

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н. В. Савина  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ в связи с расширением подстанции «Центральная»

Исполнитель

студент группы 242об2 \_\_\_\_\_

А. А. Кастюнин

Руководитель

доцент \_\_\_\_\_

П. П. Проценко

Нормоконтроль \_\_\_\_\_

А. Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н. В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Кастюнина Алексея Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ в связи с расширением подстанции «Центральная»
2. Срок сдачи студентом законченного проекта \_\_\_\_\_
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе:
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т. п.)
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов)
7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы Проценко Палина Павловна, доцент кафедры энергетики

Задание принял к исполнению: \_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 139 с., 9 рисунков, 48 таблиц, 18 использованных источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, КОМПЕНСИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ, ДЛИТЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЙ ТОК, КОЭФФИЦИЕНТ ИНФЛЯЦИИ.

Объектом исследования являются электрические сети электроснабжения города Благовещенска ОАО «ДРСК».

Цель работы – составление проекта реконструкции электрических сетей электроснабжения города Благовещенска и исследование режимных характеристик.

В основу методологии исследований были взяты методы расчёта электрической сети по правилу моментов, расчёт потоков активной и реактивной мощностей.

На основании выше перечисленных методов, были систематизированы, закреплены и расширены теоретические знания, а так же развиты умения по проектированию электрической сети.

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Характеристика реконструируемого района	9
1.1 Географическая характеристика	9
1.2 Необходимость реконструкции	9
1.3 Характеристика существующей схемы электроснабжения	10
2 Расчёт электрических нагрузок	15
3 Выбор варианта сети	17
3.1 Технический расчет существующей сети	19
3.1.1 Определение параметров схем замещений ЛЭП	19
3.1.2 Определение параметров схем замещений трансформаторов и автотрансформаторов	21
3.2 Технико-экономический расчет первого варианта развития сети	23
3.2.1 Выбор номинального напряжения новых линий	23
3.2.2 Определение сечений проводов новых линий электропередачи	24
3.2.3 Выбор трансформаторов новых подстанций	26
3.2.4 Выбор схем подстанций	28
3.2.5 Определение приведенных народнохозяйственных затрат	29
3.3 Технико-экономический расчет второго варианта развития сети	34
3.3.1 Выбор номинального напряжения новых линий	34
3.3.2 Определение сечений проводов новых линий электропередачи	35
3.3.3 Выбор трансформаторов новых подстанций	37
3.3.4 Выбор схем подстанций	39
3.3.5 Определение приведенных народнохозяйственных затрат	40
3.4 Технико-экономическое сравнение вариантов	44
4 Расчет и анализ установившихся режимов	45
4.1 Выбор ПВК для расчёта режимов и его характеристика	45
4.2 Расчёт максимального режима	45

4.3	Расчёт минимального режима	47
4.4	Расчёт послеаварийного режима	49
5	Расчет токов короткого замыкания	52
5.1	Определение параметров генераторов	53
5.2	Расчет токов короткого замыкания в ПВК RastrWin 3	54
6	Выбор оборудования	58
6.1	Выбор и проверка выключателей	59
6.2	Выбор и проверка разъединителей	64
6.3	Выбор и проверка трансформаторов тока	64
6.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	68
6.5	Выбор и проверка токоведущих частей	69
6.6	Выбор и проверка изоляторов	77
6.7	Выбор и проверка ячеек КРУ	79
6.8	Выбор ОПН	83
6.9	Выбор и проверка ТСН	84
7	Расчет релейной защиты и автоматики	86
7.1	Реализация релейной защиты ПС	89
7.2	Расчет защиты силовых трансформаторов	92
7.2.1	Дифференциальная токовая отсечка	93
7.2.2	Максимальная токовая защита трансформатора	97
7.2.3	Защита от перегрузки	98
7.2.4	Газовая защита трансформатора	99
8	Расчет молниезащиты подстанции	101
8.1	Расчёт заземления подстанции	105
9	Расчет надежности	113
9.1	Оценка режимной надежности	113
9.1.1	Формирование вероятностной модели нагрузки	114
9.1.2	Формирование вероятностной модели генерирующей части	116
9.1.3	Формирование вероятностной модели энергосистемы	118

9.1.4 Расчет и анализ коэффициентов бездефицитной работы и готовности энергосистемы	120
9.1.5 Расчет и анализ показателей надежности с учетом планово-предупредительных ремонтов	122
9.2 Постановка задачи схемной надёжности	124
9.2.1 Расчет частоты отказов выключателя с учетом протяженности линий электропередачи	126
9.2.2 Расчет частоты внезапных отказов выключателя	127
9.2.3 Расчет коэффициентов режимов работы РУ	128
9.2.4 Расчет режимов частоты отказов выключателя	128
9.2.5 Расчет времени для выполнения переключений РУ	129
9.2.6 Расчет частоты отказов секции шин типовой схемы	130
9.3 Анализ результатов оценки надежности энергосистемы	132
10 Безопасность и экологичность	133
10.1 Общая характеристика и анализ потенциальных опасностей при работах по реконструкции системы электроснабжения	133
10.2 Организационные и технические мероприятия по обеспечению безопасности работ	134
Заключение	137
Библиографический список	138
Приложение А Расчёт установившегося режима в ПВК RastrWin 3	140
Приложение Б Расчет токов КЗ в ПВК RastrWin 3	143

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ИП – источник питания

ТЭЦ – тепловая электростанция

ПС – подстанция

РУ – распределительное устройство

РПН – регулирование под нагрузкой

ПВК – программно-вычислительный комплекс

КЗ – короткое замыкание

ОПН – ограничитель перенапряжения

МТЗ – максимальная токовая защита

АПВ – автоматическое повторное включение

ШСВ – шинносоединительный выключатель

КУ – компенсирующее устройство

ЛЭП – линия электропередачи

ВН – высшее напряжение

СН – среднее напряжение

НН – низшее напряжение

ОПУ – общеподстанционный пункт управления

## ВВЕДЕНИЕ

Задачей данной работы является исследование проекта реконструкции сетей 110 кВ г. Благовещенска на основе современных технических решений.

Необходимость реконструкции сетей вызвана физически и морально устаревшим парком оборудования, при эксплуатации которого растет день ото дня риск аварий на подстанциях, а значит и нарушения снабжения потребителей, среди которых есть и потребители I категории. Более того, по современным требованиям застройки, недопустима дальнейшая эксплуатация нескольких участков системы электроснабжения.

Реконструкция действующих сетей подразумевает изменение параметров электросетей, при сохранении частично или полностью строительной части объектов, для повышения пропускной способности сетей, надежности электроснабжения и качества передаваемой электроэнергии. К реконструкции относятся работы по замене проводов воздушных линий, перевод сетей на другое номинальное напряжение, замена трансформаторов, выключателей и др. аппаратуры в связи с изменением мощности или напряжения, установка средств автоматизации в сетях.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОГО РАЙОНА

## 1.1 Географическая характеристика

Расположен на левом берегу Амура и на правом берегу Зеи (в её устье); единственный административный центр региона России, находящийся на государственной границе, китайский город Хэйхэ стоит на правом берегу Амура, расстояние 526 метров. Административный центр Амурской области и Благовещенского района, образует «Городской округ город Благовещенск».

Население — 224 тыс. чел. (на 2016 г.), пятый по величине город Дальнего Востока. Площадь территории города – 320,97 км<sup>2</sup>. Рельеф города в основном равнинный; на окраинах есть небольшие возвышенности.

## 1.2 Необходимость реконструкции

Электроснабжение города Благовещенска осуществляется по кольцевым магистральным системообразующим сетям напряжения 220 и 110 кВт. Кольцевая сеть 220 кВт является только системообразующей. Сеть напряжения 110 кВт, являясь системообразующей, выполняет также функции распределительной сети.

В декабре 2013 года ОАО "Силовые машины" и ЗАО "Благовещенская ТЭЦ" был подписан договор на оказание услуг генерального подряда по строительству 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ. Установленная электрическая мощность станции должна вырасти на 120 МВт и составить 400 МВт, тепловая мощность — на 188 Гкал/ч, до 1005 Гкал/ч. По состоянию на 10 июля 2015 года, строительная готовность объекта составляет 70%.

В настоящее время около 70 % оборудования электрических сетей выработало свой нормативный ресурс, более 12 % электротехнического оборудования эксплуатируется более 40 лет и требует замены.

Анализ существующего состояния электрических сетей и системы электроснабжения города Благовещенска и прогнозирование прироста нагрузок, вызванное освоением перспективных территорий капитального

строительства, приростом нагрузки существующих и вновь подключаемых городских потребителей, позволяет заключить, что центральная энергосистема в настоящее время является дефицитной.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей центральной части города, необходимо выполнить следующие работы:

- строительство ПС «Деловой Центр»;
- реконструкцию ПС «Металлист» с переводом ПС на напряжение 110 кВ;
- реконструкцию ПС «Западная», «Портовая»;
- реконструкция ПС «Амур» с переводом в РП;
- строительство ЛЭП-110 кВ. Это позволит увеличить пропускную способность указанных кольцевых ЛЭП-110 кВ, разгрузить перегруженные подстанции, обеспечить резервирование и возможность для подключения новых потребителей электрической энергии.

В связи с необходимостью удовлетворять современным требованиям застройки городов, повышения надёжности электроснабжения потребителей и разгрузки перегруженных ЛЭП, необходимо предусматривать перевод основных магистральных линий напряжением 110 кВ на подземные кабельные линии напряжением 110 кВ.

### **1.3 Характеристика существующей схемы электроснабжения**

Электрической энергией город обеспечивает Благовещенская ТЭЦ от шин 110 кВ по кольцевым линиям электропередач напряжением 110 кВ проводами марок АС-185/29 и АСО-300/39. В связи с развитием промышленности города и строительством новых микрорайонов принято решение о строительстве второй очереди станции. Существующая схема внешнего электроснабжения города Благовещенска приведена на рисунке 1.

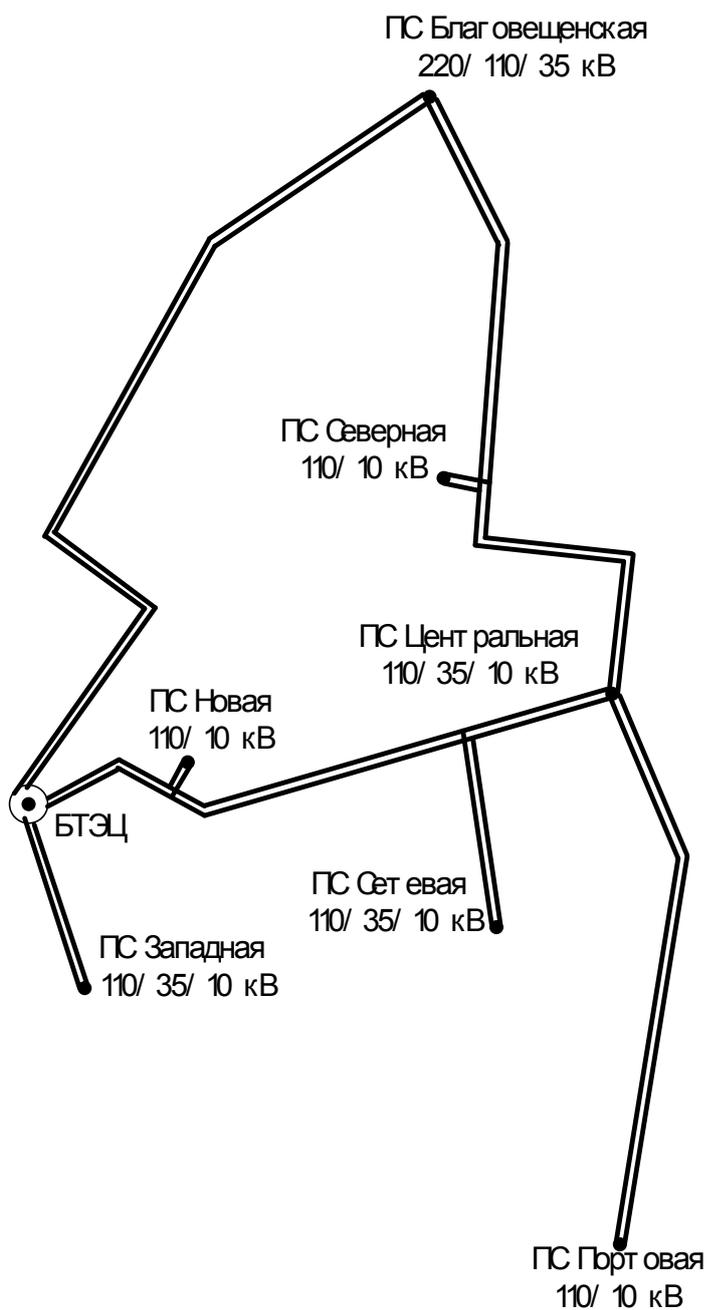


Рисунок 1 - Существующая схема электроснабжения города Благовещенска

Расчетные климатические и геологические условия района представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Расчетные климатические и геологические условия района ПС

Климат	умеренный (У)
Температура воздуха:	
Среднегодовая	+1,6 <sup>0</sup> С
Максимальная	+39,4 <sup>0</sup> С
Минимальная	-37,1 <sup>0</sup> С
Степень загрязнения изоляции оборудования	II
Район по гололеду	III (расчетная толщина стенки гололеда 20 мм)
Район по ветру	III (расчетная скорость ветра 32 м/сек)
Район по пляске проводов	I (редкая пляска проводов – реже 1 раза в 10 лет)
Район по грозовой деятельности	от 40 до 60 часов

Ниже приведены характеристики и параметры существующего основного оборудования на ПС «Центральная»:

- Схема ОРУ-110 кВ №110-13; с комплектом ОД-КЗ;
- Схема ЗРУ-10 кВ – одинарная система шин, секционированная выключателем;
- количество и мощность трансформаторов на ПС — ТДТН-25000/110, 2х25,0 МВА, с РПН ± 9х1,78%;
- шкафы 10 кВ типа К-47.

Схема главных электрических соединений приведена на рисунке 2.

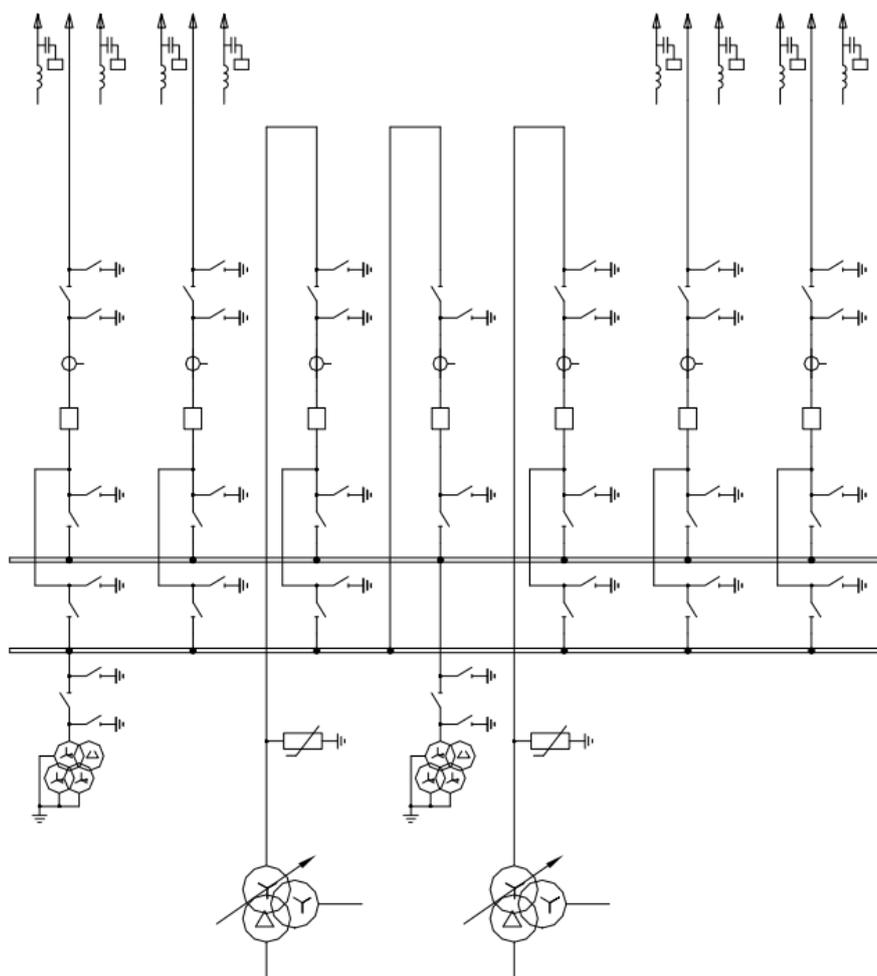


Рисунок 2 - Схема главных электрических соединений ПС 110 кВ «Центральная»

РУ высшего напряжения 110 кВ выполнено в открытом виде (ОРУ), а РУ низшего напряжения 10 кВ – в комплектных ячейках (КРУ) в закрытом здании ЗРУ.

Коммутационные аппараты на ОРУ-110 кВ: отделители и короткозамкатели заменить в ходе реконструкции на элегазовые выключатели и разъединители горизонтально-поворотного типа с электроприводом. ТТ типа ТФЗМ-110Б – III заменить на предлагаемые в отдельном разделе диплома оптоэлектронные комбинированные измерительные трансформаторы (ТТ и ТН в одном устройстве). Вместо вентильных разрядников типа РВМГ со стороны 110 кВ установить полимерные ОПН. Замена масляных баковых выключателей на элегазовые ВЭБ-110.

Возможен демонтаж проводов питающей ВЛ 110 кВ марки АСО 300/39 с заменой на кабели из СПЭ-изоляцией со встроенными оптическими волокнами.

На ПС установлены два силовых трансформатора типа ТДТН-25000/110 с эффективно-заземленной нейтралью. Срок службы истек – подлежат замене.

Выводы низших обмоток трансформаторов защищаются вентильными разрядниками РВО-10. Заменить в ходе реконструкции на ОПН-10.

Схема соединения КРУ-10 кВ представляет собой две системы сборных шин, секционированные выключателями. В нормальном режиме – раздельная работа двух систем шин. Секционный выключатель с устройством автоматического ввода резерва (АВР). На ПС установлены ячейки КРУ серии КРУ-2–10. Коммутационные аппараты ячеек КРУ: маломасляные выключатели ВМПЭ-10/2000 (вводной на секции; секционные) и ВМПЭ-10/630 (отходящие фидера). Измерительные трансформаторы в ячейках КРУ: ТТ типов ТШЛ-10 (ячейка ввода на секции) и ТПОЛ-10 (ячейки фидеров). ТН типа НАМИ-10–66 совместно с ОПН-10ф в отдельных ячейках на всех 4 секциях РУ 10 кВ. Ячейки КРУ-2–10 почти выработали свой срок службы, поэтому принято решение не просто заменить их начинку (маломасляные выключатели, блоки РЗиА и т.п.), а приобрести новые КРУ полной заводской комплектации.

Некоторые кабели отходящих фидеров имеют бумажно-масляную изоляцию (кабели с б/м изоляцией), поэтому в ходе реконструкции будут заменены на кабели из СПЭ-изоляцией с некоторым увеличением проводимостей.

Для питания собственных нужд ПС установлены два трансформатора типа ТСМА-250/10. Соединяются на ответвлении между выводами низших обмоток силовых трансформаторов и вводными выключателями на шины 10 кВ. Такое соединение выполнено вследствие применения на ПС переменного оперативного тока. Сеть собственных нужд имеет напряжение 380/220 В с заземленной нейтралью. Шины 380/220 В секционированы автоматами с устройством АВР. Сроки служб ТСН истекли, и они подлежат замене.

## 2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Одной из первых частей проекта электроснабжения объекта является определение ожидаемых электрических нагрузок. Именно нагрузки определяют необходимые технические характеристики элементов электрических сетей – сечение жил и марки проводников, мощности и типы трансформаторов, электрических аппаратов и другого электротехнического оборудования.

Правильное определение электрических нагрузок обеспечивает правильный выбор средств КРМ, устройств регулирования напряжения, а также релейной защиты и автоматики электрических сетей.

Рассчитаем активные и реактивные мощности для зимы и для лета на всех подстанциях. Эти расчёты выполнены с помощью программы «Расчёт нагрузок»; полученные данные сведены в таблицу 2.

Таблица 2 - Активные и реактивные мощности подстанций в зимний и летний период

Подстанция	Время	$P_{ср}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$P_{max}$ , МВт	$Q_{ср}$ , Мвар	$Q_{эф}$ , Мвар	$Q_{max}$ , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
Благовещенская	Зима	175,00	204,75	210,00	87,50	102,38	105,00
	Лето	148,75	174,04	178,50	74,38	87,02	89,25
Западная	Зима	56,00	65,52	67,20	28,00	32,76	33,60
	Лето	47,60	55,69	57,12	23,80	27,85	28,56
Новая	Зима	45,50	53,23	54,60	22,75	26,62	27,30
	Лето	38,67	45,25	46,41	19,34	22,62	23,20
Портовая	Зима	14,00	16,38	16,80	7,00	8,19	8,40
	Лето	11,90	13,92	14,28	5,95	6,96	7,14
Северная	Зима	35,00	40,95	42,00	17,50	20,47	21,00
	Лето	29,75	34,81	35,70	14,88	17,40	17,85
Сетевая	Зима	56,00	65,52	67,20	28,00	32,76	33,60
	Лето	47,60	55,69	57,12	23,80	27,85	28,56
Центральная	Зима	35,00	40,95	42,00	17,50	20,47	21,00
	Лето	29,75	34,81	35,70	14,88	17,40	17,85

Таблица 3 - Загрузка трансформаторов на день контрольного замера в 2014 г. по данным оперативно-диспетчерской службы ФАО Восточные электрические сети ОАО «Амурэнерго»

№ п/п	Наименование подстанции	№ трансформатора	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Потребление мощности зима/лето, МВт	Коэфф. загрузки К <sub>з</sub>
1	2	3	4	5	6
6	Благовещенская	1	125	41,4/0,5	0,33/0,01
		2	125	46/-	0,37/-
68	Западная	1	40	28,1/16,9	0,7/0,42
		2	40	12,3/9,2	0,31/0,23
77	Новая	1	40	16,1/12,7	0,4/0,32
		2	25	-/-	-/-
83	Портовая	1	10	4,8/3,3	0,48/0,33
		2	10	4,9/2	0,49/0,2
88	Северная	1	25	4,6/0,7	0,18/0,03
		2	25	6,9/4,6	0,28/0,18
92	Сетевая	1	40	21,6/22,5	0,54/0,56
		2	40	28,2/-	0,71/-
99	Центральная	1	25	7,1/10,4	0,28/0,42
		2	25	26,3/6	1,05/0,24

Как видно из таблицы 3, на многих подстанциях коэффициенты загрузки трансформаторов далеки от оптимальных. Малая загруженность силовых трансформаторов является причиной высоких относительных потерь холостого хода.

### 3 ВЫБОР ВАРИАНТА СЕТИ

Принципы составления вариантов схем электрической сети:

1 Варианты вычерчиваются в масштабе с указанием длин и количества цепей. Длина указывается с учётом коэффициента трассы;

2 Разработку вариантов следует начинать с наиболее простых, требующих минимальное число трансформаций и наименее сложных РУ ПС;

3 Обязательно учитывается категорийность потребителей;

4 Применение двух классов номинального напряжения для разных частей схемы экономически оправдано, если проектируемая сеть состоит из протяжённых ЛЭП и питающегося от неё подрайона, в котором длины линий намного меньше;

5 В разомкнутых сетях не должно быть обратных перетоков мощности;

6 Разветвление электрической сети целесообразно делать на ПС;

7 В кольцевых сетях не рекомендуется использовать участки разного номинального напряжения, из-за возникновения уравнивающих токов;

8 Магистральные и радиальные сети по сравнению с кольцевыми характеризуются большей протяжённостью ВЛ в одноцепном исполнении, но менее сложными схемами ПС, меньшей стоимостью потерь. Кольцевые схемы обладают большей гибкостью, надёжностью, но более сложными схемами РУ и большими потерями.

С учетом вышеперечисленных принципов составляются варианты схем конфигурации электрической сети. Конфигурация сети определяется взаимным расположением элементов; схема сети - основной идеей её построения, зависящей от категорий потребителей и степени их надёжности. Потребители I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания по двум отдельным линиям. Перерыв в их электроснабжении допускается лишь на время автоматического включения резервного питания. Нередко двухцепная линия не обеспечивает необходимой надёжности, так как при повреждении опор, гололёде, ветре и т.п. возможен

полный перерыв питания. Для потребителей II категории в большинстве случаев также предусматривается питание по двум отдельным линиям, либо по двухцепной линии. Так как аварийный ремонт воздушных линий непродолжителен, правила допускают электроснабжение потребителей II категории и по одной линии. Для потребителей III категории достаточно одной линии. В связи с этим применяют резервированные и нерезервированные схемы.

Нерезервированные - без резервных линий и трансформаторов. К этой группе, питающей потребителей III категории (иногда II), относятся радиальные схемы. Резервированные - питают потребителей I и II категории. К ним относятся кольцевые схемы, схемы с двухсторонним питанием, двухцепная магистральная и сложнзамкнутая. Также резервированные сети могут выполняться в виде двух параллельных или двухцепных линий. При выходе из строя одной цепи вторая остается в работе и потребители I, а в большинстве случаев и II категории продолжают снабжаться электроэнергией. Разомкнутые резервированные сети можно разделить на магистральные, радиальные и радиально-магистральные или разветвленные.

В ряде случаев строительство линий в резервированных схемах проводится в два этапа. Строится одна линия и только при росте нагрузки до проектной сооружается вторая.

Могут применяться и смешанные схемы - резервированные совместно с нерезервированными.

