

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 Релейная защита и автоматизация
электроэнергетических систем

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

«_____» _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ в связи с переводом подстанции Базовая напряжением 35\10 кВ Амурских электрических сетей на напряжение 110 кВ

Исполнитель
студент группы

подпись, дата

Ю. Л. Бородин

Руководитель
преподаватель

подпись, дата

А. Г. Ротачёва

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
И.о. зав. кафедрой

« _____ » _____ 2016 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента: _____

1. выпускной квалификационной работы (проекта): _____
(утверждена приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (проекта) (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 (проекту) (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

Задание принял к исполнению (дата): _____

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

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента
энергетического факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Направление подготовки _____

Направленность (профиль) программы _____

Тема _____ выпускной _____ квалификационной
работы _____

1. Объем работы:
количество листов выпускной квалификационной
работы _____
количество рисунков и
таблиц _____

число
приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью

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

РЕЦЕНЗИЯ

**на выпускную квалификационную работу студента
энергетического факультета**

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Направление
подготовки _____

Направленность (профиль) программы

Тема _____ выпускной _____ квалификационной
работы _____

1. Соответствиесодержанию работы (проекта) заданию (полное или
неполное)

Вопросы задания, не надлежащие отражения в работе (проекте)

Материалы представленные в работе (проекте), непосредственно
связанные _____ с _____ темой _____ и
направленностью _____

2. Достоинства _____ работы _____ (проекта)

3. _____ Недостатки _____ работы _____ (проекта)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 111 страниц, 17 рисунков, 24 таблицы, 125 формул, 23 источника, 2 приложения.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, КОРОНА, БЕЗОПАСНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В данной работе разработан вариант развития сети при переводе подстанции «Базовая» на более высокий уровень напряжения.

Цель работы - определение наиболее рационального варианта реконструкции ПС Базовая для соответствия росту нагрузок.

В процессе работы выбран оптимальный вариант реконструкции. Выполнено обоснование конструкции распределительного устройства высокого напряжения подстанции. Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведен выбор основного электрического оборудования. Выбрана релейная защита трансформаторов. Произведен расчет режимов. Рассчитано заземляющее устройство ПС «Базовая». Выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты ОРУ 110 кВ от прямых ударов молнии, рассчитаны зоны защиты молниеотводов. Произведен технико-экономический расчет.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

РУ – распределительное устройство

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ВН – высокое напряжение

НН – низкое напряжение

ВЛ – воздушная линия

РЗиА – релейная защита и автоматика

ОРУ – открытое распределительное устройство

ОПН – ограничитель перенапряжения

ПУЭ – правила устройства электроустановок

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Климатическая характеристика района размещения подстанции	7
2 Характеристика существующей схемы электроснабжения	8
2.1 Характеристика источников питания	8
3 Характеристика города «Свободный»	12
4 Характеристика потребителей ПС «Базовая»	14
5 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	15
6 Компенсация реактивной мощности	18
7 Выбор числа и мощности трансформаторов	20
8 Выбор сечения питающей линии	22
9 Выбор конструкции ОРУ ВН ПС «Базовая» в связи с реконструкцией	24
10 Оценка надежности выбранной схемы РУ 110 кВ	26
11 Расчет и анализ режимов	30
12 Расчет токов короткого замыкания	44
13 Выбор оборудования	51
13.1 Выбор выключателей	51
13.2 Выбор разъединителей	55
13.3 Выбор трансформаторов тока	55
13.4 Выбор трансформаторов напряжения	58
13.5 Выбор гибкой ошиновки	60
13.6 Выбор жестких шин на напряжении 10 кВ	62
14 Защита от прямых ударов молнии	64
15 Конструкция ВЛ	69
16 Выбор изоляторов и линейной арматуры	71
17 Экономическая часть	73
17.1 Описание проектируемой сети	73
17.2 Юридический статус проектируемого объекта	73
17.3 Затраты на реализацию проекта	74

17.4 Жизненный цикл объекта	79
17.5 Определение нормативной численности обслуживаемого персонала подстанции	79
17.6 Расчет отчислений в фонды пенсионного, медицинского и социального страхования	83
17.7 Расчет себестоимости передачи электроэнергии	83
17.8 Определение необходимой валовой выручки	84
18 Безопасность	88
18.1 Техника безопасности при строительстве ВЛ	91
19 Экологичность	93
20 Чрезвычайные ситуации	100
Заключение	104
Библиографический список	105
Приложение А. Расчет максимального режима	108
Приложение Б. Расчет минимального режима	110

ВВЕДЕНИЕ

Основной проблемой встречающейся в реально эксплуатируемых сетях как Амурской области так и практически всей России является физический и моральный износ электротехнического оборудования. На некоторых подстанциях реальный срок службы оборудования превышает в несколько раз ресурс заложенный заводом изготовителем, оборудование работает практически на износ. Усугубляет данную ситуацию плохо налаженная ремонтная компания.

В результате всего вышесказанного происходит частое повреждение оборудования, страдают потребители электроэнергии и как следствие потеря прибыли. Проблемы в такой системе будут накапливаться в геометрической прогрессии в конце концов это приведет к катастрофическим последствиям. Выходом из данной ситуации является скорейшая модернизация энергетики в частности замена электротехнического оборудования на более современное экономичное и надежное.

В данной работе рассматривается один из вариантов развития и модернизации «Западных электрических сетей» филиала ОАО «Амурские электрические сети» в частности перевод подстанции «Базовая» на более высокое номинальное напряжения с целью уменьшения потерь электроэнергии, увеличения надежности электроснабжения потребителей. Так же будет рассмотрен проект строительства ВЛ 110 кВ для питания данной подстанции.

Актуальность данной работы заключается в том что постоянному росту нагрузок содержащих потребителей различной категории в центральной части города «Свободный» препятствует ненадежная схема электроснабжения представленная в виде ПС «Базовая». Питание данной ПС осуществляется по одноцепной ВЛ, что никак не совпадает с требованиями к надежности электроснабжения потребителей первой категории. Одним из наиболее рациональных решением данной проблемы является увеличение количества цепей ВЛ питающей данную ПС, а так же перевод ее на следующий уровень

номинального напряжения. Эти шаги позволят в корне избавиться от проблемы ненадежного электроснабжения, и оставят значительный запас на рост нагрузок в будущем.

Целью данной работы является определение наиболее экономически целесообразного варианта подключения ПС «Базовая» к системе внешнего электроснабжения обеспечивающего требуемые параметры надежности. К основным задачам следует отнести следующие: определение сечения ВЛ питающей ПС Базовая, выбор схемы распределительного устройства высокого напряжения ПС и номинальной мощности силовых трансформаторов устанавливаемых на ПС в связи с реконструкцией. Так же к основным задачам следует отнести выбор основного электротехнического оборудования на ПС, и определение экономической эффективности инвестиций в реконструкцию и модернизацию сети.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПОДСТАНЦИЙ

Выбор электрических аппаратов и проводников, проектирование конструкций распределительных устройств ПС и линий электропередачи ведется с учетом климатических условий.

Число грозových часов в году необходимо для оценки грозových перенапряжений. Продолжительность зимних и летних дней в году учитывается при расчетах электрических нагрузок.

Рассмотрим климатические условия района расположения реконструируемых объектов.

Зимы характеризуются малой снежностью и сильными морозами. Абсолютная минимальная температура минус 58 °С. Среднемесячная температура в январе достигает минус 24 – минус 32 °С. Продолжительность зимы: 150 – 120 дней. Температура при образовании гололеда минус 10°С.

Зимой осадки незначительны, поэтому высота снежного покрова всего 20 – 40 см (нормативная снеговая нагрузка 700 Па).

Лето тёплое и влажное. Средняя июльская температура достигает примерно 25 – 42 °С.

Дожди приводят к сильным разливам рек и составляют 60 – 70 % годового количества. Количество осадков в год примерно 500 – 600 мм.

Наибольший скоростной нормативный напор ветра равен 400 Па. Соответствующая скорость ветра составляет 25 м/с. Район по ветру – II. Преобладающее направление ветров – северо-западное.

Район по гололеду – II. Нормативная толщина стенки гололёда для высоты 10 м равна 10 мм. Температура при образовании гололеда минус 10°С.

Почвы в районе расположения района буротаежные, болотистые. Глубина промерзания 3,20 м. Первый слой почвы занимают суглинки маловлажные (1,5 м), второй слой – пески (до 7 м).

2 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

На рисунке 1 представлена существующая схема электрической сети. Как видно на рисунке основным источником питания в данной части электрической сети является подстанция «Амурская» имеющая четыре уровня номинальных напряжений 500/220/110/35 кВ. Электроснабжение ПС «Базовая» производится в тупиковом режиме.

Рассматриваемая подстанция «Базовая» подключена непосредственно к источнику ПС «Амурская» через одноцепную воздушную линию 35 кВ проводом марки АС 95/16 длина ВЛ составляет 3,8 км. На начальном участке ВЛ имеет двухцепное исполнение, при этом на опоре № 12 происходит ответвление ВЛ на ПС «Базовая» вторая цепь уходит на РУ 35 кВ ПС «Свободный».

Если учитывать постоянный рост нагрузки связанный со строительством инфраструктуры, жилья появлением новых приемников электроэнергии то можно отметить тот факт что пропускной способности ВЛ «Амурская» - «Базовая» а также трансформаторов на ПС «Базовая» в ближайшем будущем будет недостаточно. При этом питание подстанции осуществляется по одноцепной ВЛ выполненной проводом маркой АС 95.

2.1 Характеристика источников питания.

Как указывалось ранее в данном районе проектирования основным источником питания является ПС «Амурская». Подстанция «Амурская» является одной из крупнейших подстанций в Амурской области. Она имеет пять ступеней напряжения - 500, 220, 110, 35 и 10 кВ.

На сегодняшний день на подстанции установлены:

- два автотрансформатора типа 3×АОДЦТН-167000/500/220/10;
- два автотрансформатора типа АТДЦТН-63000/220/110/10.

Выдача электроэнергии промышленным и сельскохозяйственным потребителям производится на напряжениях 220, 35 и 10 кВ.

Распределительные устройства 500, 220, 35 кВ выполнены открытыми (ОРУ).

ОРУ 500 кВ ПС Амурская запитывается по ВЛ 500 кВ от Зейской ГЭС;

ОРУ 220 кВ ПС Амурская выполнено по схеме - две рабочих с обходной секции шин. От ОРУ 220 кВ отходят 7 линий (тупиковая - двухцепная ВЛ к ПС Чесноковская-тяга; с двусторонним питанием - одноцепные ВЛ на подстанции Космодром, Мухина-тяга, Новокиевка, Новопетровка, Благовещенск и двухцепная на ПС Серышево-2), ОРУ 110 кВ в настоящее время демонтировано, производятся проектные работы по строительству современного РУ.

ОРУ выполнено по схеме одна секционированная система сборных шин. От ОРУ отходят 7 линий (тупиковые - одноцепные ВЛ на подстанции Новоивановка, Лесная, двухцепная ВЛ на ПС Костюковка; с двусторонним питанием - одноцепные ВЛ к подстанции, Свободный, двухцепные ВЛ к подстанциям Северная, Свободный).

Загрузка подстанций 35 кВ в режиме зимнего максимума согласно данным контрольного замера проведенного в 2015г. находящихся в районе проектирования ВЛ 110 указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Данные контрольного замера от 2015г.

ПС «Базовая»				
Присоединение	P, (МВт)	Q, (Мвар)	I, (А)	U, (кВ)
T1 Ввод 35 кВ	3,91	1,2	66	36,6
T2 Ввод 35 кВ	3,91	1,2	66	36,6
ПС «Северная»				
T1 Ввод 35 кВ	-	-	-	-
T2 Ввод 35 кВ	9,43	3,1	155	36,6
ПС «Восточная»				
Присоединение	P, (МВт)	Q, (Мвар)	I, (А)	U, (кВ)
T1 Ввод 35 кВ	3,81	1,35	61	36,8
T2 Ввод 35 кВ	-	-	-	-
ПС «Южная»				
T1 Ввод 35 кВ	6,11	1,55	97	36,9
T2 Ввод 35 кВ	-	-	-	-

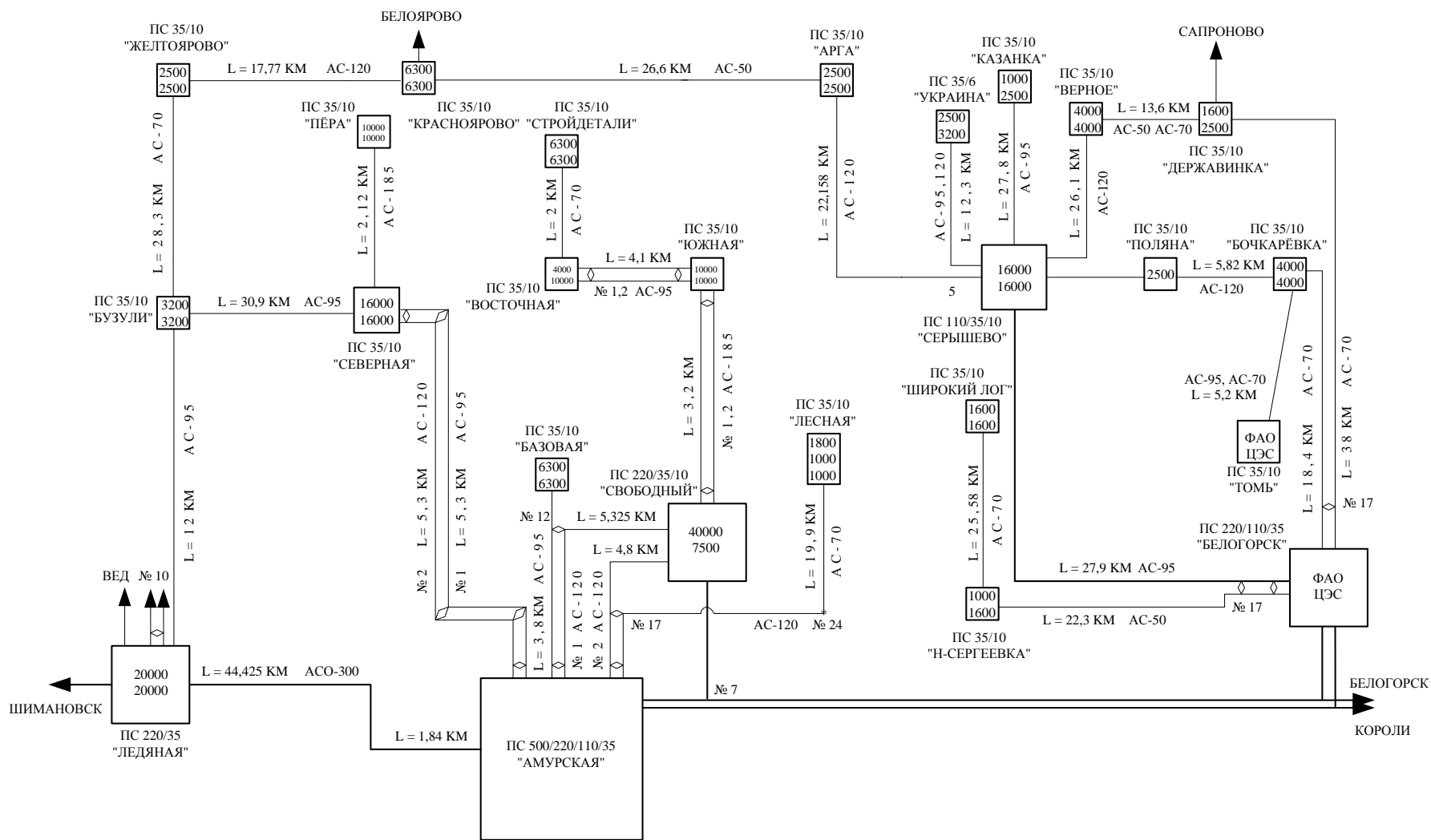


Рисунок 1 - Существующая схема электрической сети

Как видно из таблицы на всех рассмотренных подстанциях даже в режиме зимнего максимума один из трансформаторов остается незадействованным в связи с незначительной нагрузкой на отходящих фидерах и ВЛ, исключением является ПС «Базовая». В данном случае оба трансформатора остаются в работе, их коэффициент загрузки практически приближен к номинальному значению и составляет 65%. Этот факт дополнительно указывает на необходимость реконструкции ПС и увеличения ее пропускной способности.

3 ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРОДА «СВОБОДНЫЙ»

Город Свободный находится в центральной части Амурской области, и является вторым по величине городом области. Общая площадь, занимаемая городом составляет 22472 га (около 225 км²), численность населения по переписи 2005 года составляет порядка 62 тыс. человек.

Свободный расположен на правом берегу реки Зея, в 196 км от ее устья на высокой пойме и террасах долины, в том месте, где реку пересекает Транссибирская магистраль. Уклон поверхности направлен к реке Зея. Улицы ориентированы относительно железнодорожной магистрали. Железная дорога делит город на две примерно равные части.

Город разделен на несколько районов, на центральный, залинейный район, северный район а так же, на посёлок Суражевка, поселок Ударный, поселок Южный и район станции Михайло – Чесноковская. Основная часть крупного производства города размещена в районе посёлка Суражевка и станции Михайло – Чесноковская.

Внешнее электроснабжение города обслуживается Центральным сетевым районом. Данный сетевой район относятся к предприятию «Амурские – западные электрические сети», которое в свою очередь является одним из подразделений открытого акционерного общества энергетики и электрификации «Дальневосточной распределительной сетевой компании».

После «перестройки» В 90годы в городе «Свободный», как и по всей России, наблюдался спад производства и кризис неплатежей, что привело к закрытию многих предприятий (в городе закрылся Силикатный завод, ЖБИ и завод «Автозапчасть»), и в свою очередь, вызвало снижение потребляемой мощности. Все это привело к тому, что развитие электроснабжения города было заморожено ввиду отсутствия средств и необходимости.

На данный момент наблюдается стабильное увеличение электропотребления по городу. Основными потребителями электроэнергии по городу являются: вагоно - ремонтный завод, завод стройдеталей,

электроаппаратный завод, большое количество предприятий мелкого и среднего бизнеса, а также коммунально - бытовой сектор города.

