

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы  
✓ Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

  
\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« 03 » 07 \_\_\_\_\_ 2020 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на тему: Проектирование инновационного развития электрической сети  
Благовещенского энергетического района Амурской области

Исполнитель  
студент группы 842-ом 2

  
\_\_\_\_\_ 30.06.2020 \_\_\_\_\_ Д.С. Безбородов  
подпись, дата

Руководитель  
канд.техн.наук, профессор

  
\_\_\_\_\_ 30.06.2020 \_\_\_\_\_ Ю.В. Мясоедов  
подпись, дата

Руководитель  
магистерской программы  
докт.техн.наук, профессор

  
\_\_\_\_\_ 02.07.2020 \_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
подпись, дата

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

  
\_\_\_\_\_ 02.07.2020 \_\_\_\_\_ Н.С. Бодруг  
подпись, дата

Рецензент

  
\_\_\_\_\_ 06.07.2020 \_\_\_\_\_ Д.Ю. Храмков  
подпись, дата

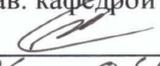
Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
« 06 » 04 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Безбородова Дмитрия Сергеевича. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование инновационного развития электрической сети Благовещенского энергетического района Амурской области.

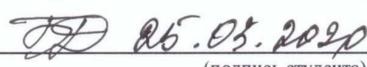
(утверждено приказом от 10.03.2020 № 548-уч)

- Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 14.06.2020
- Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Генеральный план Благовещенского района, мощности трансформаторов, однолинейные схемы подстанций.
- Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ существующей сети Благовещенского района Амурской области, расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети, проектирование развития рассматриваемой электрической сети, использованное инновационное оборудование, выбор оптимального варианта развития сети.
- Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1 лист графической части, 30 таблиц, 9 схем
- Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_
- Дата выдачи задания 25.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович  
профессор, кандидат технических наук

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

Задание принял к исполнению (дата):

 26.05.2020  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 92 с., 19 рисунков, 49 формул, 33 таблицы, 29 использованных источников, 6 приложений.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РАЦИОНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ДЛИТЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫЙ ТОК, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ, ГРАФИК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, РАСЧЕТНЫЙ ТОК.

В магистерской диссертации была произведена разработка схем развития электрической сети Благовещенского энергетического района Амурской области в связи с подключением ПС Хунда. Определён эквивалент рассматриваемого участка сети. Осуществлён структурный анализ электрической сети рассматриваемого района. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района.

Расчёты режимов электрической сети проводились с использованием программно-вычислительного комплекса RastrWin. Осуществлён прогноз электрических нагрузок района проектирования. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты подключения объектов ПС с использованием инновационного оборудования. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Произведён выбор необходимого оборудования для каждого из вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Анализ существующей сети Благовещенского района Амурской области	10
1.1 Характеристика района проектирования и существующей электрической сети	10
1.2 Структурный анализ электроэнергетической системы района	13
1.2.1 Структурный анализ источников питания	14
1.2.2 Структурный анализ ЛЭП	17
1.2.3 Структурный анализ ПС	18
1.3 Потери электроэнергии в существующей сети Благовещенского района Амурской области	20
2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	22
2.1 Моделирование существующего участка сети	23
2.2 Анализ режимов существующей сети	24
3 Проектирование развития рассматриваемой электрической сети	30
3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом Районе	30
3.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети	31
3.2.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Хунда к сетям на напряжение 110 кВ	31
3.2.2 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Хунда к существующим сетям на напряжение 110 кВ	42
4 Использованное инновационное оборудование	46
4.1 Обслуживание и ремонт комплектных распределительных устройств	51
5 Безопасность и экологичность	56
5.1 Анализ условий труда на работах по обслуживанию проектируемых объектов электроснабжения	56
5.2 Характеристика опасных и вредных производственных факторов	57

5.3 Основные мероприятия по обеспечению безопасных и здоровых условий труда	58
5.4 Экологичность	62
5.5 Чрезвычайные ситуации	66
6 Выбор оптимального варианта развития сети	77
6.1 Капиталовложения	77
6.2 Расчет эксплуатационных издержек	79
6.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	81
6.4 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения	82
6.5 Оценка экономической эффективности проекта	83
Заключение	88
Библиографический список	89
Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	70
Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	71
Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима	84
Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1	90
Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2	96
Приложение Е Однолинейные схемы вариантов	100

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ОРУ – открытое распределительное устройство;

НПС – нефти перекачивающая станция;

КУ – компенсирующее устройство;

ВЛ – воздушная линия;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ЛЭП – линия электропередачи;

ШР – шунтирующий реактор;

КРМ – компенсация реактивной мощности;

ЭЭС – электроэнергетическая система;

ПС – подстанция;

РМ – реактивная мощность;

ВН – высокое напряжение;

СН – среднее напряжение;

НН – низкое напряжение;

РПН – регулировка под нагрузкой;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

ОЭС – объединенная энергетическая система;

УКР – установки конденсаторные регулируемые;

ТКЗ – токи короткого замыкания.

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Электроэнергетика является важнейшей базовой отраслью промышленности Российской Федерации. От уровня ее развития зависит всё народное хозяйство страны, а также уровень развития научно-технического прогресса в стране.

Участок электрической сети Благовещенского энергетического района имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с сильными и слабыми связями. Слабыми связями обладают отпаечные подстанции 110 кВ, поскольку связность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети.

Всего в рассматриваемом районе 9 подстанций, из них большинство являются двух трансформаторными. Преобладают линии номинального напряжения 110 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением, АС - 185. Загрузка трансформаторов в нормальном режим на большинстве подстанций ниже нормируемых значений. В перспективе планируется увеличение энергопотребления в связи с динамикой численности населения, намечаемым уровнем коммунально-бытового электропотребления, развитием промышленного производства, что может привести к увеличению числа отключений и аварий на ПС.

Для решения этих задач должна быть произведена разработка вариантов развития электрической сети Амурской области в связи с подключением ПС Хунда. Разработка инновационной схемы подключения включает в себя комплекс различных мер и технических решений, позволяющих снизить потери электроэнергии в сети и повысить надёжность электроснабжения потребителей электрической сети.

Целью магистерского исследования является разработка технически осуществимой, также экономически выгодной схемы подключения на основе инновационных технологий, способной обеспечить надёжное и качественное электроснабжение ПС Хунда.

Объект исследования – электрическая подстанция.

Предмет исследования – повышение надежности и эффективности электроснабжения потребителей.

В ходе магистерского исследования планируется решение следующих задач:

- анализ существующей электрической сети Благовещенского энергетического района
- расчет нормального и послеаварийного установившегося режима с учетом прогноза электрических нагрузок;
- разработка конкурентно-способных вариантов развития электрической сети;
- расчет экономической эффективности предложенных вариантов с учетом фактора надежности.

Задачи, поставленные при выполнении научно-исследовательской работы были решены с помощью следующих программ:

1. Microsoft Office Word 2013г;
2. Microsoft Office Visio 2013г;
3. Microsoft Office Excel 2013г;
4. MathType 6.1 Equation;
5. Mathcad 14.0;
6. ПВК RastrWin 3;

Научная новизна работы заключается в комплексном исследовании Благовещенского энергетического района Амурской области – структурный анализ линий электропередачи и подстанций, анализ сети до ввода в эксплуатацию ПС Хунда, а так же разработка сетей с использованием инновационного оборудования с учетом проектируемой электрической подстанции.

Практическую ценность представляет разработка технических и схемных решений по осуществлению эффективного и надежного

электроснабжения новых потребителей, что поможет снизить затраты предприятия на покупку потерь и увеличить прибыль

Диссертация состоит из введения, 6 разделов, заключения, библиографического списка используемой литературы.

Во введении обосновывается актуальность выбранной темы, ставятся цели и задачи работы, выбирается объект исследования, приводится научная новизна и практическая ценность работы.

В первом разделе проведен анализ существующей сети Благовещенского района Амурской области, приведена характеристика района проектирования и существующей электрической сети, произведен анализ потерь электроэнергии, рассматриваемого района.

Во втором разделе произведен расчет и анализ установившихся режимов существующей сети.

В третьем разделе разработаны варианты развития электрической сети и техническая проработка этих вариантов.

В четвертом разделе указано инновационное оборудование, используемое в проекте, приведен перечень мер, необходимых для его обслуживания и ремонта.

В пятом разделе приведен перечень мер и требований, необходимых для безопасного строительства и эксплуатации объектов, рассматриваемых в проекте.

В шестом разделе выполнен расчет капитальных вложений, необходимых для реализации предложенного варианта оснащения, произведена оценка экономической эффективности от его реализации.

В заключении приводятся основные результаты работы.

# 1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ БЛАГОВЕЩЕНСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

## 1.1 Характеристика района проектирования и существующей электрической сети

Амурская область находится в юго-восточной части РФ. Площадь 363,7 тыс. кв. км, население 1157,7 тыс. чел. Расстояние до Москвы от центра области по железной дороге – 7982 км, по воздуху – 6480. Горные и возвышенные участки занимают 60 %, равнинные – 40 % территории области. Первые расположены преимущественно в северных районах. В средней и северной частях областей – глыбовые и глыбово-складчатые горные хребты. Все они низкие или средневысокие, на вершинах каменистые россыпи.

Амурская область находится в лесной зоне умеренного географического пояса северного полушария. Ее климат резко-континентальный с муссонными чертами. Годовая суммарная солнечная радиация 108 – 118 ккал на один квадратный сантиметр. Господствует умеренный континентальный воздух, зимой преобладает арктический. Господствует западный перенос воздушных масс, развита циклонная деятельность. Континентальность климата в Амурской области больше, чем на любой другой территории земного шара, лежащей в тех же широтах. Среднегодовая температура колеблется от 0 °С до минус 8 °С. Средняя температура воздуха в июле – от 17,0 на севере до 21,0 на юге. Годовое количество осадков – от 430 мм на западе до 800 мм на востоке.

Почвы Амурской области буро-таежные, горные и равнинные (58 % территории), лесные подбелы, болотные, бурые лесные, луговые подбелы горно-тундровые, пойменные, лугово-черноземовидные.

Благовещенский район расположен на юге Амурской области. Район расположен в зоне 1- 6 – балльной сейсмичности.

Климат района резко-континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким жарким летом.

Таблица 1 – Природно-климатические условия Благовещенского района Амурской области

Месяц	Температура воздуха в градусах			Кол-во осадков (мм.)	Снежный покров, см	Относительная влажность воздуха, %	Направление ветра	Скорость ветра м/сек
	Многолетняя	Абсолютная						
		Мах.	Мин.					
Январь	-30,7	-3,9	-49,8	5,7	29	71	ю-в	0,4
Февраль	-23,7	2	-47,8	3,6	34	70	с	0,8
Март	-12,7	10,5	-43	11,4	36	64	с	1,2
Апрель	-0,2	24,3	-29,5	27,3	19	61	с	2,1
Май	9,2	31,6	-7,9	52,2	-	60	с	2,4
Июнь	15,6	33,6	-4,2	94,3	-	75	с	1,4
Июль	19,2	37,2	2,1	127,4	-	82	с	1,7
Август	17,2	33,6	1,2	154,7	-	83	с	1,4
Сентябрь	9,6	29,6	-9	80,8	-	78	с	1,2
Октябрь	-1,2	27,2	-27,5	38,5	8	68	ю-з	1,4
Ноябрь	-17,2	7	-43,9	28,2	19	76	ю-з	1,3
Декабрь	-29	-2,9	-48,7	12,6	25	75	ю-в	0,7
Средние за год:	-3,6	37,2	49,8	636,8	-	-	-	-

Приведенные в таблице 1 данные свидетельствуют о довольно низкой среднегодовой температуре минус 3,6° и особом режиме распределения осадков в продолжении года. Среднегодовое количество осадков составляет 636 мм, из них 59% выпадает в течение летних месяцев - июнь, июль, август. Снежный покров маломощен, относительная глубина его составляет 25 - 36 см, по северу района 53 - 60 см, присутствует с октября по апрель. В конце июля и начале августа наиболее сильно развита циклоническая деятельность, из-за которой увеличивается выпадение осадков, высока вероятность ливней. С октября происходит заметное уменьшение количества осадков.

Ветровой режим тесно взаимодействует с общей циркуляцией атмосферы, в частности, с господствующим западным переносом воздушных масс, наблюдается общее воздействие ветров северо-западного направления, хорошо выражен и их сезонный характер. Зимой обычно преобладают ветры северо-западные, а летом преимущественно южных румбов, слабые. Весной и осенью при перестройке циркуляции атмосферного фронта и смене

направлений воздушных масс ветер становится порывистым, порой очень сильным. Если средние годовые скорости его 1 - 3,5 м/с. то весной, в апреле, мае, средние месячные скорости ветра становятся равными 2 - 2,5 м/с., а в отдельные дни достигают 10 - 15 м/с.

На основании карт районирования территории Амурской области, в соответствии с Правилами устройства электроустановок [18], Благовещенский район относится по ветровому давлению на уровне 10 м над поверхностью земли к району III - 650 Па (32 м/с), по толщине стенки гололеда - к району III- от 15,1 до 20 мм.

Карта-схема существующей электрической сети Благовещенского района показана на рисунке 1.



Рисунок 1 – Рассматриваемый участок сети на карте схеме

В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбрана одна станция Благовещенская ТЭЦ, а также подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ: ПС Благовещенская и девять подстанций с высшим классом напряжения 110 кВ:

1. ПС Чигири;
2. ПС Кирпичная;
3. ПС Северная;
4. ПС Центральная;
5. ПС Сетевая;
6. ПС Портовая;
7. ПС Новая;
8. ПС Западная;
9. ПС Кооперативная;

Граф рассматриваемого участка сети представлен на рисунке 2.

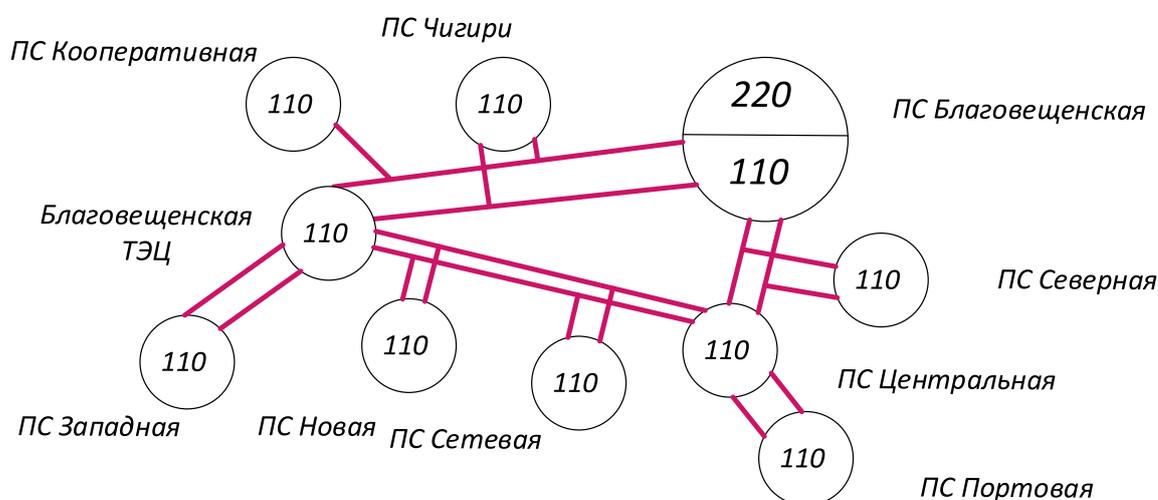


Рисунок 2 – Граф рассматриваемого участка сети

## 1.2 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

- структурный анализ источников питания;
- структурный анализ ЛЭП;
- структурный анализ ПС.

### 1.2.1 Структурный анализ источников питания

#### **Благовещенская ТЭЦ**

Основным видом деятельности Благовещенской ТЭЦ является производство электрической энергии.

В энергосистеме Амурской области Благовещенская ТЭЦ выполняет следующие функции:

- Выдача мощности и выработка электроэнергии;
- Регулирование частоты;
- Прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергосистеме.

Благовещенская ТЭЦ – базовое предприятие энергетики Амурской области. Благовещенская ТЭЦ на 85% обеспечивает потребности предприятий промышленности и жилищно-коммунального хозяйства столицы Приамурья в тепле и вырабатывает седьмую часть всей электроэнергии, потребляемой в области.

Благовещенская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 404 МВт, тепловая мощность — 1005,6 Гкал/час. Схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. Проектное топливо — бурый уголь Райчихинского месторождения, фактически используются бурые угли Хоронорского и Ерковецкого месторождений, для выгрузки угля на станции установлено два вагоноопрокидывателя. Основное оборудование станции включает в себя:

Турбоагрегат № 1 мощностью 60 МВт, в составе турбины ПТ-60-130/13-1,2 с генератором ТВФ-63-2УЗ, введён в 1982 году;

Турбоагрегат № 2 мощностью 110 МВт, в составе турбины Т-110/120-130-4 с генератором ТВФ-120-2УЗ, введён в 1983 году;

Турбоагрегат № 3 мощностью 110 МВт, в составе турбины Т-110/120-130-4 с генератором ТВФ-120-2УЗ, введён в 1985 году;

Турбоагрегат № 4 мощностью 124 МВт, в составе турбины Т-120-140-12,8-2 с генератором ТЗФП-130-2УЗ, введён в 2015 году.

Пар для турбин вырабатывают четыре котлоагрегата БКЗ-420-140-7 и один котлоагрегат Е-420-13,8-560 БТ. Также присутствуют два водогрейных котла КВГМ-100. Вырабатываемы дымовые газы отводятся через две трубы.

Система технического водоснабжения оборотная, выполнена с использованием трёх башенных градирен: три градирни БГ-1600 с площадью орошения 1600 м<sup>2</sup>, и одна градирня БГ-2300 с площадью орошения 2300 м<sup>2</sup>.

Для обеспечения станции добавочной (технической) водой на берегу р. Зея смонтирована насосная станция. Выдача электроэнергии в энергосистему производится с открытого распределительного устройства (ОРУ) напряжением 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ — Благовещенская № 1 с отпайками;

ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ — Благовещенская № 2 с отпайкой на ПС Чигири;

ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ — Западная № 1;

ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ — Западная № 2;

ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ — Центральная № 1 с отпайками на ПС Новую и ПС Сетевую;

ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ — Центральная № 2 с отпайками на ПС Новую и ПС Сетевую.

РУ ВН Благовещенской ТЭЦ;

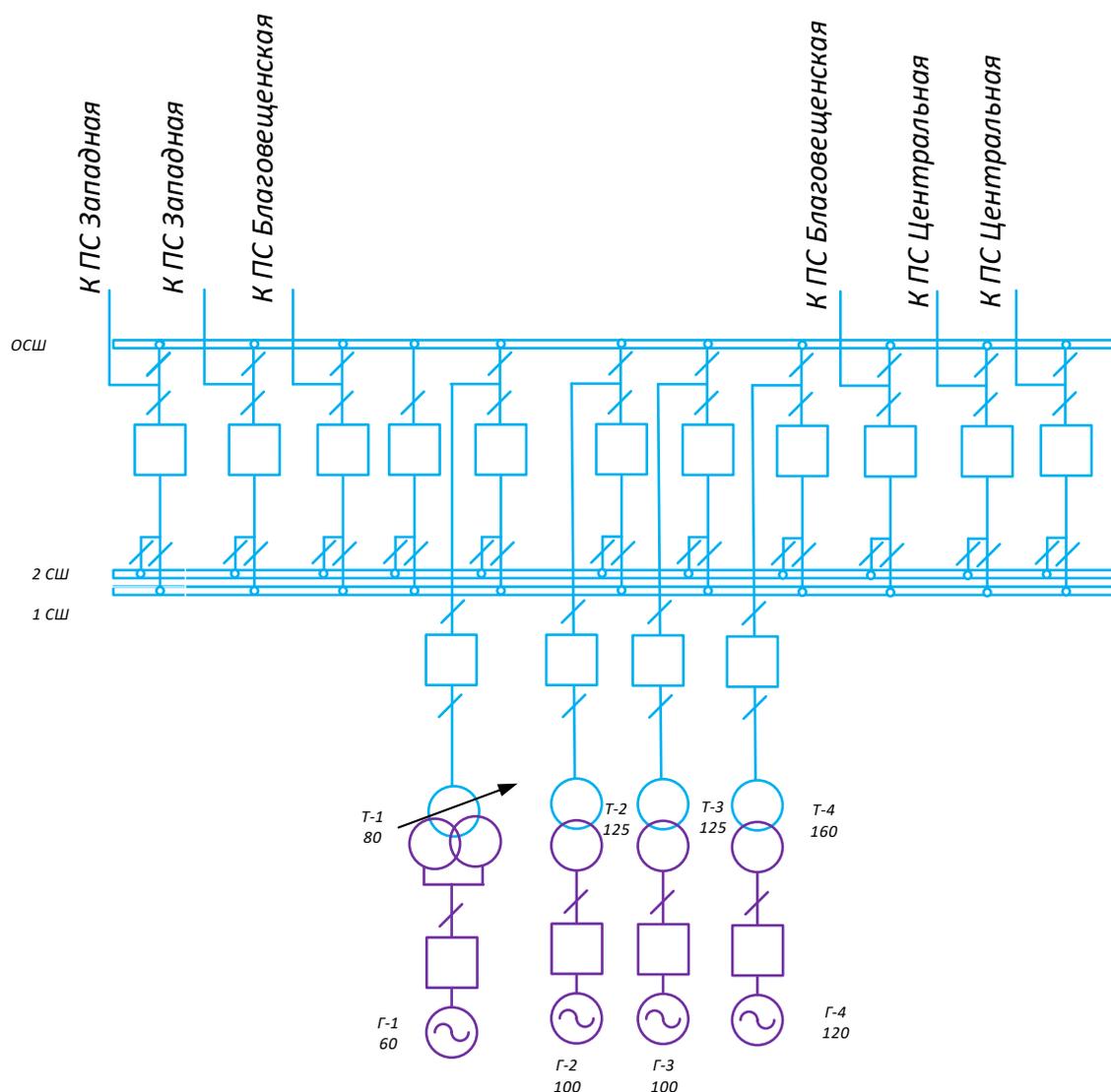


Рисунок 3 – Схема Благовещенской ТЭЦ

УНОМ: 110 кВ

Схема РУ: 13Н - Две рабочие и обходная системы шин.

Количество ячеек: 6 линейные, 4 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлен 1 на шину.

Таблица 2 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр	I <sub>х</sub> , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТРДЦН-80000/110	1	10.5			310	70	480	0.6
ТДЦ - 125000/110	2	10.5			400	120	687.5	0.55
ТДЦ - 160000/110	1	10.5			410	110	685	0.55

Таблица 3 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{НОМ}$ , МВт	$U_{НОМ}$ , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТВФ-63-2УЗ	1	60	6.3	1500
ТВФ-120-2УЗ	2	110	10.5	1500
ТЗФП-130-2УЗ	1	124	10.5	1500

## 1.2.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 4 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	$U_{НОМ}$ , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
Благовещенская - Чигири	110	АС - 300	4.4	ВЛ
Благовещенская - Чигири		АС - 300	4.4	ВЛ
Благовещенская ТЭЦ - Чигири		АС - 300	4.8	ВЛ
Благовещенская ТЭЦ - Чигири		АС - 300	4.8	ВЛ
Отпайка на ПС Кооперативная от ВЛ Благовещенская ТЭЦ - Чигири		АС - 240	0.07	ВЛ
Благовещенская ТЭЦ - Западная		АС - 240	2	ВЛ
Благовещенская ТЭЦ - Западная		АС - 240	2	ВЛ
Благовещенская ТЭЦ - Центральная		АС - 185	9.3	ВЛ
Благовещенская ТЭЦ - Центральная		АС - 185	9.3	ВЛ
Отпайка на ПС Новая от ВЛ Благовещенская ТЭЦ - Центральная		АС - 185	0.11	ВЛ
Отпайка на ПС Новая от ВЛ Благовещенская ТЭЦ - Центральная		АС - 185	0.11	ВЛ
Отпайка на ПС Сетевая от ВЛ Благовещенская ТЭЦ - Центральная		АС - 120	2	ВЛ
Отпайка на ПС Сетевая от ВЛ Благовещенская ТЭЦ - Центральная		АС - 120	2	ВЛ
Центральная - Портовая		АС - 150	5.2	ВЛ
Центральная - Портовая		АС - 150	5.2	ВЛ
Благовещенская - Центральная		АС - 185	6.69	ВЛ
Благовещенская - Центральная		АС - 185	6.69	ВЛ

Таблица 5 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U <sub>ном</sub> , кВ	Суммарная протяженность, км
110	69.07

Таблица 6 – Интервальная оценка сечений

U <sub>ном</sub> , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
110	АС - 300	18.4
110	АС - 240	4.07
110	АС - 185	32.2
110	АС - 150	10.4
110	АС - 120	4

### 1.2.3 Структурный анализ ПС

Таблица 7 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети
ПС Благовещенская	Узловая
ПС Чигири	Отпаечная
ПС Кооперативная	Отпаечная
ПС Западная	Тупиковая
ПС Новая	Отпаечная
ПС Сетевая	Отпаечная
ПС Портовая	Тупиковая
ПС Центральная	Узловая
ПС Северная	Отпаечная

Таблица 8 – ПС по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ ВН
1	2
ПС Чигири	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)

1	2	
ПС Кооперативная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)	
ПС Западная	Мостик (5Н)	
ПС Новая	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)	
ПС Сетевая	Мостик (5Н)	
ПС Портовая	Мостик (5Н)	
ПС Центральная	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)	
ПС Северная	Мостик (5Н)	
ПС Благовещенская	220	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
	110	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин(12)

Далее выделим ПС по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки, установленных на них трансформаторов.

Таблица 9 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
ПС Благовещенская	2 х АДЦТН-125000/220/110
ПС Чигири	2 х ТРДН- 40000/110
ПС Кооперативная	2 х ТДН- 6300/110
ПС Западная	2 х ТДТН- 40000/110
ПС Новая	ТРДН- 40000/110 ТРДН- 25000/110
ПС Сетевая	2 х ТДТН- 40000/110
ПС Портовая	2 х ТДН- 16000/110
ПС Центральная	2 х ТДТН- 25000/110
ПС Северная	2 х ТДН- 25000/110

### **1.3 Потери электроэнергии в существующей электрической сети Благовещенского района Амурской области**

Величина потерь электроэнергии при её передаче и распределении и тенденции ее изменения является важнейшим показателем технико-экономического состояния электрических сетей и уровня их эксплуатации, энергетической эффективности передачи и распределения электроэнергии. По мнению международных экспертов, относительные потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях большинства стран можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4-5 %. Потери электроэнергии на уровне 10 % можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям [24].

Анализ потерь электроэнергии в филиале АО «ДРСК» «Амурские ЭС» приведён в таблице 10. Он показал, что уровень потерь электроэнергии при её транспортировке превосходит допустимые пределы. В процентном отношении к отпуску в сеть в целом по филиалу потери электроэнергии составили в 2017 году- 18,07%, в 2018 г.- 16,73%, в 2019г.-15,78%.

Высокий уровень потерь электроэнергии в распределительных сетях энергосистем РФ в основном обусловлен следующими факторами: неоптимальными режимами работы сетей, характеризующимися большой дисперсией активной и реактивной мощностей, отклонением напряжения в узлах – завышенным в сетях высокого напряжения и заниженным в удаленных от центров питания точках сетей классов напряжения 35, 10, 0,4 кВ; недостатком регулирующих средств, отсутствием и (или) неудовлетворительной компенсацией реактивной мощности; неравномерностью графиков электрических нагрузок с большими пиками в часы максимума нагрузок и провалами в часы минимума, низкой наблюдаемостью сетей из-за недостаточного количества измерительных комплексов электроэнергии, отсутствия средств телеизмерений, неэффективного учета электроэнергии [25].