### 3.1 Технический расчет существующей сети

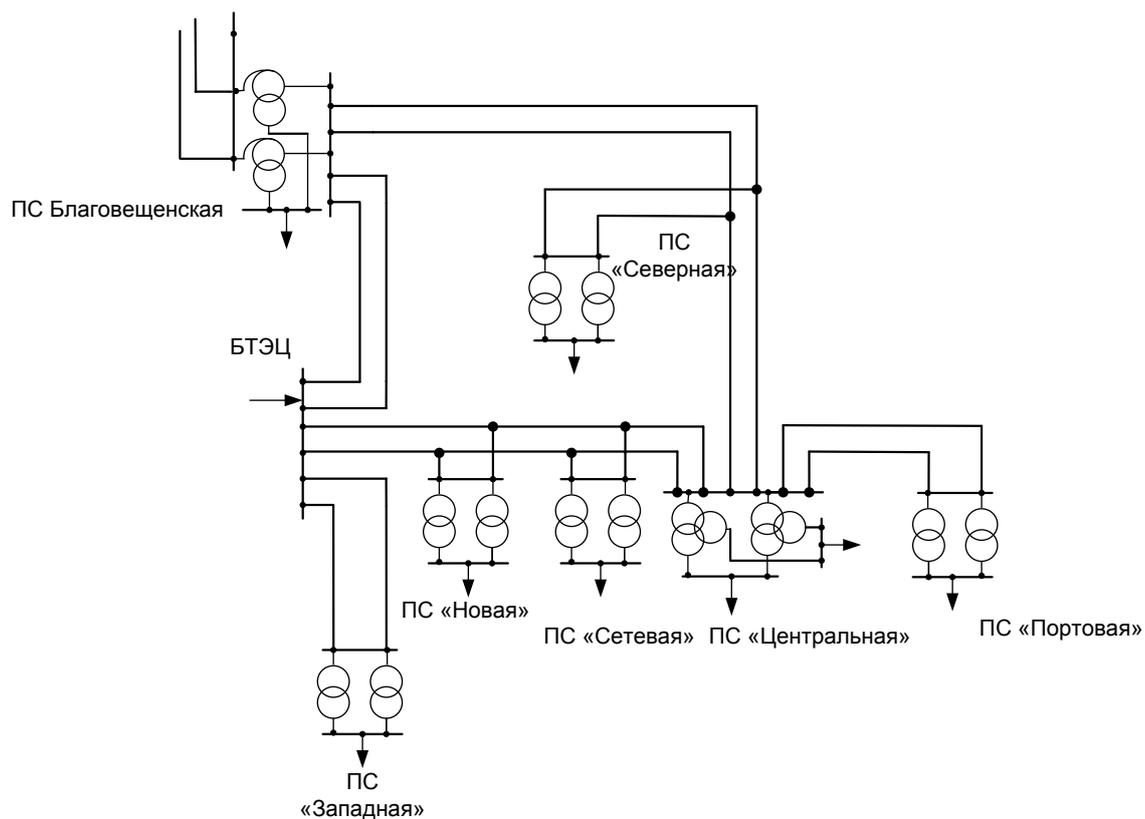


Рисунок 3 - Схема существующей электрической сети

#### 3.1.1 Определение параметров схем замещений ЛЭП

Параметры линий, состоящих из  $n$  цепей, определяются по формулам:

$$r_{Л} = r_0 \cdot \frac{l}{n}, \quad (1)$$

$$x_{Л} = x_0 \cdot \frac{l}{n}, \quad (2)$$

$$b_{Л} = b_0 \cdot l \cdot n; \quad (3)$$

где  $r_0$ ,  $x_0$  – погонные активное и реактивное сопротивления соответственно, Ом/км;

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

$l$  – длина линии электропередачи, км;

$n$  – число цепей.

Таблица 4 - Расчетные данные по линиям электропередач

Наименование линии	Число цепей	Марка провода	Длина линии, км	Параметры линии		
				R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	2	3	4	5	6	7
БТЭЦ-Западная	2	АСО-300; АС-240	1,19; 0,81	0,117; 0,097	0,511; 0,328	3,142; 2,276
БТЭЦ-Оп.№21	2	АС-300	1,7	0,167	0,729	4,488
Оп.№21-Оп.№6	2	АС-185	3,3	0,535	1,363	9,075
Оп.№6- Центральная	2	АС-185	1	0,162	0,413	2,75
Оп.№21-Новая	2	АС-185	0,11	0,018	0,045	0,303
Оп.№6-Сетевая	2	АС-120	2,0	0,498	0,854	5,32
Центральная- Портовая	2	АС-150	5,18	1,026	2,176	13,986
Центральная- Оп.№20	2	АС-185	3,25	0,526	1,342	8,938
Благовещенская- Оп.№20	2	АС-185	3,25	0,526	1,342	8,938
Оп.№20-Северная	2	ПвПу2г1- 185/70,1	0,65	0,064	0,086	-
БТЭЦ- Благовещенская	2	АСО-300	9,17	0,419	1,836	11,299

### 3.1.2 Определение параметров схем замещений трансформаторов и автотрансформаторов

Параметры трансформаторов и автотрансформаторов, взятые из справочника [15], приведены в табл. 5.

Таблица 5 - Параметры трансформаторов и автотрансформаторов

Место установки	Тип	S <sub>НОМ</sub> , МВА	КОЛ -во	U <sub>НОМ</sub> , кВ			U <sub>к</sub> , %		
				В	С	Н	В-С	В-Н	С-Н
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС Благовещенская	АТДТЦН-125/220/110	125	2	230	121	11	11	45	28
ПС Западная	ТДТН-40/110/35	40	2	115	38,5	10,5	10,5	17	6
ПС Новая	ТРДН-40/110; ТРДН-25/110;	65	по 1	115	-	10,5	-	10,5; 10,5	-
ПС Портовая	ТДН-10/110	10	2	115	-	11	-	10,5	-
ПС Северная	ТРДН-25/110	25	2	115	-	10,5	-	10,5	-
ПС Сетевая	ТРДН-40/110;	40	2	115	-	10,5	-	10,5	-
ПС Центральная	ТДТН-25/110	25	2	115	38,5	11	10,5	17	6,5

Таблица 6 - Параметры трансформаторов и автотрансформаторов

Место установки	$\Delta P_{кз}$ кВт	$\Delta P_{xx}$ кВт	$I_{xx}$ , %	$R_{вн}$ , Ом	$X_{вн}$ , Ом	$R_{сн}$ , Ом	$X_{сн}$ , Ом	$R_{нн}$ , Ом	$X_{нн}$ , Ом	$B_T$ , мкСм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПС Благовещенская	305	65	0,5	0,55	59,2	0,48	0	3,2	131	12,913
ПС Западная	200	43	0,6	0,8	34,7	0,8	0	0,8	22,3	21,487
ПС Новая	172; 120	36; 27	0,65; 0,7	1,4; 2,54	35,5; 55,9	-	-	-	-	21,487; 14,463
ПС Портовая	170	50	0,9	7,95	139	-	-	-	-	5,785
ПС Северная	120	27	0,7	2,54	55,9	-	-	-	-	14,463
ПС Сетевая	172	36	0,65	1,4	34,7	-	-	-	-	21,487
ПС Центральная	140	31	0,7	1,5	56,9	1,5	0	1,5	35,7	14,463

Информация об узлах расчетной схемы в соответствии с требованиями программы RastrWin3 и результаты расчёта сети приведены в приложении.

### 3.2 Техничко-экономический расчет первого варианта развития сети

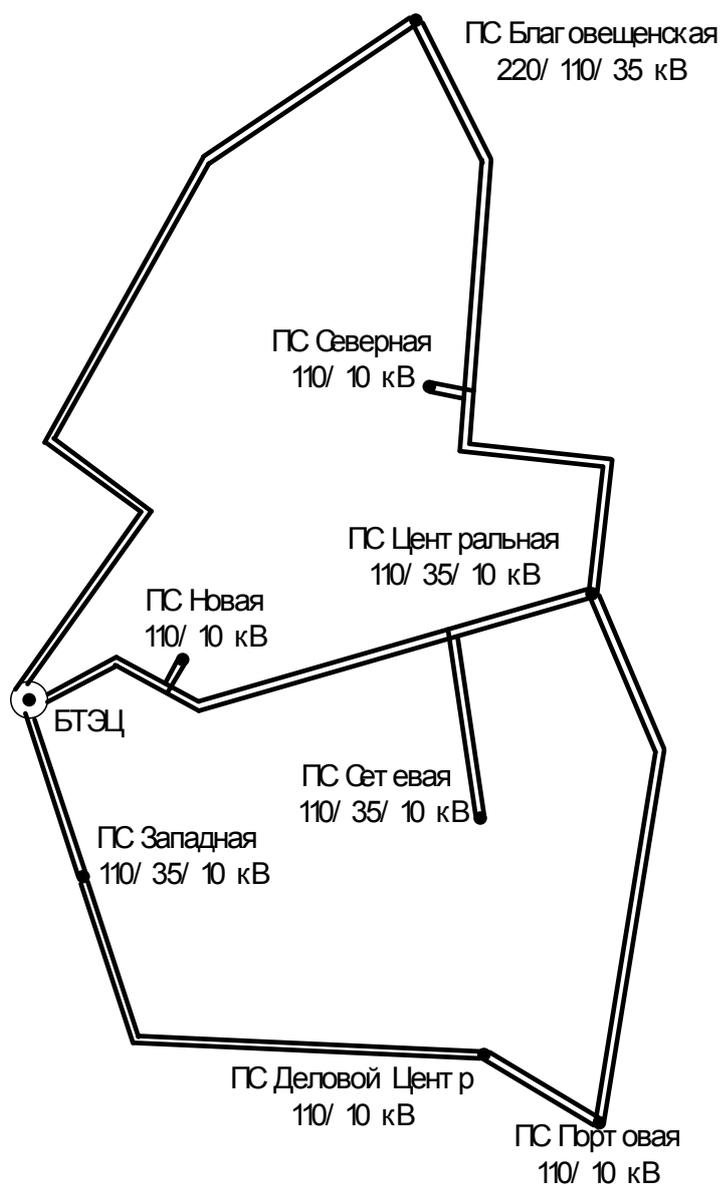


Рисунок 4 - Карта-схема первого варианта развития электрических сетей

#### 3.2.1 Выбор номинального напряжения новых линий

$$S_{ij} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot l_{ij}}{\sum_{i=1}^n l_{ij}} + j \cdot 0,4 \cdot \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot l_{ij}}{\sum_{i=1}^n l_{ij}} \quad (4)$$

ЛЭП Западная-Деловой Центр:

$$S_{\text{Зап-ДЦ}} = \frac{33,6 \cdot 1,18}{1,18 + 4,19} + j \cdot 0,4 \cdot \frac{33,6 \cdot 1,18}{1,18 + 4,19} = 6,641 + j2,656 \text{ МВА};$$

ЛЭП Портовая-Деловой Центр:

$$S_{\text{Порт-ДЦ}} = \frac{33,6 \cdot 4,19}{1,18 + 4,19} + j \cdot 0,4 \cdot \frac{33,6 \cdot 4,19}{1,18 + 4,19} = 26,959 + j10,784 \text{ МВА}.$$

В связи с тем, что в городе используется оборудование на номинальное напряжение 110 кВ, учитывая, что все линии двухцепные, в целях экономической целесообразности проекта и упрощения эксплуатации выбираем номинальное напряжение ЛЭП по [1], [3] равным 110 кВ.

### 3.2.2 Определение сечений проводов новых линий электропередачи

Район по гололеду рассматриваемой электрической сети III.

Расчетная токовая нагрузка для новых линий определяется по выражению:

$$I_P = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \cdot \alpha_i, \quad (5)$$

где  $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$  - максимальная мощность, протекающая по линиям в условиях нормальной работы, МВА;

$\alpha_i$  – коэффициент увеличения тока при эксплуатации (1,05);

$n$  – количество цепей линий электропередачи.

Расчетный ток в линии Западная-Деловой Центр:

$$I_{P\_Зан\_ДЦ} = \frac{7,153}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \cdot 1,05 = 0,0197 \text{ кА}$$

Расчетный ток в линии Портовая-Деловой Центр:

$$I_{P\_Зан\_ДЦ} = \frac{29,036}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \cdot 1,05 = 0,08 \text{ кА}$$

Сечения кабелей новых линий выбираются по условию термической стойкости.

Выбор осуществляется в соответствии с методическими указаниями [3], в зависимости от номинального напряжения, расчетного тока, района по гололеду, материала и ценности опор.

В таблице 7 приведены выбранные сечения.

Таблица 7 - Выбранные сечения ЛЭП

Линия электропередачи	Марка и сечение кабелей
1	2
Западная-Деловой Центр	ПвПу2Г1-185/ 70,1ов-110
Портовая-Деловой Центр	ПвПу2Г1-185/70,1ов-110

Проверим сечения проводов по допустимой токовой нагрузке по нагреву.

При выходе из строя одной цепи по оставшейся должна передаваться прежняя мощность, т.е. ток линии увеличивается в два раза по сравнению с нормальным режимом.

$$I_{PM} = 2I_P \tag{6}$$

ЛЭП Западная-Деловой Центр:

$$I_{PM} = 2 \cdot 19,7 = 39,4 \text{ А}$$

Для провода ПвПу2Г1-185/70,1ов-110 допустимый ток  $I_{доп}=500$  А.

$I_{доп} > I_{рм}$ , т. е. выбранный провод проходит по условию нагрева.

ЛЭП Портовая-Деловой Центр:

$$I_{рм}=2 \cdot 80=160 \text{ А}$$

Для провода ПвПу2Г1-185/70,1ов-110 допустимый ток  $I_{доп}=500$  А.

$I_{доп} > I_{рм}$ , т. е. выбранный провод проходит по условию нагрева.

Расчетные данные по линиям электропередачи с выбранными проводами приведены в таблице 8. Проверка по условиям короны не производится, т. к. выбранные сечения больше минимально допустимых по условиям короны.

Таблица 8 - Расчетные данные по линиям электропередачи

ЛЭП	Длина l, км	Число цепей	$U_{ном},$ кВ	Марка провода	$r_0,$ Ом/км	$x_0,$ Ом/км
1	2	3	4	5	6	7
Западная- Деловой Центр	4,79	2	110	ПвПу2Г1- 185/70,1ов-110	0.0991	0.132
Портовая- Деловой Центр	1,18	2	110	ПвПу2Г1- 185/70,1ов-110	0.0991	0.132

### 3.2.3 Выбор трансформаторов новых подстанций

Рассчитаем мощность трансформаторов для ПС «Деловой Центр», а также проведём расчёт на оптимальный и послеаварийный коэффициент загрузки.

Расчётная мощность одного трансформатора:

$$S_{pi} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n_{тр} \cdot k_3}, \quad (7)$$

$$S_{pA} = \frac{\sqrt{28^2 + 14^2}}{2 \cdot 0,7} = 22,361 \text{ МВА},$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов [15]. Выбираем трансформатор ТРДН–25000/110, значение номинальной мощности должно быть больше расчётной  $25 > 22,361$ .

Выбранный трансформатор обязательно проверяется по коэффициенту загрузки, значение должно лежать в пределах от 0,5 до 0,75:

$$k_3 = \frac{\sqrt{P_{cpA}^2 + Q_{нескA}^2}}{n_{тр} \cdot S_{Тном}}, \quad (8)$$

$$k_3 = \frac{\sqrt{28^2 + 14^2}}{2 \cdot 40} = 0,626.$$

Послеаварийный коэффициент загрузки трансформатора определяется в случае выхода из строя одного из трансформаторов, обычно он в два раза больше нормального коэффициента загрузки и лежит в пределах от 1,1 до 1,4:

$$k_3^{n/ав} = k_3 \cdot 2, \quad (9)$$

$$k_3^{n/ав} = 0,626 \cdot 2 = 1,252.$$

Таблица 9 - Выбор трансформаторов

Подстанция	Марка трансформатора	Номинальная мощность тр-ра, МВА	Коэффициент загрузки при $n_{тр}=2$	Коэффициент загрузки при $n_{тр}=1$
1	2	3	4	5
Деловой Центр	ТРДН-25000/110	25	0,626	1,252

### 3.2.4 Выбор схем подстанций

Руководствуясь указаниями, приведенными в методических и справочных источниках [1], [3], выбираем следующие схемы подстанций:

ПС Деловой Центр – две сборные системы шин (110-13);

Схема первого варианта развития электрической сети имеет вид, представленный на рисунке 6.

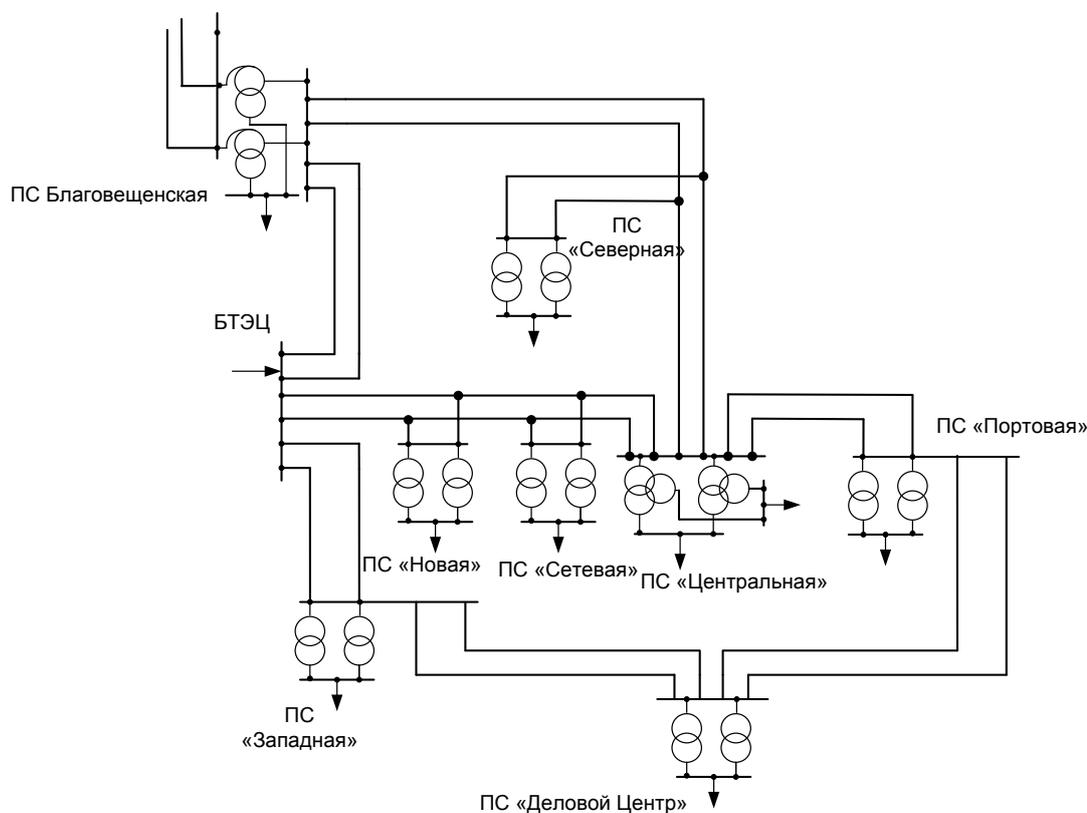


Рисунок 5 - Схема первого варианта развития электрической сети

### 3.2.5 Определение приведенных народнохозяйственных затрат

Капиталовложения на сооружение кабельных линий определяются по формуле:

$$K_{Л\Sigma} = \sum_{i=1}^m K_{удi} \cdot l_i. \quad (10)$$

где  $K_{удi}$  – стоимость 1 км линии  $i$  [15];

$l$  – длина линии, км;

$m$  – количество линий.

Таблица 10 - Параметры линий электропередач

ЛЭП	Uном, кВ	l,км	Марка провода	$K_{уд}$ , тыс.руб/км	$K_{л}$ , тыс.руб
1	2	3	4	5	6
Западная-Деловой Центр	110	4,79	ПвПу2Г1- 185/70,1ов-110	25000	119800
Портовая-Деловой Центр	110	1,18	ПвПу2Г1- 185/70,1ов-110	25000	29500

Подставив численные значения в формулу, получим:

$$K_{Л\Sigma} = 119800 + 29500 = 149300 \text{ тыс.руб.}$$

При определении  $K_{уд}$  принят III район по гололеду.

Определим капитальные затраты на подстанции:

$$K_{ПС\Sigma} = \sum_{i=1}^n (K_{ОРУi} + K_{мрi} + K_{ноcmi}) \quad (11)$$

где  $K_{ОРУ_i}$  – стоимость одного комплекта выключателя в ОРУ [15];

$K_{тpи}$  – стоимость трансформаторов [15];

$K_{пocтi}$  – постоянная часть затрат [15];

$n$  – число подстанций.

ПС Деловой Центр:

$$K_{пc}=6 \cdot 7000+2 \cdot 7100+11000=67200 \text{ тыс.руб.}$$

Определим капитальные затраты на реконструкцию смежных подстанций.

Подстанция Западная: расширение ОРУ от схемы 110-4Н до схемы 110-13 требует 4 ячейки выключателей, требующих затраты в размере

$$K_{ОРУ-Зап}=4 \cdot 7000=28000 \text{ тыс.руб.}$$

Подстанция Портовая: расширение ОРУ от схемы 110-4Н до схемы 110-13 требует 4 ячейки выключателей, требующих затраты в размере

$$K_{ОРУ-Порт}=4 \cdot 7000=28000 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{пc\Sigma}=K_{пc}+K_{ОРУ-Зап}+K_{ОРУ-Порт} \tag{12}$$

$$K_{пc\Sigma}=67200+28000+28000=123200 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные капиталовложения:

$$K=K_{л\Sigma}+K_{пc\Sigma} \tag{13}$$

$$K=149300+123200=244500 \text{ тыс.руб.}$$

Ежегодные эксплуатационные издержки на амортизацию и обслуживание сети:

$$I_{амэ} = I_{Л} + I_{ПС} = (\alpha_{а.л} + \alpha_{рл} + \alpha_{ол}) \cdot K_{Л} + (\alpha_{а.пс} + \alpha_{рпс} + \alpha_{онс}) \cdot K_{ПС}, \quad (14)$$

где  $(\alpha_{а.л} + \alpha_{рл} + \alpha_{ол})$  – ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание ЛЭП, составляет 0,008 о.е;

$(\alpha_{а.пс} + \alpha_{рпс} + \alpha_{онс})$  – ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание ПС, составляет 0,059 о.е;

Пользуясь справочными данными [15], определяем соответствующие издержки:

$$I_{амэ} = 0,008 \cdot 149300 + 0,059 \cdot 123200 = 8463 \text{ тыс.руб.}$$

Ежегодные затраты на возмещение потерь активной мощности и энергии:

$$З_{пот} = З_{э}' \Delta Э' + З_{э}'' \Delta Э'' \quad (15)$$

Определим величину нагрузочных потерь электроэнергии:

$$\Delta Э' = T_{\max} \cdot \Sigma \Delta P_{\max} \quad (16)$$

Суммарные нагрузочные потери активной мощности принимаем из таблиц расчёта режима как сумма «Потери в ЛЭП» и «Потери в трансформаторах»:

$$\Sigma \Delta P_{\max} = 0,46 + 2,21 = 2,67 \text{ МВт.}$$

Согласно распоряжению Правительства Амурской области от 08.12.2015 г. № 150-р число часов использования максимальной нагрузки равно

$$T_{\text{макс}}=5450 \text{ ч.}$$

$$\Delta \mathcal{E}'=5450 \cdot 2,67 \cdot 10^3=14550 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Определим величину постоянных потерь электроэнергии:

$$\Delta \mathcal{E}''=T_p \Sigma \Delta P_{xx} \quad (17)$$

Потери активной мощности  $\Sigma \Delta P_{xx}$  берутся как сумма  $\Delta P_{xx}$  всех трансформаторов в сети.

$$\Sigma \Delta P_{xx}=0,63 \text{ МВт.}$$

$$\Delta \mathcal{E}''=8760 \cdot 0,63 \cdot 10^3=5519 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Значения  $З_3'$  и  $З_3''$  определяются по соответствующим зависимостям [2]:

$$З_3'=1,10 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч};$$

$$З_3''=0,88 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч};$$

$$З_{\text{пот}}=1,10 \cdot 14550 \cdot 10^3+0,88 \cdot 5519 \cdot 10^3=20860 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные эксплуатационные издержки по сети:

$$И=И_{\text{амэ}}+З_{\text{пот}} \quad (18)$$

$$И=8463+20860=29320 \text{ тыс.руб.}$$

Приведенные народнохозяйственные затраты по первому варианту:

$$З=E_n \cdot K + И, \tag{19}$$

где  $E_n$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; для электроэнергетики равен 0,12.

Подставив численные значения в формулу, получим:

$$З_1=0,12 \cdot 244500 + 29320 = 58660 \text{ тыс.руб.}$$

### 3.3 Техничко-экономический расчет второго варианта развития сети

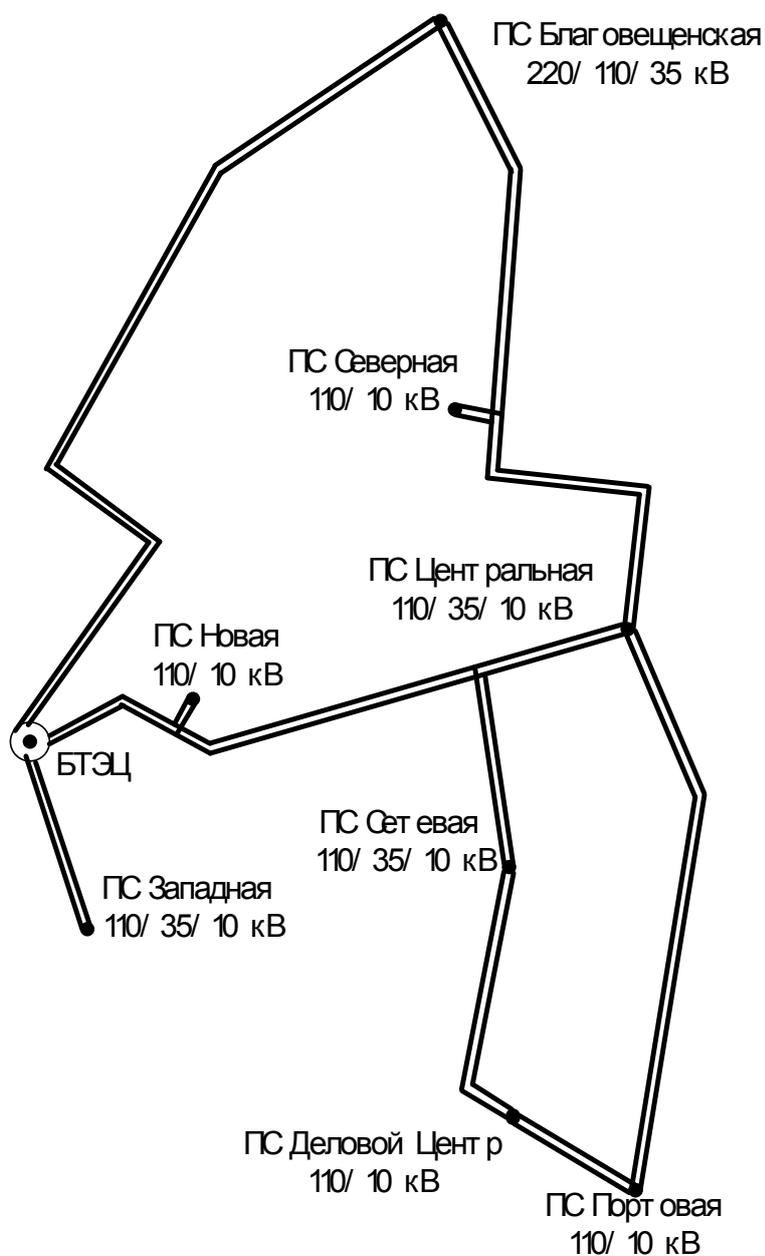


Рисунок 6 - Карта-схема второго варианта развития электрических сетей

#### 3.3.1 Выбор номинального напряжения новых линий

$$S_{ij} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot l_{ij}}{\sum_{i=1}^n l_{ij}} + j \cdot 0,4 \cdot \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot l_{ij}}{\sum_{i=1}^n l_{ij}}$$

ЛЭП Сетевая-Деловой Центр:

$$S_{Сет-ДЦ} = \frac{33,6 \cdot 1,18}{1,18 + 2,315} + j \cdot 0,4 \cdot \frac{33,6 \cdot 1,18}{1,18 + 2,315} = 11,344 + j4,538 \text{ МВА};$$

ЛЭП Портовая-Деловой Центр:

$$S_{Порт-ДЦ} = \frac{33,6 \cdot 2,315}{1,18 + 2,315} + j \cdot 0,4 \cdot \frac{33,6 \cdot 2,315}{1,18 + 2,315} = 22,256 + j8,902 \text{ МВА}.$$

В связи с тем, что в городе используется оборудование на номинальное напряжение 110 кВ, учитывая, что все линии двухцепные, в целях экономической целесообразности проекта и упрощения эксплуатации выбираем номинальное напряжение ЛЭП по [1], [2] равным 110 кВ.

