

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Государственное образовательное учреждение  
Высшего профессионального образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ГОУ ВПО «АМГУ»)**

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
И.о. Зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ Н. В. Савина  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

На тему: «Развитие электрической сети филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети, в связи с подключением объектов социального назначения ТОР «Большой камень»

Исполнитель  
студент группы, 142 зб

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

И.О. Молчанов

Руководитель, к.т.н.

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

А.А. Казакул

Нормоконтроль, к.т.н

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 99 с., 20 рисунков, 39 таблиц, 9 источников.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ЛИНИЯ  
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ  
УСТРОЙСТВО, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ,  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА

Произведено проектирование электрической части подстанции «Парк» Приморский край. Произведен расчет токов короткого замыкания. Выбрано и проверено оборудование «ПС Парк». Определены параметры заземляющих устройств, зоны защиты от прямых ударов молнии. Рассчитан послеаварийный режим в программе RastrWin 3 «ПС Парк». Произведен технико-экономический расчет.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ВН - высокое напряжение;
- НН - низкое напряжение;
- ВЛ - воздушная линия;
- КЗ - короткое замыкание;
- ЛЭП - линия электропередачи;
- ПС - подстанция;
- РУ - распределительное устройство;
- ТКЗ - ток короткого замыкания;
- ЭЭС - электроэнергетическая система;
- АТЭЦ - Артемовская теплоэлектроцентраль;
- ПАГРЭС - Партизанская гидроэлектростанция;
- ОРУ - открытое распределительное устройство;
- КРУ - комплектно распределительное устройство;
- ОПН - ограничитель перенапряжений;
- ЧДД - чистый дисконтированный доход.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Район проектирования.....	8
1.1 Климатическая характеристика района.....	8
1.2 Характеристика существующей электрической сети.....	9
1.3 Необходимость реконструкции существующей схемы.....	14
2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок.....	16
3 Выбор варианта сети.....	19
3.1 Разработка возможных вариантов схем электрической сети.....	19
3.2 Компенсация реактивной мощности.....	22
3.3 Выбор мощности трансформаторов.....	23
3.4 Выбор сечения проводов.....	24
4 Расчет режимов.....	25
5 Выбор оптимального варианта конфигурации электрической сети.....	48
5.1 Определение капиталовложений.....	48
5.2 Определение эксплуатационных издержек.....	49
5.3 Определение среднегодовых эквивалентных расходов.....	50
6 Расчет токов короткого замыкания.....	52
7 Выбор электрического оборудования.....	58
7.1 Выбор выключателей.....	58
7.2 Выбор комплектных распределительных устройств.....	61
7.3 Выбор разъединителей.....	62
7.4 Выбор трансформатора тока.....	63
7.5 Выбор трансформатора напряжения.....	67
7.6 Выбор жестких шин.....	71
7.7 Выбор гибких шин.....	72
7.8 Выбор опорных изоляторов.....	75
7.9 Выбор ОПН.....	76

7.10 Выбор трансформатора собственных нужд.....	77
7.11 Выбор аккумуляторных батарей.....	78
7.12 Выбор высокочастотного заградителя.....	80
8 Стоимостная оценка результатов строительства подстанции.....	82
8.1 Оценка экономической эффективности проекта.....	82
9 Молниезащита и заземление.....	85
9.1 Заземление ОРУ и площадок трансформаторов.....	85
9.2 Молниезащита территории ОРУ и площадок трансформаторов.....	85
Заключение.....	86
Библиографический список.....	87
ПРИЛОЖЕНИЕ А (расчет нагрузок) .....	88
ПРИЛОЖЕНИЕ Б (токи кз) .....	90
ПРИЛОЖЕНИЕ В (молниезащита и заземление) .....	94
ПРИЛОЖЕНИЕ Г (экономическая часть) .....	102

## ВВЕДЕНИЕ

На территории Приморского края намечены планы по развитию электрических сетей филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети. В связи с подключением объектов социального назначения ТОР «Большой камень».

Целью бакалаврской работы является разработка оптимальной схемы подключения ПС «Парк».

Большой Камень - город, центр одноименного городского округа в Приморском крае России. Расположен в 20 км к востоку от Владивостока на противоположном берегу Уссурийского залива Японского моря. Седьмой по числу жителей город Приморского края. Население 38 637 человек (на 2016 год). Значительное место занимают отрасли, связанные с природно-ресурсным потенциалом края, - горнодобывающая промышленность, агропромышленный и рыбохозяйственный комплексы, а также пищевая промышленность (прежде всего рыбная) и машиностроение (прежде всего авиастроение, судостроение и судоремонт), лесная промышленность.

2 февраля 2016. Председатель Правительства России Дмитрий Медведев подписал Постановление о создании территории опережающего социально-экономического развития «Большой Камень» в Приморском крае. «ТОР «Большой Камень» в Приморском крае позволит повысить эффект от развития судостроения на базе комплекса «Звезда».

Дальневосточный завод «Звезда» - ведущее предприятие по ремонту подводных лодок Тихоокеанского флота и единственное на Дальнем Востоке специализирующееся на ремонте, переоборудованию и модернизации кораблей с ядерными энергетическими установками ДВЗ «Звезда», также строится крупнейшая в России судовой верфь - «Звезда-DSME», способная выпускать суда с дедвейтом до 300 тысяч тонн [9].

Частные инвестиции в ТОР составляют 139,88 млрд руб. при бюджетных вложениях в размере 3,15 млрд. рублей, из них 0,39 млрд руб. на

инфраструктуру судостроительного комплекса «Звезда» и 2,75 млрд руб. – на инфраструктуру жилого микрорайона. Планируется создать 5,5 тыс. рабочих мест».

Для обеспечения потребности сотрудников судостроительного комплекса в жилых помещениях были предложены три участка для застройки микрорайонов: «Шестой», «Парковый» и «Садовый».

# 1 РАЙОН ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1 Климатическая характеристика района

Юг Приморского края характеризуется относительно комфортным климатом, максимально приближен одновременно к нескольким странам Азиатско-Тихоокеанского региона, обладает незамерзающей акваторией, богатой биологическими ресурсами, самой высокой плотностью инфраструктуры, относительно диверсифицированной структурой экономики и наличием признанных научно-исследовательских учреждений.

Приоритетными функциями этого района станут представительские, транспортно - логистические, инновационно - образовательные и туристические.

При проектировании необходимо знать условия окружающей среды, в которых будет разрабатываться, и эксплуатироваться сеть.

Климатические условия юга Приморского края во многом определяются его географическим положением - на стыке Евразии и Тихого океана.

Средняя температура зимой составляет  $-17^{\circ}\text{C}$ , летом  $+17,7^{\circ}\text{C}$ .

Минимальная температура в январе месяце составляет  $-40^{\circ}\text{C}$ , максимальная температура в июле месяце составляет  $+28^{\circ}\text{C}$ .

В пределах береговой зоны скорости ветра зимой значительны. Так, средние скорости ветра составляют всюду более 5 м/сек, достигая местами на открытых участках 10 м/сек. Скоростной наибольший нормативный напор ветра равен 650 Па. Район по ветру – IV. Преобладающее направление ветров – северо- западное [3].

Общее годовое количество осадков 600-900 мм, большая их часть выпадает летом.



Мощность снежного покрова невелика и составляет 18-20 см. Наибольшая мощность снежного покрова - в горных районах, где она достигает 85-100 см.

Район по гололеду – IV. Температура при образовании гололеда минус 10°С [3].

Почвы в районе расположения буротаежные, болотистые. Глубина промерзания 1,85 м. Первый слой почвы занимают суглинки маловлажные (1,5 м), второй слой – пески (до 7 м) [3].

Сейсмичность района – 6 баллов, количество грозových часов: 10 – 20.

Данная местность относится к районам с умеренной пляской проводов.

### **1.2 Характеристика существующей электрической сети.**

Рассматриваемый участок сети расположен в Приморском крае России, в 20 км к востоку от Владивостока на противоположном берегу Уссурийского залива Японского моря.

Основными источниками питания являются – Артемовская ТЭЦ, Партизанская ГРЭС и ряд ПС, 220 кВ и 500 кВ: Лозовая, Козьмино. Также в районе проектирования располагаются следующие подстанции: Волчанец, С - 55, Промысловка, Прибой, 178-Ф, Подъяпольск, Н. Мир, Топаз, Песчаная, Береговая 1, Береговая 2, Смолянинова (тяговая).

Все подстанции имеют различные схемы подключения, такие, как (тупиковые двух-трансформаторные подстанции по двум воздушным линиям, мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии, мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов, треугольник, четырех - угольник, одна рабочая секционированная выключателем система шин.

ПС Береговая 2 имеет три класса номинального напряжения 220; 110 и 2 автотрансформатора по 63 МВА, с двумя регулировочными трансформаторами по 40 МВА каждый.

На ПС Береговая 1 установлено два трансформатора мощностью 20 МВА каждый с РПН. Подстанция является узловой на напряжения 110/35/6 кВ.

На ПС Промысловка установлено два трех – обмоточных трансформатора с номинальным напряжением 110; 35; 10 кВ и мощностью каждого трансформатора 16 МВА. Электрические сети выполнены проводами различных маркировок: АС - 70, АС - 95, АС - 120, АС - 300, АСК - 300, АСО - 300 и М -70. Основными коммутационными аппаратами подстанции являются масляные выключатели, разъединители, автоматические выключатели, предохранители.

Загрузка трансформаторов и ВЛ 110 кВ, в районе проектирования приведены в таблице 1 и таблице 2.

Таблица 1 – Загрузка трансформаторов

**Error! Not a valid link.**

Таблица 2 – Загрузка линий 110 кВ

№ п/п	Наименование линии	U (кВ)	Марка провода, кабеля	Сечение провода	Допустимый ток оборудования (длительно допустимый / аварийно допустимый, время допустимой перегрузки, 20 мин.), А					Допустимый ток при t +25°C (А)	Допустимый ток при t -5°C (А)	Нагрузка ( А )		
					Выключатель	Разъединитель	Заградитель	Тр-тор тока				4 ч.	10 ч.	19 ч.
								9	10					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	Артемовская ТЭЦ - Смоляниново/т	110	АС-120, М-70	70	2000/630	1000/630	600/нет	500/600	600/600	337	435	80	109	50
2	Береговая 2 - Береговая 1	110	АС-120	120	3150/630	2000/1250	630/нет	500/300	1000/600	300	300	144	151	159
3	Береговая 2 - Топаз - Песчанная	110	АС-70, АС-95	70	3150/1250/нет	2000/1000/600	630/600/600	500/нет/нет	1000/800/600	265	342	16	22	22
4	Береговая 2 - Топаз - Новый Мир	110	АС-95	95	3150/1250/1250	2000/1000/1000	630/600/630	500/нет/600	1000/800/600	330	426	54	62	64

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
5	Подъяпольск - 178Ф	110	АСК- 120	120	нет/630	630/1000	нет/600	600/750	600/1000	375	484	10	10	10
6	Подъяпольск - Новый Мир	110	АС-95	95	нет/1250	630/1000	600/600	600/600	600/600	330	426	111	111	111
7	Промысловка - Береговая 1	110	М-70	70	630/630	600/1250	нет	600/300	1000/600	300	300	80	85	100
8	Промысловка - Прибой - 178Ф	110	АСК- 120, М-70	70	630/630/630	600/600/1000	600/600/60 0	300/600/75 0	1000/1000 / 1000	300	300	54	60	72
9	Промысловка - С-55	110	АС- 120, М-70, М-95	70	630/630	600/600	600/600	400/600	1000/1000	337	400	63	25	50

### 1.3 Необходимость реконструкции существующей схемы

Основанием для реконструкции существующей схемы стало расширение жилой территории г. Большой Камень.

На основании письма Министерства Российской Федерации по развитию Дальнего востока получена расчетная мощность подключаемых микрорайонов. Расчетное количество потребляемой электроэнергии приведено в таблице 3.

Таблица 3 Расчетное количество потребляемой электроэнергии

№ П/п	Наименование объекта	Электропотребление, кВт
1	2	3
Микрорайон «Шестой»		
1	Центральный тепловой пункт	332
2	Детский сад	402
3	Жилая застройка	9102
ИТОГО		9838
Микрорайон «Парковый»		
4	Детский сад	433
5	Детский сад	433
6	Детский сад	433
7	Центральный тепловой пункт	332
8	Школа	450
9	Жилая застройка	8067
ИТОГО		10148
Микрорайон «Садовый»		
10	Котельная	2000
11	Центральный тепловой пункт	181
12	Детский сад	404
13	Жилая застройка	3219

1	2	3
	ИТОГО	5804
ВСЕГО		25790

Карта схема размещения планируемых объектов приведена на рисунке - 1.

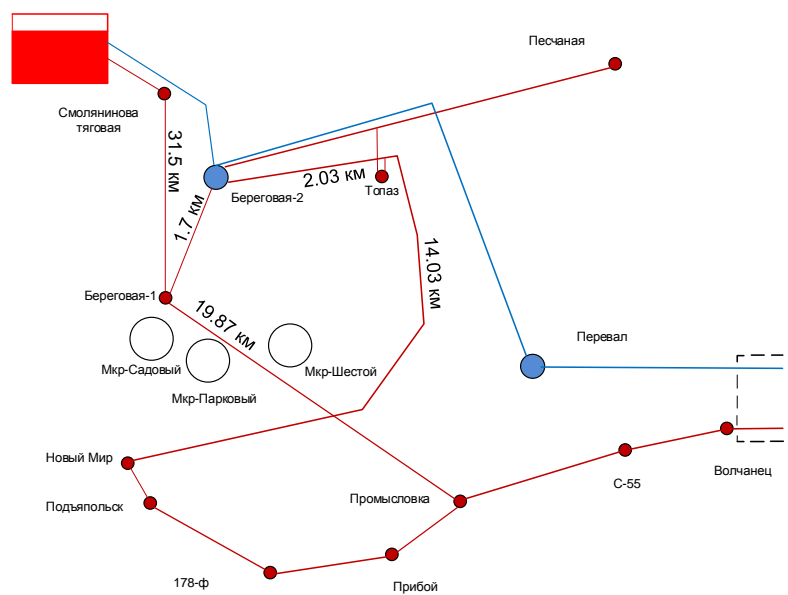


Рисунок 1 – Карта схема

## 2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Цель расчета: определение вероятностно - статистических и режимных характеристик потребителей.

Под вероятностными характеристиками понимают - максимальную мощность, необходимую для выбора элементов сети, среднюю мощность, для выбора трансформаторов; эффективную мощность, для расчёта потерь электрической энергии.

Потоки мощности по контрольным замерам приведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Установленная мощность подстанций

Подстанции	Установленная мощность, МВт
Парк	25.8
Смолянинова тяговая	11
Береговая-1	9.7
Береговая-2	22
Топаз	4.3
Новый Мир	1.6
Подъяпольск	2.6
178-Ф	7
Промысловка	16
С - 55	21
Находка	82
Широкая	29
Широкая тяговая	2.5
Восточная тяговая	1.5
Угольная	28.8
Екатериновка	18.1
Голубовка	12.1



Рассчитываются вероятностно - статистические характеристики для подстанций:

1. Средняя активная и реактивная мощность:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_{max}}; \quad (1)$$

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

2. Среднеквадратичная или эффективная активная и реактивная мощность:

$$P_{ск} = P_{cp} \cdot K_{\phi}; \quad (3)$$

$$Q_{ск} = P_{ск} \cdot tg\varphi; \quad (4)$$

3. Максимальная реактивная мощность:

$$Q_{max} = P_{max} \cdot tg\varphi; \quad (5)$$

Расчеты приведены в приложении А.

Вероятностные характеристики занесены в таблицу 5.

Таблица 5 – Вероятностные характеристики

ПС	Активная мощность			Реактивная мощность	
	$P_{cp}$	$P_{max}$	$P_{ск}$	$Q_{max}$	$Q_{ск}$
Парк	27.455	30.201	31.574	10.32	12.629

Остальные подстанции будут рассчитаны и приведены в RastrWin3

$$P_{cp}^{np} = P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon)^{np}; \quad (6)$$

где  $\varepsilon = 3.2$  относительный прирост нагрузки выбранного района.

Время прогноза для распределительных сетей принимают равным 5 лет.

Определим прогнозируемое значение нагрузки по формуле сложных процентов для подстанции Парк:

$$P_{cp}^{np} = P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon)^{mp} = 27.455 \cdot (1 + 0,032)^5 = 30.201 \quad (7)$$

Произведенный расчет необходим для выбора оборудования и расчет электрических режимов.

