, ЗапСиб-ТЭЦ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{(7,7+1,8+0,7)} + \frac{2500}{300/4}}} = 109,43 \text{ кВ}$$

Так как рассматриваемая сеть является действующей и рассчитана на 110 кВ, то можно сделать вывод, что расчет рационального напряжения был выполнен правильно.

2.4 Расчет длины прокладки линий от Тобольской ТЭЦ до ПС ЗапСиб

Поскольку был выбран первый вариант соединения, а именно соединение ПС ЗапСиб с Тобольской ТЭЦ, то произведем примерный графический расчет прокладки линий. Поскольку напрямую соединить подстанции не представляется возможным, так как на пути строится нефтехимический комбинат, то произведем примерный расчет длины линий. Для этого воспользуемся снимками местности, сделанными со спутника.



Рисунок 6 – Снимок со спутника

Из снимка видно, что прямое соединение не представляется возможным, поскольку возможно пересечение с существующими трассами ВЛ, наличие инфраструктуры на пути и производственных зданий. Исходя из этого был выбран следующий вариант соединения ТЭЦ и подстанции.



Рисунок 7 – Вариант соединения

Данное соединение представляет собой КВЛ, поскольку только так возможно избежать пересечения с существующими линиями возле ТЭЦ и позволит сэкономить на отводе земли при прокладке кабельной линии по эстакаде по территории строящегося завода. Длина воздушной линии будет равна 7,7 км, кабельной линии от ТЭЦ до соединительной муфты ВЛ равна 0,7 км, а длина кабельной линии, соединяющей ПС ЗапСиб с соединительной муфтой ВЛ, будет равна 1,8 км.

2.5 Расчет сечения линий и марки проводов

2.5.1 Выбор провода ВЛ

Сечение провода – важнейший параметр линии. С увеличением сечения проводов линии, увеличиваются затраты на ее сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

На воздушных линиях предусматривается применение сталеалюминевых проводов марки АС. Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов по значениям расчетной токовой нагрузки.

Расчетный ток в воздушных линиях между подстанциями вычисляется по формуле 14:

$$I = \alpha_i \cdot \alpha_i \cdot \frac{\sqrt{P_{MAX}^2 + Q_{MAX}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n}, \quad (14)$$

где n – количество цепей;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение;

P_{max}, Q_{max} – потоки максимальной активной и реактивной мощности;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации.

Для линии 110 кВ примем равным $\alpha_i = 1,05$.

P_{max} потребления ПС ЗапСиб, при отключении высокой стороны, примем равной максимальной мощности потребления комбинатом – 300 МВт.

Максимальную реактивную мощность рассчитаем по формуле 15:

$$Q_{MAX} = P_{MAX} \cdot tg\varphi, \quad (15)$$

где $tg\varphi = 0.3$, по данным предприятия.

Максимальный расчетный ток получился 425 А на одну линию. По всем 4 линиям равен 1702 А. По полученным данным примем провод марки АС-400/51.

2.5.2 Выбор провода КЛ

Выбор сечения кабельной линии 110 кВ и выше производится по допустимым мощностям, которые в свою очередь зависят от допустимого нагрева изоляции кабеля [20].

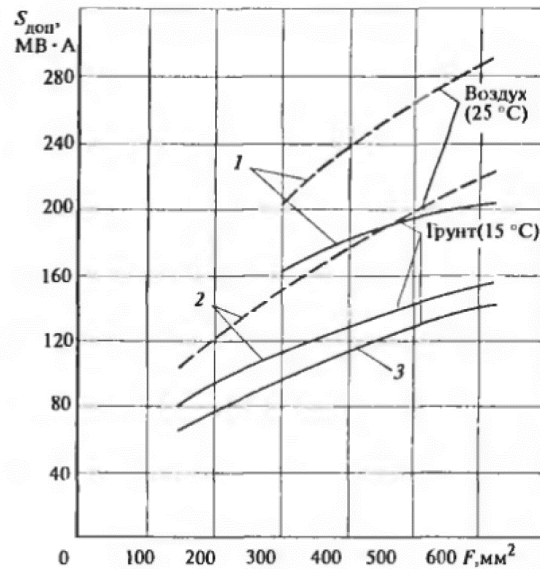


Рис. 51.11. Графики зависимостей допустимых по условиям нагрева мощностей кабельных линий 110—220 кВ от сечения ТПЖ:
 1 — МНКЛ с кабелем марки МВДГ, 220 кВ; 2 — то же МНСШв, 110 кВ; 3 — КЛ с кабелем марки АПвП, 110 кВ; ———— прокладка в грунте (15 °С); - - - - - прокладка в воздушной среде (25 °С)

Рисунок 8 – Графики зависимостей допустимых по условиям нагрева мощностей кабельных линий

Рассчитаем требуемую мощность.

$$S = \sqrt{P_{MAX}^2 + Q_{MAX}^2} \tag{16}$$

$$S = \sqrt{300^2 + 90^2} = 313,21 \text{ МВА}$$

Исходя из этого, можно сделать вывод, что при прокладке 4 КЛ, можем выбрать алюминиевый провод марки АПвПу сечением 400 мм². Данный выбор позволит обеспечить резервирование на случай подключения отпайками новых подстанций к данной КВЛ.

2.6 Проверка нагрузочной способности силовых трансформаторов

Силовой трансформатор при нормальном режиме эксплуатации должен обеспечивать стабильное питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме этого, нужно учесть необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных

на подстанции. Практически полное бесперебойное снабжение может обеспечить установка двух одинаковых трансформаторов. При отключении одного из трансформаторов, для обслуживания или при возникновении аварийной ситуации, оставшийся в работе должен обеспечить бесперебойное питание потребителей подстанции, исходя из максимальной нагрузки на трансформатор в 140% и на автотрансформатор в 120%. В большинстве случаев, такой режим для двухтрансформаторных подстанций достигается при 60-70% загрузке каждого из трансформаторов на время максимума нагрузки [15].

На ПС «ЗапСиб» установлено 4 автотрансформатора: АДЦТН-250000/500/110. Исходя из условий надежности и максимальной нагрузки комбината в 300 МВт и коэффициента реактивной мощности равному 0,3, рассчитаем коэффициент загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы.

$$k_{з.норм.реж} = \frac{\sqrt{P_{срз}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot S_{ном}} \quad (17)$$

Коэффициент загрузки получили равным 0,252.

Данное условие позволит держать один автотрансформатор в резерве.

Последним этапом проверки трансформаторов является проверка на послеаварийную загрузку. Эта проверка модулирует ситуацию отказа одного или более трансформаторов.

$$k_{з.п.ав} = \frac{\sqrt{P_{срз}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_T - n_{н.р.т}) \cdot S_{ном}} \quad (18)$$

При отказе одного трансформатора:

$$k_{з.п.ав} = \frac{\sqrt{241,7^2 + 72,5^2}}{(4 - 3) \cdot 250} = 0,336$$

При отказе двух трансформаторов:

$$k_{з.п.ав} = \frac{\sqrt{241,7^2 + 72,5^2}}{(4 - 2) \cdot 250} = 0,505$$

При аварийной работе на одном трансформаторе:

$$k_{з.п.ав} = \frac{\sqrt{241,7^2 + 72,5^2}}{(4 - 3) \cdot 250} = 1,009$$

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткое замыкание — это такое состояние электрической цепи, когда электрический ток проходит по недопустимому маршруту, на котором обычно практически отсутствует, или очень низкое, электрическое сопротивление. Этот недопустимый или неправильный маршрут с малым сопротивлением может находиться между проводами под напряжением, или между проводом под напряжением и землей, при этом в стандартных рабочих условиях в них существует разность потенциалов. Короткое замыкание может возникать в результате нарушения изоляции токоведущих элементов или механического соприкосновения неизолированных элементов. Также, коротким замыканием называют состояние, когда сопротивление нагрузки меньше внутреннего сопротивления источника питания.

Короткое замыкание в трехфазных электрических сетях имеет следующие виды:

- Однофазное
- Двухфазное
- Двухфазное на землю
- Трёхфазное

При выборе и проверке на допустимость работы электрических аппаратов, расчет токов короткого замыкания производится в относительных единицах в приближенном приведении параметров элементов сети к одному напряжению, так как такой расчет не требует высокой точности результатов и гораздо проще расчете в именованных единицах.

Для упрощения расчетов применяют следующие допущения:

1. Отсутствие качаний синхронных машин на начальной стадии переходного процесса (скорость вращения роторов всех синхронных генераторов при КЗ не изменяется), это позволяет вводить источник питания в схему замещения векторами э. д. с. без сдвига по фазе;

2. Отсутствие насыщения магнитных систем, что позволяет считать все системы линейными;

3. Сохранение симметрии трехфазной системы (несимметричные КЗ считаются локальными). Расчет производится на одну фазу;

4. Пренебрежение активным сопротивлением элемента электроэнергетической сети (активные сопротивления учитываются при оценке постоянных затухания апериодической составляющей токов КЗ, расчетах аварийных токов в низковольтных установках, в протяженной кабельной сети или воздушной сети с проводами небольшого сечения, если x/r более трех;

5. Приближенный учет нагрузок индуктивными сопротивлениями;

6. Не учёт ёмкостных проводимостей ЛЭП 110 – 220 кВ, если их длина более 200 км и напряжение 330 – 500 кВ, если их длина не превышает 150 км;

7. Пренебрежение токами намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов, за исключением трёхстержневых трансформаторов с соединением обмоток по схеме Y_0/Y или Y_0/Y_0 в схемах нулевой последовательности [19].

Расчет токов короткого замыкания начинают с составления расчетной схемы замещения. Такой схемы, в которой электрический элемент в случае КЗ находится в наиболее тяжелом из возможных состояний.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается проектирование ЛЭП 110 кВ ПС «ЗапСиб» – Тобольская ТЭЦ. Расчет токов короткого замыкания произведём в ПВК «RastrWin3».

При составлении электрической схемы замещения сети учитываются отдельные элементы сети, соединенные в том же порядке, что и в расчетной схеме. Для правильного расчета токов короткого замыкания необходима точная расчетную схему энергосистемы, на основе которой будет составлена схема замещения.

Расчет в ПВК «RastrWin3» производится в именованных единицах, с учетом коэффициентов трансформации (с учетом РПН) силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

Номинальные параметры генераторов, расположенных на Тобольской ТЭЦ, приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Параметры генераторов Тобольской ТЭЦ

Номер генератора	Марка	Характеристики
Г1	ТЗФП-160-2У3	$S_H=188,2$ МВА $U_H=15,75$ кВ $X_d''=0,22$ о.е. $X_2=0,269$ о.е. $X_0=0,115$ о.е.
Г2	ТЗФ-220-2У3	$S_H=258,8$ МВА $U_H=15,75$ кВ $X_d''=0,197$ о.е. $X_2=0,24$ о.е. $X_0=0,09$ о.е. $E=1,13$
Г3	ТВФ-120-2У3	$S_H=125$ МВА $U_H=10,5$ кВ $X_d''=0,192$ о.е. $X_2=0,24$ о.е. $X_0=0,098$ о.е.
Г4	ТЗФП-160-2У3	$S_H=188,2$ МВА $U_H=15,75$ кВ $X_d''=0,22$ о.е. $X_2=0,269$ о.е. $X_0=0,115$ о.е.
Г5	ТЗФП-110-2МУ3	$S_H=137,5$ МВА $U_H=10,5$ кВ $X_d''=0,19$ о.е. $X_2=0,234$ о.е. $X_0=0,097$ о.е.

Определим реактивное сопротивление прямой последовательности генераторов:

$$x_2 = x_d'' \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_2} \quad (19)$$

где x_d'' - продольное сверхпереходной сопротивление, Ом;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение генератора, кВ;

S_2 - полная мощность генератора, МВА.

$$x_{21} = 0,22 \cdot \frac{15,75^2}{188,2} = 0,289 \text{ Ом}$$

$$x_{22} = 0,197 \cdot \frac{15,75^2}{258,8} = 0,189 \text{ Ом}$$

$$x_{23} = 0,192 \cdot \frac{10,5^2}{125} = 0,169 \text{ Ом}$$

$$x_{24} = 0,22 \cdot \frac{15,75^2}{188,2} = 0,289 \text{ Ом}$$

$$x_{25} = 0,19 \cdot \frac{10,5^2}{137,5} = 0,152 \text{ Ом}$$

Аналогичным способом рассчитываются сопротивления нулевой и обратной последовательностей. Расчет приведен в Приложении А.

Найдем сверхпереходное ЭДС генераторов на станции. Для этого из таблицы 3.2 [10] возьмем среднее значение сверхпереходной ЭДС турбогенераторов мощностью более 100 МВт при номинальных условиях.

$$E_*'' = 1,13 \text{ о.е.}$$

$$E_2 = E_*'' \cdot U_{ном}, \quad (20)$$

$$E_{21,2,4} = 1,13 \cdot 15,75 = 17,8 \text{ кВ}$$

$$E_{23,5} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,9 \text{ кВ}$$

Ниже приведены результаты расчетов токов короткого замыкания для максимального и минимального режима электроэнергетической сети.

Максимальный режим

Таблица 8 – Токи КЗ на РУ 110 кВ Тобольской ТЭЦ

Вид короткого замыкания	Ток прямой последовательности, кА	Ток обратной последовательности, кА	Ток нулевой последовательности, кА
Однофазное	5,32	5,32	9,09
Двухфазное	5,92	-5,92	0
Трёхфазное	12,70	0	0

Таблица 9 – Токи КЗ на РУ 110 кВ ПС «ЗапСиб»

Вид короткого замыкания	Ток прямой последовательности, кА	Ток обратной последовательности, кА	Ток нулевой последовательности, кА
Однофазное	4,13	4,13	9,67
Двухфазное	4,59	-4,59	0
Трёхфазное	9,68	0	0

Минимальный режим

Таблица 10 – Токи КЗ на РУ 110 кВ Тобольской ТЭЦ

Вид короткого замыкания	Ток прямой последовательности, кА	Ток обратной последовательности, кА	Ток нулевой последовательности, кА
Однофазное	5,22	5,22	8,99
Двухфазное	5,82	-5,82	0
Трёхфазное	12,48	0	0

Таблица 11 – Токи КЗ на РУ 110 кВ ПС «ЗапСиб»

Вид короткого замыкания	Ток прямой последовательности, кА	Ток обратной последовательности, кА	Ток нулевой последовательности, кА
Однофазное	4,09	4,09	9,63
Двухфазное	4,54	-4,54	0
Трёхфазное	9,57	0	0

Далее необходимо найти апериодический составляющей тока КЗ и ударный ток КЗ на шинах РУ двух подстанций.

$$i_{ai} = \sqrt{2} I_{\text{ПО}i}^{(3)}, \quad (21)$$

$$i_{yo} = \sqrt{2} I_{\text{ПО}i}^{(3)} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ai}}}\right), \quad (22)$$

где $I_{\text{ПО}i}^{(3)}$ - трехфазный ток КЗ;

T_{ai} - постоянная затухания апериодической составляющей тока.

По [5] постоянная затухания для КЗ на присоединениях повышенного напряжения подстанции равно $T_a=0,05$, а для КЗ на шинах вторичного напряжения подстанции – $T_a=0,06$.

Рассмотрим расчет на примере ПС «ЗапСиб».

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 9,68 = 13,69 \text{ кА}$$

$$i_{yd} = \sqrt{2} \cdot 9,68 \cdot (1 + e^{\frac{0,01}{0,06}}) = 25,28 \text{ кА}$$

Расчеты ударного и апериодической составляющей токов КЗ приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Значения ударного и апериодической составляющей токов КЗ

	i_{at}	i_{yd}
ЗапСиб	13,69	25,28
Тобольская ТЭЦ	17,96	32,67

Мощность короткого замыкания в начальный момент времени:

$$S_{KЗ} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{KЗ} \text{ МВА}, \quad (23)$$

$$S_{KЗ-ЗапСиб} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 9,68 = 1844,29 \text{ МВА},$$

$$S_{KЗ-ТЭЦ} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 12,70 = 2419,67 \text{ МВА},$$

Максимальный рабочий ток РУ 110 кВ Тобольской ТЭЦ и ПС «ЗапСиб»,

А:

$$I_{p,max} = \frac{S_{нСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ру}}, \quad (24)$$

где $S_{нСН}$ – перспективная нагрузка на шинах СН подстанции, МВА

$U_{ру}$ – класс напряжения распределительного устройства, кВ;

$$I_{p,maxЗапСиб} = \frac{313}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1643 \text{ А}$$

$$I_{p,max} = \frac{\sum (S_g - S_{тсн})}{\sqrt{3} \cdot U_{ру}} \quad (25)$$

где S_g – суммарная мощность генераторов на станции, МВА

$S_{тсн}$ – суммарная мощность трансформаторов собственных нужд, МВА

$$I_{p.\max\text{ТТЭЦ}} = \frac{((188,2 - 25) + (258,8 - 25) + (188,2 - 16) + (137,5 - 25))}{\sqrt{3} \cdot 110} = 3578 \text{ A}$$

Подробный расчет токов короткого замыкания в ПВК «RastrWin3» приведен в приложении Е.

4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ КРУЭ 110 КВ

В процессе выбора оборудования будет правильным применять устройства одного производителя для наилучшей совместимости, облегчения процесса эксплуатации, поскольку не потребуется углубленного знания в устройства разных производителей. Также следует принимать во внимание статистические данные по надежности оборудования, простоте обслуживания и эксплуатации, а также о стоимости. Но главным фактором выбора оборудования – это соответствие номинальных данных оборудования требуемым параметрам.

Для выбранной схемы (две рабочие секционированные выключателем системы шин) распределительного устройства 110 кВ выбираем комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией ELK-04 (напряжение до 170 кВ) фирмы АВВ.



Рисунок 9 – АВВ ELK-04

Конфигурация КРУЭ ELK-04 проста, поскольку состоит из модулей и требуемые проектом схемы и оборудование легко набрать из списка модулей. Шкаф управления и мониторинга каждой ячейки расположен на высоте уровня человеческих глаз и позволяет без проблем следить за параметрами.

Горизонтально расположенный выключатель является основой ячейки любой конфигурации. Привод выключателя легко доступен из зоны управления. Модули остальных ячеек КРУЭ однополюсного исполнения, например, модуль

разъединителя, располагаются наверху выключателя. Трехполюсный пассивный модуль сборных шин отделен от активного оборудования.

Благодаря принципу «один модуль – одна функция» и модульной структуре, возможно реализовать даже нетрадиционное расположение КРУЭ с помощью всего 20 различных модулей. Модули соединяются друг с другом с помощью стандартных соединений, что позволяет реализовать широкий круг ячеек. Исполнение КРУЭ на стандартных модулях и объем работ гарантируют, что все типы ячеек могут быть установлены на небольшой площади.

Компактное исполнение позволяет доставлять готовые ячейки, которые собраны и испытаны на заводе, обеспечивая быстрые и эффективные установку и ввод в эксплуатацию.

Электрические аппараты выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, роду установки (наружной или внутренней) и проверяются на действие токов короткого замыкания.

Проверка аппаратов на термическую стойкость сводится к определению наибольшей температуры нагрева их токами короткого замыкания, для чего необходимо знать длительность короткого замыкания, $t_{откл}$ или расчетное время действия тока короткого замыкания. Это время определяется суммой двух времен – собственным временем отключения выключателя t_g и собственным временем срабатывания защиты, которое по большей части можно принимать равным 0,01 с [11].

Произведем типовой расчет для выбора выключателей КРУЭ 110 кВ. Расчет для выключателей производится аналогично, поэтому для примера, разберем выбор и проверку для выключателей КРУЭ 110 кВ. Результаты расчетов приведем ниже в отдельных таблицах.

Особенности выключателей КРУЭ:

- Надежная включающая и отключающая способность при значительных нагрузках и токах короткого замыкания;

- Удобный доступ к активным частям с целью технического обслуживания и ремонта;
- Низкий уровень шума;
- Отдельная контактная система для номинального тока и отключения тока;
- Высокое сопротивление диэлектриков в замкнутом и разомкнутом положениях;
- Однофазное автоматическое повторное включение;
- Компактный пружинно-гидравлический привод;
- Непрерывный самоконтроль гидросистемы;
- Конструкция, не требующая технического обслуживания;
- Типовые испытания в соответствии с требованиями последних стандартов МЭК и ANSI.

Проверим выбранный выключатель по основным параметрам.

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (26)$$

$$110 \leq 170 \text{ кВ}$$

- по длительному току

$$I_{р.ном} \leq I_{ном} \quad (27)$$

$$3578 \leq 4000 \text{ А}$$

- по отключающей способности.

$$I_{откл.ном} \geq I_{П0}$$

$$63 \geq 12,70$$

$$i_{вкл.ном} \geq 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \quad (28)$$

$$63 \geq 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 12,70$$

$$63 \geq 33,23 \text{ кА}$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k = I_{y\delta}^2 \cdot (t_{отк. выкл} + t_{pз} + T_a) \quad (29)$$

$$B_k = 32,67^2 \cdot (0,05 + 0,1 + 0,05) = 213,47 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (30)$$

$$213,47 \leq 63^2 \cdot 3 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$213,47 \leq 11907 \text{ кА}^2\text{с}$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ по расчету;

$I_{тер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу.

$t_{отк}$ – время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов
($t_{отк} = \tau$).

Результаты выбора сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – Параметры выключателя КРУЭ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 170 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 3578 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{откл, ном} = 63 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} = 12,70 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл, ном}$
$i_{вкл} = 63 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 33,23 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 130 \text{ кА}$	$I_{по} = 12,70 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 130 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 32,67 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 213,47 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

4.1 Выбор изоляторов

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, подвесных и проходных изоляторах.

Выбор опорных изоляторов производится по условиям:

- по номинальному напряжению;
- по допустимой нагрузке.

Проходные изоляторы выбираются по номинальному напряжению, по номинальному току, по допустимой нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, т.е. должно соблюдаться условие[8]:

$$F_{расч} \leq F_{доп} \quad (31)$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (32)$$

Расчётная сила:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд.К2}^2}{a} \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-7} \quad (33)$$

где k_h – поправочный коэффициент на высоту шины.

$$k_h = \frac{H}{H_{из}} \quad (34)$$

В конструкции КРУЭ АВВ ELK-04 110 кВ использованы изоляторы и изоляционные конструкции, рассчитанные на номинальные напряжение и ток, требуемую механическую нагрузку в условиях работы на данных комплексных устройствах, поэтому их выбор и проверка не производится.

4.2 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока следует выбирать с не менее чем двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другие – для приборов защиты.

Выбор трансформаторов тока производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (35)$$

- по току

$$I_{ном} \leq I_{1ном} \quad (36)$$

$$I_{max} \leq I_{1ном} \quad (37)$$

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

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

- по конструкции и классу точности;

- по электродинамической стойкости

$$i_{уд} \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \quad (38)$$

$$i_{уд} \leq i_{дин} \quad (39)$$

где $k_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются;

- по термической стойкости

$$B_k \leq (k_\tau \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{тер} \quad (40)$$

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (41)$$

где k_τ – кратность термической стойкости по каталогу;

- по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (42)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

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

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5.

Прежде чем выбрать трансформатор тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь. Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_{2доп} \approx r_{2доп}$.

$$r_{2доп} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт} \quad (43)$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов;

$r_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{конт}$ – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

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

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

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

В состав КРУЭ 110 кВ входят индуктивные трансформаторы тока подключаемые к корпусу технологического заземлителя. Трансформаторы тока ЕЛК-СТ0 сконструированы специально для установки в КРУЭ и не являются обособленным конструктивным узлом. Токопроводы КРУЭ выполняют роль первичных обмоток. Вторичные обмотки расположены на ферромагнитных кольцевидных сердечниках, смонтированных на цилиндрических основаниях. Трансформатор тока может иметь от одной до восьми обмоток – измерительных и/или защитных. Их количество, размеры и расположение могут варьироваться в зависимости от конкретных требований. Выводы вторичных обмоток присоединены к

контактам, смонтированным в клеммной колодке, которая помещена в металлический заземленный корпус. Крышка контактной коробки пломбируется для предотвращения несанкционированного доступа к клеммам. Высоковольтная изоляция внутри трансформатора тока обеспечивается за счет заполнения элегазом. Рабочее давление контролируется датчиком плотности элегаза. Для обеспечения взрывобезопасности при повышении давления свыше допустимых значений предусмотрен предохранительный клапан с разрывной мембраной.

Особенности:

- Высокая надежность работы;
- Коэффициент, количество сердечников, точность и характеристики при переходном режиме определяются в соответствии с индивидуальными требованиями проекта;
- Эффективное гашение сверхбыстрых переходных токов, попадающих на вторичную обмотку;
- Не требует технического обслуживания.

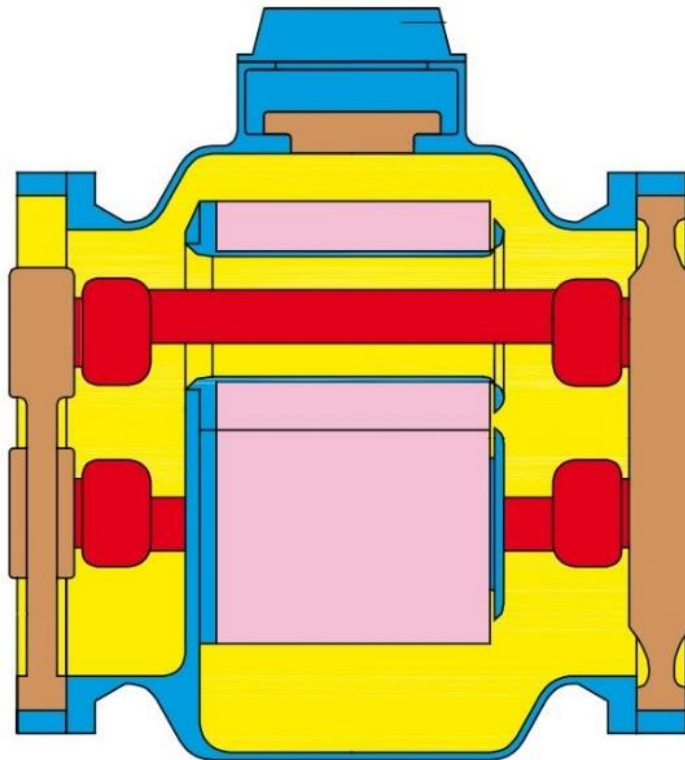


Рисунок 10 – Трансформатор тока ELK-CT0

На стороне 110 кВ в цепях линейного и обходного выключателей предусматривается устанавливать амперметр, ваттметр, варметр и счетчики, а в цепи линейного выключателя – устройство определения места повреждения на ВЛ. Данные измерительных приборов сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах		
		А	В	С
Амперметр	ЩМ120	15	15	15
Ваттметр	ЩМ120	-	-	-
Варметр	ЩМ120	-	-	-
Счетчики АЭ	А42 552-100	2	2	-
Счетчики РЭ	А42 312-100	2	2	2
Устройство определения места повреждения на ВЛ	Сириус-2-ОМП	0,5	0,5	2
ИТОГО		19,5	19,5	0,5

Из таблицы видно, что фазы трансформатора тока одинаково загружены и выбираем трансформатор тока типа ELK-СТ0.

Таблица 15 – Каталожные и расчетные данные ELK-СТ0

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 170 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{1ном} = 100 - 4000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 3578 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{1ном}$
$i_{дин} = 170 \text{ кА}$	$i_{уд} = 33,23 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 213,47 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$Z_{2ном} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,975 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

4.3 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (45)$$

- по конструкции и схеме соединения обмоток;

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (46)$$

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

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

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \quad (47)$$

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему.

Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения. Согласно ПУЭ потеря напряжения от трансформаторов напряжения до расчетных счетчиков должна быть не более 0,5 %, а до щитовых измерительных приборов – не более 1,5 % при нормальной нагрузке.

Для упрощения расчетов при учебном проектировании можно принимать сечение проводов по условию механической прочности 2,5 мм² для медных жил и 4 мм² для алюминиевых жил.

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых

обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Выберем трансформатор напряжения для измерений и учета на стороне 110 кВ. Нагрузка приборов, подключаемых к вторичной обмотке приведена в следующей таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр 3-х фазный	ЩП120 П	6	3	1	0	4	72	-
Вольтметр регистрирующий	Н3093	12	1	1	0	4	48	-
Частотомер регистрирующий	Н3097	12	1	1	0	4	48	-
Синхроноскоп	ABB SY96S	1	1	1	0	4	4	-
Счетчик АЭ	A42 552-100	1	2	0,38	0,92	9	6,84	16,56
Счетчик ВЭ	A42 312-100	1	2	0,38	0,92	9	6,84	16,56
Ваттметр	ЩМ120	1,5	2	1	0	9	27	-
Варметр	ЩМ120	1,5	2	1	0	9	27	-
Ваттметр регистрирующий	Н3096	12	2	1	0	4	96	

Прибор	Тип	S од- ной об- мотки, ВА	Число обмо- ток	cosφ	sinφ	Число прибо- ров	Общая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Устройство определе- ния места поврежде- ния на ВЛ	Сириус- 2-ОМП	0,5	1	1	0	9	4,5	
Итого							340, 18	33,12

Мощность нагрузки вторичных цепей определяется как:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{340,18^2 + 33,12^2} = 341,79 \text{ ВА}$$

Нагрузка на один трансформатор напряжения

$$S_2 = \frac{341,79}{4} = 85,45 \text{ ВА}$$

Проверяем трансформатор напряжения, установленный в КРУЭ ELK-04, его изображение представлено на рисунке 11.

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 170 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 85,45 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

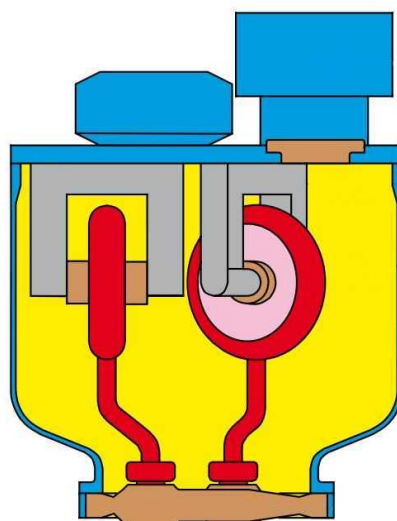


Рисунок 11 – Трансформатор напряжения для ELK-04

Определяем общее сопротивление приборов:

$$z_{\text{приб}} = \frac{S_{2\Sigma}}{I_{2\text{ном}}^2} \quad (48)$$

$$z_{\text{приб}} = \frac{85,45}{5^2} = 3,42 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$z_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - z_{\text{приб}} - z_{\text{кон}} \quad (49)$$

$$z_{\text{пров}} = 5,2 - 3,42 - 0,1 = 1,68 \text{ Ом}$$

Для 110 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 100 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{z_{\text{пров}}} \quad (50)$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{1,68} = 1,04 \text{ мм}^2$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель сечением 4 мм².
Проверяем условие выбора трансформатора напряжения с учетом выбранного сечения:

$$z_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} \quad (51)$$

$$z_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{4} = 0,4375 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения с учетом выбранного сечения:

$$Z_2 = z_{\text{приб}} + z_{\text{пров}} + z_{\text{кон}} \quad (52)$$

$$Z_2 = 3,42 + 1,68 + 0,1 = 5,2 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения не превышает номинальной допустимой нагрузки, $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$; , поэтому выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям.

4.4 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения

Нелинейные ограничители напряжения (ОПН) предназначены для защиты изоляции электрооборудования подстанций и электрических сетей от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

ОПН используются для защиты самого КРУЭ, присоединенных кабелей и последующих, чувствительных к перенапряжениям устройств, таких как силовые трансформаторы. ОПН состоит из колонны варисторов ZnO в форме дисков, обладающих сильно выраженной нелинейной вольтамперной характеристикой. ОПН с элегазовой изоляцией устанавливаются в обычном отсеке шинпровода и подключаются к КРУЭ с помощью обычного барьерного изолятора.

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения производим в зависимости от номинального напряжения в месте установки, т.к. уточненных параметров их выбора нет.

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ocm}}{Z} \right) \cdot U_{ocm} \cdot 2T \cdot n \quad (53)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

U_{ocm} – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ocm} = 331 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 430 \text{ Ом}$;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов, $n = 2$.

Значение U можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0} \quad (54)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

k – коэффициент полярности, $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защищенного подхода, км

$$U = \frac{750}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 750} = 517,24 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c} \quad (55)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 2,7} = 1,221 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(517,24 - 331)}{430} \cdot 331 \cdot 2 \cdot 1,221 \cdot 2 = 700,18 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} \quad (56)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{700,18}{110} = 6,37 \text{ кДж/кВ}$$

На стороне 110 кВ выбираем ОПН марки АВВ AZ041 с удельной энергоемкостью 13,75 кДж/кВ с параметрами в таблице 18, внешний вид на рисунке 12:

Таблица 18– Характеристики АВВ AZ041

Напряжение сети	до 170 кВ
Наибольшее допустимое напряжение	до 154 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кА
Максимальная амплитуда импульсного тока	100 кА
Испытательное напряжение полного грозового импульса	750 кВ
Пропускная способность (не менее)	850 А
Удельная энергоемкость	13,75 кДж/кВ



Рисунок 12 – АВВ AZ041

4.5 Выбор аккумуляторной батареи на КРУЭ

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 тиристорами (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей, существенно упростить оперативные цепи.

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

Основную нагрузку аккумуляторной батареи на ТЭС составляют следующие приемники:

- аппараты устройств дистанционного управления, сигнализации, блокировки и релейной защиты;
- приводы выключателей, автоматов, контакторов;
- аварийное освещение;
- электродвигатели аварийных насосов системы уплотнения вала генератора.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам. На электростанциях применяют свинцовые аккумуляторные батареи стационарные для коротких разрядов СК или с намазанными пластинами СН.

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

По данным Научно-исследовательского аккумуляторного института токи разряда в указанном получасовом режиме принимаются:

- для разряда при начальной температуре электролита $10^{\circ}\text{C} - 21\text{ A}$;
- при $25^{\circ}\text{C} - 25\text{ A}$.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{Ш}}{U_{ПА}} \quad (57)$$

где n_0 – число основных элементов в батарее;

$U_{Ш}$ – напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ – напряжение на элементе в режиме подзарядки (2,15 В).

$$n_0 = \frac{230}{2,15} \approx 107 \text{ элемента}$$

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе 2,7 В к шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_{\min} = \frac{230}{2,7} \approx 85 \text{ элемента}$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,75 В к шинам присоединяется общее число элементов батареи n , а напряжение на шинах не ниже номинального (220 В):

$$n = \frac{220}{1,75} \approx 126 \text{ элемента}$$

Таким образом, типовой номер батареи N выбирается по формуле:

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{I_{AB}}{J} \quad (58)$$

где I_{AB} – нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, складывающаяся из аварийного тока освещения (160 А) и постоянной части (20 А), А;

1,05 – коэффициент запаса;

J – допустимая нагрузка аварийного разряда, A/N , приведенная к первому номеру аккумуляторов, в зависимости от температуры электролита.

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{180}{25} = 7,56$$

Полученный номер округляется до ближайшего большего типового номера и по этому номеру выбираем аккумуляторные батареи серии Норреске 8 OSP.НС 280.



Рисунок 13 – Аккумуляторные батареи Норреске 8 OSP.НС 280

Выбранный аккумулятор необходимо проверить по наибольшему толчковому току по следующему неравенству:

$$46 \cdot N \geq I_{T.MAX} \quad (59)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку.

$$I_{T.MAX} = I_{AB} + I_{ПР} + I_{ПОСТ} \quad (60)$$

где $I_{ПР}$ – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима (56,9 А).

$$I_{T.MAX} = 160 + 20 + 56,9 = 236,9 \text{ А}$$

Подзарядное устройство в нормальном режиме питает постоянно включенную нагрузку и подзаряжает батарею. Согласно ГОСТ 2.825-73 ток подзаряда должен быть $0,03 \cdot N$. Тогда:

$$I_{ПЗ} \geq 1,05 \cdot N + I_{П} \quad (61)$$

где $I_{П}$ – ток постоянно включенной нагрузки.

$$I_{ПЗ} \geq 1,05 \cdot 8 + 20 = 28,4 \text{ А}$$

Напряжение подзарядного устройства определяется по условию:

$$U_{ПЗ} \geq 2,15 \cdot n_0 \quad (62)$$

$$U_{ПЗ} = 2,15 \cdot 107 = 230,05 \text{ В.}$$

В качестве подзарядных устройств применяем выпрямительные агрегаты с твердыми выпрямителями, EditElektronik FLT-3P-220V100A, на напряжение 380-220 В и ток 100 А.



Рисунок 14 – Выпрямительное устройство типа EditElektronik FLT-3P-220V100A

Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда

$$I_A = 5 \cdot N + I_{П} \quad (63)$$

$$I_A = 5 \cdot 8 + 20 = 60 \text{ А}$$

и напряжение в конце заряда 2,75 В на элемент

$$U_3 = 2,75 \cdot n \quad (64)$$

$$U_3 = 2,75 \cdot 85 = 233,75 \text{ В}$$

В качестве зарядных устройств применяют двигатели-генераторы (с генератором постоянного тока параллельного возбуждения).

5 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ КРУЭ 110 КВ ТОБОЛЬСКОЙ ТЭЦ

5.1 Молниезащита КРУЭ 110 кВ Тобольской ТЭЦ

Нормируется два вида зон:

- зона А-с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;
- зона Б-с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Для расчетов мы выбираем зону А.

Здания закрытых распределительных устройств следует защищать от прямых ударов молнии в районах с числом грозových часов в году более 20. В Тобольском районе – 40-60 часов, соответственно, РУ требует молниезащиту.

Молниезащита на ЗРУ ПС может выполняться:

- установкой стержневых молниеотводов на защищаемом здании;
- заземлением металлического покрытия кровли.