### 3.3.2 Определение сечений проводов новых линий электропередачи

Район по гололеду рассматриваемой электрической сети III.

Расчетная токовая нагрузка для новых линий определяется по выражению:

$$I_P = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \cdot \alpha_i,$$

где  $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$  - максимальная мощность, протекающая по линиям в условиях нормальной работы, кВА;

$\alpha_i$  – коэффициент увеличения тока при эксплуатации (1,05);

$n$  – количество цепей линий электропередачи.

Расчетный ток в линии Сетевая-Деловой Центр:

$$I_{P\_Сет\_ДЦ} = \frac{12,218}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \cdot 1,05 = 0,034 \text{ кА}$$

Расчетный ток в линии Портовая-Деловой Центр:

$$I_{P\_Порт\_ДЦ} = \frac{23,97}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \cdot 1,05 = 0,066 \text{ кА}$$

Сечения проводов новых линий выбираются по условию термической стойкости.

Выбор осуществляется в соответствии с методическими указаниями [3], в зависимости от номинального напряжения, расчетного тока, района по гололеду, материала и ценности опор.

В таблице 11 приведены выбранные сечения.

Таблица 11 - Выбранные сечения ЛЭП

Линия электропередачи	Марка и сечение кабелей
1	2
Сетевая-Деловой Центр	ПвПу2г1-185/70,1ов-110
Портовая-Деловой Центр	ПвПу2г1-185/70,1ов-110

Проверка сечений проводов по допустимой токовой нагрузке по нагреву.

При выходе из строя одной цепи по оставшейся должна передаваться прежняя мощность, т.е. ток линии увеличивается в два раза по сравнению с нормальным режимом.

$$I_{PM} = 2I_P$$

ЛЭП Сетевая-Деловой Центр:

$$I_{PM} = 2 \cdot 34 = 68 \text{ А}$$

Для провода ПвПу2Г1-185/70,1ов-110 допустимый ток  $I_{доп}=500$  А.

$I_{доп} > I_{рм}$ , т. е. данный провод проходит по условию нагрева.

ЛЭП Портовая-Деловой Центр:

$$I_{рм}=2 \cdot 66=132 \text{ А}$$

Для провода ПвПу2Г1-185/70,1ов-110 допустимый ток  $I_{доп}=500$  А.

$I_{доп} > I_{рм}$ , т. е. данный провод проходит по условию нагрева.

Расчетные данные по линиям электропередачи с выбранными проводами приведены в таблице 12. Проверка по условиям короны не производится, т. к. выбранные сечения больше минимально допустимых по условиям короны.

Таблица 12 - Расчетные данные по линиям электропередачи

ЛЭП	Длина l, км	Число цепей	$U_{ном},$ кВ	Марка провода	$r_0,$ Ом/км	$x_0,$ Ом/км
1	2	3	4	5	6	7
Сетевая- Деловой Центр	2,315	2	110	ПвПу2Г1- 185/70,1ов-110	0.0991	0.132
Портовая- Деловой Центр	1,18	2	110	ПвПу2Г1- 185/70,1ов-110	0.0991	0.132

### 3.3.3 Выбор трансформаторов новых подстанций

Рассчитаем мощность трансформаторов для ПС «Деловой Центр», а также проведём расчёт на оптимальный и послеаварийный коэффициент загрузки.

Расчётная мощность одного трансформатора:

$$S_{pi} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n_{тр} \cdot k_3},$$

$$S_{pA} = \frac{\sqrt{28^2 + 14^2}}{2 \cdot 0,7} = 22,361 \text{ МВА},$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов [1]. Выбираем трансформатор ТРДН–25000/110, значение номинальной мощности должно быть больше расчётной  $25 > 22,361$ .

Выбранный трансформатор обязательно проверяется по коэффициенту загрузки, значение должно лежать в пределах от 0,5 до 0,75:

$$k_3 = \frac{\sqrt{P_{срA}^2 + Q_{нескA}^2}}{n_{тр} \cdot S_{Тном}},$$

$$k_3 = \frac{\sqrt{28^2 + 14^2}}{2 \cdot 40} = 0,626.$$

Послеаварийный коэффициент загрузки трансформатора определяется в случае выхода из строя одного из трансформаторов, обычно он в два раза больше нормального коэффициента загрузки и лежит в пределах от 1,1 до 1,4:

$$k_3^{n/ав} = k_3 \cdot 2,$$

$$k_3^{n/ав} = 0,626 \cdot 2 = 1,252.$$

Таблица 13 - Выбор трансформаторов

Подстанция	Марка трансформатора	Номинальная мощность тр-ра, МВА	Коэффициент загрузки при $n_{тр}=2$	Коэффициент загрузки при $n_{тр}=1$
1	2	3	4	5
Деловой Центр	ТРДН-25000/110	25	0,626	1,252

### 3.3.4 Выбор схем подстанций

Руководствуясь указаниями, приведенными в методических и справочных источниках [2], [3], выбираем следующие схемы подстанций:

ПС Деловой Центр – две сборные системы шин (110-13);

Схема второго варианта развития электрической сети имеет вид, представленный на рисунке 8.

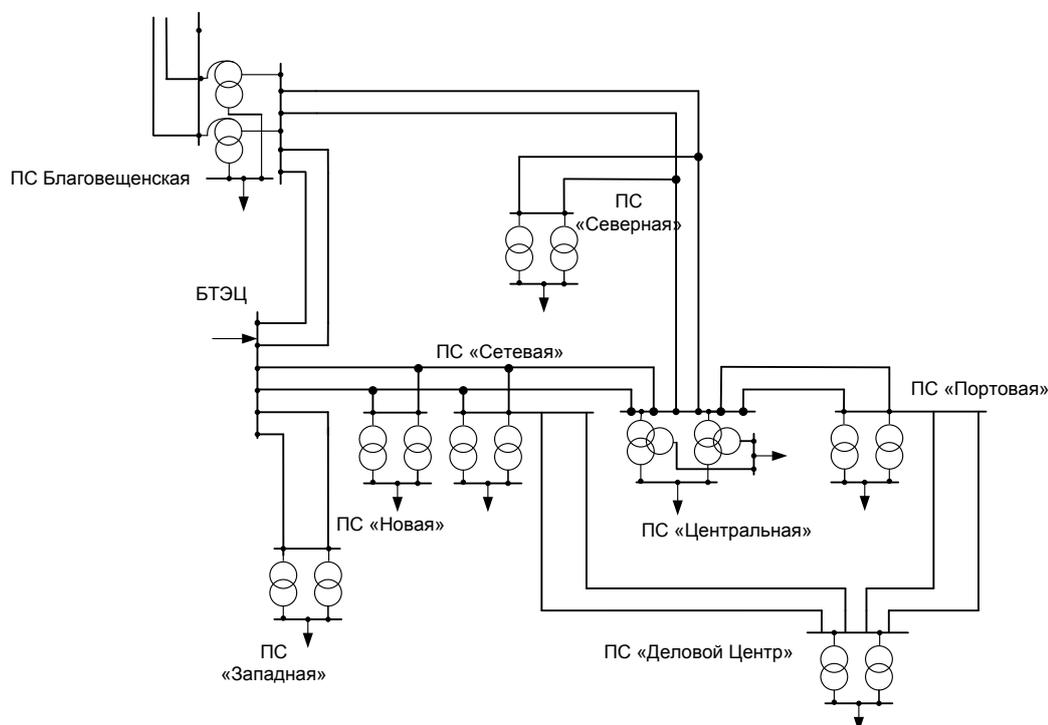


Рисунок 7 - Схема второго варианта развития электрической сети

### 3.3.5 Определение приведенных народнохозяйственных затрат

Капиталовложения на сооружение кабельных линий определяются по формуле:

$$K_{Л\Sigma} = \sum_{i=1}^m K_{удi} \cdot l_i.$$

где  $K_{удi}$  – стоимость 1 км линии  $i$  [15];

$l$  – длина линии, км;

$m$  – количество линий.

Таблица 14 - Параметры линий электропередач

ЛЭП	Уном, кВ	l,км	Марка провода	$K_{уд}$ , тыс.руб/км	$K_{л}$ , тыс.руб
1	2	3	4	5	6
Сетевая-Деловой Центр	110	2,315	ПвПу2Г1- 185/70,1ов-110	25000	57870
Портовая- Деловой Центр	110	1,18	ПвПу2Г1- 185/70,1ов-110	25000	29500

Подставив численные значения в формулу, получим:

$$K_{л\Sigma} = 57870 + 29500 = 87370 \text{ тыс.руб.}$$

При определении  $K_{уд}$  принят III район по гололеду.

Определим капитальные затраты на подстанции:

$$K_{ПС\Sigma} = \sum_{i=1}^n (K_{ОРУi} + K_{тпрi} + K_{постi})$$

где  $K_{ОРУ_i}$  – стоимость одного комплекта выключателя в ОРУ [15];

$K_{тpи}$  – стоимость трансформаторов [15];

$K_{пocтi}$  – постоянная часть затрат [15];

$n$  – число подстанций.

ПС Деловой Центр:  $K_{пc} = 6 \cdot 7000 + 2 \cdot 7100 + 11000 = 67200$  тыс.руб.

Определим капитальные затраты на реконструкцию смежных подстанций.

Подстанция Северная: расширение ОРУ от схемы 110-4Н до схемы 110-13 требует 4 ячейки выключателей, требующих затраты в размере

$K_{ОРУ-Сет} = 4 \cdot 7000 = 28000$  тыс.руб.

Подстанция Портовая: расширение ОРУ от схемы 110-4Н до схемы 110-13 требует 4 ячейки выключателей, требующих затраты в размере

$K_{ОРУ-Порт} = 4 \cdot 7000 = 28000$  тыс.руб.

$K_{пc\Sigma} = K_{пc} + K_{ОРУ-Сет} + K_{ОРУ-Порт} = 67200 + 28000 + 28000 = 123200$  тыс.руб.

Суммарные капиталовложения:

$K = K_{л\Sigma} + K_{пc\Sigma} = 87370 + 123200 = 210570$  тыс.руб.

Ежегодные эксплуатационные издержки на амортизацию и обслуживание сети:

$$I_{амэ} = I_{Л} + I_{Пc} = (\alpha_{a.л} + \alpha_{pl} + \alpha_{ол}) \cdot K_{Л} + (\alpha_{a.пc} + \alpha_{pnc} + \alpha_{onc}) \cdot K_{Пc},$$

где  $(\alpha_{a.l} + \alpha_{p.l} + \alpha_{o.l})$  – ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание ЛЭП, составляет 0,008 о.е;

$(\alpha_{a.пс} + \alpha_{p.пс} + \alpha_{o.пс})$  – ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание ПС, составляет 0,059 о.е;

Пользуясь справочными данными [15], определяем соответствующие издержки:

$$I_{амэ} = 0,008 \cdot 87370 + 0,059 \cdot 123200 = 7968 \text{ тыс.руб.}$$

Ежегодные затраты на возмещение потерь активной мощности и энергии:

$$Z_{пот} = Z_{э}' \Delta Э' + Z_{э}'' \Delta Э''$$

Определим величину нагрузочных потерь электроэнергии:

$$\Delta Э' = T_{\max} \cdot \Sigma \Delta P_{\max}$$

Суммарные нагрузочные потери активной мощности принимаем из таблиц расчёта режима как сумма «Потери в ЛЭП» и «Потери в трансформаторах»:

$$\Sigma \Delta P_{\max} = 1,38 + 2,7 = 4,08 \text{ МВт.}$$

Согласно распоряжению Правительства Амурской области от 08.12.2015 г. № 150-р число часов использования максимальной нагрузки равно

$$T_{\max} = 5450 \text{ ч.}$$

$$\Delta Э' = 5450 \cdot 4,08 \cdot 10^3 = 22240 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Определим величину постоянных потерь электроэнергии:

$$\Delta \mathcal{E}'' = T_p \Sigma \Delta P_{xx}$$

Потери активной мощности  $\Sigma \Delta P_{xx}$  берутся как сумма  $\Delta P_{xx}$  всех трансформаторов в сети.

$$\Sigma \Delta P_{xx} = 0,63 \text{ МВт.}$$

$$\Delta \mathcal{E}'' = 8760 \cdot 0,63 \cdot 10^3 = 5519 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Значения  $Z_3'$  и  $Z_3''$  определяются по соответствующим зависимостям [2]:

$$Z_3' = 1,10 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч};$$

$$Z_3'' = 0,88 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч};$$

$$Z_{\text{пот}} = 1,10 \cdot 22240 \cdot 10^3 + 0,88 \cdot 5519 \cdot 10^3 = 29320 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные эксплуатационные издержки по сети:

$$И = И_{амэ} + Z_{\text{пот}} = 8463 + 29320 = 37780 \text{ тыс.руб.}$$

Приведенные народнохозяйственные затраты по первому варианту:

$$Z = E_n \cdot K + И,$$

где  $E_n$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; для электроэнергетики равен 0,12.

Подставив численные значения в формулу, получим:

$$Z_2 = 0,12 \cdot 210570 + 37780 = 63050 \text{ тыс.руб.}$$

### 3.4 Техничко-экономическое сравнение вариантов

На основании технико-экономического расчёта выбираем оптимальный вариант сети. Если погрешность будет больше 5 %, то выбираем схему с наименьшими приведёнными затратами, в противном случае, с наименьшими потерями мощности:

$$\delta = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100 \%, \quad (20)$$

$$\delta = \frac{63050 - 58660}{63050} \cdot 100 \% = 7 \%$$

На основе получившихся данных выбираем вариант №1.

## 4 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

### 4.1 Выбор ПВК для расчёта режимов и его характеристика

Для расчёта режима электрической сети, в данном курсовом проекте, используем программный комплекс RastrWin3. Эта программа, предназначена не только для расчёта режима, но и позволяет моделировать многие элементы энергосистемы: трансформаторы, анцапфы, шунтирующие реакторы, статические компенсаторы, и т.д. Студенческая версия RastrWin3 позволяет работать с любой схемой, но с ограничением в 60 узлов.

### 4.2 Расчёт максимального режима

Максимальный режим работы энергосистемы приходится на зимнее время года, когда нагрузка потребителя максимальна. Это происходит из-за уменьшения длительности светового дня, что влияет на осветительную нагрузку, снижение температуры окружающей среды, отопительный сезон, и т.д. При таком режиме работы энергосистемы сопротивление самой системы становится минимальным, так как трансформаторы, генераторы и линии электропередачи включены параллельно, соответственно токи короткого замыкания достигают больших значений. За желаемое напряжение на шинах НН примем 10 кВ.

Таблица 15 – Характеристики потребителей (максимальный режим)

Название узла (подстанции)	Расчётное напряжения на шинах НН, кВ	Положение анцапфы трансформатора
1	2	3
Благовещенская	10	-
Западная	10	-
Новая	10,16	+2
Портовая	10,16	+2
Северная	10,12	+1

Название узла (подстанции)	Расчётное напряжения на шинах НН, кВ	Положение анцапфы трансформатора
1	2	3
Сетевая	10,05	+2
Центральная	10	-
Деловой Центр	10,12	+2

Таблица 16 – Токовая нагрузка ЛЭП

Название участка (ветви)	Ток в ветви, А	Допустимый ток, А	Токовая нагрузка, %
1	2	3	4
БТЭЦ-Западная	252	605	41,6
БТЭЦ-Оп.№21	219	710	30,8
Оп.№21-Оп.№6	173	510	33,9
Оп.№6-Центральная	31	510	6,0
Оп.№21-Новая	47	510	9,2
Оп.№6-Сетевая	146	375	39
Центральная-Портовая	38	450	8,5
Центральная-Оп.№20	21	510	4,1
Благовещенская- Оп.№20	54	510	10,6
Оп.№20-Северная	33	500	6,6
БТЭЦ-Благовещенская	169	710	23,8
Западная-Деловой Центр	143	500	29,3
Портовая-Деловой Центр	66	500	13,1

Таблица 17 – Потери электроэнергии

Название параметра	Величина
1	2
Активные потери, МВт	2,17
Реактивные потери, МВар	55,53
Активные нагрузочные потери в ЛЭП, МВт	0,44
Реактивные нагрузочные потери в ЛЭП, МВар	1,33
Активные нагрузочные потери в трансформаторах, МВт	1,73
Реактивные нагрузочные потери в трансформаторах, МВар	54,2
Потери холостого хода трансформаторов, МВт	0,63

#### 4.3 Расчёт минимального режима

Минимальный режим работы энергосистемы приходится на летнее время года, когда нагрузка потребителя минимальна. При таком режиме работы энергосистемы сопротивление самой системы становится максимальным, соответственно токи короткого замыкания достигают больших значений. Результаты расчёта минимального режима приведены в таблицах.

Таблица 18 – Характеристики потребителей (минимальный режим)

Название узла (подстанции)	Расчётное напряжения на шинах НН, кВ	Положение анцапфы трансформатора
1	2	3
Благовещенская	10	-
Западная	10	-
Новая	10,11	+1
Портовая	10,18	+1
Северная	10,7	0

Название подстанции	Расчётное напряжения на шинах НН, кВ	Положение анцапфы трансформатора
1	2	3
Сетевая	10,16	+1
Центральная	10	-
Деловой Центр	10,5	+1

Таблица 19 – Токовая нагрузка ЛЭП

Название участка (ветви)	Ток в ветви, А	Допустимый ток, А	Токовая нагрузка, %
1	2	3	4
БТЭЦ-Западная	182	605	30,1
БТЭЦ-Оп.№21	155	710	21,8
Оп.№21-Оп.№6	119	510	16,8
Оп.№6-Центральная	55	510	10,8
Оп.№21-Новая	37	510	7,3
Оп.№6-Сетевая	64	375	17,1
Центральная-Портовая	28	450	6,2
Центральная-Оп.№20	40	510	7,8
Благовещенская- Оп.№20	26	510	5,1
Оп.№20-Северная	15	500	3,0
БТЭЦ-Благовещенская	215	710	30,3
Западная-Деловой Центр	109	500	21,8
Портовая-Деловой Центр	42	500	8,4

Таблица 20 – Потери электроэнергии

Название параметра	Величина
1	2
Активные потери, МВт	1,16
Реактивные потери, МВар	29,31
Активные нагрузочные потери в ЛЭП, МВт	0,29
Реактивные нагрузочные потери в ЛЭП, МВар	1,0
Активные нагрузочные потери в трансформаторах, МВт	0,87
Реактивные нагрузочные потери в трансформаторах, МВар	28,32
Потери холостого хода трансформаторов, МВт	0,63

#### 5.4 Расчёт послеаварийного режима

Под послеаварийным режимом понимают такой режим, в котором какая-либо часть электроэнергетической системы вышла из строя, в результате аварийных ситуаций, или выведена в ремонт. Параметры такого режима отличаются от нормального режима энергосистемы, например величиной напряжения.

Таблица 21 – Характеристики потребителей (послеаварийный режим)

Название узла (подстанции)	Расчётное напряжения на шинах НН, кВ	Положение анцапфы трансформатора
1	2	3
Благовещенская	10	-
Западная	10	-
Новая	10,16	+2
Портовая	10,15	+2
Северная	10,12	+1

Название подстанции	Расчётное напряжения на шинах НН, кВ	Положение анцапфы трансформатора
1	2	3
Сетевая	10,05	+2
Центральная	10	-
Деловой Центр	10,11	+2

Таблица 22 – Токовая загрузка ЛЭП

Название участка (ветви)	Ток в ветви, А	Допустимый ток, А	Токовая загрузка, %
1	2	3	4
БТЭЦ-Западная	439	605	72,6
БТЭЦ-Оп.№21	239	710	33,7
Оп.№21-Оп.№6	193	510	37,8
Оп.№6-Центральная	51	510	10,0
Оп.№21-Новая	47	510	9,2
Оп.№6-Сетевая	146	375	38,9
Центральная-Портовая	7	450	1,6
Центральная-Оп.№20	33	510	6,5
Благовещенская- Оп.№20	65	510	12,7
Оп.№20-Северная	33	500	6,6
БТЭЦ-Благовещенская	180	710	25,4
Западная-Деловой Центр	116	500	23,2
Портовая-Деловой Центр	34	500	6,8

Таблица 23 – Потери электроэнергии

Название параметра	Величина
1	2
Активные потери, МВт	2,22
Реактивные потери, МВар	59,78
Активные нагрузочные потери в ЛЭП, МВт	0,49
Реактивные нагрузочные потери в ЛЭП, МВар	1,6
Активные нагрузочные потери в трансформаторах, МВт	1,73
Реактивные нагрузочные потери в трансформаторах, МВар	54,17
Потери холостого хода трансформаторов, МВт	0,63

Подробный расчёт представлен в приложении.

## 5 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны. Чаще всего короткое замыкание проходит через переходное сопротивление.

В трёхфазных электроустановках чаще всего возникают однофазные короткие замыкания (70-95%), но также имеют место и трёх- и двухфазные короткие замыкания. Также могут возникать двухфазные короткие замыкания на землю. Наиболее тяжёлым из режимов для сети является режим трехфазного короткого замыкания. Так как при трехфазном коротком замыкании все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, то это короткое замыкание является симметричным. Остальные короткие замыкания называют несимметричными. Короткие замыкания сопровождаются увеличением токов в повреждённых фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов короткого замыкания приводит к увеличению потерь в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Таким образом, режим короткого замыкания является аварийным, и необходимо уметь определять значение тока короткого замыкания в любой точке электроэнергетической системы в любой момент времени.

Для обеспечения надёжной работы электрических систем, предотвращения повреждений оборудования при коротком замыкании необходимо быстро отключать поврежденный участок. Поэтому очень важно правильно выбирать токоведущие части и аппараты, токоограничивающие устройства и другое оборудование. Для осуществления указанных мероприятий необходимо уметь определять ток короткого замыкания в любой интересующий момент. В настоящее время расчет токов короткого замыкания чаще проводят с помощью ЭВМ.

## 5.1 Определение параметров генераторов

На Благовещенской ТЭЦ установлены три турбины, одна теплофикационная, с промышленным отбором, и две просто теплофикационные:

- ПТ-60-130/13-1,2 ст. №1;
- Т-110/120-130-4 ст. №2;
- Т-110/120-130-4 ст. №3,

Данные по генераторам приведены в таблице 5.

Таблица 24 - Паспортные данные генераторов

Название величины	Тип генератора	
	ТВФ-63-2У3	ТВФ-110-2ЕУ3
1	2	3
Активная мощность, P (МВт)	63	100
Косинус угла $\varphi$ , $\cos\varphi$	0,8	0,8
Полная мощность, S (МВА)	78,75	125
Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$ (кВ)	6,3	10,5
Номинальный ток, $I_{\text{ном}}$ (А)	7210	7560
Продольное сверхпереходное реактивное сопротивление, $x''_{d*}$ (о.е.)	0,203	0,189

Расшифровка букв в типе генератора:

Т – турбогенератор;

ВФ – турбогенератор с форсированным водородным охлаждением обмоток;

Первое число – номинальная активная мощность

Последнее число – количество полюсов сердечника;

Е – принадлежность к единой унифицированной серии;

У – умеренный климат;

3 – в закрытом помещении без искусственного регулирования климатических условий.

## 5.2 Расчет токов короткого замыкания в ПВК RastrWin 3

Для расчета токов КЗ в ПВК RastrWin 3 необходимо определить реактивное сопротивление прямой, обратной и нулевой последовательностей всех элементов системы.

Расчет сопротивлений прямой последовательности.

*Генераторы:*

$$X_{Г} = X''_{дном} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{Гном}} \quad (21)$$

$$X_{Г1} = 0,203 \cdot \frac{6,3^2}{78,75} = 0,102 \text{ Ом}$$

Это сопротивление считается подключенным к источнику с  $E_{Г} = 6,3$ .

$$X_{Г2,3} = 0,189 \cdot \frac{10,5^2}{137,5} = 0,154 \text{ Ом}$$

Это сопротивление считается подключенным к источнику с  $E_{Г} = 10,5$ .

*Трансформаторы.*

Индуктивные сопротивления трансформаторов даны в [15].

### *Система.*

Мощность системы неизвестна; при отсутствии указанных данных эквивалентное индуктивное сопротивление системы в Ом допускается рассчитывать по формуле[17]:

$$X_C = \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot U_{\text{ср.ВН}}} \quad (22)$$

где  $I_{\text{откл.ном}}$  - номинальный ток отключения выключателя, установленного на стороне высшего напряжения понижающего трансформатора, кА.

$U_{\text{ср.НН}}$  - среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотке низшего напряжения трансформатора, кВ;

$U_{\text{ср.ВН}}$  - среднее номинальное напряжение сети, к которой подключена обмотка высшего напряжения трансформатора, кВ;

$$X_C = \frac{110^2}{\sqrt{3} \cdot 40 \cdot 220} = 0,794 \text{ Ом}$$

### *Кабельные линии.*

Индуктивные сопротивления ЛЭП уже рассчитаны в предыдущих пунктах.