Вместе с тем прослеживается тенденция к снижению потерь, как в абсолютном, так и в относительном выражении, сложившаяся благодаря реализации целого комплекса мероприятий, среди которых основная роль отводится поэтапному внедрению информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

Таблица 10 – Основные показатели баланса электрической энергии в сетях филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети»

Подразделение	Поступление в сеть, тыс. кВт*ч			Общие потери э/энергии					
	2017г.	2018г.	2019г.	2017г.		2018г.		2019г.	
				тыс. кВт*ч	%	тыс. кВт*ч	%	тыс. кВт*ч	%
Благовещенский РЭС	330722	341230	400722	19309	9,7	20384	8,19	20309	5,84
СП «Центральные эл.сети»	806671	902179	996671	138390	20,6	130754	17,9	128390	17,2
Филиал АО «ДРСК» «Амурские ЭС»	4293741	4327231	4393741	677402	18,07	657434	16,73	647402	15,78

Как известно, результаты процесса передачи электроэнергии формируются под влиянием многих факторов, и среди них очень важное место занимает состояние основных производственных фондов. К сожалению, проблема старения основных фондов, о которой так много говорится применительно к Российской энергетике, не стала исключением и для Амурских электрических сетей. Износ основного электросетевого оборудования по состоянию на 01.01.2019 года составляет 40,7%. Часть находящегося в эксплуатации оборудования имеет фактический срок службы, превышающий нормативный более чем в 2 раза.

## 2 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима [12].

Для расчёта режимов использовался ПК «RastrWin». В качестве исходных данных использовались:

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2018 г;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 08.06.2019 г;
- Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 16.12.2018 г.

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118. -2003 расчёт режимов следует осуществлять [2]:

- Расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов. При проведении расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

- сети 110 кВ и выше - замкнутыми;
- точки размыкания сетей 110-220 кВ должны быть обоснованы.

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок. Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (1)$$

где  $P^{баз}$  – базовая средняя мощность;

$\varepsilon$  – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2012-2018 гг.;

$N$  – срок выполнения прогноза, для распределительных сетей принимается равным 5 лет.

Определим прогнозируемые мощности для ПС Западная.

$$P_{\text{Западная}}^{\text{прог}} = 37.2 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 43.40 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{Западная}}^{\text{прог}} = 12.6 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 14.70 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

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

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 экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов. Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПВК RastrWin 3 [4].

## **2.1 Моделирование существующего участка электрической сети**

Моделирование участка действующей электрической сети производится в ПВК RastrWin 3. В нём линии электропередач вводятся параметрами,

описывающими П – образную схему замещения. Трансформаторы, а также автотрансформаторы задаются параметрами, соответствующими Г-образной схеме замещения, так же имеется возможность задания устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ). Все характеристические параметры элементов задаются вручную.

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок приведён в приложении В.

## 2.2 Анализ режимов существующей сети.

Рассмотрим нормальный режим данной сети, когда все элементы сети включены и находятся в работе.

Токовая загрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{\max}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$ , %
Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	403	690	58,4
Оп2 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	391	690	56,7
Оп1 - Оп3	388	690	56,4
ПС Благовещенская - Оп2	357	690	51,8
ПС Благовещенская - Оп1	357	690	51,8
Оп5 - Оп6	255	510	50,1
Оп4 - Оп5	255	510	50,1
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп5	293	690	42,4
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп4	293	690	42,4

Большая часть ВЛ загружены оптимально, что говорит о том, что сечение этих линий электропередачи выбрано верно. В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 2.52 МВт. В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах. Схема нормального режима сети показана на рисунке 4.



Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать:

- для сети региональной энергосистемы или участка сети - отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы (энергоблок, автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок.

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена ВЛ БТЭЦ – Благовещенская с отпайками;
- отключен один из генераторов БТЭЦ.

При отключении ВЛ БТЭЦ – Благовещенская с отпайками мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого и как при нормальном режиме большинство линий являются загружены оптимально, но также появилась несколько перегруженных линия. Токовая загрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{\max}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$ , %
Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	594	690	86,1
Оп1 - Оп3	572	690	83
ПС Благовещенская - Оп1	489	690	70,9
Оп5 - Оп6	319	510	62,5
Оп4 - Оп5	319	510	62,5
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп5	354	690	51,3
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп4	354	690	51,3
Оп8 - ПС Благовещенская	240	510	47,1

При отключении одного из генераторов БТЭЦ мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток

по линиям не превышает длительно допустимого и как при нормальном режиме большинство линий являются загружены оптимально. Токовая нагрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	$I_{\max}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$ , %
Оп8 - ПС Благовещенская	232	510	45,4
Оп7 - ПС Благовещенская	232	510	45,4
ПС Центральная - Оп8	199	510	39,1
ПС Центральная - Оп7	199	510	39,1
Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	257	690	37,2
ПС Благовещенская - Оп2	249	690	36,2
ПС Благовещенская - Оп1	249	690	36,2
Оп2 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	248	690	36
Оп1 - Оп3	246	690	35,8

Данные по потерям сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	2.52
Отключена ВЛ БТЭЦ – Благовещенская с отпайками	2.78
Отключен один из генераторов БТЭЦ	1.60

Как видно из выше приведённой таблицы самым оптимальным является режим при отключении одного из генераторов БТЭЦ, так как потери в сети являются минимальными.

Схемы послеаварийных режимов сети показаны на рисунках 5 и 6.

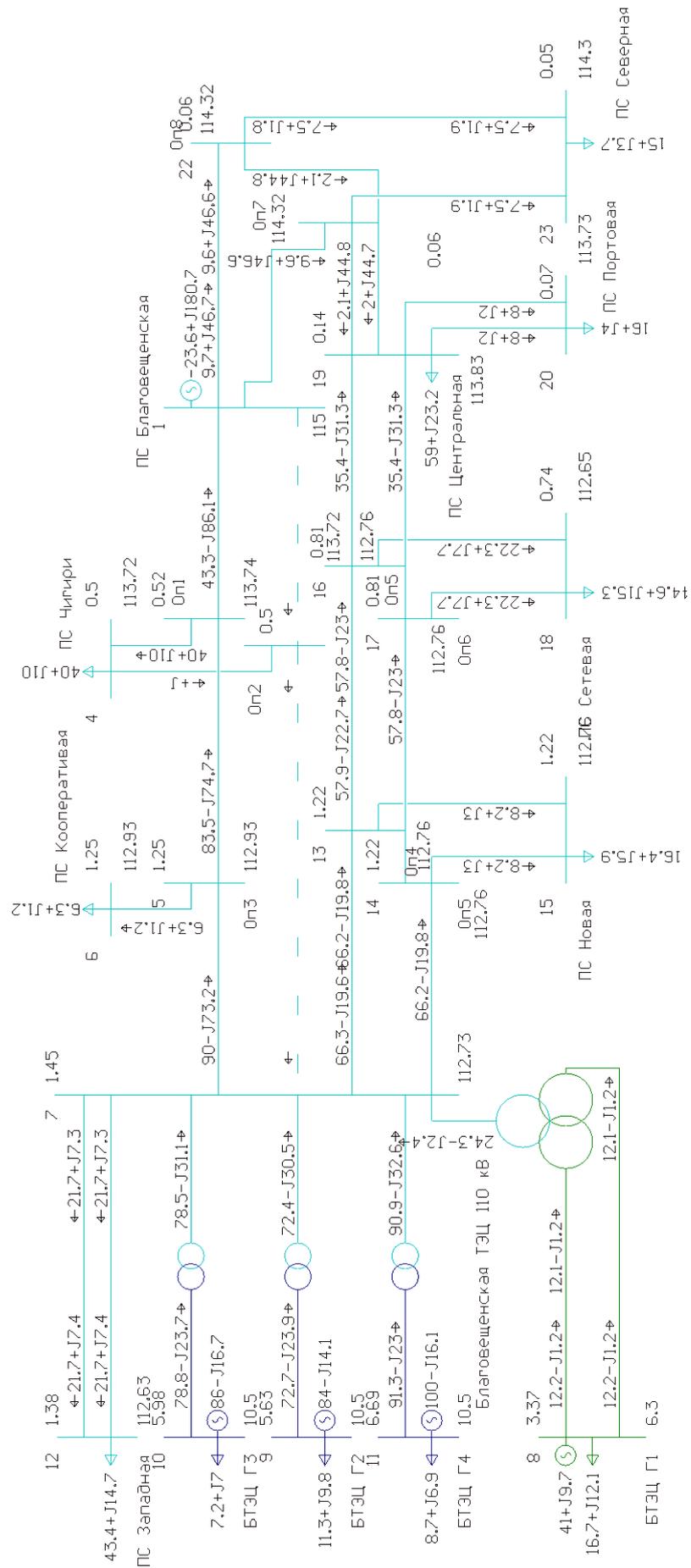


Рисунок 5 - отключена ВЛ БТЭЦ – Благовещенская с отпайками

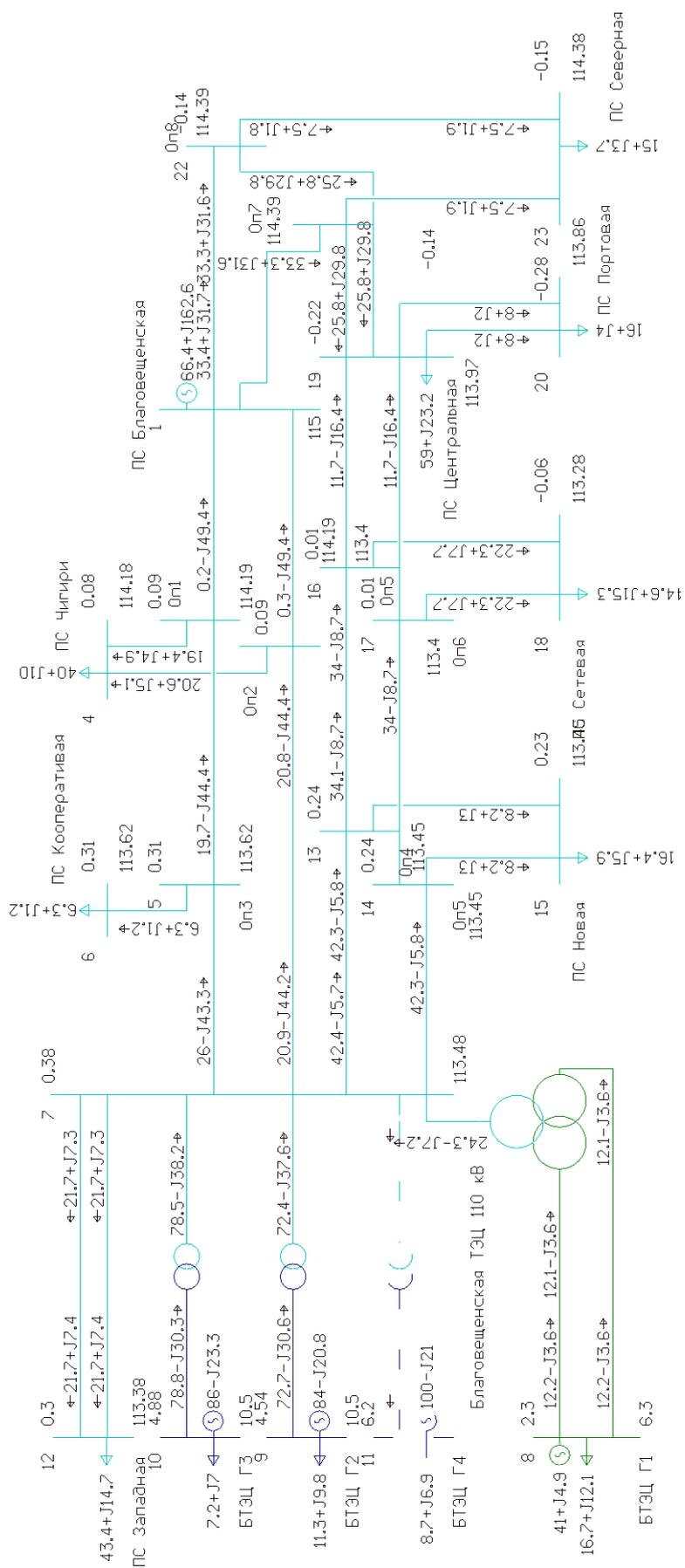


Рисунок 6 - отключен один из генераторов БТЭЦ

### 3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Данный пункт посвящён проектированию развития электрической сети путём включения в существующую схему энергетического района вводимых объектов.

#### 3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе

Задача раздела: Разработка и описание нескольких вариантов развития электрической сети, и их обоснование.

Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетики Амурской области на период 2018 – 2022 годов» предполагается строительство ПС Хунда, предполагаемая электрическая мощность ПС Хунда составит до 20 МВт.

**Вариант 1.** Предусматривает подключение ПС Хунда к сетям на напряжение 110 кВ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 110 кВ Хунда;
- строительство 2 ВЛ 110 кВ от ВЛ БТЭЦ – Благовещенская с отпайками.

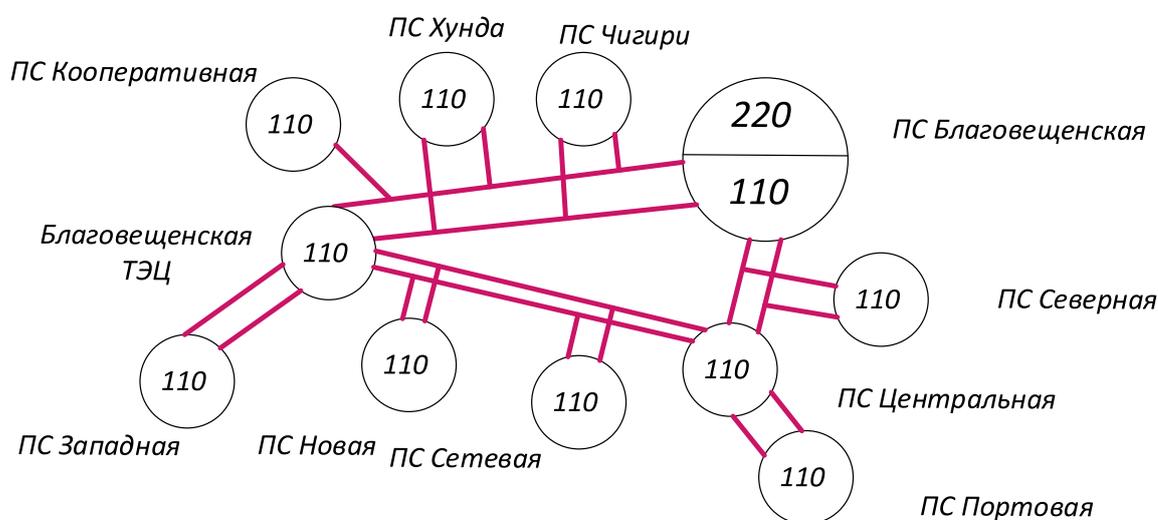


Рисунок 7 - Вариант подключения 1

**Вариант 2.** Предусматривает подключение ПС Хунда к существующим сетям на напряжение 110 кВ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 110 кВ Хунда;

- строительство 2 ВЛ 110 кВ от ВЛ БТЭЦ – Центральная с отпайками.

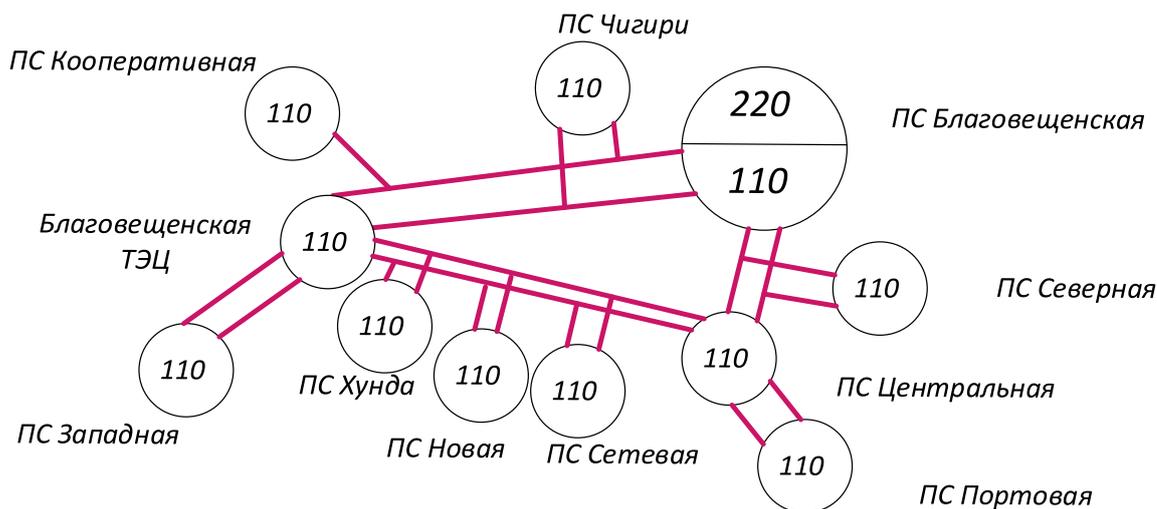


Рисунок 8 - Вариант подключения 2

### 3.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети

В задачи данного раздела входит техническое обоснование предложенных вариантов, выбор необходимого оборудования и проверка осуществимости функционирования различных режимов сети.

3.2.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Хунда к сетям на напряжение 110 кВ.

При подключении ПС Хунда к сетям 110 кВ необходимо строительство двух ВЛ 110 кВ от ВЛ БТЭЦ – Благовещенская с отпайками и длиной 3 км.

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Хунда предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН - 16000/110/10.

В нормальном режиме, когда все трансформаторы будут находиться в работе, их коэффициент загрузки составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{S_{НАГР}}{S_{ТР} \cdot n_{ТР}}, \quad (2)$$

$$K_3^{н.р.} = \frac{20}{16 \cdot 2} = 0.625.$$

Как видно из полученного выражения, в нормальном режиме все трансформаторы будут загружены оптимально. В случае, если один из трансформаторов будет отключен (плановый ремонт, повреждение и т.д.), коэффициент загрузки оставшихся в работе трансформаторов составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{20}{16.1} = 1.25.$$

Для ПС Хунда выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н).

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС, будут выполнены проводами марки АС-95.

Для данного варианта развития был проведён расчёт токов короткого замыкания на шинах ВН проектируемой ПС. Расчёт приведён в приложении Г. По данным расчёта были выбраны выключатели присоединений на КРУ 110 и КРУ 10 кВ.

### **Проверка ячеек КРУ 110 кВ.**

В КРУ нет отдельных разъединителей, так как видимый разрыв создается с помощью выкатывания тележки КРУ в ремонтное положение.

Выбор и проверка ячеек КРУ и входящего в него оборудования производится в соответствие с алгоритмом:

Условия выбора:

- 1) По номинальному напряжению:
- 2) По номинальному току:
- 3) По предельному сквозному току КЗ- на электродинамическую стойкость:

4) По тепловому импульсу-на термическую стойкость.

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в Приложении Б.

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}=110$ кВ	$U_{уст}=110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630$ А	$I_{раб.мах}=108$ А	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин}=125$ кА	$i_{уд}=11.21$ кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном}=7500$ кА <sup>2</sup> · с	$B_{к.ном} = 27$ кА <sup>2</sup> · с	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУ марки СЭЩ-65 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

#### **Выбор и проверка оборудования КРУ 10 кВ.**

Принимаем к установке на напряжении 10кВ КРУ-СЭЩ-63-10.5 со встроенными вакуумными силовыми выключателями ВВУ-СЭЩ-10.

#### **Выбор и проверка ячеек КРУ 10 кВ.**

Выбор и проверка ячеек КРУ и входящего в него оборудования производится в соответствии с алгоритмом, представленном выше. В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в Приложении Б. Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 16. КРУ марки СЭЩ-63-10 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации. КРУ марки СЭЩ-63-10 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

Таблица 16 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_c = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 567 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 57.42 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 6000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 780.52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

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

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ап.уст} \leq U_{уст ном}, \quad (3)$$

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

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

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие [10]:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ап.ном}, \quad (4)$$

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

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{уд} \leq i_{мах}, \quad (5)$$

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

Для ПС выбраны выключатели ВВУ-СЭЩ-110/630 и ВВУ-СЭЩ-10/630.

Проверка на термическую стойкость осуществляется с учетом суммарного времени  $t_{откл}$ , состоящего из времени срабатывания релейной защиты с учетом ступени селективности и времени срабатывания выключателя.

Таким образом время отключения равно [10]:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл}, \quad (6)$$

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл} = 1 + 0,02 = 1,02 \text{ с},$$

где  $\Delta t$  - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_{к.расч} = I_{н0}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (7)$$

где  $T_a$  - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Проверка на термическую стойкость осуществляется в соответствии с условием:

$$B_{к.расч} < B_{к.ном}; \quad (8)$$

Для проверки данного условия требуется определение  $B_{к.ном}$ :

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (9)$$

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

$t_{тер}$  - время протекания тока термической стойкости.

Выключатель проверяется на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right); \quad (10)$$

где  $I_{откл.ном}$  - номинальный ток отключения выключателя;

$\beta_n$  - содержание апериодической составляющей.

Расчётное значение апериодической составляющей определяется по формуле [10]:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПТО}^{(3)} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (11)$$

Условием проверки является  $i_{аном} > i_a$ .

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется согласно условию:

$$i_{уд} < i_{дин.стой}; \quad (12)$$

где  $i_{дин.стой}$  - ток электродинамической стойкости выключателя.

Подробный расчет приведен в приложении Б. Результаты по выбору сведены в таблицу 17.

Таблица 17 - Выбор выключателей ПС Хунда

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_c = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 108$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{n0} = 4.53$ кА	$I_{откл.ном} = 40$ кА	$I_{откл.ном} > I_{n0}$
$i_{уд} = 11.21$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} > i_{уд}$
$B_{к.расч} = 27$ кА <sup>2</sup> с	$B_{к.ном} = 3200$ кА <sup>2</sup> с	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$

## Продолжение таблицы 17

1	2	3
$i_a=6.196$ кА	$i_{аном}=90,51$ кА	$i_{аном} > i_a$
$U_c=10.5$ кВ	$U_{ном}=10.5$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб}=567$ А	$I_{ном}=630$ А	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{n0}=21.95$ кА	$I_{откл.ном}=52$ кА	$I_{откл.ном} > I_{n0}$
$i_{уд}=57.43$ кА	$i_{дин}=125$ кА	$i_{дин} > i_{уд}$
$B_{к.расч}=780$ кА <sup>2</sup> с	$B_{к.ном}=6000$ кА <sup>2</sup> с	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a=30.53$ кА	$i_{аном}=102$ кА	$i_{аном} > i_a$

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима. Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах, анализируя токовую загрузку ЛЭП можно сделать вывод что большинство линии загружены оптимально. При отключении одной из линий отклонений по напряжению не наблюдается, а линии все также являются загружены оптимально. Подробный расчет приведен в приложении Г.

Таблица 18 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	392	690	56,8
Оп10 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	376	690	54,5
Оп9 - Оп3	373	690	54,1
Оп2 - Оп10	354	690	51,3
Оп1 - Оп9	353	690	51,1
Оп5 - Оп6	257	510	50,5
Оп4 - Оп5	257	510	50,5
ПС Благовещенская - Оп2	325	690	47,3
ПС Благовещенская - Оп1	325	690	47,3
Оп8 - ПС Благовещенская	219	510	43

1	2	3	4
Оп7 - ПС Благовещенская	219	510	43
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп5	294	690	42,6
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп4	294	690	42,6

Таблица 19 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	397	690	57,5
Оп9 - Оп3	378	690	54,8
Оп10 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	370	690	53,7
Оп2 - Оп10	370	690	53,6
Оп5 - Оп6	258	510	50,5
Оп4 - Оп5	258	510	50,5
Оп1 - Оп9	342	690	49,5
ПС Благовещенская - Оп2	326	690	47,4
ПС Благовещенская - Оп1	326	690	47,4

Таблица 20 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
Оп9	110	113,89	3,54
Оп10	110	113,89	3,54
ПС Хунда 110 кВ	110	113,82	3,48
ПС Хунда 10 кВ	10	10,62	1,11

Таблица 21 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
Оп9	110	113,87	3,52

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4
Оп10	110	113,91	3,56
ПС Хунда 110 кВ	110	113,73	3,39
ПС Хунда 10 кВ	10	10,61	1,03

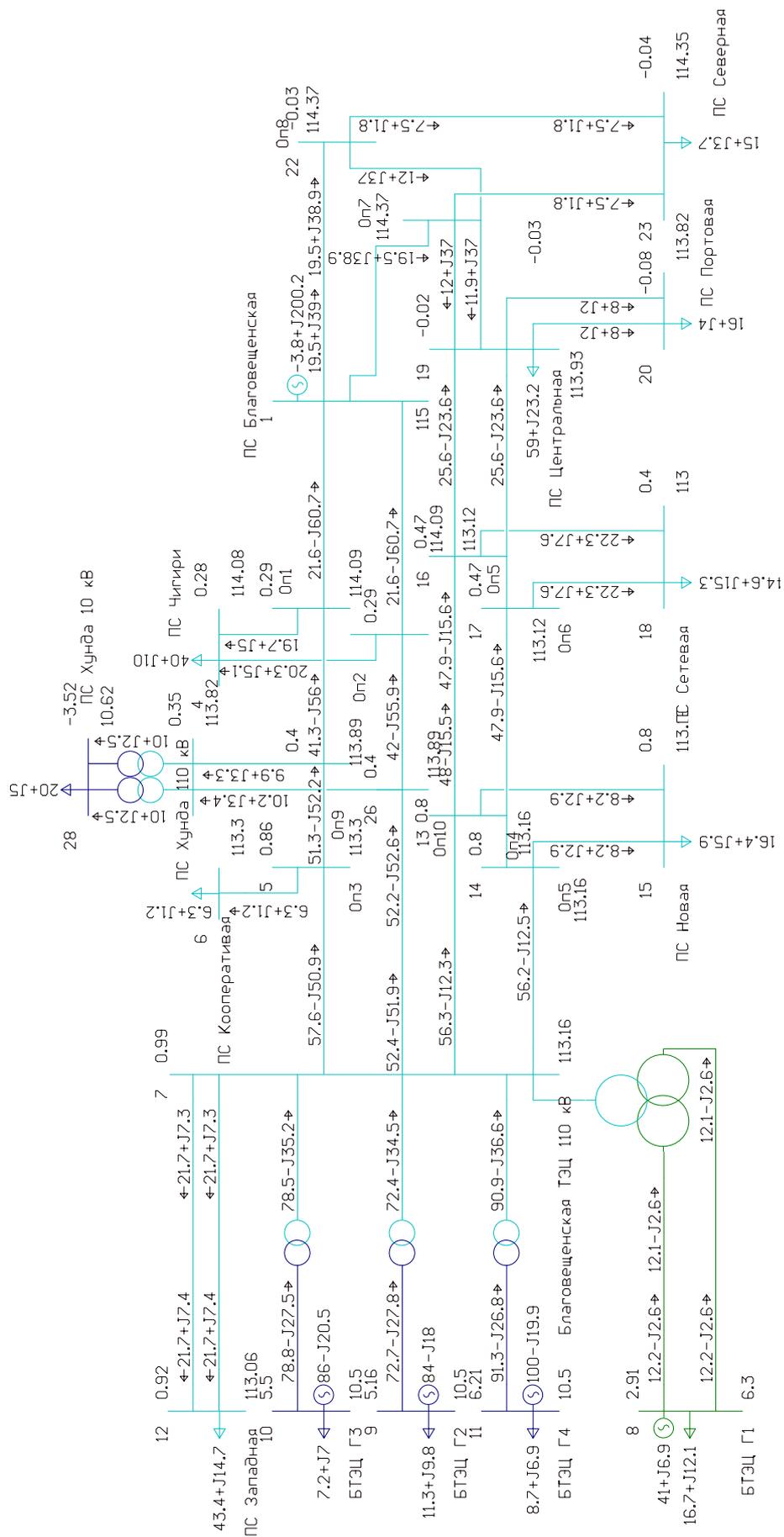


Рисунок 9 - Вариант 1 схема нормального режима



3.2.2 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Хунда к существующим сетям на напряжение 110 кВ.

При подключении ПС Хунда к существующим сетям необходимо строительство 2 заходов от ВЛ 110 кВ ВЛ БТЭЦ – Центральная протяженностью 4 км. Трансформаторы и схемы распределительных устройств выбираем такие же, как и для первого варианта. Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Хунда предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН -16000/110/10.

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС, будут выполнены проводами марки АС-95 расчеты приведены в приложении Б.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима.