Поскольку крыша на здании КРУЭ будет выполнена из непроводящих материалов, то допускается установка по площади крыши молниеприемной сетки. Молниеприемная сетка должна выполняться из стальной проволоки и уложена на кровлю непосредственно или под слой негорючих утеплителя или гидроизоляции. Сетка должна иметь ячейки площадью не более 150 кв.м, толщина проволоки 6-8 мм. В дополнение к сетке рекомендуется установка по внешнему периметру здания металлического заземленного ограждения высотой 1-1,5 м. Сетка и ограждение должны соединяться с контуром заземления. [17]

Число грозových разрядов в сооружение N_c определяется по следующей формуле:

$$N_c = P_0(a_T + 2 \cdot R_{экр}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{экр}) \cdot 10^{-6} \quad (65)$$

где P_0 - плотность разряда молнии на землю, для Тобольского района Тюменской области равна 1 разряду молнии км²/год;

a_T и b_T - длина и ширина КРУЭ, соответственно равная 35 и 15 м;

η_{np} и η_{on} - это вероятность перехода импульсного перекрытия изоляции в силовую дугу (в расчетах принимается равной 0,9);

$R_{эkv}$ - эквивалентная ширина, с которой собираются все боковые разряды, определяется в зависимости от высоты самого высокого сооружения на РУ, в нашем случае $h_c = 11,5$ м, что меньше 30 м, следовательно, формула для определения $R_{эkv}$ выглядит следующим образом:

$$R_{эkv} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30}, \quad (66)$$

$$R_{эkv} = 5 \cdot 11,5 - \frac{2 \cdot 11,5^2}{30} = 48,68 \text{ м}$$

$$N_c = 1 \cdot (35 + 2 \cdot 48,68) \cdot (15 + 2 \cdot 48,68) \cdot 10^{-6} = 0,0148$$

Для предотвращения обратных перекрытий с заземляющих спусков и металлических конструкций здания на ошиновку и оборудование ЗРУ, а также на токоведущие части наружных вводов должны быть приняты меры по улучшению экранировки здания за счет увеличения числа заземляющих спусков, их объединения (на крыше и у фундамента) и уменьшения сопротивления заземляющего контура.

5.2 Разработка заземления РУ 110 кВ Тобольской ТЭЦ и определение стационарного и импульсного сопротивлений

Для заземлителей опоры ВЛ и отдельно стоящего молниеотвода рассчитываются стационарные сопротивления заземления R , Ом, при протекании тока частотой 50 Гц, и импульсные сопротивления заземления $R_{и}$, Ом, при протекании тока молнии. Заземления молниеотводов ПС в соответствии с требованиями ПУЭ выполняются либо в виде отдельных заземлителей молниеотводов, либо путем подсоединения молниеотводов к заземляющему контуру ПС. Заземляющий контур ПС включает в себя искусственный и естественные заземлители [20]. Искусственные заземлители выполняются обычно в виде сетки, для достижения равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок выше 1 кВ сети выполняются с учетом сопротивления $R_3 \leq 0,5$ Ом.

Для расчета сетки заземлителя, необходимо определить площадь всей ПС:

$$S < (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (67)$$

$$S < (35 + 2 \cdot 1,5) \cdot (15 + 2 \cdot 1,5) = 684 \text{ м}^2,$$

где A – длина территории ПС, м;

B – ширина территории ПС, м.

Выбор диаметра горизонтального луча в сетке по механической прочности и проверка его на термическую стойкость [6]:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{C3}}{400 \cdot \beta}}, \quad (68)$$

где I_{K3}^2 – ток короткого замыкания, А;

t_{C3} – время срабатывания релейной защиты, равно 0,2 с;

β – коэффициент термической стойкости, для стали равно 21.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{12700^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 61,97 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (D_{ПР} + S_{CP}), \quad (69)$$

$$S_{CP} = a_{\kappa} \cdot \ln^3(T) + b_{\kappa} \cdot \ln^2(T) + c_{\kappa} \cdot \ln(T) + \alpha_{\kappa}, \quad (70)$$

где T – время использования заземлителя, мес;

$a_{\kappa}, b_{\kappa}, c_{\kappa}, \alpha_{\kappa}$ – коэффициенты, зависящие от грунта.

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3(240) + 0,00915 \cdot \ln^2(240) - 0,00104 \cdot \ln(240) + 0,224 = 0,67 \text{ мм}^2,$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (10 + 0,67) = 14,09 \text{ мм}^2.$$

Диаметр горизонтальных прутков сетки принимаем равным 10 мм.

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2, \quad (71)$$

где R – радиус горизонтальных прутков.

$$F_{M.П.} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2.$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$F_{M.П} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.}, \quad (72)$$

$$78,5 \geq 14,09 + 61,97 = 76,06 \text{ мм}^2.$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_{Г} = (A+3) \frac{B+3}{k} + (B+3) \frac{A+3}{k}, \quad (73)$$

$$L_{Г} = (35+3) \frac{15+3}{6} + (15+3) \frac{35+3}{6} = 228 \text{ м.}$$

где k – расстояние между полосами сетки, принимаем 6 м.

Уточняется длина горизонтальных полос:

$$L_{Г.расч} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m_1 + 1) \text{ м}, \quad (74)$$

где m – число ячеек.

$$m_1 = \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (75)$$

$$m_1 = \frac{228}{2 \cdot 26,15} - 1 = 3,36.$$

Принимаем 4 ячейки.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L_{Г.расч} = 2 \cdot 26,15 \cdot (4 + 1) = 261,5 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_{в} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{c}, \quad (76)$$

где c – расстояние между вертикальными электродами, равно 5 м.

$$n_{в} = \frac{4 \cdot 26,15}{5} = 20,92.$$

Принимаем $n_{в,1} = 21$ электрод.

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{h_{1Э}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (77)$$

где $h_{1Э} = l_{в} + h_3 = 5 + 0,7 = 5,7 \text{ м}$ – глубина заложения заземлителя;

$\rho_1 = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $h_1 = 8 \text{ м}$ – соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта (глинозём);

$\rho_2 = 70 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $h_2 = 9 \text{ м}$ – соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта (супеси).

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{5,7}{\frac{8}{30} + \frac{9}{70}} = 14,42 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Стационарное сопротивление заземлителя, выполненного в виде сетки с вертикальными электродами:

$$R_{\text{ПС}} = \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{\Gamma} + n_{\text{в}} \cdot l_{\text{в}}} \right), \quad (78)$$

где A – параметр, зависящий от соотношения $l_{\text{в}}/\sqrt{S}$, по ЭТЭС равен 0,33.

$$R_{\text{ПС}} = 14,42 \cdot \left(\frac{0,33}{26,15} + \frac{1}{261,5 + 40 \cdot 5} \right) = 0,235 \text{ Ом}.$$

Определяется импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_{\text{М}} + 45)}}, \quad (79)$$

где $I_{\text{М}}$ – ток молнии, кА.

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 26,15}{(14,42 + 320) \cdot (65 + 45)}} = 1,066.$$

Импульсное сопротивление:

$$R_{\text{и}} = R_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{и}}, \quad (80)$$

$$R_{\text{и}} = 0,235 \cdot 1,066 = 0,25 \text{ Ом}.$$

Полученное значение сопротивления заземлителя РУ – 110 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

6 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ВЛ 110 КВ ТОБОЛЬСКАЯ ТЭЦ – ЗАПСИБ И ЕЁ ГРОЗОУПОРНОСТЬ

6.1 Выбор типов опор

Для использования в качестве грозозащитного троса возьмем стальной трос марки ТК-9,1.

При окончательном выборе типов промежуточных и анкерных опор, а также при нахождении расчетных нагрузок следует исходить из наиболее невыгодных сочетаний климатических условий, наблюдаемых для линии 110 кВ не реже 1 раз в 10 лет [8].

Исходя из того, что по расчетам сечения провода был выбран провод марки АС-400/51 и линия двухцепная, то для нашей линии 110 кВ выберем опоры под ВЛ 220 кВ, поскольку такие опоры рассчитаны на использование проводов такого. С учетом нормативной толщины стенки гололеда принимаем тип промежуточных опор П-2Ц-Ст-С «стальная промежуточная двухцепная свободная опора ВЛ 220 кВ (П220-2)» и тип анкерных опор АУ-2Ц-Ст-С «стальная анкерная угловая двухцепная свободная опора ВЛ 220 кВ с подставкой высотой 9 м (У220-1+9) [20].

Для данного типа опор принимаются следующие параметры:

- длина габаритного пролета $l_{габ} = 400 м$;
- длина весового пролета $l_{вес} = 500 м$;
- длина ветрового пролета $l_{вет} = 470 м$;

6.2 Расчет числа изоляторов в гирлянде

Число изоляторов в гирлянде рассчитывается по номинальному напряжению, длине пути утечки изолятора, коэффициенту эффективности, степени загрязнения района.

$$l_{эф} = \frac{l_{уз}}{K} \quad (81)$$

$$n_{уз} = \frac{l_0 \cdot U_{л}}{l_{эф}} \quad (82)$$

где $l_{из}$ - длина пути утечки выбранного изолятора по каталожным данным;
 K – коэффициент эффективности использования пути утечки (задается в каталоге изоляторов);
 $U_{л}$ - наибольшее линейное напряжение данного класса изоляции (принимается $1,1 U_{НОМ}$);
 l_0 - рекомендуемая удельная длина пути утечки в зависимости от района загрязнения.

Для района, в непосредственной близости от Тобольской ТЭЦ, принят уровень района по загрязнению равным III.

$$l_0 = 18 \text{ мм} / \text{кВ}$$

Для установки на опоры выберем стеклянный изолятор ПС-70Е.



Рисунок 15 – Изолятор ПС-70Е

Расшифровка:

П – подвесной,

С – закаленное стекло,

70 – минимальная разрушающая нагрузка: 70кН,

Е – модификация изолятора: на данный момент самыми современными являются изделия с индексом Е.

Найдем

$$K = K_H \cdot K_K \tag{83}$$

где K_H — коэффициент использования изолятора;

K_K — коэффициент использования составной конструкции с параллельными или последовательно-параллельными ветвями.

Коэффициенты использования K_{II} подвесных тарельчатых изоляторов со слабо развитой нижней поверхностью изоляционной детали следует определять по табл.1.9.20[4] в зависимости от отношения длины пути утечки изолятора ЛИ к диаметру его тарелки D.

$$\frac{l_{уз}}{D} = \frac{303}{255} = 1,18$$

k_{II} принимаем равным 1,1.

Коэффициенты использования K_K одноцепных гирлянд и одиночных опорных колонок, составленных из однотипных изоляторов, следует принимать равными 1,0[8].

Следовательно, коэффициент K примем равным 1,1.

$$l_{эф} = \frac{303}{1,1} = 275 \text{ мм}$$

$$n_{уз} = \frac{18 \cdot 1,1 \cdot 110}{275} = 7,92$$

Примем количество изоляторов в гирлянде равным 8. На анкерных опорах напряжением 110 кВ количество изоляторов в гирлянде увеличивается на 1 штуку и будет равным 9.

Длина гирлянды будет равна:

$$L_{сир} = 146 \cdot 8 = 1168 = 1,168 \text{ м}$$

Изолятор грозотроса примем типа ЛКГ-70/120

6.3 Расчет приведенного центра тяжести провода ВЛ

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

Высота расположения приведённого центра тяжести определяется по формуле:

$$h_{np} = h_{H(B)} - \frac{2}{3} \cdot f_{\max}, \quad (84)$$

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

f_{\max} – стрела провеса провода.

$$h_{np} = \frac{h_{np.H} + h_{np.B} + h_{mp}}{3}, \quad (85)$$

где $h_{.H}, h_{.B}$ – высота крепления нижнего и верхнего провода к изоляторам,

равняется соответственно 21,332 м и 34,332 м;

h_{mp} – высота подвеса троса, $h_{mp} = 40,7$ м.

$$h_{np} = \frac{21,332 + 34,332 + 40,7}{3} = 32,22 \text{ м}$$

$$f_{\max} = h_1 - h_{заб} - \Delta h_{заб}, \quad (13)$$

где h_1 – высота крепления провода (троса) на опоре, м;

$h_{заб}$ – габарит до земли, равняется 6 м [20];

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

$$f_{\max} = 32,22 - 6 - 0,5 = 25,72 \text{ м}$$

6.4 Расчет удельных механических нагрузок проводов

Удельные нагрузки на провода учитывают механические силы массы проводов и гололедных образований, а также давление ветра на провода без гололеда или с гололедом. Удельные нагрузки относятся к единице длины и единице поперечного сечения провода или троса и применяются во всех расчетах конструктивной части ВЛ в качестве исходных величин. При определении удельных весовых нагрузок проводов осуществляется переход от массы 1 м провода (и массы осевшего гололеда) к механической силе умножением на ускорение свободного падения [20].

В таблице 19 приведены расчетные формулы для всех необходимых удельных нагрузок γ .

Таблица 19 – Расчетные формулы удельных нагрузок

Удельная нагрузка	γ	Расчетное выражение
От массы собственной массы провода (троса)	γ_1	$\frac{9,81 \cdot M_0 \cdot 10^{-3}}{F}$
От массы гололедных отложений	γ_2	$\frac{9,81 \cdot g_0 \cdot \pi \cdot b_2 \cdot (d + b_2) \cdot 10^{-6}}{F}$
От собственной массы и массы гололеда	γ_3	$\gamma_1 + \gamma_2$
От давления ветра на провод (трос) без гололеда	γ_4	$\frac{\alpha \cdot k_l \cdot C_x \cdot k_q^h \cdot (q_{внб} / d) \cdot 10^{-3}}{F}$
От давления ветра на провод (трос) с гололедом	γ_5	$\frac{\alpha \cdot k_l \cdot C_x \cdot k_q^h \cdot (q_{внб} / 4) \cdot (d + 2b_2) \cdot 10^{-3}}{F}$
Результирующая от массы провода (троса) и давления ветра без гололеда	γ_6	$\sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}$
Результирующая от массы провода (троса), массы гололеда и от давления ветра	γ_7	$\sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}$

где M_0 – масса провода;

F – расчетное сечение провода;

α – коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета, принимается в зависимости от скоростного напора ветра, равен 0,7;

C_x – аэродинамический коэффициент, $C_x = 1,2$ для проводов, покрытых гололедом.

Расчетные значения толщины стенки гололеда определяются по следующей формуле:

$$b_2 = b_{2н} \cdot k_b^d \cdot k_b^h \quad (86)$$

где $b_{2н}$ – нормативная толщина стенки гололеда, равная 15 мм

g_0 – плотность гололеда, $g_0 = 900$ кг/м³;

$$k_b^d = \frac{0,83}{\sqrt[4]{0,1d_{П(T)}}} + 0,17 - \text{коэффициент, учитывающий отличие действительного}$$

диаметра провода (троса) от 10 мм;

$k_b^h = (1g \sqrt{7h_{ЦПП}^{П(T)}})^2$ - поправочный коэффициент на высоту расположения над поверхностью земли общего (приведенного) центра тяжести всех проводов или отдельно тросов рассматриваемого анкерowanego участка линии (или линии в целом), учитываемый при $h_{ЦПП}^{П(T)} > 25 \text{ м}$, $h_{ЦПП}^{П(T)} = h_{ср}^{П(T)} - 2f_{нб}^{П(T)} / 3$ - высота расположения приведенного центра тяжести проводов в габаритном пролете, м;

$h_{ср}^{П(T)}$ - средняя высота крепления проводов (тросов) к изоляторам (опоре), м;

$f_{нб}^{П(T)}$ - наибольшая стрела провеса проводов, м.

Расчетные значения скоростного напора ветра определяются по выражению:

$$q_v = q_{вн} \cdot k_q^h \quad (87)$$

где $q_{вн}$ - нормативный скоростной напор ветра

$k_q^h = (1g \sqrt{10h_{ЦПП}^{П(T)}})^2$ - поправочный коэффициент на высоту подвески проводов, учитываемый при $h_{ЦПП}^{П(T)} > 15 \text{ м}$.

$$\gamma_1 = \frac{9,81 \cdot 1490 \cdot 10^{-3}}{445} = 0,033 \text{ Н / м} \cdot \text{мм}^2$$

$$b_2 = 10 \cdot 1,05 \cdot 1,38 = 14,5$$

$$\gamma_2 = \frac{9,81 \cdot 900 \cdot 3,14 \cdot 14,5 \cdot (30,6 + 14,5)}{445 \cdot 10^6} = 0,0407 \text{ Н / м} \cdot \text{мм}^2$$

$$\gamma_3 = 0,033 + 0,0407 = 0,0737 \text{ Н / м} \cdot \text{мм}^2$$

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot C_x \cdot \left(\frac{q_{\max}}{d}\right)}{1000 \cdot F_p}$$

$$\gamma_4 = \frac{0,7 \cdot 1,2 \cdot \left(\frac{323}{1,6}\right)}{1000 \cdot 455} = 0,0005 \text{ H / м} \cdot \text{мм}^2$$

$$\gamma_5 = \frac{0,7 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 323 \cdot (30,6 + 2 \cdot 14,5)}{1000 \cdot 455} = 0,0088 \text{ H / м} \cdot \text{мм}^2$$

$$\gamma_6 = \sqrt{0,033^2 + 0,0005^2} = 0,033 \text{ H / м} \cdot \text{мм}^2$$

$$\gamma_7 = \sqrt{0,0737^2 + 0,0088^2} = 0,0742 \text{ H / м} \cdot \text{мм}^2$$

6.5 Определение критических пролётов воздушной линии и исходного расчетного режима

При расчетах проводов принимаются также сочетания климатических условий, которые дают наиболее невыгодные по механическим нагрузкам значения напряжений в проводе в одних случаях и максимальные стрелы провиса – в других.

Эти условия принимаются за исходные, по которым можно определить состояние провода при любых других условиях. При ограничении напряжения в проводе тремя исходными режимами должны существовать три критических пролета, соответствующих пограничным условиям этих режимов.

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

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

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

Критические пролеты рассчитываются по формулам:

$$l_{1кр} = \frac{2\sigma_{\vartheta}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \left[\left(\sigma_{\vartheta} - \sigma_{t\min} \right) \frac{1}{E} + \alpha (t_{\vartheta} - t_{\min}) \right]}{1 - \left(\frac{\sigma_{\vartheta}}{\sigma_{t\min}} \right)^2}}, \quad (88)$$

$$l_{2кр} = \frac{2\sigma_{\gamma\max}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \left[\left(\sigma_{\gamma\max} - \sigma_{t\min} \right) \frac{1}{E} + \alpha (t_{\Gamma} - t_{\min}) \right]}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma\max}}{\sigma_{t\min}} \right)^2}}, \quad (89)$$

$$l_{3кр} = \frac{2\sigma_{\gamma\max}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \left[\left(\sigma_{\gamma\max} - \sigma_{\vartheta} \right) \frac{1}{E} + \alpha (t_{\Gamma} - t_{\vartheta}) \right]}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma\max}}{\sigma_{\vartheta}} \right)^2}}, \quad (90)$$

ГДЕ $\sigma_{\gamma\max}$, σ_{ϑ} , $\sigma_{t\min}$ – нормативные допустимые значения для провода

$$l_{1кр} = 299,44 \text{ м}$$

$$l_{2кр} = 269,8 \text{ м}$$

$$l_{3кр} = 248,3 \text{ м}$$

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

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

$$\sigma - \frac{\gamma^2 E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma\max} - \frac{\gamma_7^2 E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma\max}^2} - \alpha E (t - t_{\Gamma}) \quad (81)$$

6.6 Грозоупорность воздушной линии электропередачи 110 кВ «Тобольская ТЭЦ – ЗапСиб»

Число грозовых отключений линии является её основным показателем грозоупорности.

Эффективность грозозащиты определяют отдельно для следующих расчетных случаев поражения линии:

- удар молнии в опору (трос возле опоры);
- удар молнии в трос в середине пролета;
- удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту.

Определяем среднюю высоту подвеса троса по формуле:

$$h_{cp} = h_{mp} - \frac{2}{3} \cdot f_{mp}, \quad (82)$$

где h_{mp} – высота подвеса троса на опоре;

f_{mp} – стрела провеса троса, определяется по формуле:

$$f_{mp} = h_{mp} - H_{\Gamma} - (h_{np}^B - h_{np}^H) - h_{mp(np)}, \quad (83)$$

где h_{mp} – высота подвеса троса, $h_{mp} = 40,7$ м;

H_{Γ} – высота габарита (минимальное расстояние между провод – земля), $H_{\Gamma} = 6$ м [20];

h_{np}^B – высота подвеса верхнего провода, $h_{np}^B = 34,33$ м;

h_{np}^H – высота подвеса нижнего провода, $h_{np}^H = 21,33$ м;

$h_{mp(np)}$ – высота подвеса троса над проводом, $h_{mp(np)} = 5,5$ м.

$$f_{mp} = 40,7 - 6 - (34,33 - 21,33) - 5,5 = 16,2 \text{ м}$$

$$h_{cp} = 40,7 - \frac{2}{3} \cdot 16,2 = 29,9 \text{ м}$$

1) Определение удельного числа отключений линии при ударе молнии в опору (искровой разряд).

Общее число ударов молнии в опору определяем по формуле:

$$N_{on} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{mp}}{l_{np}}, \quad (84)$$

где N – общее число ударов молнии на 100 км линии, определяется по формуле:

Так как $h_{cp} \leq 30$ м, то

$$N = 0,2 \cdot P_0 \cdot \left(\frac{d_{mp} - mp}{2} + 5 \cdot h_{cp} - \frac{2 \cdot h_{cp}^2}{30} \right), \quad (85)$$

где P_0 – плотность разряда линии на землю, определяется по формуле:

$$P_0 = 0,05 \cdot N_{Г.Д}, \quad (86)$$

$$P_0 = 0,05 \cdot 50 = 2,5$$

$$N = 0,2 \cdot 2,5 \cdot \left(\frac{2}{2} + 5 \cdot 29,9 - \frac{2 \cdot 29,9^2}{30} \right) = 45,5$$

$$N_{ОП} = 4 \cdot 45,5 \cdot \frac{41}{400} = 18,655$$

Определяем вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в опору (искровой разряд) по формуле:

$$P_{ОП} = e^{-0,04 \cdot I_{KP}}, \quad (87)$$

где I_{KP} – критический ток молнии, определяется по формуле:

$$I_{KP} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \frac{K_{омг} \cdot L_0 \cdot h_{он}}{\tau_{\phi}} + \frac{M_0 \cdot h_{он}}{\tau_{\phi}}}, \quad (88)$$

где $U_{50\%}$ – пятидесятипроцентное разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности, $U_{50\%} = 700$ кВ [20];

R_u – импульсное сопротивление заземлителя опоры (при удельном сопротивлении грунта 100-500 Ом·м) $R_u = 15$;

где $K_{омг}$ – коэффициент ответвления тока в опору 0,85-0,95,

L_0 – индуктивность на единицу высоты опоры 0,5-0,7 мкГн/м,
 h_{on} – высота опоры, включая тросостойку, м,
 M_0 – коэффициент взаимной индукции между каналом молнии и телом опоры 0,2 мкГн/м;

τ_ϕ - длительность фронта эквивалентной волны тока молнии 0,2 мкс;

$$I_{KP} = \frac{700}{15 + \frac{0,85^2 \cdot 0,5 \cdot 41}{0,2} + \frac{0,2 \cdot 41}{0,22}} = 4,83 \text{ кА}$$

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot 4,83} = 0,82$$

Определим вероятность перехода импульсного перекрытия в дугу по формуле:

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{U}{l_{разр}} - 6 \right) \cdot 10^{-2}, \quad (89)$$

где U – длительное наибольшее рабочее напряжение, для 110 кВ: $U = 126$ кВ;

$l_{разр}$ – длина разрядного пути, $l_{разр} = 1,3$ м [20].

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{126}{1,3} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 0,83$$

Удельное число отключений линии при ударе молнии в опору определяем по формуле:

$$n_{on} = N_{on} \cdot P_{on} \cdot \eta \quad (90)$$

$$n_{on} = 18,655 \cdot 0,82 \cdot 0,83 = 12,69$$

2) Определение удельного числа отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту.

Число прорывов молнии на 100 км линии:

$$N_{пр} = N \cdot P_\alpha, \quad (91)$$

где P_α – вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту,

$$P_{\alpha} = e^{\frac{1}{D} \cdot \left(\frac{0,55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{mp.ср} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D} \right)}, \quad (92)$$

где D - вспомогательный коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$D = 1 + U_{ном} \cdot \frac{h_{mp.ср}}{\Delta h} \cdot \left(\frac{U_{ном}^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{mp.ср}}{r_{np}} \right)} \right)^3, \quad (93)$$

ΔS - горизонтальное смещение провода относительно троса, равное 2,5 м;

$$D = 1 + 110 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{37}{5} \cdot \left(\frac{(110 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 117}{5 \cdot 2,5 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 29,5}{0,0275} \right)} \right)^3 = 1,$$

Угол тросовой защиты α найдем по формуле:

$$\alpha = \operatorname{tg} \frac{\Delta S}{\Delta h}, \quad (94)$$

$$\alpha = \operatorname{tg} \frac{2,5}{5} = 23,75^{\circ}$$

$$P_{\alpha} = e^{1 \cdot \left(\frac{0,55}{5} \cdot \sqrt{23,75 \cdot 37 \cdot 2,5} - \frac{9}{1} \right)} = 0,0214$$

Критическое значение тока молнии при прорыве сквозь защиту определяется как:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{кор.нр} \cdot 0,9}, \quad (95)$$

где $Z_{кор.нр} = 410$ Ом – волновое сопротивление коронирующего провода,

где 50% разрядное напряжение при прорыве молнии сквозь тросовую защиту:

$$U_{50\%} = U_{50} \cdot (0,92 - 0,0121 \cdot e^{(0,74 - 0,06 \cdot I_{разр}) \cdot (I_{разр} - 3)}), \quad (96)$$

$$U_{50\%} = 700 \cdot (0,92 - 0,0121 \cdot e^{(0,74 - 0,06 \cdot 2) \cdot (2 - 3)}) = 639,44 \text{ кВ}$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 639,44}{410 \cdot 0,9} = 5,199, \text{ кА} \quad (97)$$

Определяем вероятность обратного перекрытия линейной изоляции по формуле:

$$P_{np} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}}, \quad (98)$$

$$P_{np} = e^{-0,04 \cdot 5,199} = 0,812$$

Определим число прорывов молнии на провод:

$$N_{np} = 45,5 \cdot 0,0214 = 0,967$$

Определим удельное число отключений ВЛ при ударе молнии в провод:

$$n_{np} = N_{np} \cdot P_{np} \cdot \eta_{np}, \quad (99)$$

$$n_{np} = 0,967 \cdot 0,812 \cdot 0,52 = 0,408$$

3) Определение удельного числа отключений линии при ударе молнии в трос в середине пролета.

Скорость распространения волны определим по формуле:

$$v = c \cdot \beta, \quad (100)$$

где v – скорость света, $v = 300$ м/мкс

Коэффициент затухания электромагнитной волны β , определяется по формуле:

$$\beta = 1,16 \cdot \frac{\ln \frac{1,5 \cdot h_{mp,cp} \cdot E_{cp}}{U_{50\%}}}{\ln \frac{2 \cdot h_{mp,cp}}{r_{mp}}}, \quad (101)$$

где E_{cp} – средняя напряженность электрического поля для равнин, $E_{cp} = 700$ кВ/м;

r_{np} – радиус провода, равный 0,0047 м:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot 37 \cdot 700}{700}}{\ln \frac{2 \cdot 37}{0,0055}}} = 0,754 , \quad (102)$$

$$v = 300 \cdot 0,754 = 226 \text{ м/с}$$

Найдем волновое сопротивление Z_{np} троса по формуле:

$$Z_{np} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot h_{np.cp}}{r_{np}} \cdot \beta \cdot \frac{1}{n^2} , \quad (103)$$

$$Z_{np} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot 37}{0,0055} \cdot 0,754 \cdot \frac{1}{1^2} = 430$$

Определим электромагнитный коэффициент связи k , по формуле:

$$k = \frac{\kappa_2}{\beta} , \quad (104)$$

где κ_2 – геометрический коэффициент связи равный 0,19 [20];

$$k = \frac{0,19}{0,754} = 0,252$$

Определим критическую крутизну фронта тока молнии a_{kp} :

$$a_{kp} = \frac{2 \cdot E_{cp}^{max} \cdot \Delta h \cdot v}{Z_{np} \cdot (1 - k) \cdot l} , \quad (105)$$

$$a_{KP} = \frac{2 \cdot 700 \cdot 5 \cdot 226}{430 \cdot (1 - 0,252) \cdot 400} = 12,29 \text{ кВ/мкс}$$

Удельное число отключений линии при ударе молнии в трос в середине пролета определяется по формуле:

$$n_{тр} = N_{тр} \cdot P_{тр} \cdot \eta , \quad (106)$$

где $N_{тр}$ – число ударов молнии в трос;

$P_{тр}$ – вероятность импульсного перекрытия изоляционного промежутка трос-провод определяется по формуле:

$$P_{mp} = e^{-0.08 \cdot \alpha_{кр}}, \quad (107)$$

где $I_{кр}$ – критическое значение тока молнии, определяется по формуле:

$$I_{кр} = \frac{\alpha_{кр} \cdot r_{mp} \cdot l_{прол} \cdot \kappa}{2 \cdot \nu \cdot R_u}, \quad (108)$$

$$I_{кр} = \frac{12,29 \cdot 0,0055 \cdot 400 \cdot 0,252}{2 \cdot 226 \cdot 15} = 1,3 \cdot 10^{-3} \text{ кА}$$

$$P_{mp} = e^{-0,08 \cdot 12,29} = 0,374$$

Число ударов молнии в трос определяется по формуле:

$$N_{mp} = N - N_{np} - N_{on} \quad (109)$$

$$N_{mp} = 45,5 - 18,655 - 0,967 = 25,878$$

$$n_{mp} = 25,878 \cdot 0,374 \cdot 0,52 = 5,03$$

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЛИНИИ

7.1 Релейная защита. Расчёт уставок защиты REL – 670 линии 110 кВ «Тобольская ТЭЦ - ЗапСиб»

Для защиты линии «Тобольская ТЭЦ-ЗапСиб» применяем шкаф REL-670. В терминал входят такие защиты, как дистанционная, токовая защита нулевой последовательности, максимальная токовая защита, токовая отсечка. Терминал защиты линий REL-670 является, основным элементом защиты линий распределения и передачи электроэнергии и входит как составная часть в систему PYRAMID. В состав системы PYRAMID входит полный набор терминалов сложных объектов, функционального контроля станций и систем управления станций. Блоки системы PYRAMID могут использоваться в качестве автономных устройств защиты или в качестве составных частей полной системы контроля, системы управления или системы релейной защиты.

Исходные данные:

Длина линии «Тобольская ТЭЦ-ЗапСиб»– 10,2 км.

Коэффициенты трансформации:

$K_{ТТ} - 1000/1;$

$K_{ТН} - (110000 \sqrt{3}) / (100 \sqrt{3}) / 100.$

7.2 Расчет дистанционной защиты

Расчет ДЗ в общем случае сводится к определению:

а) Сопротивления срабатывания, выдержки времени и чувствительности отдельных ступеней защиты;

б) Параметров срабатывания, чувствительности и типа пусковых органов.

Первая ступень:

Уставка срабатывания первой ступени выбирается из условия отстройки от КЗ на шинах приемной подстанции

$$Z_{с.з.}^I = k_3 \cdot Z_L, \quad (110)$$

где k_3 – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформатором тока и напряжения, $k_3 = 0,85$ [1];

Z_l – полное сопротивление линии.

$$Z_l = (Z_{AC400} \cdot I_{ВЛ}) + (Z_{АПВП400} \cdot I_{КЛ}), \quad (111)$$

$$Z_l = (x_{AC400} \cdot I_{ВЛ}) + (x_{АПВП400} \cdot I_{КЛ}), \quad (112)$$

$$Z_l = (0,413 \cdot 7,7) + (0,420 \cdot 2,5) = 4,23 \text{ Ом}$$

$$Z^I = 0,85 \cdot 4,23 = 3,59$$

$$t_{с.з.}^I = 0''$$

Вторая ступень:

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум условиям:

1) согласование по чувствительности с первой ступенью защиты следующей линии.

$$Z_{с.з.}^{II} = 0,85 \cdot (Z_l + k_{отс} \cdot Z_{с.з.см}^{I(II)}), \quad (113)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, $k'_3 = 0,85$;

$Z_{с.з.см}^{I(II)}$ – уставка срабатывания первой (второй) ступени защиты смежной линии (Тобольская ТЭЦ – Иртыш);

$$Z_{с.з.}^{II} = 0,85 \cdot (4,23 + 0,85 \cdot 2,98) = 5,75 \text{ Ом.}$$

2) отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$Z_{с.з.}^{II} = k_3 \cdot \left(Z_l + \frac{Z_m}{K'_{ток}} \right), \quad (114)$$

где Z_m – сопротивления трансформатора;

$K'_{ток}$ – коэффициент токораспределения, $K'_{ток} = 1$;

$$Z_{с.з.}^{II} = 0,85 \cdot \left(4,23 + \frac{67,5}{1} \right) = 60,97 \text{ Ом.}$$

Из полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

$5,75 < 60,97$, следовательно принимаем $Z_{с.з.}^{II} = 5,75 \text{ Ом}$.

Проверим чувствительность защиты. Она должна быть равной или больше чем $1,25$.

$$k_q^{II} = \frac{Z_{с.з.}^{II}}{Z_{л}} \geq 1,25, \quad (115)$$

$$k_q^{II} = \frac{5,75}{4,23} = 1,36 \geq 1,25$$

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{сз}^{II} \geq t_{сз.мп} + \Delta t, \quad (116)$$

где $t_{сз.мп}$ – выдержка времени основной защиты трансформатора, с;

Δt – ступень селективности, для упрощения расчетов принимаем равной $0,5$ с;

$$t_{сз}^{II} \geq 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с.}$$

Третья ступень:

Уставка выбирается по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода.

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{U_{мин.экспл.}}{\sqrt{3} \cdot k_n \cdot k_v \cdot I_{нагр} \cdot \cos(\varphi_{м.ч} - \varphi_{нагр})}, \quad (117)$$

где $U_{мин.экспл.}$ – минимальное эксплуатационное напряжение;

k_n – коэффициент надежности, $k_n = 1,2$;

k_v – коэффициент возврата, $k_v = 1,1$;

$I_{нагр}$ – ток нагрузки, $I_{нагр} = 825 \text{ А}$;

$$\cos(\varphi_{м.ч} - \varphi_{нагр}) = 1$$

Минимальное эксплуатационное напряжение находим по формуле:

$$U_{мин.экспл.} = 0,9 \cdot U_{ном}, \quad (118)$$

$$U_{мин.экспл} = 0,9 \cdot 110 = 99 \text{ кВ};$$

$$Z_{с.з}^{III} = \frac{99 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,1 \cdot 825 \cdot 1} = 52,49 \text{ Ом.}$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии. Коэффициент чувствительности третьей ступени:

$$k_{ч}^{III} = \frac{Z_{с.з.}^{III}}{Z_{л} + \frac{Z_{л.см}}{K_{ток}}}, \quad (119)$$

$$k_{ч}^{III} = \frac{52,49}{4,23 + \frac{3,51}{1}} = 6,78 \geq 1,2$$

Коэффициент чувствительности в конце защищаемой линии:

$$k_{ч}^{III} = \frac{Z_{с.з.}^{III}}{Z_{л}} \geq 1,2 \quad (120)$$

$$k_{ч}^{III} = \frac{52,49}{4,23} = 12,41 \geq 1,2$$

Дальнее резервирование обеспечивается.

$$t_1^{III} = t_1^{II} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1$$

Таблица 20 – Уставки и время их срабатывания дистанционной защиты

Дистанционная защита линии «Тобольская ТЭЦ – ЗапСиб»	
Первая ступень $Z_{сз}^I$, Ом	3,59
Вторая ступень $Z_{сз}^{II}$, Ом	5,75
Третьей ступень $Z_{сз}^{III}$, Ом	52,49
Время срабатывания 1-й ступени $t_{сз}^I$, с	0
Время срабатывания 2-й ступени $t_{сз}^{II}$, с	0,5
Время срабатывания 3-й ступени $t_{сз}^{III}$, с	1

7.3 Защита нулевой последовательности

Для защиты сетей 110 кВ и выше с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю используют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Данные защиты являются многоступенчатыми и выполняются с органом направления мощности или без него.

Выполняем защиту двухступенчатой. Вторая ступень ТЗНП выполняет функции III – ей ступени.

Ток срабатывания отсечки первой ступени:

$$I'_{0c.z.} = k_3 \cdot 3 \cdot I_{0 \max}, \quad (121)$$

где k_3 – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической слагающей и необходимый запас, $k_3 = 1,3$;

$3 \cdot I_{0 \max}$ – максимальный ток периодической составляющей утроенного начального тока нулевой последовательности.

Для первого комплекта (на Тобольской ТЭЦ):

$$I_{0, \max 1} = 9,09 \text{ кА}$$

$$I'_{0c.z.1} = 1,3 \cdot 3 \cdot 9,09 = 35,45 \text{ кА}$$

Для второго комплекта (на ПС «ЗапСиб»):

$$I_{0, \max 1} = 9,67 \text{ кА}$$

$$I'_{0c.z.2} = 1,3 \cdot 3 \cdot 9,67 = 37,71 \text{ кА}$$

Из-за отсутствия данных выбор второй ступени не будем производить, опишем методику выбора.

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий. Поскольку данные по смежным линиям ПС «ЗапСиб» отсутствуют, то расчет второй ступени не производим.

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$I_{0.c.з.}^{III} = k_з \cdot k_{одн} \cdot k_{нб} \cdot I_{кmax}^{(3)}, \quad (122)$$

где $k_{одн}$ – коэффициент однотипности, $k_{одн} = 1$;

$k_{нб}$ – коэффициент небаланса, $k_{нб} = 0,1$;

$$I_{кmax}^{(3)} = 9,68 \text{ кА};$$

$$I_{0.c.з.}^{III} = 1,3 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 9,68 = 1,25 \text{ кА};$$

$$t_{0.c.з.}^{III} = 1 \text{ с}.$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка:

$$k_ч^{III} = \frac{I_{0.min}}{I_{0.c.з.}^{III}}, \quad (123)$$

где $I_{0.min}$ – ток в конце смежного участка, $I_{0.min} = 4,09 \text{ кА}$.

$$k_ч^{III} = \frac{4,09}{1,25} = 3,27 \geq 1,2;$$

Токовая защита нулевой последовательности линии, реализованная в микропроцессорном терминале REL-670

В набор уставок ТЗНП входят:

1) IN1 – ток срабатывания ступени, %;

2) T1 – время срабатывания ступени.

Рассчитаем уставки для первой ступени ТЗНП-2:

$$IN1 = \frac{I_{C3.0}^I \cdot 100}{K_{TT1} \cdot K_T} = \frac{571 \cdot 100}{240 \cdot 1} = 237,9 \text{ \%}.$$

Выдержка времени $T1 = 0 \text{ с}$.