Для обратной последовательности:

*Генератор:*

$$X_{Г0} = X_G \cdot 1,22 \quad (24)$$

$$X_{Г10} = 1,02 \cdot 1,22 = 1,25 \text{ Ом}$$

$$X_{Г20} = 1,154 \cdot 1,22 = 1,188 \text{ Ом}$$

$$X_{Г30} = 1,154 \cdot 1,22 = 1,188 \text{ Ом}$$

Все полученные значения сопротивлений и исходные данные для расчёта режима КЗ в ПВК RastrWin 3 представлены в приложении.

Рассчитаем токи КЗ на шинах 10,5 кВ Благовещенской ТЭЦ (узел 102). Результаты представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Токи КЗ в узле 102

Вид короткого замыкания	Ikз, кА
1	2
Однофазное	21,785
Двухфазное	36,296
Трёхфазное	76,561
Однофазное на землю	47,263

Рассчитаем токи КЗ на шинах 110 кВ Благовещенской ТЭЦ (узел 1). Результаты представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Токи КЗ в узле 1

Вид короткого замыкания	Ikз, кА
1	2
Однофазное	6,512
Двухфазное	6,512
Трёхфазное	13,361
Однофазное на землю	13,361

Рассчитаем токи КЗ на шинах 110 кВ подстанции Деловой Центр (узел 21). Результаты представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Токи КЗ в узле 21

Вид короткого замыкания	Ikз, кА
1	2
Однофазное	5,983
Двухфазное	5,983
Трёхфазное	12,243
Однофазное на землю	12,243

Рассчитаем токи КЗ на шинах 10,5 кВ подстанции Деловой Центр (узел 22). Результаты представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Токи КЗ в узле 22

Вид короткого замыкания	Ikз, кА
1	2
Однофазное	7,394
Двухфазное	10,501
Трёхфазное	21,078
Однофазное на землю	14,447

## 6 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

В процессе проектирования электрической части подстанций производится выбор следующих токоведущих частей и аппаратов:

- высоковольтных выключателей, разъединителей и другой коммутационной аппаратуры (выключателей нагрузки, короткозамыкателей, отделителей и т.п.) для всех основных цепей;
- измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- сборных шин на всех напряжениях;
- токоведущих частей (шин), связывающих основное оборудование с распределительными устройствами и основными аппаратами;
- силовых кабелей;
- устройств для защиты от перенапряжений.

Выбранные токоведущие части и электрические аппараты должны обеспечивать надёжную работу электроустановок не только в нормальном режиме, но и в аварийном. При выборе следует учитывать конкретные условия, а именно: географическое расположение электростанции, т.е. климатические условия, род установки (наружный или внутренний). В РУ 35 кВ и выше целесообразно устанавливать однотипное оборудование, хотя отдельные аппараты могут отличаться своими параметрами.[1]

Рассчитываем время отключения выключателей, учитывая степень селективности:

$$t_{откл} = T_a + t_{откл.выкл} + \Delta t ,$$

где  $T_a$ - постоянная затухания;

$t_{откл.выкл}$  - собственное время отключения выключателя;

$\Delta t$  - степень селективности.

Таблица 29 - Время отключения выключателей

№ выключателя	$\Delta t$ , с	$T_a$ , с	$t_{откл.выкл}$ , с	$t_{откл}$ , с
1	2	3	4	5
ОРУ 110 кВ				
1	2	0,02	0,07	2,14
2	1,5	0,02	0,07	1,64
3	1	0,02	0,07	1,09
ОРУ 10 кВ				
4	1,5	0,01	0,03	1,54
5	1	0,01	0,03	1,04
6	0,5	0,01	0,03	0,54

### 6.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя (предварительно);
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

Выбор выключателей 110 кВ на подстанции «Деловой Центр».

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем элегазовые выключатели наружной установки ОРУ 110 кВ.

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_{к1} = I_{кз}^2 \cdot t_{откл}; \quad (25)$$

$$B_{\kappa 1} = 12,247^2 \cdot 2,14 = 320,976 \text{ MA}^2\text{c}.$$

Выбираем элегазовые выключатели наружной установки ОРУ 110 кВ.

Таблица 30 – Выключатель ВГТ-110-12,5/630У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
1	2	3
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{макс} = 143 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
$I_{П0} = 12,247 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{П0} < I_{вкл}$
$i_y = 21,028 \text{ кА}$	$i_{пр.с.} = 102 \text{ кА}$	$I_{П0} < i_{пр.с.}$
$i_{ат} = 12,247 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 40 \text{ кА}$	$I_{П0} < I_{откл.н}$
$i_{аном} = 38,546 \text{ кА}$	$i_{пр.с.} = 102 \text{ кА}$	$i_{аном} \geq i_{ат}$
$B_{\kappa 1} = 320,976 \text{ MA}^2\text{c}$	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 4800$	$B_{\kappa} < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Выключатель ВГТ-110-12,5/630У1 (Выключатель элегазовый трехполюсный наружной установки со встроенными трансформаторами тока) предназначен для коммутации электрических цепей переменного тока в нормальных и аварийных режимах в условиях умеренного и холодного климата. Привод пружинный ППрК. Диапазон рабочих температур от -55 до +55°C. [1]

На низкой стороне выбираем КРУ серии TEL выкатного типа. Модуль КРУ - это минимальная совокупность оборудования, установленного в шкафу и выполняющие определённые функции. Состыкованные друг с другом модули формируют сборные шины в пределах шкафа КРУ. В помещении распределительного пункта осуществляется стыковка шкафов КРУ, что позволяет образовать магистрали сборных шин в пределах подстанции.

Выбор выключателей:

Выбираем вакуумные выключатели наружной установки ОРУ 10 кВ.

Таблица 31 – Выключатель ВВ/TEL-10-20/1000-У3

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
1	2	3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{макс} = 170 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
$I_{П0} = 21,078 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{П0} < I_{вкл}$
$i_y = 33,725 \text{ кА}$	$i_{пр.с.} = 80 \text{ кА}$	$I_{П0} < i_{пр.с.}$
$i_{ат} = 0,043 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{П0} < I_{откл.н}$
$i_{аном} = 22,578 \text{ кА}$	$i_{пр.с.} = 80 \text{ кА}$	$i_{аном} \geq i_{ат}$
$B_{к1} = 684,194 \text{ МА}^2\text{с}$	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 4000$	$B_{к} < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Выключатель ВВ/TEL-10-20/1000-У3 (вакуумный) предназначен для работы в КРУ и КСО внутренней и наружной установки класса напряжения до 10 кВ трехфазного переменного тока 50 Гц для систем с изолированной и заземленной нейтралью. Выключатель снабжен пофазным электромагнитным приводом с “магнитной защелкой”. Диапазон рабочих температур от -25 до +50°C.

Таблица 32 – Технические характеристики КРУ/TEL

Параметры	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток сборных шин, А	400
Номинальный ток главных цепей, А	400

Параметры	Значение
1	2
Номинальный ток отключения выключателя, кА	16
Ток электродинамической стойкости, кА	41
Ток термической стойкости, кА	16
Время протекания тока термической стойкости:	
для главной цепи	3
для цепей замыкания	1
Номинальное напряжение вспомогательных цепей, В	До 220
Допустимое отклонение напряжения вспомогательных цепей	-15..+10%

На отходящие линии и вводы выбираем *Модуль №1*.

*Модуль №9* – модуль содержащий трансформатор напряжения и ОПН.

*Модуль №6 и 7* – модуль секционного выключателя и модуль секционного разъединителя.

*Модуль №9* – модуль для трансформатора собственных нужд.

Выкатные элементы (ВЭ) предназначены для коммутации электрических цепей в нормальных и аварийных режимах в шкафах комплексных распределительных устройств.

ВЭ предназначен для использования в шкафах КРУ серий К-59, К-104, КМ-1М и другие. Выбираем серию К-59.

Таблица 33 – Технические характеристики ВЭ серии ВЭ/TEL

Параметры	Значение
1	2
Применяемый тип выключателя	ВВ/TEL-10-20/1000-У3
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее напряжение, кВ	12

Параметры	Значение
1	2
Номинальный ток, А	1000
Коммутационный ресурс, ВО	
При $I_{ном}$	50000
При $I_{откл.ном}$	100
Габаритные размеры, мм	
Высота	1158
Ширина	640
Глубина	626
Масса, не более, кг	112

Устройство ВЭ:

- сборная металлоконструкция;
- узел фиксации ВЭ;
- узел электромеханической блокировки и ручного отключения ВВ;
- узел дополнительной фиксации;
- устройство для заземления;
- ошиновка главной цепи с розеточными контактами;
- жгуты вторичных цепей;
- вакуумный выключатель;
- блок управления.

## 6.2 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1 кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному исполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.[3]

Таблица 34 – Разъединитель РНД(3)-110/1000УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
1	2	3
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{макс} = 143 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
$i_y = 21,028 \text{ кА}$	$i_{пр.с.} = 31,5 \text{ кА}$	$I_y < i_{пр.с.}$
$B_{к1} = 320,976 \text{ МА}^2\text{с}$	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 6400$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Разъединители укомплектованы приводом с электродвигателем на постоянном токе (ПД-14П УХЛ1).

## 6.3. Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи:

- при  $U_{ном} \geq 220 \text{ кВ}$ , а также в цепях генераторов – в три фазы (схема звезда);

- при  $U_{ном} \leq 110 \text{ кВ}$  – в две фазы (схема неполной звезды);

- в трёхпроводных установках при равномерной нагрузке фаз – в одну фазу (цепи трёхфазных двигателей).

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Таблица 35 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_{ном}, \text{кВ}$	$l, \text{м}$
1	2
110	60-75
10	10

Принимаем кабель АКРНГ с жилами сечением  $4 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q}; \quad (26)$$

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом}$$

Таблица 36 – Трансформатор тока ТВ-110Ш-1500/5 У2

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
1	2	3
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 178 \text{ А}$	$I_{1ном} = 750 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2P} = 0,73 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2P} < Z_{2ном}$
$i_y = 9,057 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 212 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 29,774 \text{ МА}^2\text{с}$	$I_{mn}^2 \cdot t_{mn} = 39,2^2 \cdot 3 = 4610$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Т.к. индуктивное сопротивление вторичных цепей мало, то можно считать  $Z_2 = r_2$ .

$$Z_{2P} = r_{приб} + r_{пр} + r_k, \quad (27)$$

где  $r_{приб}$  – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток приборов;

$r_{пр}$  – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$r_k$  – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2} \quad (28)$$

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

Для определения  $S_{приб}$  составим таблицу приборов, подключённых к данному ТТ.

Таблица 37 – Приборы, подключаемые к ТВ-110Ш-1500/5 У2

Прибор	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность, ВА
1	2	3	4
Амперметр	Э-350	1,5	0,5
Ваттметр	Д-345	1,5	0,5
Варметр	Д-345	2,5	0,5
Итого:			1,5

$$Z_{2P} = 0,1 + 0,53 + 0,1 = 0,73 \text{ Ом}$$

Аналогично выбираем остальные трансформаторы тока.

КРУ 10 кВ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{тр}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,071 \text{ Ом}$$

$$Z_{2P} = 0,071 + 0,26 + 0,1 = 0,431 \text{ Ом}$$

Таблица 38 – Приборы, подключаемые к ТОЛ-6-1

Прибор	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность, ВА
1	2	3	4
Амперметр	Э-350	1,5	0,5
Ваттметр	Д-345	1,5	0,5
Варметр	Д-345	2,5	0,5
Итого:			1,5

Таблица 39 – Трансформатор тока ТШЛП-10-1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
1	2	3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 746 \text{ А}$	$I_{1ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 0,431 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 35,96 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 100 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 18,64 \text{ МА}^2\text{с}$	$I_{ТН}^2 \cdot t_{ТН} = 20^2 \cdot 3 = 1200$	$B_k < I_{ТН}^2 \cdot t_{ТН}$

#### 6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.[1]

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

РУ 110 кВ.

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 110 кВ.

Устанавливаем электронные счетчики ДЕЛЬТА.

Таблица 40 – Вторичная нагрузка ТН на ВН

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
1	2	3	4	5	6
Ваттметр	Д335	1,5	2	3	9
Варметр	Д335	1,5	2	3	9

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
1	2	3	4	5	6
Вольтметр	Э335	2	1	3	6
Вольтметр регистрирующий	H-394	10	1	2	10
Счётчик активной энергии	DAN 14 04	8	2	3	48
Счётчик реактивной энергии	DRN 14 04	8	2	3	32
Итого					140

В КРУ 10 кВ устанавливаем ТН НОМ-10-66У2

Таблица 41 – Трансформатор напряжения НОМ-10-66У2

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
1	2	3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2p} = 250 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 630 \text{ ВА}$	$S_{2p} < S_{2н}$

### 6.5 Выбор и проверка токоведущих частей

В закрытых РУ 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Номинальный ток:

$$I_{ном} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (29)$$

$$I_{ном} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443,4 \text{ A}$$

Выбираем алюминиевые шины прямоугольного сечения марки АД0:

$$S = 800 \text{ мм}^2$$

$$I_{дон} = 1480 \text{ A}$$

Проверка по термостойкости исходя из данных КЗ:

$$I_{п0} = 21,078 \text{ кА};$$

$$i_y = 33,725 \text{ кА};$$

$$T_a = 0,02 \text{ с};$$

Тепловой импульс тока КЗ.:

$$B_{к1} = 21,078^2 \cdot 1,54 = 684,194 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{мин} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (30)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{684,194 \cdot 10^3}}{90} = 9,191 \text{ мм}^2$$

где  $C = 90$  принимаю по табл. 3.14 [18].

$$q_{\min} < S.$$

Проверка шин на электродинамическую стойкость.

Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникнет. В большинстве практически применяемых конструкций шин эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ не требует проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

Момент сопротивления вертикально стоящих жестких шин определяется по формуле:

$$J = \frac{h^2 \cdot b}{6} \tag{31}$$

$$J = \frac{0,5^2 \cdot 3}{6} = 0,125 \text{ см}$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шины превысит 200 Гц:

$$l = \frac{173,2}{30} \cdot \sqrt{\frac{J}{2 \cdot q}} \quad (32)$$

$$l = \frac{173,2}{30} \cdot \sqrt{\frac{0,125}{3,14}} = 1,15 \text{ м};$$

Следовательно, длина пролета должна быть менее 1,15 м.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\phi}^2}{a_3} \quad (33)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{33725^2}{1,82} = 108,241 \text{ Н / м}$$

где  $a_3$  - расстояние между фазами.

Напряжение в материале шины, возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого ( $\sigma_{\text{доп}}$  для материала шины марки АО = 82 МПа), определим это напряжение:

Шины механически прочны, если  $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$ :

$$\sigma_{\phi} = \frac{f \cdot l_{\text{np}}^2}{6 \cdot J}; \quad (34)$$

$$J_{\phi} = \frac{h \cdot b^2}{6}$$

$$J_{\phi} = \frac{0,5 \cdot 3^2}{6} = 0,75;$$

$$\sigma_{\phi} = \frac{108,241 \cdot 1,8^2}{6 \cdot 0,75} = 77,934 \text{ МПа};$$

Напряжение не превышает допустимого  $\sigma_{\text{доп}}=82$  МПа, следовательно, шины механически прочны.

В РУ 110 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС; гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

по экономической плотности тока

$$j = \frac{T}{S}, \tag{35}$$

по длительно допустимому току

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}}$$

по термическому действию тока КЗ

$$\theta_K \leq \theta_{K\text{доп}} \text{ или } q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \tag{36}$$

где  $q_{\text{min}}$  – минимальное сечение провода,

$C$  – рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_K - A_H} = \text{const}, \quad (37)$$

можно принять:

для медных шин и кабелей –  $C = 165$ ;

для алюминиевых шин и кабелей –  $C = 91$ ;

для стальных шин –  $C = 70$ ;

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 35 кВ – 1,5 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 8000 МВА для напряжения 110 кВ

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

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания

$$Q_{к.расч} \leq Q_{к.доп}, \quad (38)$$

установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания;

голые медные шины -  $Q_{к.доп} = 300 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

голые алюминиевые шины -  $Q_{к.доп} = 200 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

голые стальные шины -  $Q_{к.доп} = 400 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

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

Наибольший рабочий ток на шинах 110 кВ равен 143 А.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС-185, допустимый ток которых  $I_{доп} = 510 \text{ А}$ , диаметр провода  $d = 11,4 \text{ мм}$ .

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

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{доп} = 4,9 \text{ кА}$$

$$I_{МАХ} = 330,7 \text{ А}$$

$$I_{МАХ} < I_{доп}$$

Проверка на термическое действие тока КЗ:

$$q_{min} = 32,67, q = 240, q_{min} < q$$

Проверка по условиям короны:

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0,$$

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

$$E_0 = 30,3m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (39)$$

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

$r_0$  - радиус провода,

$$r_0 = 0,1 \cdot d / 2 \text{ см} \quad (40)$$

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

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{D_{\text{CP}} \cdot r_0 \cdot \lg \frac{\text{ср}}{r_0}}, \quad (41)$$

где  $D_{\text{CP}}$  - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{\text{CP}} = 1,26 \cdot D, \quad D = 300 \text{ см};$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

Начальная критическая напряженность эл. поля:

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

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{5,7}}\right) = 27,958 \cdot \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

Напряженность около поверхности провода:

$$E_0 = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \log\left(\frac{1,26 \cdot D}{r_0}\right)}$$

$$E_0 = \frac{0,354 \cdot 110}{5,7 \cdot \log\left(\frac{1,26 \cdot 11,4}{5,7}\right)} = 17,019 \cdot \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше  $0,9E_0$ .

$$1,07E \leq 0,9E_0,$$

$$1,07 \cdot 17,019 < 0,9 \cdot 27,958,$$

$$18,21 < 25,162;$$

проверка выполнена.

## 6.6 Выбор и проверка изоляторов

Изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке. Проходные изоляторы дополнительно выбираются и по номинальному току.

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

$$F_{расч} \leq 0,6 \cdot F_{разр} = F_{доп} ; \quad (42)$$

При выборе по напряжению должно соблюдаться условие:

$$U_{из.ном} \geq U_{уст.ном} ; \quad (43)$$

При выборе изоляторов:

$$I_{р.мах} \leq I_{изм.ном} ; \quad (44)$$

Выбираем опорные изоляторы ОСК-10-110-Г-02-ЗУХЛ1

$$F_{разр} = 6000 \text{ Н} , \text{ высота изолятора } H_{изол} = 1220 \text{ мм}$$

Проверка на механическую прочность.

Максимальная сила действующая на изгиб:

$$F_{изг} = 1,62 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (45)$$

$$F_{изг} = 1,62 \cdot \frac{33725^2 \cdot 1,8}{1,82} \cdot 10^{-7} = 182,23 \text{ Н}$$

Поправка на высоту коробчатых шин

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = 1,0164;$$

где  $K_h$ - поправочный коэффициент на высоту шины, при расположении шин плашмя,  $K_h = 1$ ,

Проверяем изолятор на механическую прочность:

$$F_{расч} = 0.5 \cdot F_u; \quad (46)$$

$$F_{расч} = 0.5 \cdot 108,63 = 54,315 \text{ Н} < 0.6 \cdot F_{разр} = 3600 \text{ Н}.$$

### 6.7 Выбор и проверка ячеек КРУ

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

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

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

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

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

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{Ш}}{U_{ПА}}, \quad (47)$$

где  $U_{Ш}$  - напряжение на шинах;

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

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 107;$$

Общее число элементов:

$$n_0 = \frac{230}{1,75} = 132;$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{дон} = n - n_0; \quad (48)$$

$$n_{дон} = 132 - 107 = 25;$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ас}}{j}; \quad (49)$$

где  $I_{ав}$  - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;  
 $j$  - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{70}{25} = 2,94.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.

$$N=3.$$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК-3

$$46 \cdot N \geq I_{Тмакс}, \quad (50)$$

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

$$I_{Тмакс} = 229 \text{ А};$$

46 - коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 3 = 138 \text{ А};$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{229}{46} = 4,98;$$

Окончательно принимаем СК-5.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_P = \frac{I_{Тмакс}}{N}; \quad (51)$$

$$I_P = \frac{229}{5} = 45,8 \text{ A}$$

Определяем напряжение на аккумуляторе равным 85%. Если принять потерю напряжение в соединительном кабеле – 5%, то напряжение на приводах будет равно. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80-110%, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{II}; \quad (52)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 5 + 20 = 20,75 \text{ A};$$

$$U_{ПЗ} > 2,2 \cdot n_0; \quad (53)$$

$$U_{ПЗ} > 2,2 \cdot 107 = 235,4 \text{ B};$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП 380/260-40/80.

Ток и напряжение подзаряда добавочных элементов:

$$I_{ПЗ\_дон} = 0,05 \cdot 5 = 0,25 \text{ A}$$

$$U_{ПЗ\_дон} = 2,2 \cdot 25 = 55 \text{ B}$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН-3.

Выбор зарядного устройства:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{II}; \quad (54)$$

$$I_3 = 5 \cdot 5 + 20 = 45 \text{ A}$$

$$U_{II3} = 2,75 \cdot n; \quad (55)$$

$$U_{II3} = 2,75 \cdot 132 = 363 \text{ B}$$

Выбираем зарядный агрегат из генератора постоянного тока П-91.

### 6.8 Выбор ОПН

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ЗЕЛ2 123 с классом напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 42.

Таблица 42 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
1	2	3	4	5
110	126	37	10	165

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ЗЕЛ1 12 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 43.

Таблица 43 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
1	2	3	4	5
10	12	12	20	150

### 6.9 Выбор и проверка ТСН

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

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

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

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

В учебном проектировании основные нагрузки можно определить по типовым проектам ПС, по каталогам или ориентировочно принять  $P_{уст}$  при  $\cos \varphi = 0,85$ , тогда расчетная нагрузка:

$$S_{расч} = k_C \cdot \frac{P_{уст}}{\cos \varphi}; \quad (56)$$

где  $k_C = 0,8$  – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности и загрузки;

$P_{уст} = 250$  кВт – ориентировочная установленная активная мощность с. н.

Тогда:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{250}{0,85} = 235 \text{ кВт.}$$

Принимаем два трансформатора ТМ-250/10.

Предельная мощность каждого трансформатора собственных нужд для ПС 110-220 кВ должна быть не более 630 кВА. Все сооружения ОРУ размещены так, чтобы при строительстве и монтаже, а также при ремонтах оборудования, можно было использовать различные грузоподъемные устройства.

Для ревизии трансформаторов предусматривается площадка около трансформаторов с возможностью использования автокранов.

План и разрез ОРУ 110 кВ приводится на чертеже.

## 7 РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Релейная защита (РЗ) – специальные автоматические устройства, предназначенные для выявления, предупреждения и/или автоматического отключения поврежденного электрооборудования.

Релейная защита и автоматика (РЗА) включают в себя комплекс реле различного назначения, которые действуют совместно в заданной последовательности и зависимости друг от друга, т.е. по заданной программе. В устройствах релейной защиты и автоматики реле замыкают или размыкают различные электрические цепи или иным способом скачкообразно изменяют их состояние (например, скачкообразно изменяют их сопротивление), или механически воздействуют на силовые аппараты (выключатели и др.).

Основным назначением релейной защиты является выявление места возникновения короткого замыкания и быстрое автоматическое отключение выключателей поврежденного оборудования или участка сети от остальной, неповрежденной части электрической установки или сети.

Кроме повреждений электрического оборудования, могут возникать такие нарушения нормальных режимов работы, как перегрузка, замыкание на землю одной фазы в сети с изолированными нейтральными, выделение газа в результате разложения масла в трансформаторе или понижение уровня масла в его расширителе и др.. В указанных случаях нет необходимости немедленного отключения оборудования, так как эти явления не представляют непосредственной опасности для оборудования. Поэтому при нарушении нормального режима работы на подстанциях с постоянным обслуживающим персоналом, достаточно дать предупредительный сигнал персоналу подстанции. На подстанциях без постоянного обслуживающего персонала и в отдельных случаях на подстанциях с постоянным обслуживающим персоналом производится отключение оборудования, но обязательно с выдержкой времени.

Именно поэтому вторым назначением релейной защиты является выявление нарушений нормальных режимов работы оборудования и подача

предупредительных сигналов обслуживающему персоналу или отключение оборудования с выдержкой времени.

Воздушные и кабельные линии электропередачи, имея большую протяженность, подвержены повреждениям в большей степени, чем другое электрическое оборудование. Особенно это относится к воздушным линиям, которые подвержены повреждениям от грозových ударов, гололеда, сильного ветра, загрязнения изоляторов и т. п..

Кабельные линии, проложенные в земле, также могут повреждаться из-за ухудшения условий сохранения: замерзание почвы, коррозия оболочек кабеля, осадки почвы, а также при земляных работах.

Указанные выше, и некоторые другие причины повреждений могут вызывать короткие замыкания фаз между собой и на землю. Поэтому для быстрого отключения поврежденных линий они должны быть оборудованы релейной защитой, действующей на отключение.

Требования к релейной защите.

Быстродействие — это свойство релейной защиты, характеризующее скорость выявления и отделения от электроэнергетической системы поврежденных элементов. Показателем быстродействия является время срабатывания защиты — это интервал времени от момента возникновения повреждения до момента отделения от сети поврежденного элемента.

Селективность (избирательность) — свойство релейной защиты, характеризующее способность выявлять поврежденный элемент электроэнергетической системы и отключать этот элемент только ближайшими к нему выключателями. Это позволяет локализовать поврежденный участок и не прерывать нормальную работу других участков сети.

Чувствительность — это свойство, характеризующее способность релейной защиты выявлять повреждения в конце установленной для неё зоны действия в минимальном режиме работы энергосистемы. Другими словами, — это способность чувствовать те виды повреждений и ненормальных режимов, на которые она рассчитана, в любых состояниях работы защищаемой

электрической системы. Показателем чувствительности выступает коэффициент чувствительности, который для максимальных защит (реагирующих на возрастание контролируемой величины) определяется как отношение минимально возможного значения сигнала, соответствующего отслеживаемому повреждению, к установленному на защите параметру срабатывания (уставке).

Надёжность — это свойство, характеризующее способность релейной защиты действовать правильно и безотказно во всех режимах контролируемого объекта при всех видах повреждений и ненормальных режимах для действия при которых данная защита предназначена, и не действовать в нормальных условиях, а также при таких повреждениях и нарушениях нормального режима, при которых действие данной защиты не предусмотрено. Иными словами, надёжность — это свойство релейной защиты, характеризующее ее способность выполнять свои функции в условиях эксплуатации, ремонта, хранения и транспортировки. Основные показатели надёжности — время безотказной работы и интенсивность отказов (количество отказов за единицу времени).