Таблица 22 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	399	690	57,9
Оп2 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	385	690	55,9
Оп1 - Оп3	382	690	55,4
ПС Благовещенская - Оп2	351	690	50,9
ПС Благовещенская - Оп1	351	690	50,9
Оп8 - ПС Благовещенская	229	510	44,9
Оп7 - ПС Благовещенская	229	510	44,9

Таблица 23 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
Оп9	110	113,18	2,89
Оп10	110	113,18	2,89
ПС Хунда 110 кВ	110	113,02	2,74
ПС Хунда 10 кВ	10	10,72	2,14

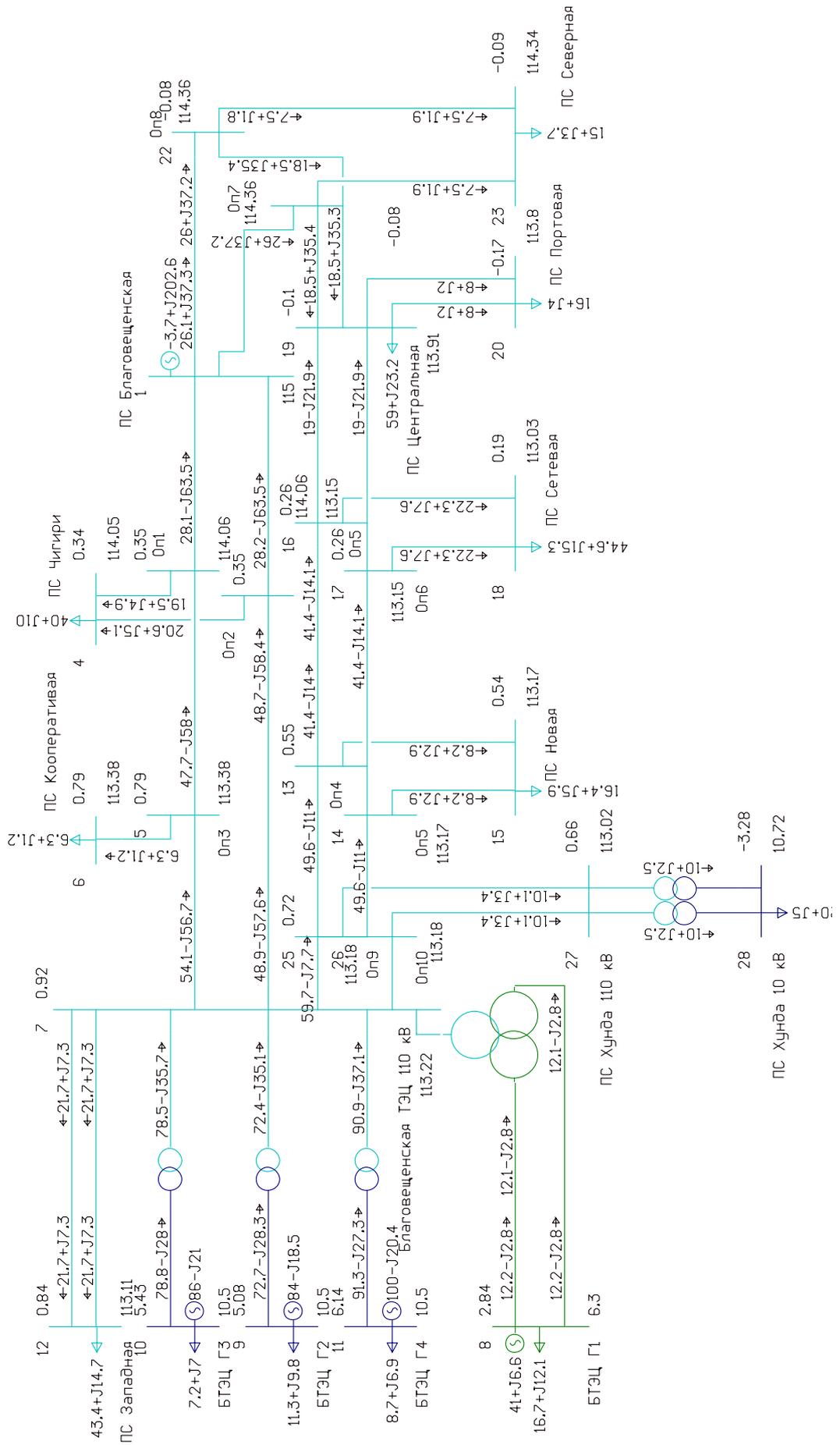


Рисунок 11 - Вариант 2 нормальный режим

Таблица 24 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
Оп9	110	113,2	2,9
Оп10	110	113,16	2,87
ПС Хунда 110 кВ	110	112,84	2,58
ПС Хунда 10 кВ	10	10,71	1,97

Таблица 25 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	399	690	57,9
Оп2 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	385	690	55,9
Оп1 - Оп3	382	690	55,4
ПС Благовещенская - Оп2	351	690	50,9
ПС Благовещенская - Оп1	351	690	50,9
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп10	333	690	48,2
Оп8 - ПС Благовещенская	229	510	44,9
Оп7 - ПС Благовещенская	229	510	44,9
Оп4 - Оп5	224	510	43,8
Оп5 - Оп6	223	510	43,7
Оп9 - Оп4	282	690	40,9
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп9	282	690	40,9

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения и токовая нагрузка по оборудованию в сети находятся в допустимых пределах. В таблицах представлены узлы, отклонение напряжения в которых максимальное от номинального значения. Также в таблицах представлены максимально загруженные ЛЭП. Остальные ЛЭП, не перечисленные в таблицах, имеют коэффициент загрузки менее 40%. В послеаварийном режиме также напряжения в узлах сети остаются в допустимых пределах, а по токовой нагрузке линий мы наблюдаем что у нет перегруженных линии.

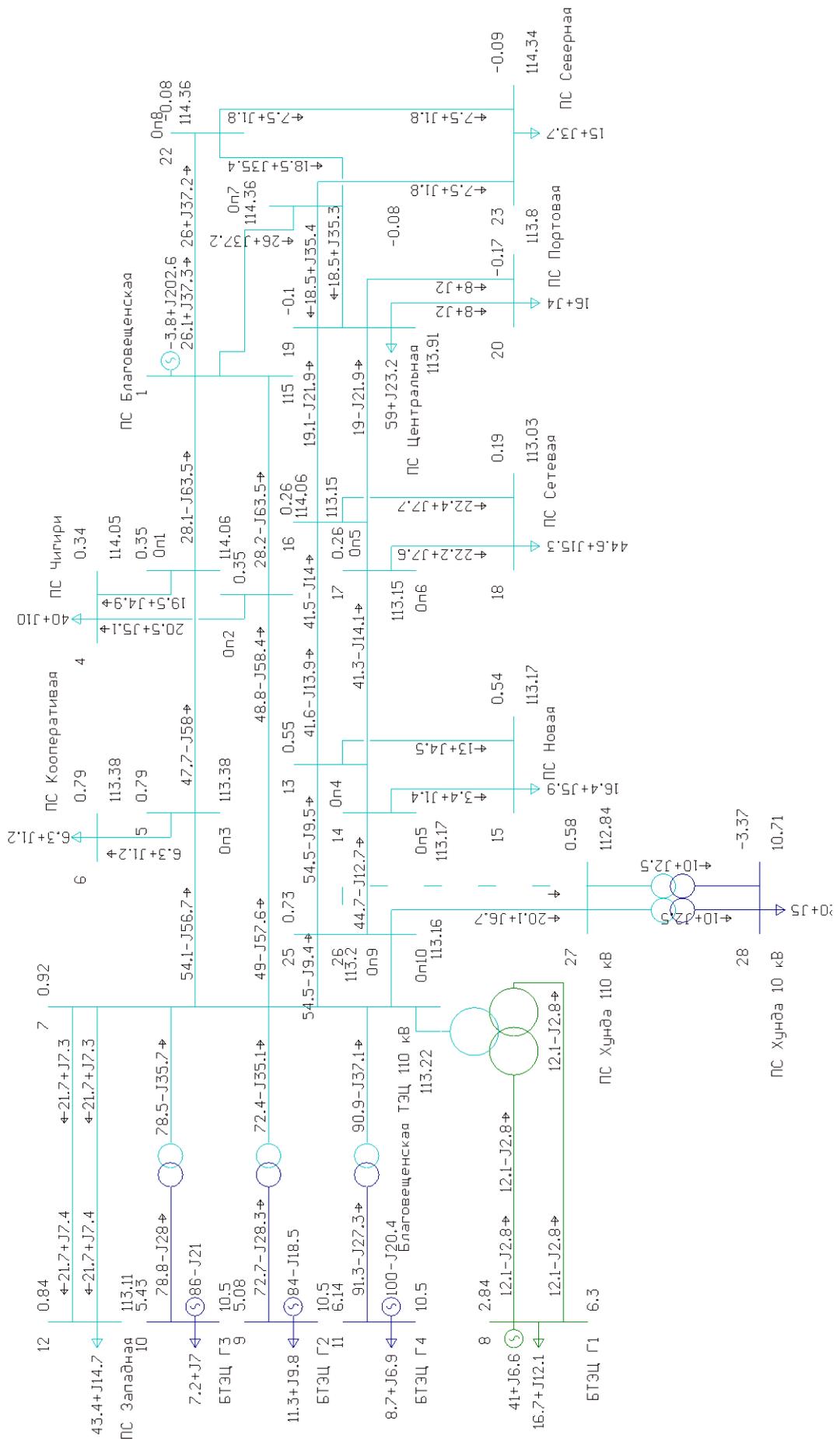


Рисунок 12 – Вариант 2 послеаварийный режим

#### 4. ИСПОЛЬЗОВАННОЕ ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Распределительным устройством (РУ) называют электроустановку, служащую для приема и распределения электроэнергии и содержащую коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы.

Распределительные устройства электроустановок предназначены для приема и распределения электричества одного напряжения для дальнейшей передачи потребителям, а также для питания оборудования в пределах электроустановки.

Если все или основное оборудование РУ расположено на открытом воздухе, оно называется открытым (ОРУ): при его расположении в здании — закрытым (ЗРУ). Распределительное устройство, состоящее из полностью или частично закрытых шкафов и блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики, поставляемое в собранном или полностью подготовленном для сборки виде называют комплектным и обозначают для внутренней установки КРУ, для наружной — КРУН. Распределительные устройства типа КРУ представляют собой шкаф, разделенный на несколько отсеков: трансформаторы тока и отходящего кабеля, сборных шин, выкатной части и отсека вторичных цепей.

Каждый отсек изолирован друг от друга для обеспечения безопасности при обслуживании и эксплуатации оборудования шкафов КРУ.

В качестве инновационного оборудования в данном проекте выбраны распределительные устройства новой подстанции в виде КРУ.

На напряжение 110 выбрано КРУ-СЭЩ - комплектное распределительное устройство на номинальное напряжение 110 кВ с возможностью установки, как в капитальных, так и мобильных зданиях.

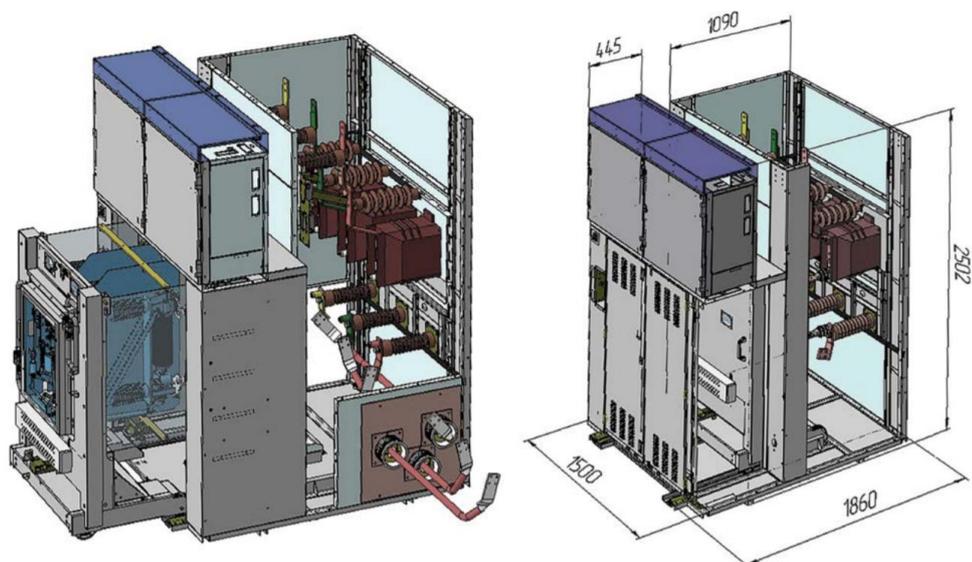


Рисунок 13 – КРУ-СЭЦ-65



Рисунок 14 – КРУ-СЭЦ-63

Конструктивные особенности:

КРУ серии СЭЦ-63 состоит из отдельных шкафов двухстороннего обслуживания со встроенными в них аппаратами, приборами измерения, релейной защиты, автоматики, сигнализации и управления, соединенными между собой в соответствии с электрической схемой главных цепей.

Основанием шкафа служит рама с направляющими для выкатного элемента и неподвижным контактом для его заземления. С помощью болтового соединения на раме закреплен узел фиксации положения выкатного элемента. На раме основания с задней стороны предусмотрена бобышка с внутренней резьбой М10 для подсоединения шинок заземления с помощью болтовых соединений. Металлические корпуса встроенного оборудования и металлические части КРУ имеют электрический контакт с каркасами распреустройства посредством шинок заземления, зубчатых шайб, или скользящих контактов.

В отсеке ввода (вывода) шкафа находятся трансформаторы тока, верхние неподвижные контакты, заземляющий разъединитель, шины главных соединений. Присоединения (вводы или выводы) могут быть как шинными, так и кабельными.

Для шинных присоединений предусмотрены различные исполнения шинных вводов и шинных мостов как по электрическим параметрам, так и по конструктивным исполнениям.

Конструкцией КРУ предусмотрены три варианта ввода высоковольтного кабеля в высоковольтный отсек шкафа в зависимости от требования: снизу внутри шкафа, сверху внутри шкафа или снизу вне шкафа.

Заземляющий разъединитель представляет собой отдельный узел, смонтированный на раме, и устанавливается на передней панели отсека ввода (вывода). Неподвижные контакты заземляющего разъединителя смонтированы на полимерных опорных изоляторах и выполнены из меди. Подвижные контакты заземляющего разъединителя на ток термической стойкости 20 кА выполнены из стали, на ток 31,5 кА – из меди.

Управление заземляющим разъединителем производится с фасадной стороны шкафа перемещением съемной рукоятки. Включение заземляющего разъединителя может производиться только в контрольном или ремонтном положении выкатного элемента.

Опционально может быть предусмотрен заземляющий разъединитель с быстродействующим механизмом замыкания, скорость срабатывания которого не зависит от оператора.

В отсеке сборных шин находятся нижние неподвижные контакты и сборные шины, расположенные на опорных полимерных изоляторах.

С задней стороны отсеки ввода (вывода) и сборных шин закрыты съемными стенками. В стенках для удобства проведения регламентных работ предусмотрены двери. В верхней двери предусмотрено окно для обзора положения заземляющего разъединителя. Опционально в проем дверей могут быть установлены предохранительные перегородки, обеспечивающие безопасный осмотр оборудования без снятия напряжения.

В состав распределительного устройства в зависимости от сетки схем главных цепей могут входить:

Шкаф однополюсного выключателя питающей линии или запасного выключателя (соответственно для соединения питающей линии со сборными шинами РУ или главной сборной шины РУ с запасной);

Шкаф двух однофазных трансформаторов напряжения, их предохранителей и ОПН;

Шкаф двухполюсного выключателя ввода (для соединения обмотки соответствующего напряжения силового трансформатора со сборными шинами распределительного устройства);

Шкаф двухполюсного выключателя линии электропередачи ДПР (для соединения линии электропередачи ДПР со сборными шинами РУ);

Шкаф однополюсного выключателя устройства фильтрации и компенсации (для соединения компенсаторно-реакторной установки устройства фильтрации и компенсации со шкафом двухполюсного выключателя устройства фильтрации и компенсации);

Шкаф двухполюсного (двухкамерного) выключателя для подключения устройства фильтрации и компенсации к сборным шинам.

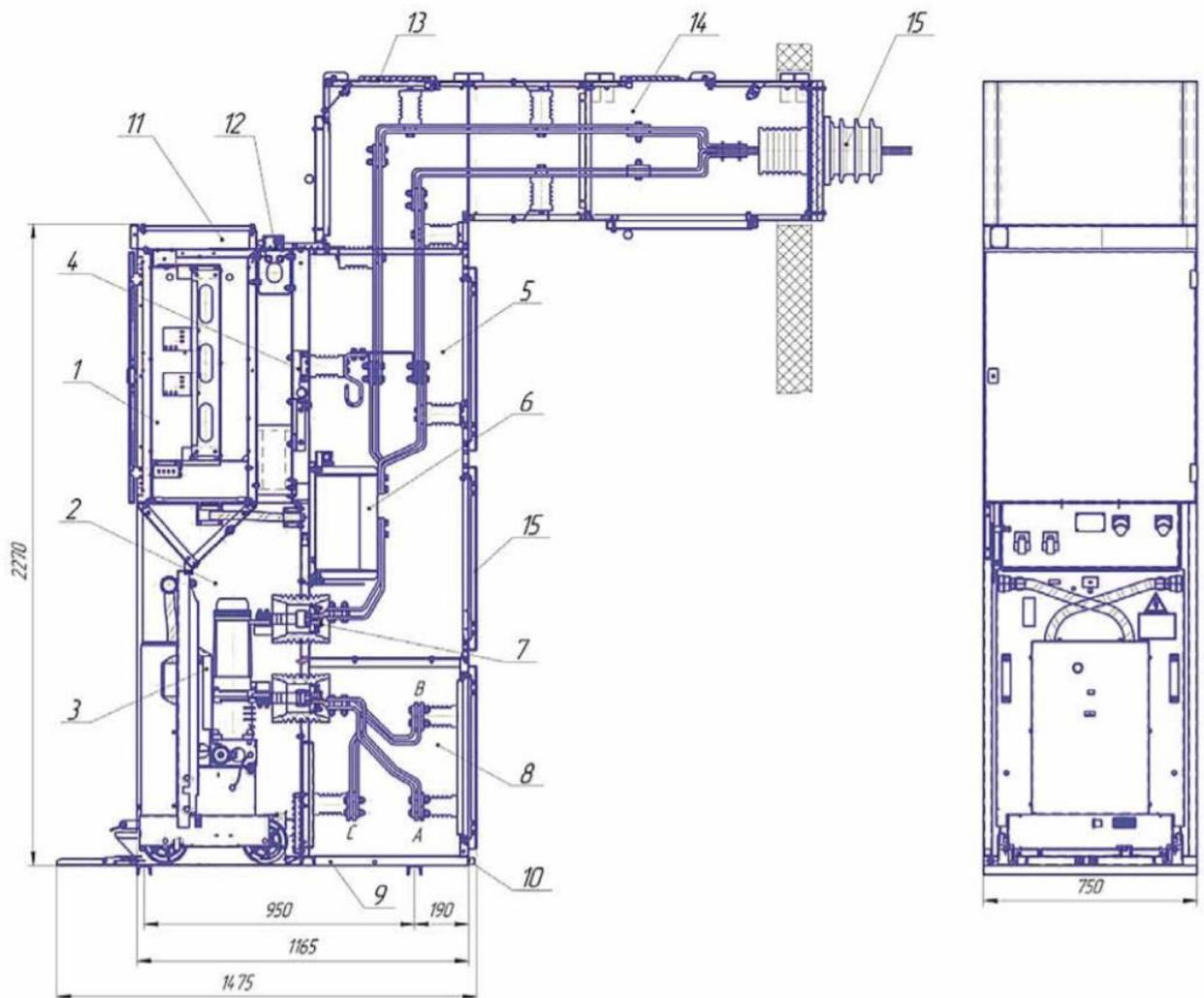


Рисунок 15 – Шкаф шинного ввода (вывода) КРУ-СЩ-63

- |                               |  |
|-------------------------------|--|
| 1 – Релейный шкаф             | 9 – Рама основания                       |
| 2 – Отсек выкатного элемента  | 10 – Бобышка заземления                  |
| 3 – Выкатной элемент          | 11 – Кабельный лоток                     |
| 4 – Заземляющий разъединитель | 12 – Клапан разгрузки выкатного элемента |
| 5 – Отсек ввода (вывода)      | 13 – Клапан разгрузки отсека ввода       |
| 6 – Трансформаторы тока       | 14 – Шинный ввод                         |
| 7 – Неподвижные контакты      | 15 – Проходные изоляторы шинного ввода   |
| 8 – Отсек сборных шин         |  |

К конкурентным преимуществам нового изделия относятся:

- безопасность,
- универсальность,
- высокая степень заводской готовности.

С учетом курса на импортозамещение особое значение приобретает и тот факт, что продукт является полностью российским. Основные узлы КРУ-СЭЩ расположены на выкатном элементе, поэтому изделие отличается удобством одностороннего обслуживания. Серьезный коммуникационный и функциональный потенциал обеспечивает релейная защита БМРЗ-ЖД и дуговая защита Дуга-МТ. Благодаря возможности размещения как в электротехнических блок-боксах, так и в капитальных зданиях ячейка готова к сложным условиям эксплуатации.

На напряжение 10.5 выбрано комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-10.5 предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты.

#### **4.1 Обслуживание и ремонт комплектных распределительных устройств**

В зависимости от размера помещения РУ и количества шкафов КРУ их ставят с возможностью одностороннего или двухстороннего обслуживания, а также с однорядным или же двухрядным расположением шкафов. При однорядном расположении шкафов и одностороннем их обслуживании шкафы КРУ ставят вдоль стены на расстоянии 1 м от нее, а ширина прохода в коридоре обязана быть не менее 1,8 м. При двухрядном расположении шкафов вдоль стен с односторонним обслуживанием ширина общего коридора должна быть не менее 2,5 м. При двухстороннем обслуживании ширина коридора с обратной стороны шкафов должна быть не менее 0,8 м. В помещении РУ предусматривают также пространство для установки ремонтируемой тележки.

Уровень пола помещения РУ должен быть таким, чтобы его отметка совпадала с плоскостью катания тележки в корпусе. В данном случае тележка

вкатывается и выкатывается в шкаф без особых металлических рам (конструкций).

В период эксплуатации периодические осмотры должны проводиться при каждой приемке смены дежурным персоналом; внеочередные осмотры — после каждого короткого замыкания. Время от времени один раз в неделю должны проводиться осмотры ночью, без освещения, для проверки отсутствия разрядов, искрений и образования короны. При осмотрах проверяют уровень масла в масляных выключателях, отсутствие течи и следов выброса масла из цилиндров, состояние изоляции, плотность и достаточность нажатия размыкающих контактов разъединителей.

Кроме того, обращают внимание на состояние приводов, контактов КСА и КСУ; правильность работы сигнализации положения тележки в КРУ; состояние пружинного и масляного буферов выключателя; наличие смазки на трущихся частях механизмов (приводов, катках тележек и др.).

При осмотре проверяют также состояние помещения, исправность дверей, замков, отопления, вентиляции, освещения, сети заземления и наличие защитных средств. Все замеченные дефекты и неисправности записывают в журнал дефектов.

Во время передвижения тележки в корпусе КРУ необходимо: перед выкатыванием тележки из рабочего положения убедиться в том, что выключатель отключен: при вкатывании довести тележку до положения полного включения разъединителей и проверить надежность фиксации механизма вкатывания.

При текущем ремонте проверяют состояния болтовых креплений и контактных соединений тележки и корпуса, контактных соединений проводников вторичной коммутации; регулируют разъединяющие контакты первичных и вторичных цепей; проверяют и регулируют механизмы блокировки, фиксации, взаимодействие привода и выключателя, исправность масляного буфера.

Тщательно осматривают и очищают проходные и опорные изоляторы. Проверяют работу указателей уровня масла. При необходимости доливают масло в цилиндры. Отложения на фарфоровых изоляторах удаляют тряпками, смоченными в ацетоне, при обнаружении трещин и сколов их ремонтируют или заменяют на новые.

При текущем ремонте проводят осмотр выключателя с розеточным контактом; при небольшом и равномерном обгорают наконечники контактных стержней зачищают напильником или шкуркой и промывают растворителем, а при сильном обгорании наконечников — выключатель выводят в капитальный ремонт с полным вскрытием цилиндров. Проверяется ход контактных стержней в розетке выключателя и их запасной ход.

Проверяется зазор между шайбой пружинного буфера и его корпусом при включенном положении выключателя и сжатие пружинного буфера при отключении выключателя. Пружины и стержень пружинного буфера очищают от старой смазки и заменяют новой. Осматривают и проверяют состояния контактов заземления.

После окончания текущего ремонта проверяют сопротивление изоляции катушек приводов и цепей первичных и вторичных соединений. Устраняют обнаруженные неисправности и дефекты изоляции.

В период капитального ремонта шкафов КРУ проводят следующие работы: слив масла и разборку выключателя, зачистку и ремонт контактов выключателя и ревизию внутренних деталей цилиндров; ремонт изоляторов, дугогасительных устройств, приводного механизма, разъединяющих контактов первичных и вторичных цепей.

После ремонта внутренних деталей выключатель собирают и проводят испытания аппаратуры.

Объем и методы производства капитального ремонта выключателей типа ВМП-10 и их приводов указаны ранее.

Разъединяющие контакты тщательно осматривают и зачищают. При наличии сильных оплавлений или износа ламели заменяют на новые,

трущиеся части смазывают техническим вазелином. Болтовые контактные соединения ошиновки подтягивают и проверяют выборочно натяжение ламелей. Оно должно быть в пределах 150 Н. Если натяжение окажется меньше — меняют пружины и регулируют нажатие, после чего закернивают гайки в трех точках.

При ремонте разъединяющих контактов вторичных цепей тщательно осматривают место разъемных соединений, при незначительных подгораниях их зачищают шкуркой, а при оплавлении — поврежденные части заменяют. Подтягивают болтовые крепления и контактные винты для присоединения проводов и смазывают вазелином.

При ремонте блокировочных устройств и фиксаторов механизма вкатывания их части подвергающиеся трению очищают от пыли и грязи, проверяют работу защитных шторок и проводят регулировку механизма.

После капитального ремонта проводится приемка шкафов КРУ, т. е. проверяют выполнение всех работ, указанных в ведомости объема ремонта. Приемка работы оформляется актом с приложением к нему протоколов испытаний.

Температура на поверхности органов управления, предназначенных для выполнения операций без применения индивидуальной защиты рук, а также для выполнения операций в аварийных ситуациях во всех случаях, не должна превышать 40 °С для органов управления, выполненных из металла, и 45 °С — для выполненных из материалов с низкой теплопроводностью.

Рукоятки приводов заземлителей окрашены в красный цвет. При съемных рукоятках полоса красного цвета шириной не менее 20 мм должна быть нанесена также на привод заземлителей или должен быть окрашен элемент привода.

Усилие, необходимое для оперирования разъединителем и заземлителем, прикладываемое к рукоятке привода, требующей поворота привода до одного оборота, не должно превышать 250 Н.

На протяжении угла поворота до 15° включительно допускается

амплитудное значение усилия, равное 450 Н.

Усилие, необходимое для оперирования разъединителем и заземлителем, прикладываемое к рукоятке привода, вращаемой более одного оборота, должно быть не более 60 Н с возможным увеличением усилия до 120 Н на протяжении не более 10 % общего числа требуемых оборотов.

Шкафы элементов КРУ выдерживают не менее 2000 открываний и закрытий дверей.

Разъемные контактные соединения вспомогательных цепей выдерживают не менее 500 включений и отключений.

В ячейках КРУ предусмотрены блокировки, указанные в ГОСТ 12.2.007.4:

а) блокировка, не допускающая включение или отключение разъединителей при включенном выключателе первичной цепи;

б) блокировка между разъединителем и заземлителем, не допускающая включение разъединителей при включенных заземлителях, либо включение заземлителей при включенных разъединителях;

в) блокировка, исключая работу электродвигателей приводов разъединителей и заземлителей при их оперирования с помощью рукоятки.

Двери шкафов элементов КРУ имеют замки которые открываются одним ключом.

## 5 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 5.1 Анализ условий труда на работах по обслуживанию проектируемых объектов электроснабжения

В технологическом процессе передачи и распределения электрической энергии участвуют следующее электрооборудование: силовые трансформаторы, выключатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения, устройства релейной защиты и автоматики. Большинство электроприемников потребляют трехфазный переменный ток, частотой 50 Гц, различных классов напряжения.

