

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрических сетей 110 кВ филиала АО «ДРСК»  
«Приморские электрические сети» в связи с увеличением трансформаторной  
мощности подстанции 110 кВ Молодежная

Исполнитель

студент группы 842-об2

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Р.Бучинский

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.А.Казакул

Консультант по

безопасности и  
экологичности

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль доцент,

канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н.Козлов

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Бучинского Егора Романовича.

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с увеличением трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Молодежная

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 28.06.2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: характеристики потребителей, параметры схемы и ее конфигурация, нормативно справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования электрической сети. 2 Характеристика электрических режимов рассматриваемого района. 3 Выбор варианта сети. 4 Расчет режимов. 5 Выбор оптимального варианта конфигурации электрической сети. 6 Расчет токов КЗ. 7 Выбор электрического оборудования. 8 Релейная защита и автоматика. 9 Молниезащита и заземление. 10 Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Выпускная квалификационная работа содержит 128 стр., 18 рисунков, 36 таблицы, , 35 источников, 7 листов графической части.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – А. Б. Булгаков, доцент, канд.техн.наук

7. Дата выдачи задания: 16.03.2022.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Алексей Александрович Казакул  
доцент, кандт.техн.наук

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

Задание принял к исполнению (дата): : 16.03.2022

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит стр., рисунков, таблиц, формулы, источник, приложения.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ПОТРЕБИТЕЛЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, УДЕЛЬНАЯ НАГРУЗКА, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ НАГРУЗКИ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПОНИЖАЮЩАЯ ПОДСТАНЦИЯ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, СИСТЕМА МОЛНИЕЗАЩИТЫ, ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе предложен вариант реконструкции ПС «Молодежная». Основной уклон данной работы был сделан на повышение надежности и качества поступления электроэнергии для всех потребителей. В ходе выполнения данной работы был произведен анализ режима существующей сети. Была выявлена необходимость замены трансформаторов. На основании данных полученных входе выполнения работы произведен выбор оборудования. Произведён расчет режимов и токов КЗ. Расчитаны экономические показатели.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1. Характеристика рассматриваемого района	9
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности	9
1.2 Характеристика потребителей	10
1.3 Анализ режима существующей сети	11
2. Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	36
3. Выбор трансформаторной мощности	38
4. Выбор компенсирующих устройств	41
5. Анализ нормальных и послеаварийных режимов после замены трансформаторов	42
6. Расчет токов короткого замыкания на ПС «Молодежная»	62
6.1 Расчет сопротивлений, элементов схемы замещения подстанции, в относительных единицах	63
6.2 Определение периодической составляющей тока короткого замыкания	65
6.3 Расчет тока КЗ в точках №1, №2, №3	66
6.3.1 Определение ударного тока	67
7. Выбор оборудования РУ 110/35/6 кВ ПС «Молодежная»	70
7.1 Выбор выключателей на стороне 110 кВ	71
7.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ	73
7.3 Выбор вводного и секционного выключателя на стороне 6 кВ	75
7.3.1 Выбор выключателя для отходящих линий на 6 кВ	76
7.4 Выбор разъединителей	77
7.5 Выбор трансформаторов тока	79
7.6 Выбор трансформаторов напряжения	82
7.7 Выбор гибкой ошиновки	86
7.8 Выбор жесткой ошиновки	77

7.9 Выбор ОПН	91
8. Определение параметров контура заземления	92
9. Расчет импульсного сопротивления заземлителя подстанции	96
10. Расчет молниезащиты	97
10.1 Расчет на уровне первого защищаемого объекта	97
10.2 Расчет на уровне второго защищаемого объекта	99
11. Релейная защита линий электропередач	101
12. Телемеханика	106
13. Оценка экономических показателей реконструируемой ПС	110
13.1 Стоимостная оценка	112
14. Безопасность и экологичность	115
14.1 Безопасность	115
14.2 Экологичность	119
14.3 Чрезвычайные ситуации	121
Заключение	125
Библиографический список	126