## 3 ВЫБОР ВАРИАНТА СЕТИ

### 3.1 Разработка возможных вариантов схем электрической сети

Исходными данными при составлении вариантов сети являются взаимное расположение источников питания и пунктов потребления электрической энергии, вероятностные характеристики на 5 год эксплуатации отдельно по активной и реактивной мощностям, категоричность электроприемников в процентном соотношении.

Схемы электрических сетей должны с минимальными затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество энергии у приёмников, безопасность эксплуатации сети, а также возможность её дальнейшего развития и подключение новых потребителей.

В проектной практике для построения рациональной конфигурации сети принимают повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов и из них, на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

По данным задания на дипломную работу составляем четыре варианта схем электрической сети.

Приведём таблицу с расчётными данными для всех вариантов.

Таблица 6 – Длины линий и количество выключателей для всех вариантов

Номер варианта	Количество выключателей	Длины линий, км
1	3	1.3
2	3	2.98
3	4	5.56
4	3	4.66

Схемы и варианты подключения ПС «Парк» приведены в рисунках 2, 3, 4, 5.

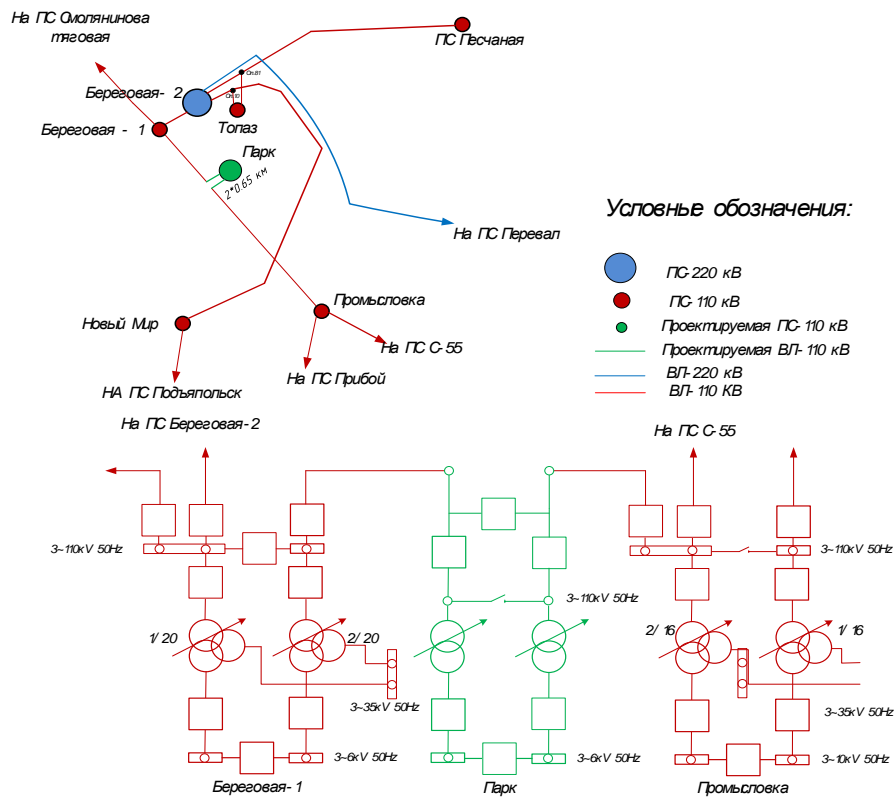


Рисунок 2 - Вариант № 1

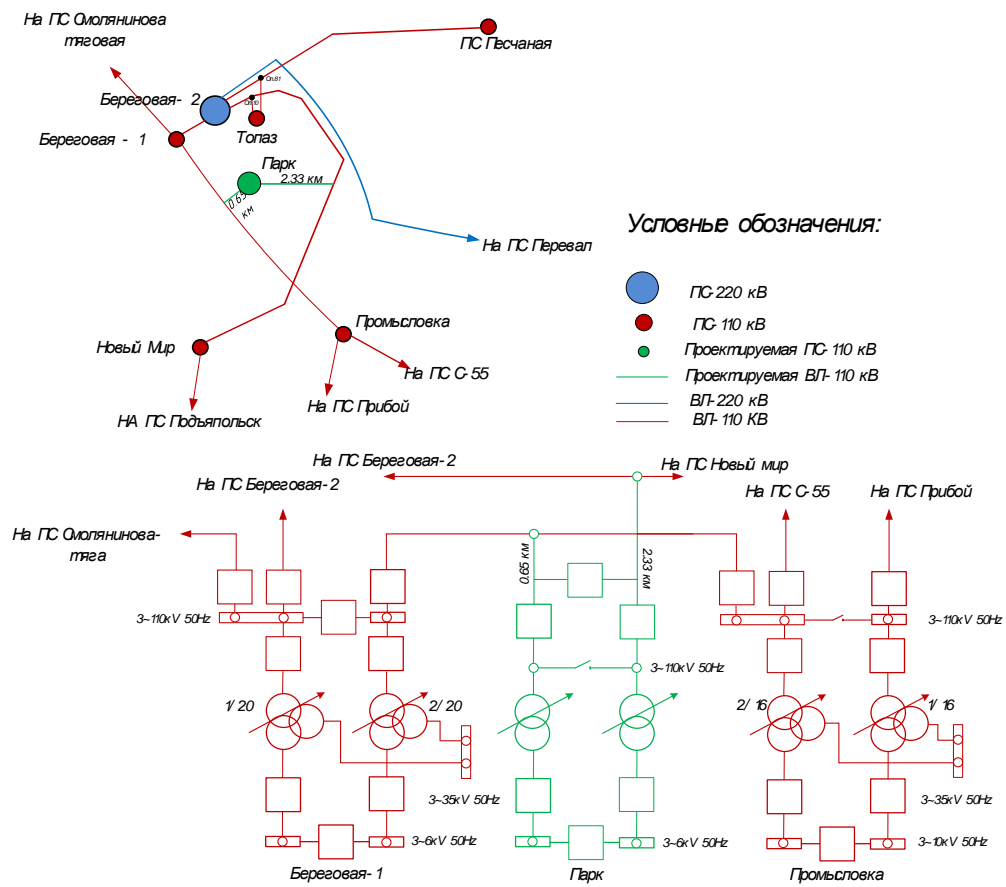


Рисунок 3 – Вариант № 2

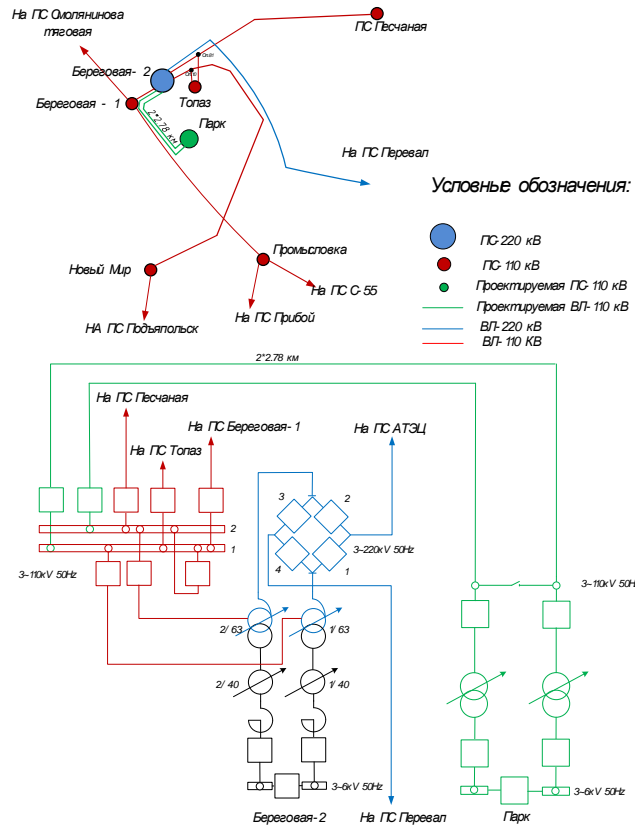


Рисунок 4 – Вариант № 3

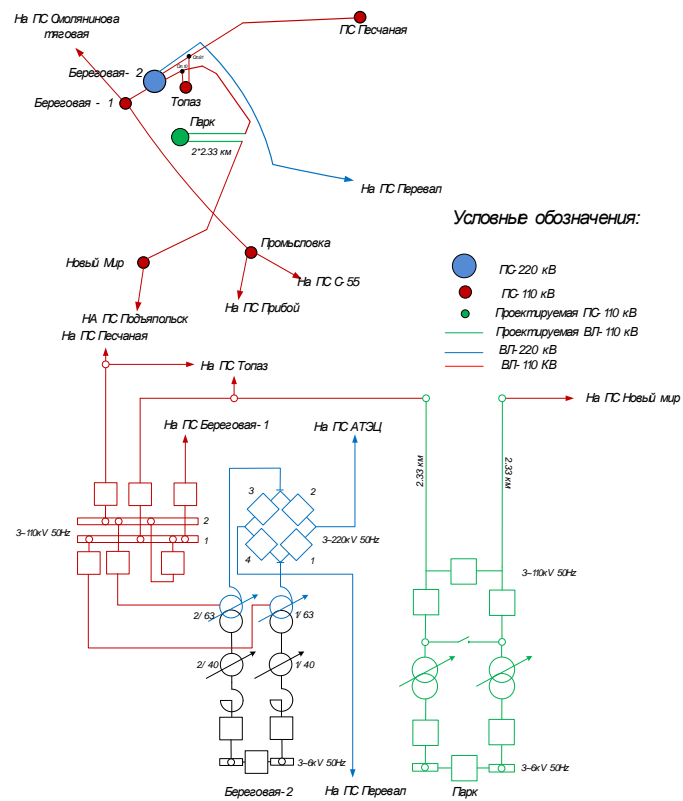


Рисунок 5 – Вариант № 4

Схема № 1 имеет вид 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. Такие проходные ПС с двусторонним питанием строятся, при необходимости сохранения транзита при коротком замыкании (повреждении) в трансформаторе, при необходимости отключения одного из трансформаторов в течение суток. Длина новой воздушной линии в данной схеме составляет 1.3 км.

Схема № 2 имеет вид 5АН, а длина данной схемы составляет 2.98 км.

Схема № 3 имеет вид 4Н – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии. Такие ПС тупиковые или ответвительные двух – трансформаторные питаемые по 2 – м ВЛ. В данной схеме длина ВЛ составляет 5.56 км.

Схема № 4 имеет вид 5АН и длина подходящей ВЛ 4.66 км.

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

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

Рассчитаем основные параметры сети для конкурентоспособных вариантов.

### **3.2 Компенсация реактивной мощности**

Выбор компенсирующих устройств, приведенный в приложении А, осуществляется в следующем порядке:

1. Определяем суммарную мощность компенсирующих устройств в каждом узле, т.е. на шинах низкого напряжения каждой подстанции:

$$Q_{maxi} = P_{maxi} \cdot tg\varphi_{зад.суст.}; \quad (8)$$

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

$tg\varphi_{зад.сист.}$  - коэффициент мощности, задаваемый энергосистемой, в данном проекте равным 0,4.

2. Полученную мощность делим на количество секций шин

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

4. Ищем не скомпенсированную мощность, которая используется в дальнейших расчетах по формуле:

$$Q_{нескi} = Q_{maxi} - Q_{куi}^{факт}; \quad (9)$$

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

В данной работе по указанному критерию установка конденсаторов не требуется. Результаты расчета приведены в приложение А.

### 3.3 Выбор мощности трансформаторов

$$S_{расчi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n_m \cdot K_3} \quad (10)$$

где  $S_{расчi}$  - расчетная полная мощность трансформатора,

$P_{срi}$  - средняя активная мощность на соответствующей подстанции,

$Q_{нескi}$  - не скомпенсированная реактивная мощность,

$n$ - количество трансформаторов на подстанции, в данном проекте на подстанции равно 2.

$K_3$  - коэффициент загрузки трансформатора, принимается равным 0,7.

После выбора трансформаторов из стандартного ряда проверяем их по коэффициенту загрузки, чтобы он находился в пределах  $0,5 \leq K_3 \leq 0,75$  [2].

Результаты расчета (приложение А) сведем в таблицу.

Таблица 7–Выбор мощности трансформатора.

ПС	Кол-во	$S_{расч}$ , МВА	$S_{ном}$ , МВА	$U_{ном}$ , кВ	$K_3$
Парк	2	22.797	25	110	0,587

### 3.4 Выбор сечения проводов

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

Проверку проводов проведем в программе RastrWin3.

Таблица 8 - Сечения линий в схеме №1

Участок	$U_{ном}$ кВ	Кол-во цепей	Марка провода
Береговая-1 - Парк	110	1	АС-120
Парк – Промысловка	110	1	АС-120

Таблица 9 - Сечения линий в схеме №2

Участок	$U_{ном}$ кВ	Кол-во цепей	Марка провода
Береговая-1 – Промысловка	110	1	АС-120
Топаз – Новый Мир	110	1	АС-95



#### 4 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ

В ПВК RastrWin при задании модели сети все узлы разделяются на нагрузочные (Нагр), генерирующие (Ген) и балансирующие (База).

Для выполнения расчётов установившихся режимов один из узлов связанной схемы должен быть назначен базисным, в нашем случае за базисный узел берем ПАГРЭС, а ПС АТЭЦ за генерирующий узел. В базисном узле необходимо задать модуль напряжения в графе  $V_{зд}$ . В первом случае в узле необходимо задать  $P_{г}$  и  $Q_{г}$ , при этом напряжение в данном узле будет зависимой величиной. Во втором случае в генераторном узле необходимо задать  $P_{г}$ ,  $V_{зд}$ , а также пределы изменения реактивной мощности ( $Q_{min}$ ,  $Q_{max}$ ). При этом напряжение в данном узле является независимой величиной, пока соблюдаются пределы по выработке/потреблению реактивной мощности ( $Q_{min}$ ,  $Q_{max}$ ). При нарушении ограничений узел переходит в модель  $P, Q = const$ .

При моделировании ЛЭП в таблице «Ветви» задаются номера узлов, ограничивающих ветвь, сопротивления, активная и реактивная проводимости. Сопротивления задаются в Ом (положительные), проводимости для ЛЭП в мкСм со знаком минус. Данные  $R, X, B$ , берутся из электротехнического справочника [7].

При расчете режима определяются только напряжения узлов, остальные расчетные величины (токи, потоки мощности и т.д.) определяются непосредственно перед их отображением.

Для ЛЭП используется стандартная П-образная схема замещения, показанная на рисунке 6.