Свободный – крупнейший транспортный узел в области. Здесь пересекаются железнодорожная, речная, автомобильная магистрали и воздушные авиалинии. Географическое расположения города и близость его к ПС «Амурская», и в 45км от космодрома «Восточный» позволяет говорить об инвестиционной привлекательности города для инвесторов. В настоящее время, в рассмотрении находятся инвестиционные проекты по развитию крупных предприятий на территории города: строительство кирпичного завода на территории бывшего завода ЖБИ (залинейная часть города – район ПС «Пера»), размещение перевалочной базы ГЭС на территории речного порта (п.Суражевка – район ПС «Восточная») и строительство электрокотельной (центральная часть города – район ПС «Базовая») и др. Основная часть вновь вводимых крупных предприятий относится к первой и второй категории электроснабжения, что в соответствии с условием технологического процесса, предъявляет дополнительные требования к надёжности электроснабжения существующей схемы, и даёт перспективу развития внешнего электроснабжения города.

4 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПС «БАЗОВАЯ»

Учитывая месторасположение ПС «Базовая» – центр города «Свободный» можно сделать вывод о том что нагрузка подстанции будет расти с каждым годом, на шинах низкого напряжения подстанции предполагается дополнительное увеличение нагрузки в которой преобладающее значение будет иметь нагрузка городского типа, различные службы жилищно-коммунального хозяйства, общая мощность которой составит, с учетом прогнозирования до 2032 года 24,54 МВт. В составе электроприемников данных подстанции имеются как потребителя третьей так и второй категории, согласно ПУЭ 1.2.20. электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады

Следовательно можно сделать вывод о том что при проектировании вновь вводимого распределительного устройства высокого напряжения должна быть учтена установка двух трансформаторов.

5 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

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

Для количественной характеристики работы электрической сети рассматриваются ее рабочие режимы. Под рабочим режимом сети понимается ее условное установившееся электрическое состояние, определяемое её параметрами, т.е. параметрами режима.

Графики электрических нагрузок строятся на основе информации о режимах потребления электроэнергии отдельных потребителей в течение определенного периода времени (для нашего проекта это сутки) и характеризуются вероятностными характеристиками, которые включают в себя: среднюю мощность, эффективную мощность, максимальную и минимальную мощности.

Для определения основных параметров электрического оборудования определяем вероятностные характеристики нагрузки на рассматриваемой подстанции с помощью программы «Расчет сети» данные полученные в ходе расчета сводим в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчетные данные о нагрузке на стороне 10 кВ подстанции «Базовая»

ПС «Базовая»					
Активная мощность максимальная (МВт)	Активная мощность средняя (МВт)	Активная мощность эффективная (МВт)	Реактивная мощность максимальная (Мвар)	Реактивная мощность средняя (Мвар)	Реактивная мощность эффективная (Мвар)
9,25	5,64	5,91	5,59	4,17	4,24

Для прогнозирования электрических нагрузок до 2032 года используем формулу сложных процентов приведенную ниже, при этом относительный прирост нагрузки в данном районе составляет согласно [3] 0,05 о.е. в год.

Подробно рассмотрим прогнозирование активной мощности, для этого используем формулу сложных процентов:

$$P_{np} = P_{тек} \cdot (1 + 0,05)^{T_{np} - T_m} \quad (1)$$

где P_{np} – прогнозируемая на период T_{np} активная мощность нагрузки (МВт);

$P_{тек}$ – текущая мощность нагрузки (МВт);

0,05 – относительное увеличение нагрузки за год для данного района;

T_{np} – год на который прогнозируется нагрузка;

T_m – текущий год

Для подстанции «Базовая» прогноз максимальной активной нагрузки на стороне 10 кВ на 2032 год составит:

$$P_{np} = 9,25 \cdot (1 + 0,05)^{20} = 24,54 \text{ МВт}$$

Расчет остальных вероятностных характеристик нагрузки для данной подстанции проводится по аналогичной формуле. Результаты расчета приведены в таблице 3:

Таблица 3 – Прогнозируемые нагрузки на стороне 10 кВ подстанции «Базовая» на 2032

ПС «Базовая»					
Активная мощность максимальная (МВт)	Активная мощность средняя (МВт)	Активная мощность эффективная (МВт)	Реактивная мощность максимальная (Мвар)	Реактивная мощность средняя (Мвар)	Реактивная мощность эффективная (Мвар)
24,54	14,85	15,66	14,81	11,05	11,24

6 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Для выбора мощности силовых трансформаторов и сечений проводов ЛЭП определяется экономически выгодная реактивная мощность, задаваемая энергосистемой в часы максимальных нагрузок.

Компенсация реактивной мощности оказывает существенное влияние на экономические показатели функционирования электрической сети, так как позволяет снизить потери активной мощности и электроэнергии в элементах сети.

Определяем требуемую мощность компенсирующих устройств требуемых к установке на подстанции «Базовая» с учетом прогнозирования электрической нагрузки. Расчет проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой (Мвар):

$$Q_{KV}^{TP} = Q_{max} - P_{max} \cdot tg \cdot \varphi \quad (2)$$

где $tg \cdot \varphi$ - коэффициент мощности задаваемый энергосистемой для 110 кВ – 0,5.

$$Q_{KV}^{TP} = 14,81 - 24,54 \cdot 0,5 = 2,54 \text{ (Мвар)}$$

Требуемую мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на одну систему шин определяем по формуле (Мвар):

$$Q_{КУСШ}^{TP} = \frac{Q_{KV}^{TP}}{2} \quad (3)$$

Для подстанции «Базовая»:

$$Q_{КУСШ}^{TP} = \frac{2,54}{2} = 1,27 \text{ (Мвар)}$$

По требуемой мощности на одну систему шин выбираем компенсирующие устройства, определяем их необходимое количество и фактическую суммарную реактивную мощность $Q_{КУ}^{\phi}$.

При определении мощности компенсирующих устройств необходимо учитывать следующее условие: если требуемая мощность компенсирующих устройств составляет 50 и более МВАр то к установке следует принимать синхронный компенсатор, в обратном случае принимаются СТК либо БСК. В данном случае требуемая мощность КУ невелика, следовательно, принимаем к установке батареи статических конденсаторов типа УКЛ-10-1350У3 с номинальной мощностью 1,35 МВАр, на каждую секцию 10 кВ.

Нескомпенсированная мощность определяется следующим образом.

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{КУ}}^{\phi} \quad (4)$$

$$Q_{\text{неск}} = 14,81 - 1,35 \cdot 2 = 12,11 \text{ (Мвар)}$$

7 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции и некомпенсированной реактивной мощности. Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов, второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей.

В данной работе в нагрузке отсутствуют потребители первой категории, следовательно на подстанции требуется установка двух трансформаторов.

Расчетная мощность силового двухобмоточного трансформатора определяется по следующей формуле (МВА):

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot K_3^{opt}} \quad (5)$$

где S_p – расчётная мощность трансформатора (МВА);

P_{cp} – средняя активная мощность в зимний период (МВт);

$Q_{неск}$ – максимальная некомпенсированная реактивная мощность в зимний период;

n_T – число трансформаторов;

K_3^{opt} – оптимальный коэффициент загрузки (0,7).

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot S_{ТНОМ}} \quad (6)$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{ТНОМ}} \quad (7)$$

Определяем расчетную мощность трансформаторов устанавливаемых на подстанции «Базовая» после реконструкции:

$$S_P = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot K_3^{ном}} = \frac{\sqrt{14,85^2 + 12,11^2}}{2 \cdot 0,7} = 13,69 \text{ (МВА)}$$

Принимаем к установке трансформатор типа ТДН 16000/110 с системой охлаждения в виде принудительной циркуляции воздуха и естественной циркуляции масла, трансформатор оснащен системой регулирования напряжения под нагрузкой – РПН, номинальная мощность 16 МВА; определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{14,85^2 + 12,11^2}}{2 \cdot 16} = 0,6$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{14,85^2 + 12,11^2}}{16} = 1,2$$

Коэффициент загрузки в нормальном режиме должен находиться в пределах: 0,5 – 0,7, для послеаварийного режима 1-1,4, выбранный трансформатора удовлетворяет условиям загрузки следовательно его оставляем.

8 ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПИТАЮЩЕЙ ЛИНИИ

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

На воздушных линиях предусматривается применение только сталеалюминевых проводов марки АС. Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов с последующей проверкой по допустимому нагреву.

В данной работе предусматривается проектирование двухцепной ВЛ для обеспечения достаточного уровня надежности питания потребителей, согласно задания на проект ВЛ должна быть переведена на номинальное напряжение 110 кВ.

Расчетный ток в воздушных линиях вычисляется по формуле [1]:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (8)$$

где n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение;

P_{\max} , $Q_{неск}$ – потоки максимальной активной и максимальной некомпенсированной реактивной мощностей на стороне высокого напряжения трансформаторов;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования \max нагрузки.

Для воздушных линий до 220 кВ α_i принимается равным 1,05.

Для T_m равным 3500 часов α_T принимается равным 0,9.

При определении расчетного тока ВЛ учитывается полная мощность передаваемая как в сеть низкого так и среднего напряжения.

Расчетный ток для ВЛ составит согласно формуле:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T = \frac{\sqrt{24,54^2 + 12,11^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} 1,05 \cdot 0,9 = 0,05 \text{ (кА)}$$

Согласно экономическим токовым интервалам и учитывая климатические характеристики района (район по гололеду II) проектирования сети принимаем марку провода АС 95/16 для подхода к ПС «Базовая», ВЛ устанавливаются на стальных опорах.

Обслуживанием и ремонтом ВЛ будет заниматься центральный сетевой район СП «Западные электрические сети» филиала «Амурские электрические сети» ОАО «ДРСК».

9 ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ ОРУ ВН ПС «БАЗОВАЯ» В СВЯЗИ С РЕКОНСТРУКЦИЕЙ

Учитывая схему питания ПС «Базовая» в качестве распределительного устройства высокого напряжения на подстанции предполагается его установка по схеме «сдвоенный блок линия – трансформатор с неавтоматической перемычкой и выключателями со стороны трансформаторов». Принципиальная однолинейная схема подстанции «Базовая» после реконструкции представлена на рисунке 2.

Данная схема применяется для подстанции с числом присоединений 2 и номинальным напряжением 35-220 кВ. При этом на напряжении 10 кВ применяется стандартная схема две секции шин с секционным выключателем.

Данная схема электроснабжения не обладает высокой надежностью, однако имеет простую конструкцию и наглядность.

Данный тип распределительного устройства принят в соответствии с категорией потребителей подключенных к шинам низкого напряжения подстанции, а именно 2, 3 категория.

В нормальном режиме питания ПС перемычка на стороне 110 кВ находится в отключенном положении, при повреждении ВЛ, она отключается с двух сторон, со стороны питающей подстанции в данном случае «Амурская» и трансформаторным выключателем на подстанции, при этом для обеспечения питания потребителей на шины низкого напряжения подается от оставшегося в работе трансформатора (в результате работы АВР на стороне 10 кВ), после отключения линейного разъединителя может быть включена перемычка для введения в работу отключенного трансформатора и повышения надежности питания потребителей.

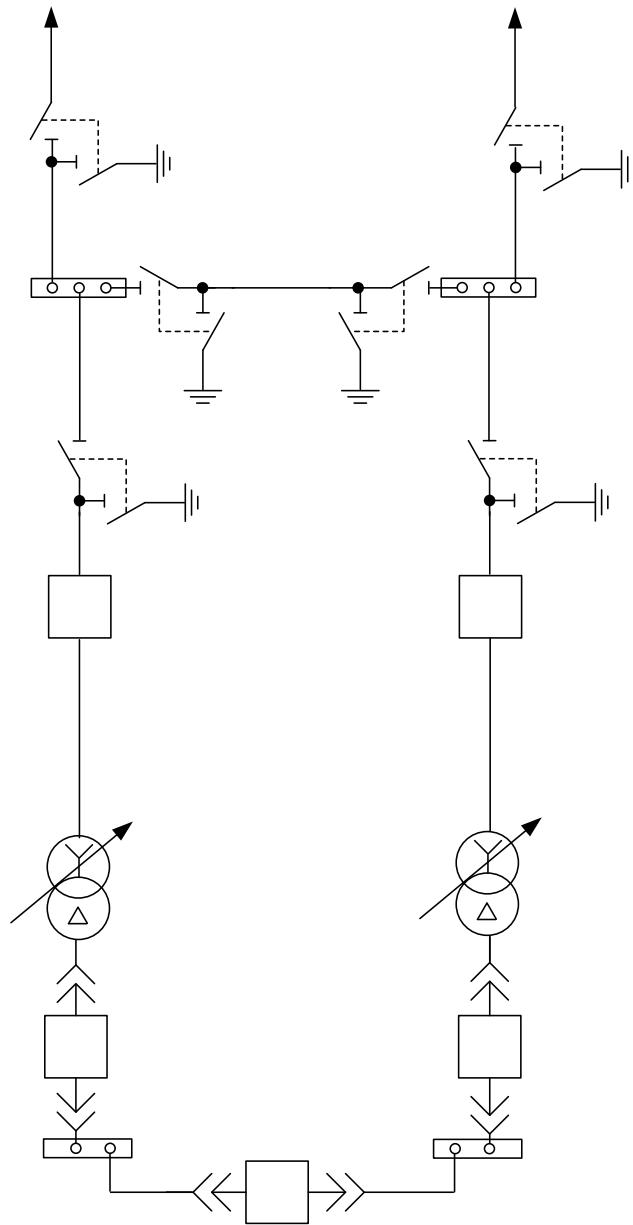


Рисунок 2 – Однолинейная схема подстанции «Базовая» после реконструкции

10 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ВЫБРАННОЙ СХЕМЫ РУ 110 КВ

Для определения параметров надежности электроснабжения рассматриваемой подстанции проведем расчет для ПС «Базовая» относительно шин 10 кВ.

На рисунке 3 представлена упрощенная схема электроснабжения подстанции «Базовая» относительно шин 10 кВ.

При расчете учитываем следующее: переключатель в нормальном режиме отключен, расчет ведется для одной цепи, результат расчета будет равнозначен параллельному соединению двух одинаковых цепей.

Для удобного расчета каждый элемент по направлению движения мощности нумеруется.

Параметрами характеризующими вероятность отключения элементов сети являются: параметр потокоотказов λ (1/год), среднее время восстановления $t_{в}$ (час), частота преднамеренных отключений $\lambda_{пр}$ (1/год), среднее время преднамеренных отключений $t_{пр}$. Параметры элементов согласно [3] сведены в таблицу.

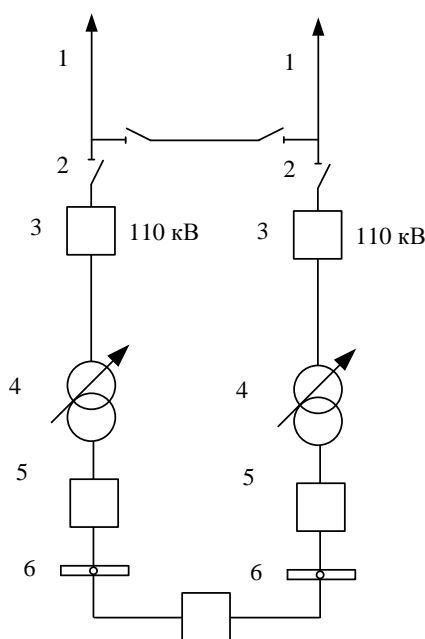


Рисунок 3 - Принципиальная схема электроснабжения подстанции «Базовая» сторона 10 кВ.

Таблица 4 - Параметры элементов

Элемент	λ , 1/год	тв, часов	$\lambda_{пр}$, 1/год	$t_{пр}$, часов.
Выключатель 110 кВ	0,003	20	0,8	12
Разъединитель 110 кВ	0,01	11	0,834	5
Воздушная линия 110 кВ (на 100 км)	1,7	7	3,8	15
Трансформатор 110 кВ	0,014	70	0,75	28
Выключатель 10 кВ	0,003	20	0,86	8
Сборные шины 10 кВ (на одно присоединение)	0,03	7	0,834	2

Определяем вероятность отключения каждого элемента по формулам:

Для воздушной линии вероятность отказа определяется:

$$q_{вл} = \frac{\lambda_{вл} \cdot t_{вл}}{T_{г}} \cdot l \cdot \frac{1}{100} = \frac{1,7 \cdot 7}{8760} \cdot 3,8 \cdot \frac{1}{100} = 5,16 \cdot 10^{-5} \quad (9)$$

где $T_{г}$ – число часов в году (час).

l - длина ВЛ (км).

Для шин 10 кВ:

$$q_{ш} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{ш}}{T_{г}} \cdot n_{пр} = \frac{0,03 \cdot 7}{8760} \cdot 7 = 1,68 \cdot 10^{-4} \quad (10)$$

Для разъединителей 110 кВ:

$$q_{р} = \frac{\lambda_{р} \cdot t_{р}}{T_{г}} = \frac{0,01 \cdot 11}{8760} = 1,26 \cdot 10^{-5} \quad (11)$$

Для трансформаторов 110 кВ:

$$q_{м} = \frac{\lambda_{м} \cdot t_{м}}{T_{г}} = \frac{0,014 \cdot 70}{8760} = 1,12 \cdot 10^{-4} \quad (12)$$

Для выключателей 110 кВ:

$$q_{\epsilon} = \frac{\lambda_{\epsilon 110} \cdot t_{\epsilon 110}}{T_{\Gamma}} + a_{\text{кз}} \cdot (\sum q_{\text{смеж}}) + a_{\text{он}} \cdot N_{\text{он}} \quad (13)$$

где $a_{\text{кз}}$ - относительная частота отказов при автоматических отключениях поврежденных смежных элементов $a_{\text{кз}} = 0,005$;

$q_{\text{смеж}}$ - вероятность отказа смежного с выключателем элемента;

$a_{\text{он}}$ - относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях $a_{\text{он}} = 0,003$;

$N_{\text{он}}$ - число оперативных переключений в год, для данной схемы $N_{\text{он}} = 2$.