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВ – автоматический выключатель;

АВР – автоматический ввод резервного источника питания;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВВ – вакуумный выключатель;

ВЛ – воздушная линия электропередачи;

ВН – выключатель нагрузки;

ВНР – восстановление нормального режима работы электроустановки;

КЗ – короткое замыкание;

ПБВ – устройство регулирования напряжения трансформатора без возбуждения;

РП – распределительный пункт;

РПН – устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой;

РЭС – районные электрические сети;

СТ – силовой трансформатор;

СЭ – система электроснабжения;

ТН – измерительный трансформатор напряжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – измерительный трансформатор тока.

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время практически во всех энергетических системах, как сельских, так и городских, зачастую распространена проблема отказа оборудования, которая связана с физическим износом электрооборудования, этот факт приводит к перебоям в поставке электроэнергии для потребителей, а так же значимым финансовым затратам сетевого предприятия. Качество и надежность электроснабжения показывает низкий уровень повсеместно, но более явно выражена эта проблема в сельской местности, поэтому в данной выпускной квалификационной работе был разработан один из путей реконструкции системы электроснабжения электрических сетей в Приморском крае городе Арсеньеве с источником питания ПС «Молодежная» номинальным напряжением 110/35/6 кВ. В представленной работе решается комплексная задача по модернизации источника питания в данном регионе.

Цель данной выпускной квалификационной работы заключается в повышении надежности электрической системы путём увеличением трансформаторной мощности. А так же выборе надежного и нового отечественного оборудования.

Актуальность предоставленной выпускной квалификационной работы – заключается в срочной реконструкции и улучшении существующей энергетической системы ПС «Молодежная», с целью уменьшения затрат компании от недостачи электроэнергии в связи с которой накладываются штрафы. Значимая проблема требует решения в электрических сетях Приморского края и требует скорейшего ее решения. Новейшие материалы и оборудование, разработанные и выпускаемые отечественной промышленностью в наше время для энергосистем по всей стране, что позволяет улучшить энергосистему, с наименьшими затратами по времени и минимальными вложениями в финансовую часть, проводить данную реконструкцию сетей электроснабжения и трансформаторных подстанций.

Практическая значимость работы – заключается в получении верных и полных в настоящее время данных о нагрузках сетей электроснабжения и

трансформаторных подстанций, на основе которых произведется реконструкция и модернизация данного объекта. Во время расчетов будут определены такие фактические уровни токов короткого замыкания в рассматриваемых в ходе работы электроустановках на основании чего и будут проверять все выбранное оборудование

При выполнении данной работы были использованы следующие программные продукты как: Word, Excel, Visio. Mat soft: Mathcad.

Ожидаемые результаты – представление полных данных о характеристиках, а так же полная стоимость электротехнического оборудования нужного для модернизации сетей электроснабжения.



# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Основным потребителем ПС «Молодежная» является город Арсеньев. «Арсеньев» - город в Приморском крае России, административный центр Арсеньевский городской округ. Находится данный город в 160 км к северо-востоку от города Владивостока. Площадь города 39,37 км. Город находится в долине реки Арсеньевки.

Численность населения города по состоянию на 2022 год составляла 56742 человек.

## **1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности**

В данной работе основной направление будет сделано на замену электротехнического оборудования, этот выбор будет основываться не только на его технических характеристиках но и на климатической характеристике местности в которой его должны использовать. Неправильный выбор оборудования, в том числе несоответствие климатических условий опасно выходом последнего из строя с дальнейшими большими затратами на ремонт и ли замену.