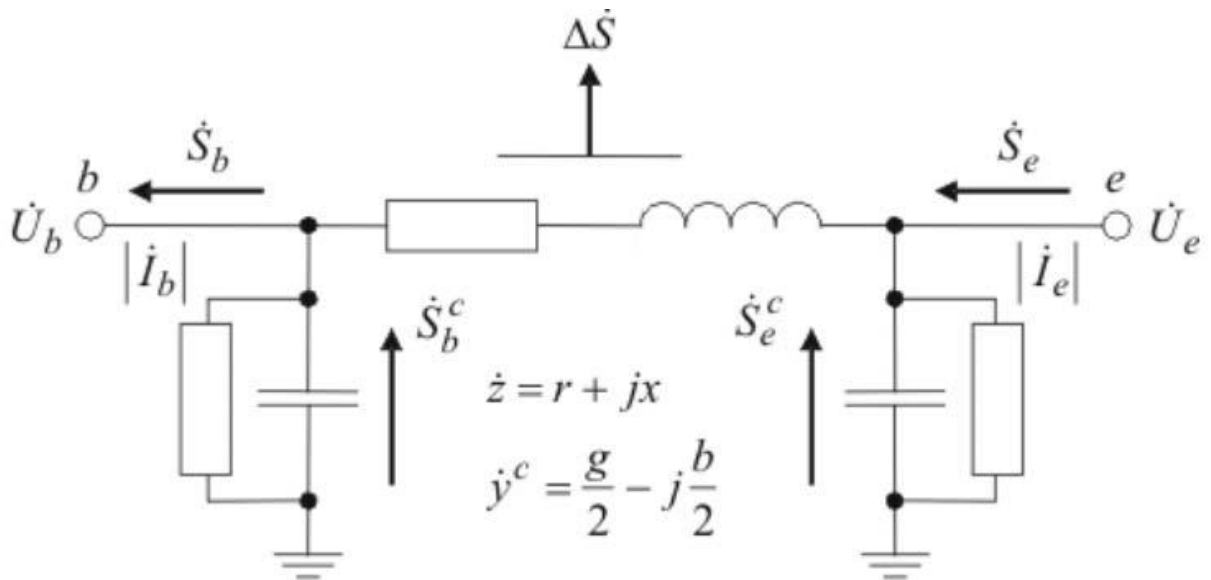


Рисунок 6 – П-образная схема замещения

Для трансформаторов используется Г-образная схема замещения, показанная на рисунке 7

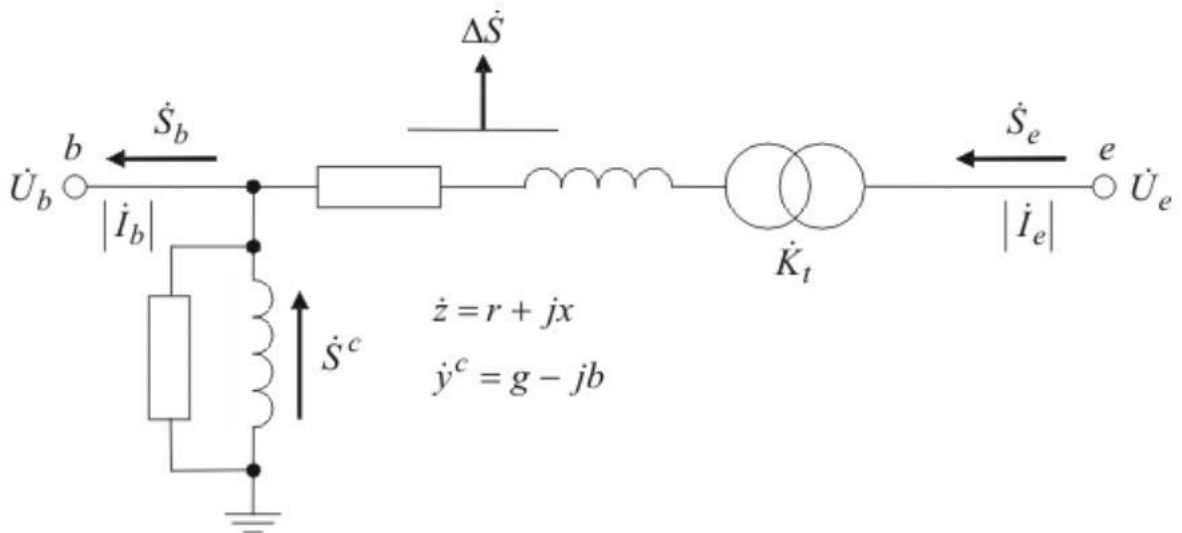


Рисунок 7 – Г-образная схема замещения

Для того чтобы рассчитать аварийный режим с новой проектируемой ПС «Парк», нам нужно заполнить таблицы узлов и ветвей до реконструкции электрической сети. Узлы и ветви указаны в таблице 10, 11. Схема сети указана на рисунке 8.

Таблица 10 – «узлы» до реконструкции сети из ПВК RastrWin

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Ген	1	АТЭЦ 110	110	300	93,5	182	95,5	120,6	-500	500	120,6	-5,26
Нагр	2	Смолянинова тяговая	110	11	21,1						118,9	-5,62
Нагр	3	Береговая-1	110	9,7	2						119,87	-6,15
Нагр	4	Береговая-2 110	110	22	21,4						120,13	-6,12
Нагр	5	Топаз	110								120	-6,15
Нагр	6	Новый мир	110	1,6	0,4						119,17	-6,33
Нагр	7	Подъяпольск	110	2,6	1						118,44	-6,46
Нагр	8	178-Ф	110	7	4,5						117,85	-6,56
Нагр	9	Промысловка	110	16	7,7						117,66	-6,54
Нагр	10	С-55	110	21	6,5						116,56	-6,5
Нагр	11	Находка	110	82	20,8						116,9	-4,91
Нагр	12	Широкая 110	110	29	10,1						120,88	-3,81
Нагр	13	Находка тяговая	110	2,5	4,9						117,97	-3,22
Ген	14	ПАГРЭС 110	110	72	9,8	170,8	10,9	122,1	-500	500	122,1	1,11
Нагр	15	Восточная тяговая	110	1,4	0,5						118,89	-2,68
Нагр	17	Угольная	110	26	10						118,87	-2,64
Нагр	18	Екатериновка	110	17	5						120,27	-0,75
Нагр	19	Голубовка	110	11	2,6						119,36	-3,32
Нагр	20	АТЭЦ 220	220			196,5	98,9				231,28	-0,92
Нагр	21	Береговая-2 220	220								223,08	-1,89
Нагр	22	Перевал	220	0,8	0,3						222,06	-1,75
Нагр	23	Широкая 220	220								220,49	-1,54
Нагр	24	Козьино 220	220	2,5	0,2						227,87	0,93
Нагр	25	ПАГРЭС 220	220			39	31,2				231,86	1,95
Нагр	26	Лозовая 220	220	0,3							230,44	1,91
База	27	Лозовая 500	500			61,6	-2,2				500	2,76
Нагр	28	Топаз*	110	4,5	1,4						120	-6,16

Таблица 11 – «ветви» до реконструкции сети из ПВК RastrWin **Error! Not a valid link.**

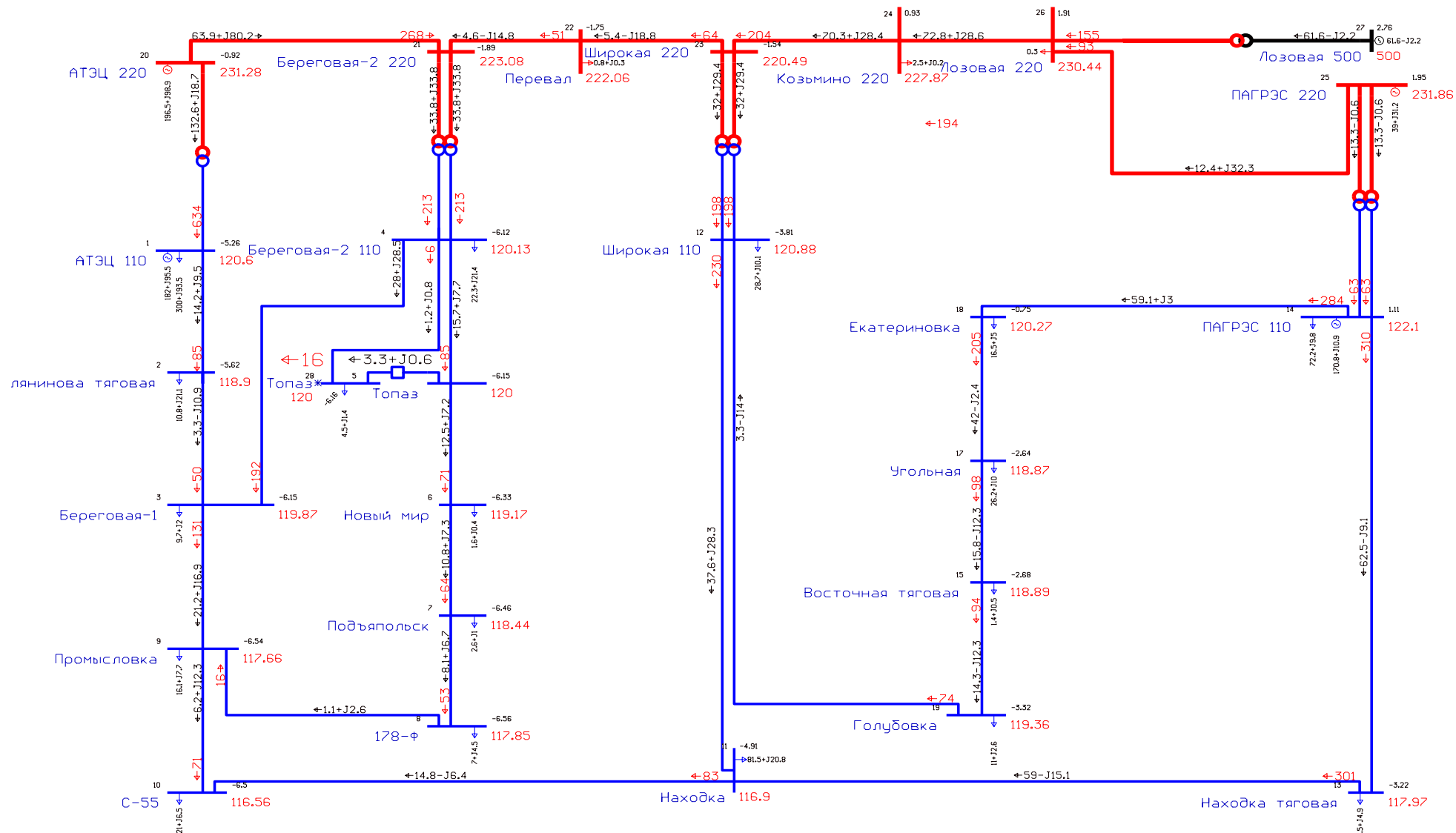


Рисунок 8 – схема сети до реконструкции из ПК RastrWin

Для дальнейшего расчета режима необходимо внести в таблицы узлов и ветвей ПС «Парк» в двух наиболее выгодных вариантах. Узлы и ветви указаны в таблице 12, 13.

Рассмотрим вариант № 1.

Таблица 12 – «узлы» вариант № 1 с ПС «Парк» из ПВК RastrWin

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Ген	1	АТЭЦ 110	110	329,7	102,8	182	148,3	120,6	-500	500	120,6	-14,06
Нагр	2	Смолянинова тяговая	110	11,9	23,2						117	-14,15
Нагр	3	Береговая-1	110	10,7	2,2						116	-14,36
Нагр	4	Береговая-2 110	110	24,5	23,5						116,4	-14,28
Нагр	5	Топаз	110								116,2	-14,3
Нагр	6	Новый мир	110	1,8	0,4						115,3	-14,4
Нагр	7	Подъяпольск	110	2,9	1,1						114,5	-14,46
Нагр	8	178-Ф	110	7,7	4,9						113,8	-14,49
Нагр	9	Промысловка	110	17,7	8,5						113,6	-14,38
Нагр	10	С-55	110	23,1	7,1						112,7	-13,66
Нагр	11	Находка	110	89,6	22,9						114,3	-10,14
Нагр	12	Широкая 110	110	31,5	11,1						118,7	-8,67
Нагр	13	Находка тяговая	110	2,7	5,4						115,9	-7,86
Ген	14	ПАГРЭС 110	110	79,4	10,8	170,8	27,4	122,1	-500	500	122,1	-2,14
Нагр	15	Восточная тяговая	110	1,5	0,5						117,5	-6,83
Нагр	17	Угольная	110	28,8	11						117,5	-6,78
Нагр	18	Екатериновка	110	18,1	5,5						119,6	-4,39
Нагр	19	Голубовка	110	12,1	2,9						117,6	-7,75
Нагр	20	АТЭЦ 220	220			196,5	98,9				228,4	-8,5
Нагр	21	Береговая-2 220	220								219	-8,63
Нагр	22	Перевал	220	0,9	0,3						218,2	-7,55
Нагр	23	Широкая 220	220								217	-6,2
Нагр	24	Козьмино 220	220	2,7	0,2						226,4	-1,36
Нагр	25	ПАГРЭС 220	220			39	31,2				231,3	0,08
Нагр	26	Лозовая 220	220	0,3							230,1	0,47
База	27	Лозовая 500	500			164,3	5,9				500	2,76
Нагр	28	Парк	110	30,2	10,3						115,5	-14,47
Нагр	29	Топаз*	110	4,9	1,5						115,8	-14,46

Таблица 13 – «ветви» вариант № 1 с ПС «Парк» из ПВК RastrWin  
link.

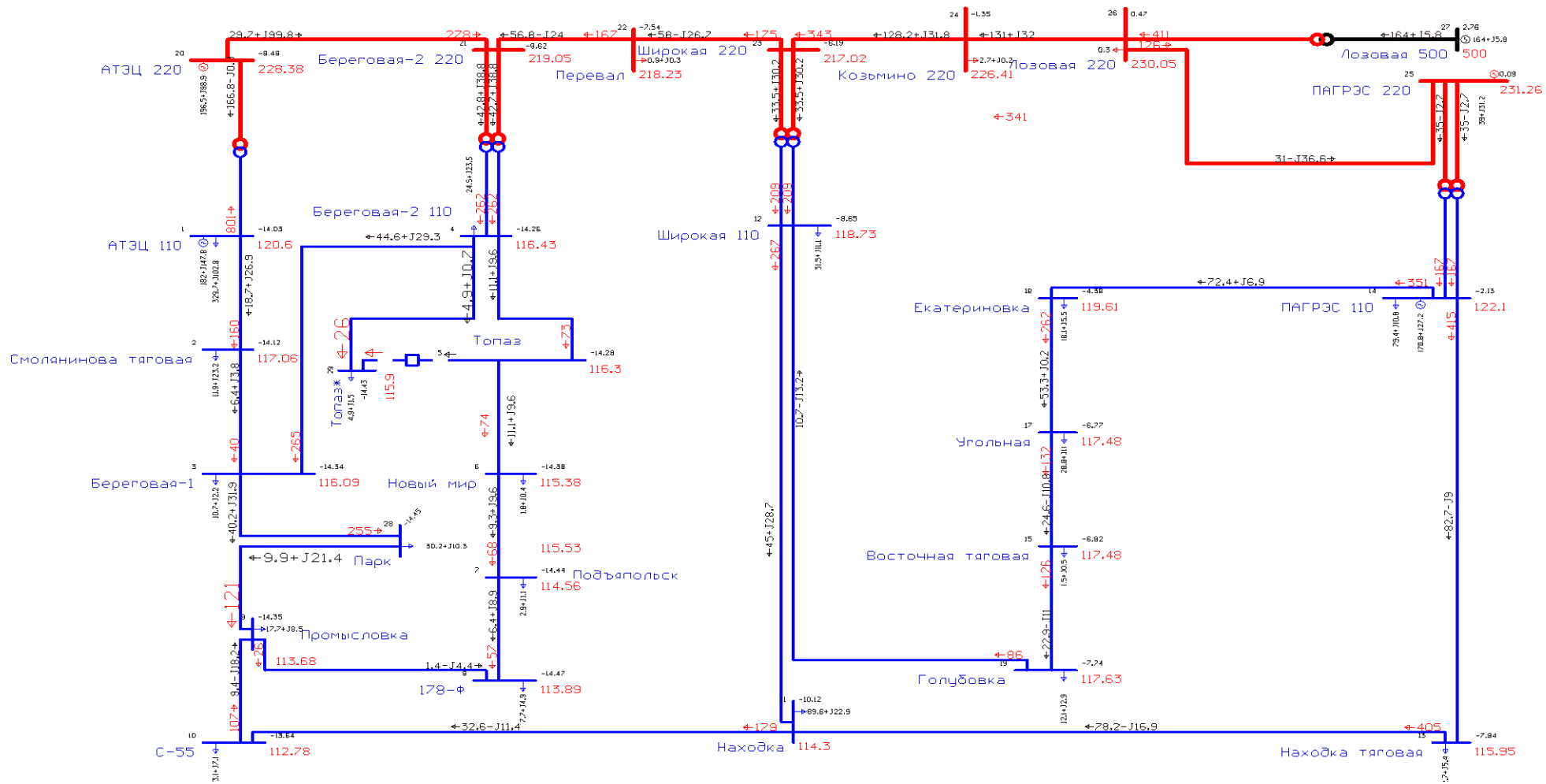


Рисунок 9 – вариант № 1 схема сети с ПС «Парк» из ПВК RastrWin

Для расчета аварийного режима выбираем наиболее загруженную линию и отключаем ее. В нашем случае наиболее загруженной ВЛ является, Береговая 1 – Парк.