Рассчитаем уставки для третьей ступени ТЗНП-2:

$$IN3 = \frac{I_{C3.0}^{III} \cdot 100}{K_{TT1} \cdot K_T} = \frac{618 \cdot 100}{240 \cdot 1} = 257,5 \text{ \%}$$

Выдержка времени для третьей ступени $Tl=1$ с;

Рассчитаем уставки для третьей ступени ТЗНП-1:

$$IN3 = \frac{I_{C3.0}^{III} \cdot 100}{K_{Tl} \cdot K_T} = \frac{800 \cdot 100}{240 \cdot 1} = 333,3 \%$$

Выдержка времени для третьей ступени $Tl=1$ с.

7.4 Уставки регистратора аномальных режимов (DRP)

Аналоговые сигналы заведены в терминале, а их пуски задаются либо по повышению, либо по снижению параметров. (Для данной ВЛ фазные напряжения регистрируются по снижению, а 3U0, 3I0 и фазные токи - по повышению параметров). Данные задаются в процентах, рассчитываются с учётом значений коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения.

Параметры регистратора также заданы в терминале, а их уставки задаются. Например, tPost - 0,5 сек. (послеаварийное время записи); tLim - 6 сск.(общее время записи); tPre - 0,14 сек. (предаварийное время записи процесса).

7.5 Таймеры (TS, TM)

В этом блоке параметры задаются персоналом.

Например, TS01 (автоматическое ускорение IV ступени ДЗ) - соответствует автоматическому ускорению II зоны ДЗ - 0,3 сек. (в панели ЭПЗ-1636); TS03 (автоматическое ускорение МТЗ) - МТЗ в REL-670 выполняет функцию НЗНГТ (контроль 310), поэтому время соответствует автоматическому ускорению III ступени НЗНП - 0,3 сек.; TM01 (время блокировки PSD от измерительного органа III ступени ДЗ) - происходит вывод блокировки защиты (на 2,0 сек.) для её работы при возникновении короткого замыкания (используется для III зоны ДЗ); TM (время ввода автоматического ускорения) - 2,0 сек.

7.6 Уставки дистанционной защиты (ZM)

В REL-670 применяется 5 (пять) зон дистанционной защиты. Для измерения дистанционных органов значения уставок задаются не как полные значения Z, а как их составляющие XI и R1.

Примечание методика расчета уставок для I зоны несколько отличается от расчета уставок II и III зон (Значения для IV и V зон принимаются равными значениям уставок II зоны)

I зона ДЗ

Operation (режим работы и направленность функции ZM1) - ПРЯМ.

Operation PP (режим работы функции ZM1 при междуфазных замыканиях) -ВКЛ.

X1PP (реактивная зона охвата прямой последовательности зоны дистанционной защиты ZM1 для междуфазных замыканий, Ом).

$$Z I \cdot \sin \varphi_{MЧ}, \quad (124)$$

где $\varphi_{MЧ} = 80^\circ$ - угол максимальной чувствительности.

$$X1PP = Z I \cdot \sin 80^\circ = 0,743 \text{ Ом};$$

$$\text{втор.} - 0,743/1,1 = 0,67 \text{ Ом},$$

где $Z I = 0,748 \text{ Ом}$ - уставка срабатывания I зоны ДЗ.

$$Z I = 0,85 \cdot Z_{л} = 0,85 \cdot 0,88 = 0,748 \text{ Ом};$$

$Z_{л}$ - полное сопротивление ВЛ.

R1PP (активное сопротивление линии прямой последовательности, включенное в зону дистанционной защиты ZM1 для междуфазных замыканий, Ом).

$$R1PP = Z I \cdot \cos 80^\circ = 0,083 \text{ Ом}; \quad \text{втор.} - 0,083/1,1 = 0,075 \text{ Ом}.$$

RFPP (активное сопротивление в месте повреждения при междуфазных замыканиях, Ом).

Определим зону расширения для I ступени. Для неё существуют ограничения:

$$RFPP < 1,5 \cdot X1PP - R1PP = 1,5 \cdot 0,743 - 0,083 = 1,032 \text{ Ом};$$

$$1,032/1,1 = 0,94 \text{ Ом}.$$

TimertlPP (режим работы отключения с выдержкой времени для зоны ZM1 дистанционной защиты для междуфазных замыканий) - положение ВКЛ.

T1PP (срабатывание на отключение с выдержкой времени зоны ZM1 дистанционной защиты для междуфазных замыканий) - принимается равным 0 сек.

Operation PE (режим работы функции ZM1 при замыканиях фазы на землю) — положение ВКЛ.

X1PE (реактивная зона охвата прямой последовательности зоны ZM1 дистанционной защиты для замыканий фазы на землю, Ом) - принимаем значение этого параметра такое же, как и для междуфазных замыканий, т.е. X1PE = 0,743 Ом.

R1PE (активное сопротивление линии прямой последовательности, включённое в зону ZM1 дистанционной защиты для замыканий фазы на землю, Ом) - аналогично, R1PP = 0,083 Ом.

II зона ДЗ

$$X1PP = Z^{II} \cdot \sin 80^\circ, \quad (125)$$

$$X1PP = 8,9 \cdot \sin 80^\circ = 8,76 \text{ Ом.}$$

RFPP (активное сопротивление в месте повреждения при междуфазных замыканиях, Ом) – уставка срабатывания II зоны ДЗ Таймер t2PP - ВКЛ. T2PP=4,5сек.

III зона ДЗ

$$X1PP = Z^{III} \cdot \sin 80^\circ, \quad (126)$$

$$X1PP = 0,175 \cdot \sin 80^\circ = 0,172 \text{ Ом,}$$

$$R1PP = Z^{III} \cdot \cos 80^\circ, \quad (127)$$

$$R1PP = 2,8 \cdot \cos 80^\circ = 0,03 \text{ Ом.}$$

RFPP (активное сопротивление в месте повреждения при междуфазных замыканиях, Ом) – уставка срабатывания III зоны ДЗ. Таймер t3PP -ВКЛ. T3PP = 1,0 сек.

IV зона ДЗ

Принимаются параметры, аналогичные параметрам II зоны ДЗ, а значение $t4PP = 0,3$ сек. (время оперативного ускорения).

V зона ДЗ

Аналогично II зоне ДЗ; значение $t5PP = 0$ сек.

В отличие от зон I-IV, пятая зона ДЗ - обратнонаправленная - это также указывается в параметрах REL-670.

7.7 Уставки логики схем связи для дистанционной защиты (ZCOM)

Operation (активизация логики) - положение On;

Scheme Type (типсхемьсвязи) - диапазонзначений - Permissive OR;

tCoord (время согласования схемы связи, сек.) - принимаем 0 сек.

Примечание: время координации с посылкой блокирующих сигналов - используется в схемах. В данном случае наличие IV ступени и телеускорения противоположного конца - достаточное основание для отключения и задержка уже не нужна, т е. $tCoord = 0$ сек

tSendMin (минимальная длительность сигнала несущей частоты, сек.) - принимаем 0,02 сек.

Примечание значение данного параметра принимаем 20 мсек. - в 2 раза больше, чем нужно для ETL - для передачи команды (условие отстройки от дребезга контактов).

Unblock (тип деблокировки) — положение Off.

Примечание данный параметр в терминале не используется, оставляем его значение по умолчанию.

tSecurity (время деблокировки) - принимаем значение 0,035 сек.

Примечание этот параметр также устанавливается по умолчанию.

7.8 Уставки 2-х ступенчатой направленной максимальной токовой защиты от замыканий на землю

Режимы срабатывания:

I - III ступени – прямонаправленные.

Токи срабатывания I-III ступеней защит выставляются в процентах и рассчитываются в зависимости от коэффициента трансформации трансформаторов тока.

I ступень

$I_{N1} >$ (ток срабатывания I ступени, %),

$I_{N1} = I_{C3} / K_{ТТ} = 3870 / 1000 = 3,87 \text{ А}$ ($3,87 \cdot 100 = 387 \text{ \%}$),

T_1 (время срабатывания I ступени, сек.),

Принимаем $T_1 = 0 \text{ сек.}$

II ступень как было сказано раньше не выставляем.

III ступень

$I_{N3} >$ (ток срабатывания II ступени, %),

$I_{N3} = 273 / 1000 = 0,273 \text{ А}$ ($0,273 \cdot 100 = 27,3 \text{ \%}$),

T_3 (время срабатывания III ступени, сек.).

Принимаем $T_3 = 5 \text{ сек.}$

7.9 Направленность

$I_{N} > Dir$ (ток срабатывания органа направленности, %) $I_N - 5 \text{ \%}$.

$2ndHarmStab$ (уровень торможения 2 гармоники, %) $2ndHarmStab = 20\%$.

$BlkParTransf$ (блокирование функции при наличии параллельного трансформатора) - Off.

Данные параметры защиты приняты по рекомендациям РДУ.

7.10 Максимальная токовая отсечка

Для быстрой ликвидации повреждений, сопровождающихся большими токами к.з., в терминал включена токовая защита без выдержки времени с тремя фазными токовыми органами.

Ток срабатывания токовой отсечки должен быть отстроен от максимального тока через защиту:

при трёхфазном к.з. в конце защищаемой линии;

при трёхфазном к.з. "за спиной".

Operation (активизация функции) - устанавливаем ВКЛ. IP» (ток срабатывания при междуфазных замыканиях, %) уставка 600 А - вводится в режиме

опробования ВЛ, так как она является неселективной к I зонам ДЗ смежных линий.

7.11 Максимальная токовая защита (ТОС)

Максимальная токовая защита (МТЗ), входящая как основная функция в состав терминала REL-670, дополняет функцию дифференциальной защиты линии.

МТЗ имеет одну ступень с выдержкой времени. Максимальная токовая защита от замыканий на землю выполняет следующие функции:

отключение замыканий на землю на защищаемом участке в дополнение к дистанционной защите от к.з. на землю, особенно в случаях возникновения к.з. на землю через большое активное сопротивление в месте повреждения, к которому дистанционные органы могут быть нечувствительны;

обеспечение дальнего резервирования, т.е. отключение к.з. на землю на смежных участках.

$I_{N>}$ (ток срабатывания при замыканиях на землю). Принимаем значение уставки II ступени НЗНП, т.е. $I_{N>} = 28 \%$. Выдержку времени принимаем равной 0,5 сек. (оперативное ускорение).

7.12 Описание терминала дистанционной защиты линии «Тобольская ТЭЦ - ЗапСиб»

Основной функцией REL-670 является дистанционная защита с отдельными измерительными элементами для различных видов замыканий, относящихся к различным зонам полного сопротивления. В основном терминал обеспечивает пять зон измерения полного сопротивления с программируемой направленностью.

Независимые измерительные элементы реализуют общий критерий наличия повреждений. Для этого используются другие сочетания измеряемых величин по сравнению с используемыми для измерения зон. Таким образом, REL-670 использует два различных критерия измерений для выявления повреждений.

Рабочие характеристики измерительных элементов являются усовершенствованными. Уставки по реактивной, а также по активной осям в прямом и обратном направлении являются независимыми друг от друга. Параметры отстройки от области полного сопротивления нагрузки также могут устанавливаться в широком диапазоне.

Четырехугольные характеристики каждой зоны с отдельным и независимым измерением каждой области действия в реактивном и активном направлениях, а также коэффициентах компенсации нулевой последовательности, обеспечивает оптимальное применение для линий любой длины, как одиночных, так и входящих в сети сложной конфигурации. Четырехугольная характеристика обеспечивает охват активной оси при всех замыканиях с максимальным ограничением влияния нагрузки. Реактивная характеристика зоны один с компенсацией нагрузки дала возможность использовать REL-670 для защиты сильно нагруженных протяженных линий.

Максимальная токовая защита с выдержкой времени от замыкания между фазами и на землю используется в качестве резервной для дистанционной защиты. Она может использоваться постоянно или только в случаях перегорания предохранителей в цепях измерительных трансформаторов напряжения. Для этой функции используется не тот процессор обработки сигналов, который используется для дистанционной защиты, что обеспечивает местное резервирование в случаях неисправностей элементов связанных с функцией дистанционной защиты.

Основной вариант REL-670 обеспечивает трехфазное отключение. В качестве дополнительного варианта при наличии заказа может быть осуществлено пофазное отключение в случае замыкания одной фазы на землю.

Имеющаяся функция ускорения защиты при включении линии на короткое замыкание обеспечивает мгновенное трехфазное ее отключение при коротком замыкании в любой точке. Ускорение осуществляется или с помощью традиционного внешнего канала от ключа управления выключателем или с помощью внутренней дополнительной логики.

В REL-670 могут фиксироваться и в дальнейшем использоваться четыре независимых уставки параметров. Пользователь может заменить действующие уставки на фиксированные, и также изменять различные уставки в любой из групп с помощью местного интерфейса или с помощью персонального компьютера. Можно также изменить действующие уставки с помощью внешних сигналов, действующих на два входа.

ИЧМ используется в качестве информационного устройства, отображение его в логической последовательности сигнала запуска и отключения, появившихся при каждом из трех последних зафиксированных повреждений.

Более того, каждое из местных устройств, осуществляющих связь человек-машина, может выполнять функции таких измерительных приборов, как амперметры, вольтметры, варметры, ваттметры и частотомеры. Может быть выведена на дисплей фактическое состояние всех входных двоичных сигналов, а также внутренних логических сигналов. Могут быть свободно запрограммированы любые логические функции. Это также относится ко всем выходным реле с помощью REL-670 и интерфейса человек-машина легко выполняется проверка направленности при вводе в эксплуатацию.

7.13 Конструкция

Терминал защиты линий REL-670 поставляется в закрытом корпусе, имеющем обычный для АВВ внешний вид с шириной 9,5'' и высотой 6U (10''). Материнская плата смонтирована на передней панели терминала. Все остальные блоки имеют разъемную конструкцию и могут легко выниматься. Винтовые разъемы, установленные на задней панели терминала, служат для электрического подключения внешних цепей. На задней панели также может располагаться дополнительный оптический разъем, который используется для дистанционной связи.

Базовая конфигурация REL-670:

блок трансформатора, с четырьмя входными трансформаторами напряжений и пятью токами;

блок АЦП для девяти аналоговых сигналов;

мультипроцессорный центральный блок, который выполняет все функции измерения;

блок питания;

на передней панели блок интерфейса.

7.14 Устройство резервирования отказа выключателя

Время срабатывания устройство резервирования отключения выключателя рассчитывается:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.выкл.}} + t_{\text{возв.РЗ}} + t_{\text{ошиб.}} + t_{\text{зап.}}$$

где $t_{\text{откл.выкл.}}$ – собственное время отключения выключателя (0,08 сек.);

$t_{\text{возв.РЗ}} = 0,06$ сек. – время возврата релейной защиты, пускающей УРОВ;

$t_{\text{ошиб.}} = 0,08$ сек. – ошибки реле времени УРОВ в сторону ускорения действия;

$t_{\text{зап.}} = 0,1$ сек. – запас по времени.

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.выкл.}} + t_{\text{возв.РЗ}} + t_{\text{ошиб.}} + t_{\text{зап.}} = 0,08 + 0,06 + 0,08 + 0,1 = 0,32 \text{ сек.}$$

8 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ

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

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

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

Согласно п. 5.31 [13] при выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;
- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Согласно п. 5.33 [13] при выполнении расчетов установившихся режимов следует руководствоваться следующим:

- в питающих пунктах сети наибольшие расчетные напряжения при отсутствии более точных данных рекомендуется принимать ниже максимальных рабочих: на 1% для сетей 500 кВ и выше и на 2,5% для сетей 330 кВ и ниже;

- расчетные напряжения на шинах генераторов электростанций в режиме максимума нагрузки принимаются не выше $1,1U_{НОМ}$;

- на шинах ВН подстанций в режиме максимума нагрузок рекомендуются такие уровни напряжения, при которых на вторичной стороне трансформаторов с учетом использования РПН напряжение не будет ниже $1,05U_{НОМ}$ в нормальных и не ниже номинального в послеаварийных режимах;

- режиме минимума нагрузки напряжение на шинах ВН подстанций 35 – 220 кВ, как правило, не должно превышать более чем на 5% номинальное напряжение сети. Более высокое напряжение на стороне ВН трансформаторов допускается при условии, что на шинах 6 – 10 кВ не будет превышено номинальное;

- в расчетах электрических сетей 35 – 220 кВ напряжение на шинах СН и НН питающих подстанций при отсутствии исходных данных рекомендуется принимать: для режима максимальных нагрузок - $1,05U_{НОМ}$, а для режима минимальных нагрузок - $U_{НОМ}$.

Перед тем, как приступить к анализу режима сети, требуется подготовить исходную информацию о сети, а именно: расчет электрических нагрузок и параметров схемы замещения сети.

Проведя анализ получившихся расчетов различных режимов работы сети, можно выявить слабые места в сетях при различных видах аварий, что позволит правильно использовать средства поддержания характеристик сети в пределах нормальных значений, увеличив тем самым надежность электроснабжения потребителей.

Расчет режима производим в ПВК «RastrWin3». ПВК «RastrWin3» предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

В данной выпускной бакалаврской работе производится расчет максимального, минимального и послеаварийного режимов для сети, в которую входит КВЛ 110 кВ Тобольская ТЭЦ – ПС ЗапСиб.

8.1 Исходные данные для расчета установившегося режима

В схему замещения входит один балансирующий узел – генератор ТЗФП-160 на Тобольской ТЭЦ, а также нагрузочные и генерирующие узлы. При расчетах нагрузки подстанций, которые при расчете в данной работе были убраны для упрощения расчетов, были приведены к шинам подстанций, к которым подходят линии отключенных подстанций.

Расчетными данными для расчета режимов являются параметры линий, такие как, активное и индуктивное сопротивление, емкостная проводимость, параметры трансформаторов, нагрузки и так далее.

Активное сопротивление линии:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (128)$$

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

$l_{ВЛ}$ – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (129)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км.

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная мощность), в ПВК «RastrWin3» моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B_{ВЛ} = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (130)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км.

В схему замещения линия вводится полным сопротивлением.

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями. Также, каждая ступень напряжения в трансформаторе на схеме замещения помимо сопротивления изображается идеальным трансформатором, который не имеет сопротивления, но имеет коэффициент трансформации.

Таблица 21 – Параметры схемы замещения линий

Линия		Длина ли- ний, км	Марка прово- дов	Количе- ство це- пей	R, Ом	X, Ом	B, мкС м
Начало	Конец						
1	2	3	4	5	6	7	8
Иртыш	ТТЭЦ	8,51	АС-400/51	1	1,35	3,51	-23
Иртыш	ТТЭЦ	8,5	АС-400/51	1	1,35	3,51	-23
Иртыш	ТТЭЦ	8,48	АС-400/51	1	1,35	3,51	-23
ТТЭЦ	ГПП-3	4,712	АС-185/29	1	0,75	1,95	-13
ТТЭЦ	ЗапСиб	7,7+2,5	АС- 400/51+АпВП 400	3	1,73	4,23	-27,9
ТТЭЦ	Отп. ГПП-3	1,95+0,7	АС- 400/51+АпВП 400	1	0,45	1,10	-7,2
Отп. ГПП-3	ГПП-3	4,5	АС-185/29	1	0,72	1,86	-12,4
Отп. ГПП-3	ЗапСиб	5,75+1,8	АС- 400/51+АпВП 400	1	1,28	3,13	-20,7
Иртыш	Отп. ВОС	5,75	АС-150/24	1	2,34	4,81	-31
Отп. ВОС	Абалак	18,49+5,01	АС- 150/24+АС- 95/	1	4,79	10,18	-63
Отп. ВОС	ВОС	1,34	АС-95/16	1	0,40	0,58	-3,5
ТТЭЦ	Отп. ВОС	4,08	АС-150/24	1	1,05	2,28	-14
Отп. ВОС	ВОС	0,55	АС-95/16	1	0,17	0,24	-1,4
Отп. ВОС	Отп. Абалак	19,29	АС-150/24	1	3,94	8,10	-52,2
Отп. Абалак	Абалак	5,07	АС-150/24	1	1,03	2,13	-13,7

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7	8
Иртыш	ПП То-бол	10,14	2хАС-400/51	1	0,37	3,28	-17,5
ПП Тобол	ЗапСиб	2,67	3хАС-300/66	2	0,09	0,82	-4,8
ПП Тобол	ЗапСиб	2,65	3хАС-300/66	2	0,09	0,82	-4,8

8.2 Расчеты режимов после ввода объектов

При расчете максимального режима напряжение на шинах питающих подстанций принимается больше номинального напряжения.

При расчете минимального режима напряжение на шинах питающих подстанций принимается равным номинальному напряжению.

В качестве послеаварийного режима рассмотрим отключение одной цепи линии 110 кВ Тобольская ТЭЦ – ЗапСиб.

Схема замещения для расчета установившегося режима приведена на листе 3 графической части.

Анализ результатов расчета режимов.

Нагрузки в узлах в максимальном режиме приведены в таблице 22:

Таблица 22 – Нагрузки в максимальном режиме

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	V
40	ПС Абалак 6	6	1.7	1.2	6.68
43	ПС ВОС 6	6	7.2	2.2	6.6
51	ПС ГПП-3 10	10	30	9	10.54
32	ПС ТТЭЦ РУ 10	10	76.5	47.7	10.76
10	Иртыш ОРУ 110	110	124.1	14.3	117.66
29	ПС ЗапСиб КРУЭ 110	110	300	90	116.31

Генерирующие узлы в максимальном режиме приведены в таблице 23:

Таблица 23 – Генерация в максимальном режиме

Номер	Название	U_ном	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V
33	ТТЭЦ Г1 ТЗФП-160	16	118.8	46.7	15.8			15.75

Продолжение таблицы 23

Номер	Название	U_ном	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V
34	ТТЭЦ Г2 ТЗФ-220	16	150	59.2	15.8	-105	210	15.75
35	ТТЭЦ Г3 ТЗВФ-120	10	76.5	47.5	10.8	-50	100	10.76
36	ТТЭЦ Г4 ТФП-160	16	120	46.8	15.8	-80	160	15.75
37	ТТЭЦ Г5 ТЗФП-110	10	80	16.2	10.5	-55	110	10.5

Токовая загрузка линий при максимальном режиме показаны в таблице 24:

Таблица 24 – Токовая загрузка линий в максимальном режиме

Название	I_нач	I_кон	I_dop_25	I/I_dop
ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	367	368	825	44.6
ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	367	368	825	44.6
ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	367	368	825	44.6
отп. ГПП-3 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	368	368	825	44.6
ПС ТТЭЦ РУ 110 - отп. ГПП-3	367	368	825	44.5
отп. ВОС Бегишево - ПС ВОС 110	111	111	330	33.8
ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ГПП-3 110	156	156	510	30.6
ПС ТТЭЦ РУ 110 - отп. ВОС Бегишево	119	119	450	26.5
ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	210	210	825	25.4
ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	210	210	825	25.4
ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	210	210	825	25.4
отп. ВОС Абалак - ПС ВОС 110	76	76	330	23.1
отп. ВОС Абалак - Иртыш ОРУ 110	76	75	450	16.8
ПС Абалак 110 - отп. ВОС Бегишево	9	8	450	2
Иртыш ОРУ 500 - ПП Тобол 500	24	23	1,650.00	1.5
ПС Абалак 110 - отп. ВОС Абалак	3	2	450	0.6
ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	6	5	2,070.00	0.3
ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	6	5	2,070.00	0.3
ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	6	5	2,070.00	0.3
ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	6	5	2,070.00	0.3
ПС ГПП-3 110 - отп. ГПП-3	0	1	510	0.2

По данной таблице видно, что притока со стороны 500 кВ на ПС ЗапСиб почти отсутствует, что позволяет проверить нагрузку линий между Тобольской

ТЭЦ и ПС ЗапСиб в самом тяжелом режиме, когда со стороны 500 кВ нет при-тока мощности. По токовой нагрузке все провода, входящие в эквивалент си-стемы, проходят и нагрузка составляет менее 50%.

Токовая нагрузка трансформаторов приведена в таблице 25:

Таблица 25 – Токовая нагрузка трансформаторов

Название	I _{нач}	I _{кон}	I _{доп_25}	I/I _{доп}
ПС ЗапСиб АТ1 ср.т - ПС ЗапСиб АТ1 СН	5	23	1,192.00	0.4
ПС ЗапСиб АТ2 ср.т - ПС ЗапСиб АТ2 СН	5	23	1,192.00	0.4
ПС ЗапСиб АТ3 ср.т - ПС ЗапСиб АТ3 СН	5	23	1,192.00	0.4
ПС ЗапСиб АТ4 ср.т - ПС ЗапСиб АТ4 СН	5	23	1,192.00	0.4
ПС Абалак 110 - ПС Абалак 6	5	92	13	41.3
ПС Абалак 110 - ПС Абалак 6	5	92	13	41.3
ПС ГПП-3 110 - ПС ГПП-3 10	156	1,716	316.3	49.4
ПС ВОС 110 - ПС ВОС 6	19	330	31	60.9
ПС ВОС 110 - ПС ВОС 6	19	330	31	60.9
ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г1 ТЗФП-160	608	4,680	954.3	63.8
ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г4 ТФП-160	614	4,721	954.3	64.3
ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г2 ТЗФ-220	768	5,911	1,192.80	64.4
ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г5 ТЗФП-110	389	4,488	596.4	65.2

Исходя из таблицы 25, сделан вывод о том, что трансформаторы не пере-гружены, работают в нормальном режиме.

В заключении проведем анализ отклонений напряжений в узлах, которые приведены в таблице 26:

Таблица 26 – Отклонения напряжений в узлах

Название	U _{ном}	V	dV
Иртыш АТ1 СН	110	117.66	6.97
Иртыш АТ2 СН	110	117.66	6.97
Иртыш ОРУ 110	110	117.66	6.97
ПС ЗапСиб АТ1 СН	110	116.31	5.74
ПС ЗапСиб АТ1 НН	35	38.6	10.29
ПС ЗапСиб АТ2 СН	110	116.31	5.74
ПС ЗапСиб АТ2 НН	35	38.6	10.29
ПС ЗапСиб АТ3 СН	110	116.31	5.74
ПС ЗапСиб АТ3 НН	35	38.6	10.29
ПС ЗапСиб АТ4 СН	110	116.31	5.74
ПС ЗапСиб АТ4 НН	35	38.6	10.29
ПС ЗапСиб КРУЭ 110	110	116.31	5.74
ПС ТТЭЦ РУ 110	110	118.22	7.48
ПС Абалак 110	110	117.9	7.18

Продолжение таблицы 26

Название	U_ном	V	dV
отп. ВОС Бегишево	110	117.99	7.27
ПС ВОС 110	110	117.96	7.24
отп. ВОС Абалак	110	117.92	7.2
отп. ГПП-3	110	117.73	7.02
ПС ГПП-3 110	110	117.86	7.14
ПС ГПП-3 110	110	117.73	7.02
ТРДЦН-80000 ВН	110	118.22	7.48
ТРДЦН-80000 ср.т	110	118.21	7.46
ТРДЦН-80000 ВН	110	118.22	7.48
ТРДЦН-80000 ср.т	110	118.21	7.46

Все узлы имеют отклонение $1,05U_{\text{ном}} - 1,1U_{\text{ном}}$, что соответствует требованиям [13].

Для полноты картины анализа, проведем анализ послеаварийного режима. В данном режиме произведем отключение одной цепи линии Тобольская ТЭЦ – ПС ЗапСиб. Данный анализ нужен для того, чтобы определить, будет ли ток, проходящий по оставшимся линиям.

Поскольку генерация и нагрузки по сравнению с максимальным режимом не изменились, то начнем анализ с токовой загрузки ЛЭП, которая наиболее интересна в послеаварийном режиме. Данные приведены в таблице 27:

Таблица 27 – Токовая загрузка линий в послеаварийном режиме

Название	I нач	I кон	Idop_25	I/I_dop
ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	470	471	825	57.1
ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	470	471	825	57.1
отп. ГПП-3 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	471	471	825	57.1
ПС ТТЭЦ РУ 110 - отп. ГПП-3	471	471	825	57.1
отп. ВОС Бегишево - ПС ВОС 110	119	119	330	36
ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ГПП-3 110	156	156	510	30.6
ПС ТТЭЦ РУ 110 - отп. ВОС Бегишево	127	127	450	28.2
ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	227	227	825	27.5
ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	227	227	825	27.5
ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	227	227	825	27.5
отп. ВОС Абалак - ПС ВОС 110	83	83	330	25.2
отп. ВОС Абалак - Иртыш ОРУ 110	83	83	450	18.4
Иртыш ОРУ 500 - ПП Тобол 500	35	35	1,650.00	2.1
ПС Абалак 110 - отп. ВОС Бегишево	9	8	450	2
ПС Абалак 110 - отп. ВОС Абалак	3	2	450	0.6
ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	9	9	2,070.00	0.4

Продолжение таблицы 27

Название	I _{нач}	I _{кон}	I _{доп_25}	I/I _{доп}
ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	9	9	2,070.00	0.4
ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	9	9	2,070.00	0.4
ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	9	9	2,070.00	0.4
ПС ГПП-3 110 - отп. ГПП-3	0	1	510	0.2
ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110			825	

Проанализировав данные, сведенные в таблицы 27, можно сделать вывод о том, что в послеаварийном режиме, при котором отключена одна цепь Тобольская ТЭЦ – ПС ЗапСиб, токовая нагрузка на провод не превышает длительно допустимый ток.

Для полноты картины взглянем на отклонения напряжения в узлах в таблице 28:

Таблица 28 – Отклонения напряжений в узлах

Название	U _{ном}	V	dV
Иргыш АТ1 СН	110	117.51	6.83
Иргыш АТ2 СН	110	117.51	6.83
Иргыш ОРУ 110	110	117.51	6.83
ПС ЗапСиб АТ1 СН	110	115.76	5.24
ПС ЗапСиб АТ1 НН	35	38.42	9.77
ПС ЗапСиб АТ2 СН	110	115.76	5.24
ПС ЗапСиб АТ2 НН	35	38.42	9.77
ПС ЗапСиб АТ3 СН	110	115.76	5.24
ПС ЗапСиб АТ3 НН	35	38.42	9.77
ПС ЗапСиб АТ4 СН	110	115.76	5.24
ПС ЗапСиб АТ4 НН	35	38.42	9.77
ПС ЗапСиб КРУЭ 110	110	115.76	5.24
ПС ТТЭЦ РУ 110	110	118.18	7.44
ПС Абалак 110	110	117.82	7.11
отп. ВОС Бегишево	110	117.92	7.2
ПС ВОС 110	110	117.88	7.17
отп. ВОС Абалак	110	117.83	7.12
отп. ГПП-3	110	117.55	6.86
ПС ГПП-3 110	110	117.81	7.1
ПС ГПП-3 110	110	117.55	6.86
ТРДЦН-80000 ВН	110	118.18	7.44
ТРДЦН-80000 ср.г	110	118.19	7.45
ТРДЦН-80000 ВН	110	118.18	7.44
ТРДЦН-80000 ср.г	110	118.19	7.45

Напряжения находятся в допустимых пределах.

Расчет минимального режима приведен в приложении Г.

Полные данные по расчетам максимального, минимального и послеаварийного режимов приведены в приложениях В, Г, Д соответственно.

По результатам расчётов всех трех режимов сделаем следующие выводы:

- Напряжение во всех узлах режимах поддерживаются в соответствии с ГОСТ Р 54149-2010;

- Ток, проходящий по КВЛ в ПА режимах не превышает длительно допустимые значения;

- Обновленное РУ 110 кВ Тобольской ТЭЦ и новые КВЛ 110 кВ Тобольская ТЭЦ – ЗапСиб обеспечивают надежное и качественное электроснабжение во всех режимах работы.

Таким образом, разработанная схема электрической сети с новыми объектами показала свою работоспособность и осуществимость её реализации.

9 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Целью данного расчета является определение эффективности инвестиций в часть проектируемой сети, выполненной в виде четырехцепного захода КВЛ 110 кВ «Тобольская ТЭЦ – ЗапСиб» и строительства на Тобольской ТЭЦ КРУЭ 110 кВ.

Для этого рассчитаем все затраты, которые потребуются для осуществления данного проекта, определим источники инвестиций и жизненный цикл проекта. В результате производим расчёт экономической эффективности инвестиций, с помощью которого делаем выводы об экономической целесообразности инвестиционного проекта.

9.1 Устанавливаемое оборудование

При проектировании комплектного элегазового распределительного устройства предполагается установка оборудования, перечень и цены которого приведены в таблице 29 [15].

Таблица 29 – Перечень и цены оборудования, устанавливаемого на ПС

Оборудование	Марка	Количество, шт.	Цена 1 шт., тыс. руб. (цены на 2000 г.)
Ячейка выключателя КРУЭ	ABB ELK-04	15	11000

Проектирование четырехцепной КВЛ 110 кВ «Тобольская ТЭЦ – ЗапСиб» приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Базисные показатели стоимости КВЛ 110 кВ

КВЛ	Марка про- вода	Длина ли- нии, км	Количество цепей	Цена на 1 км. линии, тыс.руб. (цены на 2000 г.)
ВЛ Тобольская ТЭЦ- ЗапСиб	АС – 400/51	7,7	4	1926
КЛ Тобольская ТЭЦ	АПвПу – 400	0,7	4	7200
КЛ ЗапСиб	АПвПу – 400	1,8	4	7200

9.2 Капитальные вложения

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они используются на строительные-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.)

Для электрических сетей:

$$K = K_{ВЛ} + K_{КЛ} + K_{ПС} \quad (131)$$

где $K_{ВЛ}$ - капиталовложение на сооружение воздушных линий, руб.;

$K_{КЛ}$ - капиталовложение на сооружение кабельных линий, руб.;

$K_{ПС}$ - капиталовложение на строительство КРУЭ, руб.

В капиталовложения на сооружение линий входят: затраты на изыскательные работы, подготовку трассы (определение собственника, отвод земли и т. д.), затраты на приобретение элементов линии (опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, заземлителей), транспортировку, монтаж.

Базовые показатели стоимости ВЛ 35 – 1150 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства и расчетному напору ветра до 0,3 кПа для II района по ветровому давлению.

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от вида промежуточных опор, от сечения провода, от числа цепей на опоре и от материала опор.

Капиталовложение на сооружение воздушных линий определяются:

$$K_{ВЛ} = (\sum (K_0 \cdot L_{ЛЭП}) \cdot K_{СТР} \cdot K_p + L \cdot S_{уд} \cdot K_{ОСВ.уд}) \cdot K_{ИНФ}, \quad (132)$$

где $K_{инф} = 6,19$ – коэффициент инфляции для цен 2000 года на 2018 год;

$k_{уд}$ – удельная стоимость 1 км линии;

$K_p = 1,2$ – предельный территориальный повышающий коэффициент для Тюменской области;

$K_{СТР} = 1,173$ – затраты, сопутствующие строительству [18];

$S_{уд} = 115 \text{ м}^2$ на напряжение 220 кВ – площадь постоянного отвода земли на 1 км линии;

$K_{ОСВ.уд.} = 100 \text{ руб/м}^2$ – удельная стоимость освоения земель под строительство;

В капитальные вложения на сооружение кабельных линий входят: затраты: затраты на приобретение элементов кабельной продукции, строительные-монтажные работы. В стоимость КЛ включена прокладка ВОЛС.

Капиталовложение на сооружение кабельных линий определяются:

$$K_{КЛ} = (\sum (K_0 \cdot L_{КЛ}) \cdot K_{СТР} \cdot K_p) \cdot K_{ИНФ}, \quad (133)$$

$K_{СТР} = 1,244$ – затраты, сопутствующие строительству [18].

В капитальные вложения на сооружение распределительного устройства входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение ячеек выключателей КРУЭ, затраты на монтаж и наладку.

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Капиталовложения на строительство подстанций определяются:

$$K_{ПС} = ((K_{РУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{СТР} \cdot K_P + S_{уд} \cdot K_{ОСВ.УД}) \cdot K_{ИНФ}, \quad (134)$$

где $K_{инф} = 6,19$ – коэффициент инфляции для цен 2000 года на 2018 год;

$S_{ПС}$ – площадь подстанции;

$K_P = 1,2$ – предельный территориальный повышающий коэффициент для Тюменской области;

$K_{ОСВ.УД} = 100$ руб/м² – удельная стоимость освоения земель под строительство;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат (на освоение территории, разработку земли и т.д.), зависят от типа РУ [16];

$K_{СТР} = 1,173$ – затраты, сопутствующие строительству [16].

$K_{ПОСТ.ТЭЦ} = 12000$ тыс. руб.

9.3 Расчет издержек

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$I = I_{ЭКС} + I_{АМ} + I_{\Delta W}, \quad (135)$$

где $I_{ЭКС}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию электрооборудования;

$I_{АМ}$ – ежегодные издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии в сети.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$I_{\text{ЭКС}} = \alpha_{\text{ВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{КЛ}} \cdot K_{\text{КЛ}} + \alpha_{\text{ПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (136)$$

где $\alpha_{\text{ВЛ}} = 0,4 \%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ;

$\alpha_{\text{КЛ}} = 2 \%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КЛ;

$\alpha_{\text{ПС}} = 1,8\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КРУЭ, [16].

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (137)$$

где ΔW – потери электроэнергии в КВЛ.

Стоимость удельных потерь принимается согласно ставке тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, принимаем:

$$C_{\Delta W} = 2270 \text{ руб}/(\text{МВт}\cdot\text{ч})$$

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = \frac{P_{\text{ЭФ.з}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.з}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_{\text{з}} + \frac{P_{\text{ЭФ.л}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_{\text{л}}, \quad (138)$$

где $P_{\text{ЭФ.з}}$, $P_{\text{ЭФ.л}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.з}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.л}}$ – потоки эффективной активной и некомпенсированной реактивной мощности, текущей по линии зимой и летом;

$T_{\text{з}}$, $T_{\text{л}}$ – количество зимних и летних часов;

$R_{\text{ВЛ}}$ – сопротивление линии.

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги). Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$I_{AM} = \alpha_{AMBЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{AMКЛ} \cdot K_{КЛ} + \alpha_{AMПЭС} \cdot K_{ПЭС} + I_{ПОТ} \quad (139)$$

где $\alpha_{AMBЛ} = 2,8\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ;

$\alpha_{AMКЛ} = 2,2\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КЛ;

$\alpha_{AMПЭС} = 6,7\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КРУЭ, [16].

Полный расчет приведен в приложении Б. Результаты сведены в таблицу 31.