Поэтому в данном разделе приводятся все, нужные для следующего выбора оборудования, климатические параметры рассматриваемой местности, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические параметры местности

Наименование	Показатели
Район по гололеду	III
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Район по ветру	IV
Нормативный скоростной напор ветра, Па	800
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	200
Интенсивность пляски проводов и тросов	Умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 20 до 40
Степень загрязнения атмосферы	III
Среднегодовая температура, °С	+3,2
Минимальная температура, °С	-44
Максимальная температура, °С	+39
Тип грунта	Глеик Лювисоли Смесь состава: Литосоли, Ортик Лювисоли

## 1.2 Характеристика потребителей

Большую часть потребителей данного района электрических сетей представляют жилые помещения, в частности жилые дома, различные административные здания, предприятия, медицинские учреждения, детские сады, начальные и средняя школы, так же имеются пекарня, водозабор,

котельная, северная насосная, горнолыжная база, ретранслятор.

По категории надёжности электроснабжения основную часть потребителей (80 %) занимает третья категория, оставшуюся часть относим ко второй категории надёжности, данный факт нужно учитывать при выборе количества источников питания в ходе реконструкции и модернизации (первая категория по надёжности электроснабжения или ее особая группа в нагрузке отсутствует полностью).

Все потребители получают питание на переменном токе промышленной частоты 50 Гц, каких-либо мощных промышленных потребителей в основной массе нагрузки нет.

### **1.3 Анализ режима существующей сети**

Для анализа существующего режима необходимо выполнить расчет в ПК RastrWin3.

Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. В России основными пользователями RastrWin3 являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.) [4].

С помощью данной программы можно производить:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;

- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
- расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров [4].

Расчет производится для части энергосистемы Приморского края.

Произведем расчет нормального режима электрической сети. Нормальный режим характеризуется показателями, близкими к номинальным. В таком режиме обеспечивается плавное регулирование работы электростанций, минимизируются потери электрической энергии в сети, удобно осуществляются оперативные переключения. Нормальный режим электрической сети обеспечивает снабжение электроэнергией потребителей без перебоев и с достаточным уровнем напряжения. Нормальным является также режим, когда происходит включение-отключение линии высокой мощности трансформатора и моменты высоко амплитудных перепадов напряжения, длящихся доли секунд.

Для расчета режима в ПВК RastrWin 3 необходимо рассчитать параметры линий, трансформаторов, генераторов.

Активное сопротивление линии:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (1)$$

где  $r_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (2)$$

где  $x_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП моделируется для расчета реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (3)$$

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

Потери на коронный разряд моделируются для расчета активной проводимостью ВЛ:

$$G = g_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (4)$$

где  $g_0$  – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находим по формулам:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}; \quad (5)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}; \quad (6)$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1. \quad (7)$$

где  $K_{TH}, K_{TC}, K_{TB}$  – коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон соответственно;

$U_{HH}, U_{CH}, U_{BH}$  – соответственно напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трехобмоточного трансформатора.

Реактивные проводимости трансформаторов вычисляются по формулам:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (8)$$

где  $\Delta Q_{XX}$  – реактивные потери холостого хода, кВар.

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (9)$$

где  $\Delta P_{XX}$  – активные потери холостого хода, кВт.

Генераторные узлы можно задать несколькими способами. В данном проекте они задаются активной мощностью, заданным модулем напряжения, а также пределами выработки и потребления реактивной мощности. Балансирующий узел задается модулем напряжения.

Расчет параметров ветвей производится по [5].

Параметры ветвей и узлов приведены в таблицах 2,3.

Таблица 2 – Параметры ветвей

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, КТ

1	2	3	4	5	6
Арсеньев-2 220 кВ - Арсеньев-2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,23	1
Арсеньев-2 Н1 - Арсеньев-2 110 кВ	0,48				0,5
Арсеньев-2 Н1 - Арсеньев-2 10 кВ	3,2	131	0		0,0477
Арсеньев-2 220 кВ - Арсеньев-2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Арсеньев-2 Н2 - Арсеньев-2 110 кВ	0,48				0,5
Арсеньев-2 Н2 - Арсеньев-2 10 кВ	3,2	131			0,048
Чугуевка 220 кВ - Чугуевка Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Чугуевка Н1 - Чугуевка 110 кВ	0,48				0,5
Чугуевка Н1 - Чугуевка 10 кВ	3,2	131			0,048
Молодежная 110 кВ - Молодежная Н1	2,6	88,9	12,1	1,74	1
Молодежная Н1 - Молодежная 35 кВ	2,6				0,318
Молодежная Н1 - Молодежная 6 кВ	2,6	52			0,057
Молодежная 110 кВ - Молодежная Н2	2,6	88,9	12,1	1,7	1