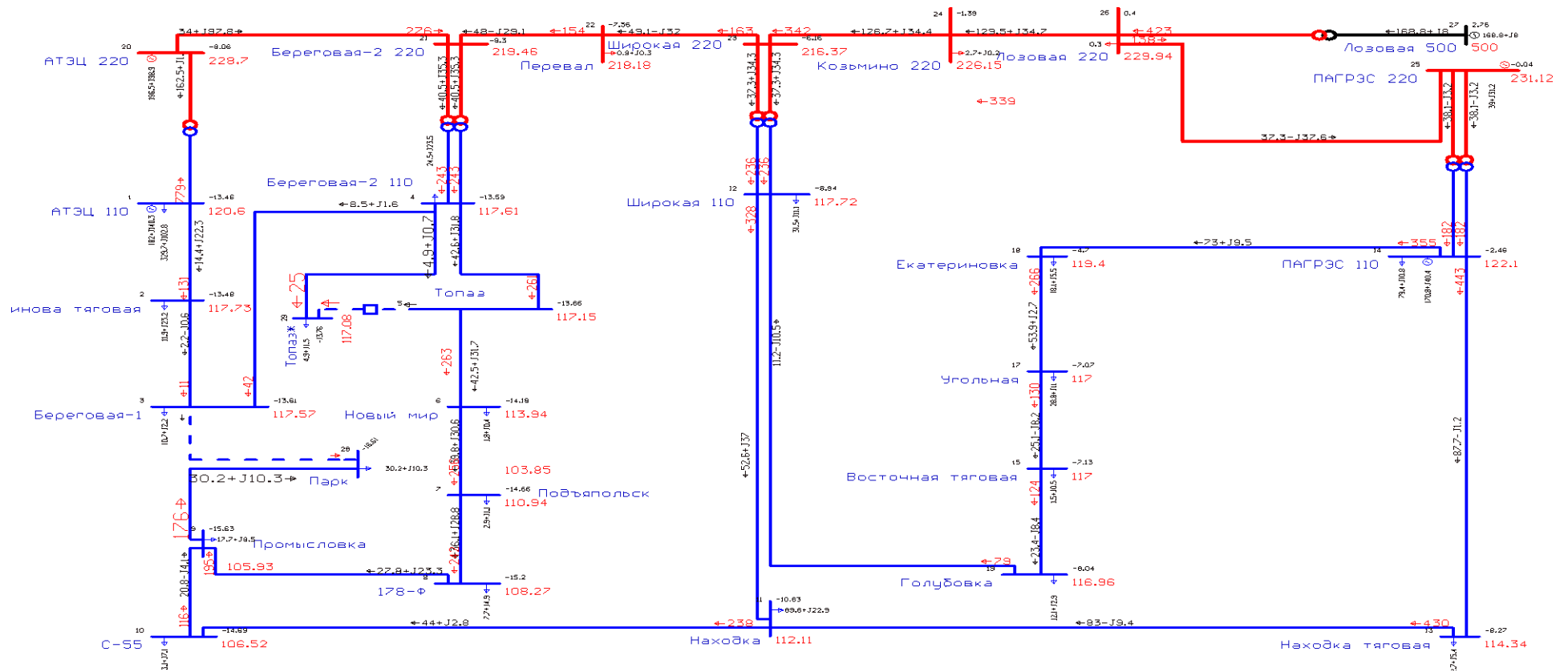


Рисунок 10 – вариант № 1 «Парк» из ПВК RastrWin (послеаварийный режим)

На данной схеме (Рисунок 9) видно, что на ВЛ 110кВ Партизанская ГРЭС – Находка тяговая, при сечении провода М-70, превышает допустимый продолжительный (длительный) ток, в 337 А [1].

В данном случае сеть нуждается в реконструкции ВЛ, на провод АС – 120, длиной 36.3 км.

Допустимый ток в зимний период для провода М-70 равен 434.73 А.

В условиях зимнего периода пропускная способность провода увеличивается на 1,29. Допустимый продолжительный (длительный) ток АС-120 равна 390 А, что подходит для послеаварийного режима в данной сети [1].

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

N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2	АТЭС 110 - Смолянинова тяговая	6,73	11	-64		-14	-22	131
2	3	Смолянинова тяговая - Береговая-1	8,36	13,86	-80,7		-2	1	11
4	3	Береговая-2 110 - Береговая-1	0,42	0,7	-4,5		-8	-2	42
4	5	Береговая-2 110 - Топаз	0,62	0,88	-5,3		-43	-32	261
5	6	Топаз - Новый мир	4,28	6,07	-36,5		-42	-32	263
6	7	Новый мир - Подъяпольск	4,1	5,82	-34,9		-40	-31	256
7	8	Подъяпольск - 178-Ф	3,46	5,93	-36,9		-36	-29	242
8	9	178-Ф - Промысловка	3,79	6,3	-37,5		-28	-23	195
9	10	Промысловка - С-55	4,64	7,97	-47,5		21	-4	116
10	11	С-55 - Находка	11,91	19,81	-118,3		44	3	239
11	12	Находка - Широкая 110	4,51	10,55	-68,7		53	37	331
11	13	Находка - Находка тяговая	3,57	5,95	-35,3		83	-9	430
13	14	Находка тяговая - ПАГРЭС 110	9,63	15,92	-93,5		88	-1	443
12	19	Широкая 110 - Голубовка	5,44	13,88	-71,2		11	-11	79
19	15	Голубовка - Восточная тяговая	3,19	8,14	-54,2		23	-8	124
15	17	Восточная тяговая - Угольная	0,18	0,45	-3		25	-8	130
17	18	Угольная - Екатериновка	4,53	10,93	-72,6		54	3	266



Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
20	1	АТЭЦ 220 - АТЭЦ 110	0,6	30,4	18,9	0,526	-163	-1	410
21	4	Береговая-2 220 - Береговая-2 110	2,8	104	6	0,579	-40	-35	141
21	4	Береговая-2 220 - Береговая-2 110	2,8	104	6	0,579	-40	-35	141
21	22	Береговая-2 220 - Перевал	3,26	14,28	-87,9		48	-29	154
22	23	Перевал - Широкая 220	3,95	17,29	-106,6		49	-32	163
24	23	Козьмино 220 - Широкая 220	7,9	34,58	-212,8		-127	-34	342
20	21	АТЭЦ 220 - Береговая-2 220	4,44	19,43	-119,6		-34	-98	276
23	12	Широкая 220 - Широкая 110	1,03	59,2	11,8	0,568	-37	-34	135
23	12	Широкая 220 - Широкая 110	1,03	59,2	11,8	0,568	-37	-34	135
25	14	ПАГРЭС 220 - ПАГРЭС 110	1,03	59,2	11,8	0,526	-38	3	96
25	14	ПАГРЭС 220 - ПАГРЭС 110	1,03	59,2	11,8	0,526	-38	3	96
24	26	Козьмино 220 - Лозовая 220	3,05	13,37	-82,3		129	35	342
25	26	ПАГРЭС 220 - Лозовая 220	2,06	9,01	-55,4		37	-38	138
27	26	Лозовая 500 - Лозовая 220	0,97	61,1	24,2	0,46	-169	-8	195
3	28	Береговая-1 - Парк	0,69	1,19	-7,4				
28	9	Парк - Промысловка	4,51	7,75	-48,3		30	10	177
4	29	Береговая-2 110 - Топаз*	10,27	10,66	-61,5		-5	-1	25
5	29	Топаз - Топаз*							

Таблица 15 – «узлы» вариант № 1 из ПВК RastrWin (аварийный режим)

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ген	1	АТЭЦ 110	110	329,7	102,8	182	140,3	120,6	-500	500	120,6	-13,46
Нагр	2	Смолянинова тяговая	110	11,9	23,2						117,73	-13,48
Нагр	3	Береговая-1	110	10,7	2,2						117,57	-13,61
Нагр	4	Береговая-2 110	110	24,5	23,5						117,61	-13,59
Нагр	5	Топаз	110								117,15	-13,66
Нагр	6	Новый мир	110	1,8	0,4						113,94	-14,18
Нагр	7	Подъяпольск	110	2,9	1,1						110,94	-14,66
Нагр	8	178-Ф	110	7,7	4,9						108,27	-15,2
Нагр	9	Промысловка	110	17,7	8,5						105,93	-15,63
Нагр	10	С-55	110	23,1	7,1						106,52	-14,69
Нагр	11	Находка	110	89,6	22,9						112,11	-10,63
Нагр	12	Широкая 110	110	31,5	11,1						117,72	-8,94
Нагр	13	Находка тяговая	110	2,7	5,4						114,34	-8,27
Ген	14	ПАГРЭС 110	110	79,4	10,8	170,8	40,4	122,1	-500	500	122,1	-2,46
Нагр	15	Восточная тяговая	110	1,5	0,5						117	-7,13
Нагр	17	Угольная	110	28,8	11						117	-7,07
Нагр	18	Екатериновка	110	18,1	5,5						119,4	-4,7
Нагр	19	Голубовка	110	12,1	2,9						116,96	-8,04
Нагр	20	АТЭЦ 220	220			196,5	98,9				228,7	-8,06
Нагр	21	Береговая-2 220	220								219,46	-8,3

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Нагр	22	Перевал	220	0,9	0,3						218,18	-7,36
Нагр	23	Широкая 220	220								216,37	-6,16
Нагр	24	Козьмино 220	220	2,7	0,2						226,15	-1,39
Нагр	25	ПАГРЭС 220	220			39	31,2				231,12	-0,04
Нагр	26	Лозовая 220	220	0,3							229,94	0,4
База	27	Лозовая 500	500			168,8	8				500	2,76
Нагр	28	Парк	110	30,2	10,3						103,85	-16,61
Нагр	29	Топаз*	110	4,9	1,5						117,08	-13,76

Рассмотрим вариант № 2.

Таблица 16 – «ветви» вариант № 2 с ПС «Парк» из ПБК RastrWin**Error! Not a valid link.**

## 5 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 5.1 Определение капиталовложений

Возможно два пути расчета капитальных вложений:

1. Полный расчет параллельно двух конкурентно-способных вариантов
2. Сравнение между собой меняющихся частей и полный расчет только

лучшего варианта.

В данном проекте проведен полный расчет двух выбранных вариантов.

Капитальные вложения – расход на сооружение энергетического объекта.

Общие капитальные вложения электрической сети определяются по формуле:

$$K = K_{ПС} + K_{Л}, \quad (11)$$

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

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

Капиталовложения на подстанции определяются в зависимости от их номинального напряжения, схемы электрических соединений (на напряжениях 35—220кВ), типов отключающей аппаратуры на стороне высшего напряжения (выключатели, отделители в комплекте с короткозамкательями), количества и мощности устанавливаемых трансформаторов.

$$K_{ПС} = K_{пост} + K_{ору} + K_{ку} + K_{тр}, \quad (12)$$

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

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

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

$K_{пост}$  - постоянная часть затрат, куда входит стоимость земли, где будет установлена подстанция, благоустройство этой земли, все строительные сооружения, заземления, организация пожарной безопасности, экологическое устройство.

Капиталовложения на сооружение линий сети находятся в зависимости от их номинальных напряжений, марок проводов, материала и типа опор (одноцепные, двухцепные). Они включают в себя затраты на изыскательные работы, подготовку трассы, приобретение опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, разрядников или нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН), приобретение кабелей, кабельных муфт, затраты на транспортировку, монтаж линии.

$$K_{лэлп} = \kappa_{уд} \cdot l, \quad (13)$$

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

$l$  - длина линии, км.

Итоги расчета (приложение Г) сведём в таблицу.

Таблица 20 – Капитальные вложения

Схема	$K_{лс}$ , тыс. руб.	$K_{лэлп}$ , тыс. руб.	$K$ , тыс. руб.
1	366828	313471	492050
2	366828	24844.26	511658

Расчет произведен в ценах 2000 г. при коэффициенте инфляции равном 7,94.

## 5.2 Определение эксплуатационных издержек

Затраты на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, определяются по выражению:

$$I_{\text{экс}} = \sum a_{\text{экс}} \cdot K, \quad (14)$$

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

Амортизационные отчисления включают в себя накопление средств, необходимых для замены изношенного и морально устаревшего оборудования, стоимость капитального ремонта. Вычисляются по формуле:

Таким образом, амортизационные отчисления рассчитываются по формуле:

$$I_A = \frac{K}{T_{\text{сл}}}, \quad (15)$$

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

Затраты на транспортировку электроэнергии считаются по формуле:

$$I_{\Delta W} = c_{\Delta W} \cdot \Delta W, \quad (16)$$

$c_{\Delta W}$  - удельная стоимость потерь электроэнергии, согласно федеральной службы по тарифам на 1 января 2016 г равна 1,5 тыс. руб./Мвт·ч.

$\Delta W$  - потери электроэнергии в элементах сети, рассчитываются поэлементно.

Таблица 21 – Эксплуатационные издержки

Вид издержек	Схема № 1	Схема № 2
$I_{AM}$ , тыс. руб.	45786.804	25582.9182
$I_{\Delta W}$ тыс. руб.	1058.5926	1058.5926

### 5.3 Определение среднегодовых эквивалентных расходов

Среднегодовые эквивалентные годовые расходы определяются по формуле:

$$Z_{cp} = E \cdot K + I, \quad (17)$$

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

$I$  - эксплуатационные издержки, тыс. руб.,

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

Для выбранных схем:

$$Z_{cp1} = 184622 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{cp2} = 113303 \text{ тыс. руб.}$$

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



## 6 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ выполняется для определения величин токов, необходимых для выбора оборудования, расчета уставок срабатывания и проверки чувствительности защит, причем, в первом случае необходимы максимальные, а во втором – минимальные значения токов, протекающих через защищаемый элемент. Расчет производим для участка сети «Береговая-1 - Промысловка», «Береговая-2 – Новый Мир» (рисунок 13).

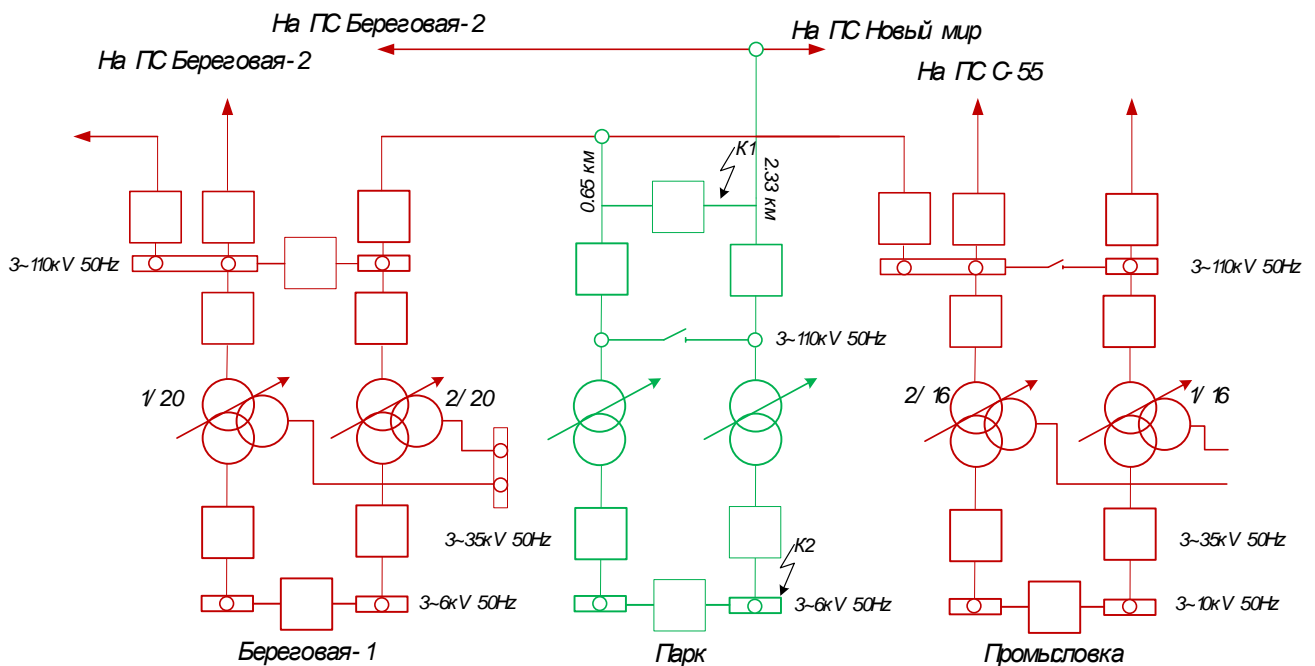


Рисунок 13 – Исходная схема

Расчет токов КЗ начинается с определения расчетных точек и режимов работы сети, при которых необходимо определять значения токов.

Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 6.

Расчетные режимы намечаются, исходя из необходимости определения максимальных и минимальных значений токов КЗ, протекающих через защищаемый элемент.

Задачей расчета токов КЗ является определение периодической составляющей тока КЗ для начального момента возникновения замыкания ( $t=0$ ) при трехфазном металлическом коротком замыкании.