Для того чтобы обеспечить правильную и надежную работу устройств релейной защиты, необходимо периодически производить их проверку. Периодичность проверок устанавливается с учетом ответственности объекта, состояния аппаратуры, квалификации обслуживающего персонала и других факторов, характерных для каждого конкретного случая.

Питание цепей релейной защиты и автоматики осуществляется на постоянном оперативном токе от аккумуляторной батареи 220 В. Устройство РЗА всех элементов ПС за исключением ВЛ-10 кВ, секционного выключателя 10 кВ и ТСН размещается на панелях в здании ОПУ. Защита остальных элементов выполнена с использованием оборудования, поставляемого комплектно с камерами КРУН К-37, из которых комплектуется РУ 10 кВ.

В соответствии с [4] для силового трансформатора 25 МВА должны выполняться защиты: дифференциальная токовая и газовая, которые

используются в качестве основных защит, максимальная токовая защита (МТЗ), используемая в качестве резервной, и защита от перегрузки с действием на сигнал. Также, на подстанции предусматривается АПВ шин, трансформаторов и т. д.

### **7.1 Реализация релейной защиты ПС**

Реализацию защиты ПС проведем на базе шкафа микропроцессорной защиты, разработанной предприятием «ЭКРА», ШЭ1113. Шкаф типа ШЭ1113 является комплексом защит с двумя взаимнорезервируемыми автономными комплектами защит в одном шкафу. Каждый комплект шкафа состоит из двухкассетного терминала.

Для каждой системы защит (каждого терминала) предусматриваются индивидуальные измерительные трансформаторы, отдельные цепи оперативного тока, отдельные входные и выходные цепи, а также цепи сигнализации.

В терминалах реализованы следующие защитные функции:

- продольная токовая дифференциальная защита генератора,  $I\Delta G$ ;
- дифференциальная защита блока генератор-трансформатор,  $I\Delta GT$ ;
- дифференциальная защита трансформатора блока,  $I\Delta TB$ ;
- дифференциальная защита трансформатора собственных нужд,  $I\Delta TCH$ ;
- дифференциальная защита трансформатора системы возбуждения,  $I\Delta BT$ ;
- токовая защита трансформатора,  $IT>$ ;
- максимальная токовая защита генератора,  $I>$ ;
- защита генератора от несимметричных перегрузок,  $I2$ ;
- защита генератора от симметричных перегрузок,  $I1$ ;
- защита ротора от перегрузок,  $IP$ ;
- защита от повышения напряжения генератора,  $UG>$ ;
- защита от повышения напряжения блока генератор-трансформатор,  $UGT>$ ;
- контроль исправности цепей напряжения переменного тока, КИН;

- поперечная токовая дифференциальная защита генератора,  $I\Delta>$ ;
- защита от потери возбуждения,  $\Phi<$ ;
- защита от асинхронного хода без потери возбуждения,  $\Phi Z$ ;
- защита от асинхронного режима,  $\Phi U$ ;
- резервная дистанционная защита от междуфазных повреждений,  $Z<$ ;
- защита обратной мощности, РОБР;
- защита активной мощности, РАКТ;
- защита от изменения частоты,  $F< (F>)$ ;
- защита от перевозбуждения,  $U/F$ ;
- защита ротора от замыканий на землю,  $Re<$ ;
- защиты от замыканий на землю на генераторном напряжении (тип выбирается при проектировании):
  - защита от замыканий на землю обмотки статора генератора  $UN(UO)$ ,
  - защита от замыканий на землю обмотки статора в блоке генератор-трансформатор (с наложением 25 Гц),  $UN(F25)$ ,
  - защита от однофазных замыканий на землю обмотки статора в блоке генератор-трансформатор,  $UN(100)$ ,
  - защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора, работающего на сборные шины (с наложением 25 Гц),  $IN(F25)$ ,
  - защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора, работающего на сборные шины,  $IN>$ ,
  - защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего на сборные шины,  $IN(UN)$ ,
  - защита от замыканий на землю обмотки статора генератора,  $Se(F25)$ ;
  - токовая защита нулевой последовательности от КЗ на землю в сети высшего напряжения,  $I0$ ;
  - защита по напряжению нулевой последовательности от КЗ на землю в сети высшего напряжения,  $U0$ ;
  - орган контроля изоляции со стороны НН блочного трансформатора,  $U0T$ ;

- УРОВ генератора, УРОВ G;
- дистанционная защита от междуфазных повреждений трансформатора собственных нужд на стороне ВН,  $Z < TCH(VH)$ ;
- дистанционная защита от повреждений трансформатора собственных нужд на стороне НН,  $Z < TCH(HH)$ ;
- максимальная токовая защита трансформатора собственных нужд на стороне НН,  $I > TCH(HH)$ ;
- максимальная токовая защита трансформатора собственных нужд на стороне ВН,  $I > TCH$ ;
- токовая отсечка трансформатора собственных нужд,  $I >> TCH$ ;
- резервная защита нулевой последовательности трансформатора собственных нужд,  $I0TCH$ ;
- защита от частичного пробоя изоляции высоковольтных вводов (500 кВ и более) повышающего трансформатора, КИВ.

Кроме того, для обеспечения дополнительных защитных функций терминал содержит следующие органы:

- измерительные органы максимального (ИО  $I >$ ) и минимального (ИО  $I <$ ) тока;
- измерительные органы максимального (ИО  $U >$ ) и минимального (ИО  $U <$ ) напряжения;
- реле тока обдува трансформатора,  $I0(ROT)$ ;
- частотно-независимый максимальный орган тока,  $I >(f)$ ;
- частотно-независимый минимальный орган тока,  $I <(f)$ ;
- частотно-независимый максимальный орган напряжения,  $U >(f)$ ;
- частотно-независимый минимальный орган напряжения,  $U <(f)$ ;
- устройство контроля синхронизма, КС.

## 7.2 Расчет защиты силовых трансформаторов

При выполнении РЗ, как правило, учитываются следующие виды повреждений и ненормальных режимов работы понижающих трансформаторов и автотрансформаторов[1]:

- многофазные замыкания в обмотках и на выводах;
- однофазные замыкания в обмотках и на выводах;
- внешние КЗ;
- повышение напряжения на неповреждённых фазах;
- перегрузка обмоток;
- возгорание масла;
- понижение уровня масла;
- «пожар» стали магнитопровода.

### 7.2.1 Дифференциальная токовая отсечка

Определяем номинальные токи трансформатора по формуле:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.т}} \quad (57)$$

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:

$$n_m = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{5} \quad (58)$$

где  $K_{сх}$  – коэффициент схемы, зависящий от схемы соединения трансформаторов тока; 1,732 для треугольника и 1 для звезды.

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора:

$$I_{2ном} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{n_m} < 5A$$

Расчет сводим в таблицу 44.

Таблица 44 - Результаты расчета вторичных токов в плечах защиты

Наименование величины	Численное значение для стороны	
	110 кВ	10 кВ
1	2	3
Первичные номинальные токи трансформатора, А	131,216	1443
Коэффициенты трансформации трансформаторов тока, $k_I$	250/5	1500/5
Схемы соединения трансформаторов тока	$\Delta$	Y
Вторичные токи в плечах защиты, А	4,545	4,81

Максимальный первичный ток, приведённый к стороне высшего напряжения, проходящий через трансформатор при трёхфазном КЗ на шинах 10 кВ:

$$I_{10}^{110} = I_{кбмакс}^{(3)} \cdot n_m \tag{59}$$

где  $I_{кбмакс}^{(3)}$  - ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ;

$n_m$  - коэффициент трансформации.

$$I_{10}^{110} = 21,078 \cdot \frac{10}{110} = 1,916 \text{ кА}$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирается из двух условий:

- отстройки от броска апериодического тока намагничивания

$$I_{с.з} = (3 \div 5) \cdot I_{ном} \quad (60)$$

- отстройки от максимального тока небаланса

$$I_{с.з} = k_n \cdot I_{нб.макс} \quad (61)$$

где  $k_n = 1,5$

$$I_{нб.макс} = I_{нб.тт} + I_{нб.рег.макс} + I_{нб.комт.макс} \quad (62)$$

$$I_{нб.тт} = k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_K^{(3)} \quad (63)$$

где  $k_{одн}$  - коэффициент, учитывающий неоднотипность трансформаторов тока в схеме защиты;

$\varepsilon = 0,1$  - погрешность трансформаторов тока;

$k_a$  - коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в токе КЗ.

$$I_{\text{нб.рег.макс}} = \frac{\Delta U_{\%}}{100} \cdot I_k \quad (64)$$

$$I_{\text{нб.компл.макс}} = \frac{I_{2\text{в.ном}} - I_{2\text{н.ном}}}{I_{2\text{в.ном}}} \cdot I_K^{(3)} \quad (65)$$

Чувствительность защиты определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_k^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 2 \quad (66)$$

$$I_{\text{нб.макс}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{16,02}{100} + \frac{|4,545 - 4,81|}{4,545}) \cdot 1916 = 801,9 \text{ A}$$

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot 801,9 = 1042 \text{ A}$$

Отстройка от бросков тока намагничивания:

$$I_{\text{с.з}} = 5 \cdot 131,216 = 656,08 \text{ A}$$

Принимаем большее значение; т. е.  $I_{\text{с.з}} = 1042 \text{ A}$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1,916}{1,042} = 1,838 \geq 2$$

Рассматриваемая защита имеет достаточную чувствительность и может быть использована для защиты трансформатора.

Определяем ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з}} \cdot K_{\text{сх}}}{n_m} \quad (67)$$

$$I_{c.p} = \frac{1042 \cdot \sqrt{3}}{50} = 36,096 \text{ A}$$

### 7.2.2 Максимальная токовая защита трансформатора

На трансформаторах наряду с защитами, действующими при повреждении в трансформаторе и его соединениях, предусматриваются резервные защиты для действия при внешних КЗ в случае отказа защит или выключателей смежных объектов. Одновременно они являются основными защитами шин, на которые работает трансформатор, если на шина не предусмотрена собственная защита.

Наиболее простой защитой от внешних КЗ является максимальная токовая защита. В тех случаях, когда её чувствительность оказывается недостаточной, применяются более чувствительные максимальные токовые защиты с пуском (блокировкой) по напряжению или токовые защиты обратной и нулевой последовательностей.

При внешних КЗ защита трёхобмоточных трансформаторов должна обеспечивать селективное отключение только той обмотки, которая непосредственно питает место повреждения.

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{c.з} = \frac{k_{зан} \cdot k_{c.з}}{k_g} \cdot I_{p.макс} \quad (68)$$

Проверяем чувствительность МТЗ; она проверяется по минимальному току КЗ в месте установки защиты:

$$k_{ч} = \frac{I_k^{(2)}}{I_{c.з}} \quad (69)$$

Коэффициент чувствительности МТЗ должен быть больше 1,5 для основной зоны защиты и 1,2 – для резервной.

Вторичные уставки защиты:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з} \cdot K_{ex}}{n_m} \quad (70)$$

Выбор времени срабатывания МТЗ:

$$t_{c.з} = t_{c.з.пред} + \Delta t$$

где  $\Delta t$  – ступень селективности.

По этому алгоритму рассчитаем МТЗ на ВН стороне трансформатора.

$$I_{c.з} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,8} \cdot 143 = 429 \text{ A}$$

$$I_{c.p} = \frac{429 \cdot \sqrt{3}}{50} = 14,861 \text{ A}$$

$$k_{ч} = \frac{0,866 \cdot 1,916}{429} = 3,868 > 1,5$$

Определённый коэффициент чувствительности для МТЗ на сторонах имеет достаточную чувствительность и может быть использован для защиты трансформатора.

### 7.2.3 Защита от перегрузки

На подстанциях без обслуживающего персонала защита от перегрузки действует на разгрузку или отключение трансформатора, а на ПС с обслуживающим персоналом защита действует с выдержкой времени на сигнал посредством токового реле, которое устанавливается только в одной фазе,

поскольку перегрузка трансформатора возникает одновременно во всех трёх фазах, т. е. является симметричной.

Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, предусматривается реле времени, обмотки которого должны быть рассчитаны на длительное прохождение тока.

На трансформаторах защита от перегрузки должна устанавливаться таким образом, чтобы она реагировала на перегрузку любой из обмоток.

Руководствуясь этими соображениями, защиту от перегрузки устанавливают только на питающей обмотке.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал):

$$I_{c.з} = \frac{k_{отс}}{k_{г}} \cdot I_{ном} \quad (71)$$

$$I_{c.з} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 131,216 = 172,221 \text{ A}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.р} = \frac{172,221 \cdot \sqrt{3}}{50} = 4,545 \text{ A}$$

Как правило, выдержка времени защиты от перегрузки берётся на ступень селективности больше выдержки времени МТЗ [12], поэтому при установке защиты на стороне высокого напряжения трансформатора имеем:

$$t_{c.з.пер} = t_{c.з.мтз} + \Delta t \quad (72)$$

где  $t_{c.з.мтз} = 2,5$  с - время срабатывания МТЗ, установленной на стороне ВН трансформатора.

В некоторых случаях, выдержка времени берётся в пределах (9÷20) сек. Для отстройки от кратковременных перегрузок предусматриваем реле времени, рассчитанное на длительное прохождение тока в обмотках.

#### **7.2.4 Газовая защита трансформатора**

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты (дифференциальной, токовой отсечки или максимальной токовой защиты со временем действия не более 1с). На трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным. Применение газовой защиты обязательно на внутрицеховых трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 630 кВА и выше независимо от наличия других быстродействующих защит.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора (автотрансформатора) вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора). Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора или автотрансформатора.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов (автотрансформаторов) от внутренних повреждений, а при некоторых опасных повреждениях действует только она, – защиты, контролируемые электрические параметры, обнаружить эти режимы не могут.

К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, неисправности переключателей устройств РПН и ряд других, сопровождающихся местным повышением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака.

Так, пожар в стали развивается в местах нарушения изоляции листов магнитопровода, что может произойти из-за дефектов сборки, под воздействием вибрации трансформатора или по другим причинам. Замыкание между собою листов стали приводит к повышенному нагреву этого участка магнитопровода из-за роста вихревых токов.

Газовая защита осуществляется с помощью специальных газовых реле, которые подразделяются на поплавковые, лопастные и чашечные.

Газовое реле устанавливается на маслопроводе, соединяющем бак трансформатора (автотрансформатора) и расширитель. Маслопровод должен иметь подъем к горизонту порядка  $1,5 - 2^\circ$ . Под опоры трансформатора со стороны расширителя устанавливаются подкладки для того, чтобы создать подъем крышки трансформатора к горизонту порядка  $1 - 1,5^\circ$ . При слабом газообразовании это обеспечивает концентрацию газа под крышкой трансформатора в месте, где в нее вмонтирован маслопровод, и подъем по нему газа к расширителю. Чтобы газ попадал именно в газовое реле, труба маслопровода развальцована на нижней поверхности крышки, а выхлопная труба заглублена внутрь корпуса на 2-3 сантиметра.

## 8 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ

Территория распределительного устройства ПС как и любое другое сооружение подвержено ударам молнии. Опасные грозовые перенапряжения на подстанционном оборудовании возникают при ударах молнии не только непосредственно в РУ, но и при поражении смежных ЛЭП.

Одним из важнейших условий бесперебойной работы подстанций является обеспечение надежной грозозащиты зданий, сооружений и электрооборудования подстанций.

Правильно выполненная молниезащита надежно защищает объект и тем самым значительно повышает его эксплуатационные показатели. В то же время дополнительные затраты на устройство молниезащиты по сравнению с общими затратами на строительство предприятия, как правило, весьма незначительны (не более 0,5%). Необходимость молниезащиты различных сооружений и установок связана с тем, что при ударах молнии на них оказывается определенное воздействие, представляющее опасность как для самих сооружений, так и для находящихся в них людей.

Аварийное отключение подстанции высокого напряжения приводит к большому народнохозяйственному ущербу, так как от подстанции, как правило, отходит целый ряд линий, питающих большое число потребителей. Авария на подстанции приводит к длительному перерыву в электроснабжении этих потребителей. Положение может существенно осложниться за счет развития аварии на подстанции в системную аварию. Кроме того, время, необходимое для ликвидации аварии на подстанции, особенно при повреждении внутренней изоляции аппаратов, может быть весьма значительным. Поэтому к молниезащите подстанций предъявляются значительно более жесткие требования, чем к молниезащите линий электропередачи и других объектов, и, хотя подстанции имеют небольшие размеры и удары молнии в них довольно редки, необходима гарантированная защита всей территории подстанции от прямых ударов молнии.

Система молниезащиты разрабатывается по рекомендациям «Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений РД 34.21.122-99». ПС «Деловой Центр» входит в зону защиты А с надёжностью не ниже 0,995 для заземлённых объектов.

Расчёт зоны защиты, образованной стержневыми молниеотводами одинаковой высоты.

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (73)$$

где  $h$  – высота молниеотвода, м (принимается равной 19 м);

Радиус защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (74)$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами:

$$h_{c.z} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (75)$$

Ширина зоны защиты в середине между молниеотводами на уровне земли:

$$r_{c.0} = r_0, \text{ если } h < L \leq 2h \quad (76)$$

$$r_{c.0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot h)}{h}\right), \text{ если } 2h < L \leq 4h \quad (77)$$

Ширина зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте, равной высоте защищаемого объекта  $h_x$ :

$$r_{c.x} = r_0 \cdot \left( \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} \right) \quad (78)$$

Радиус зоны защиты на высоте, равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (79)$$

Результаты расчёта зон защиты стержневых молниеотводов приведены в таблице 45.

Таблица 45 – Зоны защиты молниеотводов ПС Деловой Центр

№	h <sub>1</sub> , м	h <sub>2</sub> , м	L, м	h <sub>ср</sub> , м	r <sub>01</sub> , м	r <sub>02</sub> , м	r <sub>x1</sub> , м	r <sub>x2</sub> , м	r <sub>c0</sub> , м	r <sub>сх</sub> , м	h <sub>x</sub> , м	
1	2	19	19	30	14,22	20,18	20,18	10,81	10,81	20,18	9,53	7,5
1	3	19	19	30	14,22	20,18	20,18	10,81	10,81	20,18	9,53	7,5
3	5	19	19	30	14,22	20,18	20,18	10,81	10,81	20,18	9,53	7,5
2	4	19	19	30	14,22	20,18	20,18	10,81	10,81	20,18	9,53	7,5
4	3	19	19	30	14,22	20,18	20,18	10,81	10,81	20,18	9,53	7,5
4	6	19	19	30	14,22	20,18	20,18	10,81	10,81	20,18	9,53	7,5
5	6	19	19	30	14,22	20,18	20,18	10,81	10,81	20,18	9,53	7,5

Расстановка молниеотводов и заземление ПС «Деловой Центр» показана на рисунке 9

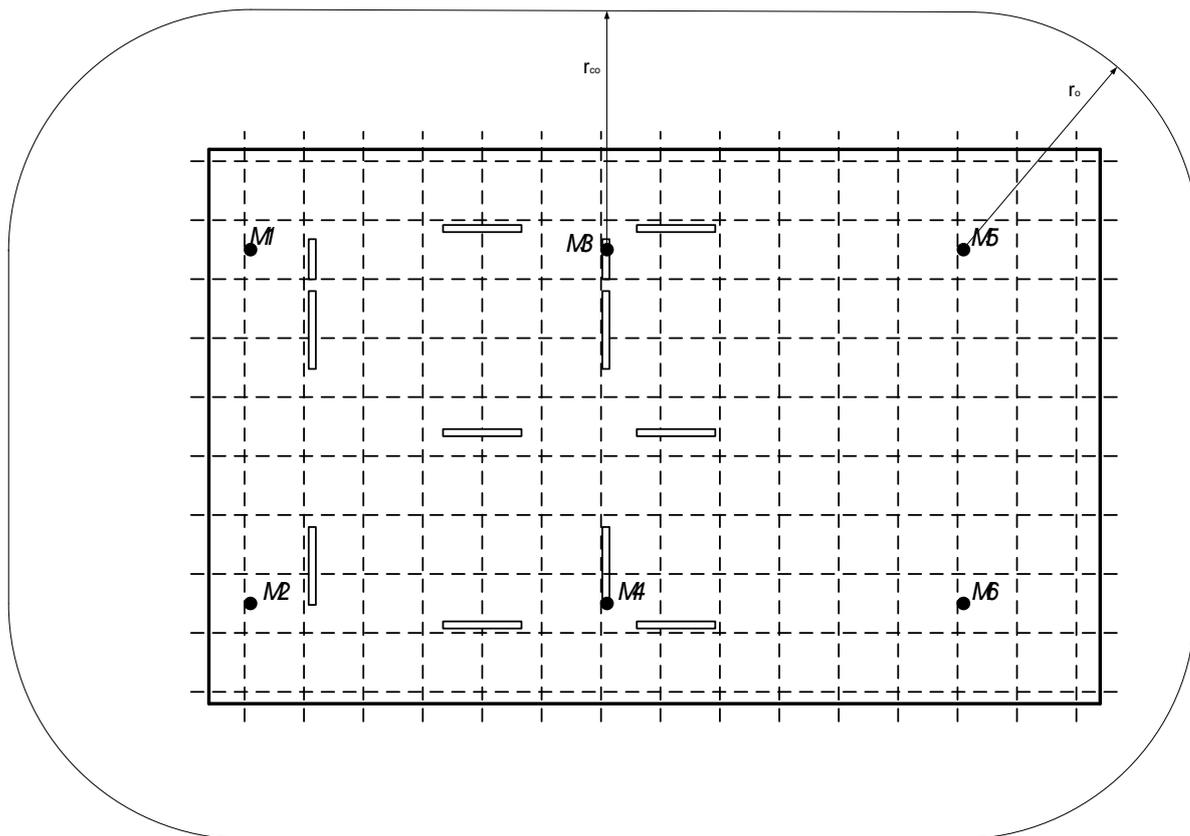


Рисунок 8 – Молниезащита и заземление ПС «Деловой Центр»

## 8.1 Расчёт заземления подстанции

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции должны быть надёжно соединены с землёй.

По назначению заземление делится на защитное и рабочее.

Защитное заземление – преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания на корпус и по другим причинам (индуктивное влияние соседних токоведущих частей, вынос потенциала, разряд молнии и т. п.).

Рабочее заземление — преднамеренное соединение с землей отдельных точек электрической цепи, например нейтральных точек обмоток генераторов, силовых и измерительных трансформаторов, дугогасящих аппаратов, реакторов поперечной компенсации в дальних линиях электропередачи, а также фазы при использовании земли в качестве фазного или обратного провода. Рабочее заземление предназначено для обеспечения надлежащей работы электроустановки в нормальных или аварийных условиях и осуществляется непосредственно (т. е. путем соединения проводником заземляемых частей с заземлителем) или через специальные аппараты — предохранители, разрядники, резисторы и т. п..

Для выполнения всех заземлений используют одно заземляющее устройство. Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители.

В качестве естественных заземлителей используются водопроводные трубы, металлические трубопроводы, проложенные в земле, за исключением трубопроводов горючих жидкостей и газов; металлические и ж/б конструкции зданий и т. п..

В качестве искусственных заземлителей применяют прутковую круглую сталь диаметром не менее 10 мм, полосовую сталь толщиной не менее 4 мм и сечением не менее 48 мм<sup>2</sup>.

Количество заземлителей определяется расчётом в зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства или допустимого напряжения соприкосновения. Размещение искусственных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади подстанции. Для этого на территории ОРУ прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, т. е. образуется заземляющая сетка, к которой присоединяется заземляемое оборудование.

Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ сети выполняются с учётом сопротивления  $R_3 \leq 0,5$  Ом или допустимого напряжения прикосновения.

На ПС предусматривается защитное заземление, обеспечивающее защиту обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения к металлическим частям, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции. В качестве искусственных заземлителей применяются вертикальные или горизонтальные стальные стержни или полосы. Размещение горизонтальных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. На территории открытого РУ прокладывают заземляющие полосы на глубине 0,5 – 0,7 м вдоль рядов оборудования со стороны обслуживания на расстоянии 0,8 – 0,1 м.

Заземляющая сетка должна выходить на 1,5 м за пределы территории ПС.

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (80)$$

где  $A = 75$  м – ширина территории ОРУ, м

$B = 47$  – длина территории ОРУ, м.

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{pz}}{400 \cdot \beta}}, \quad (81)$$

где  $I_{K3}$  - ток короткого замыкания;

$t_{pz}$  - время срабатывания релейной защиты, с;

$\beta$  - коэффициент термической стойкости (для стали  $\beta = 21$ ).

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (D_{np} + S_{cp}); \quad (82)$$

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (83)$$

где  $T$  - время использования заземлителя, с;

$a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  - коэффициенты, зависящие от грунта.

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$F_{m.n} \geq F_{кор} + F_{m.c} \quad (84)$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_2 = \frac{A + 2 \cdot 1,5}{l_{n-n}} \cdot (B + 2 \cdot 1,5) + \frac{B + 2 \cdot 1,5}{l_{n-n}} \cdot (A + 2 \cdot 1,5) \quad (85)$$

где  $l_{n-n}$  - расстояние между полосами сетки, м;

Уточняем длину горизонтальных полос, при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ . В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} - 1 \quad (86)$$

Длина горизонтальных полос в расчётной модели:

$$L_2 = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (87)$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_g = \frac{4\sqrt{S}}{\frac{a}{l_g} \cdot l_g} - 1 \quad (88)$$

где  $a$  - расстояние между полосами сетки, м;

$l_g$  - длина вертикальных электродов, м.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{cm} = \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_g \cdot l_g} \right) \quad (89)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта, м;

$A$  – параметр, зависящий от соотношения  $\frac{l_g}{\sqrt{S}}$ , из [14].

Определение импульсного сопротивления заземлителя. Для этого определим импульсный коэффициент

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (90)$$

где  $I_m$  – ток молнии, кА;

$$R_u = R_{cm} \cdot \alpha_u \quad (91)$$

Полученное значение  $R_u$  должно быть не более 0,5 Ом; в противном случае необходимо провести мероприятия для его снижения. К ним относятся изменение длины вертикальных электродов, расстояния между ними, количества вертикальных электродов и расстояния между полосами сетки.

Рассчитаем стационарное и импульсное сопротивление ОРУ 110 кВ ПС «Деловой Центр».

Геометрические размеры ПС:  $A = 75$  м;  $B = 47$  м.

Так как грунт состоит из глины и суглинков, то  $\rho = 50$  Ом·м.