Для выключателя 110 кВ в данной схеме распределительного устройства защищаемыми смежными элементами являются воздушная линия и трансформатор.

$$q_{\epsilon 110} = \frac{0,003 \cdot 20}{8760} + 0,005 \cdot (5,16 \cdot 10^{-5} + 1,12 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}$$

Для выключателя 10 кВ смежными элементами являются трансформатор и шины 10 кВ

$$q_{\epsilon 10} = \frac{0,003 \cdot 20}{8760} + 0,005 \cdot (1,12 \cdot 10^{-4} + 1,68 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}$$

Рассмотрим подробно расчет надежности электроснабжения относительно шин 10 кВ при передаче мощности только по одной цепи.

Определяем вероятность отказа цепи:

$$q_{\text{ц}} = \sum q_i + \frac{\lambda_{\text{нр,мак}} \cdot t_{\text{нр}}}{8760} \quad (14)$$

$$q_{\text{ц}} = (5,16 \cdot 10^{-5} + 1,26 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 6,01 \cdot 10^{-3} + 1,12 \cdot 10^{-4} + 1,68 \cdot 10^{-4}) + \frac{0,86 \cdot 8}{8760} = 0,013$$

где λ_i - параметр потокоотказов всех элементов в цепи;

$\lambda_{\text{нр,мак}}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений лпр

q_i - вероятность отказа i -го элемента цепи

Параметр потокоотказов цепи (1/год) [3]:

$$\lambda_{ц} = \sum \lambda_i + \lambda_{нр\max} = 0,3 + 0,86 = 1,16 \quad (15)$$

Время восстановления системы состоящей из одной цепи:

$$t_{вс} = \frac{q_{ц} \cdot 8760}{\lambda_{ц} - \lambda_{нр\max}} = \frac{0,013 \cdot 8760}{1,16 - 0,86} = 379,6 \text{ (час)} \quad (16)$$

Определяем вспомогательный коэффициент:

$$K_{нл} = 1 - e^{\left(\frac{-t_{нр}}{t_{вс}}\right)} = 0,02$$

Определяем параметры системы состоящей из двух взаиморезервирующих цепей, вероятность отказа:

$$q_{ц2} = q_{ц}^2 + 2 \cdot K_{нл} \cdot \left(\frac{\lambda_{нр\max} \cdot t_{нр}}{8760}\right) = 0,013^2 + 2 \cdot 0,02 \cdot \left(\frac{0,86 \cdot 8}{8760}\right) = 2,01 \cdot 10^{-4}$$

Параметр потокоотказов:

$$\lambda_{ц2} = 2 \cdot \lambda_{ц} \cdot q_{ц} + 2 \cdot (\lambda_{ц} - \lambda_{нр\max}) \cdot \frac{\lambda_{нр\max} \cdot t_{нр}}{8760} = 9,3 \cdot 10^{-4}$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_{ц2}} = \frac{1}{9,3 \cdot 10^{-4}} = 111 \text{ (лет)} \quad (17)$$

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_p = \frac{0,105}{\lambda_{ц2}} = \frac{0,105}{9,3 \cdot 10^{-4}} = 11,6 \text{ (лет)} \quad (18)$$

11 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ

Режим электроэнергетической системы – это состояние системы, определяемое значениями мощностей электростанций, напряжений, токов и других физических переменных величин, характеризующих процесс производства, передачи и распределения электроэнергии, т.е. параметрами режима).

Режимы рассчитываются для:

- выявления требований к маневренным свойствам оборудования электростанций;
- выбора структуры генерирующих мощностей и определения типа необходимых к сооружению электростанций;
- оценки годовой выработки энергии различных типов электростанций и последующего расчета потребности в отдельных видах топлива;
- выбора схемы развития электрических сетей;
- расчет величины технических потерь в сети.

Расчет режима проводился при помощи ПВК RastrWin3. ПВК моделирует действие и работу различных устройств, предназначенных для управления напряжением, перетоками активной и реактивной мощности, генерацией и потреблением.

Особенности программного комплекса:

Расчетные модули:

- 1) расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- 2) расчет установившихся режимов с учетом частоты;
- 3) проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- 4) эквивалентирование электрических сетей;

5) оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;

6) расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;

7) учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН;

8) расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;

9) структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;

10) проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций;

11) моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;

12) моделирование генераторов и возможность задания их PQ-диаграмм;

13) моделирование зависимостей $Q_{\max}(V)$ генератора с учетом ограничений по токам ротора и статора;

14) моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;

15) анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;

16) расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров.

Пользовательский интерфейс:

Для подготовки, коррекции и отображения расчетной схемы используется табличный процессор, где вся информация структурирована по

типу (Узлы, Ветви, Генераторы и т.д.). Основные особенности табличного процессора:

- 1) индивидуальная и групповая (по формулам) коррекция и ввод параметров;
- 2) произвольная настройка вида отображения (положение столбцов);
- 3) возможность сортировки по любому столбцу и сортировки по нескольким столбцам;
- 4) выбор точности отображения данных;
- 5) возможность отображения данных в альтернативных единицах (например, в киловаттах вместо мегаваттов или в относительных единицах);
- 6) контекстные переходы между таблицами;
- 7) возможность создания пользовательских таблиц;
- 8) «сдвоенные» таблицы, (например, узел и подходящие к нему ветви) с возможностью их создания;
- 9) динамическая «подсветка» данных в зависимости от значения параметра (например, при выходе за допустимое значение);
- 10) динамический обмен данными с MS Excel;
- 11) экспорт и импорт табличной информации в виде CSV-файлов.

Однолинейная графическая схема. Представление электрической сети в виде однолинейной графической схемы обеспечивает наиболее удобное восприятие информации о расчетах режима. В RastrWin3 входят следующие средства подготовки и отображения однолинейной графической схемы:

- 1) автоматизированная подготовка графической схемы на основе расчетной. Подготовка окон для отображения численной информации;
- 2) отображение численной (расчетной) информации в подготовленных окнах. Конкретный тип отображаемой информации задается пользователем;
- 3) проведение коммутаций (отключение/включение) и коррекций непосредственно на графической схеме;
- 4) динамическая «заливка» схемы в зависимости от значения выбранного параметра (например, отклонения напряжения от номинального).

Встроенная база данных:

1) хранение данных (как исходного, так и расчетного характера) производится в единой базе данных;

2) пользователь комплекса может создавать свои поля в базе данных и задавать связи между полями с помощью формул;

3) при загрузке и сохранении файлов используются шаблоны, определяющие тип файла (режим, графика, сечения и т.д.). В шаблоне хранится описание данных (точность, допустимые значения, формулы и т.д.). Пользователь может как изменять, так и создавать свои шаблоны.

Программный интерфейс:

1) для облегчения взаимодействия с другими Windows программами комплекс RastrWin3 организован в виде набора COM-компонентов;

2) все расчетные функции и работа с базой данных организованы в виде компонента OLE-automation server, доступ к которому можно получить из любого OLE-клиента (Excel, Access и т.п.);

3) таблицы и графика организованы в виде компонентов ActiveX.

Для удобства расчетов на рисунках приведены часть действующей электрической сети в виде графа и схема замещения для расчета режима работы

Основные данные по нагрузкам показаны в таблице.

Таблица 5 – Нагрузки в узлах схемы, МВА

Узел	Зима	Лето
5	1,4+i0,8	0,9+0,5
44	24,5+i12,1	15,3+i6,8
66	9,43+i3,1	5,3+i1,2
77	3,4+i1,2	1,9+i0,6
12	22,25+i8,5	16,6+i4,6
99	6,1+i1,5	3,5+i0,8
101	3,8+i1,3	2,1+i1,0
112	0,1+i0,09	0,1+i0,08

Таблица 6 – Параметры ветвей

Ветви	R (Ом)	X (Ом)	B (мкСм)
1-2	0,79	2,7	18,48
3-4	0,59	0,79	19,01
5-6	0,82	1,11	-
6-7	0,33	0,86	-
8-9	0,25	0,66	-
9-10	0,64	0,86	-
10-11	0,86	0,86	-

Результаты расчета режима сведены в таблицы.

Полностью протокол расчета режимов с помощью ПК RastrWin3 приведен в Приложении А, Б.

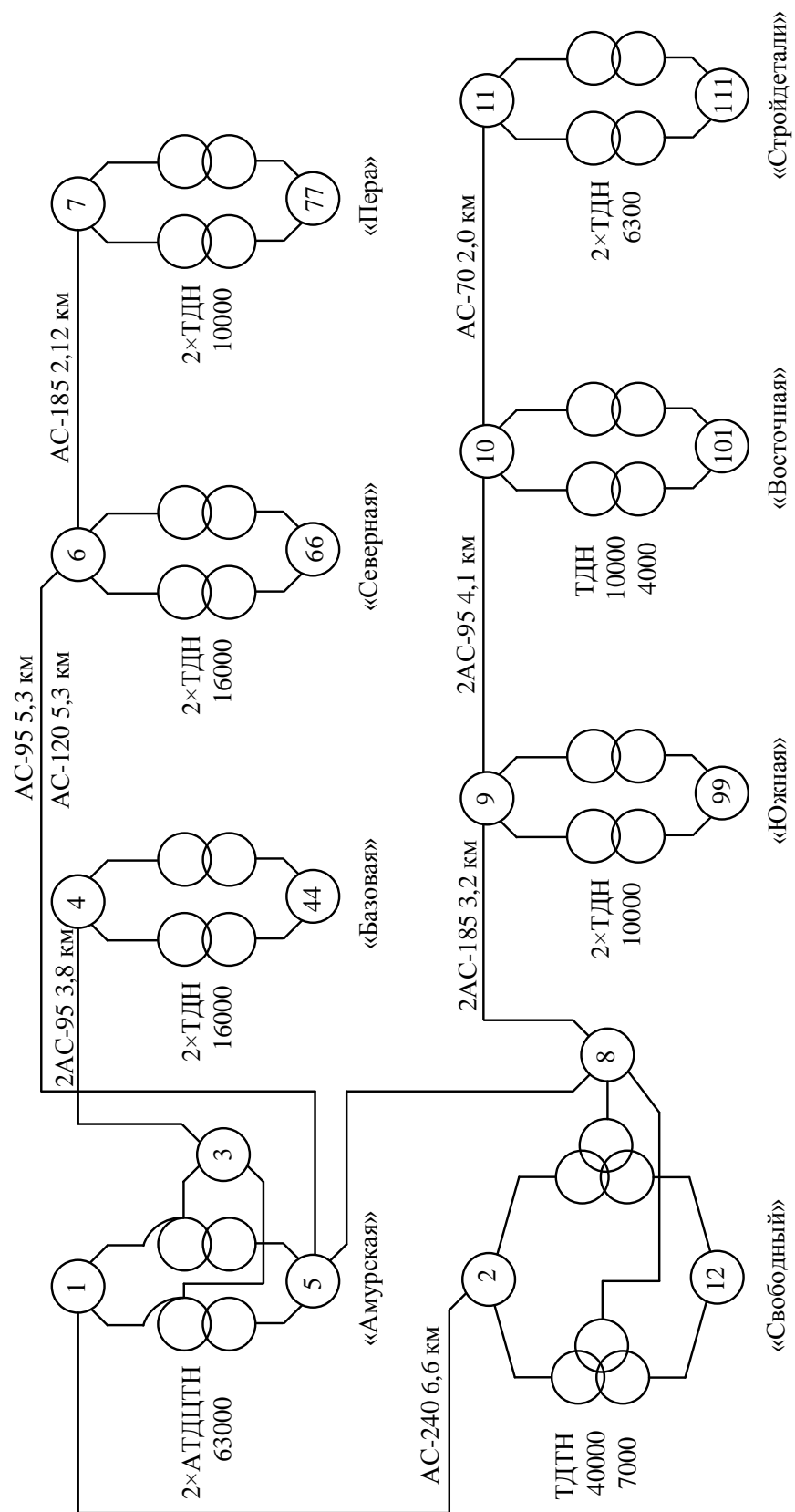


Рисунок 4 – Граф сети для расчета режима

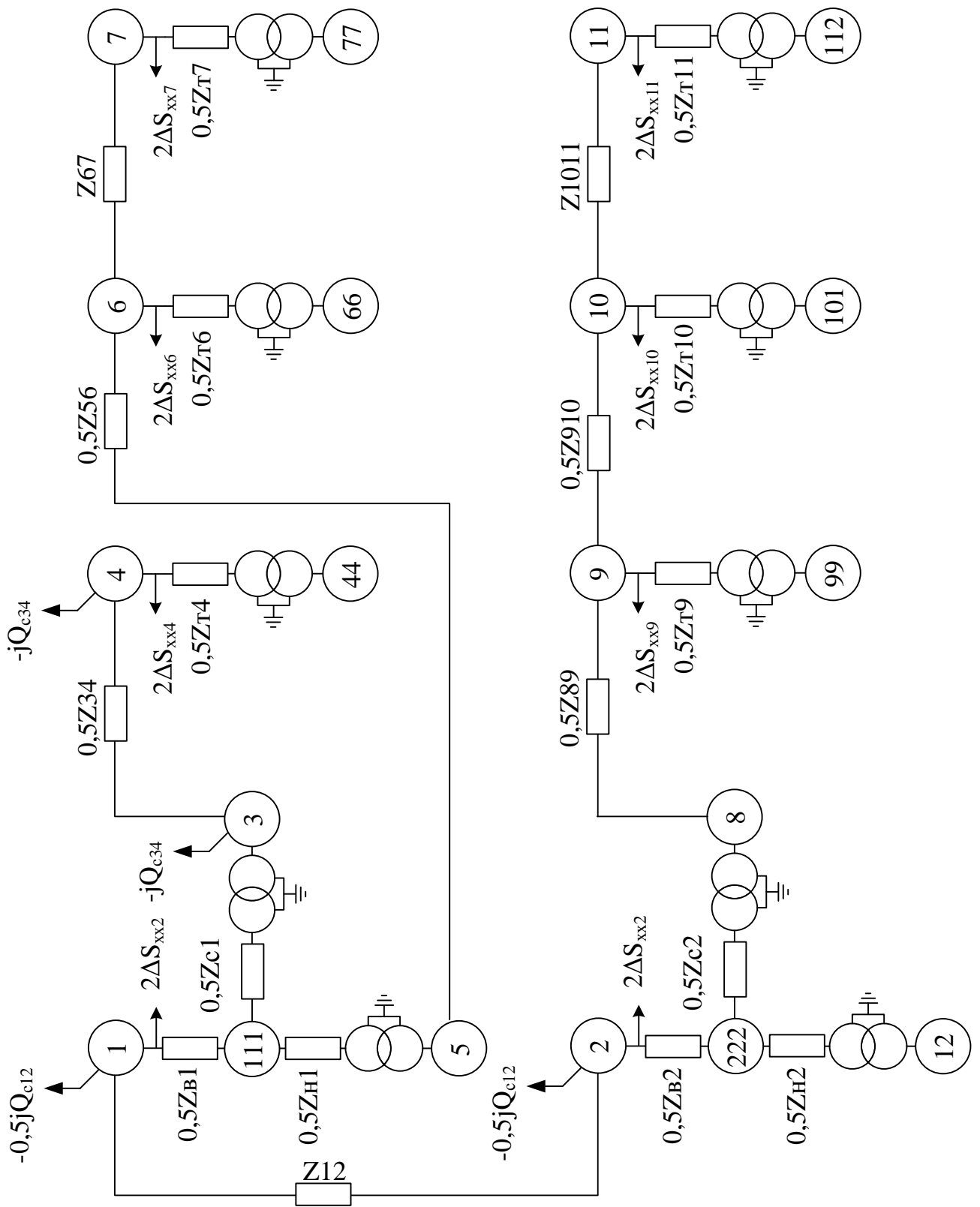


Рисунок 5 – Схема замещения

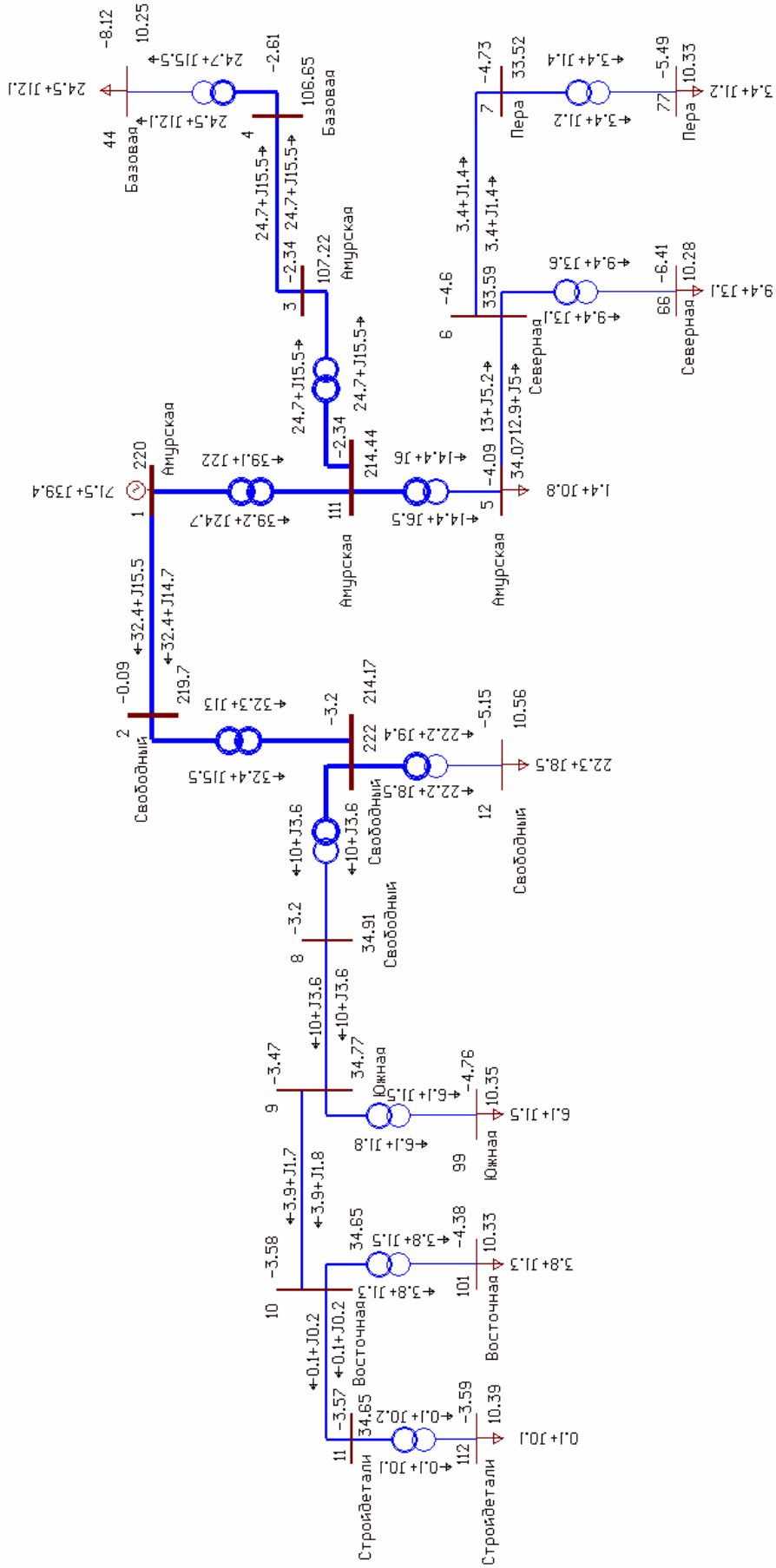


Рисунок 6 – Расчет режима максимальной нагрузки

Таблица 7 – Расчет максимального режима узлы

Тип	Номер	Название	Uном	Pн	Qн	Pг	Qг	U	delta
База	1	Амурская	220			71,5	39,4	220	
Нагр	3	Амурская	110					107,22	-2,34
Нагр	5	Амурская	35	1,4	0,8			34,07	-4,09
Нагр	4	Базовая	110					106,65	-2,61
Нагр	44	Базовая	10	24,5	12,1			10,25	-8,12
Нагр	111	Амурская	220					214,44	-2,34
Нагр	6	Северная	35					33,59	-4,6
Нагр	66	Северная	10	9,4	3,1			10,28	-6,41
Нагр	7	Пера	35					33,52	-4,73
Нагр	77	Пера	10	3,4	1,2			10,33	-5,49
Нагр	2	Свободный	220					219,7	-0,09
Нагр	8	Свободный	35					34,91	-3,2
Нагр	12	Свободный	10	22,2	8,5			10,56	-5,15
Нагр	222	Свободный	220					214,17	-3,2
Нагр	9	Южная	35					34,77	-3,47
Нагр	99	Южная	10	6,1	1,5			10,35	-4,76
Нагр	10	Восточная	35					34,65	-3,58
Нагр	101	Восточная	10	3,8	1,3			10,33	-4,38
Нагр	11	Стройдетали	35					34,65	-3,57
Нагр	112	Стройдетали	10	0,1	0,1			10,39	-3,59