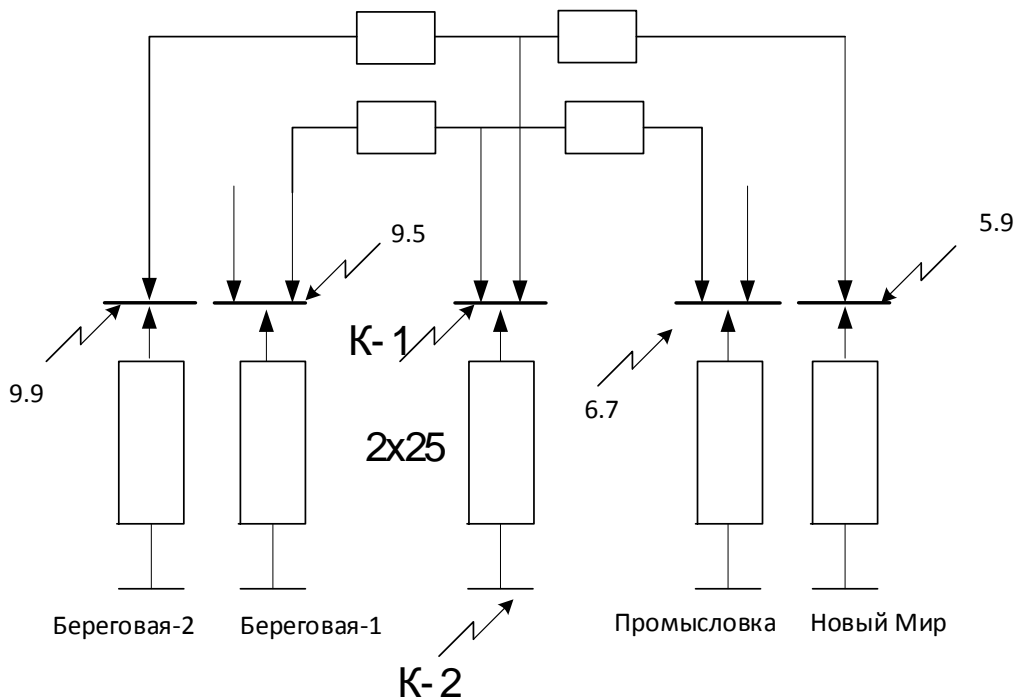


Рисунок 14 – Расчетные точки КЗ

Расчет будем вести в именованных единицах. Подробный расчет при веден в приложении Б.

Расчетная схема приведена на рисунке 15.

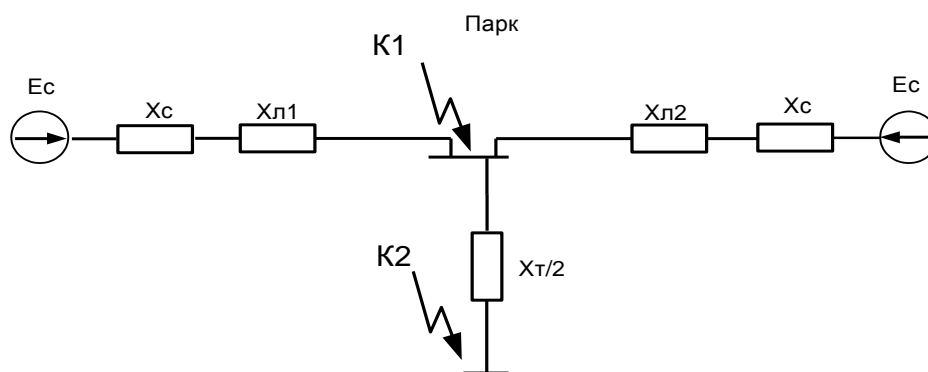


Рисунок 15 – Расчетная схема замещения для к1

Рассчитываем сопротивление и ЭДС прямой последовательности, входящие в схему замещения.

Сопротивления элементов схемы замещения даны нам на исходной схеме:  $E_C = 115 \text{ кВ}$ ,  $U_{\text{бв}} = 115 \text{ кВ}$ ,  $U_{\text{бн}} = 6,3 \text{ кВ}$

$$U_{cp1} = 115 \text{ кВ}, U_{cp2} = 115 \text{ кВ}, I_{c1} = 15,8 \text{ кА}, I_{c2} = 15,8 \text{ кА}.$$

$$X_{c1} = \frac{U_{cp1}}{1,73 \cdot I_{c1}} = 4,202 \text{ Ом} \quad (18)$$

$$X_{c2} = \frac{U_{cp2}}{1,73 \cdot I_{c2}} = 4,098 \text{ Ом} \quad (19)$$

Определение сопротивлений линий и трансформаторов Береговая 1 – Промысловка.

$$X_{y\delta} = 0,4 \text{ Ом/км}$$

$$L_{л1} = 20,52 \text{ км}$$

$$X_{л1} = X_{y\delta} \cdot L_{л1} = 8,208 \text{ Ом}$$

Определяем сопротивление линий и трансформаторов Береговая 2 – Новый Мир.

$$X_{y\delta} = 0,4 \text{ Ом/км}$$

$$L_{л2} = 18,33 \text{ км}$$

$$X_{л2} = X_{y\delta} \cdot L_{л2} = 7,332 \text{ Ом} \quad (20)$$

Трансформатор на ПС «ПАРК» ТРДН 25000/110

$$S_{ном} = 25 \text{ МВА}$$

$$U_{квн} = 10,5 \%$$

$$U_{кв} = 10,5 \%$$

$$X_m = \frac{U_{кв}}{100} \cdot \frac{U_{cp1}^2}{S_{ном}} = 55,545 \text{ Ом} \quad (21)$$

Схема замещения для прямой последовательности для точки К1 на (рисунке 16).

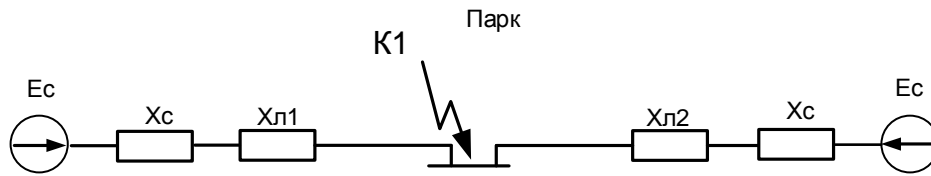


Рисунок 16 – Схема замещения прямой последовательности для к1

$$X_{\text{эк1}} = X_{c1} + X_{л1} = 12,41 \text{ Ом} \quad (22)$$

$$I_{c1к1} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot (X_{c1} + X_{л1})} = 5,35 \text{ кА} \quad (23)$$

$$X_{\text{эк2}} = X_{c2} + X_{л2} = 11,43 \text{ Ом} \quad (24)$$

$$I_{c2к1} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot (X_{c2} + X_{л2})} = 5,809 \text{ кА} \quad (25)$$

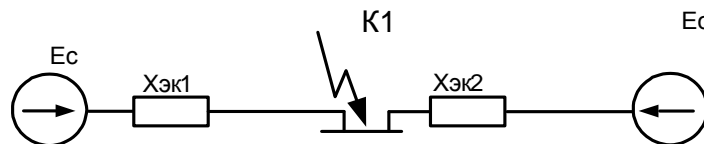


Рисунок 17 – Схема замещения эквивалентной сети для к1

$$I_{\text{кэсумк1}} = I_{c1к1} + I_{c2к1} = 11,159 \text{ кА} \quad (26)$$

$$I_{a1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кэсумк1}} = 15,781 \text{ кА}, \quad (27)$$

$$K_{y0} = 1,717$$

$$I_{y01} = \sqrt{2} \cdot K_{y0} = 27,096 \text{ кА}, \quad (28)$$

Схема замещения для прямой последовательности для точки К2 на (рисунке 18).

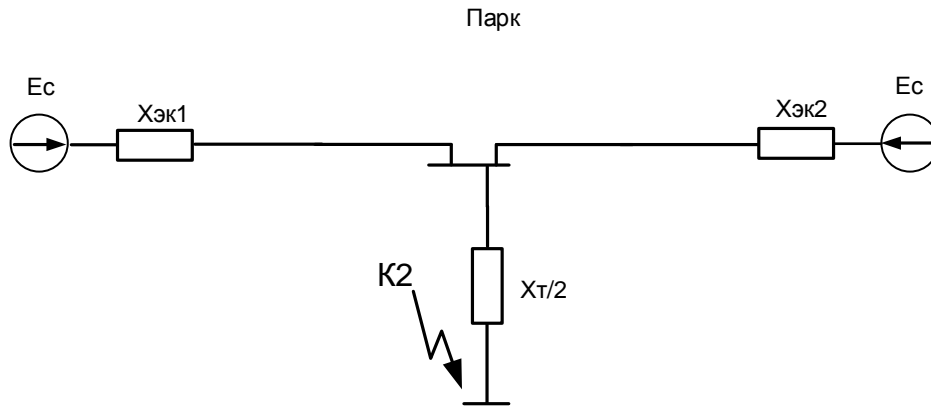


Рисунок 18 – Схема замещения прямой последовательности для к2

$$X_{эк} = \frac{X_{эк1} \cdot X_{эк2}}{X_{эк1} + X_{эк2}} = 5,504 \text{ Ом} \quad (29)$$

$$X_{рез} = X_{эк3} + X_m = 61,495 \text{ кА} \quad (30)$$

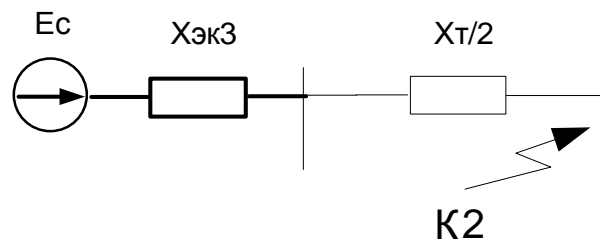


Рисунок 19 – Схема замещения эквивалентной сети для к2

$$I_{ок2} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot X_{рез}} = 1,08 \text{ кА} \quad (31)$$

$$I_{н.о} = I_{ок2} \cdot \left( \frac{U_{бв}}{U_{бн}} \right) = 19,709 \text{ кА} \quad (32)$$

$$I_{yd2} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о} \cdot K_{yd} = 47,856 \text{ кА} \quad (33)$$

$$I_{a2} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о} = 27,872 \text{ кА} \quad (34)$$

Таблица - 22 Токи КЗ для ПС Парк

Вид КЗ	Ток в расчетной точке, кА	
	К1	К2
Трёхфазное	11,159	19,709

## 7 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

### 7.1 Выбор выключателей

Современный рынок имеет большой выбор выключателей по различным параметрам, в том числе по типу изолирующего материала. В данном курсовом проекте мы будем устанавливать элегазовые выключатели.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

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

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

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

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}},$$

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

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}},$$

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

Для установки в ОРУ 110 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГУ-110 П\*-40/2000 У1, оснащенный пневматическим приводом.

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

Где  $t_{\text{откл}}$  - время отключения выключателя, принимаем  $t_{\text{откл}} = 0,035 + 4$  с.

$T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания. 0,03

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{отклвыкл}} = 4 + 0,035 = 4,035 \text{ с}$$

Проверка по термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 12,063^2 \cdot (4,035 + 0,03) = 591,522 \text{ кА}^2\text{с} \quad (36)$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{\text{откл}} = \sqrt{2} \cdot \frac{47}{100} \cdot 40 = 26,58 \text{ кА}, \quad (37)$$

где  $\beta_n$  - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_n = 47\%$ ;

$I_{\text{откл}}$  - отключающий номинальный ток, для данного трансформатора  $I_{\text{откл}} = 40\text{кА}$ .

Выберем выключатели, предназначенные для отключения токов нагрузки, питающих всю подстанцию. Обходной выключатель служит для замены любого, другого, выключателя, находящегося на ОРУ, поэтому его проверку необходимо проводить с той же нагрузкой, что и выключатели 1 и 2.

Максимальный рабочий ток, передаваемый от системы, определяется по формуле:

$$I_{\text{max p}} = \frac{S_c}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} = \frac{25,8}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,135 \text{ кА} \quad (38)$$

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 23.



Таблица 23 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 135 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 27.096 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 591.522 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 11.159 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 11.159 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{аном}} = 26,59 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 15.781 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Для установки 6 кВ выбираем элегазовый выключатель типа LF3, производитель: Merlin Gerin

Расчет проводится аналогично предыдущему.

Проверка по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = 19.853^2 \cdot (3.035 + 0,05) = 1198,19 \text{ кА}^2\text{с} \quad (39)$$

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{\max p} = \frac{25.8}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2.48 \text{ кА} \quad (40)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 24.

Таблица 24 - Сравнение каталожных и расчетных данных LF3

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 6,3 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{PMAH}} = 2480 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$

1	2	3
$i_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 47.856 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к}} = 1198,19 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к}} \leq I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}}$
$I_{\text{вкл}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 19.709 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 19.709 \text{ кА}$	$I_{\text{пг}} \leq I_{\text{отклном}}$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

## 7.2 Выбор комплектных распределительных устройств

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

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

Для КРУ 6–10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей втычные контакты.

Шкаф КРУ состоит из жесткого металлического корпуса, внутри которого размещена вся аппаратура. Для безопасного обслуживания и локализации аварий корпус разделен на отсеки с металлическими перегородками и автоматически закрывающимися металлическими шторками. Выключатель с приводами установлен на выкатной тележке. В верхней и нижней частях тележки расположены подвижные разъединяющие контакты, которые при вкатывании тележки в шкаф замыкаются с шинным и линейным неподвижными контактами.

При выкатывании тележки с предварительно отключенным выключателем разъемные контакты отключаются, и выключатель при этом будет отсоединен от сборных шин и кабельных вводов. Когда тележка находится вне корпуса шкафа, обеспечивается удобный доступ к выключателю и его приводу для ремонта. Размещение выключателя на выкатной тележке позволяет значительно уменьшить размеры шкафа по сравнению со сборными РУ, где камера выключателя должна предусматривать возможность доступа к аппаратам и ремонт их на месте.

Отсек сборных шин устанавливается на корпусе шкафа. Верх отсека имеет поворотную крышку для монтажа сборных шин сверху (после полной установки всех шкафов). Сборные шины связаны с разъединяющим контактом шинами через проходные изоляторы.

В нашей бакалаврской работе рационально принять КРУ серии D-12P. В них мы устанавливаем вакуумный выключатель LF3. Приведем основные характеристики ячеек КРУ.

Таблица 25 – Основные параметры шкафа КРУ серии D-12P (Завод Вектор)

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630; 1000; 2000; 2500; 3150; 4000
Номинальный ток отключения, кА	20; 25; 31,5; 40; 50
Электродинамическая стойкость, кА	51; 64; 81; 102; 128
Термическая стойкость, кА/с	20; 25; 31,5; 40; 50
Тип выключателя	ISM/TEL- 10 (BB/TEL), VD-4, Evolis, Sion, LF
Тип привода к выключателю	Электропривод

### 7.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током. Для управления разъединителями из

диспетчерского пункта установим на них приводы, позволяющие управлять как главными, так и заземляющими ножами.

На стороне ВН выбираем разъединители РНДЗ.1-110/1000 У1 и РНДЗ.2-110/1000 У1, соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 26.

Таблица 26 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 135 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 27.096 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 3964 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K = 591.522 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K = 591.522 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Как видно из результатов разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

#### 7.4 Выбор трансформаторов тока

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2$$

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{\text{приб}}$ , сопротивления соединительных проводов  $R_{\text{пр}}$  и переходного сопротивления контактов  $R_{\text{к}}$ :

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \quad (41)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине  $l$  соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть  $2,5 \text{ мм}^2$  по меди и  $4 \text{ мм}^2$  по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно –  $6$  и  $10 \text{ мм}^2$ . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что  $Z_{\text{пров}} = R_{\text{пров}}$ .

В качестве приборов учета и качества электроэнергии устанавливаем многофункциональный счетчик ION 8600. Счётчики PowerLogic® ION8600 предназначены для мониторинга межсистемных линий, вводов в электроустановки и подстанций и представляют собой идеальное решение для независимых производителей энергии и теплоэлектроцентралей, которым необходимы точные измерения двунаправленной энергии, как в процессе производства, так и в «дежурном» режиме. На линии, отходящие к трансформаторам, устанавливаем только цифровой амперметр. Данное оборудование производится компанией Schneider Electric. Функции счетчика ION: Напряжения и токи линейные и фазные. Мощность: активная, реактивная, полная. Коэффициент мощности. Частота. Энергия: активная, реактивная, полная в обоих направлениях

Таблица 27 – Тип и мощность прибора

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		A	B	C

Многофункциональный счетчик	ION - 8600	0,25	0,25	0,25
--------------------------------	------------	------	------	------

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{к}}) \quad (42)$$

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТГФ - 110У1.

Проверка принятого трансформатора тока.

$$R_{2\text{ ном}} = 0,8 \text{ Ом}$$

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{0,25}{5^2} = 0,01 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$ .

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$R_{\text{пр}} = 0,8 - 0,01 - 0,05 = 0,74 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,028 \cdot 100}{0,74} = 3,78 \text{ мм}^2 \quad (43)$$

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

$\rho = 0,028$  - удельное сопротивление материала (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 28.