Ток короткого замыкания  $I_k = 12,247$  кА

Время срабатывания релейной защиты  $t_{pz} = 0,6$  с.

Ток молнии  $I_m = 60$  кА.

Время эксплуатации заземлителя  $T = 240$  мес.

Коэффициенты, зависящие от грунта согласно [14]:

$$a_k = 0,005$$

$$b_k = 0,0031$$

$$c_k = -0,041$$

$$\alpha_k = 0,243$$

Площадь под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) = 3900 \text{ м}^2$$

В качестве горизонтальных проводников принимаем прутковую сталь диаметром 16 мм.

Проверим сечение проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{p3}}{400 \cdot \beta}},$$

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{12,247^2 \cdot 0,6}{400 \cdot 21}} = 103,5 \text{ мм}^2$$

Проверим сечение проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,0031 \cdot \ln^2 240 - 0,041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 0,935 \text{ мм}^2$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,935 \cdot (16 + 0,935) = 49,718 \text{ мм}^2;$$

Проверим выбранное сечение по термической и коррозионной стойкости:

$$F_{m.n} = \frac{\pi \cdot D_{np}^2}{4} = 201,062 \text{ мм}^2$$

$$F_{m.n} \geq 49,718 + 103,5 = 153,218 \text{ мм}^2$$

условие выполняется.

В качестве вертикальных проводников принимаем стальные прутки.

Длина прутка  $l_b = 6 \text{ м}$ .

Расстояние между полосами заземлителя  $l_{п-п} = 5$  м.

Расстояние между вертикальными электродами  $a = 5$  м.

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_2 = \frac{75 + 2 \cdot 1,5}{5} \cdot (47 + 2 \cdot 1,5) + \frac{47 + 2 \cdot 1,5}{5} \cdot (75 + 2 \cdot 1,5) = 1560 \text{ м}^2$$

Представим площадь ПС квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ .

Определяем число ячеек:

$$m = \frac{1560}{2\sqrt{3900}} - 1 = 11,49.$$

Принимаем  $m = 12$ .

Длина горизонтальных полос в расчётной модели:

$$L = 2\sqrt{3900} \cdot (12 + 1) = 1624 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_в = \frac{4\sqrt{3900}}{\frac{5}{6} \cdot 6} = 49,96$$

Принимаем  $n_в = 50$ .

По [1] принимаем  $A = 0,37$ .

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_{ст} = 50 \cdot \left( \frac{0,37}{\sqrt{3900}} + \frac{1}{1624 + 50 \cdot 6} \right) = 0,322 \text{ Ом}$$

Определим импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3900}}{(50 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,553.$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = 0,322 \cdot 1,553 = 0,5 \text{ Ом}$$

По результатам расчёта можно сделать вывод, что полученные значения сопротивлений соответствуют ПУЭ.

## 9 РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ

### 9.1 Оценка режимной надежности

Для выполнения главной функции ЭС, т.е. обеспечения качества и надежности электроснабжения потребителей, суммарный уровень мощности генерирующих агрегатов (располагаемой мощности энергосистемы) должен быть не менее прогнозируемого максимума нагрузки. При равенстве указанных мощностей любое снижение располагаемой мощности или увеличение нагрузки приводит к дефициту мощности и недоотпуску электроэнергии потребителям.

Для расчёта режимной надёжности необходимо сформировать вероятностную модель энергосистемы. Элементами энергосистемы представляются генерирующая часть и нагрузка. Для энергосистемы формируется ряд распределения различных ее состояний (бездефицитной работы или дефицита генерируемой мощности).

После этого проводится определение величины показателей надежности: коэффициента надежности ( $\alpha$ ) и коэффициента бездефицитной работы ( $K_{БД}$ ), сравнение их с нормативными значениями и делается вывод о необходимости введения резерва. Введение резерва предполагает увеличение мощности генерирующей части.

Для формирования вероятностной модели и дальнейшего анализа показателей надежности будем использовать данные суммарной мощности нагрузки энергосистемы, параметры этой нагрузки по периодам года, продолжительность периодов годового графика нагрузки, суммарная мощность генерирующей части энергосистемы, параметры однотипных генераторов.

Суммарную мощность нагрузки энергосистемы находим путём суммирования всех нагрузок, а точнее воспользуемся эквивалентом нагрузки  $P_H = 276,3$  МВт.

Разделим генераторы на всех электростанциях в энергосистеме на три группы и примем следующие параметры генераторов (таблица 46). При этом величина суммарной мощности генераторов  $P_G = 280$  МВт. В таблице 46

представлена информация о номинальной мощности генераторов каждой группы, количестве генераторов в каждой группе, коэффициенте вынужденного простоя, который определяется как вероятность того, что генератор будет неработоспособен в произвольно выбранный момент времени в промежутках между плановыми ремонтами и длительности плановых ремонтов.

Таблица 46 - Параметры однотипных генераторов по группам

Номер группы генераторов	Мощность $P_G$ , МВт	$n_i$ , шт.	Коэффициент вынужденного простоя $K_{Bi}$ , о.е.	Длительность плановых ремонтов $t_{Pi}$ , мес.
1	2	3	4	5
1	60	1	0,008	0,3
2	110	2	0,008	0,6

В таблице 47 приведена информация о продолжительности периодов годового графика нагрузки.

Таблица 47 – Продолжительность периодов годового графика нагрузки

Длительности периодов $t_j$ (месяцев)/ $d_j$ (дней)	
1	2
Зимний $t_1/d_1$	Летний $t_2/d_2$
8/243	4/122

### 9.1.1 Формирование вероятностной модели нагрузки

На данном этапе необходимо перейти от событийной модели нагрузки к вероятностной модели в виде ряда распределения случайной величины. Для этого на основе суточных графиков определяется продолжительность действия каждой нагрузки в год  $t_i(P_{ni})$ , и строится годовой график нагрузки энергосистемы. Случайной величиной будет являться та или иная мощность

нагрузки, возникающая на определенном участке годового графика нагрузки. Ряд распределения случайной величины предполагает упорядоченное описание случайной величины в форме таблицы, где пронумерованы состояния нагрузки (номера ступеней графика нагрузки).

Статистические вероятности состояний определяем по формуле:

$$K_H^{P_{Hi}} = \frac{t_i(P_{Hi})}{8760}, \quad (92)$$

где  $i$  – номер ступени графика нагрузки;

$t_i(P_{Hi})$  – продолжительность действия нагрузки с уровнем  $P_{Hi}$  в год.

В общем виде вероятностная модель представляется рядом распределения нагрузки:

$$K_H = \sum_{i=1}^N K_H^{P_{Hi}}, \quad (93)$$

где  $N$  – количество интервалов, соответствующих количеству разных ступеней графика нагрузок  $P_{Hi}$ .

Для упрощения расчётов воспользуемся программой MS Excel.

$$t_1(P_{H1}) = 486 \text{ ч}, \quad t_2(P_{H2}) = 1458 \text{ ч}, \quad t_3(P_{H3}) = 486 \text{ ч},$$

$$\text{при } P_{H1} = 175 \text{ МВт}, \quad P_{H2} = 140 \text{ МВт}, \quad P_{H3} = 131,25 \text{ МВт}.$$

Рассчитаем статистические вероятности данных состояний:

$$K_H^{175} = \frac{486}{8760} = 0,05548;$$

$$K_H^{140} = \frac{1458}{8760} = 0,16644;$$

$$K_H^{131,25} = \frac{486}{8760} = 0,05548.$$

### 9.1.2 Формирование вероятностной модели генерирующей части

Целью данного этапа является формирование вероятностной модели генерирующей части энергосистемы. Для этого каждое из состояний генерирующей части должно быть представлено вероятностью его возникновения, т.е. должен быть составлен ряд распределения генерирующей части.

Каждый из генераторов может находиться лишь в двух состояниях – работоспособном или вынужденном простое. Эти два состояния образуют полную группу событий и, следовательно,  $K_G = 1 - K_B$ , где  $K_G$  – коэффициент готовности,  $K_B$  – коэффициент вынужденного простоя.

Таким образом, сводим решение задачи к построению ряда распределения коэффициентов готовности для генераторов каждой группы. А чтобы построить ряд распределения генерирующей части энергосистемы, нужно определить вероятности состояний генерирующей.

Если в задаче примем для  $i$ -ой группы  $n_i$  – количество агрегатов в группе,  $m_i$  – агрегаты в вынужденном простое;  $(n_i - m_i)$  – агрегаты, находящиеся в работе,  $P_{Gi}$  – номинальная мощность агрегатов  $i$ -ой группы, то коэффициент готовности генераторов  $i$ -ой группы описывается формулой:

$$K_G^{(n_i - m_i)P_{Gi}} = C_n^{m_i} K_G^{(n_i - m_i)} K_B^{m_i}, \quad (94)$$

где  $C_n^{m_i} = \frac{n_i!}{m_i!(n_i - m_i)!}$  – биномиальный коэффициент;

$K_B^{m_i}$  – коэффициент вынужденного простоя  $m_i$  генераторов;

$K_G^{(n_i - m_i)}$  – коэффициент готовности генераторов  $i$ -ой группы.

Вероятностную модель  $i$ -ой группы однотипных генераторов представим в виде алгебраического ряда распределения:

$$K_{\Gamma_i} = K_{\Gamma}^{n_i P_{\Gamma_i}} + K_{\Gamma}^{(n_i-1)P_{\Gamma_i}} + K_{\Gamma}^{(n_i-2)P_{\Gamma_i}} + \dots + K_{\Gamma}^{(n_i-m_i)P_{\Gamma_i}} + \dots + K_{\Gamma}^{(n_i-n_i)P_{\Gamma_i}} .$$

Определяем вероятность состояний генерирующей части для каждой группы генераторов.

Например, для второй группы генераторов при одном генераторе, находящемся в вынужденном простое ( $n_1 = 2$ ,  $m_1 = 1$ ,  $(n_1 - m_1) = 1$ ,  $C_n^{m_1} = 2$ ):

$$K_{\Gamma_1}^2 = C_n^{m_1} \cdot K_{\Gamma}^{(n_1-m_1)} \cdot K_B^{m_1} ;$$

$$K_{\Gamma_1}^2 = 2 \cdot 0,992^1 \cdot 0,008^1 = 0,015872 .$$

Аналогично расчеты проводятся для всех состояний первой группы генераторов и для всех остальных состояний второй группы генераторов.

Перемножаем коэффициенты готовности двух групп генераторов между собой. Результат сводим в таблицу вероятностей состояний генерирующей части энергосистемы.

Сформируем возможные значения мощности генерирующей части. На основе вероятности состояний генерирующей части энергосистемы и значений мощности для каждого из состояний строим ряд распределения.

Вероятность состояний генерирующей части энергосистемы						
Номер группы	2	1	2	1	Вероятность состояния	
Кол-во генераторов	2	1				
когда все работают	2	1	0,984064	0,992	0,9761915	
когда 1 не работает	1	1	0,015872	0,992	0,015745	
	2	0	0,984064	0,008	0,0078725	
когда 2 не работают в одной	0	1	0,000064	0,992	6,349E-05	
когда 2 не работают в разных	1	0	0,015872	0,008	0,000127	
когда все 3 не работают	0	0	0,000064	0,008	5,12E-07	

Рисунок 9 - Расчёт вероятности состояния генерирующей части в MS Excel

### 9.1.3 Формирование вероятностной модели энергосистемы

На данном этапе необходимо сформировать модель энергосистемы путём объединения моделей нагрузки и генерирующей части. Каждое состояние энергосистемы можно охарактеризовать совпадением какого-либо состояния нагрузки с каким-либо состоянием генерирующей части.

Совпадение процессов производства и потребления во времени выразим через произведение вероятностных моделей этих процессов:

$$K_{\ominus} = K_G \cdot K_H = \left[ \prod_{i=1}^L \sum_{m_i=0}^{n_i} K_G^{(n_i-m_i)P_{Gi}} \right] \cdot \sum_{j=1}^N K_H^{P_{Hj}}, \quad (95)$$

где  $K_{\ominus}$ ,  $K_G$  и  $K_H$  – ряды распределений соответственно энергосистемы, генерирующей части и нагрузки;

$i$  – индекс группы, состоящей из  $n_i$  однотипных генераторов с номинальной мощностью  $P_{Gi}$ ,  $i = \overline{1, L}$ ;

$L$  – количество групп однотипных генераторов;

$m_i$  – количество генераторов, находящихся в вынужденном простое,  $m_i = \overline{0, n_i}$ ;

$j$  – номер ступени графика нагрузки  $P_{Hj} = \overline{1, N}$ .

Полученное аналитическое выражение и есть вероятностная модель энергосистемы. Однако для практических нужд полезно разделить модель на две части: первая будет характеризовать нормальное бездефицитное состояние, а вторая – дефицитные состояния. Такое представление модели приблизит ее к практически важной задаче оценки недоотпуска электроэнергии вследствие возникновения дефицитных состояний.

Анализ будет состоять в выявлении бездефицитных и дефицитных состояний энергосистемы:

$$K_{\Theta} = K_{BD} + K_D, \quad (96)$$

где  $K_{BD} = \sum_{k=1}^G \sum_{j=1}^N K_{\Theta}^{(P_{Гk} - P_{Hj})}$  – суммарная вероятность бездефицитных состояний, соответствующих условию  $(P_{Гk} - P_{Hj}) \geq 0$ ;

$k$  – порядковый номер состояний генерирующей части системы,  $k = \overline{1, G}$

$j$  – номер ступени графика нагрузки  $P_{Hj}$ ,  $j = \overline{1, N}$ .

$$K_D = \sum_{i=1} K_D^{P_{Di}} = \sum_{k=1}^G \sum_{j=1}^N K_{\Theta}^{(P_{Гk} - P_{Hj})} \quad \text{– ряд распределения дефицитных}$$

состояний, соответствующих условию  $(P_{Гk} - P_{Hj}) < 0$ ;

$i$  – порядковый номер учтенных уровней дефицита.

Численные расчеты оформляем в виде двух матриц-таблиц с необходимой для анализа возможных состояний энергосистемы информацией. В первой матрице операндами будут вектор значений вероятности существования нагрузки и вектор значений вероятности генерирующей части с соответствующими им значениями мощностей нагрузки  $P_{Hj}$  и генерирующей части  $P_{Гk}$ . Для удобства эту таблицу назовём матрицей коэффициентов.

Во вторую матрицу поместим соотношения мощностей генерации  $P_{Гk}$  и нагрузки  $P_{Hj}$  в виде значений разностей  $(P_{Гk} - P_{Hj})$ . Для удобства эту таблицу назовём матрицей состояний.

Пример расчета:

1) матрица коэффициентов: для вырабатываемой мощности  $P_{Г3} = 280$  МВт и соответствующей вероятности генерирующей части  $K_{Г} = 0,02251$  при мощности нагрузки  $P_{H3} = 276,3$  МВт и вероятности существования нагрузки  $K_f = 0,19498$  получим вероятность данного состояния энергосистемы  $K_{\Theta} = 0,00439$ .

2) матрица состояний: при располагаемом значении мощности

энергосистемы  $P_{ГЗ} = 280$  МВт и значении мощности нагрузки  $P_{НЗ} = 276,3$  МВт получим разность  $(P_{ГЗ} - P_{НЗ}) = 3,7$  МВт. Разность положительна, но с учётом потерь приходим к дефицитному состоянию энергосистемы.

#### 9.1.4 Расчет и анализ коэффициентов бездефицитной работы и готовности энергосистемы

Коэффициент бездефицитной работы определяется по вероятностной модели функционирования ЭС путем выявления состояний энергосистемы, в которых дефицит не возникает, т.е. при  $(P_{Гк} - P_{Нг}) \geq 0$ , и суммирования вероятностей возникновения таких состояний:

$$K_{БД} = \sum_{i=1} K_{БДi}, \quad (97)$$

где  $K_{БДi}$  – коэффициенты готовности для каждого бездефицитного состояния энергосистемы  $P_{БДi}$ .

Коэффициент готовности энергосистемы определим по формуле:

$$\alpha = \frac{\mathcal{E}_{год} - \Delta \mathcal{E}}{\mathcal{E}_{год}}, \quad (98)$$

где  $\mathcal{E}_{год}$  – годовая потребность в электроэнергии;

$\Delta \mathcal{E}$  – математическое ожидание недоотпуска электроэнергии за год вследствие дефицита мощности.

Коэффициенты мощности, для которых не выполняется условие  $(P_{Гк} - P_{Нг}) \geq 0$ , называют коэффициентами дефицитной работы системы. Математическое ожидание недоотпуска электроэнергии за год вследствие дефицита мощности в энергосистеме определится по формуле:

$$\Delta \mathcal{E} = 8760 \cdot \sum_{i=1} P_{Di} \cdot K_D^P, \quad (99)$$

где  $K_D^{P_{Di}}$  – коэффициент ряда распределения дефицитных состояний, соответствующий уровню дефицита  $P_{Di}$ .

Пример расчета коэффициента бездефицитной работы: для генерируемой мощности  $P_{Г3}=110$  МВт дефицит в системе будет существовать при мощностях нагрузки  $P_{Н7}=175$  МВт и  $P_{Н8}=276,3$  МВт. Соответственно, исключаем это состояние при вычислении  $K_{БД}$ . Суммируем коэффициенты бездефицитной работы для оставшихся мощностей нагрузок при  $P_{Г3}=110$  МВт. Получаем  $K_{БД}=0,00069$ .

Затем вычисляем суммарный коэффициент бездефицитной работы для всех состояний энергосистемы при отсутствии в ней дефицита мощности. Получим  $K_{БД\Sigma}=0,99997$ .

Пример расчёта величины недоотпуска: для генерируемой мощности  $P_{Г3}=110$  МВт вычисляем коэффициент дефицитной работы при мощностях нагрузки  $P_{Н8}=276,3$  МВт. и  $P_{Н7}=175$  МВт. Этому состоянию соответствует коэффициент энергосистемы  $K_{Э8}=K_{Д8}=0,00003$  и  $K_{Э7}=K_{Д7}=0,00008$ .

Рассчитываем годовой недоотпуск электроэнергии для вышеперечисленных значений  $P_G$  и  $P_H$ :

$$\Delta \mathcal{E} = 8760 \cdot (K_{Д8} \cdot P_{Д8} + K_{Д7} \cdot P_{Д7}) = 8760 \cdot (0,00003 \cdot 38 + 0,00008 \cdot 3) = 12,0888 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Определим суммарный годовой недоотпуск электроэнергии для всех значений соответствующих дефициту мощности в системе:

$$\Delta \mathcal{E} = 12,0888 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Определим коэффициент готовности энергосистемы:

$$\alpha = \frac{1010837,5 - 12,0888}{1010837,5} = 0,99999.$$

Сравним полученные коэффициенты с нормативными значениями:

$$\alpha = 0,99999 > 0,999;$$

$$K_{БД\Sigma} = 0,99970 > 0,996.$$

Полученные значения показателей надёжности больше нормативных значений. Следовательно, данная энергосистема полностью обеспечивает надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей и не требуется ввод резерва генерирующей мощности в энергосистему.

### **9.1.5 Расчет и анализ показателей надежности с учетом планово-предупредительных ремонтов**

При оценке надежности энергосистемы необходимо также учитывать тот факт, что в течение года количество агрегатов в системе изменяется в связи с тем, что они могут периодически выводиться в ремонт.

Соответственно, при выводе генераторов в планово-предупредительный ремонт генерируемая мощность уменьшается. Это обстоятельство может существенно повлиять на надежность работы энергосистемы, поэтому ставится задача определения показателей надежности энергосистемы с учетом ремонтов генераторов.

В летнее время существует заметное уменьшение потребляемой электроэнергии. В связи с этим целесообразно проводить плановые ремонты генераторов летом, когда мощность генерации существенно превышает мощность нагрузки.

Поскольку часть генераторов поочередно выводятся в ремонт, то некоторые условия, необходимые при расчете показателей надежности, изменяются. В частности, изменяется генерируемая мощность в энергосистеме. Так, например, при выводе в ремонт одновременно одного генератора мощностью 40 МВт и одного генератора мощностью 6 МВт генерируемая мощность снижается до 137 МВт. С учетом продолжительности вывода в

ремонт каждого генератора снижение располагаемой мощности длится в течение 3 месяцев.

Для упрощения расчетов модель реального явления возникновения недоотпуска от снижения располагаемой мощности заменим эквивалентной по результату моделью, в которой эффект от снижения величины располагаемой мощности воспроизводится соответствующим увеличением нагрузки

Определим годовую потребность в электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{год} = \sum_{i=1}^n P_{ni} \cdot t_{ni} = 162843,1 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Определим математическое ожидание недоотпуска энергии:

$$\Delta \mathcal{E} = 26,15108 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Определим коэффициент готовности ЭС, используя:

$$\alpha = \frac{1062843,092 - 26,15108}{1062843,092} = 0,99997.$$

Сравним полученные значения коэффициентов с нормативными значениями:

$$\alpha = 0,99997 > 0,999;$$

$\alpha$

$$K_{БД\Sigma} = 0,94917 < 0,996.$$

Полученное значение показателя надежности  $K_{БД\Sigma}$  меньше нормативного значения.

Следовательно, для увеличения уровня надёжности необходимо ввести дополнительные генерируемые мощности в энергосистему.

## **9.2 Постановка задачи схемной надёжности**

В рамках решения данной задачи необходимо оценить надёжность распределительного устройства. Оценка надёжности РУ основана на методе упрощенной модели отказов выключателей. Данный метод предназначен для расчета надёжности РУ таких электрических сетей, в которых можно не считаться с опасностью нарушения устойчивости параллельной работы станций или нагрузок. Это в основном питающие и распределительные сети.

Для оценки надёжности РУ, будем использовать ПС «Деловой Центр» РУ–110 кВ.

РУ имеет рабочее напряжение 110 кВ, 2 рабочие системы сборных шин типовая схема. Каждое присоединение содержит выключатель, два шинных разъединителя и линейный разъединитель. Шиносоединительный выключатель в нормальном положении замкнут. Схема с двумя системами шин позволяет производить ремонт одной системы шин, сохраняя в рабочем состоянии все присоединения. Для этого все присоединения переводят на одну систему шин путем соответствующих переключений коммутационных аппаратов. К недостаткам данной схемы можно отнести то, что при замыкании в шиносоединительном выключателе отключаются обе системы шин, ремонт выключателей и линейных разъединителей связан с отключением на время ремонта соответствующих присоединений, большое число разъединителей и сложная блокировка между выключателями приводят к возможности ошибочных действий обслуживающего персонала.

В схеме РУ все элементы сборные шины обозначены порядковыми номерами, а выключатели – парами номеров, соответствующих объединяемым ими элементам и сборным шинам.

Для решения данной задачи необходимо, для каждого режима (нормального и ремонтного) произвести оценку последствий отказов поочередно каждого выключателя, а именно выявляются отключившиеся

элементы (трансформаторы, линии) и деления РУ на электрически не связанные части, также вычисляется частота и длительность вынужденного простоя отключенных элементов.

Для оценки схемной надежности будем использовать данные частоты отказов выключателя, времени восстановления, частоты и продолжительности плановых ремонтов.

Таблица 48 – Данные для оценки схемной надежности

Напряжение, кВ, и тип выключателя	Составляющие частоты отказов, 1/год		Время восстановления $T_B$ , ч	Частота плановых ремонтов $\mu$ , 1/год	Продолжительность планового ремонта $T_{п}$ , ч
	$\omega_1$	$\omega_2$			
1	2	3	4	5	6
110	0,02	0,012	100	0,3	180

В вышеприведенных показателях надежности учтены не только отказы самих выключателей, но и всего оборудования ячеек: разъединителей, измерительных трансформаторов, разрядников. Для расчета выберем выключатель вакуумный 110 кВ.

Для определения показателей надежности выключателей проведем следующие виды расчетов:

- Расчет частоты отказов выключателя с учетом протяженности линий электропередачи
- Расчет частоты внезапных отказов выключателя
- Расчет коэффициентов режимов работы РУ
- Расчет режимов частоты отказов выключателя
- Расчет времени для выполнения переключений РУ
- Расчет частоты отказов шин (секции) типовой схемы

### 9.2.1 Расчет частоты отказов выключателя с учетом протяженности линий электропередачи

Число отключаемых выключателями КЗ пропорционально протяженности присоединенных к выключателю линий электропередачи. Поэтому в таблице 48 приведены две составляющие частоты отказов выключателя  $\omega_1$  и  $\omega_2$ , по которым определяется частота отказов выключателя с учетом протяженности линий электропередачи, к нему присоединенных,  $L$ , км:

$$\omega_B = \omega_1 + \omega_2 \frac{L}{100} \quad (100)$$

Определим частоту отказов для каждого выключателя:

$$\omega_{B1-2} = \omega_1 + \omega_2 = 0,02 + 0,012 = 0,032 \frac{1}{200}$$

$$\omega_{B1-2-3} = \omega_1 + \omega_2 = 0,02 + 0,012 = 0,032 \frac{1}{200}$$

$$\omega_{B1-2-4} = \omega_1 + \omega_2 = 0,02 + 0,012 = 0,032 \frac{1}{200}$$

$$\omega_{B1-2-5} = \omega_1 + \omega_2 \frac{L}{100} = 0,02 + 0,012 \cdot \frac{96,6}{100} = 0,032 \frac{1}{200}$$

$$\omega_{B1-2-6} = \omega_1 + \omega_2 \frac{L}{100} = 0,02 + 0,012 \cdot \frac{96,6}{100} = 0,032 \frac{1}{200}$$

$$\omega_{B1-2-7} = \omega_1 + \omega_2 = 0,02 + 0,012 = 0,032 \frac{1}{200}$$

$$\omega_{B1-2-8} = \omega_1 + \omega_2 = 0,02 + 0,012 = 0,032 \frac{1}{200}$$

## 9.2.2 Расчет частоты внезапных отказов выключателя

Частота внезапных отказов выключателя:

$$\omega'_B = k_{BH} \omega_B \quad (101)$$

где  $k_{BH}$  коэффициент характеризующий долю внезапных отказов от общего числа отказов выключателей, равен примерно 0,6.