Таблица 26 - Оценка условий труда по тяжести трудового процесса

Профессии и должности работников	Показатели тяжести труда		Класс тяжести труда
	Наименование	Допустимые значения	
1. Энергетик	1. Рабочая поза, %/см: - стоя - фиксированная 2. Перемещение в пространстве: - по горизонтали - по вертикали	до 60 до 25  до 8 до 4	2
2. Электро-монтер	1. Рабочая поза, %/см: - стоя - фиксированная 2. Перемещение в пространстве, км: - по горизонтали - по вертикали 3. Физическая динамическая нагрузка с перемещением груза на расстояние более 5 м, кг.м: 4. Вес поднимаемого груза (до 2 раз в час), кг:	до 60 до 25  до 8 до 4  до 46000  до 30	3.1

## 5.2 Характеристика опасных и вредных производственных факторов

Оперативный пульт управления подстанцией (ОПУ) по климатическим условиям можно классифицировать как помещения с влажной и пыльной средой. По условиям электрической опасности ОПУ относится к помещениям с особой опасностью (наличие двух условий повышенной опасности: возможность одновременного касания персоналом корпусов электрооборудования и заземлённых металлических конструкций, а так же наличие электропроводящих полов).

Наличие опасных и вредных факторов требует медицинское обслуживание рабочих, куда входит: проверка состояния здоровья работников, обучение персонала приемам освобождения пострадавших от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях, обеспечение объектов работ аптечками.

Сведения о вредных факторах и периодичности медосмотров работников приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Характеристика опасных и вредных производственных факторов и периодичность медицинских осмотров

№ п.п.	Вредные и опасные производственные факторы. Характер проводимых работ.	Периодичность осмотра	
		В лечебно-профилактическом учреждении	В центре профпатологии и
1	2	3	4
<b>А. ВРЕДНЫЕ И ОПАСНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ФАКТОРЫ</b>			
1	Пониженная температура воздуха Общее охлаждение на открытой территории при средней температуре в зимнее время от минус 10 до минус 20 <sup>0</sup> С	1 раз в 2 года	1 раз в 5 лет

1	2	3	4
2.	Производственный шум при превышении ПДУ 80 дБА: от 81 до 99 дБА от 100 дБА и выше	1 раз в 2 года 1 раз в год	1 раз в 5 лет 1 раз в 3 года
<b>Б. РАБОТЫ ПОВЫШЕННОЙ ОПАСНОСТИ</b>			
3.	Электротехнический персонал, выполняющий работы по оперативному обслуживанию и ремонту в действующих электроустановках напряжением 42 В и выше переменного тока и 110 В и выше постоянного тока, а также, выполняющий монтажные и наладочные работы, испытания и измерения в этих электроустановках	1 раз в 2 года	1 раз в 5 лет
4.	Работы, связанные с применением взрывчатых материалов, работы во взрыво- и пожароопасных производствах	1 раз в 1 год	1 раз в 3 года

### **5.3 Основные мероприятия по обеспечению безопасных и здоровых условий труда**

Меры по обеспечению электробезопасности в электроустановках можно разделить на три вида:

1. Организационные меры – инструктаж, изучение правил безопасности ведения работ, правильная организация рабочего места и режима труда, применение защитных средств, предупредительных плакатов и сигнализации, подбор кадров с учётом профессиональных особенностей и т.п.;
2. Профилактические меры – изоляция и ограждение токоведущих частей электроустановок, выбор менее безопасного режима работы

электроустановки, изготовление корпусов и органов управления электроустановок из нетокопроводящих материалов и т.п.;

3. Защитные меры – технические системы, обеспечивающие предотвращение условий поражения или снижение тока через человека и времени его воздействия при их возникновении.

Ликвидация электротравматизма может быть достигнута лишь путём применения всех перечисленных мер.

Перечень выдаваемых работникам основных и дополнительных СИЗ защищающих человека от повышенных уровней шума, газов и паров жидкостей, поражения электрическим током, падения с высоты и т.п. и сроки их носки приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты

№ п/п	Профессия или должность	Наименование средств индивидуальной защиты	Норма выдачи на год (количество единиц или комплектов)
1	2	3	4
1	Электромонтер по эксплуатации распределительных сетей	Костюм хлопчатобумажный Сапоги кирзовые  Рукавицы брезентовые Полуплащ прорезиненный Перчатки диэлектрические Галоши диэлектрические Пояс предохранительный <i>Зимой дополнительно:</i> Куртка на утепляющей прокладке Брюки на утепляющей прокладке Валенки Рукавицы хлопчатобумажные теплые	1 1 пара на 1,5 года 6 пар Дежурный Дежурные Дежурные Дежурный  По поясам По поясам По поясам 4 пары

1	2	3	4
2	Электромонтер по ремонту и монтажу кабельных линий	<p>Костюм хлопчатобумажный            Рукавицы брезентовые  <i>При выполнении работ по ремонту кабельных сетей в траншеях, туннелях и колодцах дополнительно</i>            Ботинки кожаные            Перчатки диэлектрические            Галоши диэлектрические  <i>Зимой дополнительно:</i>            Куртка на утепляющей прокладке            Брюки на утепляющей прокладке            Валенки</p>	<p>1            6 пар</p> <p>1 пара            Дежурные            Дежурные</p> <p>По поясам            По поясам            По поясам</p>
3	Электромонтер по ремонту обмоток и изоляции электрооборудования	<p>Костюм хлопчатобумажный            Перчатки диэлектрические            Галоши диэлектрические            Пояс предохранительный  <i>При выполнении работ по ремонту трансформаторов и масляных выключателей дополнительно</i>            Ботинки кожаные  <i>Зимой дополнительно:</i>            Куртка на утепляющей прокладке            Брюки на утепляющей прокладке            Валенки</p>	<p>1            Дежурные            Дежурные            Дежурный</p> <p>1 пара</p> <p>По поясам            По поясам            По поясам</p>
4	Электромонтер по ремонту аппаратуры релейной защиты и автоматики; Электромонтер по ремонту вторичной коммутации и связи	<p>Костюм хлопчатобумажный            Перчатки диэлектрические            Галоши диэлектрические  <i>На наружных работах зимой дополнительно</i>            Куртка на утепляющей прокладке</p>	<p>1            Дежурные            Дежурные</p> <p>япо поясам</p>
5	Электрослесарь по ремонту оборудования распределительных устройств	<p>Костюм хлопчатобумажный            Перчатки диэлектрические            Галоши диэлектрические            Пояс предохранительный  <i>При выполнении работ по ремонту трансформаторов и масляных выключателей дополнительно</i>            Ботинки кожаные  <i>Зимой дополнительно:</i>            Куртка на утепляющей прокладке            Брюки на утепляющей прокладке            Валенки</p>	<p>1            Дежурные            Дежурные            Дежурный</p> <p>1 пара</p> <p>По поясам            По поясам            По поясам</p>

Для обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала предусмотрены следующие меры:

- Использование схемы распределительной сети 0,4 кВ с глухим заземлением нейтрали трансформаторов для увеличения токов коротких однофазных замыканий и повышения чувствительности защитной аппаратуры.
- Пусковые станции технологического оборудования установлены в помещениях с возможно меньшей запылённостью и влажностью. Для этой цели подходят помещения КТП.
- Для защиты электроустановок используются автоматические выключатели с токовой отсечкой и тепловым расцепителем или релейная защита.
- Пусковые устройства располагаются так, чтобы исключить возможность пуска оборудования посторонними лицами.
- Предусмотрена возможность аварийного отключения электроустановок, система блокировок от непреднамеренного или ошибочного включения, звуковая и световая сигнализация.
- Подводка питания к мощным электроустановкам выполнена бронированными кабелями.
- Прокладка кабелей осуществлена в местах с наименьшей опасностью механического повреждения и возможно меньшей вибрацией.
- Подводка к электроустановкам в местах возможных механических повреждений выполнена в трубах или метало-рукавах.
- Установлено электрооборудование со степенью защиты не менее IP44.
- В местах вероятного поражения человека электрическим током установлены, по возможности, ограждения и предупредительные плакаты. Ограждения так, чтобы снять или открыть их было возможно лишь при помощи инструмента. Ограждения заземлены.

- Светильники общего освещения напряжением 220 В подвешены на высоте не менее 2,5 м.
- В качестве переносных осветительных установок применяются светильники только заводского изготовления напряжением не выше 36 В.
- Места подключения к сети переносных приёмников тока снабжены соответствующими надписями.
- Питание светильников и инструментов напряжением 36 В и ниже осуществляется через переносные понижающие трансформаторы. Один из выводов обмотки низшего напряжения и корпус трансформатора заземлен.
- Систематическое проведение инструктажа по электробезопасности, изучение правил безопасности ведения работ.
- Систематическое проведение мероприятий по графику ППР.

#### **5.4 Экологичность**

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

- Габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрооборудования не менее чем на 1,5 м при массе более 10 до 50 т согласно [18].
- Объем маслоприемника должен быть рассчитан на одновременный прием 100% масла, содержащегося в корпусе трансформатора.
- Устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать перетек масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.

Для трансформаторов мощностью выше 10 МВА маслоприемник

выполняется с отводом масла. При этом маслоприемники должны выполняться заглубленными, рассчитанными на полный объем масла, содержащегося в установленном над ними оборудовании, и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан толщиной не менее 0,25 м слой чистого гравия или промытого гранитного либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Удаление масла и воды из заглубленного маслоприемника должно предусматриваться переносным насосным агрегатом.

Маслоприемники с отводом масла выполняем заглубленного типа (дно ниже уровня окружающей планировки земли).

При выполнении заглубленного маслоприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника.

Дно маслоприемника (заглубленного) должно быть не менее 0,25 м и не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки. Дно маслоприемника (заглубленного) должно быть засыпано крупным чистым гравием или промытым гранитным щебнем либо непористым щебнем породы с частицами от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара автоматическими стационарными устройствами, на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений; 50% масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы выполнены в виде подземных трубопроводов.

Маслосборники должны быть рассчитаны на полный объем масла единичного оборудования, содержащего наибольшее количество масла, и должны выполняться закрытого типа.

По согласованию с органами Государственного санитарного надзора допускается устройство маслосборника в виде котлована в грунте со спланированными откосами.

Марка трансформатора ТДТН – 25000/220/35/10, масса трансформаторного масла  $M=40000$  кг, полная масса трансформатора  $M_{TP}=120000$  кг, длина  $A=9600$  мм, ширина  $B=5150$  мм,

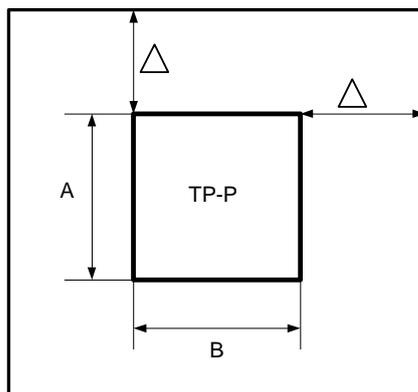


Рисунок 16 – Схема расположения маслоприемника

Определяется площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{МП} = (A + 2\Delta)(B + 2\Delta) = (9,6 + 2 \cdot 1,5)(5,15 + 2 \cdot 1,5) = 102,69 \text{ м}^2, \quad (13)$$

где  $A$  – длина трансформатора, м

$B$  – ширина трансформатора, м

Определим объем трансформаторного масла:

$$V_{TP.M} = \frac{M}{\rho_{TP.M}} = \frac{40000}{850} = 47,0588 \text{ м}^3,$$

где  $\rho_{TP.M}$  – плотность трансформаторного масла,  $\text{кг/м}^3$ ,

$M$  – масса трансформаторного масла

Высота маслоприемника, м:

$$H_{МП} = \frac{V_{TP.M}}{S_{МП}} = \frac{47,0588}{102,69} = 0,458 \approx 0,46 \text{ м},$$

где  $V_{TP.M}$  – объем трансформаторного масла,  $\text{м}^3$

$S_{МП}$  – площадь маслоприемника,  $\text{м}^2$

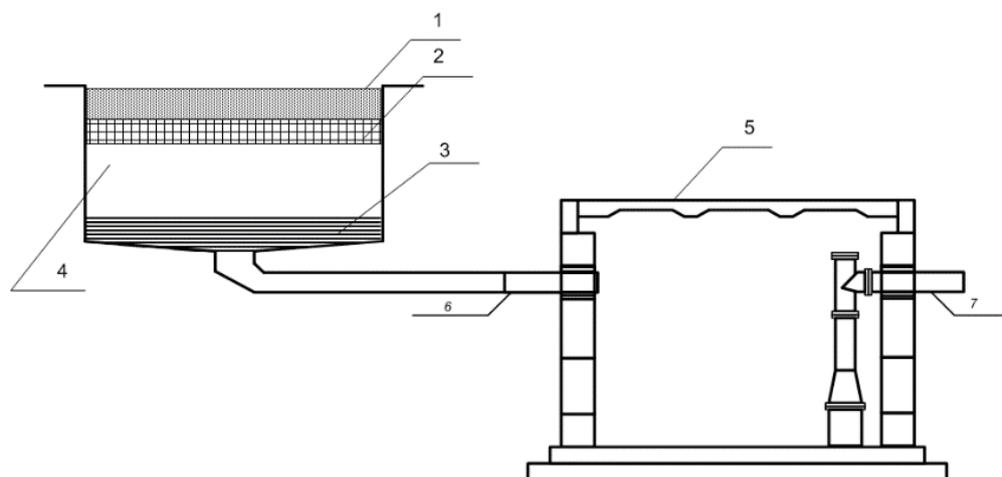


Рисунок 17 – Конструкция маслоприемника

1. Верхний слой промытого гравия.
2. Металлическая решетка.
3. Нижний слой промытого гравия.
4. Маслоприемник
5. Маслосборник
6. Подающая труба
7. Отводящая труба

Для трансформатора, установленного на подстанции «Хунда», к установке принимается заглубленный маслоприемник с отводом масла, рассчитанный на полный объем масла, содержащегося в установленном над ним трансформаторе и закрываться металлической решеткой, поверх которой насыпан толщиной не менее 0,25 м слой чистого промытого гравия с частицами от 30 до 70 мм.

Определяется объем маслосборника с учетом приема 100% масла единичного оборудования и 80% общего расхода воды при пожаротушении.

Расход воды согласно [26]  $0,2 \frac{\text{л}}{\text{с} \cdot \text{м}^2}$ , время пожаротушения 30 м. Общий расход воды при тушении, 80 %.

$$V_B = [12,6 \cdot 8,15 + (2 \cdot 9,6 + 2 \cdot 5,15) \cdot 8,05] \cdot \frac{0,2}{1000} \cdot 60 \cdot 30 \cdot 0,8 = 97,968 \text{ м}^3$$

Требуемый объем маслосборника

$$V_{МП} = V_B + V_{ТР.М} = 97,968 + 47,0588 = 145,027 \text{ м}^3$$

Объем установленного на подстанции маслоприемника составляет  $145 \text{ м}^3$ , что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

### **5.5. Чрезвычайные ситуации**

Одним из видов чрезвычайных ситуаций, возникающих на объектах энергетической отрасли является опасность возгорания. Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

Рассмотрим порядок тушения пожара на энергообъекте:

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

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

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

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

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

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

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

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

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

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

Для пожаротушения трансформаторов 25 МВА на подстанции может быть предусмотрена автоматическая система пожаротушения распыленной водой, включающая в себя насосную станцию пожаротушения с насосами Д320-50, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводов, трубную обвязку автотрансформаторов с оросителями ОПДР-15 и пожарные резервуары.

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

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

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

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

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

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

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

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели.

Также, опасны и грозовые воздействия на подстанционном оборудовании, которые возникают при ударах молнии непосредственно в подстанцию. Кроме того, опасны перенапряжения, индуцированные на токоведущих частях при ударе молнии в землю или другие объекты вблизи ПС.

Эффективность защиты от грозовых перенапряжений внутренней изоляции подстанционного оборудования должна быть значительно более высокой по сравнению с воздушной и линейной изоляцией ВЛ, так как внутренняя изоляция оборудования подстанции имеет наибольшие запасы по отношению к импульсным испытательным напряжениям и не обладает свойством самовосстановления после грозового перекрытия.

Защита оборудования подстанций от прямых ударов молнии обеспечивается системой стержневых и тросовых молниеотводов /13/. Для оценки эффективности грозозащиты изоляции оборудования, подвесной и воздушной изоляции на подстанции от прямых ударов молнии применяется что и для ВЛ, т.е. ожидаемое число обратных перекрытий при ударах молнии в молниеотводы, а также от прорывов через систему молниезащиты.

Наиболее опасным проявлением молнии с точки зрения поражения зданий и сооружений является прямой удар.

Ожидаемое число поражений молнией в год зданий и сооружений высотой не более 60 м., не оборудованных молниезащитой и имеющих неизменную высоту, определяют по формуле:

$$N = (B + 6 \cdot h_x) \cdot (C + 6 \cdot h_x) \cdot n \cdot 10^{-6} \quad (14)$$

где  $B$  – ширина защищаемого объекта, м.;

$C$  - длина защищаемого объекта, м.;

$h_x$  - высота объекта по его боковым сторонам, м;

$n$  - среднее число поражений молнией на  $1 \text{ км}^2$  земной поверхности в год  $n=6$ .

$$N = (5,18 + 6 \cdot 3,6) \cdot (13,5 + 6 \cdot 3,6) \cdot 6 \cdot 10^{-6} = 0,056$$

Объектом является РП питающие часть г. Благовещенска, относится к II категории зона Б.

Молниезащита РП осуществляется на железобетонном отдельно стоящем молниеотводе МЖ-24,3 высотой 24,3 м.

$$h_o = 0,92h, \tag{15}$$

где  $h$  – высота молниеотвода;

$h_o$  – вершина зоны;

$$h_o = 0,92 \cdot 24,3 = 22,36 \text{ м};$$

$$r_o = 1,5 \cdot h, \tag{16}$$

где  $h$  - высота молниеотвода, м;

$$r_o = 1,5 \cdot \left( h - \frac{h_x}{0,92} \right), \tag{17}$$

где  $r_x$  - радиус защиты, м;

$h_x$  - высота защищаемого объекта, м;

$$r_x = 1,5 \cdot \left( 24,3 - \frac{3,6}{0,92} \right) = 30,9 \text{ м}$$

Схема зоны защиты молниеотвода приведена на рисунке 19.

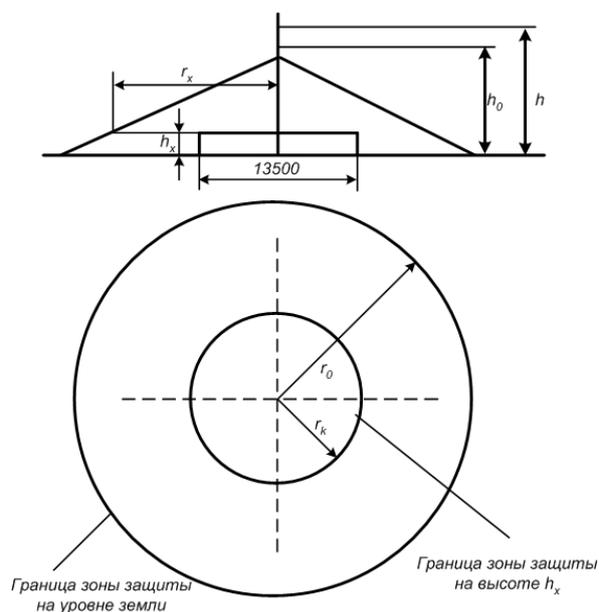


Рисунок 18 – Зоны защиты молниеотвода

Помимо выбора и установки молниеотвода и определения защитной зоны для заземления молниеотвода, предусматривается четыре вертикальных электрода, соединённых между собой стальной полосой при помощи сварных соединений. Для защиты объекта от вторичных проявлений молнии, электромагнитной и электростатической индукции и заноса высоких потенциалов в здании предусматриваются следующие мероприятия:

а) для защиты от потенциалов, возникающих в результате электростатической индукции, надёжно заземляем все проводящие элементы объекта, а также оборудование и коммуникации внутри объекта;

б) для защиты от искрения, вызываемого электромагнитной индукцией, все параллельно расположенные металлические коммуникации соединяем металлическими перемычками;

в) для защиты объекта от заноса высоких потенциалов присоединяем все металлические коммуникации и оболочки кабелей (вместе ввода их в объект) к заземлителю защиты от вторичных воздействий молнии. Заземляющие устройства молниеотводов земли должны быть удалены на нормируемое

расстояние от заземляющего контура, защищены от вторичных воздействий и подземных коммуникаций объекта.

Расчёт заземляющих устройств сводится к расчету заземлителя, так как заземляющие проводники принимаются по условиям механической прочности и стойкости к коррозии.

Устанавливается допустимое сопротивление заземляющего устройства  $R_3$  для электроустановок выше 1 кВ равно:

$$R = 250 / I \quad (18)$$

но, не более 10 Ом.

Принимается допустимое сопротивление заземляющего устройства  $R_3 = 10$  Ом [18]

Предполагается сооружение заземлителя с внешней стороны здания с расположением вертикальных электродов по периметру.

В качестве вертикальных заземлителей принимаются стальные стержни диаметром 15 мм. и длиной 2 м., которые погружают в грунт методом ввертывания. Верхние концы электродов располагают на глубине 0,7 м. от поверхности земли. К ним приваривают горизонтальные электроды стержневого типа из той же стали, что и вертикальные электроды.

Грунт в месте сооружения – суглинок, климатическая зона II.

Удельное сопротивление грунта  $\rho_{уд.} = 100$  Ом·м, табл. 6.4 [1].

Определяются расчётные удельные сопротивления грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей.

$$\rho_{р.г.} = \rho_{уд.} \cdot K_{П.Г} \quad (19)$$

$$\rho_{р.в.} = \rho_{уд.} \cdot K_{П.В} \quad (20)$$

где  $K_{П.В}$  и  $K_{П.Г}$  - повышающие коэффициенты для вертикальных и горизонтальных электродов, принятые по таблице 6.5 [1].

$$\rho_{р.з.} = 100 \cdot 2 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\rho_{р.в.} = 100 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Сопротивление растеканию одного вертикального электрода стержневого типа определяем по формуле:

$$R_{О.В.Э} = \frac{\rho_{р.В}}{2\pi l} \cdot \left( \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right) \quad (21)$$

где  $l, t, d$  - параметры стержневого электрода.

$$R_{О.В.Э} = \frac{140}{2 \cdot 3,14 \cdot 2} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot 2}{15 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 1,7 + 2}{4 \cdot 1,7 - 2} \right) = 64,92 \text{ Ом}$$

Определяется примерное число вертикальных заземлителей.

$$N = \frac{R_{О.В.Э}}{K_{П.В} \cdot R_{И}} \quad (22)$$

где  $K_{П.В}$  - коэффициент использования, равный 0,75.

$R_{И}$  - сопротивление искусственного заземлителя, принимаем равным 10 Ом.

$$N = \frac{64 \cdot 92}{0,75 \cdot 10} = 17$$

Определяется расчётное сопротивление растеканию горизонтальных электродов по формуле:

$$R_{р.Г.Э} = \frac{\rho_{р.Г}}{K_{П.Г} \cdot 2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{l^2}{dt} \quad (23)$$

где  $l$  - периметр контура;

$K_{И.Г}$  - табл. 6.10 [3], равный 0,32.

$$R_{P.Г.Э} = \frac{200}{0,32 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 37,68} \cdot \ln \frac{37,68^2}{0,015 \cdot 0,708} = 31,12$$

Уточняется необходимое сопротивление вертикальных электродов.

$$R_{B.Э} = \frac{R_{P.Г.Э} \cdot R_{И}}{R_{P.Г.Э} - R_{И}} \quad (24)$$

$$R_{B.Э} = \frac{31,12 \cdot 10}{31,12 - 10} = 14,7$$

Определяется число вертикальных электродов при коэффициенте использования  $X_{И.В.У} = 0,75$  при  $N=20$  и  $a/l = (P/20)/2=0,93$ , где  $P=31,36$  м. периметр контура расположения электродов:

$$N = \frac{R_{O.В.Э}}{K_{И.В.У} \cdot R_{B.Э}} \quad (25)$$

$$N = \frac{64,92}{0,75 \cdot 14,7} = 7,8 \approx 8 \text{ шт}$$

Окончательно принимается к установке 8 вертикальных электродов, расположенных по контуру РП.

Определяется стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \frac{R_{ЭГ} \cdot R_{ЭВ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{ЭГ} + n_G \cdot R_{ЭВ})} \leq 5 \text{ Ом} \quad (26)$$

где  $\eta = \eta_u = 0,75$  - коэффициент использования заземлителя учитывающий растекание тока молнии из-за взаимных экранов;

$$R = \frac{31,12 \cdot 14,7}{0,75 \cdot (8 \cdot 31,12 + 4 \cdot 14,7)} = 1,982 \leq 5 \text{ Ом}$$

Определение импульсного сопротивления вертикального электрода:

$$R_{uB} = \frac{\alpha_{uB} \cdot R_{ЭB}}{\eta \cdot n_B} \text{ Ом} \quad (27)$$

где  $\alpha_{uB} = 1$  - импульсный коэффициент вертикального электрода;

$$R_{uB} = \frac{1 \cdot 14,17}{0,75 \cdot 8} = 2,45 \text{ Ом},$$

Определение импульсного сопротивления горизонтального электрода.

Определяется удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя:

$$L_o = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{l}{r} - 0,31 \right) \frac{\text{мкГн}}{\text{м}}, \quad (28)$$

где  $l$  - длина полосы, м;

$r$  - радиус электрода, м.

$$L_o = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{37,68}{0,0075} - 0,31 \right) = 1,642 \frac{\text{мкГн}}{\text{м}},$$

Определяется импульсный коэффициент протяженного заземлителя:

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{L_o \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{ЭГ}}, \quad (29)$$

где  $\tau_\phi = 2 \text{ мкс}$  - длительность фронта тока молнии;

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{1,64 \cdot 37,68}{3 \cdot 2 \cdot 31,12} = 1,331$$

$$R_{uГ} = \alpha_{uГ} \cdot R_{ЭГ}; \quad (30)$$

$$R_{u\Gamma} = 1.331 \cdot 31.12 = 41.421 \text{ Ом.}$$

Определяется общее импульсное сопротивление:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_\Gamma \cdot R_{uB})} \leq 0,5 \text{ Ом.} \quad (31)$$

$$R_u = \frac{41.421 \cdot 2.45}{0,75 \cdot (8 \cdot 41.412 + 4 \cdot 2.45)} = 0,397 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Принятое заземление, молниезащита и заземление обеспечат защиту распределительной подстанции от различных видов перенапряжений.

## 6 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

Цель данного пункта является определение оптимального варианта развития электрической сети района проектирования на основании расчёта экономической эффективности.

### 6.1 Капиталовложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанций.

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (32)$$

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования ПС, а также весьма значительный и различный по составу объем работ при расширении и реконструкции ПС, их стоимость может быть определена набором отдельных основных элементов, к которым относятся:

1. стоимость распределительных устройств;
2. трансформаторы (АТ);
3. компенсирующие и регулирующие устройства;
4. постоянная часть затрат;
6. затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 6 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–5):

1,5–2,0 % – временные здания и сооружения;

8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;

1,0–1,2 % – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;

10,0–11,0 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (33)$$

где  $K_{ТР}$  – стоимость трансформаторов, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{инф}$  – коэффициент инфляции;

$K_{ПС*}$  – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ПС;

$K_{КУ}$  – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ВЫКЛ}$  – стоимость ячеек выключателей, зависящая от исполнения и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (34)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость километра линии [1];

$l$  – длина трассы;

$K_{ВЛ*}$  – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ВЛ;

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции  $K_{инф} = 4,78$ , при условии, что цены взяты за 2000 год [21].

Расчёт капиталовложений для варианта подключения объектов на напряжение 110 кВ и 220 кВ приведён в приложении Б. Результаты расчета капиталовложений для варианта №1 сведены в таблицу 29, для варианта №2 представлены в таблице 30.

Таблица 29 – Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	6250.608
Трансформаторы	4900
Постоянная часть затрат	10340
Противоаварийная автоматика	872
Стоимость распределительных устройств	12000

Таблица 30 – Капиталовложения для варианта №2

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	8334
Трансформаторы	4900
Постоянная часть затрат	10340
Противоаварийная автоматика	872
Стоимость распределительных устройств	12000

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант №1:  $K_{\text{общ}} = 199935.725$  тыс.руб;

- вариант №2:  $K_{\text{общ}} = 209900$  тыс.руб.