Таблица 31 – Капиталовложения и амортизационные отчисления

Наименование объекта	Полная стоимость руб.	Отчисления на амортизацию в год руб.	Издержки на эксплуатацию в год руб.
КВЛ	2 020 000 000	52 570 000	18 720 000
КРУЭ	1 272 000 000	85 250 000	22 900 000
Итого	3 292 000 000	137 800 000	41 630 000

Инвестиционный проект по своему масштабу относится к особо крупному, потому что для его реализации требуются свыше 1 млрд. руб.

Итоговые издержки проекта составили 215 400 000 руб. в год.

9.4 Определение ЧДД

Определяем суммарную электроэнергию, переданную потребителю:

$$W = P_{ср.лет.} \cdot T_{лет} + P_{ср.зим.} \cdot T_{зим}, \quad (140)$$

где $P_{ср.лет.}$ – средняя нагрузка потребляемая в летний период, МВт;

$P_{ср.зим.}$ – средняя нагрузка потребляемая в зимнее период, МВт;

$T_{лет}$ – число часов летного периода, час;

$T_{зим}$ – число часов зимнего периода, час.

Принимаем, что зимний период насчитывает 5880 часов, а летний в свою очередь 2880 часов.

Расчет приведен в Приложении А.

По результатам расчетов построен график ЧДД.

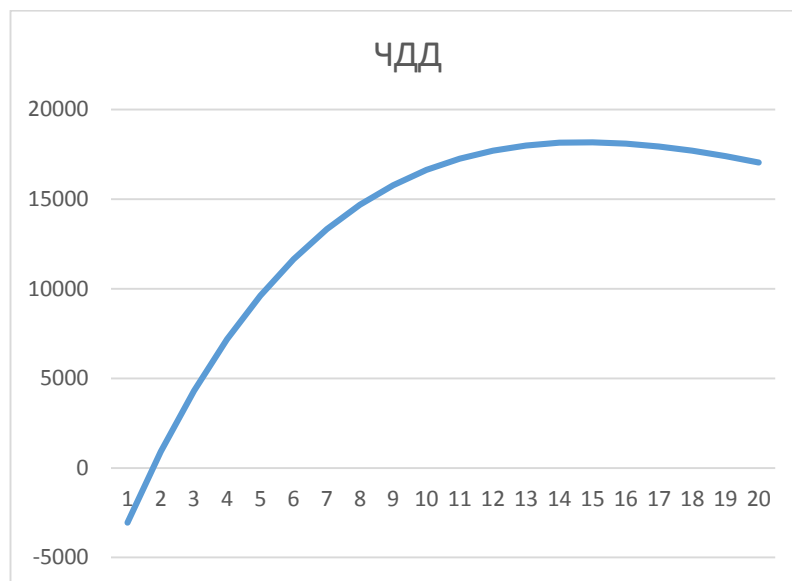


Рисунок 16 – ЧДД

Проанализировав график, можно сделать вывод о том, что окупаемость проекта очень высока, за счёт большого количества передаваемой энергии.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

10.1 Безопасность

КРУЭ (комплектное распределительное устройство) - это высоковольтное распределительное устройство с газовой изоляцией, предназначенное для приема, распределения и передачи электрической энергии в сетях трехфазного переменного тока номинальной частоты.

Ячейка КРУЭ представляет собой комплекс модулей: выключателей, совмещенных разъединителей-заземлителей, быстро действующего заземлителя, трансформаторов тока, соединительных элементов, вводов кабельных или воздушных, токопроводов и др., помещенных в металлическую оболочку, заполненную шестифтористой серой (элегаз).

Основными опасностями, возникающими при работе на энергообъектах, являются:

1. Акустическое воздействие.
2. Электромагнитные поля
3. Воздействия опасных и вредных факторов на человека.

Акустическое воздействие ячеек КРУЭ является минимальным, опасность же представляют блоки сплит систем вентиляции, работающие в постоянном режиме.

После ввода в действие КРУЭ 110 кВ электрооборудование 110 кВ будет находиться в закрытом помещении, а токоведущие части в металлических корпусах, заполненных элегазом. При таком исполнении оборудование КРУЭ 110 кВ не является источником ЭП и МП, таким образом, уровень напряженности ЭП и МП не повысится за пределами территории станции и на ближайшей жилой зоне.

Для защиты людей от поражения электрическим током проектом предусматривается заземление электроустановок напряжением 380/220В в сети с глухозаземленной нейтралью, защитное отключение, уравнивание потенциалов.

Все металлические нетоковедущие части электроустановок с глухозаземленной нейтралью напряжением 380/220 В, нормально не находящиеся, но могущие оказаться под напряжением, должны быть заземлены путем присоединения к заземленному нулевому проводу сети 380/220В, в качестве заземляющего проводника используются нулевые защитные проводники.

Заземляющую шину следует обозначить полосами желто-зеленого цвета, выполненными краской или клейкой двухцветной лентой. Изолированные проводники уравнивания потенциалов должны иметь изоляцию, обозначенную желто-зелеными полосами.

Персонал, осуществляющий оперативное, техническое и ремонтное обслуживание оборудования, должен быть обеспечен специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты в соответствии с «Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты» и «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты».

Средства защиты, приспособления и инструмент, применяемые при обслуживании оборудования, зданий и сооружений электростанции, должны подвергаться осмотру и испытаниям в соответствии с действующими нормативными актами по охране труда.

Элегаз является газом без цвета и запаха, в пять раз тяжелее воздуха, не токсичен, не горюч, не поддерживает горения, не образует взрывоопасных смесей, физиологически безвреден.

Опасность работы с чистым элегазом обусловлена его особенностью заполнять углубления, вытесняя из них воздух, и тем самым, создавая в них в атмосферу непригодную для дыхания. За счет высокой плотности элегаз способен длительное время сохраняться в открытых сосудах с горловиной в верхней части и заполнять углубления, траншеи, кабельные каналы, закрытые помещения.

Пребывание человека в среде с пониженной концентрацией кислорода (ниже 13%) может привести к удушью. Следует помнить, что человек теряет сознание без каких-либо тревожных симптомов.

В результате актов коммутации, а также при электрическом пробое изоляции в помещении с элегазовым оборудованием может произойти накопление вредных для здоровья человека веществ. Газообразные продукты разложения элегаза ядовиты и обладают резким, специфическим запахом.

Для контроля содержания элегаза и токсичных веществ в воздухе помещений предусматриваются газоаналитические комплексы, которые обеспечивают контроль воздуха в контрольных точках в помещениях КРУЭ 110 кВ. Система также включает в себя общий шкаф управления и сигнализации, сигнальные лампы и сирены.

В помещении, где производятся работы с элегазовым оборудованием, установлена приточно-вытяжная вентиляция. При возникновении недопустимой концентрации элегаза (5 г/куб.м) в любом из помещений команда от системы контроля элегаза действует на включение приточно-вытяжной вентиляции только этого помещения и удерживается до снижения концентрации до допустимого уровня. От этой же команды срабатывает звуковая и световая сигнализация.

10.2 Экологичность

Для соблюдения нормативных уровней шума в районе расположения ближайшей жилой застройки при эксплуатации предприятия предусмотрено:

- шумоглушительная секция в кондиционерах;
- вентиляторы приточно-вытяжной вентиляции установлены в вент.камерах в здании КРУЭ 110 кВ, имеют виброизоляторы и присоединены к воздуховодам мягкими вставками;
- оптимальная скорость движения воздуха в воздуховодах.

Основными источниками шума являются наружные блоки сплит систем (8шт.) (площадка кондиционеров), открыто расположенные у фасада здания КРУЭ 110 кВ.

Согласно [14], для источников, имеющих одинаковую звуковую мощность, суммарная звуковая мощность L_{Σ} , дБ (дБА), определяется:

$$L_{\Sigma} = Lwi + 10lgn \quad (141)$$

где – Lwi – уровень звуковой мощности i -го источника, (дБА);

– n - число источников шума.

Согласно паспортным данным, наружные блоки сплит систем (8 шт.) характеризуются уровнем звуковой мощности 45-48 дБА каждый (для расчета принимается 48 дБА). Тогда суммарная звуковая мощность составит:

$$L_{\Sigma} = 48 + 10lg8 = 57 \text{ дБА.}$$

Для данной территории согласно [12] определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС:

$$L_{ПДН} = 45 \text{ дБА.}$$

Определим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории [2]:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{\Sigma} - L_{ПДН})}}{2\pi}}, \quad (142)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(57-45)}}{2\pi}} = 1,59 \text{ м}$$

Любое расстояние больше 1,6 м будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к КРУЭ территории.

Основным источником шума будут являться силовые трансформаторы. На Тобольской ТЭЦ установлены 6 трансформаторов: 2 ТДЦ-200000/110, ТДЦ-250000/110, ТДЦ-125000/110, 2 ТРДЦН-80000/110.

Согласно [3] для трансформаторов с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения видов Д) мощностью

200 МВ*А и напряжением 110 кВ $L_p = 108$ дБА, мощностью 250 МВ*А и напряжением 110 кВ $L_p = 109$ дБА, мощностью 125 МВ*А и напряжением 110 кВ $L_p = 106$ дБА, мощностью 80 МВ*А и напряжением 110 кВ $L_p = 103$ дБА.

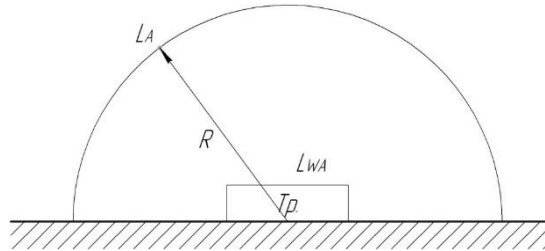


Рисунок 17 – Излучение шума трансформатором

$$L_{pA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 L_{pAi}} \quad (143)$$

где N - количество источников шума (ТМ);

L_{pAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

$$L_{pA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^6 ((10^{0,1 \cdot 108}) + (10^{0,1 \cdot 108}) + (10^{0,1 \cdot 109}) + (10^{0,1 \cdot 106}) + (10^{0,1 \cdot 103}) + (10^{0,1 \cdot 103})) = 114,5 \text{ дБА.}$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot 114,5 - 45}}{2 \cdot 3,14}} = 1200 \text{ м.}$$

Любое расстояние больше 1200 м будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к КРУЭ территории. До ближайшего населенного пункта более 2000 м, следовательно, нарушений санитарных норм нет.

Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом
Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслоборники.

Трансформатор ТДЦ-200000/110 имеет следующие габариты: длина $A=14,3$ м; ширина $B=5,15$ м; высота $H=7$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 29$ т. Плотность масла $\rho = 0,85$ т/м³.

Трансформатор ТДЦ-250000/110 имеет следующие габариты: длина $A=14,4$ м; ширина $B=6,9$ м; высота $H=7$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 31$ т. Плотность масла $\rho = 0,85$ т/м³.

Трансформатор ТДЦ-125000/110 имеет следующие габариты: длина $A=7,5$ м; ширина $B=4,7$ м; высота $H=7$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 20$ т. Плотность масла $\rho = 0,85$ т/м³.

Трансформатор ТРДЦН-80000/110 имеет следующие габариты: длина $A=8$ м; ширина $B=3,8$ м; высота $H=7,5$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 25$ т. Плотность масла $\rho = 0,85$ т/м³.

Для предотвращения распространения растекания масла по ОРУ и пожара маслonaполненный трансформатор ограждается маслоприемником, расчет которого необходимо произвести.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла.

$$V_{TM} = \frac{m}{\rho} \quad (144)$$

$$V_{TM200} = \frac{29}{0,85} = 34,12 \text{ м}^3$$

$$V_{TM250} = \frac{31}{0,85} = 36,47 \text{ м}^3$$

$$V_{TM125} = \frac{20}{0,85} = 23,53 \text{ м}^3$$

$$V_{TM80} = \frac{25}{0,85} = 29,41 \text{ м}^3$$

Зная объем, который занимает масло, а также длину, ширину и до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (145)$$

Согласно [8] габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. Поэтому примем $\Delta = 1,5$ м.

$$S_{МП200} = (14,3 + 2 \cdot 1,5) \cdot (5,15 + 2 \cdot 1,5) = 141 \text{ м}^2$$

$$S_{МП250} = (14,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot (6,9 + 2 \cdot 1,5) = 172,3 \text{ м}^2$$

$$S_{МП125} = (7,5 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,7 + 2 \cdot 1,5) = 80,9 \text{ м}^2$$

$$S_{МП80} = (8 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,8 + 2 \cdot 1,5) = 74,8 \text{ м}^2$$

$$S_{БПГ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H \quad (146)$$

$$S_{БПГ200} = 2 \cdot (14,3 + 5,15) \cdot 7 = 272,3 \text{ м}^2$$

$$S_{БПГ250} = 2 \cdot (14,4 + 6,9) \cdot 7 = 298,2 \text{ м}^2$$

$$S_{БПГ125} = 2 \cdot (7,5 + 4,7) \cdot 7 = 170,8 \text{ м}^2$$

$$S_{БПГ80} = 2 \cdot (8 + 3,8) \cdot 7,5 = 177 \text{ м}^2$$

Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается исходя из того, что он должен принять 100% объема масла, залитого в трансформатор.

Определяем высоту уровня полного объема масла:

$$H_{УРОВНЯ} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}}, \text{ м} \quad (147)$$

$$H_{УРОВНЯ200} = \frac{34,12}{141} = 0,24 \text{ м}$$

$$H_{УРОВНЯ250} = \frac{36,47}{172,3} = 0,21 \text{ м}$$

$$H_{УРОВНЯ125} = \frac{23,53}{80,9} = 0,29 \text{ м}$$

$$H_{УРОВНЯ80} = \frac{29,41}{74,8} = 0,39 \text{ м}$$

Высота маслоприемника:

$$H_{МП} = H_{УРОВНЯ} + h_{Г} + h_{ПЛ} \quad (148)$$

где $H_{УРОВНЯ}$ – высота уровня полного объема масла;

$h_{Г}$ – толщина щебня;

$h_{ПЛ}$ – расстояние от уровня окружающей планировки до щебня.

$$H_{МП200} = 0,24 + 0,25 + 0,075 = 0,565 \text{ м}$$

$$H_{МП250} = 0,21 + 0,25 + 0,075 = 0,535 \text{ м}$$

$$H_{МП125} = 0,29 + 0,25 + 0,075 = 0,615 \text{ м}$$

$$H_{МП80} = 0,39 + 0,25 + 0,075 = 0,715 \text{ м}$$

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике. Рисунок 26 наглядно показывает основные размеры маслоприемника.

Дно маслоприемника выполняется под наклоном 0,005 м в сторону маслоотвода через который осуществляется полное удаление масла и воды от средств пожаротушения в маслосборник.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин. и должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления [8].

Объем маслосборника:

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (149)$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = t \cdot I \cdot S_{БПТ} \quad (150)$$

где t – нормативное время пожаротушения тушения, $t = 1800$ с;

I – интенсивность пожаротушения, $I = 0,2$ л/с · м²;

$S_{БПТ}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$V_{H_2O200} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 272,3 = 98028 \text{ л} = 98,03 \text{ м}^3$$

$$V_{H_2O250} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 298,2 = 107352 \text{ л} = 107,35 \text{ м}^3$$

$$V_{H_2O125} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 170,8 = 61488 \text{ л} = 61,49 \text{ м}^3$$

$$V_{H_2O80} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 177 = 63720 \text{ л} = 63,72 \text{ м}^3$$

Маслосборник каждого из трансформаторов должен быть изолирован от маслосборников других трансформаторов, поскольку устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п [8].

Окончательные объемы, требуемые для маслосборников каждого из трансформаторов, следующие:

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)200} = 34,12 + 0,8 \cdot 98,03 = 112,54 \text{ м}^3$$

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)250} = 36,47 + 0,8 \cdot 107,35 = 122,35 \text{ м}^3$$

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)125} = 23,53 + 0,8 \cdot 61,49 = 72,72 \text{ м}^3$$

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)80} = 29,41 + 0,8 \cdot 63,72 = 80,39 \text{ м}^3$$

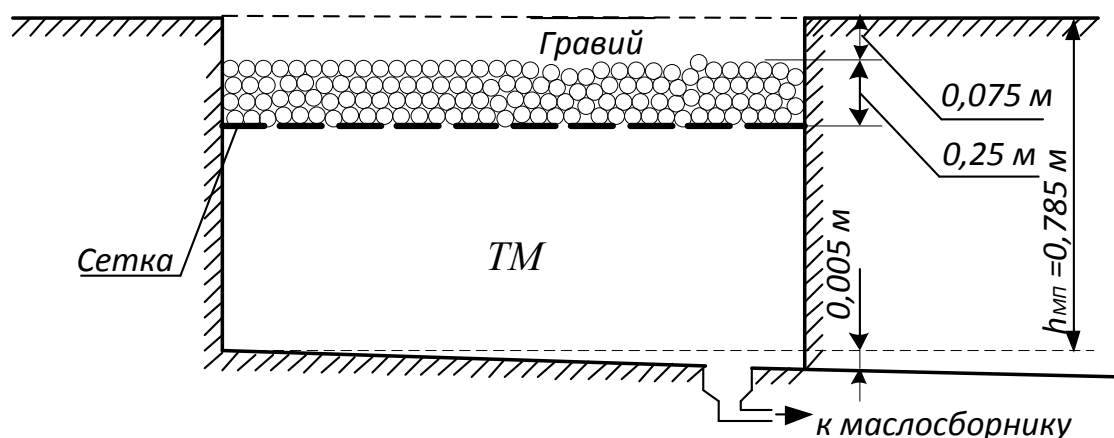


Рисунок 18 - Конструкция маслоприемника с отводом масла

Вывоз отработанного масла осуществляет производственно-ремонтное предприятие на основании ранее заключенного договора.

Основными отходами КРУЭ-110 кВ являются лампы ДРЛ 1 класса опасности, используемые для освещения территории КРУЭ, а также электролиты аккумуляторных батарей.

Сбор ламп ДРЛ должен производиться отдельно от других отходов и храниться в специальной, обеспечивающей безопасность, таре. Тара представляет собой контейнер, маркируется специальной наклейкой, на которой указывается

вид, правила сбора отходов и контактные данные предприятия обеспечивающего вывоз отходов и их последующую утилизацию. Хранение ртутьсодержащих отходов в контейнере должно осуществляться в специально отведенном месте с твердым покрытием и ограниченным доступом. Контейнер необходимо накрывать специальным чехлом.

Сбор аккумуляторных батарей производят отдельно от прочих отходов в специально отведенном для этого месте оборудованным поддоном, предотвращающем пролив электролита. Данный поддон можно хранить в ремонтной зоне. В случае, когда контейнер устанавливается на прилегающей территории, площадка для хранения должна иметь навес, защищающий от дождя и твердое покрытие. Аккумуляторы нельзя подвергать механическому воздействию.

Образующиеся отходы до момента вывоза их на захоронение или переработку временно хранятся на специально отведенных площадках с твердым покрытием, исключающим их попадание на почву. Транспортировка отходов осуществляется способами, исключающими возможность их потери в процессе перевозки.

Транспортировка отходов осуществляется на специально оборудованных или приспособленных транспортных средствах.

10.3 Чрезвычайные ситуации

Для обеспечения пожарной безопасности в качестве стационарной установки пожаротушения предусматривается стационарная система автоматического пожаротушения распыленной водой. Система водяного автоматического пожаротушения состоит из насосной станции АПТ, питающих и распределительных трубопроводов с установкой на последних оросителей [9].

Система пожарной сигнализации и оповещения о пожаре (ПС) предназначена для обнаружения факта аварийного возгорания в контролируемых помещениях, передачи информации на АРМ пожарной сигнализации с указанием точного места возгорания и для оповещения дежурного персонала оперативной службы ТЭЦ о факте аварийного возгорания в контролируемых помещениях.

Задачами СПС являются:

- Своевременное оповещение сотрудников службы безопасности о факте аварийного возгорания в контролируемых помещениях;
- Своевременное оповещение персонала о факте аварийного возгорания в контролируемых помещениях;
- Протоколирование и хранение всех событий системы для последующего просмотра и анализа;
- Запуск системы автоматического водяного пожаротушения (АПТ) в помещениях оборудованных этой системой;
- Отключение вентиляционных систем, а также управление другим инженерным оборудованием.

В адресный шлейф пожарной сигнализации включены пожарные извещатели, установленные в помещениях КРУЭ 110 кВ.

По средствам пожаротушения РУ 110 кВ Тобольской ТЭЦ относится к первой группе объектов по противопожарным мероприятиям.

Каждый работник должен четко знать и выполнять правила пожарной безопасности (ППБ) и установленной на подстанции противопожарный режим. Работники должны проходить противопожарный инструктаж, совершенствовать знания по пожарной безопасности при повышении квалификации, проходить проверку знаний ППБ [13].

Проектом предусматривается установка огнезадерживающих клапанов на поэтажных сборных воздуховодах, в местах присоединения их к вертикальному или горизонтальному коллектору; на воздуховодах, обслуживающих помещения категории В1-В3.

Огнезадерживающие клапаны предусматриваются с ручным, автоматическим и дистанционным управлением. В случае обнаружения пожара на входе воздуховодов в горящее помещение происходит закрытие противопожарного клапана и выключение системы вентиляции.

В случае обнаружения возгорания в помещениях КРУЭ 110 кВ все системы вентиляции, за исключением системы вентиляции аккумуляторных батарей выключаются.

Зазоры в местах прохода воздухопроводов и трубопроводов через стены и перекрытия заделываются несгораемыми материалами.

При проведении сварочных работ приступать к проведению огневых работ можно только после выполнения всех требований пожарной безопасности (наличие средств пожаротушения, очистка рабочего места от сгораемых материалов, защита сгораемых конструкций и т. д.). После окончания огневых работ их исполнитель обязан тщательно осмотреть место проведения этих работ, полить водой сгораемые конструкции и устранить нарушения, которые могут привести к возникновению пожара.

Для размещения первичных средств пожаротушения в здании КРУЭ устанавливаются специальные пожарные щиты (стенды). Пожарные щиты должны устанавливаться на видных и доступных местах. На пожарных щитах (стендах) должны размещаться те первичные средства тушения пожара, которые могут применяться в данном помещении, сооружении, установке (Ручные огнетушители углекислотно-бромэтиловые, т.к. они предназначены для тушения горячих твердых и жидких металлов, а также электроустановок, находящихся под напряжением).

Опасные ситуации природного характера, возникающие на территории Тобольской ТЭЦ – это гололед и снежные отложения на ЛЭП, сильные ветра и бури.

Комплектное распределительное устройство расположено в здании, следовательно, защищено от воздействия ветра и солнца. Основную опасность представляют гололед и снежные отложения на ЛЭП-110 кВ близлежащих территорий, для борьбы с этим необходима установка автоматики подогрева проводов.

Разогрев линий электропередач токами высокой частоты позволит предотвращать образование гололёда на проводах, поскольку можно нагреть их до 10—20°С, не дожидаясь образования плотного льда. Отключать от электрической сети потребителей не придётся — высокочастотный сигнал к ним не проникнет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе рассмотрен вопрос о подключении новой ПС ЗапСиб к мощностям Тобольской ТЭЦ, а также модернизацию распределительного устройства 110 кВ в связи с вводом новых присоединений. Был выбран вариант подключения по 4 линиям, каждая из которых подключена к своей секции шин.

В основной части выпускной бакалаврской работы были решены следующие задачи:

- Выбраны сечения проводов;
- Рассчитаны токи короткого замыкания;
- Выбрана марка и тип КРУЭ для РУ 110 кВ Тобольской ТЭЦ;
- Рассчитано электрическое оборудование;
- Проектирование механической части воздушной линии;
- Рассчитано заземление и молниезащита здания КРУЭ и грозоупорность линии;
- Рассчитана релейная защита линий;
- Произведен расчет и анализ максимального, минимального и послеаварийного режимов.

В разделе безопасность и экологичность рассмотрены организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности персонала и электроустановок.

Исходя из проделанной работы и проанализировав её, можно сделать вывод о том, что ввод в работы 2 двухцепных линий Тобольская ТЭЦ – ПС ЗапСиб позволит повысить надежность электроснабжения нефтехимического комбината. Развитие Тобольской промышленной площадки требует надежного электроснабжения, поэтому ради повышения надежности используется передовое оборудование. Новейшее элегазовое оборудование, установленное в рамках

проектирования на Тобольской ТЭЦ повысит надежность и бесперебойность электроснабжения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 1991.
- 2 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности : методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 3 ГОСТ 12.2.024-87 Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Введ. 01.01.89. – М.: Стандартинформ, 2007. – 15 с.
- 4 ГОСТ 27661-2017 «Изоляторы линейные подвесные тарельчатые. Типы, параметры и размеры»
- 5 ГОСТ Р 52735-2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ»
- 6 Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок : Справочник / Р.Н. Карякин. - М.: Энергосервис, 2000, 2002. - 376 с
- 7 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003 / Москва ФГУП НТЦ «Промышленная безопасность» 2006
- 8 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И. : Энергоатомиздат, 2017.
- 9 РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*). Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 64 с.
- 10 Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 11 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98. – М.: Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России», 2001.

12 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Взамен СН 3223-85 ; введ. – 31.10.96. – М. : Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 13 с.

13 СО 153-34.20.501-2003 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – Взамен РД 34.20.501-95 ; введ. – 20.06.2003. – М. : Минэнерго России, 2003.

14 СП 51.13330.2011 Защита от шума. – М. : Проспект, 2016.

15 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС., 2009. – 392 с.

16 Стандарт организации «Правила проведения расчетов затрат на строительство подстанций с применением КРУЭ». СТО 56947007-29.240.35.146-2013. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2013.

17 Стандарт организации «Руководство по защите электрических сетей напряжением 110 – 750 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений». СТО 56947007 29.240.01.221-2016. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2016.

18 Стандарт организации «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ». СТО 56947007-29.240.014-2008. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2008.

19 Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: методические указания к курсовому проектированию по направлению "Электроэнергетика и электротехника" / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 114 с. - Б. ц.

20 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет сопротивлений в программе MathCad 15

Расчет сопротивлений линий

1.Иртыш1 - отп.КОС1 АС400/51	$l_1 := 7.361 \text{ км}$
2.Иртыш3 - отп.ГПП-3 АС400/51	$l_2 := 5.9 \text{ км}$
3.отп.ГПП-3 - отп. КОС3 АС400/51	$l_3 := 1.8 \text{ км}$
4.отп. КОС - ТТЭЦ АС400/51	$l_4 := 0.4 \text{ км}$
5.отп. КОС - ТТЭЦ АС400/51	$l_5 := 1.14 \text{ км}$
6.Иртыш2 - ТТЭЦ АС400/51	$l_6 := 8.5 \text{ км}$
7.отп.ГПП-3 - ГПП3 АС185/29	$l_7 := 3.2 \text{ км}$
8.ГПП-3 - ТТЭЦ АС185/29	$l_8 := 4.712 \text{ км}$
9.отп.КОС1 - КОС1 АС95/16	$l_9 := 4.51 \text{ км}$
10.отп.КОС3 - КОС АС95/16	$l_{10} := 4.61 \text{ км}$
11.ТТЭЦ - отп.ВОС АС185/29 и АС150/24	$l_{11.1} := 1.36 \text{ км}$
12.отп.ВОС - отп.Абалак АС150/24	$l_{11.2} := 4.08 \text{ км}$
13. отп.ВОС - ВОС АС95/16	$l_{12} := 19.29 \text{ км}$
14.Иртыш - отп.ВОС АС150/24	$l_{13} := 0.55 \text{ км}$
15.отп.ВОС - Абалак АС150/24 и АС95/16	$l_{14} := 11.46 \text{ км}$
16.отп. Абалак - Абалак АС150/24	$l_{15.1} := 18.49 \text{ км}$
17.отп.ВОС - ВОС АС95/16	$l_{15.2} := 5.01 \text{ км}$
	$l_{16} := 5.07 \text{ км}$
	$l_{17} := 1.34 \text{ км}$

Параметры проводов

АС400/51

$$r_{400} := 0.159 = 0.159 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$b_{400} := 2.747 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$x_{400} := 0.413 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$g_{400} := \left(\frac{0.08}{110^2} \right) \cdot 10^{-3} = 6. \frac{\text{См}}{\text{км}}; 702 \times 10^{-9}$$

АС185/29

$$r_{185} := 0.159 = 0.159 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$b_{185} := 2.747 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$x_{185} := 0.413 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$g_{185} := \left(\frac{0.08}{110^2} \right) \cdot 10^{-3} = 6. \frac{\text{См}}{\text{км}}; 702 \times 10^{-9}$$

АС150/24

$$r_{150} := 0.204 = 0.204 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$b_{150} := 2.707 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$x_{150} := 0.420 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$g_{150} := \left(\frac{0.08}{110^2} \right) \cdot 10^{-3} = 6. \frac{\text{См}}{\text{км}}; 702 \times 10^{-9}$$

АС95/16

$$r_{95} := 0.301 = 0.301 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$b_{95} := 2.611 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$x_{95} := 0.434 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$g_{95} := \left(\frac{0.08}{110^2} \right) \cdot 10^{-3} = 6. \frac{\text{См}}{\text{км}}; 702 \times 10^{-9}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет сопротивлений в программе MathCad 15

$$b_1 := b_{400} \cdot l_1 = 2.022 \times 10^{-5}$$

$$x_1 := x_{400} \cdot l_1 = 3.04$$

$$g_1 := g_{400} \cdot l_1 = 4.867 \times 10^{-8}$$

$$r_1 := r_{400} \cdot l_1 = 1.17$$

$$b_3 := b_{400} \cdot l_3 = 4.945 \times 10^{-6}$$

$$x_3 := x_{400} \cdot l_3 = 0.743$$

$$g_3 := g_{400} \cdot l_3 = 1.19 \times 10^{-8}$$

$$r_3 := r_{400} \cdot l_3 = 0.286$$

$$b_5 := b_{400} \cdot l_5 = 3.132 \times 10^{-6}$$

$$x_5 := x_{400} \cdot l_5 = 0.471$$

$$g_5 := g_{400} \cdot l_5 = 7.537 \times 10^{-9}$$

$$r_5 := r_{400} \cdot l_5 = 0.181$$

$$b_7 := b_{185} \cdot l_7 = 8.79 \times 10^{-6}$$

$$x_7 := x_{185} \cdot l_7 = 1.322$$

$$g_7 := g_{185} \cdot l_7 = 2.116 \times 10^{-8}$$

$$r_7 := r_{185} \cdot l_7 = 0.509$$

$$b_9 := b_{95} \cdot l_9 = 1.178 \times 10^{-5}$$

$$x_9 := x_{95} \cdot l_9 = 1.957$$

$$g_9 := g_{95} \cdot l_9 = 2.982 \times 10^{-8}$$

$$r_9 := r_{95} \cdot l_9 = 1.358$$

$$b_{11.1} := b_{185} \cdot l_{11.1} = 3.736 \times 10^{-6}$$

$$x_{11.1} := x_{185} \cdot l_{11.1} = 0.562$$

$$g_{11.1} := g_{185} \cdot l_{11.1} = 8.992 \times 10^{-9}$$

$$r_{11.1} := r_{185} \cdot l_{11.1} = 0.216$$

$$b_{12} := b_{150} \cdot l_{12} = 5.222 \times 10^{-5}$$

$$x_{12} := x_{150} \cdot l_{12} = 8.102$$

$$g_{12} := g_{150} \cdot l_{12} = 1.275 \times 10^{-7}$$

$$r_{12} := r_{150} \cdot l_{12} = 3.935$$

$$b_2 := b_{400} \cdot l_2 = 1.621 \times 10^{-5}$$

$$x_2 := x_{400} \cdot l_2 = 2.437$$

$$g_2 := g_{400} \cdot l_2 = 3.901 \times 10^{-8}$$

$$r_2 := r_{400} \cdot l_2 = 0.938$$

$$b_4 := b_{400} \cdot l_4 = 1.099 \times 10^{-6}$$

$$x_4 := x_{400} \cdot l_4 = 0.165$$

$$g_4 := g_{400} \cdot l_4 = 2.645 \times 10^{-9}$$

$$r_4 := r_{400} \cdot l_4 = 0.064$$

$$b_6 := b_{400} \cdot l_6 = 2.335 \times 10^{-5}$$

$$x_6 := x_{400} \cdot l_6 = 3.51$$

$$g_6 := g_{400} \cdot l_6 = 5.62 \times 10^{-8}$$

$$r_6 := r_{400} \cdot l_6 = 1.351$$

$$b_8 := b_{185} \cdot l_8 = 1.294 \times 10^{-5}$$

$$x_8 := x_{185} \cdot l_8 = 1.946$$

$$g_8 := g_{185} \cdot l_8 = 3.115 \times 10^{-8}$$

$$r_8 := r_{185} \cdot l_8 = 0.749$$

$$b_{10} := b_{95} \cdot l_{10} = 1.204 \times 10^{-5}$$

$$x_{10} := x_{95} \cdot l_{10} = 2.001$$

$$g_{10} := g_{95} \cdot l_{10} = 3.048 \times 10^{-8}$$

$$r_{10} := r_{95} \cdot l_{10} = 1.388$$

$$b_{11.2} := b_{150} \cdot l_{11.2} = 1.104 \times 10^{-5}$$

$$x_{11.2} := x_{150} \cdot l_{11.2} = 1.714$$

$$g_{11.2} := g_{150} \cdot l_{11.2} = 2.698 \times 10^{-8}$$

$$r_{11.2} := r_{150} \cdot l_{11.2} = 0.832$$

$$b_{13} := b_{95} \cdot l_{13} = 1.436 \times 10^{-6}$$

$$x_{13} := x_{95} \cdot l_{13} = 0.239$$

$$g_{13} := g_{95} \cdot l_{13} = 3.636 \times 10^{-9}$$

$$r_{13} := r_{95} \cdot l_{13} = 0.166$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет сопротивлений в программе MathCad 15

$$b_{14} := b_{150} \cdot l_{14} = 3.102 \times 10^{-5}$$

$$x_{14} := x_{150} \cdot l_{14} = 4.813$$

$$g_{14} := g_{150} \cdot l_{14} = 7.577 \times 10^{-8}$$

$$r_{14} := r_{150} \cdot l_{14} = 2.338$$

$$b_{15.1} := b_{150} \cdot l_{15.1} = 5.005 \times 10^{-5}$$

$$x_{15.1} := x_{150} \cdot l_{15.1} = 7.766$$

$$g_{15.1} := g_{150} \cdot l_{15.1} = 1.222 \times 10^{-7}$$

$$r_{15.1} := r_{150} \cdot l_{15.1} = 3.772$$

$$b_{15.2} := b_{95} \cdot l_{15.2} = 1.308 \times 10^{-5}$$

$$x_{15.2} := x_{95} \cdot l_{15.2} = 2.104$$

$$g_{15.2} := g_{150} \cdot l_{15.2} = 3.312 \times 10^{-8}$$

$$r_{15.2} := r_{150} \cdot l_{15.2} = 1.022$$

$$b_{16} := b_{150} \cdot l_{16} = 1.372 \times 10^{-5}$$

$$x_{16} := x_{150} \cdot l_{16} = 2.129$$

$$g_{16} := g_{150} \cdot l_{16} = 3.352 \times 10^{-8}$$

$$r_{16} := r_{150} \cdot l_{16} = 1.034$$

$$b_{17} := b_{95} \cdot l_{17} = 3.499 \times 10^{-6}$$

$$x_{17} := x_{95} \cdot l_{17} = 0.582$$

$$g_{17} := g_{95} \cdot l_{17} = 8.86 \times 10^{-9}$$

$$r_{17} := r_{95} \cdot l_{17} = 0.403$$

Новые линии

18. 4 линии ТТЭЦ-ЗапСиб АС400/51+АпВП400
19.отп.ГППЗ-ГППЗ

$$l_{18.1} := 7.7 \text{ км}$$

$$l_{18.2} := 2.5 \text{ км}$$

$$l_{19} := 4.5 \text{ км}$$

АПВП

$$r_{A400} := 0.204 = 0.204 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$b_{A400} := 2.707 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$x_{A400} := 0.420 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$b_{18.1} := b_{400} \cdot l_{18.1} = 2.115 \times 10^{-5}$$

$$x_{18.1} := x_{400} \cdot l_{18.1} = 3.18$$

$$g_{18.1} := g_{400} \cdot l_{18.1} = 5.091 \times 10^{-8}$$

$$r_{18.1} := r_{400} \cdot l_{18.1} = 1.224$$

$$b_{18.2} := b_{A400} \cdot l_{18.2} = 6.767 \times 10^{-6}$$

$$x_{18.2} := x_{A400} \cdot l_{18.2} = 1.05$$

$$r_{18.2} := r_{A400} \cdot l_{18.2} = 0.51$$

$$b_{19} := b_{185} \cdot l_{19} = 1.236 \times 10^{-5}$$

$$x_{19} := x_{185} \cdot l_{19} = 1.858$$

$$r_{19} := r_{185} \cdot l_{19} = 0.716$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет сопротивлений в программе MathCad 15

Сопротивления генераторов

$$\Gamma 1 \quad x_{2_1} := 0.269 \cdot \frac{15.75^2}{188.2} = 0.355 \quad x_{0_1} := 0.115 \cdot \frac{15.75^2}{188.2} = 0.152$$

$$\Gamma 2 \quad x_{2_2} := 0.24 \cdot \frac{15.75^2}{258.8} = 0.23 \quad x_{0_2} := 0.09 \cdot \frac{15.75^2}{258.8} = 0.086$$

$$\Gamma 3 \quad x_{2_3} := 0.24 \cdot \frac{10.5^2}{125} = 0.212 \quad x_{0_3} := 0.098 \cdot \frac{10.5^2}{125} = 0.086$$

$$\Gamma 4 \quad x_{2_4} := 0.269 \cdot \frac{15.75^2}{188.2} = 0.355 \quad x_{0_4} := 0.115 \cdot \frac{15.75^2}{188.2} = 0.152$$

$$\Gamma 5 \quad x_{2_5} := 0.234 \cdot \frac{10.5^2}{137.5} = 0.188 \quad x_{0_5} := 0.097 \cdot \frac{10.5^2}{137.5} = 0.078$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Экономический расчет в программе MathCad 15