Таблица 28 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_{\text{н}}, \text{ кВ}$	$l, \text{ м}$
110	75 - 100
10	6 - 10

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

$$R_{\text{пр}} = 0,007 \cdot 75 = 0,525 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,525 + 0,01 + 0,05 = 0,585 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 29.

Таблица 29 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_p = 135 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,585 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 120 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 29.291 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 591.552 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТШЛ – 10 УЗ.

Тип и мощность приборов отходящей ячейки приведен в таблице 30.

Таблица 30 – Тип и мощность прибора отходящей ячейки

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Многофункциональный счетчик	ION - 8600	0,25	0,25	0,25

Расчет производим аналогично.

$$R_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом}$$

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{0,25}{5^2} = 0,01 \text{ Ом,}$$

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

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$R_{пр} = 0,8 - 0,01 - 0,05 = 0,74 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{0,028 \cdot 6}{0,74} = 0,22 \text{ мм}^2,$$

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

$$R_{пр} = 0,007 \cdot 6 = 0,042 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,042 + 0,01 + 0,05 = 0,102 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 31.

Таблица 31 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 3000 \text{ А}$	$I_p = 2480 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_{2ном} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,102 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 48,206 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_2 T \cdot t_T = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k = 1198,19 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_2 T \cdot t_T \geq V_k$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

### 7.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;



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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}},$$

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

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

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, соединенных по схеме “открытый треугольник”. Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6-10 кВ) устанавливаются 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2 \text{ расч.}}$

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

легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 32.

Таблица 32 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{ном} \geq U_{раб}$
Класс точности	$\Delta U_{доп} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2Н} \geq S_{2расч}$

Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 110 У1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 33.

Таблица 33 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Собмотки, ВА	Число обмоток
Вольтметр	СВ-3021	1	4	1
Частотомер	DMK 84 R1	1	3,5	1
От линий				
Счетчик многофункциональный	ION 8600	2	0,25	
Сумма				

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = 8 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 34.

Таблица 34 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 250 \text{ ВА}$	$S_P = 8 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Как видно из результатов ТН соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 6 –У2. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на четыре секции шин представлена в таблице 35.

Таблица 35 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Собмотки, ВА	Число обмоток прибора
Ввод				
Вольтметр	СВ-3021	1	4	1
Частотомер	DMK 84 R1	1	3,5	1
От линий				
Счетчик многофункциональный	ION 8600	24	0,25	

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = 13,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 36.

Таблица 36 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 75 \text{ ВА}$	$S_P = 13,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Как видно из результатов трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

### 7.6 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются однополосные и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Номинальный ток:

$$I_{\max_{шн}} = \frac{S_{шн}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{шн}} = \frac{25000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 1202,81 \text{ А} \quad (44)$$

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки ОД: 2.(6×60)мм,  $S=357 \text{ мм}^2$ .

$$I_{\text{доп}} = 1555 \text{ А}$$

Проверка по термостойкости исходя из данных КЗ.

$$I_{\text{по}} = 19,853 \text{ кА}; T_a = 0,01; i_{\text{уд}} = 48,206 \text{ кА.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{1198,19 \cdot 10^3}}{91} = 12,029 \text{ мм}^2, \quad (45)$$

где  $C = 91$  - для алюминиевых шин и кабелей;

$q_{\min}$  – минимальное сечение провода.

$$q_{\min} < S$$

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

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{2 \cdot q}} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{21,6}{2 \cdot 3,57}} = 1,506 \text{ м}, \quad (46)$$

где  $J$  - момент инерции шины;

$$J = \frac{0,6 \cdot 6^3}{6} = 21,6 \text{ см}^4$$

$q$  - поперечное сечение шины.

Следовательно, длина пролета должна быть менее 1,506 м.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = k_{\phi} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yd}^2}{4b} = 0,4 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{48206^2}{4 \cdot 0,006} = 3,873 \text{ Н/м}, \quad (47)$$

где  $i_{yd}$  - ударный ток на шине.

Напряжение в материале шины возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого. Определим это напряжение:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l_{пр}^2}{12 \cdot W_{\phi}} = \frac{3,873 \cdot 0,375^2}{12 \cdot 7,2} = 6,304 \text{ МПа}, \quad (48)$$

где  $l_{пр}$  - длина пролета между опорными изоляторами;

$W_{\phi}$  - момент сопротивления шины, который определяется:

$$W_{\phi} = \frac{0,6 \cdot 6^2}{3} = 7,2 \text{ см}^3$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого  $\sigma_{доп} = 75$  МПа, можно сказать, что шины механически прочны.

### 7.7 Выбор гибких шин

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 4000 МВ·А для напряжения 110 кВ.

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

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

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС – 120/19, допустимый ток которых  $I_{доп} = 390$  А, диаметр провода  $d = 15.2$  мм.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

по длительно допустимому току

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

$$I_{\text{мах } p} = \frac{S_{\text{тран}}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,06 \text{ кА} \quad (49)$$

Проверка выполняется.

По термическому действию тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (50)$$

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

можно принять:

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

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

для стальных шин –  $C = 70$ ;

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{591,522}}{91} = 0,26 \text{ мм}^2$$

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

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

Проверка по условиям короны:

$$\text{Условие проверки: } 1,07E \leq 0,9E_0,$$

где  $E_0$  – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование, определяется по формуле (кВ/см):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{ЭКВ}}}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,78}}\right) = 33,045 \text{ кВ/см}, \quad (51)$$

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

$R_{\text{экв}}$  – эквивалентный радиус провода определяется по формуле;

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

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{ВН}}}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ЭКВ}}}\right)} = \frac{0,354 \cdot 110}{3 \cdot 1,08 \cdot \log\left(\frac{1,26 \cdot 300}{0,78}\right)} = 4,47 \text{ кВ/см}, \quad (52)$$

где  $D_{\text{ср}}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

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

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

$$0,9 \cdot E_0 = 29,74$$

$$1,07 \cdot E = 4,78$$

Условие выполняется

## 7.8 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{\text{расч}}$  в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{\text{разр}}$ , приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

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

$$F_{\text{расч}} = 0,6 F_{\text{разр}} = F_{\text{дон}} \quad (53)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОР-6-3.75 У2 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н};$$



Высота изолятора равна  $H_{из} = 120$  мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{48206^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,41 \cdot 10^{-7} = 567,52 \text{ Н} \quad (54)$$

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h/2}{H_{из}} = \frac{140 + 8 + 100/2}{140} = 1,41 \quad (55)$$

Проверка:  $F_{расч.} = 567,52 \text{ Н} \leq F_{дон} = 2250 \text{ Н}$

Таким образом, ИОР-6-3.75 У2 проходит по механической прочности.

Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

### 7.9 Выбор ограничителей перенапряжения

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

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 110/86/10/550 У1 с классом напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
110	110	86	10	550

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-6/7,2/10/400 У2 с классом напряжения 6 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, А	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
6	6	7,2	10	19,2

#### 7.10 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей с. н. подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями с. н. подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

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

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

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

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

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

$P_{уст} = 630$  кВт – ориентировочная установленная активная мощность собственных нужд.

Тогда:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{630}{0,85} = 593 \text{ кВА};$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 630/6.

Предельная мощность каждого трансформатора с.н. для ПС 110 кВ должна быть не более 630 кВ·А.

### 7.11 Выбор аккумуляторных батарей

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

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

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели — генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока

питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

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

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

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}} = \frac{230}{2,15} = 108, \quad (57)$$

где  $U_{ш}$  - напряжение на шинах;

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

Общее число элементов:

$$n1 = \frac{230}{2,7} = 85;$$

$$n = \frac{220}{1,75} = 125;$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0 = 125 - 108 = 17 \quad (58)$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j} = 1.05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06, \quad (59)$$

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

$j$  - допустимая нагрузка аварийного разряда.

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

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 24.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (60)$$

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

$$I_{Tmax} = 1269 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

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

Следовательно надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{46} = 27,6;$$

Окончательно принимаем СК – 28.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} = \frac{1269}{28} = 45,3 \text{ А.} \quad (61)$$

По кривой 2 рис. 7.27 /3 стр.580/ определяем напряжение на аккумуляторе равным 85 %. Если принять потерю напряжение в соединительном кабеле – 5 %, то напряжение на приводах будет равно. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80 – 110 %, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{II} = 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А} \quad (62)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0 = 2,2 \cdot 108 = 236 \text{ В} \quad (63)$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВЗП – 380/260 – 40/80.

Ток и напряжение подзаряда добавочных элементов:

$$I_{ПЗдоб} = 0,05 \cdot 28 = 1,4;$$

$$U_{ПЗдоб} = 2,2 \cdot 17 = 37,4.$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН – 3.

Выбор зарядного устройства:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{II} = 5 \cdot 28 + 20 = 160 \text{ A} \quad (64)$$

$$U_{II3} = 2.75 \cdot n = 2.75 \cdot 125 = 343,75 \text{ A} \quad (65)$$

Выбираем зарядный агрегат из генератора постоянного тока П – 91.

### 7.12 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

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

Выбор ВЧ- заградителей производим по номинальным и ударным токам.

Для ВЛ 110 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-0,5У1.

Значения  $I_{\max p}$  и  $B_k$  берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлены в таблице, 39.

Таблица 39 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{p\max} = 135 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{пред.скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{уд} = 27.096 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 675 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 591.522 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Как видно из результатов ВЧ-заградитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

## 8 СТОИМОСТНАЯ ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДСТАНЦИИ

Основной задачей стоимостной оценки результатов реконструкции подстанции является оценка выручки от реализации проекта, которая в свою очередь зависит от объемов продаж электроэнергии потребителю в год и определяется по формуле:

$$O_p = W_{год} \cdot \sum T \cdot D \quad (66)$$

Где  $T$  – тариф для потребителей энергии, 3,15 руб кВт/час;

$D$  – доля потребления электроэнергии за год 0.81 о.е.

Полезно отпускаемая электроэнергия за год определим по формуле:

$$W_{год} = \sum P_p \cdot T_{max} \quad (67)$$

Где  $P_p$  - расчетная нагрузка подстанций

$T_{max}$  - число часов использования максимума нагрузки, 4000 ч.

### 8.1 Оценка экономической эффективности проекта

После проведения всех вышеуказанных расчетов необходимо сделать вывод о целесообразности внедрения реконструируемой подстанции, т.е. дать экономическое обоснование спроектированной подстанции. Для этого проведем экономическую оценку проекта по методу чистого дисконтированного дохода.

В этом методе расходы и доходы, разнесенные по времени, приводятся к одному моменту времени, за который обычно принимают дату начала реализации проекта.

Прибыль в год от реализации проекта определяется по выражению:

$$П_{\text{от}} = O_{\text{pt}} - I_{\Sigma} - I_{\text{AM}} \quad (68)$$

Определяем ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0.24 \cdot П_{\text{от}} \quad (69)$$



Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей, который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} \cdot I_t - H_t - K_{\Sigma} \quad (70)$$

Где  $I_t$  - полные эксплуатационные расходы;

$$I_t = I_{\Sigma} - I_{AM} \quad (71)$$

Чистый дисконтированный доход определяется по выражению:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{20} \cdot \frac{\mathcal{E}_t}{(1+E)} = \sum_{t=0}^{20} \cdot \frac{O_{pt} - I_t - H_t - K_{\Sigma}}{(1+E)} \quad (71)$$

Где  $E$  – ставка рефинансирования,  $E=0.8$ , согласно Указанию Банка России от 01.01.2016 №3894-У «О размере ставки рефинансирования Банка России».

Принимаем допущения:

- 1) проектно-изыскательские работы и реконструкция – 4 года;
- 2) инвестирование в первый год 20% от суммарных капиталовложений;
- 3) инвестиций во второй год 20% от суммарных капиталовложений.
- 4) инвестиций во второй год 20% от суммарных капиталовложений.
- 5) инвестиций во второй год 40% от суммарных капиталовложений.

Расчетный период – это период времени, в течении которого инвестор планирует отдачу от первоначально вложенного капитала.

Расчетный период принимают обычно равный сроку службы наиболее важной части основного капитала. График строится нарастающим итогом, т.е. из текущего значения ЧДД вычитается последующее значение. Оценка экономической эффективности с учетом фактора времени объекта приведен на рисунке 20.

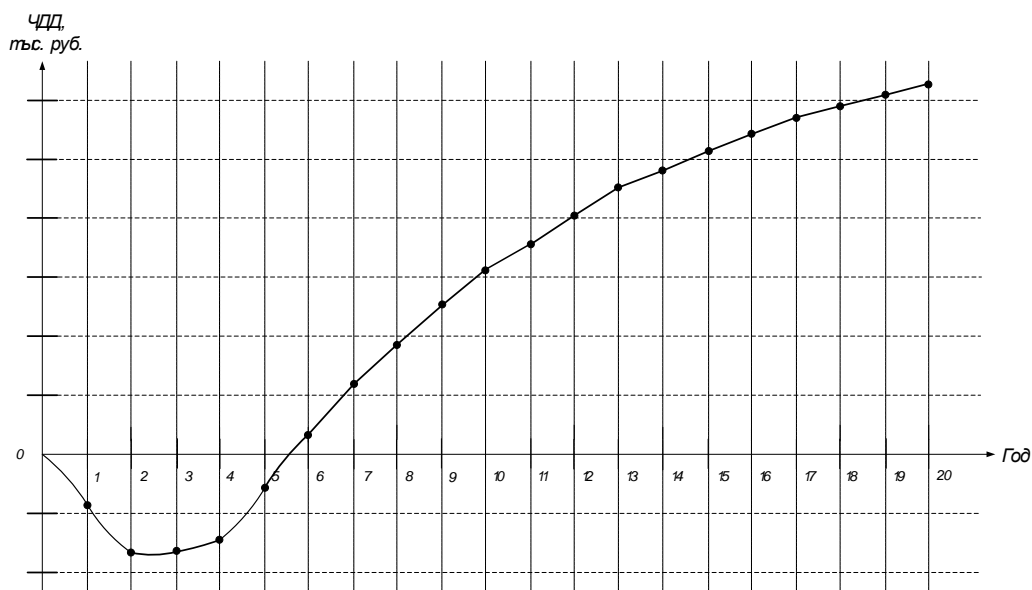


Рисунок 20 – Оценка экономической эффективности с учетом фактора времени

Срок окупаемости 5.5 года. Данный срок окупаемости можно характеризовать, как реальный. Выручка от реконструкции подстанции через 20 лет составит 623683 миллиона рублей.

## 9 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

### 9.1 Заземление ОРУ и площадки трансформаторов

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

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

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

### 9.2 Молниезащита территории ОРУ и площадок трансформаторов.

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

Подробный расчет молниезащиты и заземления приведен в (приложение В).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения бакалаврской работы, был произведен выбор и расчет следующего:

- 1 Определены расчетные нагрузки;
- 2 Выбрано количество и мощность силовых трансформаторов;
- 3 Выбрана главная электрическая схема;
- 4 Рассчитаны токи КЗ;
- 5 Выбраны выключатели;
- 6 Выбрано комплектное распределительное устройство
- 7 Выбраны разъединители;
- 8 Выбраны трансформаторы тока;
- 9 Выбраны трансформаторы напряжения;
- 10 Выбраны шинные конструкции;
- 11 Выбраны опорные изоляторы;
- 12 Выбраны трансформаторы собственных нужд;
- 13 Выбраны аккумуляторные батареи.
- 14 Выбраны высокочастотные заградители.

Выбранное оборудование проходит по условиям различных режимов работы.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Неклепаев, Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2006. - 608 с.
2. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Паперно Л.Б. и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 2005. – 383 с.
3. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 2002. - 330 с.
4. Рожкова, Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций/ Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. - М.: Энергоатомиздат, 2003. - 648 с.
5. Электротехнический справочник Т. 3 / В.Г. Герасимов, П.Г. Грудинский, В.А. Лабунцов, И.Н. Орлов, М.М. Соколов, А.М. Федосеев, А.Я. Шихин, И.В. Антик – М.: Энергоатомиздат, 2010.–880 с.
6. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. / В.И. Идельчик. – М: Энергоатомиздаг, 2011 – 594 с.
7. Неуймин, В. Г. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя / В.Г. Неуймин, Е. В.Машалов, А.С. Александров, А.А.Багрянцев – Екатеринбург, 2013. – 266 с.
8. Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети. Учебное пособие для вузов. – 2-е изд., испр. и доп./Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – М.: Выш. шк., 2004. – 308 с.
9. TOP «Большой камень» [Электронный ресурс]. URL: [http://www.newsvl.ru/far\\_east/2016/02/02/143920/](http://www.newsvl.ru/far_east/2016/02/02/143920/) (дата обращения: 04.02.16).