Расчет частоты внезапных отказов выключателя:

$$\omega'_{B1-2-3} = k_{BH} \omega_B = 0,6 \cdot 0,032 = 0,0192 \frac{1}{200}$$

$$\omega'_{B1-2-4} = k_{BH} \omega_B = 0,6 \cdot 0,027 = 0,0162 \frac{1}{200}$$

$$\omega'_{B1-2-5} = k_{BH} \omega_B = 0,6 \cdot 0,022 = 0,0132 \frac{1}{200}$$

$$\omega'_{B1-2-6} = k_{BH} \omega_B = 0,6 \cdot 0,032 = 0,0192 \frac{1}{200}$$

$$\omega'_{B1-2-7} = k_{BH} \omega_B = 0,6 \cdot 0,032 = 0,0192 \frac{1}{200}$$

$$\omega'_{B1-2-8} = k_{BH} \omega_B = 0,6 \cdot 0,032 = 0,0192 \frac{1}{200}$$

$$\omega'_{B9-10} = k_{BH} \omega_B = 0,6 \cdot 0,032 = 0,0192 \frac{1}{200}.$$

## 9.2.3 Расчет коэффициентов режимов работы РУ

Коэффициент ремонтного режима:

$$K_{\Pi} = \frac{\mu \cdot T_{\Pi}}{8760} = \frac{0,3 \cdot 180}{8760} = 0,0062 \quad (102)$$

где  $\mu=0,3$  (1/год) частота плановых ремонтов по таблице 48;

$T_{\Pi}=180$  (ч) продолжительность планового ремонта.

Для всех выключателей коэффициент ремонтного режима примем равным  $K_{\Pi} = 0,0062$ .

Нормальному режиму работы РУ приспан индекс 0; коэффициент нормального режима для всех выключателей равен:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_{\Pi} = 1 - 7 \cdot 0,0062 = 0,9566 \quad (103)$$

где  $n=7$  количество выключателей в РУ.

#### 9.2.4 Расчет режимов частоты отказов выключателя

Для каждого режима (нормального и ремонтных) проводится оценка последствий отказов поочередно каждого выключателя, а именно выявляются отключающиеся элементы (генераторы, трансформаторы, линии) и деления РУ на электрически не связанные части, также вычисляется частота таких отказов, 1/год,

$$\omega_{i,j} = \omega_j \cdot K_j \quad (104)$$

Расчет частоты отказов для нормального режима:

$$\omega_{B1-2-3, норм} = \omega_{B1-2-3} \cdot K_0 = 0,032 \cdot 0,9566 = 0,0306 \frac{1}{год};$$

$$\omega_{B1-2-4, норм} = \omega_{B1-2-4} \cdot K_0 = 0,032 \cdot 0,9566 = 0,0306 \frac{1}{год};$$

$$\omega_{B1-2-5,норм} = \omega_{B1-2-5} \cdot K_0 = 0,032 \cdot 0,9566 = 0,0306 \frac{1}{год};$$

$$\omega_{B1-2-6,норм} = \omega_{B1-2-6} \cdot K_0 = 0,032 \cdot 0,9566 = 0,0306 \frac{1}{год};$$

$$\omega_{B1-2-7,норм} = \omega_{B1-2-7} \cdot K_0 = 0,032 \cdot 0,9566 = 0,0306 \frac{1}{год};$$

$$\omega_{B1-2-8,норм} = \omega_{B1-2-8} \cdot K_0 = 0,032 \cdot 0,9566 = 0,0306 \frac{1}{год};$$

$$\omega_{B1-2,норм} = \omega_{B1-2} \cdot K_0 = 0,032 \cdot 0,9566 = 0,0306 \frac{1}{год};$$

Результаты анализа последствий отказов – "аварийной ситуации" – и расчета записываются в три строки клеток на пересечении соответствующих строк и столбцов. Аварийная ситуация записывается в виде группировки элементов, получающейся после отказов выключателей. В записи группировки знаком / выделены отключившиеся элементы или выделившиеся группы элементов.

Например, группировка 1/2/ означает отключение элементов 1 и 2. А группировка 1/4,2,3,5,6/– отключение элементов и выделение элементов 4,2,3,6,7,5.

### 9.2.5 Расчет времени для выполнения переключений РУ

При внезапных отказах выключателей отключившиеся элементы (генерирующие агрегаты, трансформаторы, линии электропередачи) в большинстве случаев могут быть введены в работу раньше, чем будет произведен ремонт выключателя. При этом длительность их простоя

определяется временем, необходимым для выполнения переключений РУ, ч:

$$T_{ПЕР} = T_0 + T_p n_p = 0.3 + 0.1 \cdot 2 = 0.5 \text{ ч}; \quad (105)$$

где  $T_0$  – постоянная составляющая, равная времени, необходимому для того, чтобы обслуживающий персонал мог прийти в РУ и установить характер повреждения (для станции и подстанций с обслуживанием  $T_0=0,3$  ч);  $T_p=0,1$  ч – время для отключения (включения) разъединителя;  $n_p$  – число разъединителей, которые должны быть отключены (выключены) для отделения поврежденного выключателя и ввода отключившихся элементов в работ.

### 9.2.6 Расчет частоты отказов секции шин типовой схемы

В РУ с двойной системой шин и с одним выключателем в каждой цепи, наблюдается отказы из-за неправильных операции с разъединителями, заземляющими ножами, в цепях защит и автоматики, приводящие к одновременному отключению обеих систем шин в нормальных режимах работы или к отключению одной системы шин во время планового ремонта второй.

Эти отказы следует учитывать дополнительно к отказам выключателей. Частоту отказов с отключением обеих систем сборных шин можно приближенно оценить по формуле

$$\omega_{2Ш} = k_{2Ш} \sum_{i=1}^n \omega_{B,i} = 0.05 \cdot 6 \cdot 0.032 = 0.0096 \frac{1}{год} \quad (106)$$

где  $k_{2Ш}$  – коэффициент, равный примерно 0,05 для подстанций;  $\omega_{B,i}$  – параметр потока отказов  $i$ -го выключателя в нашем случае шиносоединительного (секционного) выключателя;  $n$  – общее число цепей, присоединенных к секции сборных шин.

Частота отключений одной системы (секции) шин:

$$\omega_{2Ш} = \sum_{i=1}^n \omega'_{B,i} = 6 \cdot 0,0192 = 0,1044 \frac{1}{год}. \quad (107)$$

Частота отключений обеих систем (секций) шин:

$$\omega_{2С} = \omega'_{B(СШ)} + \omega_{2Ш} = 0,0192 + 0,0096 = 0,0288 \frac{1}{год}. \quad (108)$$

где  $\omega'_{B(СШ)}$  – частота внезапных отказов шиносоединительного выключателя;  
 $\omega_{2Ш}$  – частота одновременных отключений систем шин.

Также следует оговорить некоторые допущения принятые в предлагаемом методе.

Отказы выключателей частично являются следствием КЗ на линиях электропередачи. Отдельный учет отказов линий и отказов выключателей приводит к некоторому завышению числа простоев линий, однако незначительному, так как параметр потока отказов выключателей на порядок меньше параметра потока отказов линий.

Планный ремонт сборных шин не учитывается в рассмотренном примере, так как коэффициент соответствующего режима весьма мал ( $<0,001$ ).

Коэффициенты ремонтных режимов РУ определены без учета вынужденных простоев (ремонтов) выключателей. Если время вынужденного простоя выключателя за год соизмеримо с временем его планового ремонта, то коэффициенты ремонтных режимов должны вычисляться по формуле

$$K_j = \frac{(\omega T_B + \mu T_{П})}{8760}$$

### 9.3 Анализ результатов оценки надежности энергосистемы

В результате оценки надёжности энергосистемы было решено две задачи: задача режимной и структурной надёжности.

Первая задача решалась без учёта предупредительно-плановых ремонтов и с их учётом. При рассмотрении задачи без учёта плановых ремонтов было установлено, что для надёжного снабжения потребителей ввод резерва мощности не требуется.

При учёте планово-предупредительных ремонтов для надёжного снабжения потребителей электроэнергией необходимо введение дополнительных генерирующих мощностей.

В ходе решения второй задачи было установлено, что “слабым” местом в схеме питания является выключатель 1-2 (шиносоединительный). То есть при аварийной ситуации происходит отключение самого выключателя и отключаются обе системы шин. На него следует обратить особое внимание в плане эксплуатации и технического обслуживания.

## 10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### **10.1 Общая характеристика и анализ потенциальных опасностей при работах по реконструкции системы электроснабжения**

При производстве работ по реконструкции системы электроснабжения человек может оказаться в сфере действия электромагнитного поля или непосредственном соприкосновении с находящимися под напряжением проводниками электрического тока. Опасность поражения электрическим током усугубляется тем, что, во-первых, ток не имеет внешних признаков и, как правило, человек без специальных приборов не может заблаговременно обнаружить грозящую ему опасность; во-вторых, воздействие тока на человека в большинстве случаев приводит к серьезным нарушениям наиболее важных жизнедеятельных систем, таких как центральная нервная, сердечно-сосудистая и дыхательная, что увеличивает тяжесть поражения; в-третьих, переменный ток способен вызывать интенсивные судороги мышц, приводящие к неотпускающему эффекту, при котором человек самостоятельно не может освободиться от воздействия тока; в-четвертых, воздействие тока вызывает у человека резкую реакцию отдергивания, а в ряде случаев и потерю сознания, что при работе на высоте может привести к травмированию в результате падения.

Также при производстве работ существует опасность падения обслуживающего персонала с высоты. Для исключения подобных случаев применяют лестницы, закрепляемые за опоры, предохранительные пояса и защитные каски. При подключении линии вблизи железной дороги не исключена возможность нахождения членов бригады на пути, что небезопасно, т.к. при отвлеченном внимании слежения за движением поездов возможен наезд подвижного состава на человека. Так как линии питающие депо имеют высокое напряжение, то при пробое изоляторов возникает опасность попадания высокого напряжения на опору или конструкцию, при прикосновении к которой возможно поражение электрическим током человека.

Для исключения подобных случаев выполняют работы по заземлению конструкций, закрепленных непосредственно на железобетонной опоре, устройством контуров заземлений.

Эти линии опасны поражением электрическим током при прямом касании человека проводов линии; для исключения подобных случаев работы на линии производятся только при снятом напряжении с линии и её заземлении.

Система электроснабжения депо является источником электромагнитного поля, которое воздействует на объекты природы. Электромагнитное поле оказывает негативное влияние на работников и население, проживающего вблизи (на центральную нервную, сердечно – сосудистую, гормональную и репродуктивную системы).

Работы по реконструкции системы электроснабжения, когда они проводятся вне помещения запрещаются при неблагоприятных погодных условиях: гроза, дождь, снег, ветер (при скорости свыше 12 м/с), а также в ночное время при неудовлетворительном освещении рабочего места.

## **10.2 Организационные и технические мероприятия по обеспечению безопасности работ**

Ответственными за безопасность при выполнении работ являются:

- лицо, выдающее наряд или отдающее распоряжение на производство работ;
- ответственный руководитель работ;
- лицо, отдающее приказ на производство работ (дежурный энергодиспетчер)
- производитель (руководитель) работ;
- наблюдающий;
- члены бригад.

Лицо, выдающее наряд или распоряжение, отвечает за необходимость выполнения работ, правильность предусмотренных мер, обеспечивающих безопасность выполнения работ (состав бригады, квалификацию производителя

работ и членов бригады, границу зоны работы и ее категорию, достаточность переключений коммутационных аппаратов, количество и место установки заземляющих штанг и других средств защиты).

Ответственный руководитель работ (при работах по наряду) отвечает за организацию работ в целом, координирует работу различных бригад, устанавливает порядок применения машин и механизмов, наряду с производителем работ отвечает за правильную подготовку места работы и соблюдение работающими требования правил безопасности. Ответственному руководителю работ запрещается непосредственное участие в работе по наряду.

Энергодиспетчер должен убедиться, что лицу, назначенному производителем работ, предоставлено это право, а группа его и исполнителей соответствует категории выполняемых работ.

Список лиц, которые могут выписывать наряд, отдавать распоряжения, назначаться производителями работ и наблюдающими, должен находиться у энергодиспетчера.

Организационные и технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работающих лиц, зависят от категории работ.

В отношении мер безопасности установлены следующие категории работ:

- со снятием напряжения и заземлением;
- вдали от частей, находящихся под напряжением.

При выполнении работ со снятием напряжения и заземлением в зоне (месте) ее выполнения должно быть снято напряжение и заземлены те провода и устройства, на которых будет выполняться эта работа.

При выполнении работ вдали от частей, находящихся под напряжением, работающему в зоне (месте) работы нет необходимости и запрещено приближаться к электроопасным элементам на расстояние менее 2 м.

Организационными мероприятиями по обеспечению безопасности работающих являются:

- выдача наряда или распоряжения производителю работ;
- инструктаж выдающим наряд производителю работ;

- выдача разрешения на подготовку места работы;
- инструктаж производителем работ членов бригады и допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерывов в работе, переходов на другое рабочее место, продления наряда и окончания работы.

Техническими мероприятиями, обеспечивающими безопасность работающих со снятием напряжения и заземлением, являются:

- снятие рабочего напряжения, вывешивание запрещающих плакатов и принятие мер против ошибочной подачи его на место работы;
- проверка отсутствия напряжения;
- наложение заземлений;
- освещение места работы в темное время суток.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В связи с появлением новых узлов нагрузок возникла необходимость выполнить проект развития и реконструкции электрических сетей района энергосистемы. Рассчитаны технико-экономические показатели различных вариантов сети. При сравнении было отдано предпочтение для дальнейшего рассмотрения первому варианту с приведенными затратами  $Z=58660$  тыс. руб. С точки зрения надежности и экономичности первый вариант является более перспективным.

Произведены расчеты максимального, минимального, послеаварийного режимов сети. Рассчитаны токи короткого замыкания в генерирующих узлах и на шинах проектируемой подстанции. Определены ежегодные эксплуатационные издержки  $I=29320$  тыс. руб., ежегодные затраты на возмещение потерь  $Z_{\text{пот}}=20860$  тыс. руб.

По некоторым сечениям предел передаваемой мощности при различных условиях может определяться как статической устойчивостью, так и токовой загрузкой ВЛ. Для повышения точности противоаварийной автоматики необходим учет климатических условий. Учет климатических условий снижает объем управляющих воздействий от отключения нагрузки, тем самым снижается ущерб от недоотпуска электроэнергии.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Электротехнический справочник: В 4 т. / Под. общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002.
2. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: В 8 т. / Под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова. - М.: Папирус Про, 2005.
3. Правила устройства электроустановок. М.: Энергоатомиздат, 2005.
4. Совалов С.А. Режимы Единой энергосистемы. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 384 с.
5. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990.- 390 с.
6. Кочкин В.И., Нечаев О.П. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий. – М.: Изд-во ЭНАС, 2001.
7. Околович М.Н.. Проектирование электрических станций. – М.: Энергоиздат, 1982. – 400 с.
8. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. пособие для вузов. - Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
9. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.
10. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. - М.: Издательство МЭИ, 2000. – 504 с.
11. Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. - М.: Издательство МЭИ, 2000. – 199 с.

12. Беляков Ю.П., Козлов А.Н., Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. 2-е изд., испр. и доп. – Благовещенск: Изд-во Амурского гос. Ун-та, 2007. – 158 с.

13. Козлов А.Н., Козлов В.А., Мясоедов Ю.В. Графическая часть курсовых и дипломных проектов: Учебное пособие. – Благовещенск: Изд-во Амурского гос. Ун-та, 2007. – 120 с.

14. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Электрическая часть станций и подстанций: Учебное пособие. – Благовещенск: Изд-во Амурского гос. ун-та, 2006. – 192 с.

15. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян, И.М. Шапиро. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.

16. Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru> – 15.02.2015 г.

17. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М., 2012. – 151 с.

18. Короткие замыкания и несимметричные режимы электроустановок [Текст] : учеб. пособие / И. П. Крючков [и др.]. - 2-е изд., стер. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2011. - 472 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчёт установившегося режима в ПВК RastrWin 3

#### Максимальный режим

	O	S	Тип	Ном...	▲	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta	
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1		БТЭЦ	110		2									111,16	-1,47	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2		Западная ВН	110		2									110,97	-1,64	
3	<input type="checkbox"/>		Ген	3		Западная НН	10		1	40,4	16,2		12,8	10,0	-30,0	30,0		10,00	-4,92	
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4		Оп.№21	110		2									111,00	-1,59	
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5		Новая ВН	110		2									110,99	-1,59	
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6		Новая НН	10		1	16,1	6,4							10,16	-5,03	
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7		Оп.№6	110		2									110,70	-1,76	
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8		Сетевая ВН	110		2									110,49	-1,83	
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9		Сетевая НН	10		1	49,8	19,9							10,05	-5,97	
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10		Центральная ВН	110		2									110,69	-1,77	
11	<input type="checkbox"/>		Ген	11		Центральная НН	10		1	33,4	13,4		18,0	10,0	-30,0	30,0		10,00	-16,55	
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12		Портовая ВН	110		2									110,78	-1,70	
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13		Портовая НН	10		1	9,7	3,9							10,16	-4,87	
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14		Оп.№20	110		2									110,72	-1,75	
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15		Северная ВН	110		2									110,72	-1,75	
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16		Северная НН	10		1	11,5	4,6							10,12	-3,24	
17	<input type="checkbox"/>		База	17		Благовещенская ВН	220		2			48,5	-10,2					220,00		
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18		Благовещенская СН	110		2									110,81	-1,70	
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19		Благовещенская н.т.	220		2									221,58	-1,69	
20	<input type="checkbox"/>		Ген	20		Благовещенская НН	10		1	87,4	35,0		37,0	10,0	-40,0	40,0		10,00	-8,44	
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21		Деловой Центр ВН	110		2									110,80	-1,70	
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22		Деловой Центр НН	10		1	28,0	11,2							10,12	-5,40	
23	<input type="checkbox"/>		Ген	101		БТЭЦ ген №1	6		1			50,0	28,7	6,3	-30,0	30,0		6,30	2,33	
24	<input type="checkbox"/>		Ген	102		БТЭЦ ген №2	10		1			90,0	41,9	10,5	-55,0	55,0		10,50	3,40	
25	<input type="checkbox"/>		Ген	103		БТЭЦ ген №3	10		1			90,0	41,9	10,5	-55,0	55,0		10,50	3,40	
	O	S	Тип	N_нач	▲	N_кон	N...	I...	Название				R	X	B	Kr/r	N_a...	БД...	P_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1		101			БТЭЦ - БТЭЦ ген №1				0,60	17,40	39,669	0,055	1	1	50	24
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1		102			БТЭЦ - БТЭЦ ген №2				0,37	12,30	56,818	0,091	1	2	90	32
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1		103			БТЭЦ - БТЭЦ ген №3				0,37	12,30	56,818	0,091	1	2	90	32
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1		4			БТЭЦ - Оп.№21				0,08	0,36	-8,976				-78	-32
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1		2			БТЭЦ - Западная ВН				0,10	0,42	-10,836				-93	-28
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1		18			БТЭЦ - Благовещенская СН				0,21	0,92	-22,598				-59	-28
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2		3			Западная ВН - Западная НН				0,70	17,35	42,974	0,091			-40	-6
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2		21			Западная ВН - Деловой Центр ВН				0,24	0,32					-52	-21
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4		5			Оп.№21 - Новая ВН				0,01	0,02	-0,606				-16	-8
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4		7			Оп.№21 - Оп.№6				0,27	0,68	-18,150				-62	-24
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5		6			Новая ВН - Новая НН				1,97	45,30	35,950	0,094	12	6	-16	-8
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7		8			Оп.№6 - Сетевая ВН				0,25	0,43	-10,640				-50	-25
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7		10			Оп.№6 - Центральная ВН				0,08	0,21	-5,500				-12	1
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8		9			Сетевая ВН - Сетевая НН				0,70	17,35	42,974	0,094	12	6	-50	-25
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	10		11			Центральная ВН - Центральная НН				3,00	92,60	14,462	0,091			-34	-4
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10		12			Центральная ВН - Портовая ВН				0,51	1,09	-27,972				14	3
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10		14			Центральная ВН - Оп.№20				0,26	0,67	-17,876				8	2
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12		13			Портовая ВН - Портовая НН				3,97	69,50	11,570	0,094	12	4	-10	-5
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	12		21			Портовая ВН - Деловой Центр ВН				0,06	0,08					24	7
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14		15			Оп.№20 - Северная ВН				0,03	0,04					-12	-5
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14		18			Оп.№20 - Благовещенская СН				0,26	0,67	-17,876				19	7
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15		16			Северная ВН - Северная НН				1,27	27,95	28,926	0,093	11	5	-12	-5
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	17		19			Благовещенская ВН - Благовещенская н.т.				0,28	29,60	25,806	1,000			-48	10
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19		18			Благовещенская н.т. - Благовещенская СН				0,24			0,500	7	3	39	21
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19		20			Благовещенская н.т. - Благовещенская НН				1,60	65,50		0,045			-88	-8
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21		22			Деловой Центр ВН - Деловой Центр НН				1,27	27,95	28,926	0,094	12	5	-28	-14
	N_bd	Названия		ЕИ	+/-	Тип	Место	K...	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг						
1	1	ТДЦ-80000/110		%	+	ПБВ	ВН	1	6	110	2	-2,500	2	2,500						
2	2	ТДЦ-125000/110		%	+	ПБВ	ВН	1	10	110	2	-2,500	2	2,500						
3	3	АТДЦТН-12500...		%	+	РПН	ВН	1	110	220	6	-2,000	6	2,000						
4	4	ТДН-10000/110		%	+	РПН	ВН	1	10	110	9	-1,780	9	1,780						
5	5	ТРДН-25000/110		%	+	РПН	ВН	1	10	110	9	-1,780	9	1,780						
6	6	ТРДН-40000/110		%	+	РПН	ВН	1	10	110	9	-1,780	9	1,780						

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### Расчёт установившегося режима в ПВК RastrWin 3

#### Минимальный режим

	O	S	Тип	Ном... ^	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	БТЭЦ	110	2										111,80	3,27
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Западная ВН	110	2										111,65	3,15
3	<input type="checkbox"/>		Ген	3	Западная НН	10	1	26,1	10,4			1,6	10,0	-30,0	30,0		10,00	1,07
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	Оп.№21	110	2										111,69	3,18
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Новая ВН	110	2										111,69	3,18
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Новая НН	10	1	12,7	5,1								10,11	0,53
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Оп.№6	110	2										111,49	3,07
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Сетевая ВН	110	2										111,40	3,03
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Сетевая НН	10	1	22,5	9,0								10,16	1,23
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Центральная ВН	110	2										111,47	3,05
11	<input type="checkbox"/>		Ген	11	Центральная НН	10	1	16,4	6,6			6,4	10,0	-30,0	30,0		10,00	-4,06
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Портовая ВН	110	2										111,51	3,10
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Портовая НН	10	1	5,3	2,1								10,18	1,42
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Оп.№20	110	2										111,42	3,00
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Северная ВН	110	2										111,42	3,00
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Северная НН	10	1	5,3	2,1								10,07	2,33
17	<input type="checkbox"/>		База	17	Благовещенская ВН	220	2				-86,3	-15,8					220,00	
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	Благовещенская СН	110	2										111,40	2,97
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	Благовещенская ...	220	2										222,70	2,98
20	<input type="checkbox"/>		Ген	20	Благовещенская НН	10	1	0,5	0,2			-8,8	10,0	-40,0	40,0		10,00	2,96
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Деловой Центр ВН	110	2										111,52	3,11
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Деловой Центр НН	10	1	23,8	9,5								10,05	0,02
23	<input type="checkbox"/>		Ген	101	БТЭЦ ген №1	6	1					40,0	24,2	6,3	-30,0	30,0	6,30	6,29
24	<input type="checkbox"/>		Ген	102	БТЭЦ ген №2	10	1					80,0	35,3	10,5	-55,0	55,0	10,50	7,58
25	<input type="checkbox"/>		Ген	103	БТЭЦ ген №3	10	1					80,0	35,3	10,5	-55,0	55,0	10,50	7,58

	O	S	Тип	N_нач ^	N_кон	N...	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_a...	БД...	P_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	101			БТЭЦ - БТЭЦ ген №1	0,60	17,40	39,669	0,055	1	1	40	21
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	102			БТЭЦ - БТЭЦ ген №2	0,37	12,30	56,818	0,091	1	2	80	28
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	103			БТЭЦ - БТЭЦ ген №3	0,37	12,30	56,818	0,091	1	2	80	28
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	4			БТЭЦ - Оп.№21	0,08	0,36	-8,976				-56	-21
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			БТЭЦ - Западная ВН	0,10	0,42	-10,836				-66	-24
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	18			БТЭЦ - Благовещенская СН	0,21	0,92	-22,598				-77	-31
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	3			Западная ВН - Западная НН	0,70	17,35	42,974	0,091			-26	-10
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	21			Западная ВН - Деловой Центр ВН	0,24	0,32					-40	-13
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	5			Оп.№21 - Новая ВН	0,01	0,02	-0,606				-13	-6
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	7			Оп.№21 - Оп.№6	0,27	0,68	-18,150				-43	-15
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	6			Новая ВН - Новая НН	1,97	45,30	35,950	0,093	11	6	-13	-6
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	8			Оп.№6 - Сетевая ВН	0,25	0,43	-10,640				-23	-10
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	10			Оп.№6 - Центральная ВН	0,08	0,21	-5,500				-21	-5
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	9			Сетевая ВН - Сетевая НН	0,70	17,35	42,974	0,093	11	6	-23	-10
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	10	11			Центральная ВН - Центральная НН	3,00	92,60	14,462	0,091			-16	-2
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	12			Центральная ВН - Портовая ВН	0,51	1,09	-27,972				11	0
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	14			Центральная ВН - Оп.№20	0,27	0,67	-17,876				-15	-2
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	13			Портовая ВН - Портовая НН	3,97	69,50	11,570	0,093	11	4	-5	-2
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	12	21			Портовая ВН - Деловой Центр ВН	0,06	0,08					16	2
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	15			Оп.№20 - Северная ВН	0,03	0,04					-5	-3
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	18			Оп.№20 - Благовещенская СН	0,27	0,67	-17,876				-10	0
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	16			Северная ВН - Северная НН	1,27	27,95	28,926	0,091	10	5	-5	-3
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	17	19			Благовещенская ВН - Благовещенская н.т.	0,28	29,60	25,806	1,000			86	16
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19	18			Благовещенская н.т. - Благовещенская СН	0,24			0,500	7	3	87	30
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19	20			Благовещенская н.т. - Благовещенская НН	1,60	65,50		0,045			-1	-9
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	22			Деловой Центр ВН - Деловой Центр НН	1,27	27,95	28,926	0,093	11	5	-24	-11

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### Расчёт установившегося режима в ПВК RastrWin 3