## 6.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (35)$$

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

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

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (36)$$

где  $\alpha_{\text{тэоВЛ}}$ ,  $\alpha_{\text{тэоПС}}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию

ВЛ и ПС ( $\alpha_{\text{тэоВЛ}} = 0,007\%$ ;  $\alpha_{\text{тэоПС}} = 0.05\%$ ).

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (37)$$

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

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, принята 1,6 руб/ кВт·ч.

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

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{\text{АМ}} = K \cdot a_p, \quad (38)$$

где  $K$  – капиталовложение в соответствующие оборудование;

$a_p$  - норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт эксплуатационных издержек варианта №1 приведён в приложении Б, а для варианта №2 в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Издержки

Вариант	$I_{\text{Э.Р}}$ , тыс.руб	$I_{\text{ам.рен}}$ , тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	$I$ , тыс.руб
№1	1823	2196	3552	7570
№2	1837	2334	3616	7788

### 6.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

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

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

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (39)$$

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

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

$I$  – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками, получим значения приведенных затрат, значения которых сведены в таблице 32.

Таблица 32 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	199935.725	7570	27563
2	209900	7788	28777

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №1, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 1213 тыс.руб. по сравнению с вариантом №2.

#### **6.4 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения**

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – это комплексный показатель надежности электроснабжения потребителей, т.е. экономическая категория.

Он характеризует свойство потребительской стоимости электроэнергии, поставляемой с определенной надежностью. Его применяют при подсчете штрафов, пени и неустоек, связанных с нарушением договорных обязательств, вызванных перерывами электроснабжения потребителей.

При выборе стратегий оперативного и технического обслуживания учет фактора надежности осуществляется на основе количественной оценки ущерба.

Основной ущерб – ущерб, обусловленный перерывом в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса, оборудования, отсутствия брака, т.е. ущерб  $Y_0$  из-за невыполнения плана по производству продукции.

Ущерб внезапности – составляющая ущерба, связанная с появлением фактора внезапности, в результате которого могут произойти нарушения технологического процесса, брак, поломка оборудования и т.д. Этот ущерб зависит от типа потребителя, величины недоданной энергии, глубины ограничения и наличия у потребителя резервов разного рода.

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left( y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр}, \quad (40)$$

где  $y_0$  – средняя величина удельного основного ущерба, у.е./кВт\*ч;  
 $P_n$  – мощность нагрузки потребителя, кВт;  
 $t_{огр}$  – продолжительность отключения электроснабжения, ч;  
 $y_{вн}$  – удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./кВт [23];

$P_{техн.бр}$  – мощность технологической брони потребителя, кВт.

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр}, \quad (41)$$

где  $\sigma_{техн.бр}$  – доля нагрузки технологической брони.

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год:

$$Y = y \cdot T_{cp} \cdot c, \quad (42)$$

где  $T_{cp}$  – среднее время отключения потребителя в год, ч;

$c$  – тариф на электроэнергию, равен 1,5 руб/кВт\*ч.

Подробный расчёт величины ущерба для варианта №1 приведён в приложении Б.

Результаты расчета для варианта №1 представлен в таблице 33.

Таблица 33 – Расчет величины ущерба для варианта №1

Объект	у, кВт	$T_{cp}$ , ч	У, тыс.руб
ПС Хунда	49800	134.215	10030

## 6.5 Оценка экономической эффективности проекта

В задачи данного раздела входит сравнение предлагаемых вариантов по экономической эффективности.

Оценка экономической эффективности варианта №1

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является оценка выручки от реализации проекта.

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (43)$$

где  $W_t$  – полезно отпущенная потребителю электроэнергия за год, МВт·ч;

$T$  – одноставочный тариф для потребителя, тыс.руб/МВт·ч;

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \quad (44)$$

где  $P_H$  – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

$T_{\max}$  – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5200 ч.

$$W_t = 18260 \cdot 5500 = 100400 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O_{Pt} = 100400 \cdot 2 = 200900 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$\Pi_{\delta t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (45)$$

где  $K_t$  – суммарные капиталовложения в год;

$I_t$  – суммарные эксплуатационные издержки в год;

$Y_t$  – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (\Pi_{\delta t}). \quad (46)$$

Величина прибыли после вычета налогов ( $\Pi_{\text{чт}}$ ) численно равна прибыли от реализации ( $\Pi_{\delta t}$ ) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$\Pi_{\text{чт}} = \Pi_{\delta t} - H_t; \quad (47)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей  $\Delta_t$ , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \Delta_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (48)$$

где  $d = 9,25\%$  – коэффициент дисконтирования;

$T_p$  – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

$t$  – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 16.

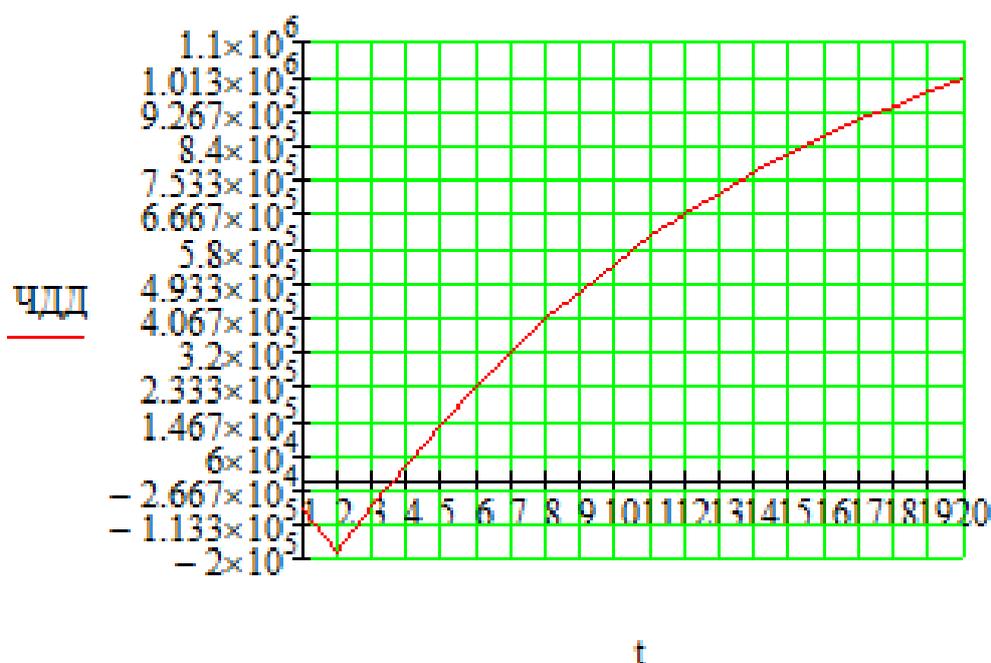


Рисунок 19 – График ЧДД

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 3 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации.

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [1]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (49)$$

где  $K$  – суммарные капитальные вложения;

$\mathcal{E}_t$  – системный эффект, обусловленный вводом объекта в год  $t$ ;

$I_t$  – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

$H_t$  - налог на прибыль.

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации (3 год) равна 20%.

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства сетевого объекта. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном

периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным. Расчёт оценки экономической эффективности для варианта №1 в приложении Б.

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 199 миллионов руб. составит 2 года и 5 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций  $ИДД > 1$  ( $ИДД = 6.038$ ). Рентабельность проекта составит 74.308% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения Магистерской диссертации был проведён структурный и режимный анализ участка существующей электрической сети Амурской области. Выявлены слабые места электрической сети данного района.

Рассчитаны вероятностные характеристики электрических нагрузок, определяющиеся с целью проектирования надёжной и экономически выгодной электрической сети.

Предложены несколько вариантов развития электрической сети данного района проектирования с применением инновационного оборудования и использования элементов активно-адаптивной сети, позволяющие повысить надёжность электроснабжения потребителей электроэнергии, уменьшить потери электроэнергии в сети.

Произведено техническое обоснование вариантов, осуществлено проектирование подстанций, линий электропередачи, сделан выбор необходимых элементов электрической сети с целью повышения функционирования сети.

Выполнены расчёты нормальных и послеаварийных режимов электрической сети для каждого из предлагаемых вариантов развития.

Осуществлён выбор оптимального варианта инновационного развития электрической сети на основании расчётов экономической эффективности.

Результаты оценки экономической эффективности позволяют сделать вывод о том, что предложенный вариант развития сети рентабелен и эффективен. Предложенный вариант развития электрической сети может быть применен в практическом использовании.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012– 376 с.
- 2 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118-2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.
- 3 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2018-2022 годов.
- 4 Аллюминиевый композитный усиленный провод АССС [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://www.kabel-news.ru/netcat\\_files/90/100](http://www.kabel-news.ru/netcat_files/90/100) - 25.03.2018.
- 5 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.
- 6 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоритические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).
- 7 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> - 1.02.2020
- 8 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.
- 9 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.
- 10 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев. – 8-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.,

11 Савина, Н.В, Электрические сети в примерах и расчетах : Учеб. Пособие / Н.В.Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2010.– 238с.

12 Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. Пособие / А. А. Герасименко , В. Т. Федин. – Ростов н/Д : Феникс, 2006. -719 с.

13 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, 2008. – 964 с.

14 Тарасов, В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем : моногр. / В. И. Тарасов; Отв. ред. Л.Ю. Анапольский. - Новосибирск : Наука, 2002. - 344 с.

15 Кочкин, В.И. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий : УЧЛ - К изучению дисциплины / Кочкин В.И., Нечаев О.П. - М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. - 248с.

16 Изучение методов расчета установившихся режимов сложных энергосистем: Лабораторный практикум: Учебное пособие / В.А. Строев, Н.Г. Филиппова, Т.И. Шелухина, С.В. Шульженко. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 48 с.

17 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро/ - М.: Изд-во МЭИ, 2005, 352 с.

18 Правила устройства электроустановок седьмое издание: ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.

19 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2017. – 368 с.

20 Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций. М. / Энергоатомиздат, 2016.

21 Гринберг-Басин, М.М. Тяговые подстанции. Пособие по дипломному проектированию: Учебное пособие для техникумов ж.-д. транспорта – М.: Транспорт 1986. – 168 с. .

22 Письмо Минстроя России от 4 апреля 2018 г. № 13606-ХМ/09 «О рекомендуемой величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости строительства в I квартале 2018 года, в том числе величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости пусконаладочных работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости оборудования»

23 Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. — М.: Издательский дом МЭИ, 2010. — 188 с.: ил.

24 Савина Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях/ Отв. ред. Н. И. Воропай. — Новосибирск: Наука, 2008. — 228 с.

25 Савина Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях в условиях неопределенности: автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Н.В. Савина. – Иркутск, 2010. – 50 с.

26 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий РАО «ЕЭС России». РД 153.-34.0-03.301-00 издание третье с изменениями и дополнениями – М.: ЗАО «Энергетические технологии, 2000.

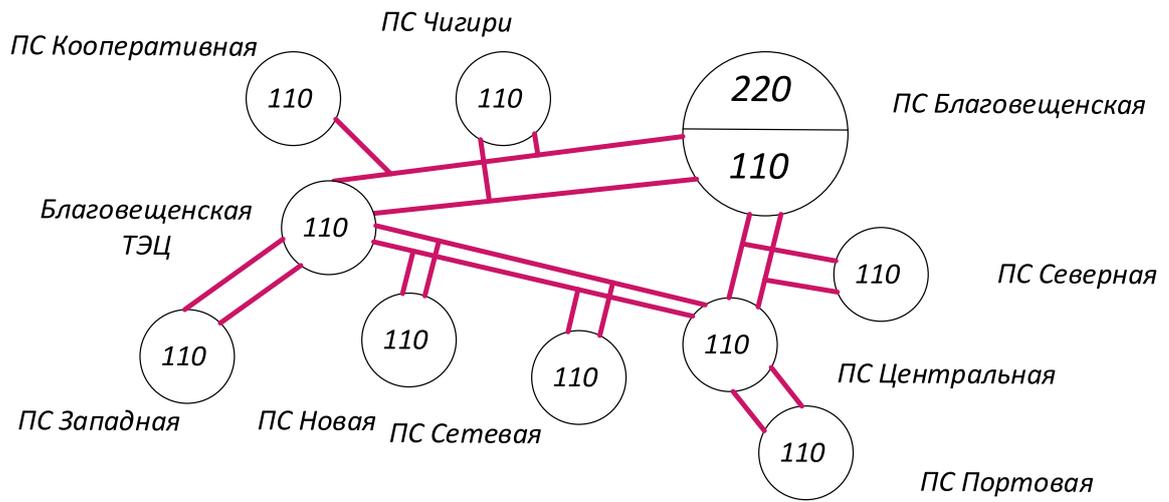
27 С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования Часть I. Электроэнергетические системы и сети. ГОУ ВПО УГТУ–УПИ. - Екатеринбург 2005 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.energyland.info>

28 ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;

29 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.rastrwin.ru](http://www.rastrwin.ru) – 20.10.2018 г.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Граф рассматриваемого эквивалента сети



Приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Выбор вводных выключателей:

$$K_{уд110} := 1.75 \quad I_{но110} := 4.53 \quad T_{а110} := 0.3 \quad K_{уд10} := 1.85 \quad T_{а10} := 0.6 \quad I_{но10} := 21.95$$

$$i_{уд110} := \sqrt{2} \cdot K_{уд110} \cdot I_{но110} = 11.211 \quad i_{уд10} := \sqrt{2} \cdot K_{уд10} \cdot I_{но10} = 57.428$$

$$B_{крас110} := I_{но110}^2 (1.02 + T_{а110}) = 27.088 \quad B_{крас10} := I_{но10}^2 (1.02 + T_{а10}) = 780.52$$

$$i_{ар110} := \sqrt{2} \cdot I_{но110} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{а110}}} = 6.196 \quad i_{ар10} := \sqrt{2} \cdot I_{но10} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{а10}}} = 30.529$$

$$I_{раб110} := \frac{\sqrt{20^2 + 5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.108$$

$$I_{раб10} := \frac{\sqrt{20^2 + 5^2}}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 2} = 0.567$$

\*Сравнить варианты пот дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО  
5694700729.240.124-2012.

Расчёт приведённых затрат.

$$Z := E \cdot K + И$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K := (K_{вл} + K_{пс}) \cdot K_{инф}$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

$$C_{95} := 910 \quad \text{тыс.руб/км} \quad C_{952} := 1350 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$l_1 := 3 \quad l_2 := 4$$

Вариант №1.

$$K_{вл1} := C_{95} \cdot l_1 + C_{95} \cdot l_1 = 5460 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты, сопутствующие строительству:

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

3,3% - временные здания и сооружения;  
3,18% - содержание службы заказчика, строительный контроль;  
8% - проектно-изыскательные работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации.

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл}1} := K_{\text{вл}1} + K_{\text{вл}1} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 6250.608 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_{\text{вл}2} := C_{95} \cdot I_2 + C_{95} \cdot I_2 = 7.28 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл}2} := K_{\text{вл}2} + K_{\text{вл}2} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 8.334 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ру}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{ку}}$$

$K_{\text{пост}}$  - постоянная часть затрат;

$K_{\text{ру}}$  - стоимость распределительных устройств;

$K_{\text{тр}}$  - стоимость трансформаторов;

$K_{\text{ку}}$  - стоимость компенсирующих устройств.

$$K_{\text{пост}110} := 10340 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру}110} := 12000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{1\text{тр}16} := 4900 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ку}} := 3837 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}1} := K_{\text{пост}110} + K_{\text{ру}110} + K_{1\text{тр}16} + K_{\text{ку}} = 3.108 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}2} := K_{\text{пост}110} + K_{\text{ру}110} + K_{1\text{тр}16} + K_{\text{ку}} = 3.108 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

**Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:**

$$K_{\Sigma \text{пс}1} := K_{\text{пс}1} + K_{\text{пс}1} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 3.558 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma \text{пс}2} := K_{\text{пс}2} + K_{\text{пс}2} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 3.558 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K_{\text{инф}} := 4.78$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma \text{вл}1} + K_{\Sigma \text{лс}1}) \cdot K_{\text{инф}} = 199935.725 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_2 := (K_{\Sigma \text{вл}2} + K_{\Sigma \text{лс}2}) \cdot K_{\text{инф}} = 2.099 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$И := I_3 + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{\text{э.вл}} := 0.007 \quad \alpha_{\text{э.лс}} := 0.05$$

Вариант №1.

$$I_{\text{э}1} := \alpha_{\text{э.вл}} \cdot K_{\Sigma \text{вл}1} + \alpha_{\text{э.лс}} \cdot K_{\Sigma \text{лс}1} = 1.823 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\text{э}2} := \alpha_{\text{э.вл}} \cdot K_{\Sigma \text{вл}2} + \alpha_{\text{э.лс}} \cdot K_{\Sigma \text{лс}2} = 1.837 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{\text{ст.вл}} := 15 \quad \text{лет} \quad T_{\text{ст.лс}} := 20 \quad \text{лет}$$

Вариант №1.

$$I_{\text{ам}1} := \frac{K_{\Sigma \text{вл}1}}{T_{\text{ст.вл}}} + \frac{K_{\Sigma \text{лс}1}}{T_{\text{ст.лс}}} = 2.196 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\text{ам}2} := \frac{K_{\Sigma \text{вл}2}}{T_{\text{ст.вл}}} + \frac{K_{\Sigma \text{лс}2}}{T_{\text{ст.лс}}} = 2.334 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} := \Delta W \cdot C_0$$

Потери электроэнергии:

$$\Delta W := \Sigma W_{\text{вл}} + \Sigma W_{\text{тр}}$$

Потери в ВЛ:

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл1}} := 1430$$

Вариант №2.

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл2}} := 1470$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma W_{\text{тр}} := 790$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}} + \Sigma W_{\text{тр}}) \cdot 1000 = 2.22 \times 10^6$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл2}} + \Sigma W_{\text{тр}}) \cdot 1000 = 2.26 \times 10^6$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 1.6 \text{ руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 3552 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W2} := (\Sigma W_2 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 3.616 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{\text{з1}} + I_{\text{звл1}} + I_{\Delta W1} = 7.57 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_2 := I_{\text{з2}} + I_{\text{звл2}} + I_{\Delta W2} = 7.788 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 27563.729 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 28777.1463088 \quad \text{тыс.руб}$$

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №1, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 1213 тыс. руб по сравнению с вариантом №2.

\*Для выбранного варианта рассчитать ЧДД, индекс доходности, внутреннюю норму доходности.

Для расчёта ЧДД необходимо рассчитать годовую прибыль, годовой налог на прибыль.

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 2 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 5500 \quad \text{ч}$$

$$S_{\text{ном1}} := 20000 \quad \text{кВт} \quad n := 2 \quad k_{1\text{ном}} := 0.55$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{1\text{ном}} = 2.2 \times 10^4 \quad \text{кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 0.83$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 1.826 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 1.826 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 1.004 \times 10^8 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 2.009 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$I := I_1 - I_{\text{ам1}} = 5.375 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Pi_{\text{год}} := O - I = 1.955 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Налог на прибыль:

$$H := \Pi_{\text{год}} \cdot 0.24 = 4.692 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{ЧДД} := \sum \left[ \frac{\text{Э}_t}{(1 + E_H)^t} \right]$$

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_1 = 7.997 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_1 = 1.2 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_H := 0.08$$

$$\text{Э}_1 := -И - K_{t1} = -8.535 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\text{Э}_1}{(1 + E_H)^1} = -7.903 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -7.903 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\text{Э}_2 := -И - K_{t2} = -1.253 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\text{Э}_2}{(1 + E_H)^2} = -1.075 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2. := \text{ЧДД}_1. + \text{ЧДД}_2 = -1.865 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\text{Э}_3 := О - И - Н = 1.486 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\text{Э}_3}{(1 + E_H)^3} = 1.179 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$$\text{чдд}_3 := \text{чдд}_2 + \text{чдд}_3 = -6.854 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{Э} := \text{Э}_3 = 1.486 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_4 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^4} = 1.092 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_4 := \text{чдд}_3 + \text{чдд}_4 = 4.066 \times 10^4$$

$$\text{чдд}_5 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^5} = 1.011 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_5 := \text{чдд}_4 + \text{чдд}_5 = 1.418 \times 10^5$$

$$\text{чдд}_6 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^6} = 9.362 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_6 := \text{чдд}_5 + \text{чдд}_6 = 2.354 \times 10^5$$

$$\text{чдд}_7 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^7} = 8.669 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_7 := \text{чдд}_6 + \text{чдд}_7 = 3.221 \times 10^5$$

$$\text{чдд}_8 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^8} = 8.027 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_8 := \text{чдд}_7 + \text{чдд}_8 = 4.024 \times 10^5$$

$$\text{чдд}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^9} = 7.432 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_9 := \text{чдд}_8 + \text{чдд}_9 = 4.767 \times 10^5$$

$$\text{чдд}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{10}} = 6.882 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_{10} := \text{чдд}_9 + \text{чдд}_{10} = 5.455 \times 10^5$$

$$\text{чдд}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{11}} = 6.372 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_{11} := \text{чдд}_{10} + \text{чдд}_{11} = 6.092 \times 10^5$$

$$\text{чдд}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{12}} = 5.9 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_{12} := \text{чдд}_{11} + \text{чдд}_{12} = 6.682 \times 10^5$$

$$\text{чдд}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{13}} = 5.463 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_{13} := \text{чдд}_{12} + \text{чдд}_{13} = 7.228 \times 10^5$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{14}} = 5.058 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 7.734 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{15}} = 4.684 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 8.203 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{16}} = 4.337 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 8.636 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{17}} = 4.015 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 9.038 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{18}} = 3.718 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 9.41 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{19}} = 3.443 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

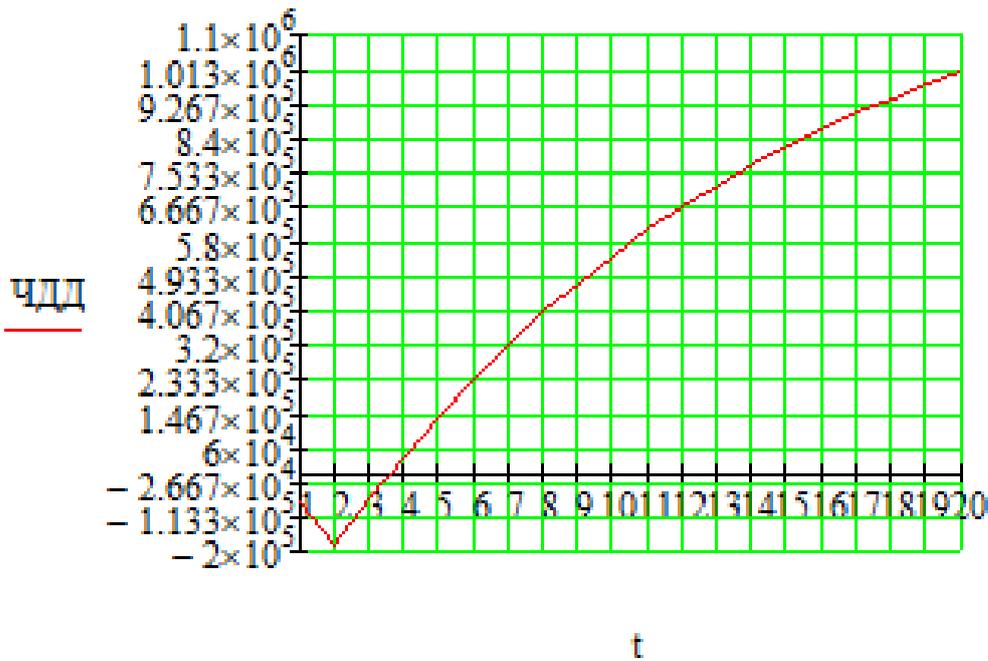
$$\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 9.754 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{20}} = 3.188 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 1.007 \times 10^6$$

$$t := \begin{pmatrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ 18 \\ 19 \\ 20 \end{pmatrix} \quad \text{ЧДД} := \begin{pmatrix} \text{ЧДД}_1 \\ \text{ЧДД}_2 \\ \text{ЧДД}_3 \\ \text{ЧДД}_4 \\ \text{ЧДД}_5 \\ \text{ЧДД}_6 \\ \text{ЧДД}_7 \\ \text{ЧДД}_8 \\ \text{ЧДД}_9 \\ \text{ЧДД}_{10} \\ \text{ЧДД}_{11} \\ \text{ЧДД}_{12} \\ \text{ЧДД}_{13} \\ \text{ЧДД}_{14} \\ \text{ЧДД}_{15} \\ \text{ЧДД}_{16} \\ \text{ЧДД}_{17} \\ \text{ЧДД}_{18} \\ \text{ЧДД}_{19} \\ \text{ЧДД}_{20} \end{pmatrix}$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 6.038$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

\*Определить простой и дисконтированный сроки окупаемости.

Простой срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Чистый доход:

$$\text{ЧД}_1 := \Theta_1 = -8.535 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -8.535 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \Theta_2 = -1.253 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -2.107 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \Theta = 1.486 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -6.212 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \Theta = 1.486 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

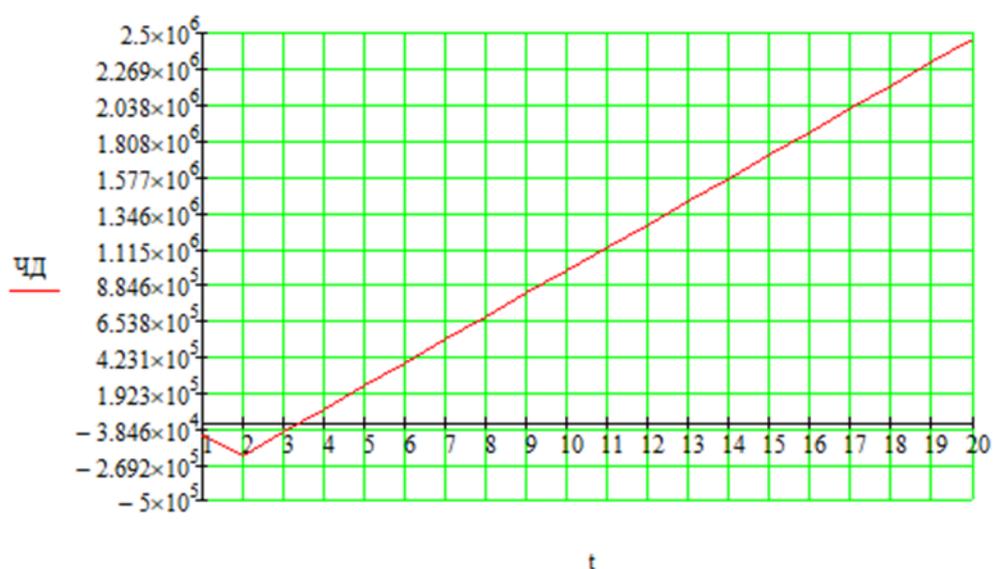
		$ЧД_4 := ЧД_3 + ЧД_4 = 8.645 \times 10^4$	тыс.руб
$ЧД_5 := Э = 1.486 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_5 := ЧД_4 + ЧД_5 = 2.35 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_6 := Э = 1.486 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = 3.836 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_7 := Э = 1.486 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = 5.322 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_8 := Э = 1.486 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = 6.807 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_9 := Э = 1.486 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = 8.293 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{10} := Э = 1.486 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = 9.779 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{11} := Э = 1.486 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = 1.126 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{12} := Э = 1.486 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = 1.275 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{13} := Э = 1.486 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 1.424 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{14} := Э = 1.486 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 1.572 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{15} := Э = 1.486 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 1.721 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{16} := Э = 1.486 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 1.869 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{17} := Э = 1.486 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 2.018 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{18} := Э = 1.486 \times 10^5$	тыс.руб		

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧД}_{19} := \text{Э} = 1.486 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{18} := \text{ЧД}_{17} + \text{ЧД}_{18} = 2.166 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{20} := \text{Э} = 1.486 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{19} := \text{ЧД}_{18} + \text{ЧД}_{19} = 2.315 \times 10^6$	тыс.руб
		$\text{ЧД}_{20} := \text{ЧД}_{19} + \text{ЧД}_{20} = 2.464 \times 10^6$	тыс.руб

$\text{ЧД} :=$	$\text{ЧД}_1.$
	$\text{ЧД}_2.$
	$\text{ЧД}_3.$
	$\text{ЧД}_4.$
	$\text{ЧД}_5.$
	$\text{ЧД}_6.$
	$\text{ЧД}_7.$
	$\text{ЧД}_8.$
	$\text{ЧД}_9.$
	$\text{ЧД}_{10}.$
	$\text{ЧД}_{11}.$
	$\text{ЧД}_{12}.$
	$\text{ЧД}_{13}.$
	$\text{ЧД}_{14}.$
	$\text{ЧД}_{15}.$
	$\text{ЧД}_{16}.$
	$\text{ЧД}_{17}.$
	$\text{ЧД}_{18}.$
	$\text{ЧД}_{19}.$
	$\text{ЧД}_{20}.$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит 2 года 6 месяцев.