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчет нагрузок

$$K_{\text{max}} := 1.1$$

$$K_{\text{лет.сниж}} := 0.85$$

$$K_{\phi} := 1.15$$

$$k := 0.032$$

$$n := 5$$

$$t_{\text{пр}} := 5$$

$$\text{tg}\phi_1 := 0.4$$

$$P := 25.8$$

$$P_{\text{ср.пр}} := P \cdot (1 + k)^n = 30.201$$

$$P_{\text{л}} := P \cdot 0.85 = 21.93$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{P_{\text{ср.пр}}}{K_{\text{max}}} = 27.455$$

$$P_{\text{срл}} := P_{\text{ср}} \cdot 0.85 = 23.337$$

$$Q := P \cdot \text{tg}\phi_1 = 10.32$$

$$Q_{\text{л}} := Q \cdot 0.85 = 8.772$$

$$P_{\text{ск}} := K_{\phi} \cdot P_{\text{ср}} = 31.574$$

$$Q_{\text{ск}} := P_{\text{ск}} \cdot \text{tg}\phi_1 = 12.629$$

$$Q_{\text{скл}} := Q_{\text{ск}} \cdot 0.85 = 10.735$$

$$P_{\text{скл}} := P_{\text{ск}} \cdot 0.85 = 26.838$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

### Компенсация реактивной мощности

Суммарная мощность КУ на две секции шин

$$\tan\phi_3 := 0.4$$

$$Q_{КУ1} := Q - P \cdot \tan\phi_3 = 0$$

$$Q_{КУ1л} := Q_{л} - P_{л} \cdot \tan\phi_3 = 0$$

Принимаем к установке:

$$Q_{факт} := 0 = 0$$

Нескомпенсированная мощность

$$Q_{неск} := Q - Q_{факт} = 10.32$$

$$K_{31л} := \frac{\sqrt{P_{срл}^2 + Q_{неск}^2}}{2.40} = 0.319$$

### Выбор трансформаторов

$$K_3 := 0.7$$

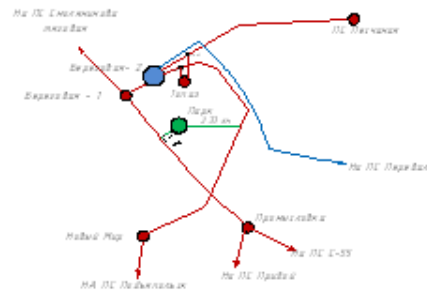
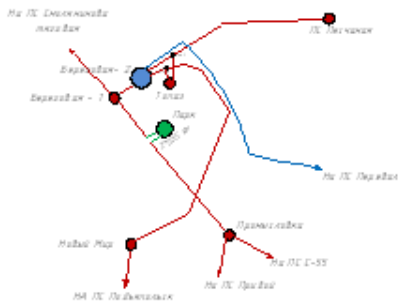
$$S_{P1} := \frac{\sqrt{P_{ср.пр}^2 + Q_{неск}^2}}{2 \cdot K_3} = 22.797$$

$$K_{31} := \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{2.25} = 0.587$$

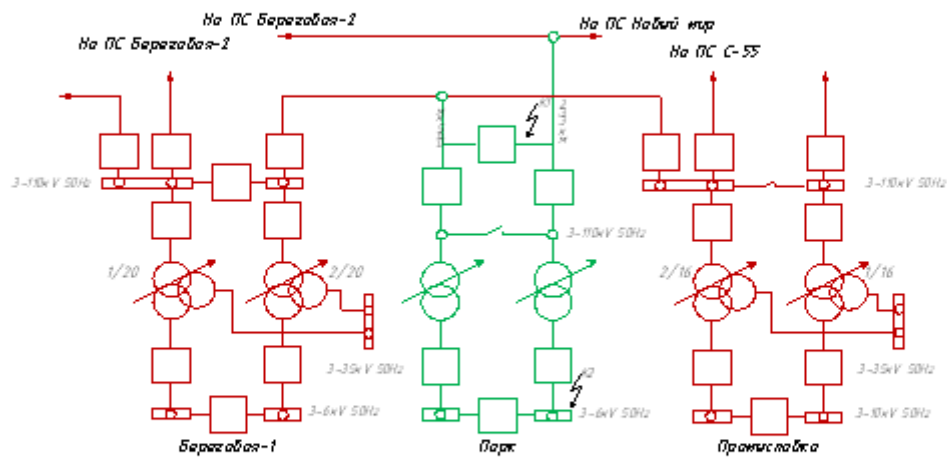
ТРДН-  
25000/110

### Выбор сечения проводов

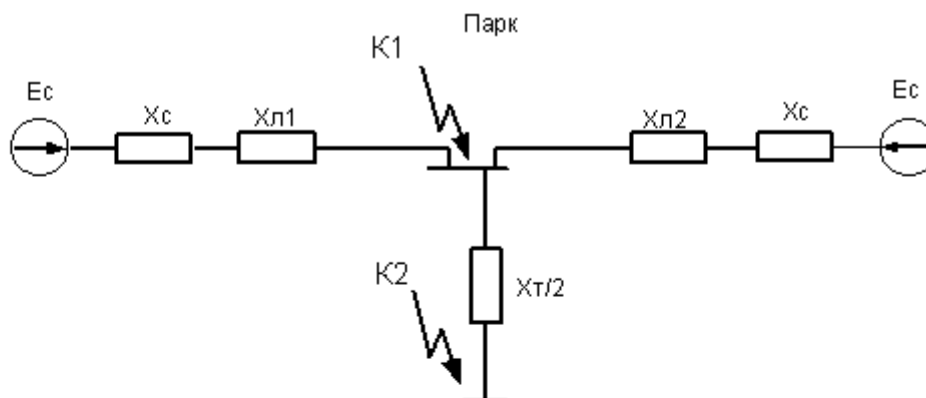
Т.к сеть сложно замкнутая, то выбираем провод действующего сечения  
Проверку провода проведем в программе RastrWin3.



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б



Составляем схему замещения



Ес - подпитка с 110 кВ ПС Береговая 1

Рассчитаем сопротивления и ЭДС прямой последовательности, входящие в схему замещения:

$$E := 115$$

$$U_{\text{бВ}} := 115$$

$$U_{\text{бН}} := 63$$



## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

### Подпитка со стороны Береговая 1, Промысловка и Береговая 2, Новый Мир.

$$U_{\text{ср1}} := 115 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ср2}} := 115 \text{ кВ}$$

$$I_{\text{с1}} := 15.8 \text{ кА}$$

$$I_{\text{с2}} := 16.2 \text{ кА}$$

$$X_{\text{с1}} := \frac{U_{\text{ср1}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{с1}}} = 4.202 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{с2}} := \frac{U_{\text{ср2}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{с2}}} = 4.098 \quad \text{Ом}$$

### Определение сопротивлений линий и трансформаторов

#### Береговая1 - Парк

$$X_{\text{уд}} := 0.4 \quad \text{Ом /км}$$

$$L_{\text{л1}} := 20.52 \text{ км}$$

$$X_{\text{л1}} := X_{\text{уд}} \cdot L_{\text{л1}} = 8.208 \quad \text{Ом}$$

#### Береговая 2 - Парк

$$X_{\text{уд}} := 0.4 \quad \text{Ом /км}$$

$$L_{\text{л2}} := 18.33 \text{ км}$$

$$X_{\text{л2}} := X_{\text{уд}} \cdot L_{\text{л2}} = 7.332 \quad \text{Ом}$$

#### трансформатор на ПС Парк

##### ТРДН 25000/110

$$S_{\text{НОМТ}} := 25 \quad \text{МВА}$$

$$U_{\text{КВН}} := 10.5 \quad \%$$

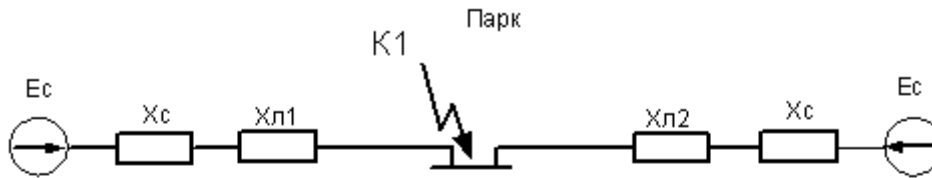
$$U_{\text{КВ}} := 10.5 = 10.5 \quad \%$$

$$X_{\text{Т}} := \frac{U_{\text{КВ}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ср1}}^2}{S_{\text{НОМТ}}} = 55.545$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

### Для точки К1

Схема замещения для прямой последовательности

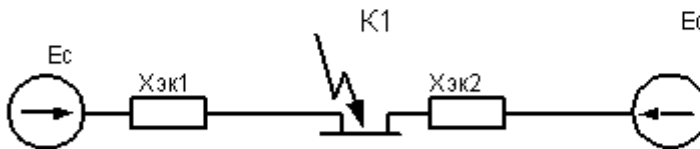


$$X_{\text{эк1}} := X_{\text{с1}} + X_{\text{л1}} = 12.41$$

$$I_{\text{с1к1}} := \frac{E}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{с1}} + X_{\text{л1}})} = 5.35 \quad \text{кА}$$

$$X_{\text{эк2}} := X_{\text{с2}} + X_{\text{л2}} = 11.43 \quad \text{Ом}$$

$$I_{\text{с2к1}} := \frac{E}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{с2}} + X_{\text{л2}})} = 5.809 \quad \text{кА}$$



$$I_{\text{кзсумк1}} := I_{\text{с1к1}} + I_{\text{с2к1}} = 11.159 \quad \text{кА}$$

$$i_{\text{а1}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{кзсумк1}} = 15.781$$

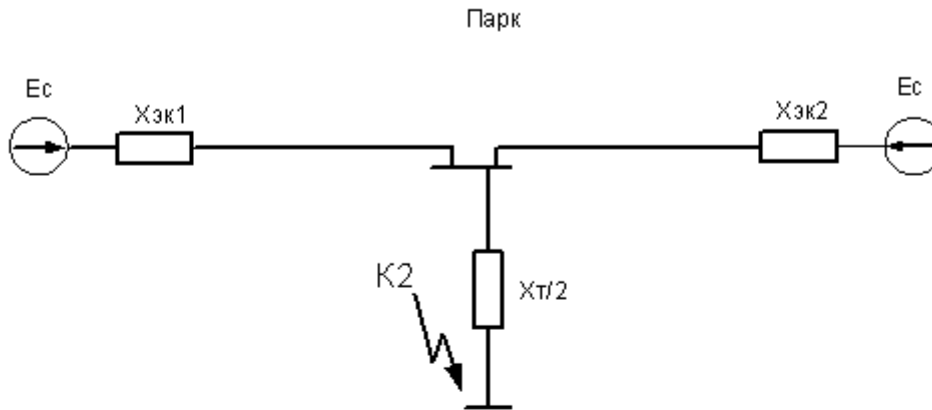
$$K_{\text{уд}} := 1.717$$

$$i_{\text{уд1}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{кзсумк1}} \cdot K_{\text{уд}} = 27.096$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

### Для точки К2

Схема замещения для прямой последовательности

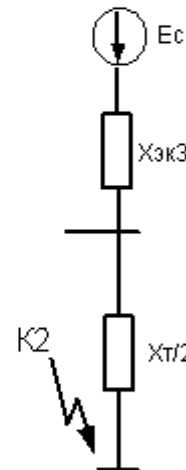


$$X_T := X_T$$

$$X_{эк3} := \frac{X_{эк1} \cdot X_{эк2}}{X_{эк1} + X_{эк2}} = 5.95 \quad \text{Ом}$$

$$X_{рез} := X_{эк3} + X_T = 61.495 \quad \text{Ом}$$

$$U_{cp} := 115$$



$$I_{6к2} := \frac{E}{\sqrt{3} \cdot X_{рез}} = 1.08 \quad \text{кА} \quad \text{приведённые к 110 кВ}$$

$$I_{п.о} := I_{6к2} \cdot \left( \frac{U_{6в}}{U_{6н}} \right) = 19.709$$

$$i_{уд2} := \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot K_{уд} = 47.856$$

$$i_{a2} := \sqrt{2} \cdot I_{п.о} = 27.872$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

Дано:

Номинальное напряжение, кВ	$U_{НОМ} := 110$
Число ячеек	20
Общее сопротивление естественных заземлителей. Состав грунта	$R := 5.5$ почва / буротаежные болотистые
Толщина первого слоя грунта	$h_1 := 1.5$
Климатическая зона	$N := 3$
Ток молнии	$I_{МОЛН} := 60$
Ток короткого замыкания	$I_{КЗ} := 12.063$
Время срабатывания защиты	$t_{СЗ} := 0.1$
Число линий	$n_{\text{вл}} := 2$

**СХЕМА:** Мостик с ремонтной перемычкой

### Расчет заземления ПС

$$I_{\text{за}} := 12.063 t_{\text{СЗ}} = 0.1 \quad R = 5.5 \quad \text{Грунт = почва/буротаежные болотистые}$$

$$h_1 = 1.5 \quad N = 3$$

Контур заземления сетки расположен с выходом за границы оборудования на 1.5 метра, для того что бы человек при прикосновении к оборудованию не мог находиться за пределами заземления.

Длина ПС

$$A := 103.5$$

Ширина ПС

$$B := 49$$

Найдём удельное сопротивление грунта (РД таблица П 15.1):

Площадь:

$$S := (A + 2 \cdot 2) \cdot (B + 2 \cdot 2) = 5697.5$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

Принимаем диаметр горизонтальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков  $D=12$  мм

$$D := 12 \quad r := 6$$

Сечение по механической прочности

$$F_{\text{мех}} := \pi \cdot r^2 = 113.097$$

Проверка на термическую стойкость

$$F_{\text{терм}} := \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \cdot 0.1}{400 \cdot 21}} = 0.042$$

Проверяем на коррозионную стойкость

$$a_k := 0.0026 \quad b_k := 0.00915 \quad \text{Коэффициенты берем из учебника Карякин}$$

$$c_k := -0.0104 \quad \alpha_k := 0.0224$$

$$T := 240$$

$$S_{\text{ср}} := a_k \cdot (\ln(T))^3 + b_k \cdot (\ln(T))^2 + c_k \cdot \ln(T) + \alpha_k = 0.668$$

$$F_{\text{к.с}} := \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (r \cdot 2 + S_{\text{ср}}) = 26.596 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{мех}} \geq F_{\text{терм}} + F_{\text{к.с}}$$

$$F_{\text{мех}} = 113.097 \quad F_{\text{терм}} + F_{\text{к.с}} = 26.638$$

Для 3 климатической зоны толщина сезонных изменений грунта (ЭТС т.3):

$$h_{\text{грунта}} := 2 \text{ м}$$

Горизонтальные прутки принимаем длиной 5 м и диаметром 12 мм

Глубина заложения прутков 0,8 метра

Расстояние между полосками сетки 6 м:

Общая длина горизонтальных полос:

$$L_{\text{Г}} := (A + 2 \cdot 2) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 2)}{6} + (B + 2 \cdot 2) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 2)}{12} = 1424.375$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$a := \frac{B + 4}{12} = 4.417$$

$$b := \frac{A + 4}{6} = 17.917$$

По длине 5 прутков

По ширине 18 прутков

Определяем количество вертикальных электродов при расстоянии между ними 12 м:

$$n_B := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{12} = 25.161$$

Принимаем число вертикальных электродов равное 26

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$l_B := 5$$

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.066$$

$$A_{\text{ЭТС}} := 0.4$$

$$\rho_{\text{общ}} := 43 \quad \text{Ом}\cdot\text{м}$$

$$R_C := \rho_{\text{общ}} \cdot \left( \frac{A_{\text{ЭТС}}}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L_{\Gamma} + 26 \cdot l_B} \right) = 0.256$$

Вычисляем импульсное сопротивление заземлителя:

$$I_{\text{МОЛН}} := 60$$

$$\alpha_{\text{И}} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{общ}} + 320) \cdot (I_{\text{МОЛН}} + 45)}} = 1.724$$

$$R_{\text{И.}} := R_C \cdot \alpha_{\text{И}} = 0.44$$

Выполняется

$$R_{\text{И.}} < 0.5$$

Заземление удовлетворяет требованиям ПУЭ

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

### Расстановка молниеотводов для защиты электрооборудования от прямых ударов молнии:

Т.к. у нас зона А - до 750 кВ (надежность 0,955), то высота молниеотводов не превышает 150 м

Принимаем высоту молниеотвода (прожекторная мачта) в соответствии с ОРУ:

$$h_{\text{МОЛ}} := 19 \quad \text{м} \quad \text{Определяем расстояние между молниеотводами:}$$