Расчет капиталовложений

$$\begin{aligned}
 k_{И} &:= 6.19 & l_{ВЛ} &:= 7.7 & K_{0КЛ} &:= 7200 & K_{стрРУ} &:= 1.173 \\
 K_{0ВЛ} &:= 1926 & l_{КЛ} &:= 2.5 & K_{стрКЛ} &:= 1.244 \\
 K_{стрВЛ} &:= 1.173 & S_{уд} &:= 115 & K_{РУ} &:= 11000 \\
 K_{Р} &:= 1.2 & K_{осв.уд} &:= 100 & n_{яч} &:= 15 & K_{пост} &:= 12000
 \end{aligned}$$

$$K_{ВЛ} := [(K_{0ВЛ} \cdot l_{ВЛ} \cdot 2) \cdot K_{стрВЛ} \cdot K_{Р} + 2l_{ВЛ} \cdot S_{уд} \cdot K_{осв.уд}] \cdot k_{И} \cdot 10^3 = 1.355 \times 10^9$$

$$K_{КЛ} := [(K_{0КЛ} \cdot l_{КЛ} \cdot 4) \cdot K_{стрКЛ} \cdot K_{Р}] \cdot k_{И} \cdot 10^3 = 6.653 \times 10^8 \quad K_{ВЛ} + K_{КЛ} = 2.02 \times 10^9$$

$$K_{ПС} := (n_{яч} \cdot K_{РУ} \cdot K_{стрРУ} + K_{пост}) \cdot k_{И} \cdot 10^3 = 1.272 \times 10^9$$

$$K := K_{ВЛ} + K_{КЛ} + K_{ПС} = 3.292 \times 10^9$$

Расчет эксплуатационных издержек

$$I_{АМ} := \frac{K}{20} = 1.646 \times 10^8$$

$$\begin{aligned}
 \alpha_{эксвл} &:= 0.004 & \alpha_{амвл} &:= 0.028 \\
 \alpha_{экскл} &:= 0.02 & \alpha_{амкл} &:= 0.022 \\
 \alpha_{экспс110} &:= 0.018 & \alpha_{ампс110} &:= 0.067
 \end{aligned}$$

$$I_{ЭКС} := \alpha_{эксвл} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{экскл} \cdot K_{КЛ} + \alpha_{экспс110} \cdot K_{ПС} = 4.163 \times 10^7 \text{ в год}$$

$$I_{АМ} := \alpha_{амвл} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{амкл} \cdot K_{КЛ} + \alpha_{ампс110} \cdot K_{ПС} = 1.378 \times 10^8$$

Потери в ВЛ

$$U_{НОМ} := 110$$

$$P_{эфЗ} := 277.9 \quad P_{эфЛ} := 236.2$$

$$R_{уд110} := 0.073$$

$$Q_{эфЗ} := 83.37 \quad Q_{эфЛ} := 70.86$$

$$T_{Л} := 2880$$

$$T_{З} := 5880$$

$$\begin{aligned}
 \Delta W_{ТЭЦ_ЗапСиб} &:= \frac{P_{эфЗ}^2 + Q_{эфЗ}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{уд110} \cdot T_{З} \dots = 4.043 \times 10^3 \\
 &+ \frac{P_{эфЛ}^2 + Q_{эфЛ}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{уд110} \cdot T_{Л}
 \end{aligned}$$

$$c_0 := 2270 \text{ руб/мВт*ч}$$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W_{ТЭЦ_ЗапСиб} = 9177179.684$$

$$И := I_{ЭКС} + I_{АМ} + I_{\Delta W} = 2.154 \times 10^8$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$З := 0.1 \cdot K + И = 5.447 \times 10^8$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Экономический расчет в программе MathCad 15

Расчет ЧДД

$$T_{\text{СТРОИТ}} := 1$$

$$K_{\text{Год}} := \frac{K}{T_{\text{СТРОИТ}}} = 3.292 \times 10^9 \quad I_{\text{Год}} := \frac{I}{19} = 1.134 \times 10^7$$

$$P_{\text{срЗ}} := 241.7$$

$$P_{\text{срЛ}} := 205.4$$

$$T_{\text{max}} := 5880$$

$$T_{\text{min}} := 2880$$

$$\mathcal{E}_{\text{получ}} := P_{\text{срЗ}} \cdot T_{\text{max}} + P_{\text{срЛ}} \cdot T_{\text{min}} = 2.013 \times 10^6$$

$$D := \mathcal{E}_{\text{получ}} \cdot 2270 = 4.569 \times 10^9$$

$$Z_1 := (-K_{\text{Год}} - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-1} = -3.304 \times 10^9$$

$$Z_2 := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-2} = 4.143 \times 10^9$$

Срок окупаемости: 2 года

Максимальный режим сети

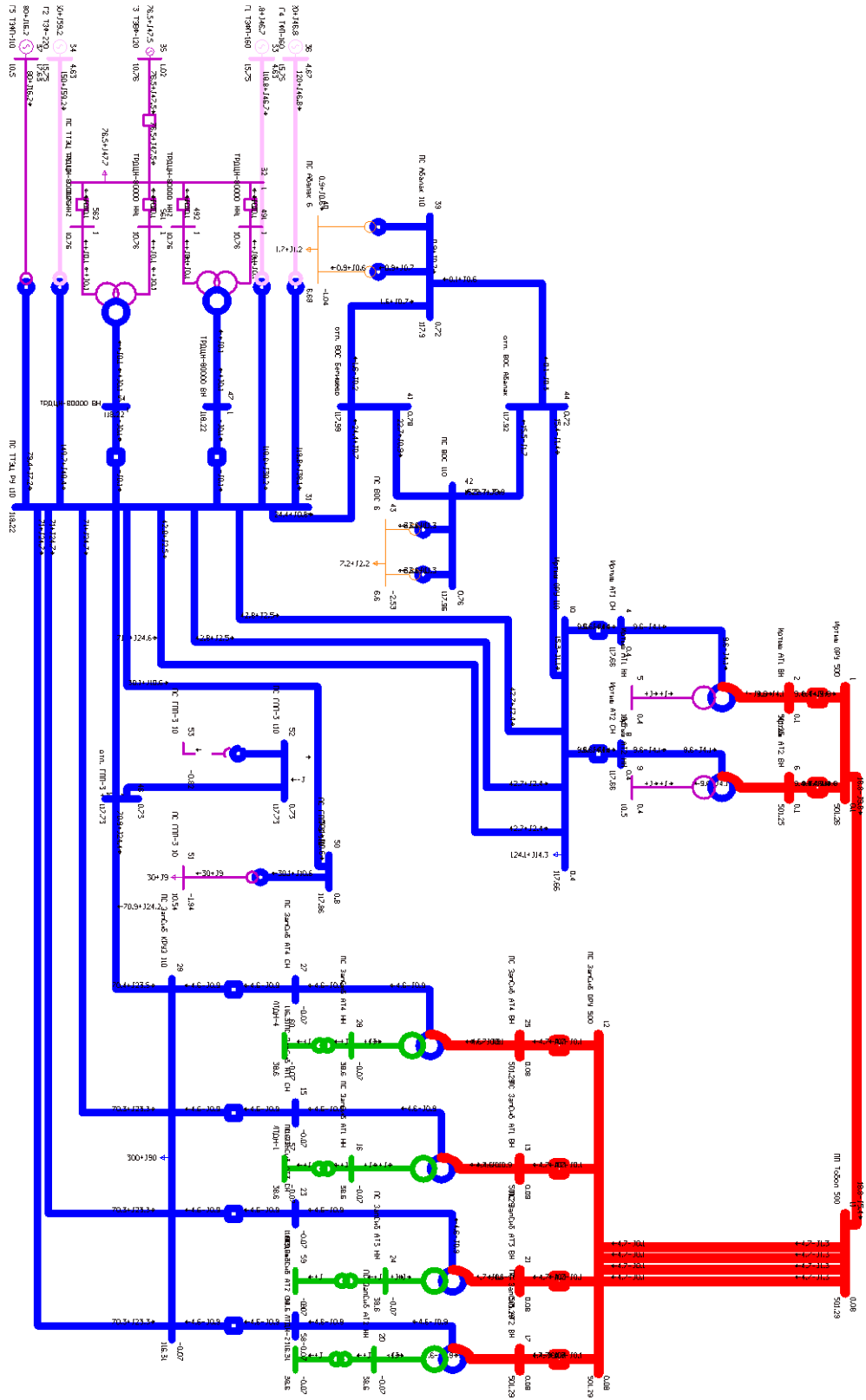


Рисунок В.1 – Графика сети в максимальном режиме

Продолжение Приложения В Расчет в ПВК RastrWin 3

Таблица В.1 – Узлы в максимальном режиме

S	Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_mi	Q_max	V	dV
	Нагр	1	Иртыш ОРУ 500	500	1								501.26	0.25
	Нагр	2	Иртыш АТ1 ВН	500	1								501.25	0.25
	Нагр	3	Иртыш АТ1 ср.т	500	1								499.94	-0.01
	Нагр	4	Иртыш АТ1 СН	110	1								117.66	6.97
	Нагр	5	Иртыш АТ1 НН	10	1								10.5	-0.01
	Нагр	6	Иртыш АТ2 ВН	500	1								501.25	0.25
	Нагр	7	Иртыш АТ2 ср.т	500	1								499.94	-0.01
	Нагр	8	Иртыш АТ2 СН	110	1								117.66	6.97
	Нагр	9	Иртыш АТ2 НН	10	1								10.5	-0.01
	Нагр	10	Иртыш ОРУ 110	110	1	124.1	14.3						117.66	6.97
	Нагр	11	ПП Тобол 500	500	1								501.29	0.26
	Нагр	12	ПС ЗапСиб ОРУ 500	500	1								501.29	0.26
	Нагр	13	ПС ЗапСиб АТ1 ВН	500	1								501.29	0.26
	Нагр	14	ПС ЗапСиб АТ1 ср.т	500	1								501.32	0.26
	Нагр	15	ПС ЗапСиб АТ1 СН	110	1								116.31	5.74
	Нагр	16	ПС ЗапСиб АТ1 НН	35	1								38.69	10.29
	Нагр	17	ПС ЗапСиб АТ2 ВН	500	1								501.29	0.26
	Нагр	18	ПС ЗапСиб АТ2 ср.т	500	1								501.32	0.26
	Нагр	19	ПС ЗапСиб АТ2 СН	110	1								116.31	5.74
	Нагр	20	ПС ЗапСиб АТ2 НН	35	1								38.69	10.29

Продолжение Приложения В Расчет в ПБК RastrWin 3

Продолжение таблицы В.1

S	Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_мп	Q_ма	V	dV
	Нагр	21	ПС ЗапСиб АТЗ ВН	500	1								501.29	0.26
	Нагр	22	ПС ЗапСиб АТЗ ср.т	500	1								501.32	0.26
	Нагр	23	ПС ЗапСиб АТЗ СН	110	1								116.31	5.74
	Нагр	24	ПС ЗапСиб АТЗ НН	35	1								38.6	10.29
	Нагр	25	ПС ЗапСиб АТ4 ВН	500	1								501.29	0.26
	Нагр	26	ПС ЗапСиб АТ4 ср.т	500	1								501.32	0.26
	Нагр	27	ПС ЗапСиб АТ4 СН	110	1								116.31	5.74
	Нагр	28	ПС ЗапСиб АТ4 НН	35	1								38.6	10.29
	Нагр	29	ПС ЗапСиб КРУЭ 110	110	1	300	90						116.31	5.74
	Нагр	31	ПС ТТЭЦ РУ 110	110	1								118.22	7.48
	Нагр	32	ПС ТТЭЦ РУ 10	10	1	76.5	47.7						10.76	2.44
	База	33	ТТЭЦ Г1 ТЗФП- 160	16	1			118.8	46.7	15.8			15.75	
	Ген	34	ТТЭЦ Г2 ТЗФ-220	16	1			150	59.2	15.8	-105	210	15.75	
	Ген	35	ТТЭЦ Г3 ТЗВФ- 120	10	1			76.5	47.5	10.8	-50	100	10.76	2.46
	Ген	36	ТТЭЦ Г4 ТФП-160	16	1			120	46.8	15.8	-80	160	15.75	
	Ген	37	ТТЭЦ Г5 ТЗФП- 110	10	1			80	16.2	10.5	-55	110	10.5	
	Нагр	39	ПС Абалак 110	110	1								117.9	7.18
	Нагр	40	ПС Абалак 6	7	1	1.7	1.2						6.68	1.21
	Нагр	41	отп. ВОС Бегишево	110	1								117.99	7.27

Продолжение Приложения В Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы В.1

S	Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV
	Нагр	42	ПС ВОС 110	110	1								117.96	7.24
	Нагр	43	ПС ВОС 6	7	1	7.2	2.2						6.6	0.04
	Нагр	44	отп. ВОС Абалак	110	1								117.92	7.20
	Нагр	46	отп. ГПП-3	110	1								117.73	7.02
	Нагр	50	ПС ГПП-3 110	110	1								117.86	7.14
	Нагр	52	ПС ГПП-3 110	110	1								117.73	7.02
	Нагр	51	ПС ГПП-3 10	10	1	30	9						10.54	0.35
X	Нагр	53	ПС ГПП-3 10	10	1									
	Нагр	57	ЛТДН-1	38	1								38.6	0.26
	Нагр	58	ЛТДН-2	38	1								38.6	0.26
	Нагр	59	ЛТДН-3	38	1								38.6	0.26
	Нагр	60	ЛТДН-4	38	1								38.6	0.26
	Нагр	47	ТРДЦН-80000 ВН	110	1								118.22	7.48
	Нагр	48	ТРДЦН-80000 ср.г	110	1								118.21	7.46
	Нагр	491	ТРДЦН-80000 НН1	10	1								10.76	2.44
	Нагр	492	ТРДЦН-80000 НН2	10	1								10.76	2.44
	Нагр	54	ТРДЦН-80000 ВН	110	1								118.22	7.48
	Нагр	55	ТРДЦН-80000 ср.г	110	1								118.21	7.46
	Нагр	561	ТРДЦН-80000 НН1	10	1								10.76	2.44
	Нагр	562	ТРДЦН-80000 НН2	10	1								10.76	2.44

Продолжение Приложения В Расчет в ПВК RastrWin 3

Таблица В.2 – Токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Идоп_25	Идоп_расч	I/I_dop
1	11	Иртыш ОРУ 500 - ПП Тобол 500	24	23	ВН	1,650.00	1,650.00	1.5
11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	6	5	ВН	2,070.00	2,070.00	0.3
11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	6	5	ВН	2,070.00	2,070.00	0.3
11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	6	5	ВН	2,070.00	2,070.00	0.3
11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	6	5	ВН	2,070.00	2,070.00	0.3
44	42	отп. ВОС Абалак - ПС ВОС 110	76	76	ВН	330	330	23.1
41	42	отп. ВОС Бегишево - ПС ВОС 110	111	111	ВН	330	330	33.8
31	41	ПС ТТЭЦ РУ 110 - отп. ВОС Бегишево	119	119	ВН	450	450	26.5
39	41	ПС Абалак 110 - отп. ВОС Бегишево	9	8	ВН	450	450	2
31	50	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ГПП-3 110	156	156	ВН	510	510	30.6
44	10	отп. ВОС Абалак - Иртыш ОРУ 110	76	75	ВН	450	450	16.8
39	44	ПС Абалак 110 - отп. ВОС Абалак	3	2	ВН	450	450	0.6
31	46	ПС ТТЭЦ РУ 110 - отп. ГПП-3	367	368	ВН	825	825	44.5
46	29	отп. ГПП-3 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	368	368	ВН	825	825	44.6
31	29	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	367	368	ВН	825	825	44.6
31	29	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	367	368	ВН	825	825	44.6
31	29	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	367	368	ВН	825	825	44.6
52	46	ПС ГПП-3 110 - отп. ГПП-3	0	1	ВН	510	510	0.2
31	10	ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	210	210	ВН	825	825	25.4
31	10	ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	210	210	ВН	825	825	25.4
31	10	ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	210	210	ВН	825	825	25.4

Таблица В.3 – Токовая нагрузка трансформаторов

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Идоп_25	Идоп_расч	I/I_dop
14	15	ПС ЗапСиб АТ1 ср.т - ПС ЗапСиб АТ1 СН	5	23	1,192.0 0	1,192.00	0.4
18	19	ПС ЗапСиб АТ2 ср.т - ПС ЗапСиб АТ2 СН	5	23	1,192.0 0	1,192.00	0.4
22	23	ПС ЗапСиб АТ3 ср.т - ПС ЗапСиб АТ3 СН	5	23	1,192.0 0	1,192.00	0.4
26	27	ПС ЗапСиб АТ4 ср.т - ПС ЗапСиб АТ4 СН	5	23	1,192.0 0	1,192.00	0.4

Продолжение Приложения В Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы В.3

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Идоп_25	Идоп_рас ч	I/I_доп
39	40	ПС Абалак 110 - ПС Абалак 6	5	92	13	13	41.3
39	40	ПС Абалак 110 - ПС Абалак 6	5	92	13	13	41.3
50	51	ПС ГПП-3 110 - ПС ГПП-3 10	156	1,716	316.3	316.3	49.4
42	43	ПС ВОС 110 - ПС ВОС 6	19	330	31	31	60.9
42	43	ПС ВОС 110 - ПС ВОС 6	19	330	31	31	60.9
31	33	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г1 ТЗФП-160	608	4,680	954.3	954.3	63.8
31	36	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г4 ТФП- 160	614	4,721	954.3	954.3	64.3
31	34	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г2 ТЗФ- 220	768	5,911	1,192.8 0	1,192.80	64.4
31	37	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г5 ТЗФП-110	389	4,488	596.4	596.4	65.2

Таблица В.4 – Ветви в максимальном режиме

S	Тип	N_на ч	N_ко н	Название	R	X	B	Кт/г	N_ан ц	БД_ан ц	P_на ч	Q_на ч
	ЛЭП	1	11	Иртыш ОРУ 500 - ПП Тобол 500	0.3 7	3.28	- 17. 5				-19	10
	ЛЭП	11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	0.0 9	0.82	-4.8				-5	1
	ЛЭП	11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	0.0 9	0.82	-4.8				-5	1
	ЛЭП	11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	0.0 9	0.82	-4.8				-5	1
	ЛЭП	11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	0.0 9	0.82	-4.8				-5	1
	Тр-р	3	2	Иртыш АТ1 ср.т - Иртыш АТ1 ВН	1.3 4	137. 5	3	1			-10	4
	Тр-р	3	4	Иртыш АТ1 ср.т - Иртыш АТ1 СН	1.3 4			0.23 5	11	1	10	-4
	Тр-р	3	5	Иртыш АТ1 ср.т - Иртыш АТ1 НН	3.3 5	192. 5		0.02 1			0	0
	Тр-р	7	6	Иртыш АТ2 ср.т - Иртыш АТ2 ВН	1.3 4	137. 5	3	1			-10	4
	Тр-р	7	8	Иртыш АТ2 ср.т - Иртыш АТ2 СН	1.3 4			0.23 5	11	1	10	-4
	Тр-р	7	9	Иртыш АТ2 ср.т - Иртыш АТ2 НН	3.3 5	192. 5		0.02 1			0	0

Продолжение Приложения В Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы В.4

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач
	Выкл	4	10	Иртыш АТ1 СН - Иртыш ОРУ 110							10	-4
	Выкл	8	10	Иртыш АТ2 СН - Иртыш ОРУ 110							10	-4
	Выкл	12	13	ПС ЗапСиб ОРУ 500 - ПС ЗапСиб АТ1 ВН							-5	0
	Выкл	12	17	ПС ЗапСиб ОРУ 500 - ПС ЗапСиб АТ2 ВН							-5	0
	Выкл	12	21	ПС ЗапСиб ОРУ 500 - ПС ЗапСиб АТ3 ВН							-5	0
	Выкл	12	25	ПС ЗапСиб ОРУ 500 - ПС ЗапСиб АТ4 ВН							-5	0
	Тр-р	14	13	ПС ЗапСиб АТ1 ср.т - ПС ЗапСиб АТ1 ВН	1.34	137. 5	3	1			5	-1
	Тр-р	14	15	ПС ЗапСиб АТ1 ср.т - ПС ЗапСиб АТ1 СН	1.34			0.23 2	12	1	-5	1
	Тр-р	14	16	ПС ЗапСиб АТ1 ср.т - ПС ЗапСиб АТ1 НН	3.35	192. 5		0.07 7			0	0
	Тр-р	18	17	ПС ЗапСиб АТ2 ср.т - ПС ЗапСиб АТ2 ВН	1.34	137. 5	3	1			5	-1
	Тр-р	18	19	ПС ЗапСиб АТ2 ср.т - ПС ЗапСиб АТ2 СН	1.34			0.23 2	12	1	-5	1
	Тр-р	18	20	ПС ЗапСиб АТ2 ср.т - ПС ЗапСиб АТ2 НН	3.35	192. 5		0.07 7			0	0
	Тр-р	22	21	ПС ЗапСиб АТ3 ср.т - ПС ЗапСиб АТ3 ВН	1.34	137. 5	3	1			5	-1
	Тр-р	22	23	ПС ЗапСиб АТ3 ср.т - ПС ЗапСиб АТ3 СН	1.34			0.23 2	12	1	-5	1

Продолжение Приложения В Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы В.4

S	Тип	N_на ч	N_ко н	Название	R	X	B	Kт/г	N_ан ц	БД_ан ц	P_на ч	Q_на ч
	Тр-р	22	24	ПС ЗапСиб АТ3 ср.т - ПС ЗапСиб АТ3 НН	3.3 5	192. 5		0.07 7			0	0
	Тр-р	26	25	ПС ЗапСиб АТ4 ср.т - ПС ЗапСиб АТ4 ВН	1.3 4	137. 5	3	1			5	-1
	Тр-р	26	27	ПС ЗапСиб АТ4 ср.т - ПС ЗапСиб АТ4 СН	1.3 4			0.23 2	12	1	-5	1
	Тр-р	26	28	ПС ЗапСиб АТ4 ср.т - ПС ЗапСиб АТ4 НН	3.3 5	192. 5		0.07 7			0	0
	Вык л	32	35	ПС ТТЭЦ РУ 10 - ТТЭЦ Г3 ТЗВФ-120							77	47
	Тр-р	31	33	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г1 ТЗФП-160	0.2	7.7		0.13			119	38
	Тр-р	31	34	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г2 ТЗФ-220	0.1 5	6.1		0.13			150	48
	Тр-р	31	36	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г4 ТФП-160	0.2	7.7		0.13			120	38
	Тр-р	31	37	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г5 ТЗФП-110	1.4	51.5		0.08 7			79	-7
	ЛЭП	44	42	отп. ВОС Абалак - ПС ВОС 110	0.4	0.58	-3.5				15	-2
	ЛЭП	41	42	отп. ВОС Бегишево - ПС ВОС 110	0.1 7	0.24	-1.4				-23	-1
	Вык л	1	2	Иртыш ОРУ 500 - Иртыш АТ1 ВН							9	-5
	Вык л	1	6	Иртыш ОРУ 500 - Иртыш АТ2 ВН							9	-5
	ЛЭП	31	41	ПС ТТЭЦ РУ 110 - отп. ВОС Бегишево	1.0 5	2.28	-14				-24	-1
	ЛЭП	39	41	ПС Абалак 110 - отп. ВОС Бегишево	4.9 7	10.2 3	- 65. 9				2	1
	ЛЭП	31	50	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ГПП-3 110	0.7 5	1.95	-13				-30	-11
	Вык л	29	15	ПС ЗапСиб КРУЭ 110 - ПС ЗапСиб АТ1 СН							5	-1

Продолжение Приложения В Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы В.4

S	Тип	N_на ч	N_ко н	Название	R	X	B	Кт/г	N_ан ц	БД_ан ц	P_на ч	Q_на ч
	Выкл	29	19	ПС ЗапСиб КРУЭ 110 - ПС ЗапСиб АТ2 СН							5	-1
	Выкл	29	23	ПС ЗапСиб КРУЭ 110 - ПС ЗапСиб АТ3 СН							5	-1
	Выкл	29	27	ПС ЗапСиб КРУЭ 110 - ПС ЗапСиб АТ4 СН							5	-1
	ЛЭП	44	10	отп. ВОС Абалак - Иртыш ОРУ 110	2.34	4.81	-31				-15	1
	ЛЭП	39	44	ПС Абалак 110 - отп. ВОС Абалак	4.79	10.1 8	-63				0	1
	Тр-р	50	51	ПС ГПП-3 110 - ПС ГПП-3 10	0.87	22		0.09 1			-30	-11
X	Тр-р	52	53	ПС ГПП-3 110 - ПС ГПП-3 10	0.87	22		0.09 1				
	Тр-р	42	43	ПС ВОС 110 - ПС ВОС 6	14.7	220. 4		0.05 7			-4	-1
	Тр-р	42	43	ПС ВОС 110 - ПС ВОС 6	14.7	220. 4		0.05 7			-4	-1
	Тр-р	39	40	ПС Абалак 110 - ПС Абалак 6	42.6	508. 2		0.05 8	13	3	-1	-1
	Тр-р	39	40	ПС Абалак 110 - ПС Абалак 6	42.6	508. 2		0.05 8	13	3	-1	-1
	ЛЭП	31	46	ПС ТТЭЦ РУ 110 - отп. ГПП-3	0.45	1.1	-7.2				-71	-25
	ЛЭП	46	29	отп. ГПП-3 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	1.28	3.13	- 20. 7				-71	-24
	ЛЭП	31	29	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	1.73	4.23	- 27. 9				-71	-25
	ЛЭП	31	29	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	1.73	4.23	- 27. 9				-71	-25
	ЛЭП	31	29	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	1.73	4.23	- 27. 9				-71	-25
	ЛЭП	52	46	ПС ГПП-3 110 - отп. ГПП-3	0.72	1.86	- 12. 4				0	0

Продолжение Приложения В Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы В.4

S	Тип	N_на ч	N_ко н	Название	R	X	B	Кт/г	N_ан ц	БД_ан ц	P_на ч	Q_на ч
	ЛЭП	31	10	ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	1.35	3.51	-23				-43	-3
	ЛЭП	31	10	ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	1.35	3.51	-23				-43	-3
	ЛЭП	31	10	ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	1.35	3.51	-23				-43	-3
	Тр-р	16	57	ПС ЗапСиб АТ1 НН - ЛТДН-1				1	7	2	0	0
	Тр-р	20	58	ПС ЗапСиб АТ2 НН - ЛТДН-2				1	7	2	0	0
	Тр-р	24	59	ПС ЗапСиб АТ3 НН - ЛТДН-3				1	7	2	0	0
	Тр-р	28	60	ПС ЗапСиб АТ4 НН - ЛТДН-4				1	7	2	0	0
	Выкл	31	47	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТРДЦН- 80000 ВН							0	0
	Выкл	31	54	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТРДЦН- 80000 ВН							0	0
	Тр-р	48	47	ТРДЦН-80000 ср.т - ТРДЦН- 80000 ВН	0.6	17.4		1			0	0
	Тр-р	48	491	ТРДЦН-80000 ср.т - ТРДЦН- 80000 НН1	0.6	17.4		0.09 1			0	0
	Тр-р	48	492	ТРДЦН-80000 ср.т - ТРДЦН- 80000 НН2	0.6	17.4		0.09 1			0	0
	Тр-р	55	54	ТРДЦН-80000 ср.т - ТРДЦН- 80000 ВН	0.6	17.4		1			0	0
	Тр-р	55	561	ТРДЦН-80000 ср.т - ТРДЦН- 80000 НН1	0.6	17.4		0.09 1			0	0
	Тр-р	55	562	ТРДЦН-80000 ср.т - ТРДЦН- 80000 НН2	0.6	17.4		0.09 1			0	0
	Выкл	561	32	ТРДЦН-80000 НН1 - ПС ТТЭЦ РУ 10							0	0
	Выкл	562	32	ТРДЦН-80000 НН2 - ПС ТТЭЦ РУ 10							0	0

Продолжение Приложения В Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы В.4

S	Тип	N_на ч	N_ко н	Название	R	X	B	Кт/г	N_ан ц	БД_ан ц	P_на ч	Q_на ч
	Выкл	491	32	ТРДЦН-80000 НН1 - ПС ТТЭЦ РУ 10							0	0
	Выкл	492	32	ТРДЦН-80000 НН2 - ПС ТТЭЦ РУ 10							0	0

Таблица В.5 – Потери в сети

Нр- н	Район	Pген	Pнаг	Dp	Pпот р	dP_ ЛЭП	dP_н агр	dP_ Тр	Dq	dP_п ост	dQ_ ЛЭП	dQ_ нагр	dQ_ Тр	dQ_ пост
1	Тобол ьский	545	540	5.88	545	3.5	4.95	1.46	52.3 9	0.92	8.6	62.4	53.8	- 10.0 4

Таблица В.6 – Анцапфы

N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Мест о	Кней т	V_нр	V_ре г	N_ан ц	Шаг	N_ан ц	Шаг
1	АТДЦН 250000	%	+	РПН	СН	1	500	121	8	- 1.375	8	1.475
2	ЛР	%	+	РПН	ВН	1	38.5	38.5	6	-2	6	2
3	ТМН- 2500/110	%	+	РПН	ВН	1	110	6.6	8	-1.5	10	1.5

Приложение Г Расчет в ПК RastWin 3

Минимальный режим сети

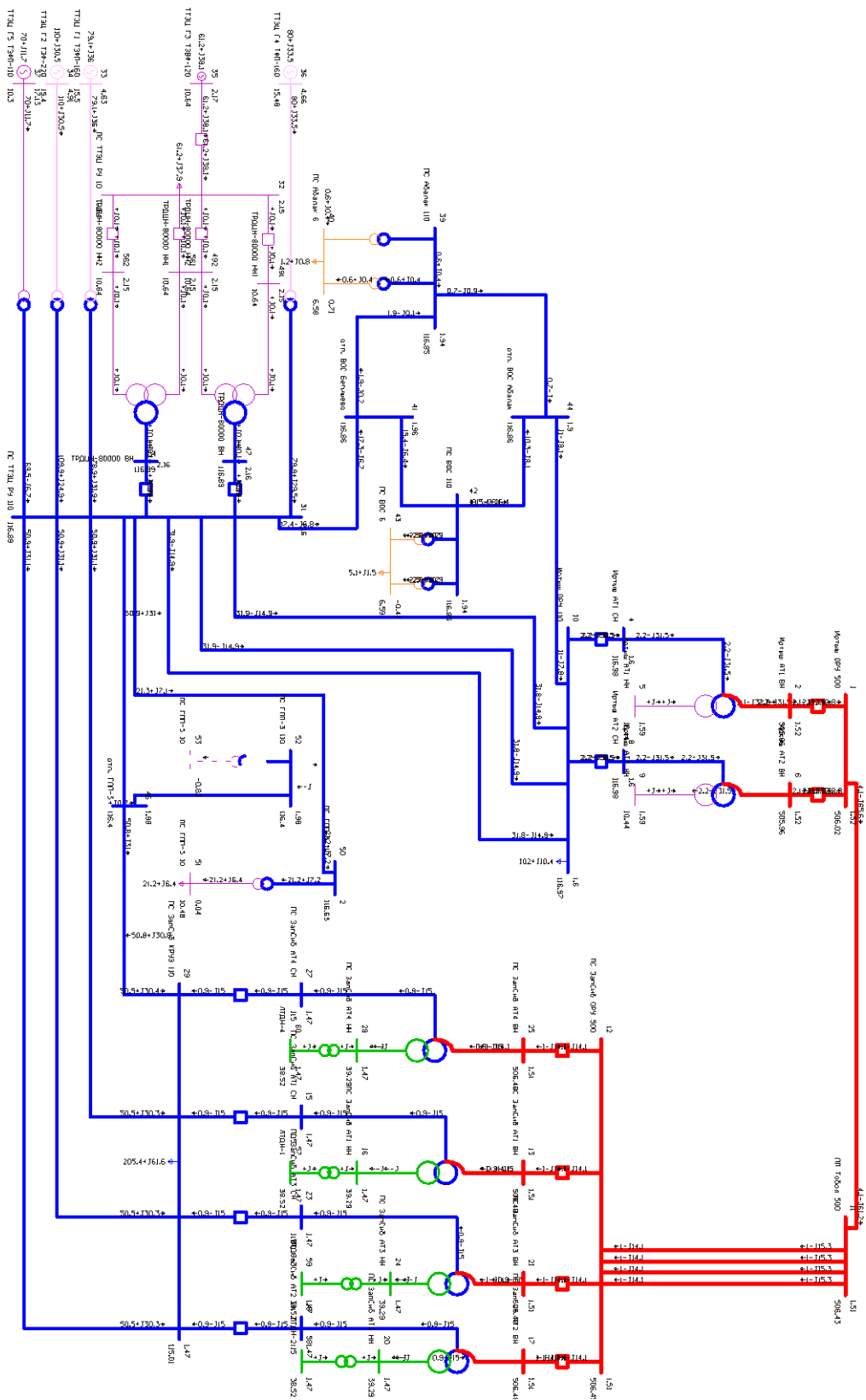


Рисунок Г.1 – Графика сети в минимальном режиме

Продолжение Приложения Г Расчет в ПВК RastrWin 3

Таблица Г.1 – Узлы в минимальном режиме

S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_mi	Q_ma	V	dV
	Нагр	1	Иртыш ОРУ 500	500								506.0 2	1.2
	Нагр	2	Иртыш АТ1 ВН	500								505.9 6	1.19
	Нагр	3	Иртыш АТ1 ср.т	500								497.0 4	-0.59
	Нагр	4	Иртыш АТ1 СН	110								116.9 8	6.34
	Нагр	5	Иртыш АТ1 НН	10								10.44	-0.59
	Нагр	6	Иртыш АТ2 ВН	500								505.9 6	1.19
	Нагр	7	Иртыш АТ2 ср.т	500								497.0 4	-0.59
	Нагр	8	Иртыш АТ2 СН	110								116.9 8	6.34
	Нагр	9	Иртыш АТ2 НН	10								10.44	-0.59
	Нагр	10	Иртыш ОРУ 110	110	102	10. 4						116.9 7	6.33
	Нагр	11	ПП Тобол 500	500								506.4 3	1.29
	Нагр	12	ПС ЗапСиб ОРУ 500	500								506.4 5	1.29
	Нагр	13	ПС ЗапСиб АТ1 ВН	500								506.4 8	1.3
	Нагр	14	ПС ЗапСиб АТ1 ср.т	500								510.2 9	2.06
	Нагр	15	ПС ЗапСиб АТ1 СН	110								115	4.55
	Нагр	16	ПС ЗапСиб АТ1 НН	35								39.29	12.2 6
	Нагр	17	ПС ЗапСиб АТ2 ВН	500								506.4 8	1.3
	Нагр	18	ПС ЗапСиб АТ2 ср.т	500								510.2 9	2.06
	Нагр	19	ПС ЗапСиб АТ2 СН	110								115	4.55
	Нагр	20	ПС ЗапСиб АТ2 НН	35								39.29	12.2 6
	Нагр	21	ПС ЗапСиб АТ3 ВН	500								506.4 8	1.3

Продолжение Приложения Г Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Г.1

S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_mi_n	Q_ma_x	V	dV
	Нагр	22	ПС ЗапСиб АТЗ ср.г	500								510.29	2.06
	Нагр	23	ПС ЗапСиб АТЗ СН	110								115	4.55
	Нагр	24	ПС ЗапСиб АТЗ НН	35								39.29	12.26
	Нагр	25	ПС ЗапСиб АТ4 ВН	500								506.48	1.3
	Нагр	26	ПС ЗапСиб АТ4 ср.г	500								510.29	2.06
	Нагр	27	ПС ЗапСиб АТ4 СН	110								115	4.55
	Нагр	28	ПС ЗапСиб АТ4 НН	35								39.29	12.26
	Нагр	29	ПС ЗапСиб КРУЭ 110	110	205.4	61.6						115.01	4.55
	Нагр	31	ПС ТТЭЦ РУ 110	110								116.89	6.26
	Нагр	32	ПС ТТЭЦ РУ 10	10	61.2	37.9						10.64	1.32
	База	33	ТТЭЦ Г1 ТЗФП- 160	16			79.1	36	15.5			15.5	-1.59
	Ген	34	ТТЭЦ Г2 ТЗФ-220	16			110	30.5	15.4	-105	210	15.4	-2.22
	Ген	35	ТТЭЦ Г3 ТЗВФ- 120	10			61.2	38.1	10.6	-50	100	10.64	1.34
	Ген	36	ТТЭЦ Г4 ТФП-160	16			80	33.5	15.5	-80	160	15.48	-1.71
	Ген	37	ТТЭЦ Г5 ТЗФП- 110	10			70	11.7	10.3	-55	110	10.3	-1.9
	Нагр	39	ПС Абалак 110	110								116.85	6.22
	Нагр	40	ПС Абалак 6	7	1.2	0.8						6.58	-0.31

Продолжение Приложения Г Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Г.1

S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_мип	Q_мах	V	dV
	Нагр	41	отп. ВОС Бегишево	110								116.8 6	6.24
	Нагр	42	ПС ВОС 110	110								116.8 5	6.23
	Нагр	43	ПС ВОС 6	7	5.1	1.5						6.59	- 0.17
	Нагр	44	отп. ВОС Абалак	110								116.8 6	6.23
	Нагр	46	отп. ГПП- 3	110								116.4	5.82
	Нагр	50	ПС ГПП-3 110	110								116.6 3	6.03
	Нагр	52	ПС ГПП-3 110	110								116.4	5.82
	Нагр	51	ПС ГПП-3 10	10	21.2	6.4						10.48	- 0.18
X	Нагр	53	ПС ГПП-3 10	10									
	Нагр	57	ЛТДН-1	38								38.52	0.06
	Нагр	58	ЛТДН-2	38								38.52	0.06
	Нагр	59	ЛТДН-3	38								38.52	0.06
	Нагр	60	ЛТДН-4	38								38.52	0.06
	Нагр	47	ТРДЦН- 80000 ВН	110								116.8 9	6.26
	Нагр	48	ТРДЦН- 80000 ср.г	110								116.9	6.27
	Нагр	491	ТРДЦН- 80000 НН1	10								10.64	1.32
	Нагр	492	ТРДЦН- 80000 НН2	10								10.64	1.32
	Нагр	54	ТРДЦН- 80000 ВН	110								116.8 9	6.26
	Нагр	55	ТРДЦН- 80000 ср.г	110								116.9	6.27
	Нагр	561	ТРДЦН- 80000 НН1	10								10.64	1.32
	Нагр	562	ТРДЦН- 80000 НН2	10								10.64	1.32