#### Послеаварийный режим

	O	S	Тип	Ном... ^	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_эд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	БТЭЦ	110		2									107,15	-1,50
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Западная ВН	110		2									106,67	-1,79
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	Западная НН	10		1	40,4	16,2							9,41	-5,38
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	Оп.№21	110		2									106,93	-1,63
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Новая ВН	110		2									106,93	-1,63
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Новая НН	10		1	16,1	6,4							10,14	-5,34
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Оп.№6	110		2									106,52	-1,82
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Сетевая ВН	110		2									106,30	-1,90
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Сетевая НН	10		1	49,8	19,9							10,01	-6,38
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Центральная ВН	110		2									106,48	-1,84
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	Центральная НН	10		1	33,4	13,4							7,66	-21,73
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Портовая ВН	110		2									106,51	-1,83
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Портовая НН	10		1	9,7	3,9							10,11	-5,27
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Оп.№20	110		2									106,61	-1,81
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Северная ВН	110		2									106,61	-1,82
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Северная НН	10		1	11,5	4,6							10,10	-3,43
17	<input type="checkbox"/>		База	17	Благовещенская ВН	220		2			49,2	49,4					220,00	
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	Благовещенская СН	110		2									106,80	-1,76
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	Благовещенская ...	220		2									213,56	-1,76
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Благовещенская НН	10		1	87,4	35,0							9,07	-9,41
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Деловой Центр ВН	110		2									106,52	-1,83
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Деловой Центр НН	10		1	28,0	11,2							10,07	-5,85
23	<input type="checkbox"/>		Ген+	101	БТЭЦ ген №1	6		1			50,0	30,0	6,3	-30,0	30,0		6,10	2,58
24	<input type="checkbox"/>		Ген+	102	БТЭЦ ген №2	10		1			90,0	55,0	10,5	-55,0	55,0		10,27	3,65
25	<input type="checkbox"/>		Ген+	103	БТЭЦ ген №3	10		1			90,0	55,0	10,5	-55,0	55,0		10,27	3,65

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N...	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_а...	БД...	P_нач	Q_нач
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	102			БТЭЦ - БТЭЦ ген №2	0,37	12,30	56,818	0,091	1	2	90	44
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	103			БТЭЦ - БТЭЦ ген №3	0,37	12,30	56,818	0,091	1	2	90	44
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	4			БТЭЦ - Оп.№21	0,08	0,36	-8,976				-86	-45
5	<input type="checkbox"/>	✗	ЛЭП	1	2			БТЭЦ - Западная ВН	0,20	0,84	-5,418					
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			БТЭЦ - Западная ВН	0,20	0,84	-5,418				-80	-41
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	18			БТЭЦ - Благовещенс...	0,21	0,92	-22,598				-63	-25
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	5			Оп.№21 - Новая ВН	0,01	0,02	-0,606				-16	-8
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	6			Новая ВН - Новая НН	1,97	45,30	35,950	0,098	14	6	-16	-8
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	3			Западная ВН - Запад...	0,70	17,35	42,974	0,091			-41	-20
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	7			Оп.№21 - Оп.№6	0,27	0,68	-18,150				-70	-37
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	8			Оп.№6 - Сетевая ВН	0,25	0,43	-10,640				-50	-25
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	9			Сетевая ВН - Сетева...	0,70	17,35	42,974	0,098	14	6	-50	-25
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	10			Оп.№6 - Центральна...	0,08	0,21	-5,500				-19	-12
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	10	11			Центральная ВН - Це...	3,00	92,60	14,462	0,091			-34	-30
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	12			Центральная ВН - По...	0,51	1,09	-27,972				2	3
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	13			Портовая ВН - Порто...	3,97	69,50	11,570	0,098	14	4	-10	-5
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	14			Центральная ВН - Оп...	0,26	0,67	-17,876				13	16
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	15			Оп.№20 - Северная ВН	0,03	0,04					-12	-5
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	16			Северная ВН - Север...	1,27	27,95	28,926	0,096	13	5	-12	-5
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	18			Оп.№20 - Благовеще...	0,26	0,67	-17,876				24	21
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	17	19			Благовещенская ВН - ...	0,28	29,60	25,806	1,000			-49	-49
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19	18			Благовещенская н.т. ...	0,24			0,500	7	3	39	4
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19	20			Благовещенская н.т. ...	1,60	65,50		0,045			-88	-50
25	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	21			Западная ВН - Делов...	0,24	0,32					-40	-21
26	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	12	21			Портовая ВН - Делов...	0,06	0,08					11	7
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	22			Деловой Центр ВН - ...	1,27	27,95	28,926	0,098	14	5	-28	-14

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

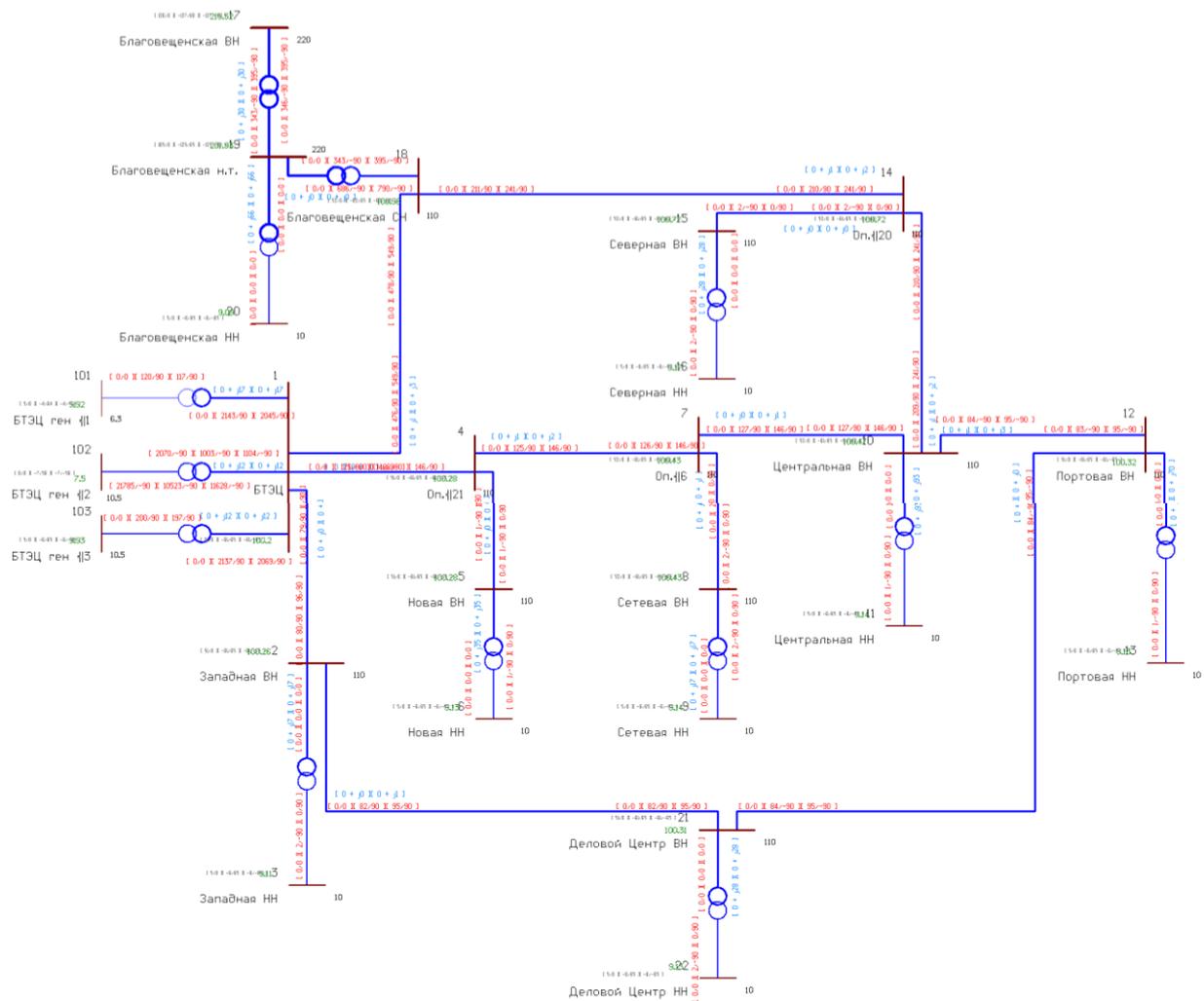
### Расчет токов КЗ в ПВК RastrWin 3

	O	S	s0	Ти...	Номер	Название	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	101	БТЭЦ ген №1	6
2	<input type="checkbox"/>			у	102	БТЭЦ ген №2	10
3	<input type="checkbox"/>			у	103	БТЭЦ ген №3	10
4	<input type="checkbox"/>			зак	1	БТЭЦ	110
5	<input type="checkbox"/>			зак	2	Западная ВН	110
6	<input type="checkbox"/>			у	3	Западная НН	10
7	<input type="checkbox"/>			у	4	Оп.№21	110
8	<input type="checkbox"/>			зак	5	Новая ВН	110
9	<input type="checkbox"/>			у	6	Новая НН	10
10	<input type="checkbox"/>			у	7	Оп.№6	110
11	<input type="checkbox"/>			зак	8	Сетевая ВН	110
12	<input type="checkbox"/>			у	9	Сетевая НН	10
13	<input type="checkbox"/>			зак	10	Центральная ВН	110
14	<input type="checkbox"/>			у	11	Центральная НН	10
15	<input type="checkbox"/>			зак	12	Портовая ВН	110
16	<input type="checkbox"/>			у	13	Портовая НН	10
17	<input type="checkbox"/>			у	14	Оп.№20	110
18	<input type="checkbox"/>			зак	15	Северная ВН	110
19	<input type="checkbox"/>			у	16	Северная НН	10
20	<input type="checkbox"/>			у	17	Благовещенская ВН	220
21	<input type="checkbox"/>			у	18	Благовещенская СН	110
22	<input type="checkbox"/>			зак	19	Благовещенская н.т.	220
23	<input type="checkbox"/>			у	20	Благовещенская НН	10
24	<input type="checkbox"/>			зак	21	Деловой Центр ВН	110
25	<input type="checkbox"/>			у	22	Деловой Центр НН	10

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N...	Название	X	B	Кт/г	x0
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	1	101		БТЭЦ - БТЭЦ ген №1	17,40	39,7	0,057	17,400
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	1	102		БТЭЦ - БТЭЦ ген №2	12,30	56,8	0,095	12,300
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	1	103		БТЭЦ - БТЭЦ ген №3	12,30	56,8	0,095	12,300
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	1	4		БТЭЦ - Оп.№21	0,36	-9,0		1,080
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	1	2		БТЭЦ - Западная ВН	0,42	-10,8		1,260
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	1	18		БТЭЦ - Благовещенская СН	0,92	-22,6		2,760
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	3		Западная ВН - Западная НН	17,35	43,0	0,091	17,350
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2	21		Западная ВН - Деловой Центр ВН	0,32			0,960
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	4	5		Оп.№21 - Новая ВН	0,02	-0,6		0,060
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	4	7		Оп.№21 - Оп.№6	0,68	-18,2		2,040
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	6		Новая ВН - Новая НН	34,70	21,5	0,091	34,700
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	7	8		Оп.№6 - Сетевая ВН	0,43	-10,6		1,260
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	7	10		Оп.№6 - Центральная ВН	0,21	-5,5		0,630
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	8	9		Сетевая ВН - Сетевая НН	17,35	43,0	0,091	17,350
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	10	11		Центральная ВН - Центральная НН	92,60	14,5	0,091	92,600
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	10	12		Центральная ВН - Портовая ВН	1,09	-28,0		3,270
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	10	14		Центральная ВН - Оп.№20	0,67	-17,9		2,010
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	12	13		Портовая ВН - Портовая НН	69,50	11,6	0,091	69,500
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	12	21		Портовая ВН - Деловой Центр ВН	0,08			0,240
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	14	15		Оп.№20 - Северная ВН	0,04			0,120
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	14	18		Оп.№20 - Благовещенская СН	0,67	-17,9		2,010
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	15	16		Северная ВН - Северная НН	27,95	28,9	0,091	27,950
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	17	19		Благовещенская ВН - Благовещенская н.т.	29,60	25,8	1,000	29,600
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	19	18		Благовещенская н.т. - Благовещенская СН			0,500	
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	19	20		Благовещенская н.т. - Благовещенская НН	65,50		0,045	65,500
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	21	22		Деловой Центр ВН - Деловой Центр НН	27,95	28,9	0,091	27,950

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

## Расчет токов КЗ в ПВК RastrWin 3



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчет токов КЗ в ПВК RastrWin 3

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1		1	1	1ф	102	21,7852	-90,00	21,7852	-90,00	21,7852	-90,00

	S	N агр	Название	N узла	x	X2	E	I1	dI1	I2	dI2	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1		1	БТЭЦ ген №1	101	0,102	0,12	6,300	2,143	-90,000	2,045	-90,000	4,188	-90,000	-2,096	-87,669	2,096	87,669
2		2	БТЭЦ ген №2	102	0,154	0,19	10,500	11,262	-90,000	10,157	-90,000	21,419	-90,000	-10,752	-84,892	10,752	84,892
3		3	БТЭЦ ген №3	103	0,154	0,19	10,500	2,137	-90,000	2,069	-90,000	4,206	-90,000	-2,104	-88,401	2,104	88,401
4		4	Благовещенская ВН	17	0,794		220,000	0,346	-90,000	0,395	-90,000	0,742	-90,000	0,373	83,510	-0,373	-83,510

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0
1		1	1	2ф	102	36,2957	-90,00	36,2957	90,00	0,0000

	S	N агр	Название	N узла	x	X2	E	I1	dI1	I2	dI2	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1		1	БТЭЦ ген №1	101	0,102	0,12	6,300	3,514	-90,000	3,407	90,000	0,107	-90,000	-5,993	-0,511	5,993	0,511
2		2	БТЭЦ ген №2	102	0,154	0,19	10,500	18,707	-90,000	16,922	90,000	1,785	-90,000	-30,868	-1,657	30,868	1,657
3		3	БТЭЦ ген №3	103	0,154	0,19	10,500	3,503	-90,000	3,447	90,000	0,056	-90,000	-6,019	-0,267	6,019	0,267
4		4	Благовещенская ВН	17	0,794		220,000	0,578	-90,000	0,658	90,000	0,081	90,000	-1,071	2,156	1,071	-2,156

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0
1		1	1	3ф	102	76,5607	-90,00	0,0000		0,0000

	S	N агр	Название	N узла	x	X2	E	I1	dI1	I2	dI2	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1		1	БТЭЦ ген №1	101	0,102	0,12	6,300	7,316	-90,000	0,000		7,316	-90,000	-7,316	-30,000	7,316	30,000
2		2	БТЭЦ ген №2	102	0,154	0,19	10,500	39,365	-90,000	0,000		39,365	-90,000	-39,365	-30,000	39,365	30,000
3		3	БТЭЦ ген №3	103	0,154	0,19	10,500	7,295	-90,000	0,000		7,295	-90,000	-7,295	-30,000	7,295	30,000
4		4	Благовещенская ВН	17	0,794		220,000	1,219	-90,000	0,000		1,219	-90,000	-1,219	-30,000	1,219	30,000

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1		1	1	1ф1ф	102	47,2627	-90,00	26,4098	90,00	20,8529	90,00

	S	N агр	Название	N узла	x	X2	E	I1	dI1	I2	dI2	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1		1	БТЭЦ ген №1	101	0,102	0,12	6,300	4,549	-90,000	2,479	90,000	2,071	-90,000	-6,174	-9,653	6,174	9,653
2		2	БТЭЦ ген №2	102	0,154	0,19	10,500	24,333	-90,000	12,313	90,000	12,021	-90,000	-32,301	-10,724	32,301	10,724
3		3	БТЭЦ ген №3	103	0,154	0,19	10,500	4,536	-90,000	2,508	90,000	2,028	-90,000	-6,184	-9,436	6,184	9,436
4		4	Благовещенская ВН	17	0,794		220,000	0,752	-90,000	0,479	90,000	0,273	-90,000	-1,075	-7,306	1,075	7,306

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчет токов КЗ в ПВК RastrWin 3

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1	1	1	1	1ф	1	6,5120	-90,00	6,5120	-90,00	6,5120	-90,00

	S	N агр	Название	N узла	x	X2	E	I1	dI1	I2	dI2	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1	1	1	БТЭЦ ген №1	101	0,102	0,12	6,300	11,226	-90,000	10,233	-90,000	21,459	-90,000	-10,764	-85,415	10,764	85,415
2	2	2	БТЭЦ ген №2	102	0,154	0,19	10,500	11,193	-90,000	10,354	-90,000	21,547	-90,000	-10,798	-86,142	10,798	86,142
3	3	3	БТЭЦ ген №3	103	0,154	0,19	10,500	11,193	-90,000	10,354	-90,000	21,547	-90,000	-10,798	-86,142	10,798	86,142
4	4	4	Благовещенская ВН	17	0,794		220,000	1,879	-90,000	1,977	-90,000	3,857	-90,000	1,930	87,477	-1,930	-87,477

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0
1	1	1	1	2ф	1	6,5120	-90,00	6,5120	90,00	0,0000

	S	N агр	Название	N узла	x	X2	E	I1	dI1	I2	dI2	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1	1	1	БТЭЦ ген №1	101	0,102	0,12	6,300	11,226	-90,000	10,233	90,000	0,994	-90,000	-18,591	-1,531	18,591	1,531
2	2	2	БТЭЦ ген №2	102	0,154	0,19	10,500	11,193	-90,000	10,354	90,000	0,839	-90,000	-18,665	-1,288	18,665	1,288
3	3	3	БТЭЦ ген №3	103	0,154	0,19	10,500	11,193	-90,000	10,354	90,000	0,839	-90,000	-18,665	-1,288	18,665	1,288
4	4	4	Благовещенская ВН	17	0,794		220,000	1,879	-90,000	1,977	90,000	0,098	90,000	-3,340	0,841	3,340	-0,841

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0
1	1	1	1	3ф	1	13,3611	-90,00	0,0000		0,0000

	S	N агр	Название	N узла	x	X2	E	I1	dI1	I2	dI2	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1	1	1	БТЭЦ ген №1	101	0,102	0,12	6,300	22,944	-90,000			22,944	-90,000	-22,944	-30,000	22,944	30,000
2	2	2	БТЭЦ ген №2	102	0,154	0,19	10,500	22,875	-90,000			22,875	-90,000	-22,875	-30,000	22,875	30,000
3	3	3	БТЭЦ ген №3	103	0,154	0,19	10,500	22,875	-90,000			22,875	-90,000	-22,875	-30,000	22,875	30,000
4	4	4	Благовещенская ВН	17	0,794		220,000	3,857	-90,000	0,000		3,857	-90,000	-3,857	-30,000	3,857	30,000

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1	1	1	1	1ф1ф	1	13,3611	-90,00	0,0000		13,3611	90,00

	S	N агр	Название	N узла	x	X2	E	I1	dI1	I2	dI2	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1	1	1	БТЭЦ ген №1	101	0,102	0,12	6,300	22,944	-90,000	0,000		22,944	-90,000	-22,944	-30,000	22,944	30,000
2	2	2	БТЭЦ ген №2	102	0,154	0,19	10,500	22,875	-90,000	0,000		22,875	-90,000	-22,875	-30,000	22,875	30,000
3	3	3	БТЭЦ ген №3	103	0,154	0,19	10,500	22,875	-90,000	0,000		22,875	-90,000	-22,875	-30,000	22,875	30,000
4	4	4	Благовещенская ВН	17	0,794		220,000	3,857	-90,000	0,000		3,857	-90,000	-3,857	-30,000	3,857	30,000

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчет токов КЗ в ПВК RastrWin 3

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1	1	1	1	1ф	21	5,9825	-90,00	5,9825	-90,00	5,9825	-90,00

	S	N агр	Название	N узла	x	X2	E	I1	dI1	I2	dI2	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1	1	1	БТЭЦ ген №1	101	0,102	0,12	6,300	10,209	-90,000	9,299	-90,000	19,508	-90,000	-9,786	-85,377	9,786	85,377
2	2	2	БТЭЦ ген №2	102	0,154	0,19	10,500	10,179	-90,000	9,409	-90,000	19,588	-90,000	-9,817	-86,104	9,817	86,104
3	3	3	БТЭЦ ген №3	103	0,154	0,19	10,500	10,179	-90,000	9,409	-90,000	19,588	-90,000	-9,817	-86,104	9,817	86,104
4	4	4	Благовещенская ВН	17	0,794		220,000	1,740	-90,000	1,829	-90,000	3,569	-90,000	1,786	87,521	-1,786	-87,521

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0
1	1	1	1	2ф	21	5,9825	-90,00	5,9825	90,00	0,0000

	S	N агр	Название	N узла	x	X2	E	I1	dI1	I2	dI2	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1	1	1	БТЭЦ ген №1	101	0,102	0,12	6,300	10,209	-90,000	9,299	90,000	0,911	-90,000	-16,900	-1,544	16,900	1,544
2	2	2	БТЭЦ ген №2	102	0,154	0,19	10,500	10,179	-90,000	9,409	90,000	0,770	-90,000	-16,968	-1,300	16,968	1,300
3	3	3	БТЭЦ ген №3	103	0,154	0,19	10,500	10,179	-90,000	9,409	90,000	0,770	-90,000	-16,968	-1,300	16,968	1,300
4	4	4	Благовещенская ВН	17	0,794		220,000	1,740	-90,000	1,829	90,000	0,089	90,000	-3,091	0,827	3,091	-0,827

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0
1	1	1	1	3ф	21	12,2427	-90,00	0,0000		0,0000

	S	N агр	Название	N узла	x	X2	E	I1	dI1	I2	dI2	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1	1	1	БТЭЦ ген №1	101	0,102	0,12	6,300	20,803	-90,000	0,000		20,803	-90,000	-20,803	-30,000	20,803	30,000
2	2	2	БТЭЦ ген №2	102	0,154	0,19	10,500	20,741	-90,000	0,000		20,741	-90,000	-20,741	-30,000	20,741	30,000
3	3	3	БТЭЦ ген №3	103	0,154	0,19	10,500	20,741	-90,000	0,000		20,741	-90,000	-20,741	-30,000	20,741	30,000
4	4	4	Благовещенская ВН	17	0,794		220,000	3,562	-90,000	0,000		3,562	-90,000	-3,562	-30,000	3,562	30,000

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1	1	1	1	1ф1ф	21	12,2427	-90,00	0,0000		12,2427	90,00

	S	N агр	Название	N узла	x	X2	E	I1	dI1	I2	dI2	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1	1	1	БТЭЦ ген №1	101	0,102	0,12	6,300	20,803	-90,000	0,000		20,803	-90,000	-20,803	-30,000	20,803	30,000
2	2	2	БТЭЦ ген №2	102	0,154	0,19	10,500	20,741	-90,000	0,000		20,741	-90,000	-20,741	-30,000	20,741	30,000
3	3	3	БТЭЦ ген №3	103	0,154	0,19	10,500	20,741	-90,000	0,000		20,741	-90,000	-20,741	-30,000	20,741	30,000
4	4	4	Благовещенская ВН	17	0,794		220,000	3,562	-90,000	0,000		3,562	-90,000	-3,562	-30,000	3,562	30,000

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчет токов КЗ в ПВК RastrWin 3

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1	1	1	1	1ф	22	7,3944	-90,00	7,3944	-90,00	7,3944	-90,00

	S	N агр	Название	N узла	x	X2	E	I1	dI1	I2	dI2	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1	1	1	БТЭЦ ген №1	101	0,102	0,12	6,300	1,224	-90,000	1,046	-90,000	2,270	-90,000	-1,146	-82,248	1,146	82,248
2	2	2	БТЭЦ ген №2	102	0,154	0,19	10,500	1,221	-90,000	1,058	-90,000	2,279	-90,000	-1,148	-82,965	1,148	82,965
3	3	3	БТЭЦ ген №3	103	0,154	0,19	10,500	1,221	-90,000	1,058	-90,000	2,279	-90,000	-1,148	-82,965	1,148	82,965
4	4	4	Благовещенская ВН	17	0,794		220,000	0,195	-90,000	0,206	-90,000	0,401	-90,000	0,201	87,341	-0,201	-87,341

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0
1	1	1	1	2ф	22	10,5010	-90,00	10,5010	90,00	0,0000

	S	N агр	Название	N узла	x	X2	E	I1	dI1	I2	dI2	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1	1	1	БТЭЦ ген №1	101	0,102	0,12	6,300	1,703	-90,000	1,485	90,000	0,217	-90,000	-2,763	-2,255	2,763	2,255
2	2	2	БТЭЦ ген №2	102	0,154	0,19	10,500	1,698	-90,000	1,503	90,000	0,195	-90,000	-2,773	-2,012	2,773	2,012
3	3	3	БТЭЦ ген №3	103	0,154	0,19	10,500	1,698	-90,000	1,503	90,000	0,195	-90,000	-2,773	-2,012	2,773	2,012
4	4	4	Благовещенская ВН	17	0,794		220,000	0,277	-90,000	0,292	90,000	0,015	90,000	-0,493	0,867	0,493	-0,867

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0
1	1	1	1	3ф	22	21,0783	-90,00	0,0000		0,0000

	S	N агр	Название	N узла	x	X2	E	I1	dI1	I2	dI2	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1	1	1	БТЭЦ ген №1	101	0,102	0,12	6,300	3,331	-90,000	0,000		3,331	-90,000	-3,331	-30,000	3,331	30,000
2	2	2	БТЭЦ ген №2	102	0,154	0,19	10,500	3,322	-90,000	0,000		3,322	-90,000	-3,322	-30,000	3,322	30,000
3	3	3	БТЭЦ ген №3	103	0,154	0,19	10,500	3,322	-90,000	0,000		3,322	-90,000	-3,322	-30,000	3,322	30,000
4	4	4	Благовещенская ВН	17	0,794		220,000	0,557	-90,000	0,000		0,557	-90,000	-0,557	-30,000	0,557	30,000

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1	1	1	1	1ф1ф	22	14,4469	-90,00	6,5835	90,00	7,8634	90,00

	S	N агр	Название	N узла	x	X2	E	I1	dI1	I2	dI2	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1	1	1	БТЭЦ ген №1	101	0,102	0,12	6,300	2,310	-90,000	0,931	90,000	1,379	-90,000	-2,891	-13,801	2,891	13,801
2	2	2	БТЭЦ ген №2	102	0,154	0,19	10,500	2,303	-90,000	0,942	90,000	1,361	-90,000	-2,892	-13,612	2,892	13,612
3	3	3	БТЭЦ ген №3	103	0,154	0,19	10,500	2,303	-90,000	0,942	90,000	1,361	-90,000	-2,892	-13,612	2,892	13,612
4	4	4	Благовещенская ВН	17	0,794		220,000	0,382	-90,000	0,183	90,000	0,199	-90,000	-0,499	-11,471	0,499	11,471