Таблица 8 – Параметры реконструированной сети в режиме зимнего максимума

Узел	Название	U	delta	Pн	Qн	dP	dQ	Ил	Qг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Амурская	220				71,5	39,4		
111				-39	-25	0,06	2,19	122	0,51
2				-32	-15	0,02	0,07	93	-0,89
3	Амурская	107,22	-2,34						
111				25	15		0	157	
4				-25	-15	0,06	0,2	157	-0,21
5	Амурская	34,07	-4,09	1,4	0,8				
111				14	6		0,52	264	
6				-13	-5	0,14	0,19	237	
4	Базовая	106,65	-2,61						
3				25	15	0,06	0,2	158	-0,21
44				-25	-15	0,15	3,18	158	0,18
44	Базовая	10,25	-8,12	24,5	12,1				
4				24	12	0,15	3,18	1 539	0,18
111	Амурская	214,44	-2,34						
1				39	22	0,06	2,19	121	0,51
3				-25	-15		0	78	
5				-14	-7		0,52	43	
6	Северная	33,59	-4,6						
5				13	5	0,14	0,19	237	
66				-9	-4	0,02	0,34	174	0,2

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7				-3	-1	0	0,01	63	
66	Северная	10,28	-6,41	9,4	3,1				
6				9	3	0,02	0,34	558	0,2
7	Пера	33,52	-4,73						
6				3	1	0	0,01	63	
77				-3	-1	0	0,05	63	0,13
77	Пера	10,33	-5,49	3,4	1,2				
7				3	1	0	0,05	202	0,13
2	Свободный	219,7	-0,09						
1				32	16	0,02	0,07	94	-0,89
222				-32	-16	0,06	2,11	94	0,41
8	Свободный	34,91	-3,2						
222				10	4		0	177	
9				-10	-4	0,02	0,06	177	
12	Свободный	10,56	-5,15	22,2	8,5				
222				22	8		0,88	1 302	
222	Свободный	214,17	-3,2						
2				32	13	0,06	2,11	94	0,41
8				-10	-4		0	29	
12				-22	-9		0,88	65	
9	Южная	34,77	-3,47						
8				10	4	0,02	0,06	177	
99				-6	-2	0,01	0,15	106	0,15
10				-4	-2	0,01	0,01	71	
99	Южная	10,35	-4,76	6,1	1,5				
9				6	1	0,01	0,15	350	0,15
10	Восточная	34,65	-3,58						
101				-4	-2	0	0,06	68	0,14
9				4	2	0,01	0,01	71	
11				0	0	0	0	4	
101	Восточная	10,33	-4,38	3,8	1,3				
10				4	1	0	0,06	224	0,14
11	Стройдетали	34,65	-3,57						
112				0	0	0	0	4	0,14
10				0	0	0	0	4	
112	Стройдетали	10,39	-3,59	0,1	0,1				
11				0	0	0	0	8	0,14

Таблица 9 – Расчет минимального режима узлы

Тип	Номер	Название	Уном	Рн	Qн	Рг	Qг	U	Delta
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
База	1	Амурская	220			45,6	19,5	220	
Нагр	3	Амурская	110					108,68	-1,38
Нагр	5	Амурская	35	0,9	0,5			34,79	-2,32
Нагр	4	Базовая	110					108,37	-1,55
Нагр	44	Базовая	10	15,3	6,8			10,72	-4,79
Нагр	111	Амурская	220					217,36	-1,38

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	6	Северная	35					34,55	-2,61
Нагр	66	Северная	10	5,3	1,2			10,66	-3,57
Нагр	7	Пера	35					34,51	-2,68

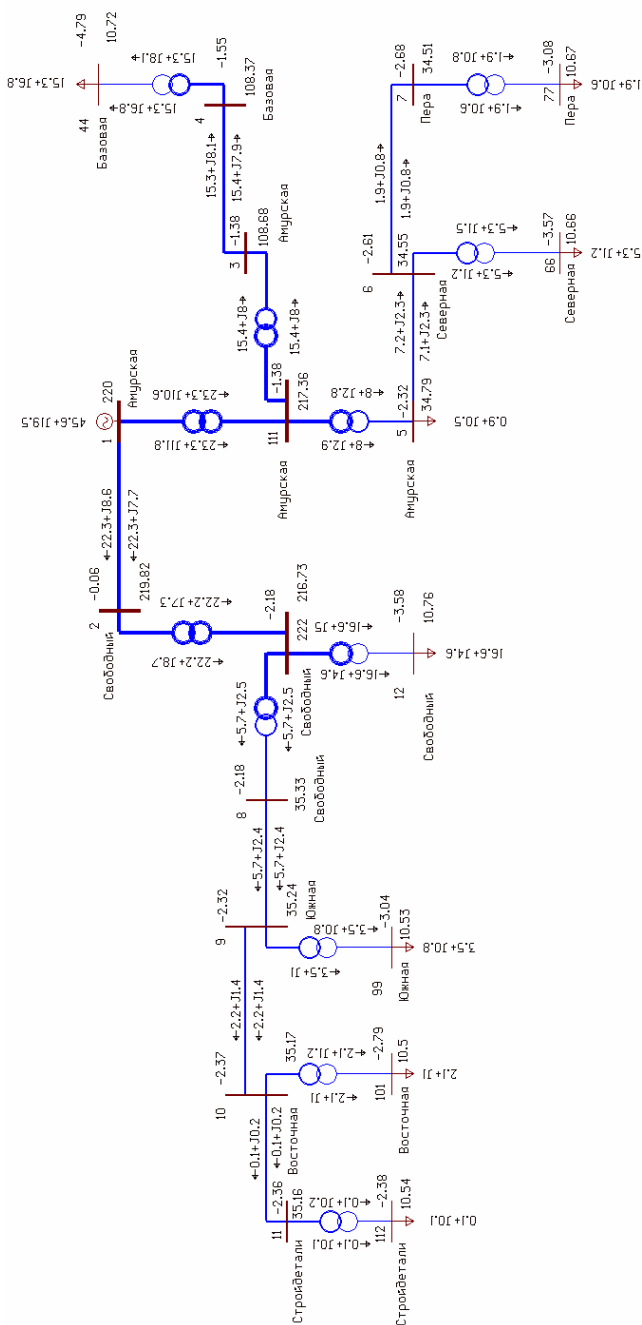


Рисунок 7 – Расчет режима минимальной нагрузки

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	77	Пера	10	1,9	0,6			10,67	-3,08
Нагр	2	Свободный	220					219,82	-0,06
Нагр	8	Свободный	35					35,33	-2,18
Нагр	12	Свободный	10	16,6	4,6			10,76	-3,58
Нагр	222	Свободный	220					216,73	-2,18
Нагр	9	Южная	35					35,24	-2,32
Нагр	99	Южная	10	3,5	0,8			10,53	-3,04
Нагр	10	Восточная	35					35,17	-2,37
Нагр	101	Восточная	10	2,1	1			10,5	-2,79
Нагр	11	Стройдетали	35					35,16	-2,36
Нагр	112	Стройдетали	10	0,1	0,1			10,54	-2,38

Таблица 10 – Параметры реконструированной сети в режиме зимнего максимума

Узел	Название	U	delta	P _н	Q _н	dP	dQ	Ил	Q _г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3				-15	-8		0	46	
5				-8	-3		0,15	23	
6	Северная	34,55	-2,61						
5				7	2	0,04	0,05	125	
66				-5	-2	0	0,09	92	0,21
7				-2	-1	0	0	34	
66	Северная	10,66	-3,57	5,3	1,2				
6				5	1	0	0,09	294	0,21
7	Пера	34,51	-2,68						
6				2	1	0	0	34	
77				-2	-1	0	0,02	34	0,14
77	Пера	10,67	-3,08	1,9	0,6				
7				2	1	0	0,02	108	0,14
2	Свободный	219,82	-0,06						
1				22	9	0,01	0,03	63	-0,89
222				-22	-9	0,03	0,93	63	0,41
8	Свободный	35,33	-2,18						
222				6	2		0	102	
9				-6	-2	0,01	0,02	101	
12	Свободный	10,76	-3,58	16,6	4,6				
222				17	5		0,44	924	
222	Свободный	216,73	-2,18						
2				22	7	0,03	0,93	62	0,41
8				-6	-2		0	17	
12				-17	-5		0,44	46	
9	Южная	35,24	-2,32						
8				6	2	0,01	0,02	101	
99				-4	-1	0	0,05	60	0,15
10				-2	-1	0	0	43	
99	Южная	10,53	-3,04	3,5	0,8				
9				3	1	0	0,05	197	0,15
10	Восточная	35,17	-2,37						
101				-2	-1	0	0,02	39	0,15

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11				0	0	0	0	4	
101	Восточная	10,5	-2,79	2,1	1				
10				2	1	0	0,02	128	0,15
11	Стройдетали	35,16	-2,36						
112				0	0	0	0	4	0,15
10				0	0	0	0	4	
112	Стройдетали	10,54	-2,38	0,1	0,1				
11				0	0	0	0	8	0,15

Таблица 11 – Параметры сети до реконструкции в режиме зимнего максимума

Узел	Название	U	delta	P _н	Q _н	dP	dQ	Ил	Q _г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Амурская	220				71,5	39,4		
111				-39	-25	0,06	2,19	122	0,51
2				-32	-15	0,02	0,07	93	-0,89
3	Амурская	107,22	-2,34						
111				25	15		0	157	
4				-25	-15	0,06	0,2	157	-0,21
5	Амурская	34,07	-4,09	1,4	0,8				
111				14	6		0,52	264	
6				-13	-5	0,14	0,19	237	
4	Базовая	36,65	-2,61						
3				25	15	0,06	0,2	158	
44				-25	-15	0,15	3,18	158	0,18
44	Базовая	10,25	-8,12	24,5	12,1				
4				24	12	0,15	3,18	1 539	0,18
111	Амурская	214,44	-2,34						
1				39	22	0,06	2,19	121	0,51
3				-25	-15		0	78	
5				-14	-7		0,52	43	
6	Северная	33,59	-4,6						
5				13	5	0,14	0,19	237	
66				-9	-4	0,02	0,34	174	0,2
7				-3	-1	0	0,01	63	
66	Северная	10,28	-6,41	9,4	3,1				
6				9	3	0,02	0,34	558	0,2
7	Пера	33,52	-4,73						
6				3	1	0	0,01	63	
77				-3	-1	0	0,05	63	0,13
77	Пера	10,33	-5,49	3,4	1,2				
7				3	1	0	0,05	202	0,13
2	Свободный	219,7	-0,09						
1				32	16	0,02	0,07	94	-0,89
222				-32	-16	0,06	2,11	94	0,41
8	Свободный	34,91	-3,2						
222				10	4		0	177	

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9				-10	-4	0,02	0,06	177	
12	Свободный	10,56	-5,15	22,2	8,5				
222				22	8		0,88	1 302	
222	Свободный	214,17	-3,2						
2				32	13	0,06	2,11	94	0,41
8				-10	-4		0	29	
12				-22	-9		0,88	65	
9	Южная	34,77	-3,47						
8				10	4	0,02	0,06	177	
99				-6	-2	0,01	0,15	106	0,15
10				-4	-2	0,01	0,01	71	
99	Южная	10,35	-4,76	6,1	1,5				
9				6	1	0,01	0,15	350	0,15
10	Восточная	34,65	-3,58						
101				-4	-2	0	0,06	68	0,14
9				4	2	0,01	0,01	71	
11				0	0	0	0	4	
101	Восточная	10,33	-4,38	3,8	1,3				
10				4	1	0	0,06	224	0,14
11	Стройдетали	34,65	-3,57						
112				0	0	0	0	4	0,14
10				0	0	0	0	4	
112	Стройдетали	10,39	-3,59	0,1	0,1				
11				0	0	0	0	8	0,14

Расчет режима сети до и после реконструкции показывает что напряжения в узлах сети остаются в нормируемых пределах в обоих случаях. Токи в ветвях так же имеют значение гораздо меньшие чем длительно допустимые значения для данного сечения.

12 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ проведем в именованных единицах приближенным методом. Первоначально расчет проводим относительно точки короткого замыкания К1, за базисную ступень трансформации принимаем шины высокого напряжения подстанции «Базовая».

При определении сопротивления системы воспользуемся данными о значениях токов короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «Амурская», максимальное значение тока КЗ в данной точке составляет 13,8 кА.

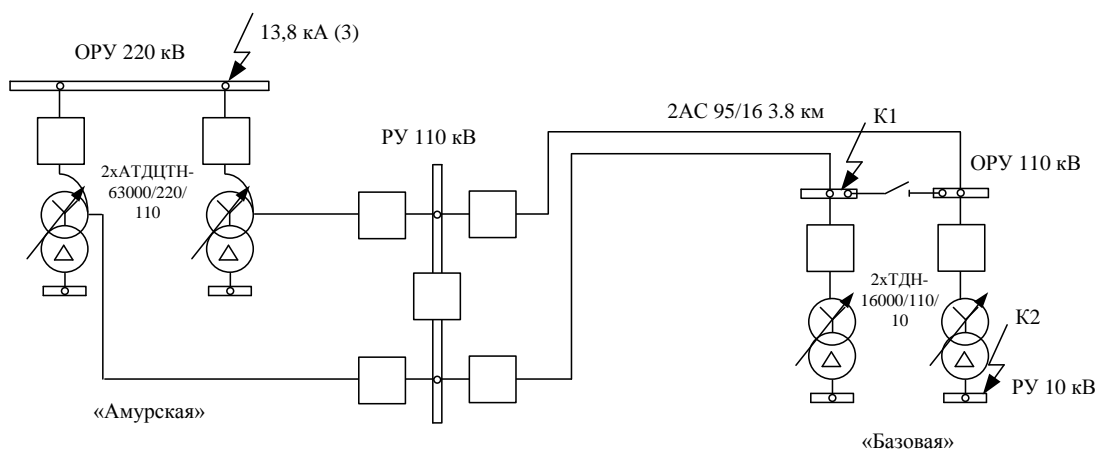


Рисунок 8 – Расчетное место КЗ

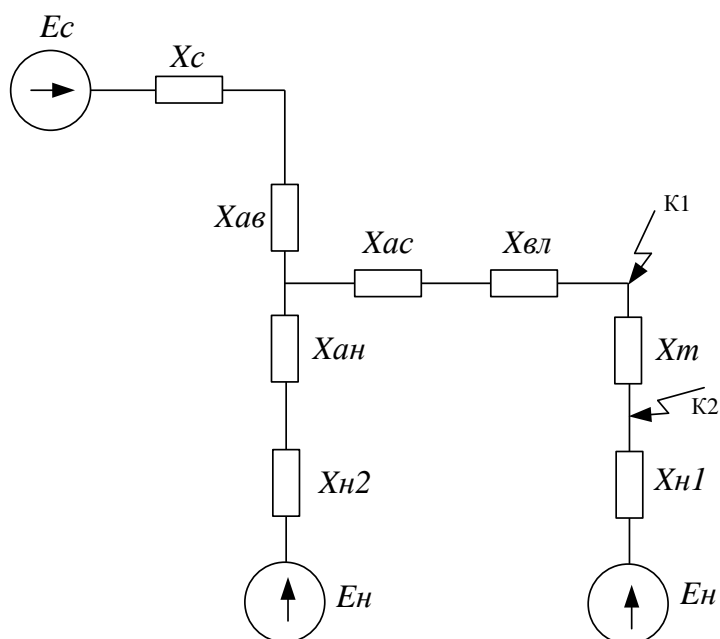


Рисунок 9 – Схема замещения

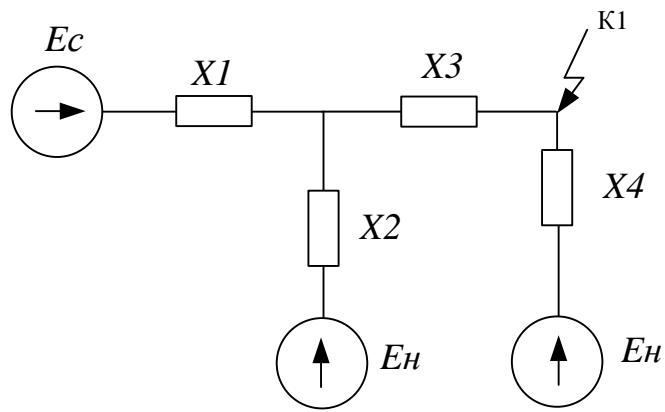


Рисунок 10 – Преобразование схемы замещения

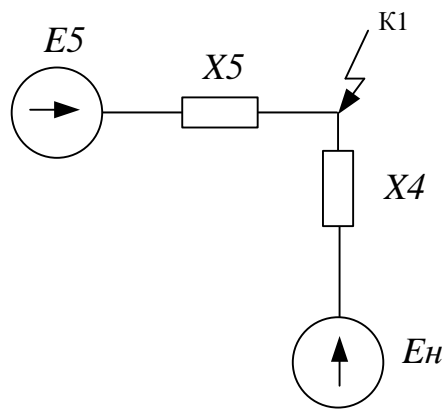


Рисунок 11 – Преобразование схемы замещения

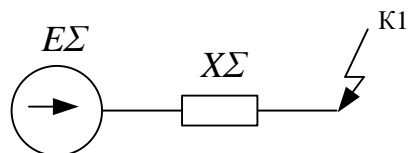


Рисунок 12 – Получение эквивалентной схемы

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «Амурская» по формуле:

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{кз} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 13,8 = 5,49 \cdot 10^3 \text{ (МВА)} \quad (19)$$

где $S_{кз}$ – мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ

U_{CP} – среднее напряжение на стороне 220 кВ (кВ);

I_{K3} – ток трехфазного короткого замыкания (кА);

Все параметры приводятся к базисной ступени (110 кВ)

Сопротивление системы соответственно приведенное к базисной ступени:

$$X_c = \frac{U_{CP}^2}{S_{K3}} \cdot K^2_T = \frac{230^2}{5,49 \cdot 10^3} \cdot \frac{115^2}{230^2} = 2,41 \text{ (Ом)} \quad (20)$$

Сопротивление ВЛ:

$$X_{вл} = X_{вд} \cdot L = 0,4 \cdot 3,8 \cdot 0,5 = 0,76 \text{ (Ом)} \quad (21)$$

где $X_{вд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ 110 кВ (Ом/км)

L – длина ВЛ (км);

Определяем сопротивление обмоток автотрансформаторов ПС «Амурская» приведенное к стороне 110 кВ:

$$X_{ав} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \cdot K^2_T \quad (22)$$

$$X_{ав} = 0,005 \cdot (11 + 35 - 22) \cdot \frac{230^2}{63} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{115^2}{230^2} = 12,59 \text{ (Ом)}$$

$$X_{ac} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} - u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \cdot K^2_T \quad (23)$$

$$X_{ac} = 0,005 \cdot (11 - 35 + 22) \cdot \frac{230^2}{63} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{115^2}{230^2} = 0 \text{ (Ом)}$$

$$X_{ан} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \cdot K^2_T \quad (24)$$

$$X_{ан} = 0,005 \cdot (-11 + 35 + 22) \cdot \frac{230^2}{40} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{115^2}{230^2} = 24,14 \text{ (Ом)}$$

где U_k – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора (%)

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА)

Сопротивление трансформаторов ПС «Базовая», определяются по формуле (Ом):

$$X_T = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{ном}} \cdot \frac{1}{2} \quad (25)$$

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{16} \cdot \frac{1}{2} = 43,39 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление нагрузки приведенное к высокой стороне: учитывается сопротивление обобщенной нагрузки в относительных единицах равное 0,35:

Для ПС «Базовая»:

$$X_{н1} = \frac{x_{отн.нагр} \cdot U_{ср}^2}{S_H} \cdot K_{тр}^2 = \frac{0,35 \cdot 10,5^2}{\sqrt{24,54^2 + 12,11^2}} \cdot \frac{115^2}{10,5^2} = 169,15 \text{ (Ом)} \quad (26)$$

Для ПС «Амурская» сторона 35 кВ:

$$X_{н2} = \frac{x_{отн.нагр} \cdot U_{ср}^2}{S_H} \cdot K_{тр}^2 = \frac{0,35 \cdot 37^2}{\sqrt{24,85^2 + 11,25^2}} \cdot \frac{115^2}{37^2} = 169,69 \text{ (Ом)}$$

где $x_{отн.нагр}$ – сопротивление нагрузки (о.е.)

S_H – мощность нагрузки (МВА)

$U_{ср}$ – среднее номинальное напряжение со стороны нагрузки (кВ)

$K_{тр}$ – коэффициент трансформации трансформатора

Определяем ЭДС системы приведенное к базовой ступени (кВ):

$$E_c = E_{c.отн} \cdot U_c = 1 \cdot 230 \cdot \frac{115}{230} = 115 \text{ (кВ)} \quad (27)$$

где $E_{c.отн}$ – ЭДС системы (о.е.)

Определяем ЭДС обобщенной нагрузки приведенное к базовой ступени:

$$E_H = E_{H.отн.} \cdot U_c = 0,85 \cdot 10,5 \cdot \frac{115}{10,5} = 97,75 \text{ (кВ)} \quad (28)$$

где $E_{H.отн.}$ – ЭДС обобщенной нагрузки (о.е.)

Сворачиваем схему относительно точки К1 и определяем сопротивления:

$$X_1 = X_c + X_{ав} \cdot 0,5 = 2,41 + 12,59 \cdot 0,5 = 8,71 \text{ (Ом)} \quad (29)$$

$$X_2 = X_{ан} \cdot 0,5 + X_{н2} = 24,14 \cdot 0,5 + 169,69 = 181,76 \text{ (Ом)} \quad (30)$$

$$X_3 = X_{вт} + 0,5 \cdot X_{ас} = 0,76 + 0,5 \cdot 0 = 0,76 \text{ (Ом)} \quad (31)$$

$$X_4 = X_{т} + X_{н1} = 43,39 + 169,15 = 212,54 \text{ (Ом)} \quad (32)$$

$$X_5 = X_3 + \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = 0,76 + \frac{8,71 \cdot 181,76}{8,71 + 181,76} = 9,07 \text{ (Ом)} \quad (33)$$

Определяем результирующее сопротивление до точки К3:

$$X_{\Sigma} = \frac{X_4 \cdot X_5}{X_4 + X_5} = \frac{212,54 \cdot 9,07}{212,54 + 9,07} = 8,69 \text{ (Ом)} \quad (34)$$

Проводим дальнейшее преобразование схемы

$$E_5 = \frac{E_c \cdot X_2 + E_H \cdot X_1}{X_2 + X_1} = \frac{115 \cdot 181,76 + 97,75 \cdot 8,71}{181,76 + 8,71} = 114,21 \text{ (Ом)} \quad (35)$$

Определяем результирующую ЭДС:

$$E_{\Sigma} = \frac{E_5 \cdot X_4 + E_H \cdot X_5}{X_4 + X_5} = \frac{114,21 \cdot 212,54 + 97,75 \cdot 9,07}{212,54 + 9,07} = 113,53 \text{ (Ом)} \quad (36)$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока К3 в точке К1:

$$I_{no} = \frac{E_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} = \frac{113,53}{\sqrt{3} \cdot 8,69} = 7,54 \text{ (кА)} \quad (37)$$

Аналогично проводим расчет тока короткого замыкания в точке К2, при этом все сопротивления и ЭДС приводятся к низкой стороне трансформатора.

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле [8]:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{T_{oe}}{T_a}} \quad (38)$$

где I_{at} – апериодическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

I_{no} – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

T_{oe} – время отключения выключателя с учетом работы релейной защиты (сек), в данном случае принимается 0,6 сек.

T_a – постоянная времени.

Постоянная времени определяется по следующей формуле:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (39)$$

Для точки К1:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} = \frac{8,69}{314 \cdot 0,58} = 0,04 \quad (40)$$

где X_p – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (Ом);

R_p – результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания (Ом);

ω – угловая частота (314 рад/сек.)

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению.

Апериодическая составляющая для К1:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 7,54 \cdot e^{\frac{-0,6}{0,04}} = 0,01 \text{ (кА)} \quad (41)$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (42)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 7,54 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,04}} \right) = 18,97 \text{ (кА)} \quad (43)$$

Результаты расчета токов короткого замыкания с учетом всех токов КЗ сведены в таблицу 12:

Таблица 12 – Результаты расчета

Расчетная точка короткого замыкания	I_{no} , (кА)	I_{at} , (кА)	$I_{y\partial}$, (кА)
К1	7,54	0,01	18,97
К2	18,76	0,03	47,19

13 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

Выбор оборудования РУ ведется на основе данных расчета токов КЗ, выбранной схемы РУ, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции.

Также для выбора оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах, которые определяются из расчета режимов.

Значения максимальных рабочих токов на подстанции «Базовая» приведены в таблице.

В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, гибкая ошиновка, жесткая ошиновка.

Таблица 13 – Максимальные рабочие токи в РУ подстанции «Базовая»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
110	141,71
10,5	1484,61

13.1 Выбор выключателей.

Выбор выключателей на стороне 110 кВ.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току [8]:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (44)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (45)$$

Напряжение сети 110 кВ.

В настоящее время на ПС 500 кВ «Амурская» отсутствуют резервные ячейки 110 кВ для подключения рассматриваемой ВЛ 110 кВ в сторону ПС «Базовая», поэтому рассматриваемое в данном разделе коммутационное (выключатели и разъединители) и измерительное (трансформаторы тока и устройства учета электроэнергии) оборудование так же должно быть установлено на РУ 110 кВ ПС «Амурская»

Первоначально принимаем для установки на ПС «Базовая» и ПС «Амурская» элегазовый выключатель марки ВГУ-110 П-20/2500У1. Привод выключателя – пневматический.

Дугогасительное устройство работает на принципе пневматического дутья. Выключатель снабжен фильтром для поглощения влаги и продуктов разложения элегаза.

Шкаф управления оснащен пневматическим приводом, который производит отключение выключателя при подаче воздуха в надпоршневое пространство привода. В отключенном положении контакты удерживаются с помощью механической защелки.

Включение осуществляется при помощи пружин при выбивании защелки привода. Связь между приводом и гасительным устройством осуществляется посредством изоляционной тяги, размещенной в опорной колонке.

Данного типа выключатели обладают следующими преимуществами:

- взрыво- и пожаробезопасность;

Выбранный выключатель проверяется на коммутационную способность, электродинамическую стойкость, термическую стойкость.

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (46)$$

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

$t_{тер}$ - время термической стойкости,

B_k - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (47)$$

где $I_{пр.скв}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{дин}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Значение B_k можно определить по формуле:

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (48)$$

где $I_{но}$ - периодическая составляющая тока КЗ (кА);

$t_{отк}$ - время отключения выключателя (сек);

T_a - постоянная времени.

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 14:

Таблица 14 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	2500	141,71	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	20	7,54	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$, $I_{уд}$ (кА)	102	18,97	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	20	7,54	$I_{откл} \geq I_{но}$

1	2	3	4
Номинальное значение аperiodической составляющей, I_a (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 20 =$ 12,456	0,01	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	102	18,97	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	170,55	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит по всем параметрам.

Выбор выключателей на стороне 10 кВ. Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВВЭ-М-10-1600-20УЗ.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 15:

Таблица 15 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1600	1484,61	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	20	18,76	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$, $I_{уд}$ (кА)	51	47,19	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	20	18,76	$I_{откл} \geq I_{но}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, I_a (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 =$ 8,48	0,03	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	51	47,19	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	1055,81	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатели проходят по всем параметрам.

13.2 Выбор разъединителей.

Выбор разъединителей 110 кВ. Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но отсутствует проверка на коммутационную способность, т.к. разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой [5].

По напряжению и максимальному рабочему току выберем разъединители марки РНДЗ-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки двухколонковый с заземляющими ножами), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	141,71	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	80	18,97	$I_{прскв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $31,5^2 \cdot 3 =$ 2790,75	170,55	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

13.3 Выбор трансформаторов тока.

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

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности [5].

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \quad (49)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_{\text{к}} = 0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (50)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается

100 м, для РУ 10 кВ - 60 м ;

F - сечение соединительного провода, $F = 4$ мм².

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (для 110 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление соединительных проводов (для 10 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{np}}}{I_2^2} \quad (51)$$

где S_{np} - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 1$ А.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс Меркурий 234. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 17, 18.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 234	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 234	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110 $S_{np}=1,62$ ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ $S_{np} = 0,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 110 кВ):

$$Z_{2,110} = r_{пров} + r_{приб} + r_k = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 10 кВ):

$$Z_{2,10} = r_{пров} + r_{приб} + r_k = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем элегазовый трансформатор тока на стороне 110 кВ ТОГ-110 II-I У1, с номинальным током 750 А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	750	141,71	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	126	18,97	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $68^2 \cdot 3 =$ 13872	170,55	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	20	2,43	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 1600 А. Сравнение параметров приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1600	1484,61	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	52	47,19	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $35^2 \cdot 3 =$ 3675	1055,81	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

13.4 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются [5]:

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

$$S_{2н.о.м} \geq S_2 \quad (52)$$

где $S_{2н.о.м}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	1	10
Частотомер	Н-397	1	7
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 234	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			39

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110

Таблица 22 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	39 ВА	$S_{2н.о.м} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ.

Сравнение параметров выбранного трансформатора напряжения приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ) подстанций

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	Ртутный 234	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			7

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10.

Таблица 24 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (10 кВ)	75 ВА	7 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

13.5 Выбор гибкой ошиновки.

Выбор гибкой ошиновки проводится на подстанции при напряжении 110 кВ т.к. распределительные устройства данного напряжения расположены на открытом воздухе.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 141,71 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения ВЛ АС 95/16 с максимально допустимым током 260 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется т.к. шины выполнены голыми проводами расположенными на открытом воздухе.

При токе трехфазного короткого замыкания менее 20 кА (как в данном случае) проверка шин на схлестывание не требуется [4].

Проводим проверку по условиям коронирования, определяем начальную критическую напряженность на проводе по формуле (кВ):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (53)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 - радиус провода (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,59}} \right) = 34,51 \text{ (кВ)}$$

Определяем напряженность на проводе по формуле (кВ):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (54)$$

где U – линейное напряжение на проводе (принимая 115 кВ);

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,55 \cdot \lg \frac{378}{0,65}} = 24,58 \text{ (кВ)}$$

Отсутствие коронирования определяем по условию

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (55)$$

$$26,3 \leq 31,06$$

Сечение проходит по требованиям следовательно его оставляем.

13.6 Выбор жестких шин на напряжении 10 кВ.

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения. Максимальный рабочий ток в данном РУ составляет 1484,61А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 80 × 6 мм (4,8 см²), длительно допустимый ток для данного сечения составляет 1630А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ (см²).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{1055,81}}{91} = 0,35 \quad (56)$$

где B_K – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

C - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины на механическую прочность, определяем пролет при условии что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95 \quad (57)$$

где J – момент инерции шины (см³×см).

q - сечение проводника, в данном случае 4,8 (см²)

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \quad (\text{см}^3 \times \text{см}) \quad (58)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 0,9 м

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{47190^2}{0,4} = 964,27 \text{ (Н/м)} \quad (59)$$

где i_{y0} – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \text{ (см}^3\text{)} \quad (60)$$

Определяем напряжение в проводе при протекании ударного тока КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{47190^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 12,21 \text{ (МПа)} \quad (61)$$

При расчете напряжение все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего, следовательно сечение и схема установки жестких шин выбраны верно

14 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

Согласно ПУЭ открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний [11].

Защита подстанции от прямых ударов молний осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

Необходимо защитить шинные (высота 7,5 м) и линейные (высота 14 м) порталы молниеотводами, так как высота остальных элементов подстанции значительно ниже, и они попадают в зону защиты молниеотводов.

Защиту ОРУ выполним стержневыми молниеотводами, размещенными на линейных и шинных порталах. Высота молниеотвода на линейном портале 110 кВ – 19 метров, на шинном – 15 м.

Расчет молниезащиты поводится по следующим формулам:

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (62)$$

Эффективная высота молниеотвода на линейном портале:

$$h_{эфл} = 0,85 \cdot 19 = 16,15 \text{ (м)}$$

Эффективная высота молниеотвода на шинном портале:

$$h_{эфш} = 0,85 \cdot 15 = 12,75 \text{ (м)}$$

Половина ширины внешней зоны (радиус зоны на уровне земли):

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

Для линейного портала:

$$r_{0л} = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \text{ (м)}$$

Для шинного портала:

$$r_{0ш} = (1,1 - 0,002 \cdot 15) \cdot 15 = 16,05 \text{ (м)}$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов:

$$h_c = h_{эф} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (64)$$

Для линейного портала:

$$h_c = 16,15 - (0,17 + 0,0002 \cdot 19) \cdot (18 - 19) = 16,32 \text{ (м)}$$

где L - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (65)$$

Для выключателя (высота 6 м):

$$r_x = 20,18 \cdot \left(1 - \frac{6}{16,15} \right) = 12,68$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c} \right) \quad (66)$$

где h_x - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \left(1 - \frac{6}{16,32} \right) = 12,76$$

Расчет защитного заземления:

Подстанция представляет собой распределительное устройство номинальным напряжением 110/10 кВ с двумя трансформаторами.