молниеотводы устанавливаются на линейные или свободностоящие порталы

$$L_{\text{МОЛ}} := 31 \quad \text{м}$$

Высота защищаемого объекта. Берем самый высокий объект им является портал его высота 11 м

$$h_{\text{ЭФ}} := 0.85 \cdot h_{\text{МОЛ}} = 16.15 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли

$$r_0 := (1.1 - 0.002 \cdot h_{\text{МОЛ}}) \cdot h_{\text{МОЛ}} = 20.178 \quad \text{м}$$

Половина ширины зоны защиты на уровне земли

$$r_{\text{СО}} := r_0 = 20.178 \quad \text{м}$$

Определяем наименьшую высоту внутренней зоны защиты в середине пролета между молниеотводом

$$h_{\text{СГ}} := h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h_{\text{МОЛ}}) \cdot (L_{\text{МОЛ}} - h_{\text{МОЛ}}) = 14.042 \text{ м}$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта

портал

$$h_i := 11 \quad \text{м}$$

$$r_x := r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФ}}} \right) = 6.434 \quad \text{м}$$

Определяем половину ширины на уровне защищаемого объекта

$$r_{\text{СХ}} := r_{\text{СО}} \cdot \frac{h_{\text{СГ}} - h_i}{h_{\text{СГ}}} = 4.371 \quad \text{м}$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

$h_{\text{МОЛ}} := 19$  м      Определяем расстояние между молниеотводами:

молниеотводы устанавливаются на линейные или свободностоящие порталы

$L_{\text{МОЛ}} := 25$  м

Высота защищаемого объекта. Берем самый высокий объект им является портал его высота 11 м

$h_{\text{ЭФ}} := 0.85 \cdot h_{\text{МОЛ}} = 16.15$  м

Радиус зоны защиты на  
уровни земли

$r_0 := (1.1 - 0.002 \cdot h_{\text{МОЛ}}) \cdot h_{\text{МОЛ}} = 20.17$  м

Половина ширины зоны защиты на уровни земли

$r_{\text{ЭФ}} := r_0 = 20.178$  м

Определяем наименьшую высоту внутренней зоны защиты в  
середине пролета между молниеотводом

$h_{\text{ЭГ}} := h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h_{\text{МОЛ}}) \cdot (L_{\text{МОЛ}} - h_{\text{МОЛ}}) = 15.096$  м

Определяем радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта

портал

$h_i := 11$  м

$r_{\text{ЭГ}} := r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФ}}} \right) = 6.434$  м

Определяем половину ширины на уровне защищаемого объекта

$r_{\text{СО}} := r_{\text{ЭГ}} \cdot \frac{h_{\text{СГ}} - h_i}{h_{\text{СГ}}} = 5.475$  м



## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

$h_{\text{МОЛ}} := 19$  м      Определяем расстояние между молниеотводами:

молниеотводы устанавливаются на линейные или свободностоящие порталы

$L_{\text{МОЛ}} := 21$  м

Высота защищаемого объекта. Берем самый высокий объект им является портал его высота 11 м

$h_{\text{ЭФ}} := 0.85 \cdot h_{\text{МОЛ}} = 16.15$  м

Радиус зоны защиты на  
уровни земли

$r_0 := (1.1 - 0.002 \cdot h_{\text{МОЛ}}) \cdot h_{\text{МОЛ}} = 20.17$  м

Половина ширины зоны защиты на уровни земли

$r_{\text{ЭФ}} := r_0 = 20.178$  м

Определяем наименьшую высоту внутренней зоны защиты в  
середине пролета между молниеотводом

$h_{\text{СГ}} := h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h_{\text{МОЛ}}) \cdot (L_{\text{МОЛ}} - h_{\text{МОЛ}}) = 15.799$  м

Определяем радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта

портал

$h_i := 11$  м

$r_{\text{СГ}} := r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФ}}} \right) = 6.434$  м

Определяем половину ширины на уровне защищаемого объекта

$r_{\text{ОБ}} := r_{\text{СГ}} \cdot \frac{h_{\text{СГ}} - h_i}{h_{\text{СГ}}} = 6.129$  м

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

Мачта освещения

$h_{\text{МОЛ}} := 19$  м      Определяем расстояние между молниеотводами:

$L_{\text{МОЛМ}} := 34$  м

$h_{\text{ЭФ}} := 0.85 \cdot h_{\text{МОЛ}} = 16.15$  м

Радиус зоны защиты на  
уровни земли

$r_0 := (1.1 - 0.002 \cdot h_{\text{МОЛ}}) \cdot h_{\text{МОЛ}} = 20.17$  м

Половина ширины зоны защиты на уровне земли

$r_{00} := r_0 = 20.178$  м

Определяем наименьшую высоту внутренней зоны защиты в  
середине пролета между молниеотводом

$h_{\text{ОЗ}} := h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h_{\text{МОЛ}}) \cdot (L_{\text{МОЛМ}} - h_{\text{МОЛ}}) = 13.514$  м

Определяем радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта

$r_{\text{ОЗ}} := r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФ}}} \right) = 6.434$  м

Определяем половину ширины на уровне защищаемого объекта

$r_{\text{ОЗ}} := r_{\text{СО}} \cdot \frac{h_{\text{СГ}} - h_i}{h_{\text{СГ}}} = 3.754$  м

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчет напряжения прикосновения

$$I_3 := 12.063 \text{ кА}$$

$$R_{\text{И.}} = 0.44 \text{ Ом}$$

Длина ПС

$$A := 103.5 \text{ м}$$

Ширина ПС

$$B := 49 \text{ м}$$

$$a := \frac{2 \cdot (A + B + 4)}{8} = 39.125$$

$$l_{\text{Б.}} := 5 \text{ м}$$

$$L_{\Gamma} = 1424. \text{ м}^5$$

$$S = 5697. \text{ м}^2$$

$$\alpha_{\text{н}} := 2.1 \cdot \left[ \frac{a \cdot \sqrt{S}}{(l_{\text{Б.}} + 0.8) \cdot L_{\Gamma}} \right]^{0.45} = 1.322$$

$$R_{\text{ч}} := 1000 \text{ Ом}$$

$$\rho_{\text{общ.}} := 43 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\beta_{\text{н}} := \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + 1.5 \cdot \rho_{\text{общ.}}} = 0.939$$

$$U_{\text{П}} := I_3 \cdot R_{\text{И.}} \cdot \alpha_{\text{н}} \cdot \beta_{\text{н}} = 6.597 \text{ кВ}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г  
КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

Схема 1

Исходя из расчета послеаварийного режима в программе RastrWin в первой схеме ВЛ на дистанции Находка тяговая - Партизанская ГРЭС нуждается в реконструкции. В связи с этим, к расчетам строящейся ВЛ будет прибавлена стоимость реконструкции ВЛ, длина которой равна АС-120 - 36.3 км.

$$L_1 := 1.3 + 36.3 \quad \text{АС} - 120$$

$$K_{уд} := 1050 \quad K_{инф} := 7.94$$

$$K_{вл1} := K_{инф} \cdot (K_{уд} \cdot L_1) = 3.13471 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$K_{зонТП} := 1.3 \quad K_{зонВЛ} := 1.4$$

Стоимость ТР

$$K_{тр} := 7100 \cdot 2 = 14200 \quad \text{Тыс. руб}$$

Стоимость открытого распределительного устройства

$$K_{ру} := 7000 \cdot 3 = 21000 \quad \text{Тыс. руб}$$

Стоимость на постоянные затраты

$$K_{пост} := 11000 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$K_{пс} := K_{инф} \cdot (K_{тр} + K_{ру} + K_{пост}) = 3.66828 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$K_{сум} := K_{пс} \cdot K_{зонТП} + K_{вл1} \cdot K_{зонВЛ} = 9.15736 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

Схема 2

$$L_2 := 0.65 \quad \text{АС} - 120 \quad L_3 := 2.33 \quad \text{АС} - 95$$

$$K_{уд2} := 1050$$

$$K_{вл2} := K_{инф} \cdot (K_{уд} \cdot L_2) + K_{инф} \cdot (K_{уд2} \cdot L_3) = 24844.26 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$K_{сум2} := K_{пс} \cdot K_{зонТП} + K_{вл2} \cdot K_{зонВЛ} = 5.11658 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

## ПРОДОЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Издержки

Схема 1

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

$$I_{\text{эксПС}} := K_{\text{ПС}} \cdot K_{\text{зонП}} \cdot \frac{a_{\text{ампс}}}{100} = 25036.011 \quad \text{Тыс, руб}$$

$$I_{\text{эксВЛ}} := K_{\text{ВЛ1}} \cdot K_{\text{зонВЛ}} \cdot \frac{a_{\text{амвл}}}{100} = 2852.58792 \quad \text{Тыс, руб}$$

$$I_{\text{экс}} := I_{\text{эксВЛ}} + I_{\text{эксПС}} = 27888.59892 \quad \text{Тыс, руб}$$

$$T_{\text{сл}} := 20$$

$$I_{\text{АМ}} := \frac{K_{\text{сум}}}{T_{\text{сл}}} = 45786.804 \quad \text{Тыс, руб}$$

$$C_{\text{уд}} := 1.5$$

$\Delta W_{\text{сум}}$  суммарные потери электроэнергии в трансформаторах  
берем из расчетов в программе RastrWin

$$\Delta W_{\text{сум1}} := 705.7284$$

$$I_{\Delta w1} := \Delta W_{\text{сум1}} \cdot C_{\text{уд}} = 1058.5926 \quad \text{Тыс, руб}$$

Схема 2

$$I_{\text{эксВЛ2}} := K_{\text{ВЛ2}} \cdot K_{\text{зонВЛ}} \cdot \frac{a_{\text{амвл}}}{100} = 226.08277 \quad \text{Тыс, руб}$$

$$I_{\text{экс2}} := I_{\text{эксВЛ2}} + I_{\text{эксПС}} = 25262.09377 \quad \text{Тыс, руб}$$

$$I_{\text{АМ2}} := \frac{K_{\text{сум2}}}{T_{\text{сл}}} = 25582.9182 \quad \text{Тыс, руб}$$

$$\Delta W_{\text{сум2}} := 705.7284$$

$$I_{\Delta w2} := \Delta W_{\text{сум2}} \cdot C_{\text{уд}} = 1058.5926$$

## ПРОДОЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Определение среднегодовых эквивалентных расходов

$$E := 0.125$$

$$I_1 := I_{\text{экс}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta w1} = 74733.99552 \quad \text{Тыс, руб}$$

$$I_2 := I_{\text{экс}2} + I_{\text{АМ}2} + I_{\Delta w2} = 51903.60457 \quad \text{Тыс, руб}$$

$$3_{\text{cp1}} := E \cdot K_{\text{сум}} + I_1 = 1.89201 \times 10^5 \quad \text{Тыс, руб}$$

$$3_{\text{cp2}} := E \cdot K_{\text{сум}2} + I_2 = 1.15861 \times 10^5 \quad \text{Тыс, руб}$$

$$\frac{3_{\text{cp1}} - 3_{\text{cp2}}}{3_{\text{cp2}}} \cdot 100 = 63.30013 \quad \%$$

Стоимостная оценка результатов строительства ПС

$$T := 1.58$$

$$D := 0.81$$

$$T_{\text{max}} := 4000$$

$$P_p := 25790$$

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 1.0316 \times 10^8$$

$$O_p := W_{\text{год}} \cdot 10^{-3} \cdot T \cdot D = 1.32024 \times 10^5$$

Оценка экономической эффективности

прибыль в год

$$\Pi_{\text{бт}} := O_p - I_2 - I_{\text{АМ}2} = 54537.64523$$

ежегодные отчисления налога на прибыль

$$H_T := 0.24 \cdot \Pi_{\text{бт}} = 13089.03486$$

$$I_T := I_2 - I_{\text{АМ}2} = 26320.68637$$

$$\Theta_T := O_p - I_T - H_T - K_{\text{сум}2} = -4.19044 \times 10^5$$

## ПРОДОЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Г

инвестирование 1 год 20%  
 инвестирование 2 год 20 %  
 инвестирование 3 год 20 %  
 инвестирование 4 год 40 %

$$П1 := K_{\text{сум}2} \cdot 0.2 = 1.02332 \times 10^5$$

$$П2 := K_{\text{сум}2} \cdot 0.2 = 1.02332 \times 10^5$$

$$П3 := K_{\text{сум}2} \cdot 0.35 = 1.7908 \times 10^5$$

$$П4 := K_{\text{сум}2} \cdot 0.35 = 1.7908 \times 10^5$$

$$ЧДД1 := \frac{-П1}{(1 + E)^1} = -90961.48693$$

$$Ч1 := ЧДД1 = -90961.48693$$

$$ЧДД2 := \frac{-П2}{(1 + E)^2} = -80854.65505$$

$$Ч2 := ЧДД2 + Ч1 = -1.71816 \times 10^5$$

$$ЧДД3 := \frac{-П3 + П_{6Г}}{(1 + E)^3} = 4667.55061$$

$$Ч3 := ЧДД3 + Ч2 = -1.67149 \times 10^5$$

$$ЧДД4 := \frac{-П4 + П_{6Г}}{(1 + E)^4} = 4148.93388$$

$$Ч4 := ЧДД4 + Ч3 = -1.63 \times 10^5$$

$$ЧДД5 := \frac{П_{6Г}}{(1 + E)^5} = 1.03065 \times 10^5$$

$$Ч5 := ЧДД5 + Ч4 = -59934.80142$$

$$ЧДД6 := \frac{П_{6Г}}{(1 + E)^6} = 91613.2054$$

$$Ч6 := ЧДД6 + Ч5 = 31678.40397$$

$$ЧДД7 := \frac{П_{6Г}}{(1 + E)^7} = 81433.96035$$

$$Ч7 := ЧДД7 + Ч6 = 1.13112 \times 10^5$$

$$ЧДД8 := \frac{П_{6Г}}{(1 + E)^8} = 72385.74254$$

$$Ч8 := ЧДД8 + Ч7 = 1.85498 \times 10^5$$

$$ЧДД9 := \frac{П_{6Г}}{(1 + E)^9} = 64342.88226$$

$$Ч9 := ЧДД9 + Ч8 = 2.49841 \times 10^5$$

$$ЧДД10 := \frac{П_{6Г}}{(1 + E)^{10}} = 57193.67312$$

$$Ч10 := ЧДД10 + Ч9 = 3.07035 \times 10^5$$

ПРОДОЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Г

$$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{П}_{6\text{Г}}}{(1 + \text{E})^{11}} = 50838.82055$$

$$\text{Ч}_{11} := \text{ЧДД}_{11} + \text{Ч}_{10} = 3.57873 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{П}_{6\text{Г}}}{(1 + \text{E})^{12}} = 45190.06271$$

$$\text{Ч}_{12} := \text{ЧДД}_{12} + \text{Ч}_{11} = 4.03064 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{П}_{6\text{Г}}}{(1 + \text{E})^{13}} = 40168.94463$$

$$\text{Ч}_{13} := \text{ЧДД}_{13} + \text{Ч}_{12} = 4.43232 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{П}_{6\text{Г}}}{(1 + \text{E})^{14}} = 35705.72856$$

$$\text{Ч}_{14} := \text{ЧДД}_{14} + \text{Ч}_{13} = 4.78938 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{П}_{6\text{Г}}}{(1 + \text{E})^{15}} = 31738.42539$$

$$\text{Ч}_{15} := \text{ЧДД}_{15} + \text{Ч}_{14} = 5.10677 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{П}_{6\text{Г}}}{(1 + \text{E})^{16}} = 28211.93368$$

$$\text{Ч}_{16} := \text{ЧДД}_{16} + \text{Ч}_{15} = 5.38889 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{П}_{6\text{Г}}}{(1 + \text{E})^{17}} = 25077.27438$$

$$\text{Ч}_{17} := \text{ЧДД}_{17} + \text{Ч}_{16} = 5.63966 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{П}_{6\text{Г}}}{(1 + \text{E})^{18}} = 22290.91056$$

$$\text{Ч}_{18} := \text{ЧДД}_{18} + \text{Ч}_{17} = 5.86257 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{П}_{6\text{Г}}}{(1 + \text{E})^{19}} = 19814.14272$$

$$\text{Ч}_{19} := \text{ЧДД}_{19} + \text{Ч}_{18} = 6.06071 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{П}_{6\text{Г}}}{(1 + \text{E})^{20}} = 17612.57131$$

$$\text{Ч}_{20} := \text{ЧДД}_{20} + \text{Ч}_{19} = 6.23683 \times 10^5$$