Молодежная Н2 - Молодежная 35 кВ	2,6				0,318
Молодежная Н2 - Молодежная 6 кВ	2,6	52			0,057
Лесная 35 кВ - Лесная 6 кВ	4,6	31,9	22,45	4,16	0,18
Лесная 35 кВ - Лесная 6 кВ	4,6	31,9	22,45	4,16	0,18
Новосысоевка 35 кВ - Новосысоевка 6 кВ	1,4	14,6	46,2	7,51	0,18
Новосысоевка 35 кВ - Новосысоевка 6 кВ	1,4	14,6	46,2	7,51	0,18
В-2 35 кВ - В-2 6 кВ	4,6	31,9	22,4	4,2	0,18
В-2 35 кВ - В-2 6 кВ	4,6	31,9	22,4	4,2	0,18
Варфоломеевка 35 кВ - Варфоломеевка 10 кВ	2,6	23	32	5,47	0,3
Варфоломеевка 35 кВ - Варфоломеевка 10 кВ	2,6	23	32	5,47	0,3
Яковлевка 35 кВ - Яковлевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Яковлевка 35 кВ - Яковлевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3



Андреевка 35 кВ - Андреевка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,16	0,3
Андреевка 35 кВ - Андреевка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,16	0,3
Яблоновка 35 кВ - Яблоновка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Яблоновка 35 кВ - Яблоновка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Чугуевка 2 220 кВ - Чугуевка 220 кВ	0,098	0,43	-2,64		
Арсеньев-2 220 кВ - Чугуевка 2 220 кВ	7,2	25,2	-156		
Арсеньев-2 220 кВ - Дальневосточная 220 кВ	7,2	25,2	-156		
Арсеньев-2 110 кВ - Молодежная 110 кВ	2,49	2,52	34		
Молодежная 110 кВ - Чугуевка 110 кВ	11,17	25	-159		
Арсеньев-2 110 кВ - Прогресс 110 кВ	1,9	4,2	-27		
Арсеньев-2 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	1,9	4,2	-27		
Прогресс 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	0,19	0,42	-2,7		

Молодежная 35 кВ - Арсеньев-1 35 кВ	2,49	4,27			
Молодежная 35 кВ - Оп.48	2,2	3,7			
Оп.48 - Лесная 35 кВ	0,996	1,656			
Оп.48 - Новосысоевка 35 кВ	1,494	2,484			
Новосысоевка 35 кВ - В-2 35 кВ	0,996	1,656			
В-2 35 кВ - Оп.57	1,992	3,312			
Оп.57 - Варфоломеевка 35 кВ	0,249	0,414			
Оп.57 - Яковлевка 35 кВ	2,739	4,554			
Яковлевка 35 кВ - Андреевка 35 кВ	2,241	3,726			
Андреевка 35 кВ - Яблонька 35 кВ	4,98	8,28			
Прогресс 110 кВ - Прогресс Н1	2,54	55,9	13,2	2,04	1
Прогресс Н1 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Прогресс Н1 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Прогресс 110 кВ - Прогресс Н2	2,54	55,9	13,2	2	1