Дисконтированный срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учётом дисконтирования, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Дисконтированный срок окупаемости составит 2 года и 5 месяцев.

\*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\Theta_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\Theta_1}{K_1} \cdot 100 = -42.688 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\Theta_2}{K_1} \cdot 100 = -62.688 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Theta_3}{K_1} \cdot 100 = 74.308 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 199 миллионов руб. составит 2 года и 5 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД = 6.038). Рентабельность проекта составит 74.308% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Средняя величина удельного основного ущерба, у.е./КВт\*ч

$$Y_o := 0.6$$

Удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./КВт

$$Y_{вн} := 1.5$$

Продолжительность отключения, ч

$$t_{огр} := 1$$

Доля нагрузки технологической брони:

$$\sigma_{техн.бр} := 0.9$$

Мощность нагрузки, КВт

$$P_{пс} := 20 \cdot 10^3$$

Технологическая броня, КВт:

$$P_{техн.бр.ПС} := P_{пс} \cdot \sigma_{техн.бр} = 1.8 \times 10^4$$

Удельная величина ущерба, у.е.

$$Y_{ПС} := Y_o \cdot P_{пс} \cdot t_{огр} + \left( Y_o + \frac{Y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр.ПС} \cdot t_{огр} = 4.98 \times 10^4 \quad \frac{\text{кВт}}{\text{час}}$$

$$\omega_{0.ВЛ110} := \frac{0.5}{100} \quad T_{в.вл110} := 11 \quad \omega_{пл.ВЛ110} := 2.8 \quad T_{в.пл.вл110} := 17$$

$$I_{11} := 7 \quad I_{22} := 5.2$$

$$T_{пр.1} := \omega_{0.ВЛ110} \cdot I_{11} \cdot T_{в.вл110} + \omega_{пл.ВЛ110} \cdot T_{в.пл.вл110} = 47.985$$

$$T_{пр.2} := \omega_{0.ВЛ110} \cdot I_{22} \cdot T_{в.вл110} + \omega_{пл.ВЛ110} \cdot T_{в.пл.вл110} = 47.886$$

$$T_{пр.3} := \omega_{0.ВЛ110} \cdot I_{11} \cdot T_{в.вл110} + \omega_{пл.ВЛ110} \cdot T_{в.пл.вл110} = 47.985$$

$$T_{пр.4} := \omega_{0.ВЛ110} \cdot I_{22} \cdot T_{в.вл110} + \omega_{пл.ВЛ110} \cdot T_{в.пл.вл110} = 47.886$$

$$\omega_{0.тр110} := 0.025 \quad T_{в.тр110} := 60 \quad \omega_{тек.тр110} := 1 \quad T_{в.тек.тр110} := 30$$

$$\omega_{кап.тр110} := 0.166 \quad T_{в.кап.тр110} := 330$$

$$T_{пр.тр.110} := \omega_{0.тр110} \cdot T_{в.тр110} + \omega_{тек.тр110} \cdot T_{в.тек.тр110} + \omega_{кап.тр110} \cdot T_{в.кап.тр110} = 86.28$$

$$T_{пр.5} := T_{пр.тр.110} = 86.28$$

Среднее время отключения потребителя, ч:

$$t_{пр.пс} := \frac{T_{пр.1} + T_{пр.2} + T_{пр.3} + T_{пр.4}}{4} + T_{пр.5} = 134.215$$

Величина ущерба, тыс. руб.

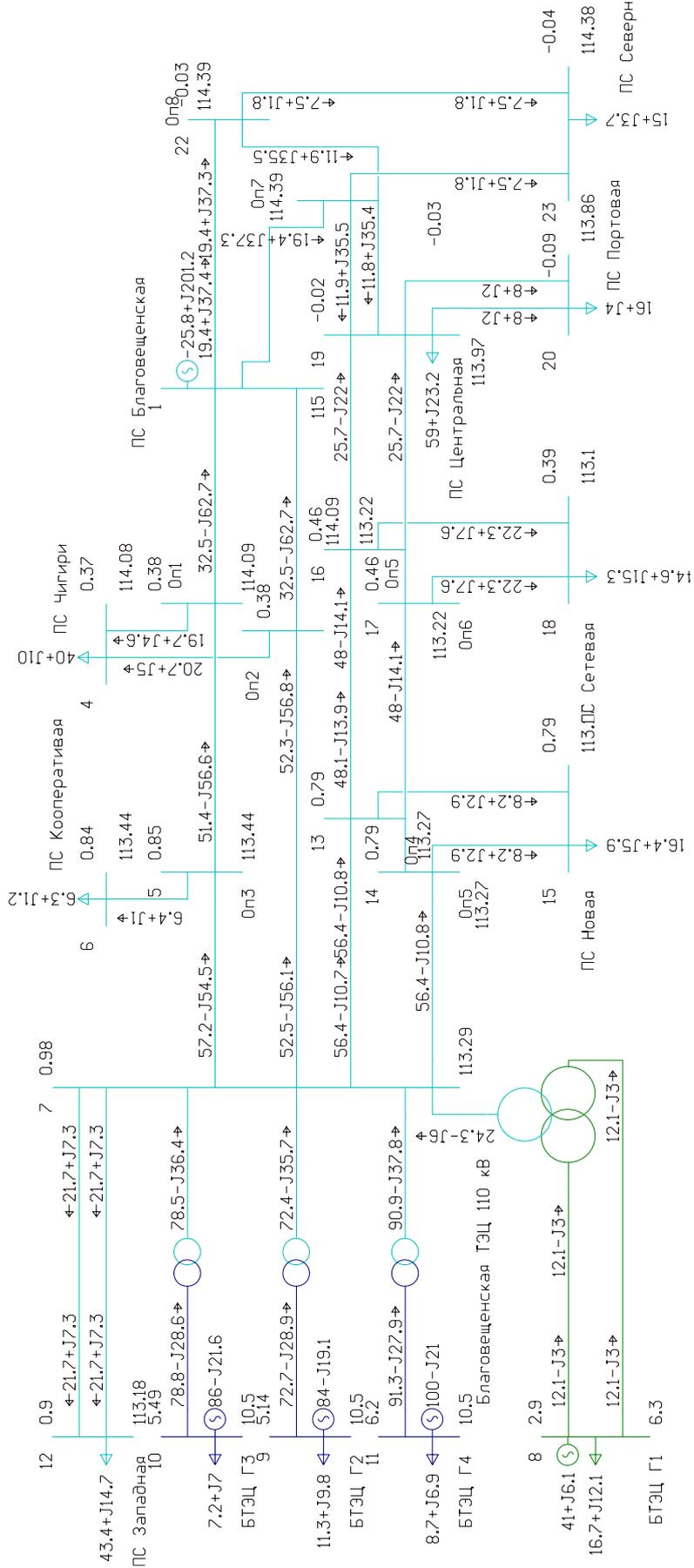
$$Y_{ПС} := \frac{Y_{ПС} \cdot t_{пр.пс} \cdot 1.5}{1000} = 1.003 \times 10^4$$

## Приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	ПС Благовещенская	110	1			-25,8	201,2	115			115	4,55	
Нагр	2	Оп1	110	1								114,09	3,72	0,38
Нагр	3	Оп2	110	1								114,09	3,72	0,38
Нагр	4	ПС Чигири	110	1	40	10						114,08	3,71	0,37
Нагр	5	Оп3	110	1								113,44	3,13	0,85
Нагр	6	ПС Кооперативная	110	1	6,3	1,2						113,44	3,13	0,84
Нагр	7	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110	1								113,29	2,99	0,98
Ген	8	БТЭЦ Г1	6	1	16,7	12,1	41	6,1	6,3	-27,5	55,2	6,3		2,9
Ген	9	БТЭЦ Г2	10	1	11,3	9,8	84	-19,1	10,5	-27,8	83,1	10,5		5,14
Ген	10	БТЭЦ Г3	10	1	7,2	7	86	-21,6	10,5	-27,8	83,1	10,5		5,49
Ген	11	БТЭЦ Г4	10	1	8,7	6,9	100	-21	10,5	-39,1	109,6	10,5		6,2
Нагр	12	ПС Западная	110	1	43,4	14,7						113,18	2,89	0,9
Нагр	13	Оп4	110	1								113,27	2,98	0,79
Нагр	14	Оп5	110	1								113,27	2,98	0,79
Нагр	15	ПС Новая	110	1	16,4	5,9						113,27	2,97	0,79
Нагр	16	Оп5	110	1								113,22	2,92	0,46
Нагр	17	Оп6	110	1								113,22	2,92	0,46
Нагр	18	ПС Сетевая	110	1	44,6	15,3						113,1	2,82	0,39
Нагр	19	ПС Центральная	110	1	59	23,2						113,97	3,61	-0,02
Нагр	20	ПС Портовая	110	1	16	4						113,86	3,51	-0,09
Нагр	21	Оп7	110	1								114,39	3,99	-0,03
Нагр	22	Оп8	110	1								114,39	3,99	-0,03
Нагр	23	ПС Северная	110	1	15	3,7						114,38	3,98	-0,04
Нагр	24	БТЭЦ Н1	110	1								110,46	0,42	2,9

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_рас	загр.
ЛЭП	1	2	ПС Благовещенская - Оп1	0,43	1,87	-11,5					32	-63	357	690	51,8
ЛЭП	1	3	ПС Благовещенская - Оп2	0,43	1,87	-11,5					32	-63	357	690	51,8
ЛЭП	2	4	Оп1 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8					-20	-5	102	690	14,8
ЛЭП	3	4	Оп2 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8					-21	-5	108	690	15,6
ЛЭП	2	5	Оп1 - Оп3	0,37	1,63	-10					51	-57	389	690	56,4
ЛЭП	5	6	Оп3 - ПС Кооперативная	0,01	0,03	-0,2					-6	-1	33	690	4,8
ЛЭП	5	7	Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,1	0,43	-2,6					57	-55	403	690	58,4
ЛЭП	3	7	Оп2 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,47	2,06	-12,7					52	-57	391	690	56,7
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9					-22	-7	117	610	19,2
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9					-22	-7	117	610	19,2
ЛЭП	7	13	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп4	0,17	0,73	-4,5					-56	11	293	690	42,4
ЛЭП	7	14	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп5	0,17	0,73	-4,5					-56	11	293	690	42,4
ЛЭП	13	15	Оп4 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3					-8	-3	44	510	8,7
ЛЭП	14	15	Оп5 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3					-8	-3	44	510	8,7
ЛЭП	13	16	Оп4 - Оп5	0,53	1,36	-9,1					-48	14	255	510	50,1
ЛЭП	14	17	Оп5 - Оп6	0,53	1,36	-9,1					-48	14	255	510	50,1
ЛЭП	16	18	Оп5 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5					-22	-8	120	510	23,6
ЛЭП	17	18	Оп6 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5					-22	-8	120	510	23,6
ЛЭП	16	19	Оп5 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8					-26	22	172	510	33,6
ЛЭП	17	19	Оп6 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8					-26	22	172	510	33,6
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14					-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14					-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	21	ПС Центральная - Оп7	0,47	1,21	-8,1					12	35	189	510	37,1
ЛЭП	19	22	ПС Центральная - Оп8	0,47	1,21	-8,1					12	35	189	510	37,1
ЛЭП	21	23	Оп7 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8					-7	-2	39	510	7,6
ЛЭП	22	23	Оп8 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8					-7	-2	39	510	7,6
ЛЭП	21	1	Оп7 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3					19	37	212	510	41,6
ЛЭП	22	1	Оп8 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3					19	37	212	510	41,6
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6				0,057			12	-3	65		
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6				0,057			12	-3	65		
Тр-р	7	24	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Н1	0,6	17,4	36,2	5,3	0,983	8	2	24	-7	129		
Тр-р	7	9	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г2	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	2	1	72	-36	412		
Тр-р	7	10	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	2	1	78	-36	441		
Тр-р	7	11	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	2	1	91	-38	502		

Продолжение приложение В.  
 Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

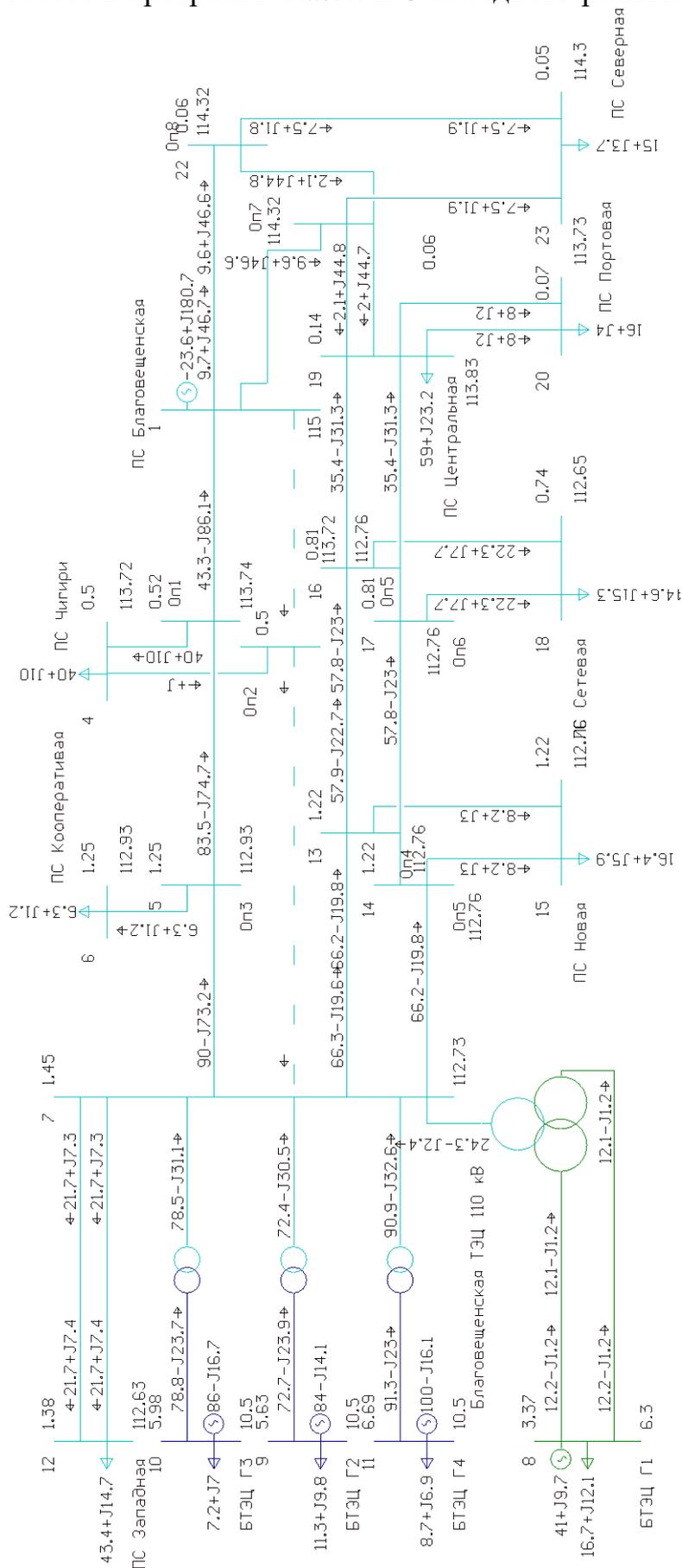


Продолжение приложение В.  
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	ПС Благовещенская	110	1				-23,6	180,7	115			115	4,55
Нагр	2	Оп1	110	1								113,74	3,4	0,52
Нагр	3	Оп2	110	1								113,72	3,39	0,5
Нагр	4	ПС Чигири	110	1	40	10						113,72	3,39	0,5
Нагр	5	Оп3	110	1								112,93	2,67	1,25
Нагр	6	ПС Кооперативная	110	1	6,3	1,2						112,93	2,66	1,25
Нагр	7	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110	1								112,73	2,48	1,45
Ген	8	БТЭЦ Г1	6	1	16,7	12,1	41	9,7	6,3	-27,5	55,2	6,3		3,37
Ген	9	БТЭЦ Г2	10	1	11,3	9,8	84	-14,1	10,5	-27,8	83,1	10,5		5,63
Ген	10	БТЭЦ Г3	10	1	7,2	7	86	-16,7	10,5	-27,8	83,1	10,5		5,98
Ген	11	БТЭЦ Г4	10	1	8,7	6,9	100	-16,1	10,5	-39,1	109,6	10,5		6,69
Нагр	12	ПС Западная	110	1	43,4	14,7						112,63	2,39	1,38
Нагр	13	Оп4	110	1								112,76	2,51	1,22
Нагр	14	Оп5	110	1								112,76	2,51	1,22
Нагр	15	ПС Новая	110	1	16,4	5,9						112,76	2,51	1,22
Нагр	16	Оп5	110	1								112,76	2,51	0,81
Нагр	17	Оп6	110	1								112,76	2,51	0,81
Нагр	18	ПС Сетевая	110	1	44,6	15,3						112,65	2,41	0,74
Нагр	19	ПС Центральная	110	1	59	23,2						113,83	3,49	0,14
Нагр	20	ПС Портовая	110	1	16	4						113,73	3,39	0,07
Нагр	21	Оп7	110	1								114,32	3,93	0,06
Нагр	22	Оп8	110	1								114,32	3,93	0,06
Нагр	23	ПС Северная	110	1	15	3,7						114,3	3,91	0,05
Нагр	24	БТЭЦ Н1	110	1								110,46	0,42	3,37

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Доп_рас-	загр.
ЛЭП	1	1	2 ПС Благовещенская - Оп1	0,43	1,87	-11,5					43	-87	489	690	70,9
ЛЭП	1	1	3 ПС Благовещенская - Оп2	0,43	1,87	-11,5							690		
ЛЭП	2	2	4 Оп1 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8					-40	-10	209	690	30,3
ЛЭП	3	3	4 Оп2 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8					0	0	0	690	0
ЛЭП	2	2	5 Оп1 - Оп3	0,37	1,63	-10					83	-76	573	690	83
ЛЭП	5	5	6 Оп3 - ПС Кооперативная	0,01	0,03	-0,2					-6	-1	33	690	4,7
ЛЭП	5	5	7 Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,1	0,43	-2,6					90	-74	594	690	86,1
ЛЭП	3	3	7 Оп2 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,47	2,06	-12,7							690		
ЛЭП	7	7	12 Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9					-22	-7	117	610	19,3
ЛЭП	7	7	12 Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9					-22	-7	117	610	19,3
ЛЭП	7	7	13 Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп4	0,17	0,73	-4,5					-66	20	354	690	51,3
ЛЭП	7	7	14 Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп5	0,17	0,73	-4,5					-66	20	354	690	51,3
ЛЭП	13	13	15 Оп4 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3					-8	-3	45	510	8,7
ЛЭП	14	14	15 Оп5 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3					-8	-3	45	510	8,7
ЛЭП	13	13	16 Оп4 - Оп5	0,53	1,36	-9,1					-58	23	319	510	62,5
ЛЭП	14	14	17 Оп5 - Оп6	0,53	1,36	-9,1					-58	23	319	510	62,5
ЛЭП	16	16	18 Оп5 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5					-22	-8	121	510	23,7
ЛЭП	17	17	18 Оп6 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5					-22	-8	121	510	23,7
ЛЭП	16	16	19 Оп5 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8					-35	31	240	510	47,1
ЛЭП	17	17	19 Оп6 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8					-35	31	240	510	47,1
ЛЭП	19	19	20 ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14					-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	19	20 ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14					-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	19	21 ПС Центральная - Оп7	0,47	1,21	-8,1					2	45	227	510	44,5
ЛЭП	19	19	22 ПС Центральная - Оп8	0,47	1,21	-8,1					2	45	227	510	44,5
ЛЭП	21	21	23 Оп7 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8					-8	-2	39	510	7,7
ЛЭП	22	22	23 Оп8 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8					-8	-2	39	510	7,7
ЛЭП	21	21	1 Оп7 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3					10	47	240	510	47,1
ЛЭП	22	22	1 Оп8 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3					10	47	240	510	47,1
Тр-р	24	24	8 БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6				0,057			12	-1	64		
Тр-р	24	24	8 БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6				0,057			12	-1	64		
Тр-р	7	7	24 Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Н1	0,6	17,4	36,2	5,3	0,983	8	2	24	-4	125		
Тр-р	7	7	9 Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г2	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	2	1	72	-30	402		
Тр-р	7	7	10 Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	2	1	78	-31	432		
Тр-р	7	7	11 Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	2	1	91	-33	495		

Продолжение приложение В.  
 Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

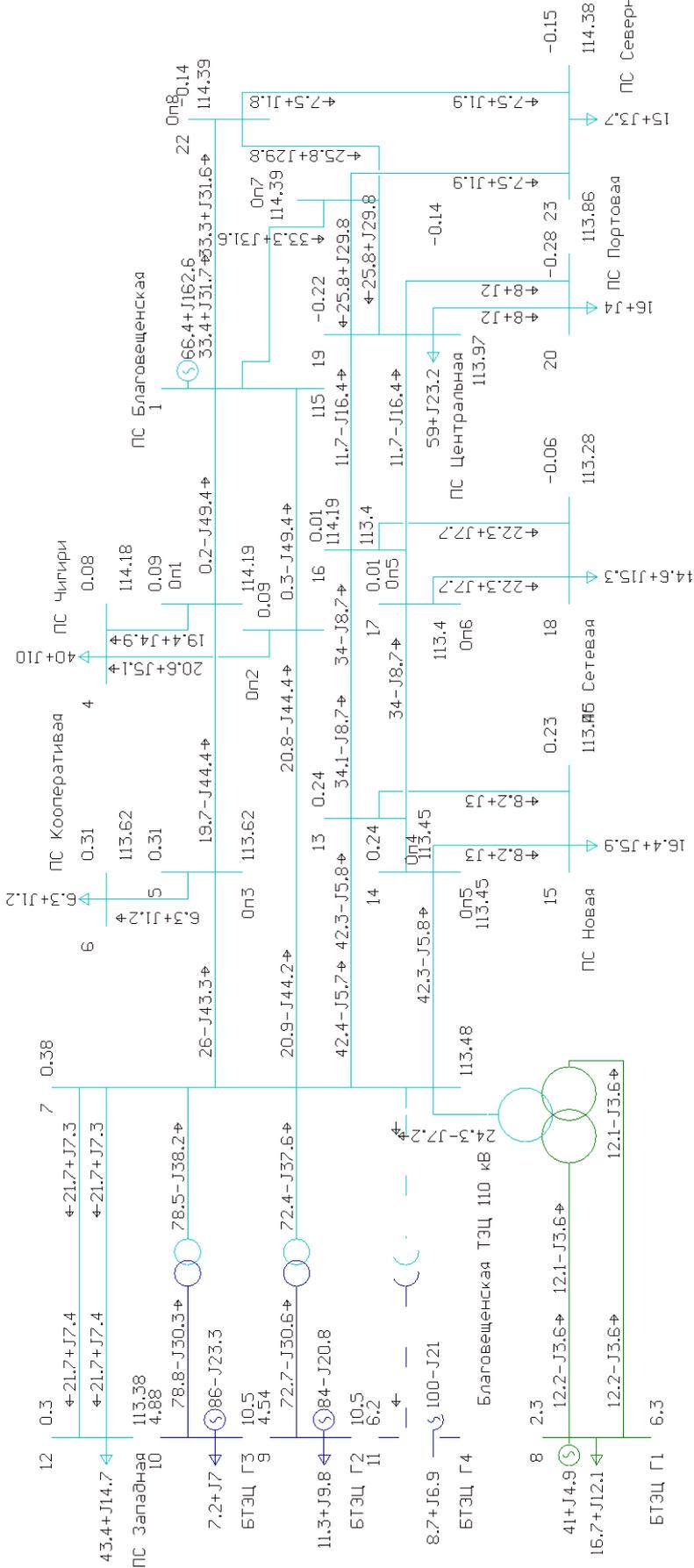


Продолжение приложение В.  
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	ПС Благовещенская	110	1			66,4	162,6	115			115	4,55	
Нагр	2	Оп1	110	1								114,19	3,81	0,09
Нагр	3	Оп2	110	1								114,19	3,81	0,09
Нагр	4	ПС Чигири	110	1	40	10						114,18	3,8	0,08
Нагр	5	Оп3	110	1								113,62	3,29	0,31
Нагр	6	ПС Кооперативная	110	1	6,3	1,2						113,62	3,29	0,31
Нагр	7	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110	1								113,48	3,16	0,38
Ген	8	БТЭЦ Г1	6	1	16,7	12,1	41	4,9	6,3	-27,5	55,2	6,3		2,3
Ген	9	БТЭЦ Г2	10	1	11,3	9,8	84	-20,8	10,5	-27,8	83,1	10,5		4,54
Ген	10	БТЭЦ Г3	10	1	7,2	7	86	-23,3	10,5	-27,8	83,1	10,5		4,88
Ген	11	БТЭЦ Г4	10	1	8,7	6,9	100	-21	10,5	-39,1	109,6			6,2
Нагр	12	ПС Западная	110	1	43,4	14,7						113,38	3,07	0,3
Нагр	13	Оп4	110	1								113,45	3,14	0,24
Нагр	14	Оп5	110	1								113,45	3,14	0,24
Нагр	15	ПС Новая	110	1	16,4	5,9						113,45	3,14	0,23
Нагр	16	Оп5	110	1								113,4	3,09	0,01
Нагр	17	Оп6	110	1								113,4	3,09	0,01
Нагр	18	ПС Сетевая	110	1	44,6	15,3						113,28	2,98	-0,06
Нагр	19	ПС Центральная	110	1	59	23,2						113,97	3,61	-0,22
Нагр	20	ПС Портовая	110	1	16	4						113,86	3,51	-0,28
Нагр	21	Оп7	110	1								114,39	3,99	-0,14
Нагр	22	Оп8	110	1								114,39	3,99	-0,14
Нагр	23	ПС Северная	110	1	15	3,7						114,38	3,98	-0,15
Нагр	24	БТЭЦ Н1	110	1								110,46	0,42	2,29

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_рас-	загр.
ЛЭП	1	2	ПС Благовещенская - Оп1	0,43	1,87	-11,5					0	-50	250	690	36,2
ЛЭП	1	3	ПС Благовещенская - Оп2	0,43	1,87	-11,5					0	-50	250	690	36,2
ЛЭП	2	4	Оп1 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8					-19	-5	101	690	14,7
ЛЭП	3	4	Оп2 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8					-21	-5	107	690	15,5
ЛЭП	2	5	Оп1 - Оп3	0,37	1,63	-10					20	-45	247	690	35,8
ЛЭП	5	6	Оп3 - ПС Кооперативная	0,01	0,03	-0,2					-6	-1	32	690	4,7
ЛЭП	5	7	Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,1	0,43	-2,6					26	-43	257	690	37,2
ЛЭП	3	7	Оп2 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,47	2,06	-12,7					21	-44	249	690	36
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9					-22	-7	117	610	19,1
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9					-22	-7	117	610	19,1
ЛЭП	7	13	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп4	0,17	0,73	-4,5					-42	6	217	690	31,5
ЛЭП	7	14	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп5	0,17	0,73	-4,5					-42	6	217	690	31,5
ЛЭП	13	15	Оп4 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3					-8	-3	44	510	8,7
ЛЭП	14	15	Оп5 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3					-8	-3	44	510	8,7
ЛЭП	13	16	Оп4 - Оп5	0,53	1,36	-9,1					-34	9	179	510	35,1
ЛЭП	14	17	Оп5 - Оп6	0,53	1,36	-9,1					-34	9	179	510	35,1
ЛЭП	16	18	Оп5 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5					-22	-8	120	510	23,6
ЛЭП	17	18	Оп6 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5					-22	-8	120	510	23,6
ЛЭП	16	19	Оп5 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8					-12	16	102	510	20,1
ЛЭП	17	19	Оп6 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8					-12	16	102	510	20,1
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14					-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14					-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	21	ПС Центральная - Оп7	0,47	1,21	-8,1					26	30	199	510	39,1
ЛЭП	19	22	ПС Центральная - Оп8	0,47	1,21	-8,1					26	30	199	510	39,1
ЛЭП	21	23	Оп7 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8					-8	-2	39	510	7,6
ЛЭП	22	23	Оп8 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8					-8	-2	39	510	7,6
ЛЭП	21	1	Оп7 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3					33	32	232	510	45,4
ЛЭП	22	1	Оп8 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3					33	32	232	510	45,4
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6				0,057			12	-4	66		
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6				0,057			12	-4	66		
Тр-р	7	24	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Н1	0,6	17,4	36,2	5,3	0,983	8	2	24	-9	131		
Тр-р	7	9	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г2	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	2	1	72	-38	415		
Тр-р	7	10	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	2	1	78	-38	444		
Тр-р	7	11	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	2	1					