Размеры подстанции $A \times B = 110 \times 50$ (м)

Удельное сопротивление первого грунта:

$$\rho = 31,2$$

Коэффициенты:

$$ak = 0,005$$

$$bk = 0,0036$$

$$ck = -0,05$$

$$dk = 0,343$$

Коэффициент сезонности:

$$\psi = 2,7$$

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (110 + 3) \cdot (50 + 3) = 6 \cdot 10^3 \text{ (м}^2\text{)} \quad (67)$$

Определяем удельное сопротивление второго грунта:

$$\rho_{\text{эк}} = \frac{\rho}{\psi} = \frac{31,2}{2,7} = 11,56 \text{ (Ом/м)} \quad (68)$$

Принимаем диаметр проводов (и соответствующее сечение):

$$d = 0,0021$$

$$F = \pi \cdot \frac{d^2}{4} = 3,14 \cdot \frac{0,0021^2}{4} = 0,08 \text{ (м)} \quad (69)$$

Проверка на термическую прочность:

Максимальный ток:

$$I_M = 10,05 \text{ (кА)}$$

Время срабатывания релейной защиты: $t = 5$ (сек)

Коэффициент термической стойкости $\beta = 21$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot 5}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{10,05^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,095 \quad (70)$$

Проверка на коррозионную стойкость (см²):

$$S_k = ak \cdot \ln(240) + bk \cdot \ln(240) + ck \cdot \ln(240) + dk = 1 \quad (71)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S \cdot (S_k + d) = 3.15 \quad (72)$$

Принимаем расстояние между полосами сетки (м):

$$l_{nn} = 10$$

Общая длина полос в сетке:

$$l_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}} \cdot (B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}} \cdot (A+3) = 1,198 \cdot 10^3 \text{ (м)} \quad (73)$$

Число ячеек:

$$M = \frac{l_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1,198 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{6 \cdot 10^3}} = 9,98 \quad (74)$$

Принимаем: $M = 10$

Длина стороны ячейки:

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{M} = 7,73 \text{ (м)} \quad (75)$$

Длина горизонтальных полос в рассматриваемой модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (M + 1) = 1,703 \cdot 10^3 \text{ (м)} \quad (76)$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_v = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 21,88 \text{ (ед)} \quad (77)$$

Принимаем длину вертикальных электродов:

$$L_v = 4 \text{ (м)}$$

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho_{\text{эк}} \cdot \left(\frac{0,42}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n\beta \cdot L\beta} \right) = 0,069 \text{ (Ом)} \quad (78)$$

Вычисляем импульсное сопротивление заземлителя:

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = 2,66 \text{ (Ом)} \quad (79)$$

$$R_u = a_u \cdot R_c = 0,184 \quad (80)$$

15 КОНСТРУКЦИЯ ВЛ

Проектирование конструктивной части воздушных линий основывается на проекте электрической части линии, технико-экономических расчетах, климатической характеристике района прохождения линии. Данные необходимые для расчета приведены в соответствующих разделах проекта.

Выбор типов опор. При выборе типов опор, а также при определении расчетных нагрузок необходимо исходить из наиболее невыгодных сочетаний климатических условий, наблюдаемых для линии 110 кВ не реже 1 раза в 10 лет. Исходя из расчетного сечения провода АС-95/16 и количества цепей с учетом нормативной толщины стенки гололеда принимаем следующие типы опор:

Опора анкерная угловая: У 110 – 2 + 9.

Опора промежуточная: П 110 – 6.

Расчет удельных механических нагрузок. Удельные нагрузки на провода и тросы учитывают механические силы от веса и гололедных образований, а также давление ветра на провода без гололеда или с гололедом. Удельные нагрузки относятся к единице длины и единице поперечного сечения провода или троса и применяются во всех расчетах конструктивной части ВЛ в качестве исходных данных.

Нагрузка от массы провода:

$$\gamma_1 = g \cdot \frac{G_0}{F_p} = 9,81 \cdot \frac{0,385}{111 \cdot 10^{-6}} = 34,025 \text{ (кПа/м)} \quad (81)$$

где $g = 9,81 \text{ м/сек}^2$;

G_0 – масса 1 м провода, кг/м;

F_p – расчетное сечение провода, м².

Нагрузка от массы гололеда:

$$\gamma_2 = g \cdot \frac{g_0 \cdot \pi \cdot b \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p} = 9,81 \cdot \frac{900 \cdot 3,14 \cdot 0,01 \cdot (0,012 + 2 \cdot 0,01)}{111 \cdot 10^{-6}} = 79,922 \text{ (кПа/м)} \quad (82)$$

где b – толщина стенки гололеда, м;

g_0 – плотность льда, кг/ м³;

d – диаметр провода, м.

Нагрузка от массы провода и гололеда:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 = 34,025 + 79,922 = 113,947 \text{ (кПа/м)} \quad (83)$$

Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда:

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot C_x \cdot q_{\max} \cdot k_q \cdot d}{F_p} = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 400 \cdot 1,15 \cdot 0,012}{111 \cdot 10^{-6}} = 64,046 \text{ (кПа/м)} \quad (84)$$

где a – коэффициент учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета, $a = 0,81$;

q_{\max} – скоростной напор ветра, $q_{\max} = 400$ Па;

C_x – аэродинамический коэффициент, $C_x = 1,2$;

k_q – поправочный коэффициент, $k_q = 1,15$.

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом (кПа/м):

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot q_{\max} \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p} = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 400 \cdot (0,012 + 2 \cdot 0,01)}{111 \cdot 10^{-6}} = 36,428 \quad (85)$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от его массы и давления ветра:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} = \sqrt{34,025^2 + 64,046^2} = 72,523 \text{ (кПа/м)} \quad (86)$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы гололеда и давления ветра:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} = \sqrt{113,947^2 + 36,428^2} = 119,628 \text{ (кПа/м)} \quad (87)$$

Рассчитанные удельные нагрузки используются при выборе изоляторов и линейной арматуры.

16 ВЫБОР ИЗОЛЯТОРОВ И ЛИНЕЙНОЙ АРМАТУРЫ

Выбор типа изоляторов, поддерживающих гирлянду в нормальном режиме, производится по коэффициенту запаса n_1 , при наибольшей нагрузке и n_2 при отсутствии ветра и гололеда.

$$n_1 = \frac{P}{p_7 \cdot l_{\text{вес}} + G_2 \cdot g} \geq 2,7$$

$$n_2 = \frac{P}{p_1 \cdot l_{\text{вес}} + G_2 \cdot g} \geq 5$$

где P – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, кН;

p_1, p_7 – единичные нагрузки от собственного веса провода и от веса провода с гололедом при ветре, $p_1 = 11,57$ кН/м, $p_7 = 40,69$ кН/м;

$l_{\text{вес}}$ – весовой пролет, 300 м;

G_2 – масса гирлянды, для полимерных изоляторов марки ЛК-70/110-3 УХЛ1
 $G_2 = 1,8$ кг.

Для подвески в поддерживающих гирляндах выберем полимерные изоляторы марки ЛК-70/110-3 УХЛ1 с электромеханической разрушающей силой 70 кН.

$$n_1 = \frac{70000}{40,69 \cdot 300 + 1,8 \cdot 9,81} = 5,7 \geq 2,7$$

$$n_2 = \frac{70000}{11,57 \cdot 300 + 1,8 \cdot 9,81} = 20,06 \geq 5$$

Выбор типа изоляторов натяжных гирлянд производят по формулам

$$n_1 = \frac{P}{\sqrt{(\sigma_{\gamma \text{max}} \cdot F_p)^2 + \left(\frac{p_7 \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_2 \cdot g\right)^2}} \geq 2,7 \quad (87)$$

$$n_2 = \frac{P}{\sqrt{(\sigma_{\gamma} \cdot F_p)^2 + \left(\frac{p_1 \cdot l_{вес}}{2} + G_2 \cdot g\right)^2}} \geq 5 \quad (88)$$

где $\sigma_{\gamma_{\max}}$ и σ_{Δ} - напряжения в проводе при наибольшей нагрузке и среднегодовой температуре, определяются из систематического расчета провода $\sigma_{\gamma_{\max}} = 120 \text{ Н/мм}^2$, $\sigma_{\Delta} = 65,6 \text{ Н/мм}^2$.

Для подвески в натяжных гирляндах выберем полимерные изоляторы марки ЛК-120/110-3 УХЛ1с электромеханической разрушающей силой 120 кН и массой 2,1 кг.

$$n_1 = \frac{120000}{\sqrt{(120 \cdot 111)^2 + \left(\frac{40,69 \cdot 300}{2} + 2,1 \cdot 9,81\right)^2}} = 2,91 \geq 2,7$$

$$n_2 = \frac{120000}{\sqrt{(65,6 \cdot 111)^2 + \left(\frac{11,57 \cdot 300}{2} + 2,1 \cdot 9,81\right)^2}} = 6,54 \geq 5$$

Согласно ПУЭ в арматуре требуются меньшие коэффициенты запаса, чем в изоляторах, поэтому прочность арматуры не проверяется.

Поддерживающие зажимы принимаем глухие. Натяжные зажимы – прессуемые, т.к. сечение провода 95 мм^2 .

17 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Экономическая оценка эффективности инвестиций в проектируемые объекты заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлениями, которые будут иметь место при эксплуатации рассматриваемых объектов.

17.1 Описание проектируемой сети

Целью работы является разработка варианта подключения к схеме внешнего электроснабжения ПС 110/10 кВ «Базовая», а также проектирование двухцепной ВЛ 110 по которой будет передаваться мощность для ПС

К основным задачам работы относятся: разработка возможных вариантов подключения подстанции; выбор конструкции распределительного устройства высокого напряжения ПС «Базовая» и расчет токов короткого замыкания; выбор основного оборудования, расчет режима работы электрической сети с учетом подключения подстанции, анализ режима работы.

В качестве основного оборудования на подстанции «Базовая» предполагается установка 2-х двухобмоточных трансформаторов типа ТДН 16000 кВа, установка распределительного устройства высокого напряжения, с учетом схемы питания ПС, по схеме сдвоенный блок линия – трансформатор с выключателями в цепях трансформаторов и установкой элегазовых выключателей на стороне высокого напряжения.

17.2 Юридический статус проектируемого объекта

Собственником вводимого имущества будет являть ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания». Обслуживаться рассматриваемая часть сети будет Центральным сетевым районом СП «Западные электрические сети» филиала «Амурские электрические сети».

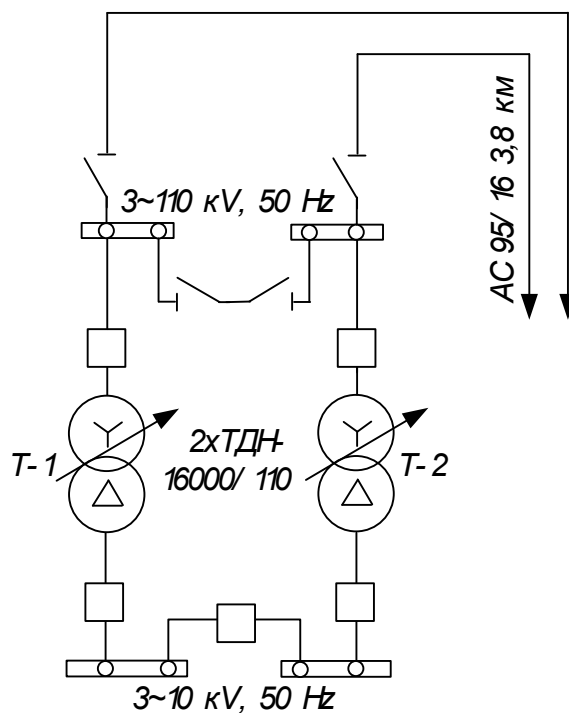


Рисунок 13 – Однолинейная схема ПС «Базовая» 110 кВ с указанием ВЛ подлежащих реконструкции

17.3 Затраты на реализацию проекта

Капиталовложение на сооружение сети вычисляются по формуле:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} \quad (89)$$

где $K_{ВЛ}$ – капиталовложение на сооружение воздушных линий;

$K_{ПС}$ – капиталовложение на строительство подстанций.

Капиталовложение на строительство подстанций определяются:

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} \quad (90)$$

где $K_{ОРУ}$ – стоимости открытых распределительных устройств (ОРУ);

$K_{ТР}$ – стоимости трансформаторов;

$K_{КУ}$ – стоимости компенсирующих устройств;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат по подстанции включающая затраты на:

- выкуп земли
- благоустройство территории
- подвод коммуникаций, и.т.д.

Капиталовложение на сооружение воздушных линий определяются:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \quad (91)$$

где K_0 – удельная стоимость одного сооружения линии;

l – длина линии с учетом коэффициента удлинения.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формуле:

$$I_{ЭР} = I_{ЭР.ВЛ} + I_{ЭР.ПС} = \alpha_{ЭР.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ЭР.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (92)$$

где $\alpha_{ЭР.ВЛ} = 0,65\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ; (источник: справочник по проектированию электрических сетей по ред. Файбисович Д.Л. 2009г):

$\alpha_{ЭР.ПС} = 3,7\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций . (источник: справочник по проектированию электрических сетей по ред. Файбисович Д.Л.):

Ежегодные издержки на амортизацию вычисляются по формуле:

$$I_{АМ} = \frac{K_{ВЛ.Э}}{T_{СЛ1}} + \frac{K_{ПС.Э}}{T_{СЛ2}} \quad (93)$$

где $T_{СЛ1} = 15 \text{ лет}$ – период службы для ВЛ;

$T_{СЛ2} = 20 \text{ лет}$ – период службы для оборудования ПС.

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (94)$$

где ΔW – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 224,71 \text{ руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$ – удельная стоимость потерь электроэнергии (Согласно приказу управления государственного управления цен и тарифов Амурской области от 20.12.2015)(источник: сайт drsk.ru)

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ВЛ}} + \Delta W_{\text{ТР}} + \Delta W_{\text{КУ}} + \Delta W_{\text{КОР}}. \quad (95)$$

где $\Delta W_{\text{ВЛ}}$ – потери мощности в ВЛ;

$\Delta W_{\text{ТР}}$ – потери мощности в трансформаторах;

$\Delta W_{\text{КУ}}$ – потери в КУ;

$\Delta W_{\text{КОР}}$ – потери на корону.

Потери электроэнергии в ВЛ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = \frac{P_{\text{ЭФ.З}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.З}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_{\text{З}} + \frac{P_{\text{ЭФ.Л}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.Л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_{\text{Л}} \quad (96)$$

где $P_{\text{ЭФ.З}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.З}}$, $P_{\text{ЭФ.Л}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.Л}}$ – потоки эффективной активной и эффективно не скомпенсированной реактивной мощности текущей по линии зимой и летом;

$T_{\text{З}}$, $T_{\text{Л}}$ – количество часов зимой и летом;

$R_{\text{ВЛ}}$ – сопротивление линии.

Потери мощности в данном случае определяются с помощью программы RASTR, путем расчета режима работы электрической сети со среднегодовыми нагрузками.

При расчете вручную потери электроэнергии в трансформаторах вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \frac{P_{\text{ЭФ.З}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.З}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_{\text{З}} + \frac{P_{\text{ЭФ.Л}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.Л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_{\text{Л}} + \Delta P_{\text{XX}} \cdot T_{\text{Г}} \quad (97)$$

где $P_{\text{ЭФ.З}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.З}}$, $P_{\text{ЭФ.Л}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.Л}}$ – эффективной активной и эффективно не скомпенсированной реактивной нагрузки для сети для линий зимой и летом;

$R_{\text{ТР}}$ – эквивалентное активное сопротивление трансформаторов;

ΔP_{XX} – суммарные потери активной мощности холостого хода трансформаторов данной ПС.

Потери электроэнергии в трансформаторах также определяются из анализа расчета режима работы сети.

Потери в КУ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{KV} = \Delta W_{БК} + \Delta W_{СК} \quad (98)$$

где $\Delta W_{БК}$ – потери в батареях конденсаторов;

$\Delta W_{СК}$ – потери в синхронных компенсаторах.

Определяем стоимость открытого распределительного устройства на подстанции «Базовая» (млн.руб):

Стоимость оборудования подстанции определяется согласно укрупненным стоимостным показателям, с учетом индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, в том числе стоимости материалов, оплаты труда и эксплуатации машин и механизмов на I квартал 2016 года (для ДФО «Амурской области» индекс цен на СМР по отношению к ценам 2000 г. составляет 5,32 ед) (источник: приложение №1 к письму минрегион россии).

Определяем стоимость РУВН, при расчете принимается стоимость одной ячейки элегазового выключателя и количество этих ячеек (в данном случае 2 (стоимость определяется согласно укрупненным стоимостным показателям в ценах 2000 года) (источник: справочник по проектированию электрических сетей по ред. Файбисович Д.Л.):

$$K_{ОРУ} = N_{яч} \cdot K_{яч} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 2 \cdot 7300 \cdot 5,32 \cdot 1,3 = 100,97 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем стоимость трансформатора:

$$K_{ТР} = N_{тр} \cdot K_{тр} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 2 \cdot 4300 \cdot 5,32 \cdot 1,3 = 59,48 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем постоянная часть затрат по подстанции:

$$K_{ПОСТ} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 9000 \cdot 5,32 \cdot 1,3 = 62,24 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем капиталовложение на модернизацию и реконструкцию ПС «Базовая» подстанции:

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{ПОСТ} = 100,97 + 59,48 + 62,24 = 222,69 \text{ (млн.руб)}$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2012 год (индекс дефлятор) равен 5,32 (ДФО Амурская область) (источник: приложение №1 к письму минрегион россии)

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,3 (источник: справочник по проектированию электрических сетей по ред. Файбисович Д.Л.):

Определяем капиталовложения на сооружение воздушной линии для питания подстанции «Базовая» (в данном случае также учитывается индекс изменения цен по отношению к 2000 г, для Амурской области) (млн.руб), двухцепная ВЛ выполнена проводом марки АС95/16 и имеет протяженность 3.8 км Затраты на вырубку просеки не учитывались тк осуществляется перевод на новое номинальное напряжение:

$$K_{ВЛ} = (K \cdot l) \cdot K_{инф} \cdot K_p = 1590 \cdot 3,8 \cdot 5,32 \cdot 1,4 = 43,73 \text{ (млн.руб)}$$

где K_p - районный коэффициент: для ВЛ –1,4 (источник: справочник по проектированию электрических сетей по ред. Файбисович Д.Л.):

Вычисляем общие капиталовложение на строительство ВЛ, модернизацию и реконструкцию ПС «Базовая»:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} = 222,69 + 43,73 = 266,42 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования:

$$I_{ЭР} = \alpha_{ЭР} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ЭР,ПС} \cdot K_{ПС} = 0,0065 \cdot 43,73 + 0,037 \cdot 222,69 = 8,52 \text{ (млн.руб/год)}$$

Находим суммарные потери электроэнергии (МВт×час) (величина потерь электроэнергии определяется из расчета режима работы сети со среднегодовыми нагрузками см. приложение):

$$\Delta W_{\Sigma 1} = (\Delta W_{BL} + \Delta W_{TP}) \times T_{\text{Год}} = 1314,06 \text{ (МВт}\times\text{час)}$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в рассматриваемом участке сети за год:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma 1} \cdot C_{\Delta W} = 1314,06 \times 224,71 \cdot 10^{-6} = 0,29 \text{ (млн.руб/год)}$$

Ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_{AM} = \frac{K_{BL\Sigma}}{T_{СЛ1}} + \frac{K_{ПС\Sigma}}{T_{СЛ2}} = \frac{43,7}{15} + \frac{222,69}{20} = 14,05 \text{ (млн.руб/год)}$$

17.4 Жизненный цикл объекта

Жизненный цикл объекта состоит из следующих стадий:

- проектирование,
- строительство,
- освоение,
- нормальное функционирование,
- ликвидация.