Прогресс Н2 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Прогресс Н2 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Арсеньев-1 110 кВ - Арсеньев-1 Н1	0,8	35,5	18,2	3,25	1
Арсеньев-1 Н1 - Арсеньев-1 35 кВ	0,8				0,318
Арсеньев-1 Н1 - Арсеньев-1 6 кВ	0,8	22,3			0,057
Арсеньев-1 110 кВ - Арсеньев-1 Н2	0,8	35,5	18,2	3,2	1
Арсеньев-1 Н2 - Арсеньев-1 35 кВ	0,8				0,318
Арсеньев-1 Н2 - Арсеньев-1 6 кВ	0,8	22,3			0,057

Таблица 3 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$ , кВ
		$P_H$ , МВт	$Q_H$ , МВар	$P_G$ , МВт	$Q_G$ , МВар	
1	2	3	4	5	6	7
Чугуевка 2 220 кВ	220			85,7	17,6	235
Дальневосточная 220 кВ	220					
Арсеньев-2 220 кВ	220					

Арсеньев-2 Н1	220					
Арсеньев-2 Н2	220					
Арсеньев-2 110 кВ	110	14,6	2			
Арсеньев-2 10 кВ	10					
Чугуевка 220 кВ	220					
Чугуевка Н1	220					
Чугуевка 110 кВ	110	15,8	4,6			
Чугуевка 10 кВ	10					
Молодежная 110 кВ	110					
Молодежная Н1	110					
Молодежная Н2	110					
Молодежная 35 кВ	35					
Молодежная 6 кВ	6,3	8,2	3,6			
Прогресс 110 кВ	110					
Прогресс Н1	110					
Прогресс Н2	110					
Прогресс 6 кВ	6,3	4	1			
Прогресс 6 кВ	6,3	4	1			
Арсеньев-1 110 кВ	110					
Арсеньев-1 Н1	110					
Арсеньев-1 Н2	110					
Арсеньев-1 35 кВ	35	20	8			
Арсеньев-1 6 кВ	6,3	7	2			
Оп.48	35					
Лесная 35 кВ	35					
Лесная 6 кВ	6,3	2	0,4			

Новосысоевка 35 кВ	35					
Новосысоевка 6 кВ	6	2	0,5			
В-2 35 кВ	35					
В-2 6 кВ	6	2	0,4			
Оп.57	35					
Варфоломеевка 35 кВ	35					
Варфоломеевка 10 кВ	11	4	0,5			
Яковлевка 35 кВ	35					
Яковлевка 10 кВ	10	4	0,5			
Андреевка 35 кВ	35					
Андреевка 10 кВ	10	2	0,4			
Яблоновка 35 кВ	35					
Яблоновка 10 кВ	10	2	0,4	8	2	

Анализ режима в ПВК Rastr Win 3 подразумевает анализ токовой загрузки линий электропередачи и анализ потерь активной мощности на участке сети. Оценку загрузки линий можно осуществить по длительно допустимым токам.

Допустимый ток – это такой ток, при длительном протекании которого проводник нагревается до допустимой температуры. Величина данного параметра зависит от сечения проводника. Поскольку данный нормальный режим рассчитан с нагрузками контрольного замера зимнего максимума, был произведен пересчет длительно допустимого тока, для средней температуры окружающей среды в зимний период, равной минус 25 °С.

Схема потокораспределения представлена на рисунке 1.

Таблица 4 – Токовая нагрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно- допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая нагрузка $I/I_{доп}$ , %
Чугуевка 2 220 кВ - Чугуевка 220 кВ	76	76	690	11
Арсеньев-2 220 кВ - Чугуевка 2 220 кВ	144	140	610	23,6
Арсеньев-2 220 кВ - Дальневосточная 220 кВ	21	8	610	3,4
Арсеньев-2 110 кВ - Молодежная 110 кВ	26	24	440	5,9
Молодежная 110 кВ - Чугуевка 110 кВ	72	69	440	16,4
Арсеньев-2 110 кВ - Прогресс 110 кВ	100	101	440	22,8
Арсеньев-2 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	106	107	440	24,1
Прогресс 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	58	58	440	13,2
Молодежная 35 кВ - Арсеньев-1 35 кВ	48	48	380	12,6
Молодежная 35 кВ - Оп.48	187	187	380	49,2
Оп.48 - Лесная 35 кВ	35	35	380	9,2
Оп.48 - Новосысоевка 35 кВ	152	152	380	40
Новосысоевка 35 кВ - В-2 35 кВ	116	116	380	30,5
В-2 35 кВ - Оп.57	80	80	380	21,1