Продолжение Приложения Г Расчет в ПВК RastrWin 3

Таблица Г.2 – Токовая нагрузка ЛЭП в минимальном режиме

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Идоп_25	I/I_dop
1	11	Иртыш ОРУ 500 - ПП Тобол 500	75	70	1,650.00	4.5
11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	17	16	2,070.00	0.8
11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	17	16	2,070.00	0.8
11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	17	16	2,070.00	0.8
11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	17	16	2,070.00	0.8
44	42	отп. ВОС Абалак - ПС ВОС 110	65	65	330	19.6
41	42	отп. ВОС Бегишево - ПС ВОС 110	82	82	330	25
31	41	ПС ТТЭЦ РУ 110 - отп. ВОС Бегишево	92	92	450	20.5
39	41	ПС Абалак 110 - отп. ВОС Бегишево	10	10	450	2.1
31	50	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ГПП-3 110	111	111	510	21.8
44	10	отп. ВОС Абалак - Иртыш ОРУ 110	68	66	450	15
39	44	ПС Абалак 110 - отп. ВОС Абалак	6	4	450	1.3
31	46	ПС ТТЭЦ РУ 110 - отп. ГПП-3	295	295	825	35.7
46	29	отп. ГПП-3 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	295	296	825	35.9
31	29	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	295	296	825	35.8
31	29	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	295	296	825	35.8
31	29	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	295	296	825	35.8
52	46	ПС ГПП-3 110 - отп. ГПП-3	0	1	510	0.2
31	10	ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	174	174	825	21.1
31	10	ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	174	174	825	21.1
31	10	ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	174	174	825	21.1

Таблица Г.3 – Токовая нагрузка трансформаторов в минимальном режиме

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Идоп_25	I/I_dop
31	34	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г2 ТЗФ-220	556	4,280	1,192.80	46.6
26	27	ПС ЗапСиб АТ4 ср.т - ПС ЗапСиб АТ4 СН	17	75	1,192.00	1.4
26	25	ПС ЗапСиб АТ4 ср.т - ПС ЗапСиб АТ4 ВН	17	16	1,192.00	1.4
22	23	ПС ЗапСиб АТ3 ср.т - ПС ЗапСиб АТ3 СН	17	75	1,192.00	1.4
22	21	ПС ЗапСиб АТ3 ср.т - ПС ЗапСиб АТ3 ВН	17	16	1,192.00	1.4
18	19	ПС ЗапСиб АТ2 ср.т - ПС ЗапСиб АТ2 СН	17	75	1,192.00	1.4
18	17	ПС ЗапСиб АТ2 ср.т - ПС ЗапСиб АТ2 ВН	17	16	1,192.00	1.4
14	15	ПС ЗапСиб АТ1 ср.т - ПС ЗапСиб АТ1 СН	17	75	1,192.00	1.4
14	13	ПС ЗапСиб АТ1 ср.т - ПС ЗапСиб АТ1 ВН	17	16	1,192.00	1.4
31	36	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г4 ТФП-160	421	3,235	954.3	44.1
31	33	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г1 ТЗФП-160	421	3,235	954.3	44.1
31	37	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г5 ТЗФП-110	345	3,978	596.4	57.8
50	51	ПС ГПП-3 110 - ПС ГПП-3 10	111	1,220	316.3	35.1
42	43	ПС ВОС 110 - ПС ВОС 6	13	233	31	43
42	43	ПС ВОС 110 - ПС ВОС 6	13	233	31	43
39	40	ПС Абалак 110 - ПС Абалак 6	4	63	13	27.9
39	40	ПС Абалак 110 - ПС Абалак 6	4	63	13	27.9

Продолжение Приложения Г Расчет в ПВК RastrWin 3

Таблица Г.3 – Ветви в максимальном режиме

S	Тип	N_н	N_к	Название	R	X	B	Kт/г	N_ан ц	БД_ан ц	P_на ч	Q_на ч	I ма х	I загр .
	ЛЭ П	1	11	Иртыш ОРУ 500 - ПП Тобол 500	0.3 7	3.28	- 17. 5				-4	66	75	4.5
	ЛЭ П	11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	0.0 9	0.82	- 4.8				-1	15	17	0.8
	ЛЭ П	11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	0.0 9	0.82	- 4.8				-1	15	17	0.8
	ЛЭ П	11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	0.0 9	0.82	- 4.8				-1	15	17	0.8
	ЛЭ П	11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	0.0 9	0.82	- 4.8				-1	15	17	0.8
	Тр-р	3	2	Иртыш АТ1 ср.т - Иртыш АТ1 ВН	1.3 4	137. 5	3	1			-2	31	37	
	Тр-р	3	4	Иртыш АТ1 ср.т - Иртыш АТ1 СН	1.3 4			0.23 5	11	1	2	-31	37	
	Тр-р	3	5	Иртыш АТ1 ср.т - Иртыш АТ1 НН	3.3 5	192. 5		0.02 1			0	0	0	
	Тр-р	7	6	Иртыш АТ2 ср.т - Иртыш АТ2 ВН	1.3 4	137. 5	3	1			-2	31	37	
	Тр-р	7	8	Иртыш АТ2 ср.т - Иртыш АТ2 СН	1.3 4			0.23 5	11	1	2	-31	37	
	Тр-р	7	9	Иртыш АТ2 ср.т - Иртыш АТ2 НН	3.3 5	192. 5		0.02 1			0	0	0	
	Вык л	4	10	Иртыш АТ1 СН - Иртыш ОРУ 110							2	-31	156	
	Вык л	8	10	Иртыш АТ2 СН - Иртыш ОРУ 110							2	-31	156	

Продолжение Приложения Г Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Г.4

S	Тип	N_н	N_к	Название	R	X	B	Кт/г	N_ан ц	БД_ан ц	P_на ч	Q_на ч	I max	I загр.
	Выкл	12	13	ПС ЗапСиб ОРУ 500 - ПС ЗапСиб АТ1 ВН							-1	14	16	
	Выкл	12	17	ПС ЗапСиб ОРУ 500 - ПС ЗапСиб АТ2 ВН							-1	14	16	
	Выкл	12	21	ПС ЗапСиб ОРУ 500 - ПС ЗапСиб АТ3 ВН							-1	14	16	
	Выкл	12	25	ПС ЗапСиб ОРУ 500 - ПС ЗапСиб АТ4 ВН							-1	14	16	
	Тр-р	14	13	ПС ЗапСиб АТ1 ср.т - ПС ЗапСиб АТ1 ВН	1.3 4	137. 5	3	1			1	-15	17	1.4
	Тр-р	14	15	ПС ЗапСиб АТ1 ср.т - ПС ЗапСиб АТ1 СН	1.3 4			0.22 5	14	1	-1	15	17	1.4
	Тр-р	14	16	ПС ЗапСиб АТ1 ср.т - ПС ЗапСиб АТ1 НН	3.3 5	192. 5		0.07 7			0	0	0	
	Тр-р	18	17	ПС ЗапСиб АТ2 ср.т - ПС ЗапСиб АТ2 ВН	1.3 4	137. 5	3	1			1	-15	17	1.4
	Тр-р	18	19	ПС ЗапСиб АТ2 ср.т - ПС ЗапСиб АТ2 СН	1.3 4			0.22 5	14	1	-1	15	17	1.4

Продолжение Приложения Г Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Г.4

S	Тип	N_н	N_к	Название	R	X	B	Кт/г	N_ан ц	БД_ан ц	P_на ч	Q_на ч	I max	I загр
	Тр-р	18	20	ПС ЗапСиб АТ2 ср.т - ПС ЗапСиб АТ2 НН	3.3 5	192. 5		0.07 7			0	0	0	
	Тр-р	22	21	ПС ЗапСиб АТ3 ср.т - ПС ЗапСиб АТ3 ВН	1.3 4	137. 5	3	1			1	-15	17	1.4
	Тр-р	22	23	ПС ЗапСиб АТ3 ср.т - ПС ЗапСиб АТ3 СН	1.3 4			0.22 5	14	1	-1	15	17	1.4
	Тр-р	22	24	ПС ЗапСиб АТ3 ср.т - ПС ЗапСиб АТ3 НН	3.3 5	192. 5		0.07 7			0	0	0	
	Тр-р	26	25	ПС ЗапСиб АТ4 ср.т - ПС ЗапСиб АТ4 ВН	1.3 4	137. 5	3	1			1	-15	17	1.4
	Тр-р	26	27	ПС ЗапСиб АТ4 ср.т - ПС ЗапСиб АТ4 СН	1.3 4			0.22 5	14	1	-1	15	17	1.4
	Тр-р	26	28	ПС ЗапСиб АТ4 ср.т - ПС ЗапСиб АТ4 НН	3.3 5	192. 5		0.07 7			0	0	0	
	Вык л	32	35	ПС ТТЭЦ РУ 10 - ТТЭЦ Г3 ТЗВФ-120							61	38	3,91 3	
	Тр-р	31	33	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г1 ТЗФП- 160	0.2	7.7		0.13			79	32	421	44.1

Продолжение Приложения Г Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Г.4

S	Тип	N_н	N_к	Название	R	X	B	Kт/г	N_ан ц	БД_ан ц	P_на ч	Q_на ч	I_ма х	I_загр .
	Тр-р	31	34	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г2 ТЗФ-220	0.1 5	6.1		0.13			110	25	556	46.6
	Тр-р	31	36	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г4 ТФП-160	0.2	7.7		0.13			80	29	421	44.1
	Тр-р	31	37	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г5 ТЗФП-110	1.4	51. 5		0.08 7			70	-7	345	57.8
	ЛЭ П	44	42	отп. ВОС Абалак - ПС ВОС 110	0.4	0.5 8	- 3.5				10	-8	65	19.6
	ЛЭ П	41	42	отп. ВОС Бегишево - ПС ВОС 110	0.1 7	0.2 4	- 1.4				-15	6	82	25
	Вык л	1	2	Иртыш ОРУ 500 - Иртыш АТ1 ВН							2	-33	38	
	Вык л	1	6	Иртыш ОРУ 500 - Иртыш АТ2 ВН							2	-33	38	
	ЛЭ П	31	41	ПС ТТЭЦ РУ 110 - отп. ВОС Бегишево	1.0 5	2.2 8	-14				-17	7	92	20.5
	ЛЭ П	39	41	ПС Абалак 110 - отп. ВОС Бегишево	1.0 3	2.1 3	- 13. 7				2	0	10	2.1
	ЛЭ П	31	50	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ГПП-3 110	0.7 5	1.9 5	-13				-21	-7	111	21.8
	Вык л	29	15	ПС ЗапСиб КРУЭ 110 - ПС ЗапСиб АТ1 СН							1	-15	75	
	Вык л	29	19	ПС ЗапСиб КРУЭ 110 - ПС ЗапСиб АТ2 СН							1	-15	75	

Продолжение Приложения Г Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Г.4

S	Тип	N_н	N_к	Название	R	X	B	Кт/г	N_ан ц	БД_ан ц	P_на ч	Q_на ч	I ма х	I загр .
	Выкл	29	23	ПС ЗапСиб КРУЭ 110 - ПС ЗапСиб АТЗ СН							1	-15	75	
	Выкл	29	27	ПС ЗапСиб КРУЭ 110 - ПС ЗапСиб АТ4 СН							1	-15	75	
	ЛЭП	44	10	отп. ВОС Абалак - Иртыш ОРУ 110	2.3 4	4.81	-31				-11	8	68	15
	ЛЭП	39	44	ПС Абалак 110 - отп. ВОС Абалак	4.7 9	10.1 8	-63				-1	1	6	1.3
	Тр-р	50	51	ПС ГПП-3 110 - ПС ГПП-3 10	0.8 7	22		0.09 1			-21	-7	111	35.1
x	Тр-р	52	53	ПС ГПП-3 110 - ПС ГПП-3 10	0.8 7	22		0.09 1						
	Тр-р	42	43	ПС ВОС 110 - ПС ВОС 6	14. 7	220. 4		0.05 7			-3	-1	13	43
	Тр-р	42	43	ПС ВОС 110 - ПС ВОС 6	14. 7	220. 4		0.05 7			-3	-1	13	43
	Тр-р	39	40	ПС Абалак 110 - ПС Абалак 6	42. 6	508. 2		0.05 7	14	3	-1	0	4	27.9
	Тр-р	39	40	ПС Абалак 110 - ПС Абалак 6	42. 6	508. 2		0.05 7	14	3	-1	0	4	27.9
	ЛЭП	31	46	ПС ТГЭЦ РУ 110 - отп. ГПП-3	0.4 5	1.1	- 7.2				-51	-31	295	35.7

Продолжение Приложения Г Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Г.4

S	Тип	N_н	N_к	Название	R	X	B	Кт/г	N_ан ц	БД_ан ц	P_на ч	Q_на ч	I тах	I загр .
	ЛЭ П	46	29	отп. ГПП-3 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	1.2 8	3.1 3	- 20. 7				-51	-31	296	35.9
	ЛЭ П	31	29	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	1.7 3	4.2 3	- 27. 9				-51	-31	296	35.8
	ЛЭ П	31	29	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	1.7 3	4.2 3	- 27. 9				-51	-31	296	35.8
	ЛЭ П	31	29	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	1.7 3	4.2 3	- 27. 9				-51	-31	296	35.8
	ЛЭ П	52	46	ПС ГПП-3 110 - отп. ГПП-3	0.7 2	1.8 6	- 12. 4				0	0	1	0.2
	ЛЭ П	31	10	ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	1.3 5	3.5 1	-23				-32	15	174	21.1
	ЛЭ П	31	10	ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	1.3 5	3.5 1	-23				-32	15	174	21.1
	ЛЭ П	31	10	ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	1.3 5	3.5 1	-23				-32	15	174	21.1

Продолжение Приложения Г Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Г.4

S	Тип	N_н	N_к	Название	R	X	B	Kт/г	N_ан ц	БД_ан ц	P_на ч	Q_на ч	I ма х	I загр .
	Тр-р	16	57	ПС ЗапСиб АТ1 НН - ЛТДН- 1				0.98	6	2	0	0	0	
	Тр-р	20	58	ПС ЗапСиб АТ2 НН - ЛТДН- 2				0.98	6	2	0	0	0	
	Тр-р	24	59	ПС ЗапСиб АТ3 НН - ЛТДН- 3				0.98	6	2	0	0	0	
	Тр-р	28	60	ПС ЗапСиб АТ4 НН - ЛТДН- 4				0.98	6	2	0	0	0	
	Вык л	31	47	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТРДЦН- 80000 ВН							0	0	1	
	Вык л	31	54	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТРДЦН- 80000 ВН							0	0	1	
	Тр-р	48	47	ТРДЦН- 80000 ср.т - ТРДЦН- 80000 ВН	0.6	17. 4		1			0	0	1	
	Тр-р	48	491	ТРДЦН- 80000 ср.т - ТРДЦН- 80000 НН1	0.6	17. 4		0.09 1			0	0	0	

Продолжение Приложения Г Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Г.4

S	Тип	N_н	N_к	Название	R	X	B	Kт/г	N_ан ц	БД_ан ц	P_на ч	Q_на ч	I ма х	I загр .
	Тр-р	48	492	ТРДЦН-80000 ср.т - ТРДЦН-80000 НН2	0.6	17.4		0.091			0	0	0	
	Тр-р	55	54	ТРДЦН-80000 ср.т - ТРДЦН-80000 ВН	0.6	17.4		1			0	0	1	
	Тр-р	55	561	ТРДЦН-80000 ср.т - ТРДЦН-80000 НН1	0.6	17.4		0.091			0	0	0	
	Тр-р	55	562	ТРДЦН-80000 ср.т - ТРДЦН-80000 НН2	0.6	17.4		0.091			0	0	0	
	Выкл	561	32	ТРДЦН-80000 НН1 - ПС ТТЭЦ РУ 10							0	0	3	
	Выкл	562	32	ТРДЦН-80000 НН2 - ПС ТТЭЦ РУ 10							0	0	3	
	Выкл	491	32	ТРДЦН-80000 НН1 - ПС ТТЭЦ РУ 10							0	0	3	
	Выкл	492	32	ТРДЦН-80000 НН2 - ПС ТТЭЦ РУ 10							0	0	3	

Продолжение Приложения Г Расчет в ПВК RastrWin 3

Таблица Г.5 – Анцапфы

N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	Кнейт	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	АТДЦТН 250000	%	+	РПН	СН	1	500	121	8	- 1.375	8	1.475
2	ЛР	%	+	РПН	ВН	1	38.5	38.5	6	-2	6	2
3	ТМН- 2500/110	%	+	РПН	ВН	1	110	6.6	8	-1.5	10	1.5

Таблица Г.6 – Потери в минимальном режиме

Нр-н	Район	Рген	Рнаг	Dr	Рпотр	dP_ЛЭП	dP_нагр	dP_Тр	dP_ост	dQ_ЛЭП	dQ_нагр	dQ_Тр	dQ_пост
1	Тобольский	400	396	4.16	400	2.28	3.21	0.93	0.94	5.64	40.53	34.89	-9.32

Приложение Д Расчет в ПСК RastWin 3

Послеаварийный режим сети

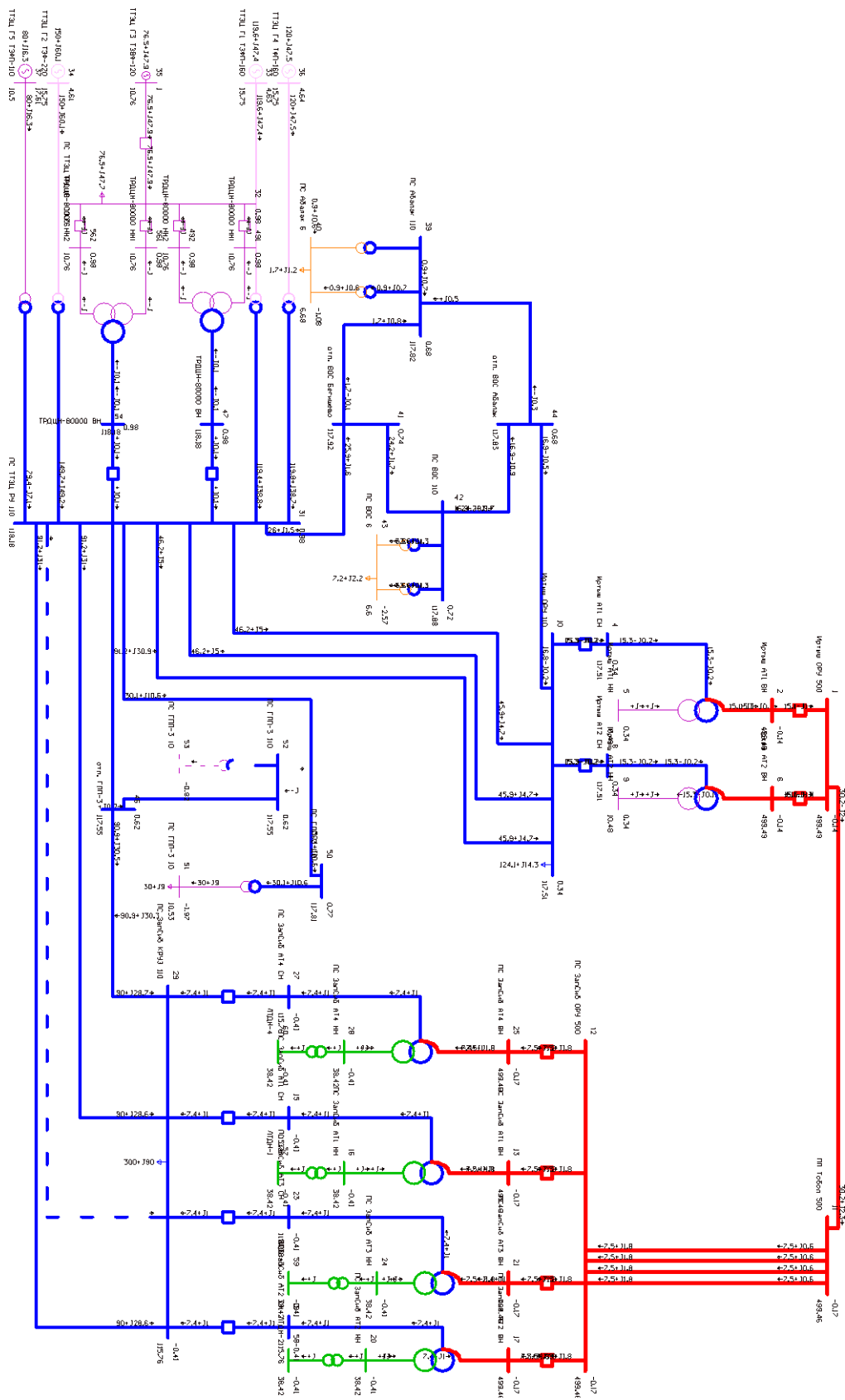


Рисунок Д.1 – Графика послеаварийного режима

Продолжение Приложения Д Расчет в ПВК RastrWin 3

Таблица Д.1 – Узлы в послеаварийном режиме

S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV
	Нагр	1	Иртыш ОРУ 500	500								499.49	-0.1
	Нагр	2	Иртыш АТ1 ВН	500								499.49	-0.1
	Нагр	3	Иртыш АТ1 ср.т	500								499.26	-0.15
	Нагр	4	Иртыш АТ1 СН	110								117.51	6.83
	Нагр	5	Иртыш АТ1 НН	10								10.48	-0.15
	Нагр	6	Иртыш АТ2 ВН	500								499.49	-0.1
	Нагр	7	Иртыш АТ2 ср.т	500								499.26	-0.15
	Нагр	8	Иртыш АТ2 СН	110								117.51	6.83
	Нагр	9	Иртыш АТ2 НН	10								10.48	-0.15
	Нагр	10	Иртыш ОРУ 110	110	124.1	14.3						117.51	6.83
	Нагр	11	ПП Тобол 500	500								499.46	-0.11
	Нагр	12	ПС ЗапСиб ОРУ 500	500								499.46	-0.11
	Нагр	13	ПС ЗапСиб АТ1 ВН	500								499.46	-0.11
	Нагр	14	ПС ЗапСиб АТ1 ср.т	500								498.95	-0.21
	Нагр	15	ПС ЗапСиб АТ1 СН	110								115.76	5.24

Продолжение Приложения Д Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Д.1

S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV
	Нагр	16	ПС ЗапСиб АТ1 НН	35								38.42	9.77
	Нагр	17	ПС ЗапСиб АТ2 ВН	500								499.46	-0.11
	Нагр	18	ПС ЗапСиб АТ2 ср.т	500								498.95	-0.21
	Нагр	19	ПС ЗапСиб АТ2 СН	110								115.76	5.24
	Нагр	20	ПС ЗапСиб АТ2 НН	35								38.42	9.77
	Нагр	21	ПС ЗапСиб АТ3 ВН	500								499.46	-0.11
	Нагр	22	ПС ЗапСиб АТ3 ср.т	500								498.95	-0.21
	Нагр	23	ПС ЗапСиб АТ3 СН	110								115.76	5.24
	Нагр	24	ПС ЗапСиб АТ3 НН	35								38.42	9.77
	Нагр	25	ПС ЗапСиб АТ4 ВН	500								499.46	-0.11
	Нагр	26	ПС ЗапСиб АТ4 ср.т	500								498.95	-0.21
	Нагр	27	ПС ЗапСиб АТ4 СН	110								115.76	5.24

Продолжение Приложения Д Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Д.1

S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV
	Нагр	28	ПС ЗапСиб АТ4 НН	35								38.42	9.77
	Нагр	29	ПС ЗапСиб КРУЭ 110	110	300	90						115.76	5.24
	Нагр	31	ПС ТТЭЦ РУ 110	110								118.18	7.44
	Нагр	32	ПС ТТЭЦ РУ 10	10	76.5	47.7						10.76	2.44
	База	33	ТТЭЦ Г1 ТЗФП- 160	16			119.6	47.4	15.8			15.75	
	Ген	34	ТТЭЦ Г2 ТЗФ-220	16			150	60.1	15.8	-105	210	15.75	
	Ген	35	ТТЭЦ Г3 ТЗВФ- 120	10			76.5	47.9	10.8	-50	100	10.76	2.46
	Ген	36	ТТЭЦ Г4 ТФП-160	16			120	47.5	15.8	-80	160	15.75	
	Ген	37	ТТЭЦ Г5 ТЗФП- 110	10			80	16.3	10.5	-55	110	10.5	
	Нагр	39	ПС Абалак 110	110								117.82	7.11
	Нагр	40	ПС Абалак 6	7	1.7	1.2						6.68	1.14
	Нагр	41	отп. ВОС Бегишево	110								117.92	7.2
	Нагр	42	ПС ВОС 110	110								117.88	7.17

Продолжение Приложения Д Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Д.1

S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV
	Нагр	43	ПС ВОС 6	7	7.2	2.2						6.6	-0.03
	Нагр	44	отп. ВОС Абалак	110								117.83	7.12
	Нагр	46	отп. ГПП-3	110								117.55	6.86
	Нагр	50	ПС ГПП-3 110	110								117.81	7.1
	Нагр	52	ПС ГПП-3 110	110								117.55	6.86
	Нагр	51	ПС ГПП-3 10	10	30	9						10.53	0.31
1	Нагр	53	ПС ГПП-3 10	10									
	Нагр	57	ЛТДН-1	38								38.42	-0.21
	Нагр	58	ЛТДН-2	38								38.42	-0.21
	Нагр	59	ЛТДН-3	38								38.42	-0.21
	Нагр	60	ЛТДН-4	38								38.42	-0.21
	Нагр	47	ТРДЦН-80000 ВН	110								118.18	7.44
	Нагр	48	ТРДЦН-80000 ср.г	110								118.19	7.45

Продолжение Приложения Д Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Д.1

S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV
	Нагр	491	ТРДЦН-80000 НН1	10								10.76	2.44
	Нагр	492	ТРДЦН-80000 НН2	10								10.76	2.44
	Нагр	54	ТРДЦН-80000 ВН	110								118.18	7.44
	Нагр	55	ТРДЦН-80000 ср.т	110								118.19	7.45
	Нагр	561	ТРДЦН-80000 НН1	10								10.76	2.44
	Нагр	562	ТРДЦН-80000 НН2	10								10.76	2.44

Таблица Д.2 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_25	I/I_доп
31	29	ПС ТГЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	470	471	825	57.1
31	29	ПС ТГЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	470	471	825	57.1
46	29	отп. ГПП-3 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	471	471	825	57.1
31	46	ПС ТГЭЦ РУ 110 - отп. ГПП-3	471	471	825	57.1
41	42	отп. ВОС Бегишево - ПС ВОС 110	119	119	330	36
31	50	ПС ТГЭЦ РУ 110 - ПС ГПП-3 110	156	156	510	30.6
31	41	ПС ТГЭЦ РУ 110 - отп. ВОС Бегишево	127	127	450	28.2
31	10	ПС ТГЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	227	227	825	27.5
31	10	ПС ТГЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	227	227	825	27.5
31	10	ПС ТГЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	227	227	825	27.5
44	42	отп. ВОС Абалак - ПС ВОС 110	83	83	330	25.2
44	10	отп. ВОС Абалак - Иртыш ОРУ 110	83	83	450	18.4
1	11	Иртыш ОРУ 500 - ПП Тобол 500	35	35	1,650.00	2.1
39	41	ПС Абалак 110 - отп. ВОС Бегишево	9	8	450	2
39	44	ПС Абалак 110 - отп. ВОС Абалак	3.00	2	450	0.6
11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	9	9	2,070.00	0.4
11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	9	9	2,070.00	0.4
11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	9.00	9	2,070.00	0.4
11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	9.00	9	2,070.00	0.4
52	46	ПС ГПП-3 110 - отп. ГПП-3	0.00	1	510	0.2
31	29	ПС ТГЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110			825	

Продолжение Приложения Д Расчет в ПВК RastrWin 3

Таблица Д.3 – Токовая загрузка трансформаторов в ПА режиме

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_25	I/I_доп
31.00	37	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г5 ТЗФП-110	389	4,490	596.4	65.3
31	34	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г2 ТЗФ-220	770	5,923	1,192.80	64.6
31	36	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г4 ТФП-160	615	4,730	954.3	64.4
31.00	33	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г1 ТЗФП-160	613	4,716	954.3	64.2
42.00	43	ПС ВОС 110 - ПС ВОС 6	19	330	31	61
42.00	43	ПС ВОС 110 - ПС ВОС 6	19	330	31	61
50.00	51	ПС ГПП-3 110 - ПС ГПП-3 10	156	1,717	316.3	49.4
39	40	ПС Абалак 110 - ПС Абалак 6	5	92	13	41.4
39	40	ПС Абалак 110 - ПС Абалак 6	5	92	13	41.4
7	8	Иртыш АТ2 ср.т - Иртыш АТ2 СН	18	75	1,192.00	1.5
7	6	Иртыш АТ2 ср.т - Иртыш АТ2 ВН	18	18	1,192.00	1.5
3	4	Иртыш АТ1 ср.т - Иртыш АТ1 СН	18	75	1,192.00	1.5
3	2	Иртыш АТ1 ср.т - Иртыш АТ1 ВН	18	18	1,192.00	1.5
26	27	ПС ЗапСиб АТ4 ср.т - ПС ЗапСиб АТ4 СН	9	37	1,192.00	0.7
26	25	ПС ЗапСиб АТ4 ср.т - ПС ЗапСиб АТ4 ВН	9	9	1,192.00	0.7
22	23	ПС ЗапСиб АТ3 ср.т - ПС ЗапСиб АТ3 СН	9	37	1,192.00	0.7
22	21	ПС ЗапСиб АТ3 ср.т - ПС ЗапСиб АТ3 ВН	9	9	1,192.00	0.7
18	19	ПС ЗапСиб АТ2 ср.т - ПС ЗапСиб АТ2 СН	9	37	1,192.00	0.7
14	15	ПС ЗапСиб АТ1 ср.т - ПС ЗапСиб АТ1 СН	9	37	1,192.00	0.7
14	13	ПС ЗапСиб АТ1 ср.т - ПС ЗапСиб АТ1 ВН	9	9	1,192.00	0.7

Таблица Д.4 – Ветви в послеаварийном режиме

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач
	ЛЭ П	1	11	Иртыш ОРУ 500 - ПП Тобол 500	0.37	3.28	-17.5				-30	2
	ЛЭ П	11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	0.09	0.82	-4.8				-8	-1
	ЛЭ П	11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	0.09	0.82	-4.8				-8	-1
	ЛЭ П	11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	0.09	0.82	-4.8				-8	-1
	ЛЭ П	11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРУ 500	0.09	0.82	-4.8				-8	-1
	Тр-р	3	2	Иртыш АТ1 ср.т - Иртыш АТ1 ВН	1.34	137.5	3	1			-15	0
	Тр-р	3	4	Иртыш АТ1 ср.т - Иртыш АТ1 СН	1.34			0.235	11	1	15	0
	Тр-р	3	5	Иртыш АТ1 ср.т - Иртыш АТ1 НН	3.35	192.5		0.021			0	0
	Тр-р	7	6	Иртыш АТ2 ср.т - Иртыш АТ2 ВН	1.34	137.5	3	1			-15	0
	Тр-р	7	8	Иртыш АТ2 ср.т - Иртыш АТ2 СН	1.34			0.235	11	1	15	0
	Тр-р	7	9	Иртыш АТ2 ср.т - Иртыш АТ2 НН	3.35	192.5		0.021			0	0

Продолжение Приложения Д Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Д.4

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач
	Выкл	4	10	Иртыш АТ1 СН - Иртыш ОРУ 110							15	0
	Выкл	8	10	Иртыш АТ2 СН - Иртыш ОРУ 110							15	0
	Выкл	12	13	ПС ЗапСиб ОРУ 500 - ПС ЗапСиб АТ1 ВН							-8	-2
	Выкл	12	17	ПС ЗапСиб ОРУ 500 - ПС ЗапСиб АТ2 ВН							-8	-2
	Выкл	12	21	ПС ЗапСиб ОРУ 500 - ПС ЗапСиб АТ3 ВН							-8	-2
	Выкл	12	25	ПС ЗапСиб ОРУ 500 - ПС ЗапСиб АТ4 ВН							-8	-2
	Тр-р	14	13	ПС ЗапСиб АТ1 ср.г - ПС ЗапСиб АТ1 ВН	1.34	137.5	3	1			7	1
	Тр-р	14	15	ПС ЗапСиб АТ1 ср.г - ПС ЗапСиб АТ1 СН	1.34			0.232	12	1	-7	-1
	Тр-р	14	16	ПС ЗапСиб АТ1 ср.г - ПС ЗапСиб АТ1 НН	3.35	192.5		0.077			0	0
	Тр-р	18	17	ПС ЗапСиб АТ2 ср.г - ПС ЗапСиб АТ2 ВН	1.34	137.5	3	1			7	1
	Тр-р	18	19	ПС ЗапСиб АТ2 ср.г - ПС ЗапСиб АТ2 СН	1.34			0.232	12	1	-7	-1
	Тр-р	18	20	ПС ЗапСиб АТ2 ср.г - ПС ЗапСиб АТ2 НН	3.35	192.5		0.077			0	0
	Тр-р	22	21	ПС ЗапСиб АТ3 ср.г - ПС ЗапСиб АТ3 ВН	1.34	137.5	3	1			7	1
	Тр-р	22	23	ПС ЗапСиб АТ3 ср.г - ПС ЗапСиб АТ3 СН	1.34			0.232	12	1	-7	-1
	Тр-р	22	24	ПС ЗапСиб АТ3 ср.г - ПС ЗапСиб АТ3 НН	3.35	192.5		0.077			0	0
	Тр-р	26	25	ПС ЗапСиб АТ4 ср.г - ПС ЗапСиб АТ4 ВН	1.34	137.5	3	1			7	1
	Тр-р	26	27	ПС ЗапСиб АТ4 ср.г - ПС ЗапСиб АТ4 СН	1.34			0.232	12	1	-7	-1
	Тр-р	26	28	ПС ЗапСиб АТ4 ср.г - ПС ЗапСиб АТ4 НН	3.35	192.5		0.077			0	0

Продолжение Приложения Д Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Д.4

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач
	Выкл	32	35	ПС ТТЭЦ РУ 10 - ТТЭЦ Г3 ТЗВФ-120							77	48
	Тр-р	31	33	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г1 ТЗФП-160	0.2	7.7		0.13			119	39
	Тр-р	31	34	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г2 ТЗФ-220	0.15	6.1		0.13			150	49
	Тр-р	31	36	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г4 ТФП-160	0.2	7.7		0.13			120	39
	Тр-р	31	37	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТТЭЦ Г5 ТЗФП-110	1.4	51.5		0.087			79	-7
	ЛЭП	44	42	отп. ВОС Абалак - ПС ВОС 110	0.4	0.58	-3.5				17	-1
	ЛЭП	41	42	отп. ВОС Бегишево - ПС ВОС 110	0.17	0.24	-1.4				-24	-2
	Выкл	1	2	Иртыш ОРУ 500 - Иртыш АТ1 ВН							15	-1
	Выкл	1	6	Иртыш ОРУ 500 - Иртыш АТ2 ВН							15	-1
	ЛЭП	31	41	ПС ТТЭЦ РУ 110 - отп. ВОС Бегишево	1.05	2.28	-14				-26	-2
	ЛЭП	39	41	ПС Абалак 110 - отп. ВОС Бегишево	4.97	10.23	-65.9				2	1
	ЛЭП	31	50	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ГПП-3 110	0.75	1.95	-13				-30	-11
	Выкл	29	15	ПС ЗапСиб КРУЭ 110 - ПС ЗапСиб АТ1 СН							7	1
	Выкл	29	19	ПС ЗапСиб КРУЭ 110 - ПС ЗапСиб АТ2 СН							7	1
	Выкл	29	23	ПС ЗапСиб КРУЭ 110 - ПС ЗапСиб АТ3 СН							7	1
	Выкл	29	27	ПС ЗапСиб КРУЭ 110 - ПС ЗапСиб АТ4 СН							7	1
	ЛЭП	44	10	отп. ВОС Абалак - Иртыш ОРУ 110	2.34	4.81	-31				-17	1

Продолжение Приложения Д Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Д.4

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач
	ЛЭП	39	44	ПС Абалак 110 - отп. ВОС Абалак	4.79	10.18	-63				0	1
	Тр-р	50	51	ПС ГПП-3 110 - ПС ГПП-3 10	0.87	22		0.091			-30	-11
x	Тр-р	52	53	ПС ГПП-3 110 - ПС ГПП-3 10	0.87	22		0.091				
	Тр-р	42	43	ПС ВОС 110 - ПС ВОС 6	14.7	220.4		0.057			-4	-1
	Тр-р	42	43	ПС ВОС 110 - ПС ВОС 6	14.7	220.4		0.057			-4	-1
	Тр-р	39	40	ПС Абалак 110 - ПС Абалак 6	42.6	508.2		0.058	13	3	-1	-1
	Тр-р	39	40	ПС Абалак 110 - ПС Абалак 6	42.6	508.2		0.058	13	3	-1	-1
	ЛЭП	31	46	ПС ТТЭЦ РУ 110 - отп. ГПП-3	0.45	1.1	-7.2				-91	-31
	ЛЭП	46	29	отп. ГПП-3 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	1.28	3.13	-20.7				-91	-31
	ЛЭП	31	29	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	1.73	4.23	-27.9				-91	-31
	ЛЭП	31	29	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	1.73	4.23	-27.9				-91	-31
	ЛЭП	31	29	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСиб КРУЭ 110	1.73	4.23	-27.9					
	ЛЭП	52	46	ПС ГПП-3 110 - отп. ГПП-3	0.72	1.86	-12.4				0	0
	ЛЭП	31	10	ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	1.35	3.51	-23				-46	-5
	ЛЭП	31	10	ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	1.35	3.51	-23				-46	-5
	ЛЭП	31	10	ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	1.35	3.51	-23				-46	-5
	Тр-р	16	57	ПС ЗапСиб АТ1 НН - ЛТДН-1				1	7	2	0	0
	Тр-р	20	58	ПС ЗапСиб АТ2 НН - ЛТДН-2				1	7	2	0	0

Продолжение Приложения Д Расчет в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Д.4

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач
	Тр-р	24	59	ПС ЗапСиб АТ3 НН - ЛТДН-3				1	7	2	0	0
	Тр-р	28	60	ПС ЗапСиб АТ4 НН - ЛТДН-4				1	7	2	0	0
	Выкл	31	47	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТРДЦН- 80000 ВН							0	0
	Выкл	31	54	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТРДЦН- 80000 ВН							0	0
	Тр-р	48	47	ТРДЦН-80000 ср.т - ТРДЦН- 80000 ВН	0.6	17.4		1			0	0
	Тр-р	48	491	ТРДЦН-80000 ср.т - ТРДЦН- 80000 НН1	0.6	17.4		0.09 1			0	0
	Тр-р	48	492	ТРДЦН-80000 ср.т - ТРДЦН- 80000 НН2	0.6	17.4		0.09 1			0	0
	Тр-р	55	54	ТРДЦН-80000 ср.т - ТРДЦН- 80000 ВН	0.6	17.4		1			0	0
	Тр-р	55	561	ТРДЦН-80000 ср.т - ТРДЦН- 80000 НН1	0.6	17.4		0.09 1			0	0
	Тр-р	55	562	ТРДЦН-80000 ср.т - ТРДЦН- 80000 НН2	0.6	17.4		0.09 1			0	0
	Выкл	561	32	ТРДЦН-80000 НН1 - ПС ТТЭЦ РУ 10							0	0
	Выкл	562	32	ТРДЦН-80000 НН2 - ПС ТТЭЦ РУ 10							0	0
	Выкл	491	32	ТРДЦН-80000 НН1 - ПС ТТЭЦ РУ 10							0	0
	Выкл	492	32	ТРДЦН-80000 НН2 - ПС ТТЭЦ РУ 10							0	0