Продолжение приложение В.  
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

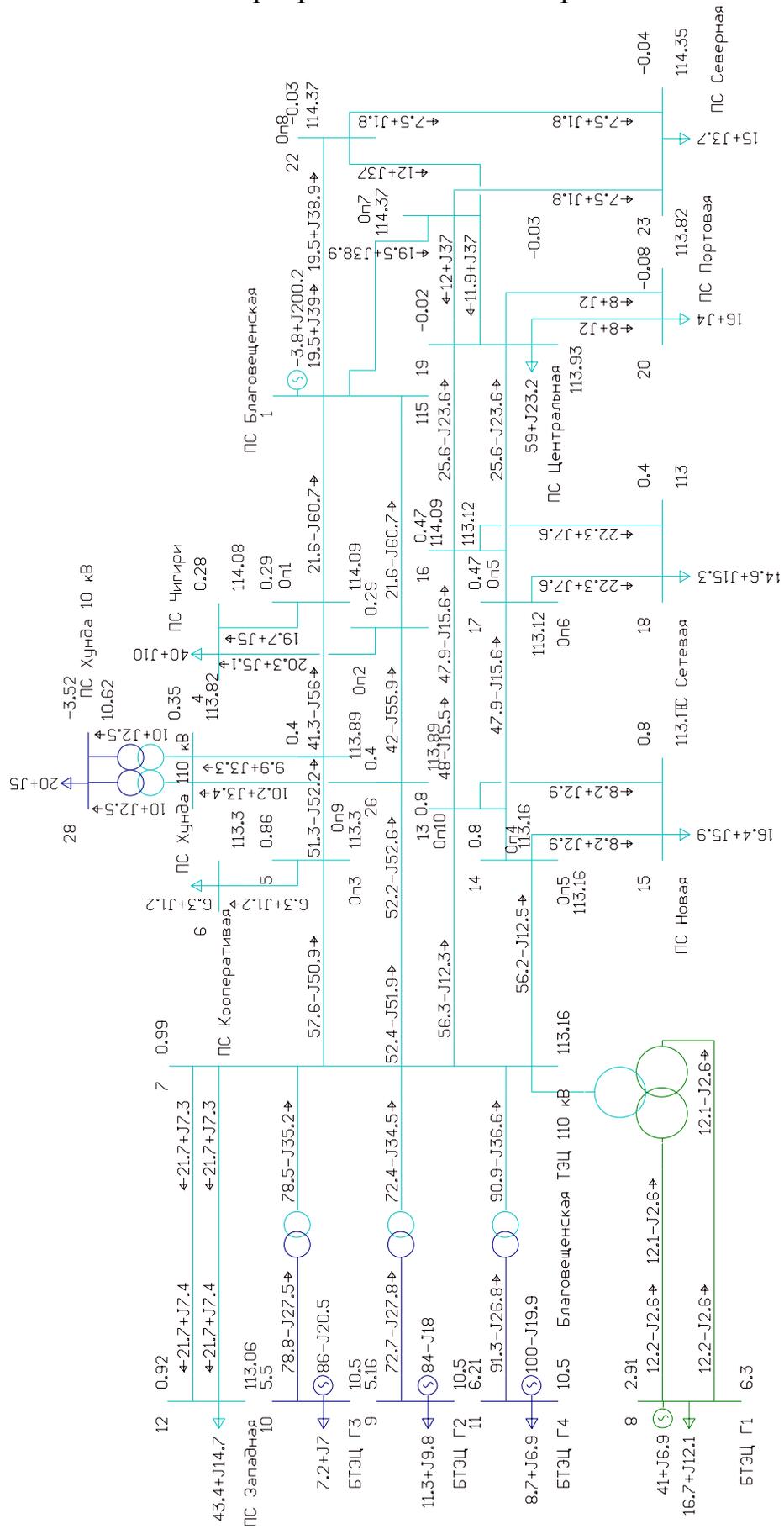


## Приложение Г. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	ПС Благовещенская	110	1				-3,8	200,2	115		115	4,55	
Нагр	2	Оп1	110	1								114,09	3,71	0,29
Нагр	3	Оп2	110	1								114,09	3,71	0,29
Нагр	4	ПС Чигири	110	1	40	10						114,08	3,71	0,28
Нагр	5	Оп3	110	1								113,3	3	0,86
Нагр	6	ПС Кооперативная	110	1	6,3	1,2						113,3	3	0,86
Нагр	7	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110	1								113,16	2,87	0,99
Ген	8	БТЭЦ Г1	6	1	16,7	12,1	41	6,9	6,3	-27,5	55,2	6,3		2,91
Ген	9	БТЭЦ Г2	10	1	11,3	9,8	84	-18	10,5	-27,8	83,1	10,5		5,16
Ген	10	БТЭЦ Г3	10	1	7,2	7	86	-20,5	10,5	-27,8	83,1	10,5		5,5
Ген	11	БТЭЦ Г4	10	1	8,7	6,9	100	-19,9	10,5	-39,1	109,6	10,5		6,21
Нагр	12	ПС Западная	110	1	43,4	14,7						113,06	2,78	0,92
Нагр	13	Оп4	110	1								113,16	2,87	0,8
Нагр	14	Оп5	110	1								113,16	2,87	0,8
Нагр	15	ПС Новая	110	1	16,4	5,9						113,16	2,87	0,8
Нагр	16	Оп5	110	1								113,12	2,84	0,47
Нагр	17	Оп6	110	1								113,12	2,84	0,47
Нагр	18	ПС Сетевая	110	1	44,6	15,3						113	2,73	0,4
Нагр	19	ПС Центральная	110	1	59	23,2						113,93	3,57	-0,02
Нагр	20	ПС Портовая	110	1	16	4						113,82	3,47	-0,08
Нагр	21	Оп7	110	1								114,37	3,97	-0,03
Нагр	22	Оп8	110	1								114,37	3,97	-0,03
Нагр	23	ПС Северная	110	1	15	3,7						114,35	3,96	-0,04
Нагр	24	БТЭЦ Н1	110	1								110,46	0,42	2,91
Нагр	25	Оп9	110	1								113,89	3,54	0,4
Нагр	26	Оп10	110	1								113,89	3,54	0,4
Нагр	27	ПС Хунда 110 кВ	110	1								113,82	3,48	0,35
Нагр	28	ПС Хунда 10 кВ	10	1	20	5						10,62	1,11	-3,52

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.
ЛЭП	1	2	ПС Благовещенская - Оп1	0,43	1,87	-11,5					21	-61	326	690	47,3
ЛЭП	1	3	ПС Благовещенская - Оп2	0,43	1,87	-11,5					21	-61	326	690	47,3
ЛЭП	2	4	Оп1 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8					-20	-5	103	690	14,9
ЛЭП	3	4	Оп2 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8					-20	-5	106	690	15,4
ЛЭП	25	5	Оп9 - Оп3	0,37	1,63	-10					51	-53	373	690	54,1
ЛЭП	5	6	Оп3 - ПС Кооперативная	0,01	0,03	-0,2					-6	-1	33	690	4,7
ЛЭП	5	7	Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,1	0,43	-2,6					58	-51	392	690	56,8
ЛЭП	26	7	Оп10 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,47	2,06	-12,7					52	-53	376	690	54,5
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9					-22	-7	117	610	19,2
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9					-22	-7	117	610	19,2
ЛЭП	7	13	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп4	0,17	0,73	-4,5					-56	12	294	690	42,6
ЛЭП	7	14	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп5	0,17	0,73	-4,5					-56	12	294	690	42,6
ЛЭП	13	15	Оп4 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3					-8	-3	44	510	8,7
ЛЭП	14	15	Оп5 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3					-8	-3	44	510	8,7
ЛЭП	13	16	Оп4 - Оп5	0,53	1,36	-9,1					-48	15	257	510	50,5
ЛЭП	14	17	Оп5 - Оп6	0,53	1,36	-9,1					-48	15	257	510	50,5
ЛЭП	16	18	Оп5 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5					-22	-8	120	510	23,6
ЛЭП	17	18	Оп6 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5					-22	-8	120	510	23,6
ЛЭП	16	19	Оп5 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8					-26	23	177	510	34,6
ЛЭП	17	19	Оп6 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8					-26	23	177	510	34,6
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14					-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14					-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	21	ПС Центральная - Оп7	0,47	1,21	-8,1					12	37	197	510	38,6
ЛЭП	19	22	ПС Центральная - Оп8	0,47	1,21	-8,1					12	37	197	510	38,6
ЛЭП	21	23	Оп7 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8					-8	-2	39	510	7,6
ЛЭП	22	23	Оп8 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8					-8	-2	39	510	7,6
ЛЭП	21	1	Оп7 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3					19	39	219	510	43
ЛЭП	22	1	Оп8 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3					19	39	219	510	43
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6				0,057			12	-3	65		
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6				0,057			12	-3	65		
Тр-р	7	24	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Н1	0,6	17,4	36,2	5,3	0,983	8	2	24	-6	128		
Тр-р	7	9	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г2	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	2	1	72	-35	409		
Тр-р	7	10	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	2	1	78	-35	439		
Тр-р	7	11	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	2	1	91	-37	500		
ЛЭП	2	25	Оп1 - Оп9	0,1	0,47	-2,6					41	-56	353	690	51,1
ЛЭП	3	26	Оп2 - Оп10	0,1	0,47	-2,6					42	-56	354	690	51,3
ЛЭП	25	27	Оп9 - ПС Хунда 110 кВ	0,36	1,21	-8,4					-10	-3	53	330	16
ЛЭП	26	27	Оп10 - ПС Хунда 110 кВ	0,36	1,21	-8,4					-10	-3	55	330	16,6
Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	4,38	86,7	8,5	1,4	0,095	9	3	-10	-3	54		
Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	4,38	86,7	8,5	1,4	0,095	9	3	-10	-3	54		

Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

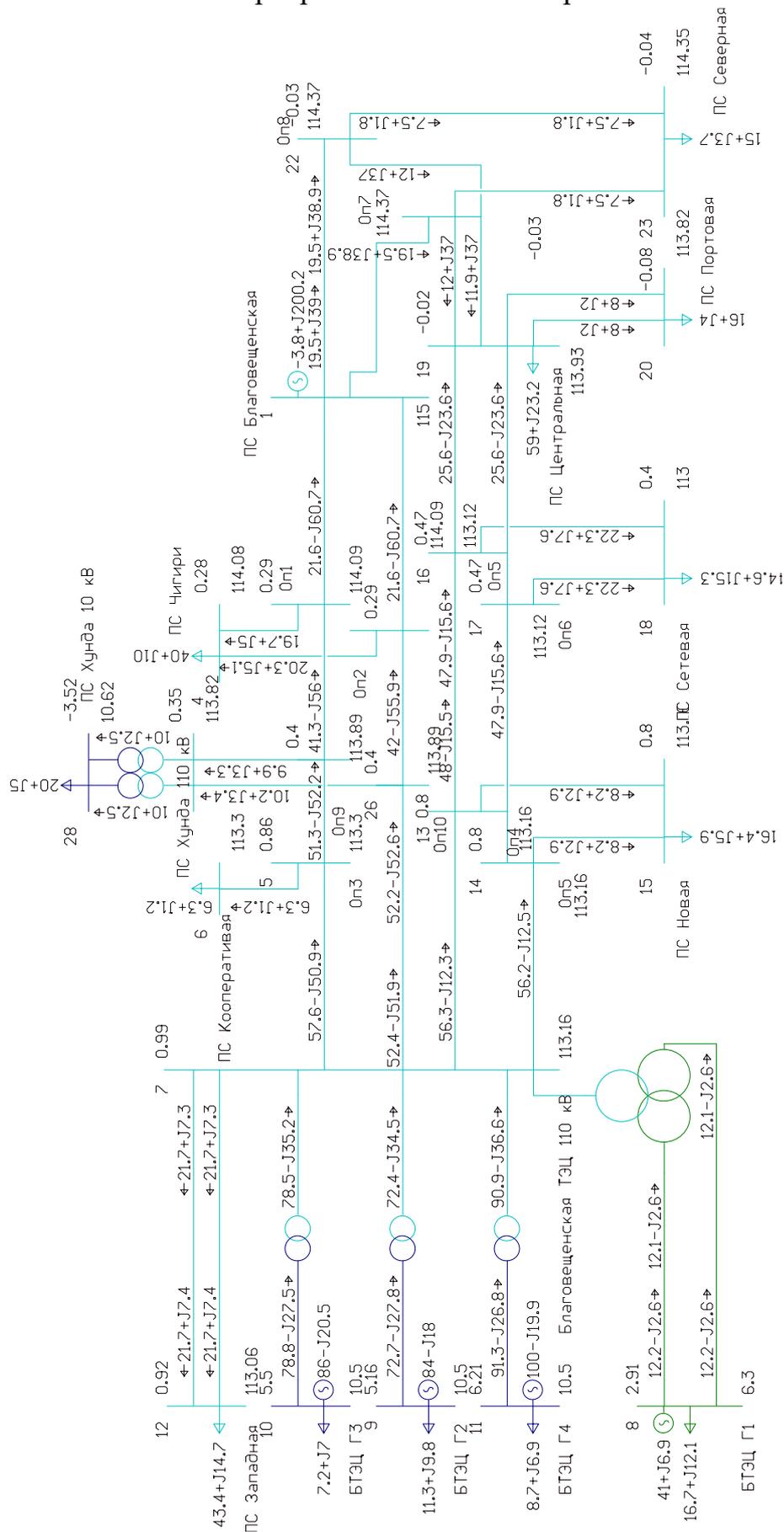


Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	ПС Благовещенская	110	1				-3,8	200,2	115		115	4,55	
Нагр	2	Оп1	110	1								114,09	3,71	0,29
Нагр	3	Оп2	110	1								114,09	3,71	0,29
Нагр	4	ПС Чигири	110	1	40	10						114,08	3,71	0,28
Нагр	5	Оп3	110	1								113,3	3	0,86
Нагр	6	ПС Кооперативная	110	1	6,3	1,2						113,3	3	0,86
Нагр	7	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110	1								113,16	2,87	0,99
Ген	8	БТЭЦ Г1	6	1	16,7	12,1	41	6,9	6,3	-27,5	55,2	6,3		2,91
Ген	9	БТЭЦ Г2	10	1	11,3	9,8	84	-18	10,5	-27,8	83,1	10,5		5,16
Ген	10	БТЭЦ Г3	10	1	7,2	7	86	-20,5	10,5	-27,8	83,1	10,5		5,5
Ген	11	БТЭЦ Г4	10	1	8,7	6,9	100	-19,9	10,5	-39,1	109,6	10,5		6,21
Нагр	12	ПС Западная	110	1	43,4	14,7						113,06	2,78	0,92
Нагр	13	Оп4	110	1								113,16	2,87	0,8
Нагр	14	Оп5	110	1								113,16	2,87	0,8
Нагр	15	ПС Новая	110	1	16,4	5,9						113,16	2,87	0,8
Нагр	16	Оп5	110	1								113,12	2,84	0,47
Нагр	17	Оп6	110	1								113,12	2,84	0,47
Нагр	18	ПС Сетевая	110	1	44,6	15,3						113	2,73	0,4
Нагр	19	ПС Центральная	110	1	59	23,2						113,93	3,57	-0,02
Нагр	20	ПС Портовая	110	1	16	4						113,82	3,47	-0,08
Нагр	21	Оп7	110	1								114,37	3,97	-0,03
Нагр	22	Оп8	110	1								114,37	3,97	-0,03
Нагр	23	ПС Северная	110	1	15	3,7						114,35	3,96	-0,04
Нагр	24	БТЭЦ Н1	110	1								110,46	0,42	2,91
Нагр	25	Оп9	110	1								113,89	3,54	0,4
Нагр	26	Оп10	110	1								113,89	3,54	0,4
Нагр	27	ПС Хунда 110 кВ	110	1								113,82	3,48	0,35
Нагр	28	ПС Хунда 10 кВ	10	1	20	5						10,62	1,11	-3,52

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.
ЛЭП	1	2	ПС Благовещенская - Оп1	0,43	1,87	-11,5					21	-61	326	690	47,3
ЛЭП	1	3	ПС Благовещенская - Оп2	0,43	1,87	-11,5					21	-61	326	690	47,3
ЛЭП	2	4	Оп1 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8					-20	-5	103	690	14,9
ЛЭП	3	4	Оп2 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8					-20	-5	106	690	15,4
ЛЭП	25	5	Оп9 - Оп3	0,37	1,63	-10					51	-53	373	690	54,1
ЛЭП	5	6	Оп3 - ПС Кооперативная	0,01	0,03	-0,2					-6	-1	33	690	4,7
ЛЭП	5	7	Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,1	0,43	-2,6					58	-51	392	690	56,8
ЛЭП	26	7	Оп10 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,47	2,06	-12,7					52	-53	376	690	54,5
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9					-22	-7	117	610	19,2
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9					-22	-7	117	610	19,2
ЛЭП	7	13	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп4	0,17	0,73	-4,5					-56	12	294	690	42,6
ЛЭП	7	14	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп5	0,17	0,73	-4,5					-56	12	294	690	42,6
ЛЭП	13	15	Оп4 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3					-8	-3	44	510	8,7
ЛЭП	14	15	Оп5 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3					-8	-3	44	510	8,7
ЛЭП	13	16	Оп4 - Оп5	0,53	1,36	-9,1					-48	15	257	510	50,5
ЛЭП	14	17	Оп5 - Оп6	0,53	1,36	-9,1					-48	15	257	510	50,5
ЛЭП	16	18	Оп5 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5					-22	-8	120	510	23,6
ЛЭП	17	18	Оп6 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5					-22	-8	120	510	23,6
ЛЭП	16	19	Оп5 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8					-26	23	177	510	34,6
ЛЭП	17	19	Оп6 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8					-26	23	177	510	34,6
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14					-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14					-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	21	ПС Центральная - Оп7	0,47	1,21	-8,1					12	37	197	510	38,6
ЛЭП	19	22	ПС Центральная - Оп8	0,47	1,21	-8,1					12	37	197	510	38,6
ЛЭП	21	23	Оп7 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8					-8	-2	39	510	7,6
ЛЭП	22	23	Оп8 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8					-8	-2	39	510	7,6
ЛЭП	21	1	Оп7 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3					19	39	219	510	43
ЛЭП	22	1	Оп8 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3					19	39	219	510	43
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6				0,057			12	-3	65		
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6				0,057			12	-3	65		
Тр-р	7	24	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Н1	0,6	17,4	36,2	5,3	0,983	8	2	24	-6	128		
Тр-р	7	9	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г2	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	2	1	72	-35	409		
Тр-р	7	10	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	2	1	78	-35	439		
Тр-р	7	11	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	2	1	91	-37	500		
ЛЭП	2	25	Оп1 - Оп9	0,1	0,47	-2,6					41	-56	353	690	51,1
ЛЭП	3	26	Оп2 - Оп10	0,1	0,47	-2,6					42	-56	354	690	51,3
ЛЭП	25	27	Оп9 - ПС Хунда 110 кВ	0,36	1,21	-8,4					-10	-3	53	330	16
ЛЭП	26	27	Оп10 - ПС Хунда 110 кВ	0,36	1,21	-8,4					-10	-3	55	330	16,6
Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	4,38	86,7	8,5	1,4	0,095	9	3	-10	-3	54		
Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	4,38	86,7	8,5	1,4	0,095	9	3	-10	-3	54		

Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1



Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип0	Номер	Название	U_ном
зак	1	ПС Благовещенская	110
зак	2	Оп1	110
зак	3	Оп2	110
зак	4	ПС Чигири	110
зак	5	Оп3	110
зак	6	ПС Кооперативная	110
зак	7	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110
зак	8	БТЭЦ Г1	6
зак	9	БТЭЦ Г2	10
зак	10	БТЭЦ Г3	10
зак	11	БТЭЦ Г4	10
зак	12	ПС Западная	110
зак	13	Оп4	110
зак	14	Оп5	110
зак	15	ПС Новая	110
зак	16	Оп5	110
зак	17	Оп6	110
зак	18	ПС Сетевая	110
зак	19	ПС Центральная	110
зак	20	ПС Портовая	110
зак	21	Оп7	110
зак	22	Оп8	110
зак	23	ПС Северная	110
зак	24	БТЭЦ Н1	110
зак	25	Оп9	110
зак	26	Оп10	110
зак	27	ПС Хунда 110 кВ	110
зак	28	ПС Хунда 10 кВ	10

Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	tip0	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	x0	Kт/r
Тр-р	Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	4,38	86,7	8,5	86,7	0,095
Тр-р	Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	4,38	86,7	8,5	86,7	0,095
Тр-р	Тр-р	7	11	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	12,3	0,095
Тр-р	Тр-р	7	10	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	12,3	0,095
Тр-р	Тр-р	7	9	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г2	0,37	12,3	46,9	12,3	0,095
Тр-р	Тр-р	7	24	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Н1	0,6	17,4	36,2	17,4	0,983
Тр-р	Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6				0,057
Тр-р	Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6				0,057
ЛЭП	ЛЭП	26	27	Оп10 - ПС Хунда 110 кВ	0,36	1,21	-8,4	3,63	
ЛЭП	ЛЭП	25	27	Оп9 - ПС Хунда 110 кВ	0,36	1,21	-8,4	3,63	
ЛЭП	ЛЭП	3	26	Оп2 - Оп10	0,1	0,47	-2,6	1,41	
ЛЭП	ЛЭП	2	25	Оп1 - Оп9	0,1	0,47	-2,6	1,41	
ЛЭП	ЛЭП	22	1	Оп8 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3	4,65	
ЛЭП	ЛЭП	21	1	Оп7 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3	4,65	
ЛЭП	ЛЭП	22	23	Оп8 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8	1,239	
ЛЭП	ЛЭП	21	23	Оп7 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8	1,239	
ЛЭП	ЛЭП	19	22	ПС Центральная - Оп8	0,47	1,21	-8,1	3,63	
ЛЭП	ЛЭП	19	21	ПС Центральная - Оп7	0,47	1,21	-8,1	3,63	
ЛЭП	ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14	6,54	
ЛЭП	ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14	6,54	
ЛЭП	ЛЭП	17	19	Оп6 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8	12,3	
ЛЭП	ЛЭП	16	19	Оп5 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8	12,3	
ЛЭП	ЛЭП	17	18	Оп6 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5	2,46	
ЛЭП	ЛЭП	16	18	Оп5 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5	2,46	
ЛЭП	ЛЭП	14	17	Оп5 - Оп6	0,53	1,36	-9,1	4,08	
ЛЭП	ЛЭП	13	16	Оп4 - Оп5	0,53	1,36	-9,1	4,08	
ЛЭП	ЛЭП	14	15	Оп5 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3	0,135	
ЛЭП	ЛЭП	13	15	Оп4 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3	0,135	
ЛЭП	ЛЭП	7	14	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп5	0,17	0,73	-4,5	2,187	
ЛЭП	ЛЭП	7	13	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп4	0,17	0,73	-4,5	2,187	
ЛЭП	ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западные	0,25	0,85	-5,9	2,55	
ЛЭП	ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западные	0,25	0,85	-5,9	2,55	
ЛЭП	ЛЭП	26	7	Оп10 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,47	2,06	-12,7	6,18	
ЛЭП	ЛЭП	5	7	Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,1	0,43	-2,6	1,287	
ЛЭП	ЛЭП	5	6	Оп3 - ПС Кооперативная	0,01	0,03	-0,2	0,102	
ЛЭП	ЛЭП	25	5	Оп9 - Оп3	0,37	1,63	-10	4,89	
ЛЭП	ЛЭП	3	4	Оп2 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8	0,372	
ЛЭП	ЛЭП	2	4	Оп1 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8	0,372	
ЛЭП	ЛЭП	1	3	ПС Благовещенская - Оп2	0,43	1,87	-11,5	5,61	
ЛЭП	ЛЭП	1	2	ПС Благовещенская - Оп1	0,43	1,87	-11,5	5,61	

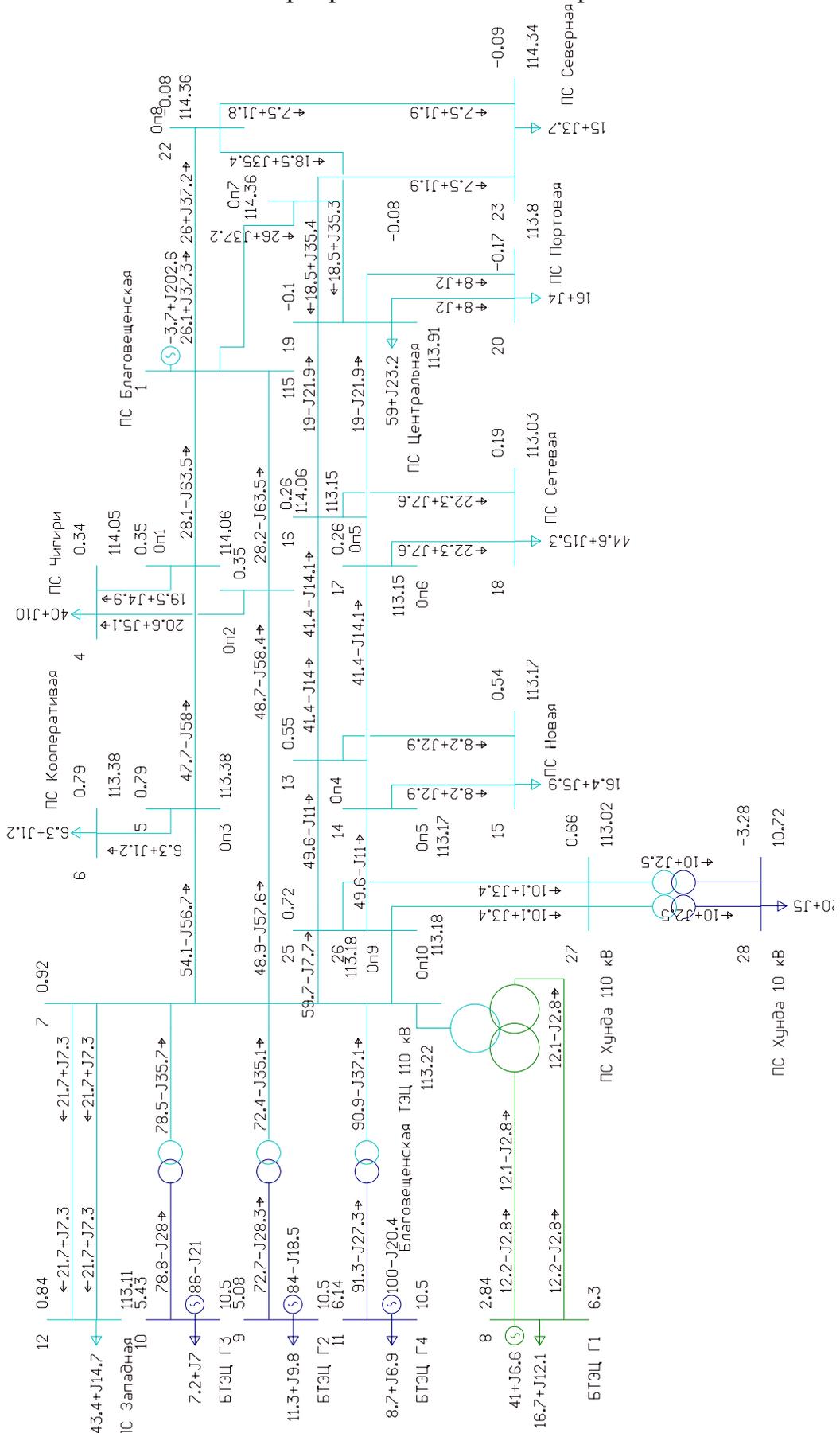
№	№ сост	Тип	П 1	l 1	dl 1	l 2	dl 2	l 0	dl 0
1	1	1ф	28	7,4308	-88,52	7,4308	-88,52	7,4308	-88,52
1	1	1ф1ф	28	14,7473	-88,2	-7,2017	-87,12	-7,5481	-89,23
1	1	2ф	28	10,9741	-87,84	-10,9741	-87,84	0	
1	1	3ф	28	21,9482	-87,84	0		0	
1	1	1ф	27	1,6053	-84,24	1,6053	-84,24	1,6053	-84,24
1	1	1ф1ф	27	3,1189	-83,25	-1,4185	-78,85	-1,7081	-86,91
1	1	2ф	27	2,2672	-81,87	-2,2672	-81,87	0	
1	1	3ф	27	4,5344	-81,87	0		0	