Оп.57 - Варфоломеевка 35 кВ	72	72	380	19
Оп.57 - Яковлевка 35 кВ	15	15	380	3,8
Яковлевка 35 кВ - Андреевка 35 кВ	64	64	380	16,7
Андреевка 35 кВ - Яблоновка 35 кВ	99	99	380	26,1

Участки ВЛ 35кВ перегружены (норма-менее или близко к 30%).

Напряжения во всех узлах сети соответствуют ГОСТ 32144-2013, по которому отклонение напряжения в узлах сети не должно быть больше  $\pm 10\%$ .

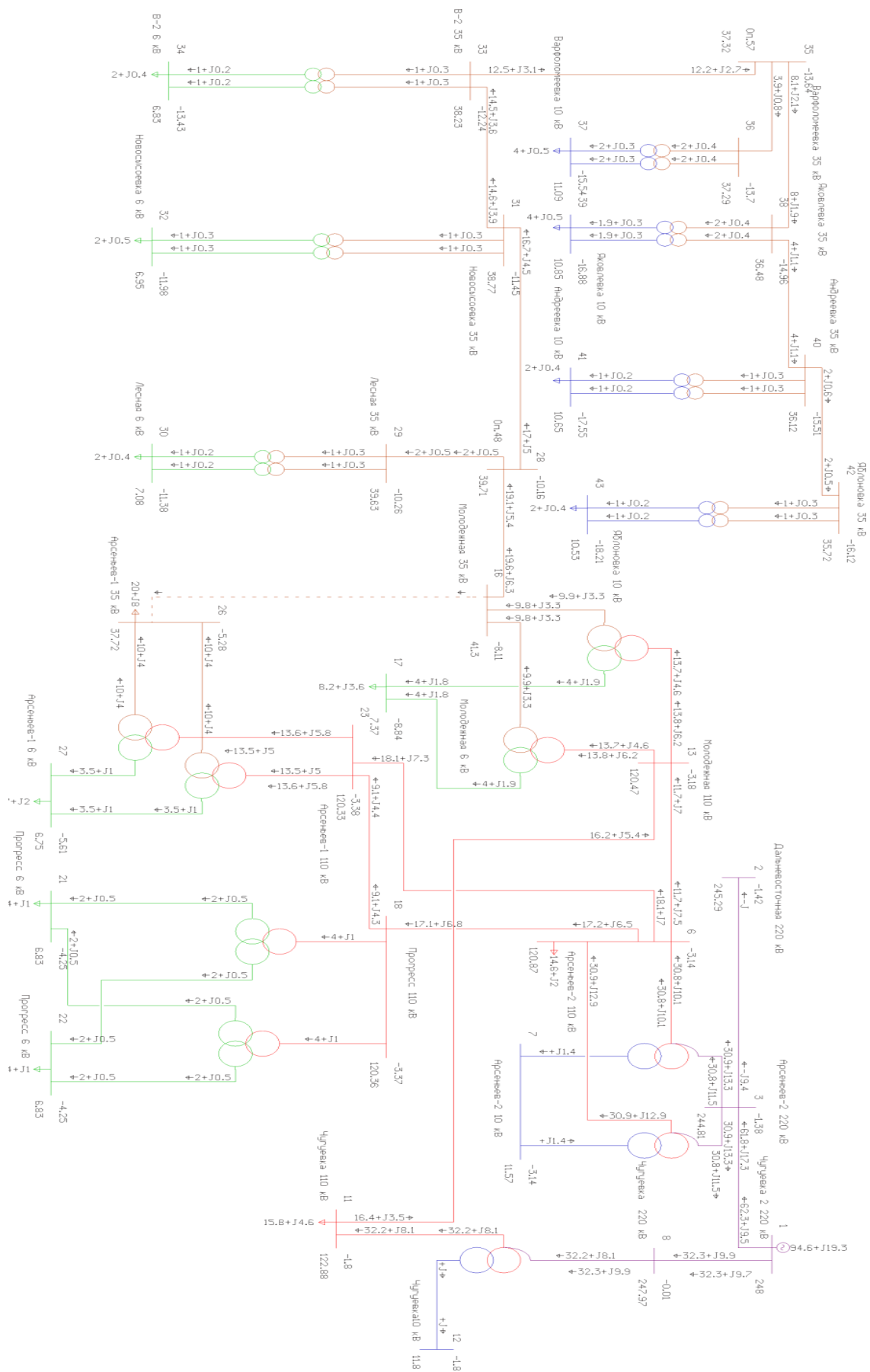


Рисунок 1 – Схема потокораспределения действующей сети в нормальном режиме  
 ПС «Молодежная»



Рассмотрим послеаварийный режим – отключение автотрансформатора на ПС Молодежная.

Послеаварийный режим — режим, в котором находится потребитель электрической энергии в результате нарушения в системе его электроснабжения до установления нормального режима после локализации отказа. Послеаварийный режим наступает после выхода одного или нескольких элементов в результате аварии. При этом параметры системы отличаются от заданных, а характеристики электроснабжения ухудшаются. Послеаварийный режим длится до момента полного устранения проблемы.

В послеаварийных режимах допускается снижение или даже перерыв транзитных потоков мощности, а также ограничение электроснабжения потребителей при условии сохранения устойчивости в сечениях и обеспечения допустимых токовых нагрузок оборудования и при