Таблица Д.5 – Потери в послеаварийном режиме

Нр-н	Район	Rген	Rнаг	Dp	Rпостр	dP_ЛЭП	dP_нагр	dP_Тр	Dq	dP_пост	dQ_ЛЭП	dQ_нагр	dQ_Тр	dQ_пост
1	Тобольский	546	540	6.64	546	4.25	5.72	1.47	55.1 1	0.92	10.4 5	64.6 9	54.2 4	- 9.61

Приложение Е Расчет ТКЗ в ПВК RastrWin 3

Максимальный режим

Таблица Е.1 – Однофазное КЗ на РУ 110 кВ ПС ЗапСиб

<i>N°</i>	<i>N° сост</i>	<i>Tun</i>	<i>П 1</i>	<i>l 1</i>	<i>dI 1</i>	<i>l 2</i>	<i>l 0</i>	<i>dI 0</i>
1	1	1φ	29	4.1287	-85.16	4.129	9.67	-85.16

Таблица Е.2 – Двухфазное КЗ на РУ 110 кВ ПС ЗапСиб

<i>N°</i>	<i>N° сост</i>	<i>Tun</i>	<i>П 1</i>	<i>l 1</i>	<i>dI 1</i>	<i>l 2</i>	<i>l 0</i>	<i>dI 0</i>
1	1	2φ	29	4.5886	-85.14	-4.59	0	

Таблица Е.3 – Трехфазное КЗ на РУ 110 кВ ПС ЗапСиб

<i>N°</i>	<i>N° сост</i>	<i>Tun</i>	<i>П 1</i>	<i>l 1</i>	<i>dI 1</i>	<i>l 2</i>	<i>l 0</i>	<i>dI 0</i>
1	1	3φ	29	9.6789	-84.88	0	0	

Таблица Е.4 – Однофазное КЗ на РУ 110 кВ Тобольской ТЭЦ

<i>N°</i>	<i>N° сост</i>	<i>Tun</i>	<i>П 1</i>	<i>l 1</i>	<i>dI 1</i>	<i>l 2</i>	<i>l 0</i>	<i>dI 0</i>
1	1	1φ	31	5.3155	-88.97	5.316	9.09	-88.97

Таблица Е.5 – Двухфазное КЗ на РУ 110 кВ Тобольской ТЭЦ

<i>N°</i>	<i>N° сост</i>	<i>Tun</i>	<i>П 1</i>	<i>l 1</i>	<i>dI 1</i>	<i>l 2</i>	<i>l 0</i>	<i>dI 0</i>
1	1	2φ	31	5.9231	-89.46	-5.92	0	

Таблица Е.6 – Трехфазное КЗ на РУ 110 кВ Тобольской ТЭЦ

<i>N°</i>	<i>N° сост</i>	<i>Tun</i>	<i>П 1</i>	<i>l 1</i>	<i>dI 1</i>	<i>l 2</i>	<i>l 0</i>	<i>dI 0</i>
1	1	3φ	31	12.7018	-89.43	0	0	

Таблица Е.7 - Генераторы

<i>N</i>	<i>Название</i>	<i>N уз ла</i>	<i>x</i>	<i>X2</i>	<i>X0</i>	<i>E</i>	<i>l1</i>	<i>dI1</i>	<i>la</i>	<i>dIa</i>	<i>lb</i>	<i>dIb</i>	<i>lc</i>	<i>dIc</i>
1	<i>в.ген.у.</i> ТТЭЦ Г1 ТЗФП-160	33	0.2 89	0.3 55	0.15 2	15. 75	21.6 95	- 89.5 38	21.6 95	- 89.5 38	- 21.6 95	- 29.5 38	21.6 95	30.4 62
2	<i>в.ген.у.</i> ТТЭЦ Г2 ТЗФ-220	34	0.18 9	0.2 3	0.0 86	15. 75	31.1 31	- 89.5 03	31.1 31	- 89.5 03	- 31.1 31	- 29.5 03	31.1 31	30.4 97
3	<i>в.ген.у.</i> ТТЭЦ Г3 ТЗВФ-120	35	0.16 9	0.21 2	0.0 86	10. 76	22.4 12	- 89.2 3	22.4 12	- 89.2 3	- 22.4 12	- 29.2 3	22.4 12	30.7 7
4	<i>в.ген.у.</i> ТТЭЦ Г4 ТФП-160	36	0.2 89	0.3 55	0.15 2	15. 75	21.6 95	- 89.5 38	21.6 95	- 89.5 38	- 21.6 95	- 29.5 38	21.6 95	30.4 62
5	<i>в.ген.у.</i> ТТЭЦ Г5 ТЗФП-110	37	0.15 2	0.1 88	0.0 78	10. 5	11.2 42	- 88.8 82	11.2 42	- 88.8 82	- 11.2 42	- 28.8 82	11.2 42	31.11 8

Продолжение Приложения Е Расчет ТКЗ в ПВК RastrWin 3

Таблица Е.8 – Состояние узлов в нулевой последовательности

<i>Тип</i>	<i>Номер</i>	<i>Название</i>	<i>U_ном</i>
<i>у</i>	1	<i>Иртыш ОРУ 500</i>	500
<i>у</i>	2	<i>Иртыш АТ1 ВН</i>	500
<i>у</i>	3	<i>Иртыш АТ1 ср.т</i>	500
<i>у</i>	4	<i>Иртыш АТ1 СН</i>	110
<i>зак</i>	5	<i>Иртыш АТ1 НН</i>	10
<i>у</i>	6	<i>Иртыш АТ2 ВН</i>	500
<i>у</i>	7	<i>Иртыш АТ2 ср.т</i>	500
<i>у</i>	8	<i>Иртыш АТ2 СН</i>	110
<i>зак</i>	9	<i>Иртыш АТ2 НН</i>	10
<i>у</i>	10	<i>Иртыш ОРУ 110</i>	110
<i>у</i>	11	<i>ПП Тодол 500</i>	500
<i>у</i>	12	<i>ПС ЗапСуд ОРУ 500</i>	500
<i>у</i>	13	<i>ПС ЗапСуд АТ1 ВН</i>	500
<i>у</i>	14	<i>ПС ЗапСуд АТ1 ср.т</i>	500
<i>у</i>	15	<i>ПС ЗапСуд АТ1 СН</i>	110
<i>зак</i>	16	<i>ПС ЗапСуд АТ1 НН</i>	35
<i>у</i>	17	<i>ПС ЗапСуд АТ2 ВН</i>	500
<i>у</i>	18	<i>ПС ЗапСуд АТ2 ср.т</i>	500
<i>у</i>	19	<i>ПС ЗапСуд АТ2 СН</i>	110
<i>зак</i>	20	<i>ПС ЗапСуд АТ2 НН</i>	35
<i>у</i>	21	<i>ПС ЗапСуд АТ3 ВН</i>	500
<i>у</i>	22	<i>ПС ЗапСуд АТ3 ср.т</i>	500
<i>у</i>	23	<i>ПС ЗапСуд АТ3 СН</i>	110
<i>зак</i>	24	<i>ПС ЗапСуд АТ3 НН</i>	35
<i>у</i>	25	<i>ПС ЗапСуд АТ4 ВН</i>	500
<i>у</i>	26	<i>ПС ЗапСуд АТ4 ср.т</i>	500
<i>у</i>	27	<i>ПС ЗапСуд АТ4 СН</i>	110
<i>зак</i>	28	<i>ПС ЗапСуд АТ4 НН</i>	35
<i>у</i>	29	<i>ПС ЗапСуд КРУЭ 110</i>	110
<i>у</i>	31	<i>ПС ТТЭЦ РУ 110</i>	110
<i>зак</i>	32	<i>ПС ТТЭЦ РУ 10</i>	10
<i>зак</i>	33	<i>ТТЭЦ Г1 ТЗФП-160</i>	16
<i>зак</i>	34	<i>ТТЭЦ Г2 ТЗФ-220</i>	16
<i>зак</i>	35	<i>ТТЭЦ Г3 ТЗВФ-120</i>	10
<i>зак</i>	36	<i>ТТЭЦ Г4 ТФП-160</i>	16
<i>зак</i>	37	<i>ТТЭЦ Г5 ТЗФП-110</i>	10
<i>у</i>	39	<i>ПС Адалак 110</i>	110
<i>зак</i>	40	<i>ПС Адалак 6</i>	7
<i>у</i>	41	<i>отп. ВОС Безишево</i>	110
<i>у</i>	42	<i>ПС ВОС 110</i>	110
<i>зак</i>	43	<i>ПС ВОС 6</i>	7
<i>у</i>	44	<i>отп. ВОС Адалак</i>	110
<i>у</i>	46	<i>отп. ГПП-3</i>	110

Продолжение Приложения Е Расчет ТКЗ в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Е.8

Тип0	Номер	Название	U_ном
у	50	ПС ГПП-3 110	110
у	52	ПС ГПП-3 110	110
зак	51	ПС ГПП-3 10	10
зак	53	ПС ГПП-3 10	10
зак	57	ЛТДН-1	38
зак	58	ЛТДН-2	38
зак	59	ЛТДН-3	38
зак	60	ЛТДН-4	38
у	47	ТРДЦН-80000 ВН	110
у	48	ТРДЦН-80000 ср.т	110
зак	491	ТРДЦН-80000 НН1	10
зак	492	ТРДЦН-80000 НН2	10
у	54	ТРДЦН-80000 ВН	110
у	55	ТРДЦН-80000 ср.т	110
зак	561	ТРДЦН-80000 НН1	10
зак	562	ТРДЦН-80000 НН2	10

Таблица Е.9 - Ветви

Тип	тип0	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Км/г	r0	x0	g0	b0
ЛЭП	ЛЭП	1	11	Иртыш ОРУ 500 - ПП Тобол 500	0.3 7	3.28	0.1	- 17. 5		1.11	9.82 5	0.12 1	- 30.5 2
ЛЭП	ЛЭП	11	12	ПП Тобол 500 - ПС ЗапСуд ОРУ 500	0.0 9	0.82	0	- 4.8		0.26 4	2.47 5	0.0 3	- 8.34
Тр-р	Тр-р	3	2	Иртыш АТ1 ср.т - Иртыш АТ1 ВН	1.3 4	137. 5	0.6	3	1	1.34	137. 5	0.6	3
Тр-р	Тр-р	3	4	Иртыш АТ1 ср.т - Иртыш АТ1 СН	1.3 4				0.23 5	1.34			
Тр-р	Тр-р	3	5	Иртыш АТ1 ср.т - Иртыш АТ1 НН	3.3 5	192. 5			0.02 1	3.35	192. 5		
Тр-р	Тр-р	7	6	Иртыш АТ2 ср.т - Иртыш АТ2 ВН	1.3 4	137. 5	0.6	3	1	1.34	137. 5	0.6	3
Тр-р	Тр-р	7	8	Иртыш АТ2 ср.т - Иртыш АТ2 СН	1.3 4				0.23 5	1.34			
Тр-р	Тр-р	7	9	Иртыш АТ2 ср.т - Иртыш АТ2 НН	3.3 5	192. 5			0.02 1	3.35	192. 5		
Вык л	Вык л	4	10	Иртыш АТ1 СН - Иртыш ОРУ 110									
Вык л	Вык л	8	10	Иртыш АТ2 СН - Иртыш ОРУ 110									
Вык л	Вык л	12	13	ПС ЗапСуд ОРУ 500 - ПС ЗапСуд АТ1 ВН									
Вык л	Вык л	12	17	ПС ЗапСуд ОРУ 500 - ПС ЗапСуд АТ2 ВН									
Вык л	Вык л	12	21	ПС ЗапСуд ОРУ 500 - ПС ЗапСуд АТ3 ВН									
Вык л	Вык л	12	25	ПС ЗапСуд ОРУ 500 - ПС ЗапСуд АТ4 ВН									

Продолжение Приложения Е Расчет ТКЗ в ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Е.9

<i>Tup</i>	<i>tip0</i>	<i>N_на</i> <i>ч</i>	<i>N_ко</i> <i>н</i>	<i>Название</i>	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>G</i>	<i>B</i>	<i>Km/</i> <i>r</i>	<i>r0</i>	<i>x0</i>	<i>g0</i>	<i>b0</i>
Тр-р	Тр-р	14	13	ПС ЗапСуд АТ1 ср.м - ПС ЗапСуд АТ1 ВН	1.34	137. 5	0.6	3	1	1.34	137.5	0.5 6	3
Тр-р	Тр-р	14	15	ПС ЗапСуд АТ1 ср.м - ПС ЗапСуд АТ1 СН	1.34				0.23 2	1.34			
Тр-р	Тр-р	14	16	ПС ЗапСуд АТ1 ср.м - ПС ЗапСуд АТ1 НН	3.3 5	192. 5			0.07 7	3.35	192.5		
Тр-р	Тр-р	18	17	ПС ЗапСуд АТ2 ср.м - ПС ЗапСуд АТ2 ВН	1.34	137. 5	0.6	3	1	1.34	137.5	0.5 6	3
Тр-р	Тр-р	18	19	ПС ЗапСуд АТ2 ср.м - ПС ЗапСуд АТ2 СН	1.34				0.23 2	1.34			
Тр-р	Тр-р	18	20	ПС ЗапСуд АТ2 ср.м - ПС ЗапСуд АТ2 НН	3.3 5	192. 5			0.07 7	3.35	192.5		
Тр-р	Тр-р	22	21	ПС ЗапСуд АТ3 ср.м - ПС ЗапСуд АТ3 ВН	1.34	137. 5	0.6	3	1	1.34	137.5	0.5 6	3
Тр-р	Тр-р	22	23	ПС ЗапСуд АТ3 ср.м - ПС ЗапСуд АТ3 СН	1.34				0.23 2	1.34			
Тр-р	Тр-р	22	24	ПС ЗапСуд АТ3 ср.м - ПС ЗапСуд АТ3 НН	3.3 5	192. 5			0.07 7	3.35	192.5		
Тр-р	Тр-р	26	25	ПС ЗапСуд АТ4 ср.м - ПС ЗапСуд АТ4 ВН	1.34	137. 5	0.6	3	1	1.34	137.5	0.5 6	3
Тр-р	Тр-р	26	27	ПС ЗапСуд АТ4 ср.м - ПС ЗапСуд АТ4 СН	1.34				0.23 2	1.34			
Тр-р	Тр-р	26	28	ПС ЗапСуд АТ4 ср.м - ПС ЗапСуд АТ4 НН	3.3 5	192. 5			0.07 7	3.35	192.5		
Вык л	Вык л	32	35	ПС ТТЭЦ РЧ 10 - ТТЭЦ Г3 ТЗВФ-120									
Тр-р	Тр-р	31	33	ПС ТТЭЦ РЧ 110 - ТТЭЦ Г1 ТЗФП-160	0.2	7.7			0.13	0.2	7.7		
Тр-р	Тр-р	31	34	ПС ТТЭЦ РЧ 110 - ТТЭЦ Г2 ТЗФ-220	0.15	6.1			0.13	0.15	6.1		
Тр-р	Тр-р	31	36	ПС ТТЭЦ РЧ 110 - ТТЭЦ Г4 ТФП-160	0.2	7.7			0.13	0.2	7.7		
Тр-р	Тр-р	31	37	ПС ТТЭЦ РЧ 110 - ТТЭЦ Г5 ТЗФП-110	1.4	51.5			0.08 7	1.4	51.5		
ЛЭП	ЛЭП	44	42	отп. ВОС Адалак - ПС ВОС 110	0.4	0.58		- 3.5		1.209	1.746		-6.09

Продолжение Приложения Е Расчет в ТКЗ ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Е.9

Тип	тип0	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Km/г	r0	x0	g0	b0
ЛЭП	ЛЭП	41	42	отп. ВОС Бегишево - ПС ВОС 110	0.17	0.24		-1.4		0.498	0.717		-2.436
Вык л	Вык л	1	2	Иртыш ОРУ 500 - Иртыш АТ1 ВН									
Вык л	Вык л	1	6	Иртыш ОРУ 500 - Иртыш АТ2 ВН									
ЛЭП	ЛЭП	31	41	ПС ТТЭЦ РУ 110 - отп. ВОС Бегишево	1.05	2.28		-14		3.144	6.828		-24.36
ЛЭП	ЛЭП	39	41	ПС Абалак 110 - отп. ВОС Бегишево	1.03	2.13		-13.7		3.102	6.387		-23.838
ЛЭП	ЛЭП	31	50	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ГПП-3 110	0.75	1.95		-13		2.247	5.838		-22.62
Вык л	Вык л	29	15	ПС ЗапСид КРУЭ 110 - ПС ЗапСид АТ1 СН									
Вык л	Вык л	29	19	ПС ЗапСид КРУЭ 110 - ПС ЗапСид АТ2 СН									
Вык л	Вык л	29	23	ПС ЗапСид КРУЭ 110 - ПС ЗапСид АТ3 СН									
Вык л	Вык л	29	27	ПС ЗапСид КРУЭ 110 - ПС ЗапСид АТ4 СН									
ЛЭП	ЛЭП	44	10	отп. ВОС Абалак - Иртыш ОРУ 110	2.34	4.81		-31		7.014	14.439		-53.94
ЛЭП	ЛЭП	39	44	ПС Абалак 110 - отп. ВОС Абалак	4.79	10.18		-63		14.382	30.543		-109.62
Тр-р	Тр-р	50	51	ПС ГПП-3 110 - ПС ГПП-3 10	0.87	22			0.091	0.87	22		
Тр-р	Тр-р	52	53	ПС ГПП-3 110 - ПС ГПП-3 10	0.87	22			0.091	0.87	22		
Тр-р	Тр-р	42	43	ПС ВОС 110 - ПС ВОС 6	14.7	220.4			0.057	14.7	220.4		
Тр-р	Тр-р	39	40	ПС Абалак 110 - ПС Абалак 6	42.6	508.2			0.058	42.6	508.2		

Продолжение Приложения Е Расчет в ТКЗ ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Е.9

Тип	тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Km/г	r0	x0	g0	b0
ЛЭП	ЛЭП	31	46	ПС ТТЭЦ РУ 110 - омп. ГПП-3	0.45	1.1		-7.2		1.35	3.297		-12.615
ЛЭП	ЛЭП	46	29	омп. ГПП-3 - ПС ЗапСуд КРУЭ 110	1.28	3.13		-20.7		3.84	9.39		-36.018
ЛЭП	ЛЭП	31	29	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ПС ЗапСуд КРУЭ 110	1.73	4.23		-27.9		5.202	12.69		-48.563
ЛЭП	ЛЭП	52	46	ПС ГПП-3 110 - омп. ГПП-3	0.72	1.86		-12.4		2.148	5.574		-21.506
ЛЭП	ЛЭП	31	10	ПС ТТЭЦ РУ 110 - Иртыш ОРУ 110	1.35	3.51		-23		4.05	10.53		-40.02
Тр-р	Тр-р	16	57	ПС ЗапСуд АТ1 НН - ЛТДН-1					1				
Тр-р	Тр-р	20	58	ПС ЗапСуд АТ2 НН - ЛТДН-2					1				
Тр-р	Тр-р	24	59	ПС ЗапСуд АТ3 НН - ЛТДН-3					1				
Тр-р	Тр-р	28	60	ПС ЗапСуд АТ4 НН - ЛТДН-4					1				
Выкл	Выкл	31	47	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТРДЦН-80000 ВН									
Выкл	Выкл	31	54	ПС ТТЭЦ РУ 110 - ТРДЦН-80000 ВН									
Тр-р	Тр-р	48	47	ТРДЦН-80000 ср.м - ТРДЦН-80000 ВН	0.6	17.4			1	0.6	17.4		
Тр-р	Тр-р	48	491	ТРДЦН-80000 ср.м - ТРДЦН-80000 НН1	0.6	17.4			0.091	0.6	17.4		
Тр-р	Тр-р	48	492	ТРДЦН-80000 ср.м - ТРДЦН-80000 НН2	0.6	17.4			0.091	0.6	17.4		
Тр-р	Тр-р	55	54	ТРДЦН-80000 ср.м - ТРДЦН-80000 ВН	0.6	17.4			1	0.6	17.4		
Тр-р	Тр-р	55	561	ТРДЦН-80000 ср.м - ТРДЦН-80000 НН1	0.6	17.4			0.091	0.6	17.4		

Продолжение Приложения Е Расчет в ТКЗ ПВК RastrWin 3

Продолжение таблицы Е.9

<i>Tun</i>	<i>tr0</i>	<i>N_{на}</i> <i>ч</i>	<i>N_{ко}</i> <i>н</i>	<i>Название</i>	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>G</i>	<i>B</i>	<i>Km/</i> <i>г</i>	<i>r0</i>	<i>x0</i>	<i>g0</i>	<i>b0</i>
<i>Tr-p</i>	<i>Tr-p</i>	55	562	ТРДЦН-80000 ср.т - ТРДЦН-80000 НН2	0.6	17.4			0.091	0.6	17.4		
<i>Вык л</i>	<i>Вык л</i>	561	32	ТРДЦН-80000 НН1 - ПС ТТЭЦ РУ 10									
<i>Вык л</i>	<i>Вык л</i>	562	32	ТРДЦН-80000 НН2 - ПС ТТЭЦ РУ 10									
<i>Вык л</i>	<i>Вык л</i>	491	32	ТРДЦН-80000 НН1 - ПС ТТЭЦ РУ 10									
<i>Вык л</i>	<i>Вык л</i>	492	32	ТРДЦН-80000 НН2 - ПС ТТЭЦ РУ 10									

Минимальный режим

Таблица Е.10 – Однофазное КЗ на РУ 110 кВ ПС ЗапСиб

<i>N^o</i>	<i>N^o сост</i>	<i>Tun</i>	<i>П 1</i>	<i>l 1</i>	<i>dl 1</i>	<i>l 2</i>	<i>dl 2</i>	<i>l 0</i>	<i>dl 0</i>
1	1	1φ	29	4.0954	-85.23	4.095	85.23	4.0954	85.23

Таблица Е.11 – Двухфазное КЗ на РУ 110 кВ ПС ЗапСиб

<i>N^o</i>	<i>N^o сост</i>	<i>Tun</i>	<i>П 1</i>	<i>l 1</i>	<i>dl 1</i>	<i>l 2</i>	<i>dl 2</i>	<i>l 0</i>	<i>dl 0</i>
1	1	2φ	29	4.5362	-85.21	4.54	-85.21		

Таблица Е.12 – Трехфазное КЗ на РУ 110 кВ ПС ЗапСиб

<i>N^o</i>	<i>N^o сост</i>	<i>Tun</i>	<i>П 1</i>	<i>l 1</i>	<i>dl 1</i>	<i>l 2</i>	<i>dl 2</i>	<i>l 0</i>	<i>dl 0</i>
1	1	3φ	29	9.5679	-84.95	0		0	

Таблица Е.13 – Однофазное КЗ на РУ 110 кВ Тобольской ТЭЦ

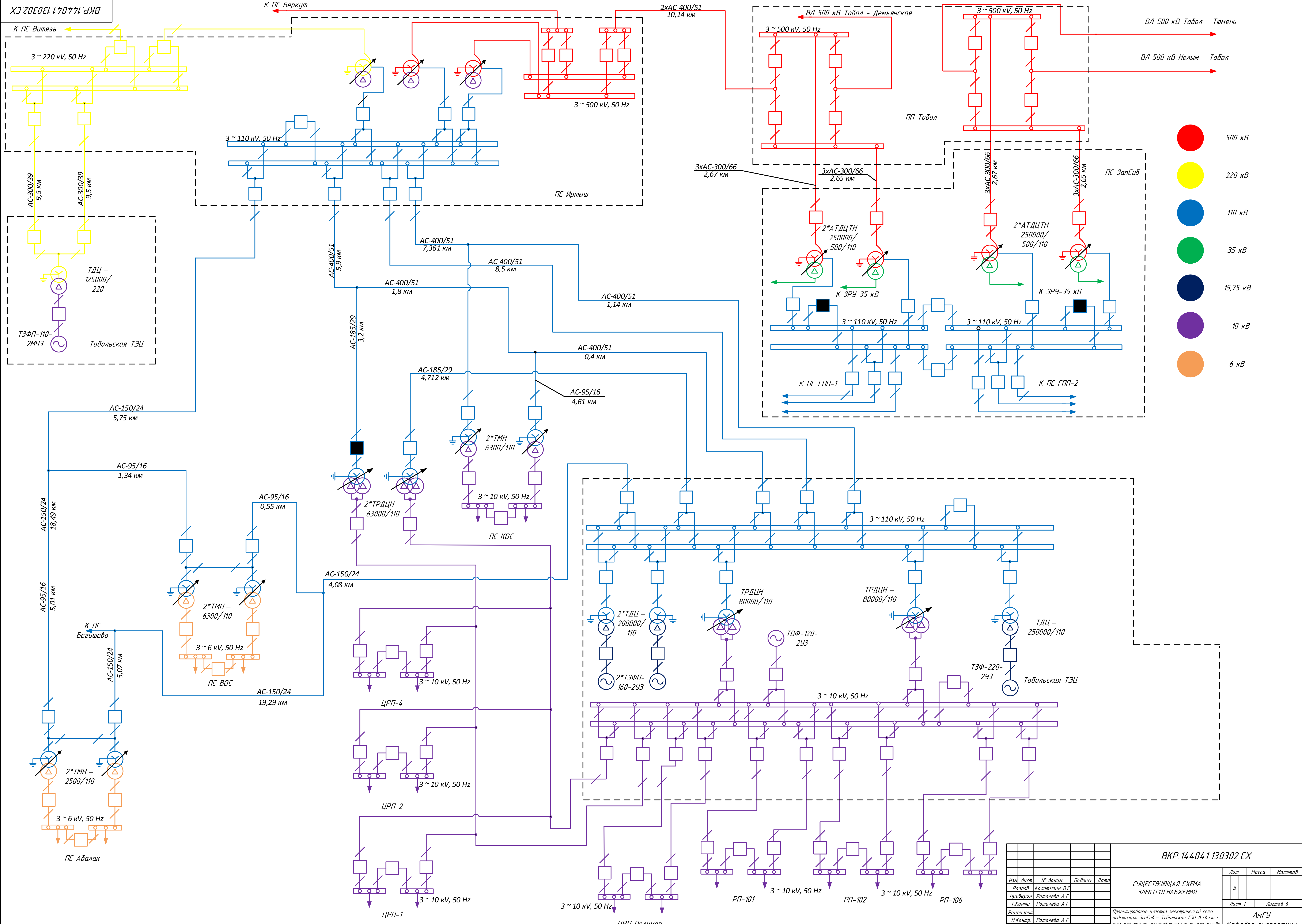
<i>N^o</i>	<i>N^o сост</i>	<i>Tun</i>	<i>П 1</i>	<i>l 1</i>	<i>dl 1</i>	<i>l 2</i>	<i>dl 2</i>	<i>l 0</i>	<i>dl 0</i>
1	1	1φ	31	5.2228	-88.97	5.223	-88.97	5.2228	-88.97

Таблица Е.14 – Двухфазное КЗ на РУ 110 кВ Тобольской ТЭЦ

<i>N^o</i>	<i>N^o сост</i>	<i>Tun</i>	<i>П 1</i>	<i>l 1</i>	<i>dl 1</i>	<i>l 2</i>	<i>dl 2</i>	<i>l 0</i>	<i>dl 0</i>
1	1	2φ	31	5.819	-89.46	-5.82	-89.46		

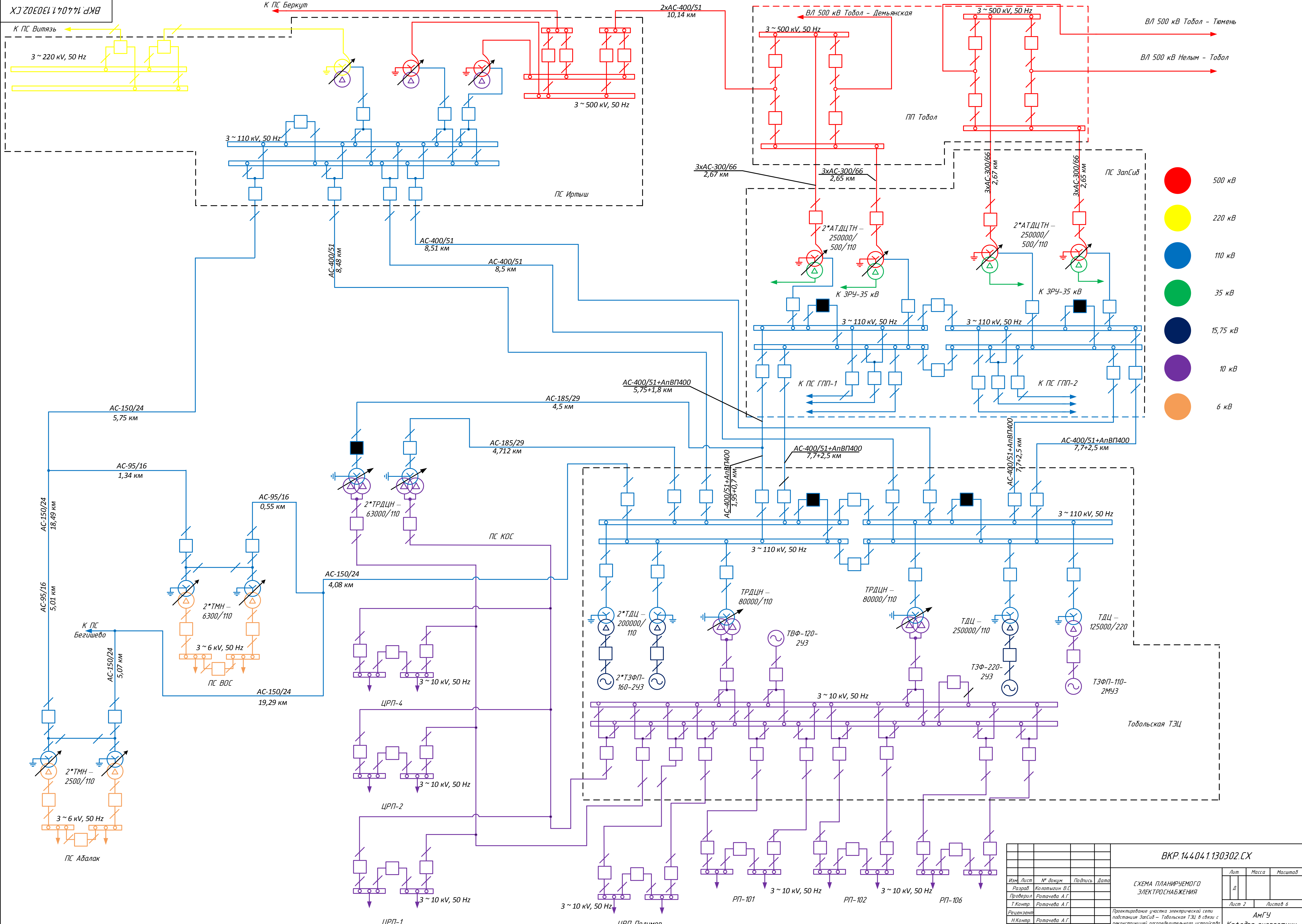
Таблица Е.15 Трехфазное КЗ на РУ 110 кВ Тобольской ТЭЦ

<i>N^o</i>	<i>N^o сост</i>	<i>Tun</i>	<i>П 1</i>	<i>l 1</i>	<i>dl 1</i>	<i>l 2</i>	<i>dl 2</i>	<i>l 0</i>	<i>dl 0</i>
1	1	3φ	31	12.4779	-89.43	0		0	



- 500 кВ
- 220 кВ
- 110 кВ
- 35 кВ
- 15,75 кВ
- 10 кВ
- 6 кВ

ВКР.14.404.1.130302.СХ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись, Дата
Разраб.	Проверил	Т. Копр	Калатыгин В.С. Ротачева А.Г.
Рецензент	Н. Копр	Утвержд	Ротачева А.Г. Савина Н.В.
СУЩЕСТВУЮЩАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ			
Лист	Масса	Масштаб	
1			
Лист 1 из 6			
АМГУ Кафедра энергетике			
Проектирование участка электрической сети подстанции ЗанСиб - Тобольская ТЭЦ в связи с реконструкцией распределительного устройства напряжением 110 кВ Тобольской ТЭЦ.			