## Приложение Д. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	ПС Благовещенская	110	1				-3,7	202,6	115			115	4,55
Нагр	2	Оп1	110	1									114,06	3,69
Нагр	3	Оп2	110	1									114,06	3,7
Нагр	4	ПС Чигири	110	1	40	10							114,05	3,69
Нагр	5	Оп3	110	1									113,38	3,08
Нагр	6	ПС Кооперативная	110	1	6,3	1,2							113,38	3,08
Нагр	7	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110	1									113,22	2,92
Ген	8	БТЭЦ Г1	6	1	16,7	12,1	41	6,6	6,3	-27,5	55,2		6,3	2,84
Ген	9	БТЭЦ Г2	10	1	11,3	9,8	84	-18,5	10,5	-27,8	83,1	10,5		5,08
Ген	10	БТЭЦ Г3	10	1	7,2	7	86	-21	10,5	-27,8	83,1	10,5		5,43
Ген	11	БТЭЦ Г4	10	1	8,7	6,9	100	-20,4	10,5	-39,1	109,6	10,5		6,14
Нагр	12	ПС Западная	110	1	43,4	14,7							113,11	2,83
Нагр	13	Оп4	110	1									113,17	2,88
Нагр	14	Оп5	110	1									113,17	2,88
Нагр	15	ПС Новая	110	1	16,4	5,9							113,17	2,88
Нагр	16	Оп5	110	1									113,15	2,86
Нагр	17	Оп6	110	1									113,15	2,86
Нагр	18	ПС Сетевая	110	1	44,6	15,3							113,03	2,75
Нагр	19	ПС Центральная	110	1	59	23,2							113,91	3,55
Нагр	20	ПС Портовая	110	1	16	4							113,8	3,45
Нагр	21	Оп7	110	1									114,36	3,96
Нагр	22	Оп8	110	1									114,36	3,96
Нагр	23	ПС Северная	110	1	15	3,7							114,34	3,95
Нагр	24	БТЭЦ Н1	110	1									110,46	0,42
Нагр	25	Оп9	110	1									113,18	2,89
Нагр	26	Оп10	110	1									113,18	2,89
Нагр	27	ПС Хунда 110 кВ	110	1									113,02	2,74
Нагр	28	ПС Хунда 10 кВ	10	1	20	5							10,72	2,14

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.
ЛЭП	1	2	ПС Благовещенская - Оп1	0,43	1,87	-11,5					28	-64	351	690	50,9
ЛЭП	1	3	ПС Благовещенская - Оп2	0,43	1,87	-11,5					28	-64	352	690	50,9
ЛЭП	2	4	Оп1 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8					-19	-5	102	690	14,7
ЛЭП	3	4	Оп2 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8					-21	-5	107	690	15,5
ЛЭП	2	5	Оп1 - Оп3	0,37	1,63	-10					48	-59	382	690	55,4
ЛЭП	5	6	Оп3 - ПС Кооперативная	0,01	0,03	-0,2					-6	-1	33	690	4,7
ЛЭП	5	7	Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,1	0,43	-2,6					54	-57	399	690	57,9
ЛЭП	3	7	Оп2 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,47	2,06	-12,7					49	-58	385	690	55,9
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9					-22	-7	117	610	19,2
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9					-22	-7	117	610	19,2
ЛЭП	7	25	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп9	0,17	0,73	-4,5					-60	8	307	690	44,5
ЛЭП	7	26	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп10	0,17	0,73	-4,5					-60	8	307	690	44,5
ЛЭП	13	15	Оп4 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3					-8	-3	44	510	8,7
ЛЭП	14	15	Оп5 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3					-8	-3	44	510	8,7
ЛЭП	13	16	Оп4 - Оп5	0,53	1,36	-9,1					-41	14	223	510	43,7
ЛЭП	14	17	Оп5 - Оп6	0,53	1,36	-9,1					-41	14	223	510	43,7
ЛЭП	16	18	Оп5 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5					-22	-8	120	510	23,6
ЛЭП	17	18	Оп6 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5					-22	-8	120	510	23,6
ЛЭП	16	19	Оп5 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8					-19	22	147	510	28,9
ЛЭП	17	19	Оп6 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8					-19	22	147	510	28,9
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14					-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14					-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	21	ПС Центральная - Оп7	0,47	1,21	-8,1					18	35	202	510	39,6
ЛЭП	19	22	ПС Центральная - Оп8	0,47	1,21	-8,1					18	35	202	510	39,6
ЛЭП	21	23	Оп7 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8					-8	-2	39	510	7,6
ЛЭП	22	23	Оп8 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8					-8	-2	39	510	7,6
ЛЭП	21	1	Оп7 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3					26	37	229	510	44,9
ЛЭП	22	1	Оп8 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3					26	37	229	510	44,9
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6				0,057			12	-3	65		
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6				0,057			12	-3	65		
Тр-р	7	24	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Н1	0,6	17,4	36,2	5,3	0,983	8	2	24	-7	128		
Тр-р	7	9	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г2	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	2	1	72	-35	410		
Тр-р	7	10	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	2	1	78	-36	440		
Тр-р	7	11	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	2	1	91	-37	501		
ЛЭП	25	13	Оп9 - Оп4	0,17	0,73	-4,5					-50	11	259	690	37,6
ЛЭП	26	14	Оп10 - Оп5	0,17	0,73	-4,5					-50	11	259	690	37,6
ЛЭП	25	27	Оп9 - ПС Хунда 110 кВ	1,22	1,74	-10,4					-10	-3	54	330	16,4
ЛЭП	26	27	Оп10 - ПС Хунда 110 кВ	1,22	1,74	-10,4					-10	-3	54	330	16,4
Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	4,38	86,7	8,5	1,4	0,097	8	3	-10	-3	54		
Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	4,38	86,7	8,5	1,4	0,097	8	3	-10	-3	54		

Продолжение приложение Д.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

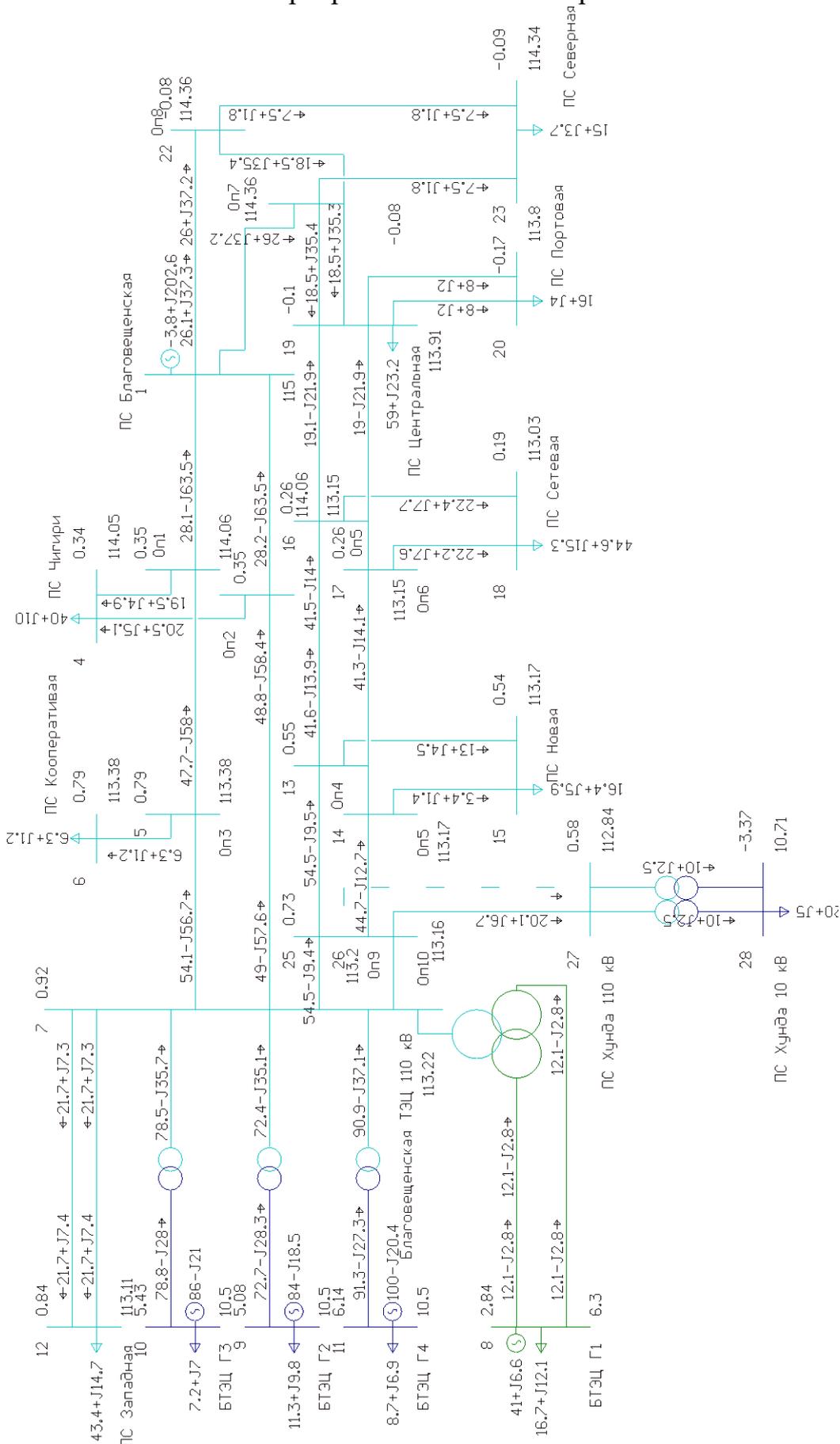


Продолжение приложение Д.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

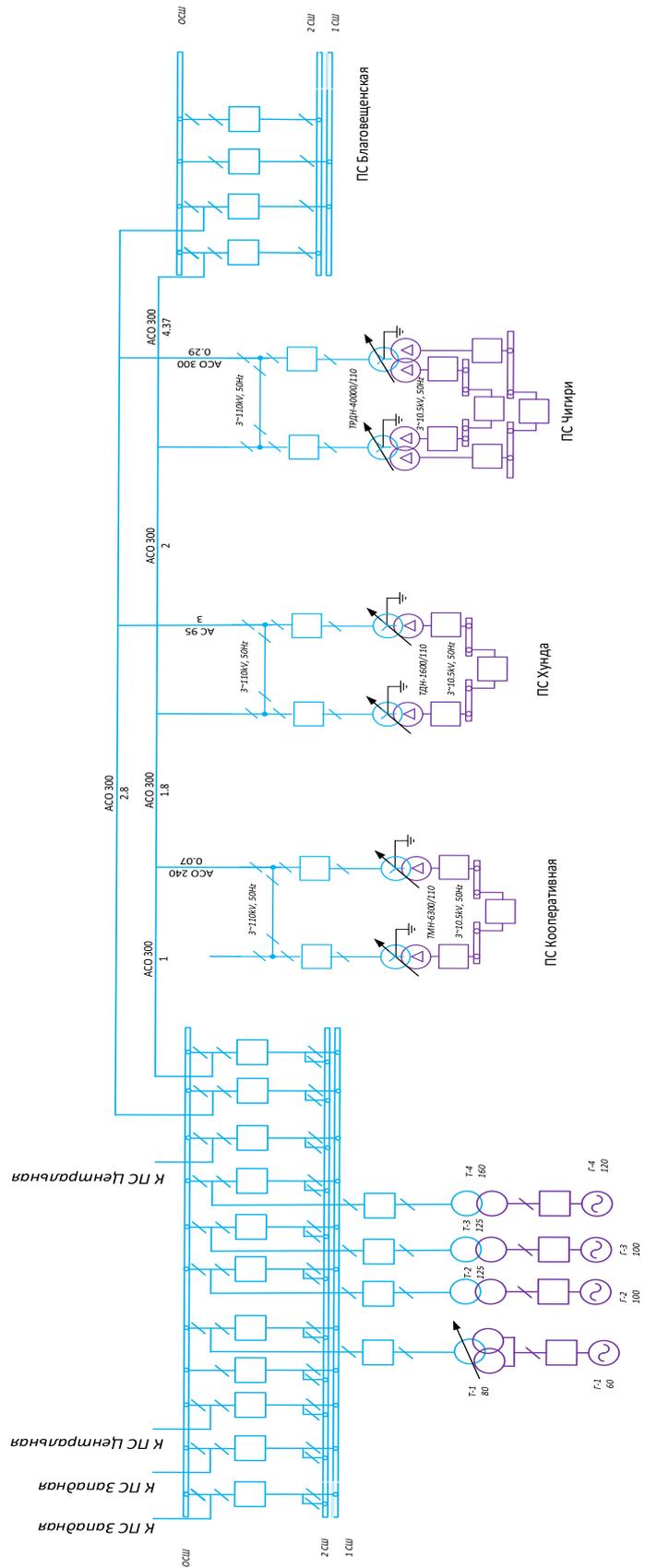
Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	ПС Благовещенская	110	1				-3,8	202,6	115			115	4,55
Нагр	2	Оп1	110	1									114,06	3,69
Нагр	3	Оп2	110	1									114,06	3,7
Нагр	4	ПС Чигири	110	1	40	10							114,05	3,69
Нагр	5	Оп3	110	1									113,38	3,08
Нагр	6	ПС Кооперативная	110	1	6,3	1,2							113,38	3,08
Нагр	7	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110	1									113,22	2,92
Ген	8	БТЭЦ Г1	6	1	16,7	12,1	41	6,6	6,3	-27,5	55,2		6,3	2,84
Ген	9	БТЭЦ Г2	10	1	11,3	9,8	84	-18,5	10,5	-27,8	83,1	10,5	10,5	5,08
Ген	10	БТЭЦ Г3	10	1	7,2	7	86	-21	10,5	-27,8	83,1	10,5	10,5	5,43
Ген	11	БТЭЦ Г4	10	1	8,7	6,9	100	-20,4	10,5	-39,1	109,6	10,5	10,5	6,14
Нагр	12	ПС Западная	110	1	43,4	14,7							113,11	2,83
Нагр	13	Оп4	110	1									113,17	2,89
Нагр	14	Оп5	110	1									113,17	2,88
Нагр	15	ПС Новая	110	1	16,4	5,9							113,17	2,88
Нагр	16	Оп5	110	1									113,15	2,86
Нагр	17	Оп6	110	1									113,15	2,86
Нагр	18	ПС Сетевая	110	1	44,6	15,3							113,03	2,75
Нагр	19	ПС Центральная	110	1	59	23,2							113,91	3,55
Нагр	20	ПС Портовая	110	1	16	4							113,8	3,45
Нагр	21	Оп7	110	1									114,36	3,96
Нагр	22	Оп8	110	1									114,36	3,96
Нагр	23	ПС Северная	110	1	15	3,7							114,34	3,95
Нагр	24	БТЭЦ Н1	110	1									110,46	0,42
Нагр	25	Оп9	110	1									113,2	2,9
Нагр	26	Оп10	110	1									113,16	2,87
Нагр	27	ПС Хунда 110 кВ	110	1									112,84	2,58
Нагр	28	ПС Хунда 10 кВ	10	1	20	5							10,71	1,97

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.
ЛЭП	1	2	ПС Благовещенская - Оп1	0,43	1,87	-11,5					28	-64	351	690	50,9
ЛЭП	1	3	ПС Благовещенская - Оп2	0,43	1,87	-11,5					28	-64	352	690	50,9
ЛЭП	2	4	Оп1 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8					-19	-5	102	690	14,7
ЛЭП	3	4	Оп2 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8					-21	-5	107	690	15,5
ЛЭП	2	5	Оп1 - Оп3	0,37	1,63	-10					48	-59	383	690	55,4
ЛЭП	5	6	Оп3 - ПС Кооперативная	0,01	0,03	-0,2					-6	-1	33	690	4,7
ЛЭП	5	7	Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,1	0,43	-2,6					54	-57	399	690	57,9
ЛЭП	3	7	Оп2 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,47	2,06	-12,7					49	-58	386	690	55,9
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9					-22	-7	117	610	19,2
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9					-22	-7	117	610	19,2
ЛЭП	7	25	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп9	0,17	0,73	-4,5					-55	9	282	690	40,9
ЛЭП	7	26	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп10	0,17	0,73	-4,5					-65	6	333	690	48,2
ЛЭП	13	15	Оп4 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3					-13	-4	70	510	13,8
ЛЭП	14	15	Оп5 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3					-3	-1	19	510	3,7
ЛЭП	13	16	Оп4 - Оп5	0,53	1,36	-9,1					-42	14	224	510	43,8
ЛЭП	14	17	Оп5 - Оп6	0,53	1,36	-9,1					-41	14	223	510	43,7
ЛЭП	16	18	Оп5 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5					-22	-8	121	510	23,7
ЛЭП	17	18	Оп6 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5					-22	-8	120	510	23,5
ЛЭП	16	19	Оп5 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8					-19	22	147	510	28,9
ЛЭП	17	19	Оп6 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8					-19	22	147	510	28,9
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14					-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14					-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	21	ПС Центральная - Оп7	0,47	1,21	-8,1					18	35	202	510	39,6
ЛЭП	19	22	ПС Центральная - Оп8	0,47	1,21	-8,1					18	35	202	510	39,6
ЛЭП	21	23	Оп7 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8					-7	-2	39	510	7,6
ЛЭП	22	23	Оп8 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8					-7	-2	39	510	7,6
ЛЭП	21	1	Оп7 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3					26	37	229	510	44,9
ЛЭП	22	1	Оп8 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3					26	37	229	510	44,9
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6				0,057			12	-3	65		
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6				0,057			12	-3	65		
Тр-р	7	24	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Н1	0,6	17,4	36,2	5,3	0,983	8	2	24	-7	128		
Тр-р	7	9	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г2	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	2	1	72	-35	410		
Тр-р	7	10	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	2	1	78	-36	440		
Тр-р	7	11	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	2	1	91	-37	501		
ЛЭП	25	13	Оп9 - Оп4	0,17	0,73	-4,5					-55	9	282	690	40,9
ЛЭП	26	14	Оп10 - Оп5	0,17	0,73	-4,5					-45	13	237	690	34,4
ЛЭП	25	27	Оп9 - ПС Хунда 110 кВ	1,22	1,74	-10,4								330	
ЛЭП	26	27	Оп10 - ПС Хунда 110 кВ	1,22	1,74	-10,4					-20	-7	109	330	32,9
Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	4,38	86,7	8,5	1,4	0,097	8	3	-10	-3	54		
Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	4,38	86,7	8,5	1,4	0,097	8	3	-10	-3	54		

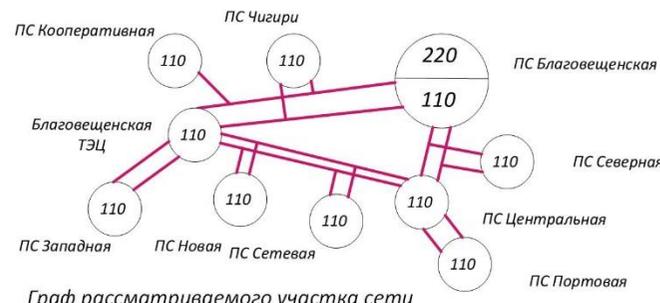
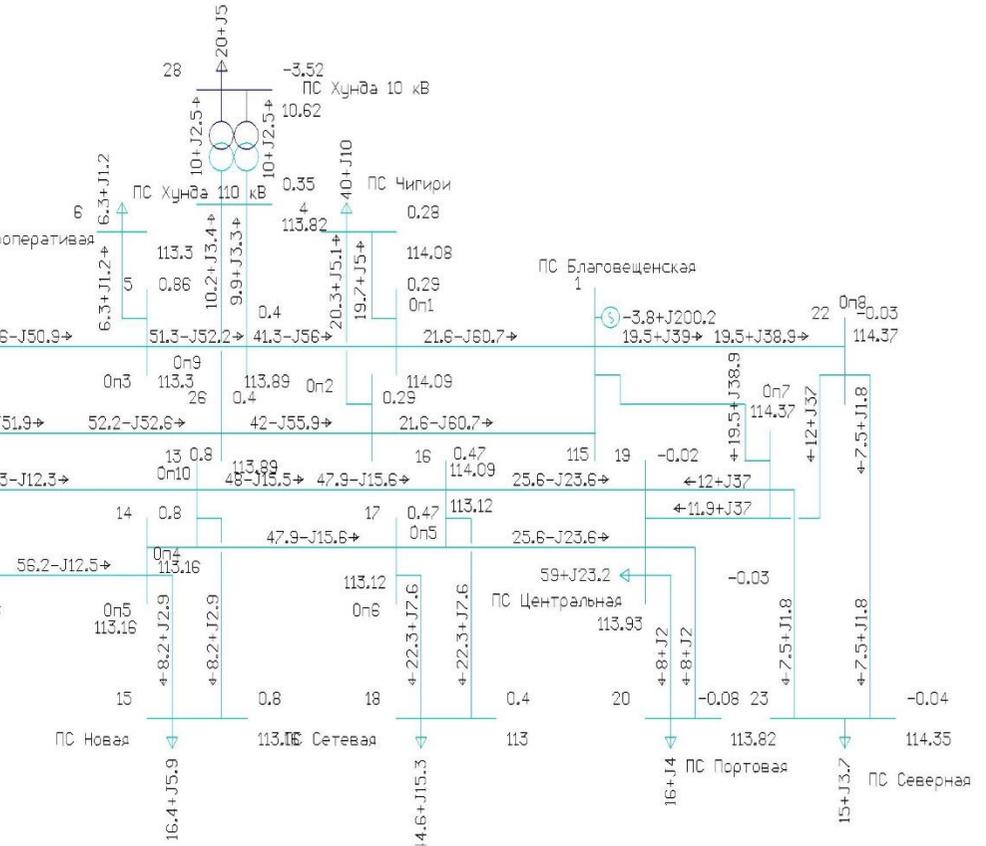
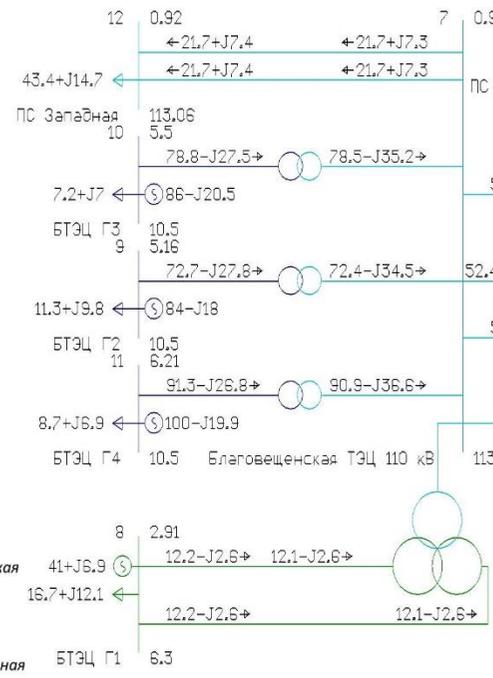
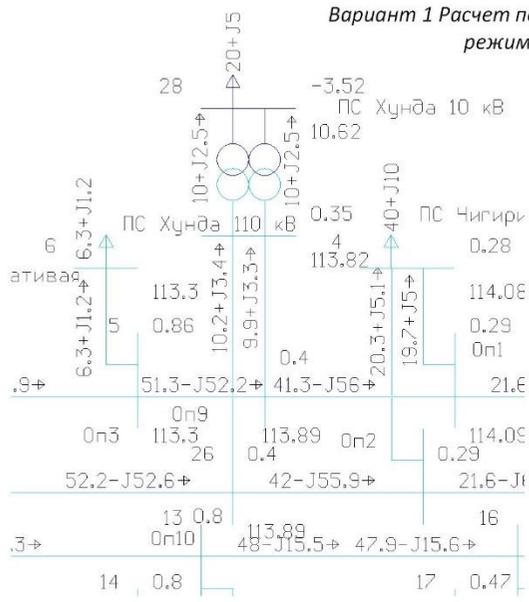
Продолжение приложение Д.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2



# Приложение Е. Однолинейные схемы вариантов

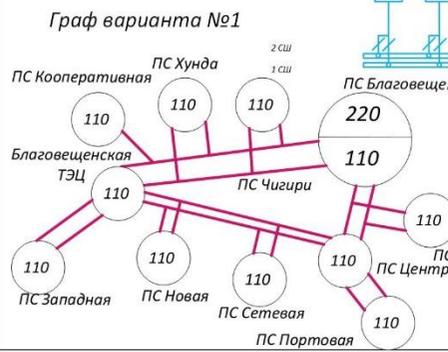
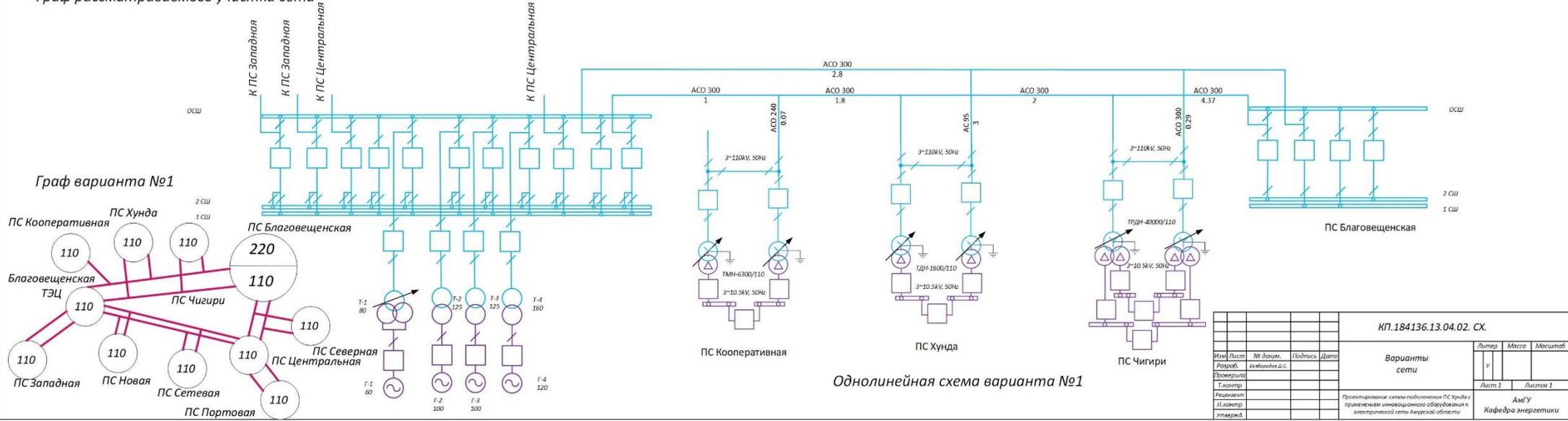


**Вариант 1 Расчет послеаварийного режима**



Граф рассматриваемого участка сети

**Вариант 1 Расчет нормального режима**



Граф варианта №1

Однолинейная схема варианта №1

				КП.184136.13.04.02. СХ		
Имя	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Варианты сети	
Разработ.	Составитель	Проверил	Утвердил	Дата	Литер	Масса
Технический					у	Масштаб
Рецензент					Лист 1	Листов 1
Проектировщик					Проектирование: системы подстанции ПС Хунда с применением интеллектуального оборудования и автоматизированной системы АИАС-Энерджи	
					АМГУ Кафедра энергетики	