наличии технико-экономического обоснования, которое является сопоставлением экономических последствий отказов элементов схемы (например, ущерб потребителей) с затратами на увеличение пропускной способности схемы, исключающей ограничение электроснабжения потребителей.

Таблица 5 – Параметры ветвей в послеаварийном режиме

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
1	2	3	4	5	6
Арсеньев-2 220 кВ - Арсеньев-2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Арсеньев-2 Н1 - Арсеньев-2 110 кВ	0,48				0,5
Арсеньев-2 Н1 -	3,2	131			0,048

Арсеньев-2 10 кВ					
Арсеньев-2 220 кВ - Арсеньев-2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Арсеньев-2 Н2 - Арсеньев-2 110 кВ	0,48				0,5
Арсеньев-2 Н2 - Арсеньев-2 10 кВ	3,2	131			0,048
Чугуевка 220 кВ - Чугуевка Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Чугуевка Н1 - Чугуевка 110 кВ	0,48				0,5
Чугуевка Н1 - Чугуевка 10 кВ	3,2	131			0,048
Молодежная 110 кВ - Молодежная Н1	2,6	88,9	12,1	1,7	1
Молодежная Н1 - Молодежная 35 кВ	2,6				0,318
Молодежная Н1 - Молодежная 6 кВ	2,6	52			0,057
Молодежная 110 кВ - Молодежная Н2	2,6	88,9	12,1	1,7	1,098
Молодежная Н2 - Молодежная 35 кВ	2,6				0,318
Молодежная Н2 - Молодежная 6 кВ	2,6	52			0,057
Лесная 35 кВ - Лесная 6 кВ	4,6	31,9	22,5	4,2	0,18
Лесная 35 кВ - Лесная 6 кВ	4,6	31,9	22,5	4,2	0,18