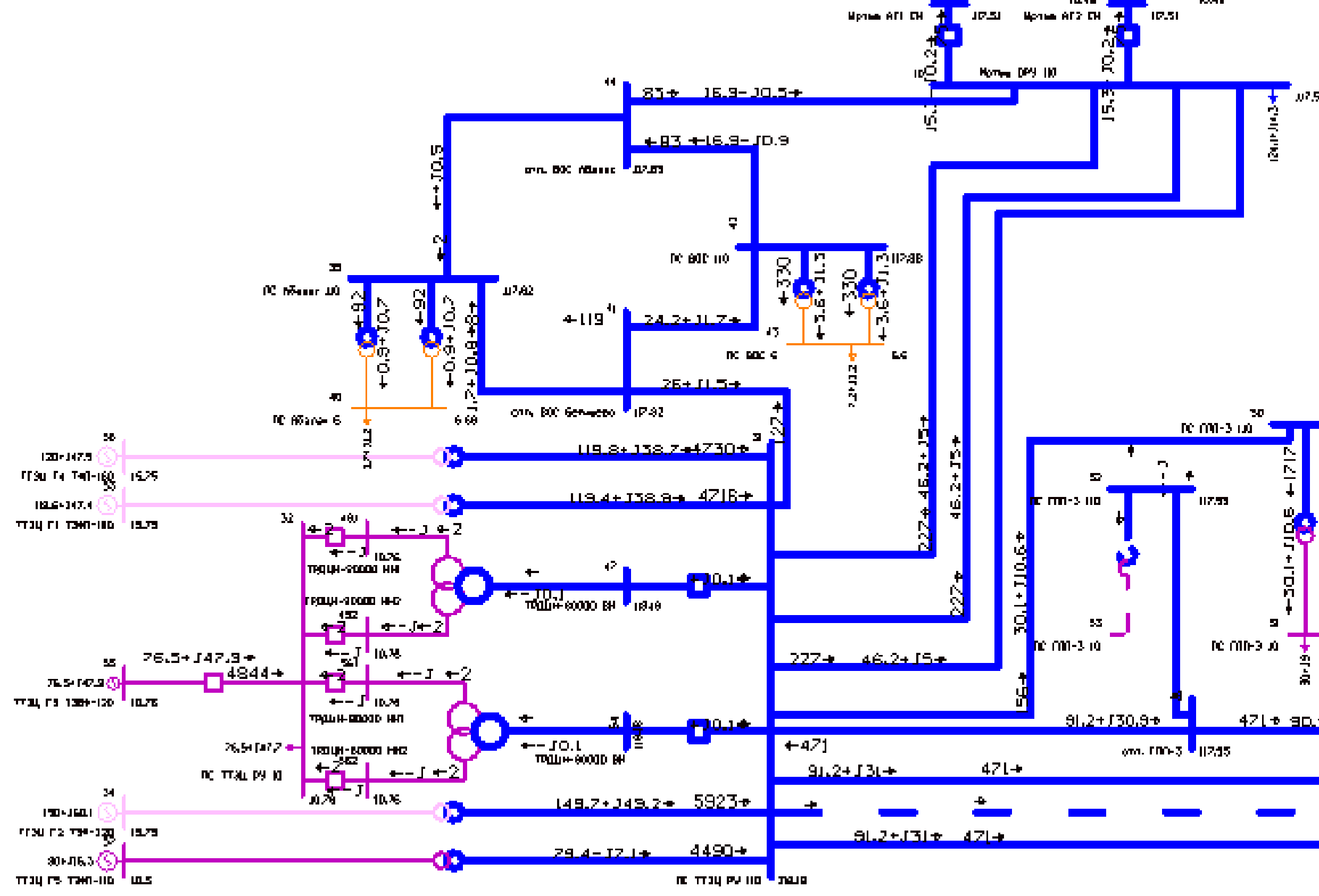


- 500 кВ
- 220 кВ
- 110 кВ
- 35 кВ
- 15,75 кВ
- 10 кВ
- 6 кВ

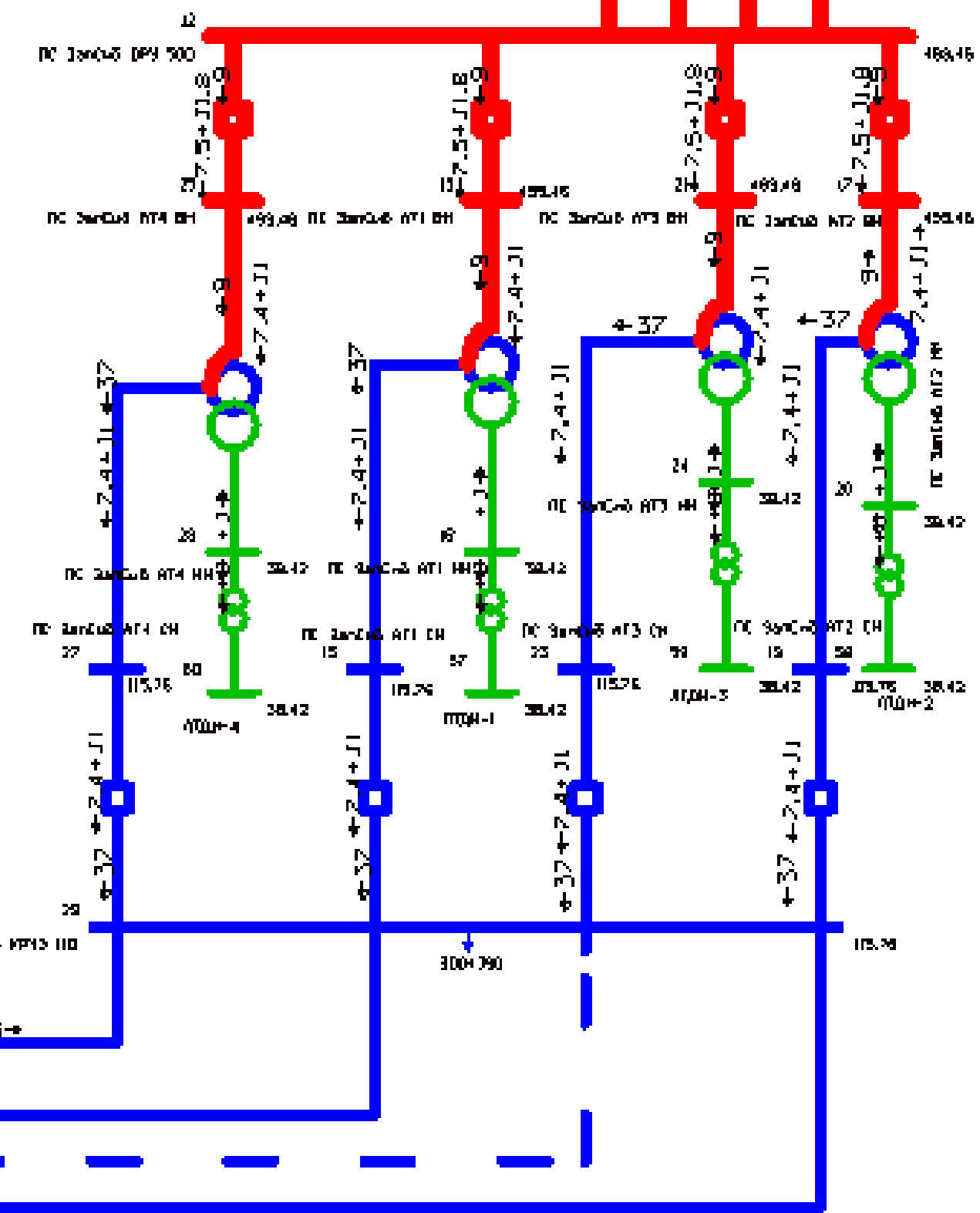
ВКР.14.404.1.130302.СХ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись
Разраб.	Колтыгин В.С.		
Проверил	Раточева А.Г.		
Т.Контр.	Раточева А.Г.		
Рецензент			
Н.Контр.	Раточева А.Г.		
Утвержд.	Савина Н.В.		
СХЕМА ПЛАНИРУЕМОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ			
Лист	Масса	Масштаб	
2			
Лист 2 из 6			
АМГУ Кафедра энергетики			

УЗЛЫ ГЕНЕРАЦИИ В ПОСЛЕАВАРИЙНОМ РЕЖИМЕ

Название	U_ном	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V
ТТЭЦ Г1 ТЭФП-160	16	119.6	4.74	15.8			15.75
ТТЭЦ Г2 ТЭФ-220	16	150	60.1	15.8	-105	210	15.75
ТТЭЦ Г3 ТЭФФ-120	10	76.5	4.79	10.8	-50	100	10.76
ТТЭЦ Г4 ТФП-160	16	120	4.75	15.8	-80	160	15.75
ТТЭЦ Г5 ТЭФП-110	10	80	16.3	10.5	-55	110	10.5



ЭКВИВАЛЕНТ СХЕМЫ В ПОСЛЕАВАРИЙНОМ РЕЖИМЕ



УЗЛЫ НАГРУЗКИ И ОТКЛОНЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЙ В ПОСЛЕАВАРИЙНОМ РЕЖИМЕ

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	V	dV
40	ПС Адалак 6	6	1.7	1.2	6.68	5.95
43	ПС ВОС 6	6	7.2	2.2	6.6	4.73
51	ПС ГПП-3 10	10	30	9	10.53	0.31
32	ПС ТТЭЦ РЧ 10	10	76.5	4.77	10.76	2.44
10	Иртыш ОРЧ 110	110	124.1	14.3	117.51	6.83
29	ПС ЗапСиб КРЧЭ 110	110	300	90	115.76	5.24

ТОКОВАЯ ЗАГРУЗКА ЛЭП В ПОСЛЕАВАРИЙНОМ РЕЖИМЕ

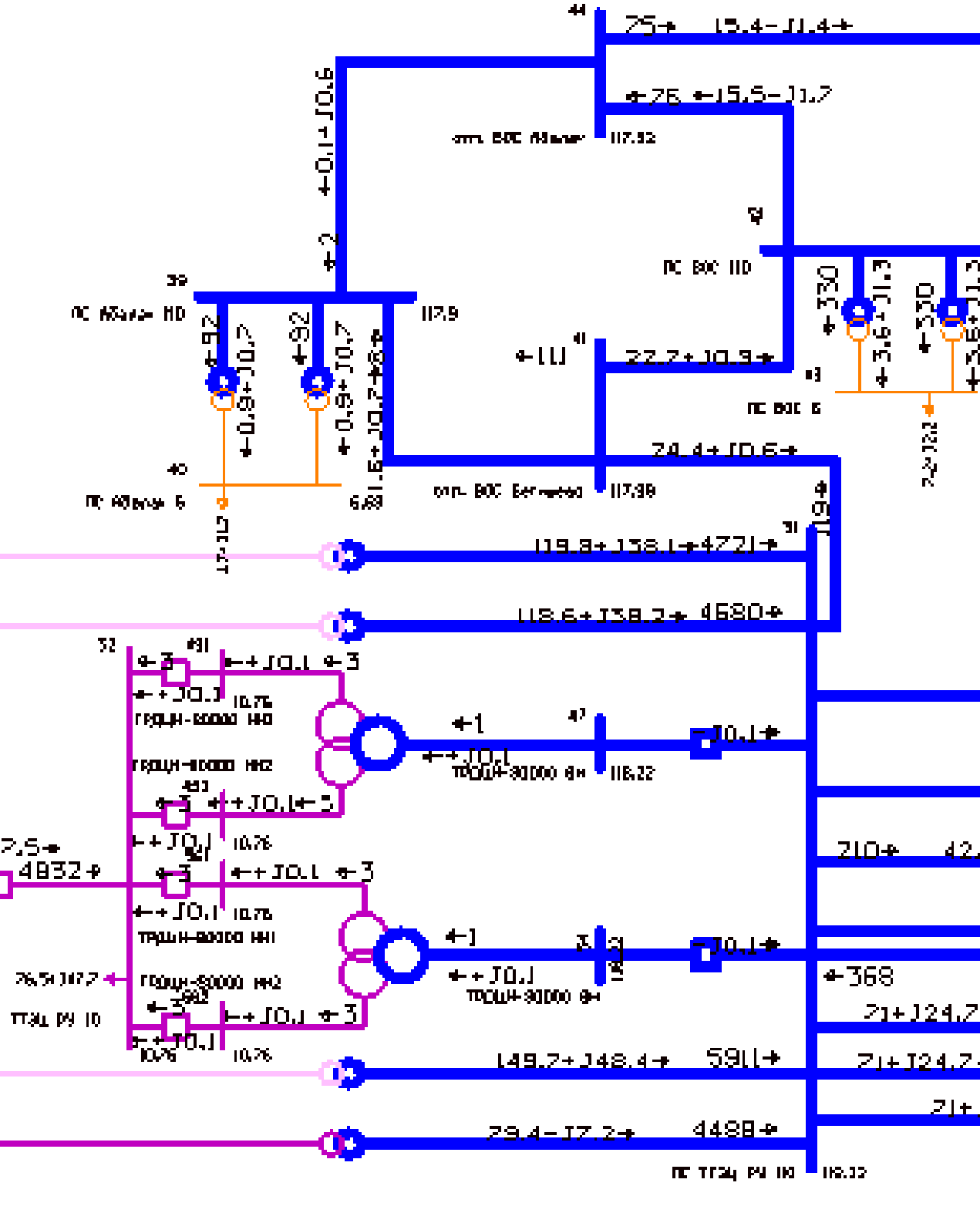
Название	I	I_дон.25	I/I_дон
Иртыш ОРЧ 500 - ПП Тобол 500	35	1650.00	2.1
ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРЧ 500	9	2,070.00	0.4
ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРЧ 500	9	2,070.00	0.4
ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРЧ 500	9	2,070.00	0.4
отп. ВОС Адалак - ПС ВОС 110	83	330	25.2
отп. ВОС Безишево - ПС ВОС 110	119	330	36
ПС ТТЭЦ РЧ 110 - отп. ВОС Адалак	127	450	28.2
ПС Адалак 110 - отп. ВОС Безишево	9	450	2
ПС ТТЭЦ РЧ 110 - ПС ГПП-3 110	156	510	30.6
отп. ВОС Адалак - Иртыш ОРЧ 110	83	450	18.4
ПС Адалак 110 - отп. ВОС Адалак	3	450	0.6
ПС ТТЭЦ РЧ 110 - отп. ГПП-3	471	825	57.1
отп. ГПП-3 - ПС ЗапСиб КРЧЭ 110	471	825	57.1
ПС ТТЭЦ РЧ 110 - ПС ЗапСиб КРЧЭ 110	470	825	57.1
ПС ТТЭЦ РЧ 110 - ПС ЗапСиб КРЧЭ 110	470	825	57.1
ПС ТТЭЦ РЧ 110 - ПС ЗапСиб КРЧЭ 110		825	
ПС ГПП-3 110 - отп. ГПП-3	0	510	0.2
ПС ТТЭЦ РЧ 110 - Иртыш ОРЧ 110	227	825	27.5
ПС ТТЭЦ РЧ 110 - Иртыш ОРЧ 110	227	825	27.5
ПС ТТЭЦ РЧ 110 - Иртыш ОРЧ 110	227	825	27.5

ТОКОВАЯ ЗАГРУЗКА ЛЭП В МАКСИМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ

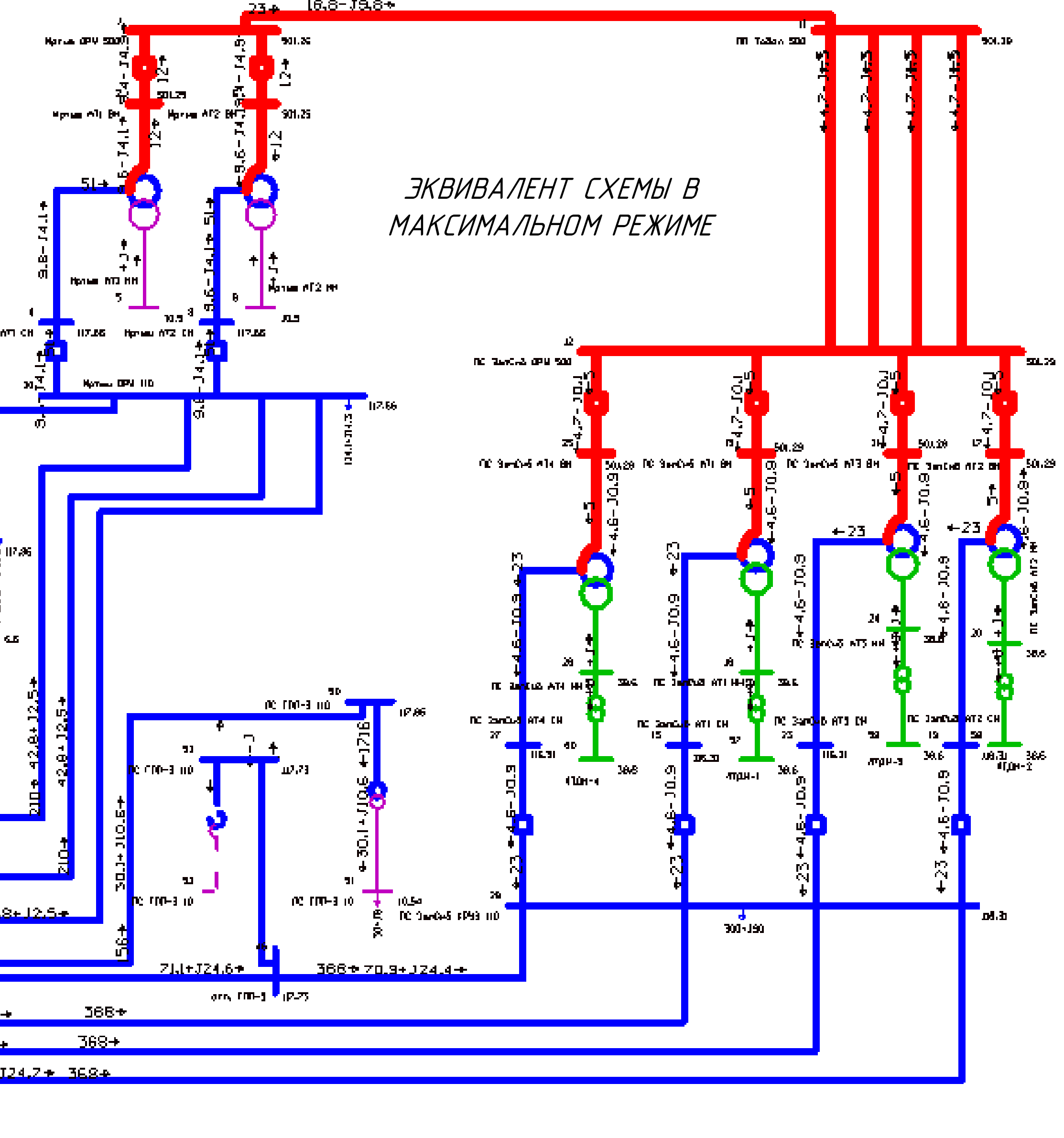
Название	I	I_дон.25	I/I_дон
Иртыш ОРЧ 500 - ПП Тобол 500	24	1650.00	1.5
ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРЧ 500	6	2,070.00	0.3
ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРЧ 500	6	2,070.00	0.3
ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРЧ 500	6	2,070.00	0.3
ПП Тобол 500 - ПС ЗапСиб ОРЧ 500	6	2,070.00	0.3
отп. ВОС Адалак - ПС ВОС 110	76	330	23.1
отп. ВОС Безишево - ПС ВОС 110	111	330	33.7
ПС ТТЭЦ РЧ 110 - отп. ВОС Безишево	120	450	26.6
ПС Адалак 110 - отп. ВОС Безишево	9	450	2
ПС ТТЭЦ РЧ 110 - ПС ГПП-3 110	156	510	30.6
отп. ВОС Адалак - Иртыш ОРЧ 110	76	450	16.8
ПС Адалак 110 - отп. ВОС Адалак	3	450	0.6
ПС ТТЭЦ РЧ 110 - отп. ГПП-3	367	825	44.5
отп. ГПП-3 - ПС ЗапСиб КРЧЭ 110	368	825	44.6
ПС ТТЭЦ РЧ 110 - ПС ЗапСиб КРЧЭ 110	367	825	44.6
ПС ТТЭЦ РЧ 110 - ПС ЗапСиб КРЧЭ 110	367	825	44.6
ПС ТТЭЦ РЧ 110 - ПС ЗапСиб КРЧЭ 110	367	825	44.6
ПС ГПП-3 110 - отп. ГПП-3	0	510	0.2
ПС ТТЭЦ РЧ 110 - Иртыш ОРЧ 110	210	825	25.4
ПС ТТЭЦ РЧ 110 - Иртыш ОРЧ 110	210	825	25.4
ПС ТТЭЦ РЧ 110 - Иртыш ОРЧ 110	210	825	25.4

УЗЛЫ НАГРУЗКИ И ОТКЛОНЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЙ

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	V	dV
40	ПС Адалак 6	6	1.7	1.2	6.68	6.03
43	ПС ВОС 6	6	7.2	2.2	6.6	4.8
51	ПС ГПП-3 10	10	30	9	10.54	0.35
32	ПС ТТЭЦ РЧ 10	10	76.5	4.77	10.76	2.44
10	Иртыш ОРЧ 110	110	124.1	14.3	117.66	6.96
29	ПС ЗапСиб КРЧЭ 110	110	300	90	116.31	5.74



ЭКВИВАЛЕНТ СХЕМЫ В МАКСИМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ

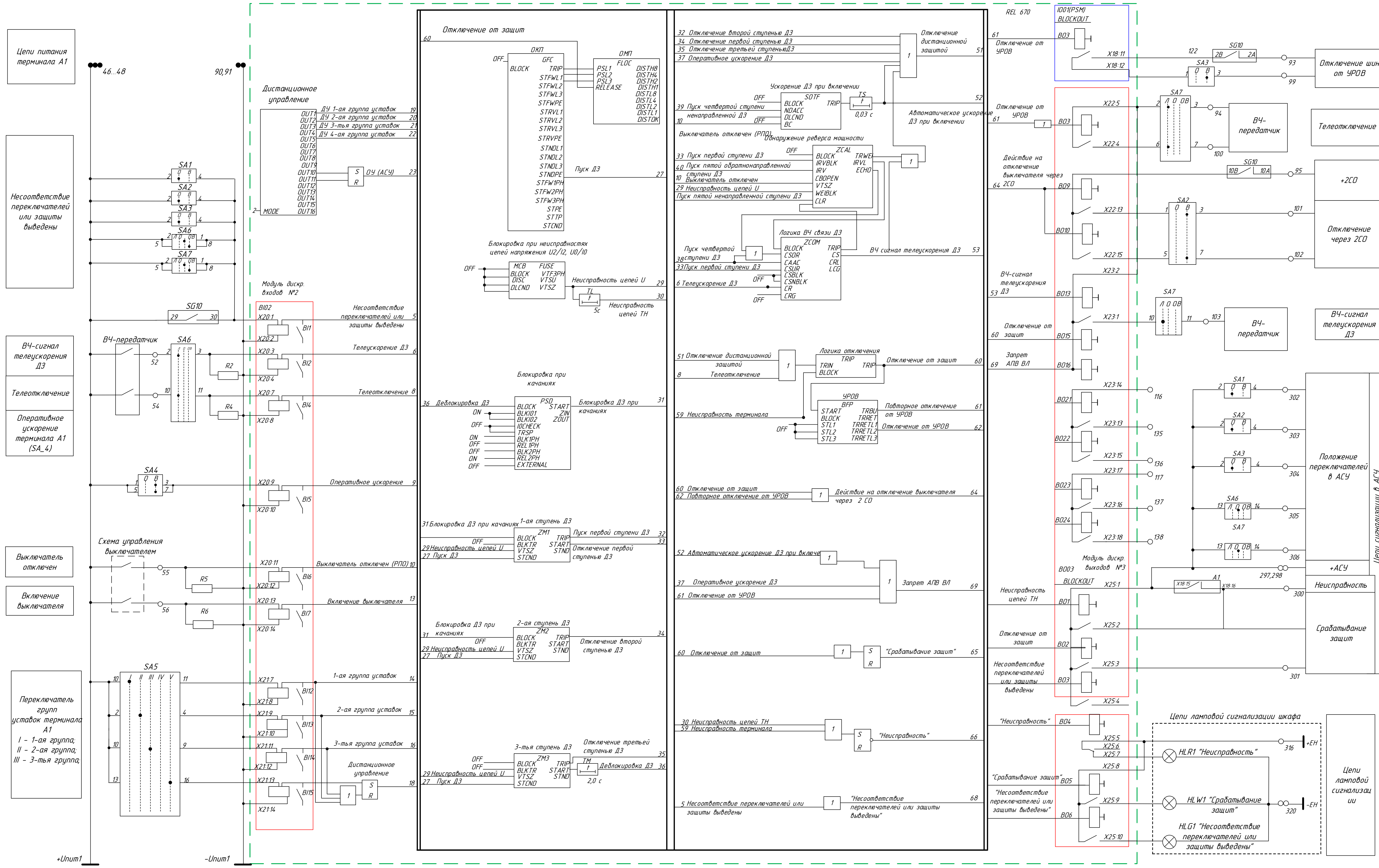


ДИАГРАММЫ ПОТЕРЬ В МАКСИМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ

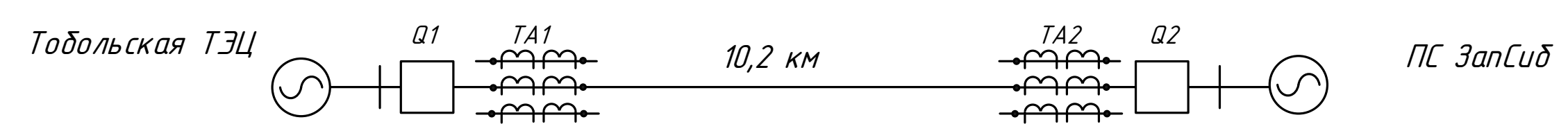


УЗЛЫ ГЕНЕРАЦИИ В МАКСИМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ

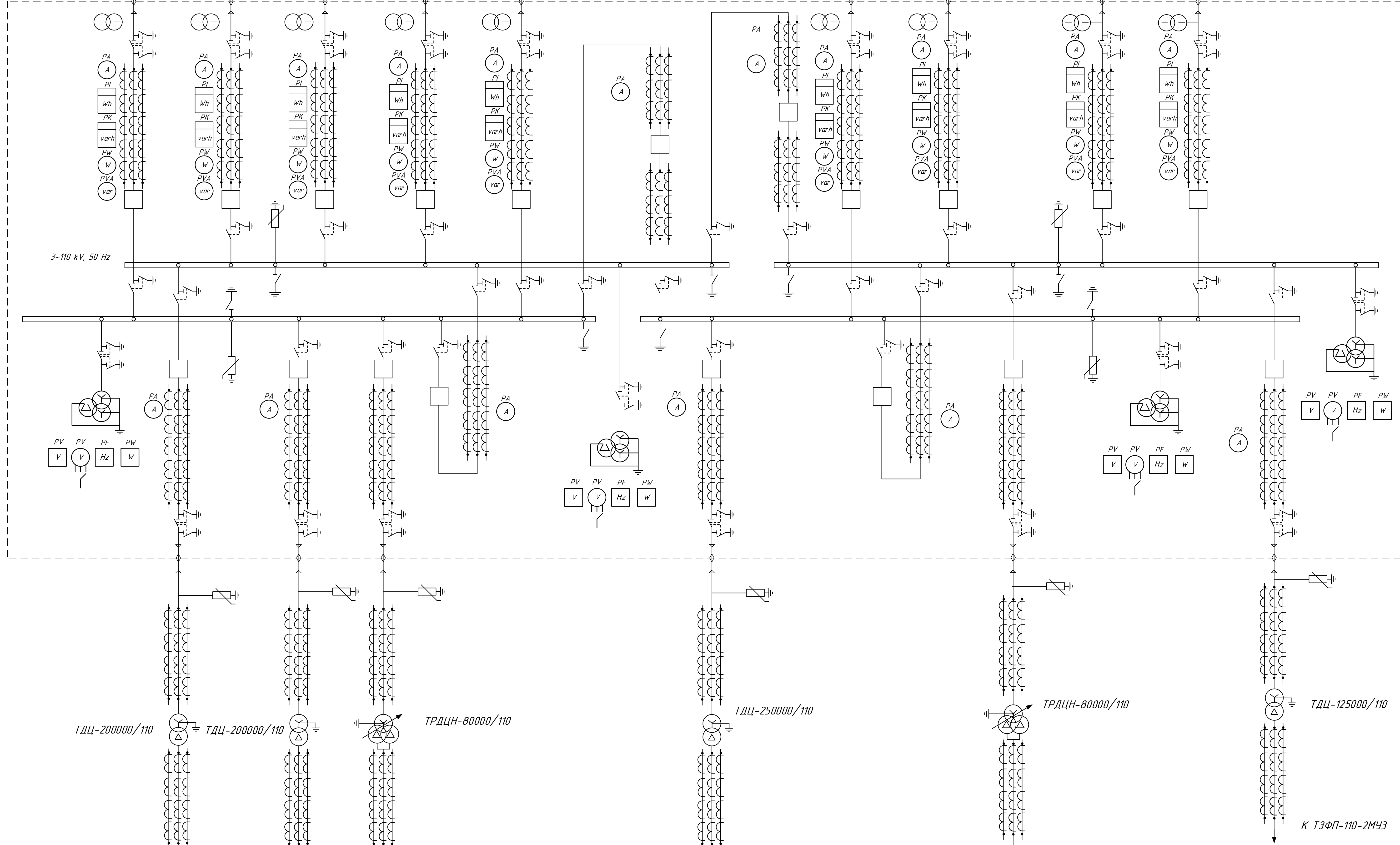
Номер	Название	U_ном	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V
33	ТТЭЦ Г1 ТЭФП-160	16	118.8	4.67	15.8			15.75
34	ТТЭЦ Г2 ТЭФ-220	16	150	59.2	15.8	-105	210	15.75
35	ТТЭЦ Г3 ТЭФФ-120	10	76.5	4.75	10.8	-50	100	10.76
36	ТТЭЦ Г4 ТФП-160	16	120	4.6.8	15.8	-80	160	15.75
37	ТТЭЦ Г5 ТЭФП-110	10	80	16.2	10.5	-55	110	10.5



Поясняющая схема воздушной линии 110 кВ «Тобольская ТЭЦ – ПС ЗапСиб»



ВКР.14.04.1.130302.CX				Литер	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
Разраб.	Колотыгин В.С.					
Проверил	Ротачева А.Г.					
Т.контр.	Ротачева А.Г.					
Рецензент						
Н.контр.	Ротачева А.Г.					
Утв.	Сабина Н.В.					
Релейная защита линии 110 кВ «Тобольская ТЭЦ – ЗапСиб» на основе терминала REL 670				Лист 6	Листов 6	
Проектирование участка электрической сети подстанции ЗапСиб – Тобольская ТЭЦ в связи с реконструкцией распределительного устройства напряжением 110 кВ Тобольской ТЭЦ				АМГУ		
				Кафедра энергетики		



ТДЦ-200000/110

ТДЦ-200000/110

ТРДЦН-80000/110

ТДЦ-250000/110

ТРДЦН-80000/110

ТДЦ-125000/110

К ТЗФП-160-2У3

К ТЗФП-160-2У3

К ГРУ-10 кВ

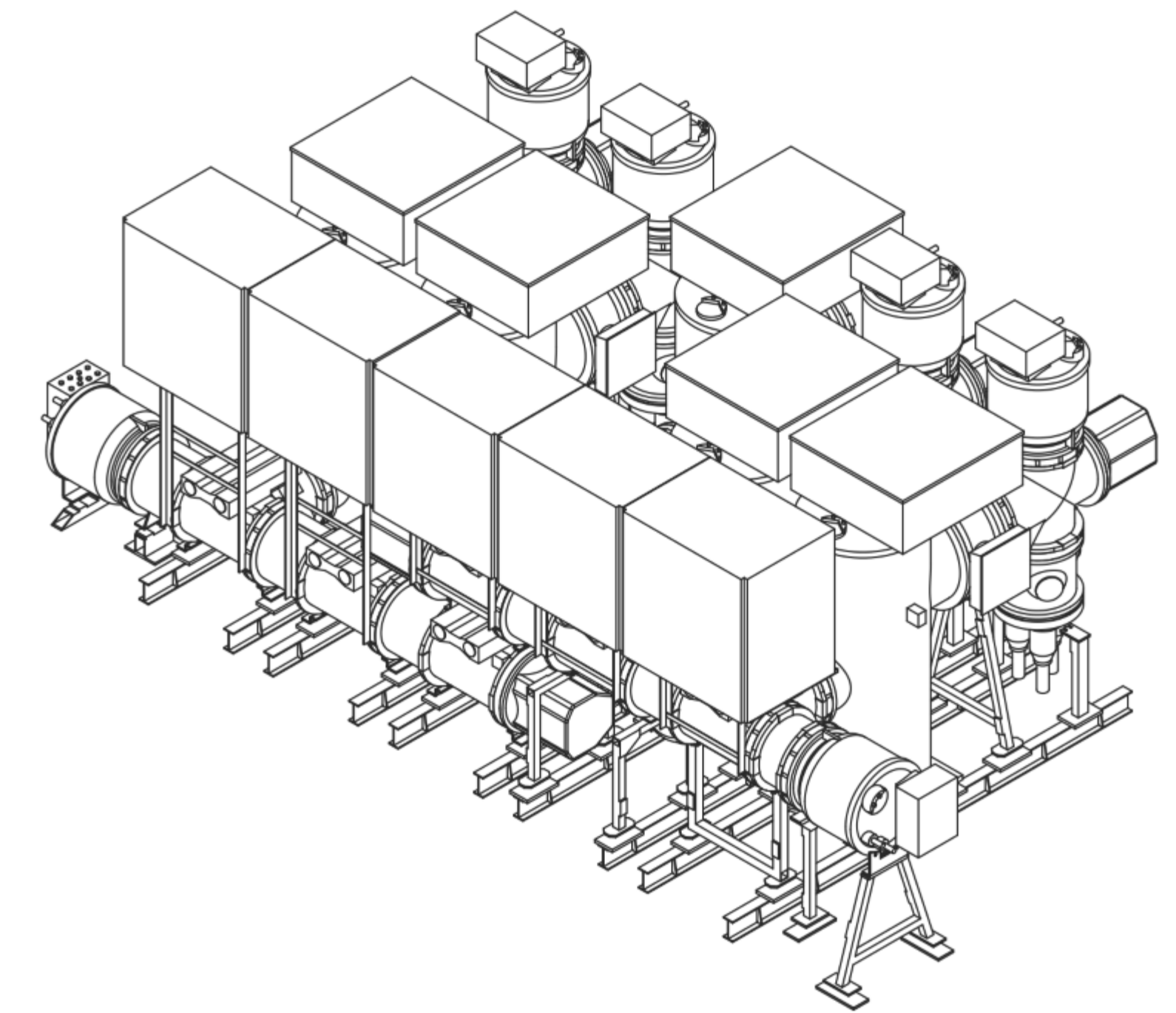
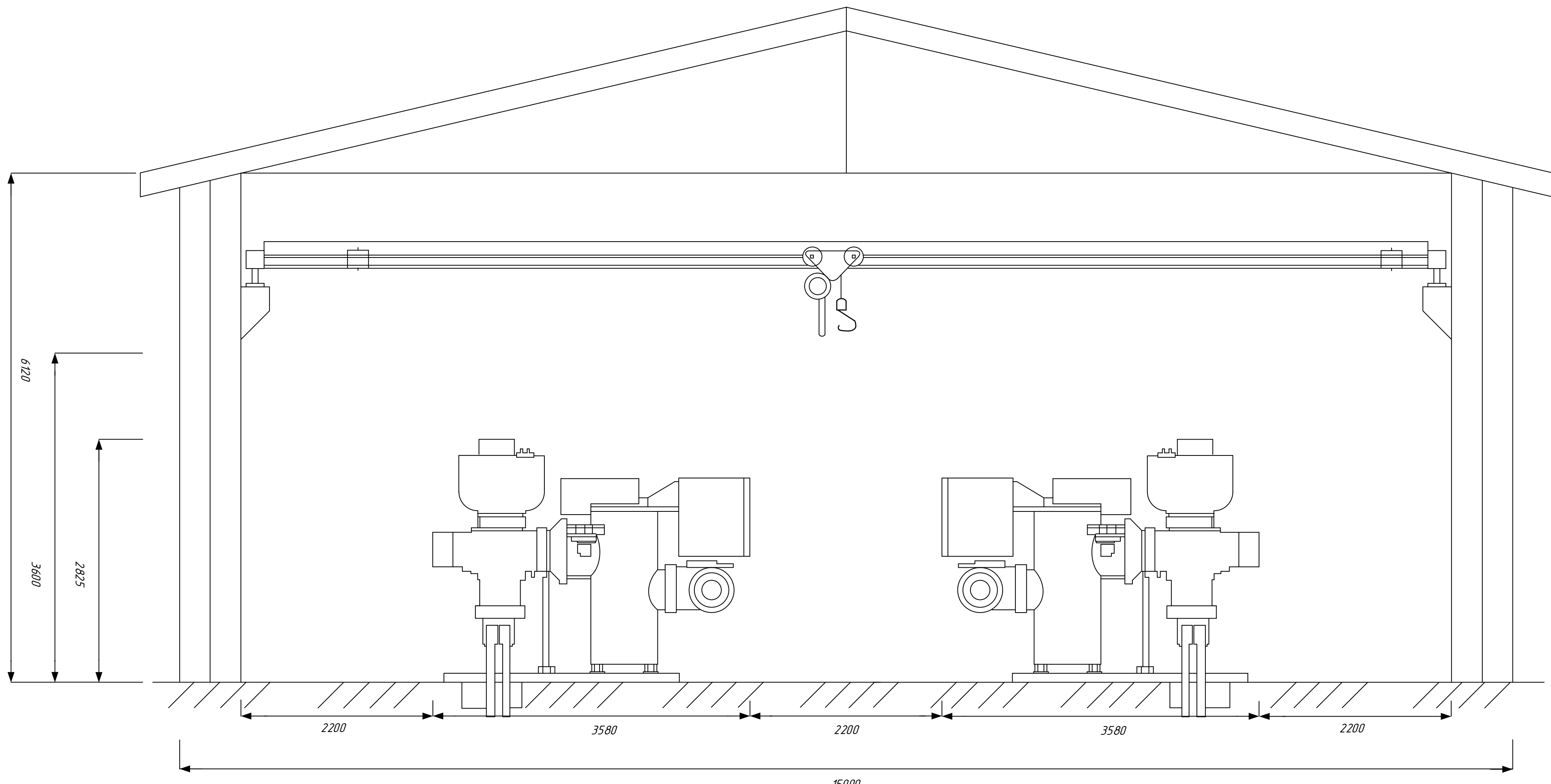
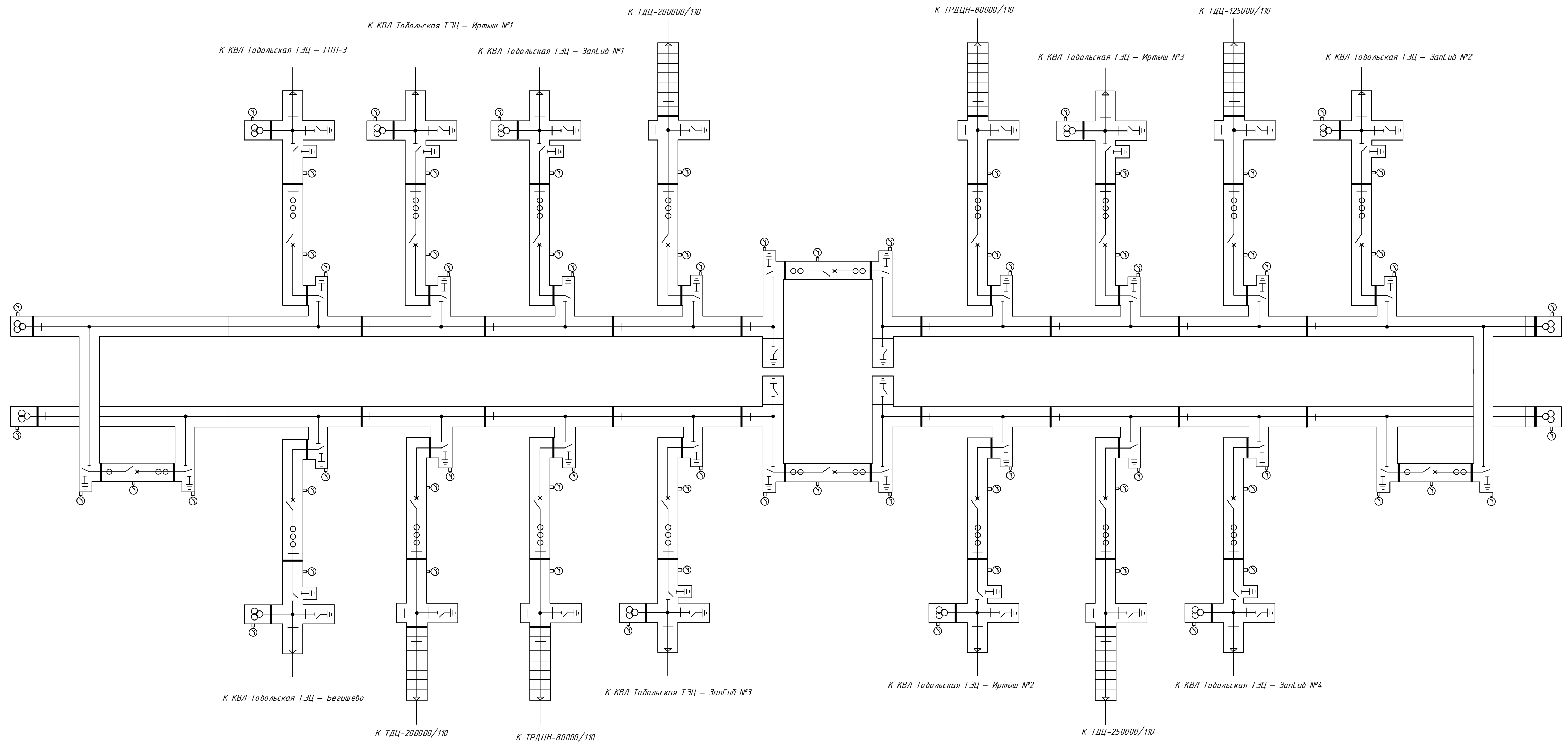
К ТЗФ-220-2У3

К ГРУ-10 кВ

К ТЗФП-110-2МУ3

ВКР.14.404.1.130302.СХ				Лист	Масса	Масштаб
ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА КРУЭ 110 кВ				5		
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		
Разраб		Колотыгин В.С.				
Проверил		Ротачева А.Г.				
Т.Контр		Ротачева А.Г.				
Рецензент						
Н.Контр		Ротачева А.Г.				
Утвержд		Савина Н.В.				
Проектирование участка электрической сети подстанции ЗапСиб – Тобольская ТЭЦ в связи с реконструкцией распределительного устройства напряжением 110 кВ Тобольской ТЭЦ.				АМГУ Кафедра энергетике		

КОМПОНОВОЧНАЯ СХЕМА КРУЭ 110 кВ Тобольской ТЭЦ



				ВКР 14.404.1.130302.СХ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	КОМПОНОВОЧНАЯ СХЕМА КРУЭ 110 кВ Тобольской ТЭЦ	Лист	Масса	Масштаб
Разработ	Колтыгин В.С.					6		
Проверил	Ротачева А.Г.							
Т.Контр.	Ротачева А.Г.					6		6
Рецензент								
Н.Контр.	Ротачева А.Г.				Проектирование участка электрической сети подстанции ЗапСиб - Тобольская ТЭЦ в связи с реконструкцией распределительного устройства напряжением 110 кВ Тобольской ТЭЦ.			
Утверждаю	Савина Н.В.				АМГУ Кафедра энергетики			