Реализовываться проект будет более года.

Расчет жизненного цикла:

Стадия проектирования – 1 год;

Строительство – 1 год (2013);

17.5 Определение нормативной численности обслуживающего персонала подстанции

В составе штатной структуры разрабатываются следующие документы: численность руководителей, специалистов, служащих и рабочих предприятия, определяется фонд заработной платы, а также формируется штатное расписание организации, которое включает фонд заработной платы, перечень

должностей, месячные должностные оклады и персональные надбавки. В составе функциональной структуры определяются и классифицируются функции управления, а также определяется комплекс управленческих задач, закрепляемых за соответствующими структурными подразделениями организации.

Сетевой участок находится под управлением РЭС сетевого района. При этом, сетевой район является структурным подразделением электрических сетей. Ремонт сетей производится централизованно соответствующими независимыми ремонтными организациями.

В нашем случае расчет численности персонала проводим только для сетевого участка, обслуживающего электрическую сеть, при этом не учитываем в расчетах численность персонала обслуживающего производственные подразделения, также в расчетах не учитываем заработную плату административно-управленческого персонала. Для упрощения расчетов численность ремонтного и эксплуатационного персонала объединяем (Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей).

Определяем численность рабочих по обслуживанию ВЛ 110 кВ (опоры стальные):

$$N_1 = L \cdot n_1 \cdot KI \quad (99)$$

где n_1 – норматив численности (для ВЛ 110 кВ – 1,47 чел. на 100 км) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

L – длина линии, км.

KI – повышающий коэффициент

$$N_1 = 3,8 \cdot 1,47 / 100 \cdot 1,13 = 0,06 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по обслуживанию трансформаторов 110/10 кВ:

$$N_2 = X_{\text{ПС}} \cdot n_2 \cdot kI \quad (100)$$

где n_2 – норматив численности (для ПС – 8,25 чел. на 100 ед.) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{ТП}}$ – количество ТП соответствующего типа, ед.

$$N_2 = 8,25 \cdot 2 / 100 \cdot 1,09 = 0,18 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по обслуживанию элегазовых выключателей 110 кВ:

$$N_3 = X_{\text{ВЭ}} \cdot n_3 \cdot kI \quad (101)$$

где n_3 – норматив численности (для присоединения с элегазовым выключателем – 3,66 чел. на 100 ед.) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{ВЭ}}$ – количество выключателей соответствующего типа, ед.

$$N_3 = 3,66 \cdot 2 / 100 \cdot 1,09 = 0,08 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по оперативному обслуживанию ПС (при числе присоединений на ПС 110/10 – до 20)

$$N_4 = X_{\text{ПС}} \cdot n_4 \cdot kI \quad (102)$$

где n_4 – норматив численности на присоединение (1,22 чел на 1 ПС) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{ПС}}$ – количество ПС, ед.

$$N_4 = 1,22 \cdot 1 \cdot 1,05 = 1,28 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по эксплуатации электросчетчиков:

$$N_5 = X_{\text{уч}} \cdot n_6 \cdot kI \quad (103)$$

где n_5 – норматив численности (2,3 чел. на 10000 счетчиков) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{уч}}$ – количество счетчиков (24), ед.

$$N_5 = 24 \cdot 2,3 / 10000 \cdot 1,09 = 0,006 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по эксплуатации РЗиА:

$$N_6 = X_{\text{РЗиА}} \cdot n_6 \cdot kI, \quad (104)$$

где n_6 – норматив численности (9,5 чел. на 1000 ед.) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{РЗиА}}$ – количество устройств РЗиА (18 ед. в том числе ДЗ, МТЗ, токовая отсечка), ед.

$$N_6 = 18 \cdot 9,5 / 1000 \cdot 1,09 = 0,66 \text{ (чел.)}$$

Определяем среднесписочную численность персонала

$$ССЧ = 0,06 + 0,18 + 0,08 + 1,28 + 0,006 + 0,66 = 2,26 \text{ чел.}$$

В данной работе согласно нормативам численности персонала требуется для обслуживания подстанции 3 штатные единицы.

Определяем среднемесячную з/плату для данного региона (Амурская область) (согласно методическим указаниям по КП и ДП Судаков Г.В.).

$ЗП_{\text{СМ.НАЧ.}}$ = 28,06 (тыс.руб.) (московская обл. для отрасли эл. энергетики, производство и передача эл. энергии).

$$ЗП_{\text{СМ.НАЧ.}} = 16,23 \text{ (тыс.руб.) (Московская обл.)}$$

$$ЗП_{\text{СМ.НАЧ.}} = 13,53 \text{ (тыс.руб.) (Амурская область)}$$

$$ЗП_{смес.нач.} = ЗП_{смес.нач.} \cdot \frac{ЗП^{П.кр.}_{смес.нач.}}{ЗП^{М.обл.}_{смес.нач.}} = 28,06 \cdot \frac{13,53}{16,23} = 23,39 \text{ (тыс.руб.)}$$

17.6 Расчет отчислений в фонды пенсионного, медицинского и социального страхования

Фонд оплаты труда:

$$И_{ЗП} = ФОТ = \Sigma_{\Sigma} \cdot ЗП_{см.нач.} \cdot 12 = 3 \cdot 23,39 \cdot 12 = 0,84 \text{ (млн. руб.)} \quad (105)$$

Отчисления в фонды пенсионного, медицинского и социального страхования:

$$E_{ЕСН} = И_{ЗП} \cdot 0,342 = 0,84 \cdot 0,342 = 0,29 \text{ (млн. руб.)} \quad (106)$$

17.7 Расчет себестоимости передачи электроэнергии

При расчете себестоимости передачи электроэнергии используем данные полученные в предыдущих разделах и сводим их в таблицу 24:

Таблица – 24 Расчет себестоимости

Амортизация основных средств (млн.руб)	14,05	37,1 %
Затраты по содержанию оборудования (млн.руб)	8,81	24,7 %
Затраты на ремонт и эксплуатации (млн.руб)	8,52	21,8 %
Затраты на топливно-энергетических ресурсов на технологические цели (потери электроэнергии и расход на собственные нужды) (млн.руб)	0,29	2,9 %
ФЗП + ЕСН (млн.руб)	1,13	1,4 %
Прочие расходы (млн.руб)	15,19	38,4 %
Всего годовых затрат (млн.руб)	39,17	100%
Электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия за год (кВт·ч)	130086000	
Себестоимость одного 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание сети (руб.)	0,31	

Прочие расходы определяем по формуле (млн. руб.):

$$I_{np} = 0,3 \cdot (I_{ам} + I_{экс} + I_{dw} + \PhiЗП) + 0,03K \quad (107)$$

$$I_{np} = 0,3 \cdot (14,05 + 8,52 + 0,29 + 1,13) + 0,03 \cdot 266,42 = 15,19 \text{ (млн. руб.)}$$

17.8 Определение необходимой валовой выручки

Согласно Постановлению Правительства в расчетах регулируемых тарифов на оптовом и потребительском рынках электроэнергии могут применяться следующие методы ценообразования:

- 1) метод экономически обоснованных расходов (затрат);
- 2) метод экономически обоснованной доходности инвестированного капитала;
- 3) метод индексации тарифов.

В необходимую валовую выручку включаются следующие расходы:

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции, включает следующие составляющие расходов:

- 1) на топливо;
- 2) на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- 3) на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- 4) на сырье и материалы;
- 5) на ремонт основных средств;
- 6) на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- 7) на амортизацию основных средств и не материальных активов;
- 8) прочие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, определяются ФСТ.

Внереализованные расходы (с учетом внереализационных доходов), в том числе расходы по сомнительным долгам. При этом в составе резерва по сомнительным долгам может учитываться дебиторская задолженность, уплата сомнительных долгов, а также расходы на консервацию основных производственных средств.

Расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включают в себя следующие основные группы расходов:

- капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;
- выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;
- взносы в уставные (складочные) капиталы организаций;
- прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

В необходимую валовую выручку включается сумма налога на прибыль организаций.

В отдельную группу выделяются расходы на оплату услуг организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Расходы на оплату указанных услуг определяются на основе тарифов, установленных регулирующими органами, и объема оказываемых в расчетном периоде регулирования услуг. Необходимая валовая выручка, определяемая при установлении долгосрочных тарифов (1 и 2 метод расчета тарифов), рассчитываются по формуле:

$$HBB_i^D = P_i + BK_i + ДК_i + \Delta HBB_i^C, \quad (108)$$

где HBB_i^D - необходимая валовая выручка, определяемая на год i ;

P_i - расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, устанавливаемые на год i ;

BK_i - возврат инвестированного капитала (амортизация капитала), устанавливаемого на год i ;

$ДК_i$ - доход на инвестированный капитал, устанавливаемый на год i ;

ΔHBB_i^C - величина изменения необходимой валовой выручки, устанавливаемой на год i , производимого в целях сглаживания тарифов.

В необходимую валовую выручку регулируемой организации включается доход на инвестированный капитал по следующей формуле:

$$ДК_i = РИК_{i0} \times НДСК_i + \left(\sum_{j=i0}^{i=1} I_j - \sum_{j=i0}^{i=1} BK_j + ЧОК_i \right) \times НДК, \quad (109)$$

где $ДК_i$ - доход на инвестированный капитал в году i ;

$РИК_{i0}$ - размер инвестиционного капитала в долгосрочном периоде регулирования, начавшемся в году $i0$;

$\sum_{j=i0}^{i=1} I_j$ - сумма величин инвестиций, предусмотренных согласованной инвестиционной программой на долгосрочный период регулирования, начавшийся в году $i0$, с начала периода регулирования до года $i - 1$ включительно;

$\sum_{j=i0}^{i=1} BK_j$ - сумма величин возврата инвестиционного капитала, предусмотренных в долгосрочный период регулирования до года $i - 1$ включительно;

$ЧОК_i$ - величина чистого оборотного капитала в году i , устанавливаемая в соответствии с Правилами определения стоимости активов и размера инвестиционного капитала и ведения их учёта;

$НДК$ - норма доходности на инвестиционный капитал;

$НДСК_i$ - норма доходности на “старый” инвестиционный капитал.

В необходимую валовую выручку регулируемой организации включается возврат инвестиционного капитала по следующей формуле:

$$BK_i = \left(\frac{РИК_{i0}}{1 - ИИК_{i0}} + \sum_{j=i0}^{i=1} I_j \right) / СВК, \quad (110)$$

где BK_i - возврат инвестиционного капитала в году i ;

$РИК_{i0}$ - размер инвестированного капитала в году $i0$, который устанавливается в соответствии с результатами оценки размера инвестированного капитала;

$\sum_{j=i0}^{i=1} I_j$ – сумма величин инвестиций, предусмотренных согласованной

инвестиционной программой на долгосрочный период регулирования;

$СВК$ – срок возврата инвестированного капитала.

Определяем величину оборотного капитала:

$$K_{OB} = 0,02 \cdot K_{\Sigma} + 0,1 \cdot I_{\Sigma} + 0,3 \cdot 0,02 \cdot K_{\Sigma} = 10,84 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем необходимую валовую выручку:

$$HBB = I_{\Sigma} + \Sigma I_i \cdot 0,12 + K_{OB} \cdot 0,12 = 39,17 + 266,42 \cdot 0,12 + 10,84 \cdot 0,12 = 72,44 \text{ (млн. руб.)}$$

где 0,12 – величина дохода на инвестиции в основном и оборотном капитале

Определяем чистую прибыль (млн.руб.)

$$P_{rt} = (HBB - I_{\Sigma}) \cdot \left(1 + \frac{\alpha_{нал}}{100}\right) = (72,44 - 39,17) \cdot (1 + 0,2) = 33,93$$

Определяем тариф на электроэнергию по участку сети

$$T = HBB/W = 72440/130086 = 0,55 \text{ (руб. кВт·час)}$$

18 БЕЗОПАСНОСТЬ

В данной работе рассматривается реконструкция подстанции «Базовая», и подключение ее к сети внешнего электроснабжения на номинальное напряжение 110 кВ. После реконструкции согласно расчетам на ПС будет установлено два двухобмоточных трансформатора типа ТДН номинальной мощностью 16 МВА, подстанция будет получать питание по двухцепной ВЛ выполненной проводом марки АС 95

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции предусмотрена установка современного оборудования, в частности элегазовых выключателей, которые являются безопасными в отношении взрывобезопасности и пожаробезопасности по сравнению с устаревшими масляными выключателями.

Подстанция «Базовая» расположена вдали от жилой застройки и с целью снижения уровня шума на жителей, дополнительно предусматривается высадка деревьев и кустарников по периметру подстанции, что также положительно скажется на уровне шума

Все работы по сооружению линий электропередачи, электромонтажные и наладочные работы разрешается выполнять только при наличии проекта производства работ (ППР) или технологических карт (ТК), утвержденных главным инженером электромонтажной организации, в которых для каждого из выполняемых видов работ предусмотрены конкретные мероприятия по технике безопасности /Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ РД 153-34.3-03.285-2002/.

При сооружении ВЛ и монтаже проводов ВЛ должны соблюдаться требования государственных НТД и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.

2. Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ /РД 153-34.3-03.285-2002/.

3. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.

4. Межотраслевых правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов /ПОТ РМ 007-98/.

5. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».

6. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство».

7. Правила безопасности при работе с инструментами и приспособлениями /СО 153-34.03.204/.

8. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий /СО 34.03.301-00/.

9. Инструктивные указания по технике безопасности при ремонтно-строительных работах вблизи действующего энергетического оборудования энергопредприятий /СО 153-34.03.224/

10. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/

Основные требования мер безопасности вышеперечисленных НТД указываются в разделе «Требования по охране труда» ППР или ТК. Непосредственные руководители и исполнители электро-монтажных работ перед допуском к их выполнению должны быть ознакомлены с требованиями безопасности на месте работ с фактическими условиями труда, знать и выполнять нормы безопасности в объеме порученных работ.

При производстве работ на лесосеке должна быть обеспечена безопасность всего комплекса лесосечных работ, включающих подготовительные и вспомогательные работы, валку и трелевку леса, очистку деревьев от сучьев, раскряжевку хлыстов, погрузку леса, механизированную очистку лесосек.

Готовность лесосеки к рубке оформляется актом. При прохождении трассы проектируемой ВЛ по лесистой местности, проектом предусматривается минимально допустимая прорубка просеки с очисткой трассы от порубочных остатков и их сжиганием, разделка вырубленного леса и его штабелирование.

При строительстве ВЛ должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения лесных пожаров.

По окончании строительного-монтажных работ должны быть выровнены участки естественного покрова земли для уменьшения эрозии почвы.

На месте производства наладочных работ на провода линии должны быть наложены заземления. Непосредственно перед наложением заземления необходимо убедиться в отсутствии напряжения на линии. Наложение и закрепление, а также снятие заземляющих проводов производится при помощи изолирующей штанги.

Эксплуатация линий электропередачи осуществляется филиалом электрических сетей Амурской области ОАО ДРСК и руководствуются в работе «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации распределительных электросетей».

Безаварийная работа линий электропередачи обеспечивается выполнением профилактических мероприятий, задачей которых является своевременное обнаружение возникающих неисправностей с тем, чтобы они не вызывали повреждения и выход линии электропередачи из строя.

К профилактическим мероприятиям относятся:

- низовые осмотры линий электропередачи;
- верховые осмотры линий электропередачи;
- специальные внеочередные осмотры, которые проводят при появлении гололеда, во время паводка, при возникновении пожаров вблизи трассы, после грозы, урагана и сильного мороза, а также после аварийного отключения линии, в том числе и при ее успешном повторном включении.

Кроме того, профилактическими мероприятиями предусмотрено:

- измерение сопротивления изоляции подвесных фарфоровых изоляторов;
- измерение переходного сопротивления соединений проводов ВЛ 35-110 кВ различными зажимами;
- измерение сопротивления заземлений опор;
- определение степени загнивания древесины;
- проверка габаритов проводов.

Данные, полученные в результате осмотров, ревизий и измерений заносят в специальный журнал и на основании их составляют планы ремонтных работ.

В настоящее время большой объем ремонтных работ на ВЛ (выправку опор, замену их некоторых деталей, очистку и окраску, некоторые ремонтные работы на проводах и тросах) выполняют без снятия или с частичным снятием напряжения, для чего используют различные изолирующие защитные средства и приспособления.

Основным опасным фактором на электроэнергетических объектах является поражение электрическим током. Важным отличием, обуславливающим повышенную опасность электроэнергетических объектов, является то, что электрический ток невидим.

К вредным факторам следует отнести электрические и магнитные поля промышленной частоты, возникающие при работе оборудования подстанций и линий электропередач, акустические шумы от работы силового оборудования (особенно трансформаторов и воздушных выключателей).

18.1 Техника безопасности при строительстве ВЛ.

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

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

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

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

19 ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе производится сооружение воздушной линии 110 кВ «Амурская» - «Базовая».

Земля, отводимая в постоянное пользование ВЛ должна быть восстановлена путем освоения новых земель. Затраты на освоение земли, взамен изымаемой в постоянное пользование и средства на возмещение убытков землепользователями учтены сметами на строительство.

При определении площади земли отводимой в постоянное и временное пользование используются следующие исходные данные:

Опора анкерная угловая: У 110 – 2 + 9 с размером основания 7,5 м и максимальным расстоянием между фазами 10,0 м в количестве 4 шт.

Опора промежуточная: П 110 – 6, размер основания 2,8 м, расстояние между фазами 8,4 м в количестве 9 шт.

Подробно рассмотрим расчет площади отводимой под постоянное и временное пользование, схема основания опоры представлена на рисунке.

Определим площадь земли отводимой под постоянное пользование по формуле (м²):

$$F_{\text{пост}} = n_a \cdot F_a + n_n \cdot F_n \quad (111)$$

где n_a , n_n - соответственно количество анкерных и промежуточных опор (шт);

F_a , F_n - соответственно площадь отводимая под анкерную и промежуточную опору (м²);

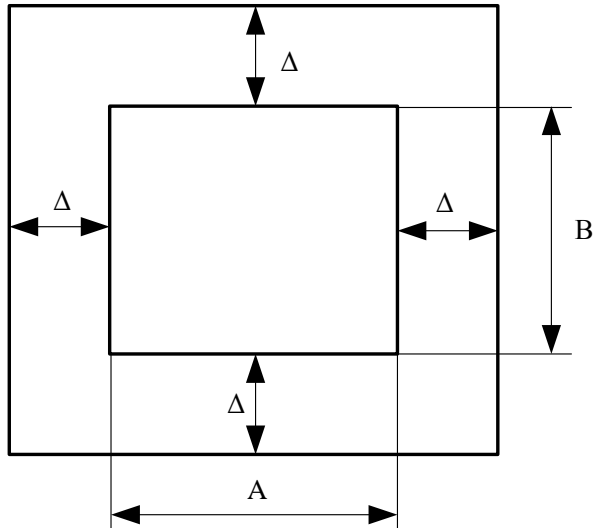


Рисунок 14 – Размеры основания опоры

Площадь отводимая для одной анкерной и промежуточной опоры определяется по формуле:

$$F_a = (A_a + 2 \cdot \Delta) \cdot (B_a + 2 \cdot \Delta) = (7,5 + 2 \cdot 1,5) \cdot (7,5 + 2 \cdot 1,5) = 110,25 \text{ (м}^2\text{)} \quad (112)$$

$$F_n = (A_n + 2 \cdot \Delta) \cdot (B_n + 2 \cdot \Delta) = (2,8 + 2 \cdot 1,5) \cdot (2,8 + 2 \cdot 1,5) = 33,64 \text{ (м}^2\text{)} \quad (113)$$

где Δ - расстояние от основания опоры в обе стороны, т.к. ВЛ проходит в лесостепи, местность равнинная, принимаем значение 1,5 м (согласно «Нормам отвода земли под электрические сети напряжением 0,38 – 750 кВ»)

Схема ВЛ представлена на рисунке 15.

Площадь земли отводимой под постоянное пользование:

$$F_{\text{пост}} = n_a \cdot F_a + n_n \cdot F_n = 4 \cdot 110,25 + 9 \cdot 33,64 = 743,76 \text{ (м}^2\text{)}$$

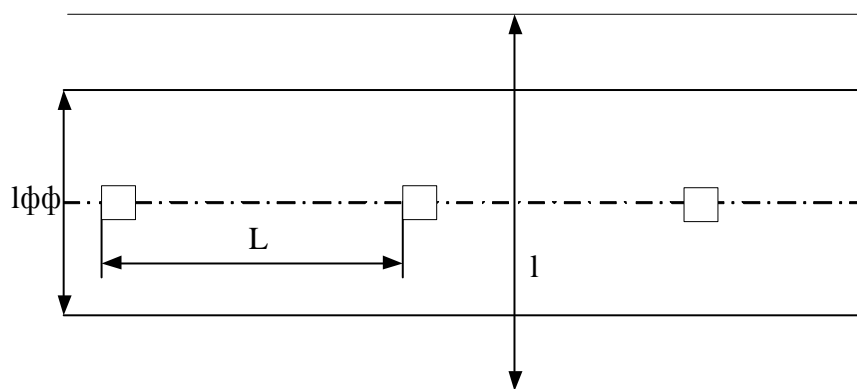


Рисунок 15 – Расчет площади под временное пользование

Площадь земли отводимая во временное пользование определяется по формуле:

$$F_{вс} = F_{вс} + F_{вмп} \quad (114)$$

где $F_{вс}$, $F_{вмп}$ - соответственно площади отводимые временное строительство и временные монтажные площадки;

$$F_{вс} = L \cdot l = 3800 \cdot 12,4 = 47,12 \cdot 10^3 \text{ (м}^2\text{)} \quad (115)$$

где L – длина воздушной линии согласно расчетных данных проекта (м) определена в основной части работы.

l – ширина полосы отводимой земли вдоль ВЛ:

$$l = l_{ф\phi} + 4 = 8,4 + 4 = 12,4 \text{ (м)} \quad (116)$$

где $l_{ф\phi}$ – максимальное расстояние между фазами промежуточной опоры 8,4 для данного типа опор (м):

Площадь отводимая под монтажные площадки:

$$F_{вмп} = n_a \cdot F_{мпa} + n_n \cdot F_{мпn} \quad (117)$$

где $F_{ма}$ – площадь одной монтажной площадки для сооружения анкерной – угловой стальной свободстоящей опоры (согласно «Нормам отвода земель для электрических сетей напряжением 0.38-750 кВ») $F_{ма} = 800$ (м²)

$F_{мп}$ – площадь одной монтажной площадки для сооружения промежуточной стальной свободстоящей опоры 110 кВ (согласно «Нормам отвода земель для электрических сетей напряжением 0.38-750 кВ») $F_{мп} = 560$ (м²):

$$F_{вмп} = 4 \cdot 800 + 9 \cdot 560 = 8,24 \cdot 10^3 \text{ (м}^2\text{)}$$

Суммарная площадь под временное пользование:

$$F_{вс} = F_{вс} + F_{вмп} = 47,12 \cdot 10^3 + 8,24 \cdot 10^3 = 55,36 \cdot 10^3 \text{ (м}^2\text{)} \quad (118)$$

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является масло. Загрязнение может произойти во время аварий, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции «Базовая» устанавливаются 2 трансформатора марки ТДН 16000/110 с размерами (м) 6,0×3,5×5,5 и массой масла 12,82 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м.

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения.

Маслоприемники масла выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

Верхний уровень гравия (щебня) находится на расстоянии не менее чем 75 мм ниже уровня окружающей планировки.

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника. На рисунке представлено схематичное изображение маслоприемника без отвода масла.

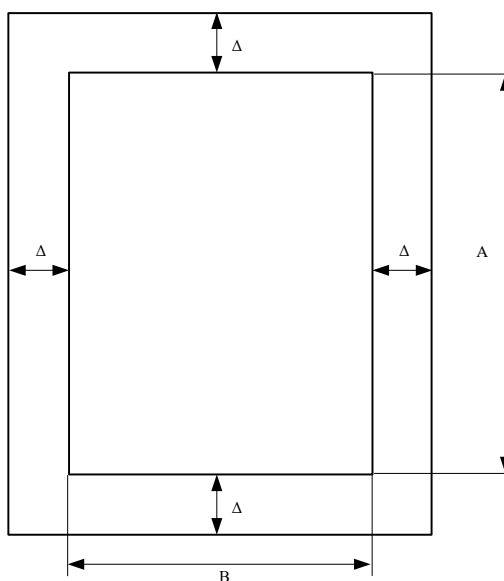


Рисунок 16 – Маслоприемник

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} = \frac{12,82}{0,88} = 14,57 \text{ (м}^3\text{)} \quad (119)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 12,82 тонн.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

Определяем площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{мл}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (6,0 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,5 + 2 \cdot 1,5) = 58,5 \text{ (м}^2\text{)} \quad (120)$$

где A, B – длина и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника (согласно ПУЭ 4.2.69)

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{бн}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (6,0 + 3,5) \cdot 2 \cdot 5,5 = 104,5 \text{ (м}^2\text{)} \quad (121)$$

где H – высота трансформатора (м)

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны (согласно ПУЭ 4.2.69):

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{\text{мн}} + S_{\text{бн}}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (58,5 + 104,5) \cdot 10^{-3} = 58,68 \text{ (м}^3\text{)} \quad (122)$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды

$$V_{\text{ммн}2O} = V_{\text{трм}} + 0,8 \cdot V_{H_2O} = 14,57 + 0,8 \cdot 58,68 = 61,51 \text{ (м}^3\text{)} \quad (123)$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости $V_{\text{ммн}2O}$

$$H_{\text{мн}} = \frac{V_{\text{ммн}2O}}{S_{\text{мн}}} = \frac{61,51}{58,5} = 1,05 \text{ (м)} \quad (124)$$

Высота гравийной подушки согласно ПУЭ 4.2.69

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно ПУЭ 4.2.69

$$H_{\text{ен}} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника

$$H_{n.mn} = H_{.mn} + H_{en} + H_z = 1,05 + 0,05 + 0,25 = 1,35 \text{ (м)} \quad (125)$$

Схема маслоприемника в сечении представлена на рисунке 17.

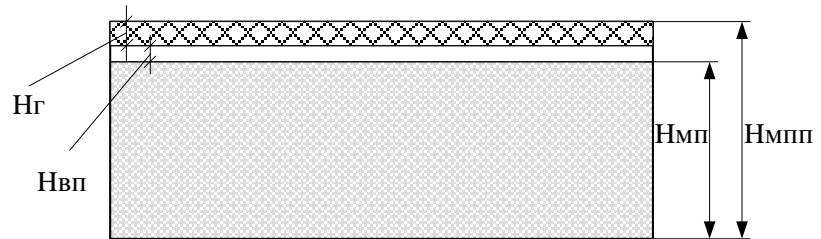


Рисунок 17 – Сечение маслоприемника

20 ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ, прямой удар молнии в ОРУ.

Пожарная безопасность. В связи с тем, что на ПС «Базовая» устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;

- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей;
- системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств;
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 110 кВ.

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 110 кВ, классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На предприятии широко применяют установки водяного, пенного,

парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

В качестве огнетушащих средств в данной работе устанавливаются: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в ЗРУ 10 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично ЗРУ 10 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, один ящик с песком емкостью 0.5 м³.

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются

пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Был проведен расчет токов короткого замыкания, выбор основного электрического оборудования, рассчитаны параметры надежности электроснабжения подстанций до и после реконструкции.

В экономической части определена экономическая эффективность инвестиций в реконструкцию сети.

В части безопасности и экологичности проведен анализ основных опасных факторов в чести защиты окружающей среды.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,1986. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,1990. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2002. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 7 Официальный сайт Центробанка России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm
- 8 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 1988.-308с.: ил.
- 9 Файбисович Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Энергопрогресс, Энергетик, 2003. – 31 с.
- 10 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 1999.

11. Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 1986.
12. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 1985.
13. Крюков К. П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2-е изд. – Л.: Энергия, 1979.
14. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 1991.
15. Чернобровов Н.В. Релейная защита. – М.: Энергия, 1971.
16. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003
17. Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.
18. Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.
19. Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.
20. Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.
21. Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. – М.: Издательство МЭИ, 1998.

22 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

23 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».— М, 2003.

ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет нормального режима работы при максимальных
нагрузках

Тип	Номер	Название	Uном	Рн	Qн	Рг	Qг	U	delta
База	1	Амурская	220			71,5	39,4	220	
Нагр	3	Амурская	110					107,22	-2,34
Нагр	5	Амурская	35	1,4	0,8			34,07	-4,09
Нагр	4	Базовая	110					106,65	-2,61
Нагр	44	Базовая	10	24,5	12,1			10,25	-8,12
Нагр	111	Амурская	220					214,44	-2,34
Нагр	6	Северная	35					33,59	-4,6
Нагр	66	Северная	10	9,4	3,1			10,28	-6,41
Нагр	7	Пера	35					33,52	-4,73
Нагр	77	Пера	10	3,4	1,2			10,33	-5,49
Нагр	2	Свободный	220					219,7	-0,09
Нагр	8	Свободный	35					34,91	-3,2
Нагр	12	Свободный	10	22,2	8,5			10,56	-5,15
Нагр	222	Свободный	220					214,17	-3,2
Нагр	9	Южная	35					34,77	-3,47
Нагр	99	Южная	10	6,1	1,5			10,35	-4,76
Нагр	10	Восточная	35					34,65	-3,58
Нагр	101	Восточная	10	3,8	1,3			10,33	-4,38
Нагр	11	Стройдетали	35					34,65	-3,57
Нагр	112	Стройдетали	10	0,1	0,1			10,39	-3,59

Узел	Название	U	delta	Рн	Qн	dP	dQ	Лл	Qг
1	Амурская	220				71,5	39,4		
111				-39	-25	0,06	2,19	122	0,51
2				-32	-15	0,02	0,07	93	-0,89
3	Амурская	107,22	-2,34						
111				25	15		0	157	
4				-25	-15	0,06	0,2	157	-0,21
5	Амурская	34,07	-4,09	1,4	0,8				
111				14	6		0,52	264	
6				-13	-5	0,14	0,19	237	
4	Базовая	106,65	-2,61						
3				25	15	0,06	0,2	158	-0,21
44				-25	-15	0,15	3,18	158	0,18
44	Базовая	10,25	-8,12	24,5	12,1				
4				24	12	0,15	3,18	1 539	0,18
111	Амурская	214,44	-2,34						
1				39	22	0,06	2,19	121	0,51
3				-25	-15		0	78	
5				-14	-7		0,52	43	
6	Северная	33,59	-4,6						
5				13	5	0,14	0,19	237	
66				-9	-4	0,02	0,34	174	0,2
7				-3	-1	0	0,01	63	
66	Северная	10,28	-6,41	9,4	3,1				

6				9	3	0,02	0,34	558	0,2
7	Пера	33,52	-4,73						
6				3	1	0	0,01	63	
77				-3	-1	0	0,05	63	0,13
77	Пера	10,33	-5,49	3,4	1,2				
7				3	1	0	0,05	202	0,13
2	Свободный	219,7	-0,09						
1				32	16	0,02	0,07	94	-0,89
222				-32	-16	0,06	2,11	94	0,41
8	Свободный	34,91	-3,2						
222				10	4		0	177	
9				-10	-4	0,02	0,06	177	
12	Свободный	10,56	-5,15	22,2	8,5				
222				22	8		0,88	1 302	
222	Свободный	214,17	-3,2						
2				32	13	0,06	2,11	94	0,41
8				-10	-4		0	29	
12				-22	-9		0,88	65	
9	Южная	34,77	-3,47						
8				10	4	0,02	0,06	177	
99				-6	-2	0,01	0,15	106	0,15
10				-4	-2	0,01	0,01	71	
99	Южная	10,35	-4,76	6,1	1,5				
9				6	1	0,01	0,15	350	0,15
10	Восточная	34,65	-3,58						
101				-4	-2	0	0,06	68	0,14
9				4	2	0,01	0,01	71	
11				0	0	0	0	4	
101	Восточная	10,33	-4,38	3,8	1,3				
10				4	1	0	0,06	224	0,14
11	Стройдетали	34,65	-3,57						
112				0	0	0	0	4	0,14
10				0	0	0	0	4	
112	Стройдетали	10,39	-3,59	0,1	0,1				
11				0	0	0	0	8	0,14

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет нормального режима работы при минимальных
нагрузках

Тип	Номер	Название	Uном	Pн	Qн	Pг	Qг	U	Delta
База	1	Амурская	220			45,6	19,5	220	
Нагр	3	Амурская	110					108,68	-1,38
Нагр	5	Амурская	35	0,9	0,5			34,79	-2,32
Нагр	4	Базовая	110					108,37	-1,55
Нагр	44	Базовая	10	15,3	6,8			10,72	-4,79
Нагр	111	Амурская	220					217,36	-1,38
Нагр	6	Северная	35					34,55	-2,61
Нагр	66	Северная	10	5,3	1,2			10,66	-3,57
Нагр	7	Пера	35					34,51	-2,68
Нагр	77	Пера	10	1,9	0,6			10,67	-3,08
Нагр	2	Свободный	220					219,82	-0,06
Нагр	8	Свободный	35					35,33	-2,18
Нагр	12	Свободный	10	16,6	4,6			10,76	-3,58
Нагр	222	Свободный	220					216,73	-2,18
Нагр	9	Южная	35					35,24	-2,32
Нагр	99	Южная	10	3,5	0,8			10,53	-3,04
Нагр	10	Восточная	35					35,17	-2,37
Нагр	101	Восточная	10	2,1	1			10,5	-2,79
Нагр	11	Стройдетали	35					35,16	-2,36
Нагр	112	Стройдетали	10	0,1	0,1			10,54	-2,38

Узел	Название	U	delt a	Pн	Qн	dP	dQ	Лл	Qг
3				-15	-8		0	46	
5				-8	-3		0,15	23	
6	Северная	34,55	-2,61						
5				7	2	0,04	0,05	125	
66				-5	-2	0	0,09	92	0,21
7				-2	-1	0	0	34	
66	Северная	10,66	-3,57	5,3	1,2				
6				5	1	0	0,09	294	0,21
7	Пера	34,51	-2,68						
6				2	1	0	0	34	
77				-2	-1	0	0,02	34	0,14
77	Пера	10,67	-3,08	1,9	0,6				
7				2	1	0	0,02	108	0,14
2	Свободный	219,82	-0,06						
1				22	9	0,01	0,03	63	- 0,89
222				-22	-9	0,03	0,93	63	0,41
8	Свободный	35,33	-2,18						
222				6	2		0	102	
9				-6	-2	0,01	0,02	101	
12	Свободный	10,76	-3,58	16,6	4,6				
222				17	5		0,44	924	

222	Свободный	216,73	-2,18						
2				22	7	0,03	0,93	62	0,41
8				-6	-2		0	17	
12				-17	-5		0,44	46	
9	Южная	35,24	-2,32						
8				6	2	0,01	0,02	101	
99				-4	-1	0	0,05	60	0,15
10				-2	-1	0	0	43	
99	Южная	10,53	-3,04	3,5	0,8				
9				3	1	0	0,05	197	0,15
10	Восточная	35,17	-2,37						
101				-2	-1	0	0,02	39	0,15
9				2	1	0	0	43	
11				0	0	0	0	4	
101	Восточная	10,5	-2,79	2,1	1				
10				2	1	0	0,02	128	0,15
11	Стройдетали	35,16	-2,36						
112				0	0	0	0	4	0,15
10				0	0	0	0	4	
112	Стройдетали	10,54	-2,38	0,1	0,1				
11				0	0	0	0	8	0,15