Новосысоевка 35 кВ - Новосысоевка 6 кВ	1,4	14,6	46,2	7,5	0,18
Новосысоевка 35 кВ - Новосысоевка 6 кВ	1,4	14,6	46,2	7,5	0,18
В-2 35 кВ - В-2 6 кВ	4,6	31,9	22,4	4,2	0,18
В-2 35 кВ - В-2 6 кВ	4,6	31,9	22,4	4,2	0,18
Варфоломеевка 35 кВ - Варфоломеевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Варфоломеевка 35 кВ - Варфоломеевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Яковлевка 35 кВ - Яковлевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Яковлевка 35 кВ - Яковлевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Андреевка 35 кВ - Андреевка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Андреевка 35 кВ - Андреевка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Яблоновка 35 кВ - Яблоновка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Яблоновка 35 кВ - Яблоновка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Чугуевка 2 220 кВ - Чугуевка 220 кВ	0,1	0,43	-2,6		
Арсеньев-2 220 кВ - Чугуевка 2 220 кВ	7,2	25,2	-156		

Арсеньев-2 220 кВ - Дальневосточная 220 кВ	7,2	25,2	-156		
Арсеньев-2 110 кВ - Молодежная 110 кВ	2,49	2,52	34		
Молодежная 110 кВ - Чугуевка 110 кВ	11,17	25	-159		
Арсеньев-2 110 кВ - Прогресс 110 кВ	1,9	4,2	-27		
Арсеньев-2 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	1,9	4,2	-27		
Прогресс 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	0,19	0,42	-2,7		
Молодежная 35 кВ - Арсеньев-1 35 кВ	2,49	4,27			
Молодежная 35 кВ - Оп.48	2,2	3,7			
Оп.48 - Лесная 35 кВ	1	1,66			
Оп.48 - Новосысоевка 35 кВ	1,49	2,48			
Новосысоевка 35 кВ - В-2 35 кВ	1	1,66			
В-2 35 кВ - Оп.57	1,99	3,31			
Оп.57 - Варфоломеевка 35 кВ	0,25	0,41			
Оп.57 - Яковлевка 35 кВ	2,74	4,55			

Яковлевка 35 кВ - Андреевка 35 кВ	2,24	3,73			
Андреевка 35 кВ - Яблоновка 35 кВ	4,98	8,28			
Прогресс 110 кВ - Прогресс Н1	2,54	55,9	13,2	2	1
Прогресс Н1 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Прогресс Н1 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Прогресс 110 кВ - Прогресс Н2	2,54	55,9	13,2	2	1
Прогресс Н2 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Прогресс Н2 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Арсеньев-1 110 кВ - Арсеньев-1 Н1	0,8	35,5	18,2	3,3	1
Арсеньев-1 Н1 - Арсеньев-1 35 кВ	0,8				0,318
Арсеньев-1 Н1 - Арсеньев-1 6 кВ	0,8	22,3			0,057
Арсеньев-1 110 кВ - Арсеньев-1 Н2	0,8	35,5	18,2	3,2	1
Арсеньев-1 Н2 - Арсеньев-1 35 кВ	0,8				0,318
Арсеньев-1 Н2 - Арсеньев-1 6 кВ	0,8	22,3			0,057

Таблица 6 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$ , кВ
		$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВар	$P_g$ , МВт	$Q_g$ , МВар	
Название	$U_{ном}$	$P_n$	$Q_n$		$Q_g$	
Чугуевка 2 220 кВ	220			85,7	18,5	235
Дальневосточная 220 кВ	220					
Арсеньев-2 220 кВ	220					
Арсеньев-2 Н1	220					
Арсеньев-2 Н2	220					
Арсеньев-2 110 кВ	110	14,6	2			
Арсеньев-2 10 кВ	10					
Чугуевка 220 кВ	220					
Чугуевка Н1	220					
Чугуевка 110 кВ	110	15,8	4,6			
Чугуевка 10 кВ	10					
Молодежная 110 кВ	110					
Молодежная Н1	110					
Молодежная Н2	110					
Молодежная 35 кВ	35					
Молодежная 6 кВ	6	8,2	3,6			
Прогресс 110 кВ	110					
Прогресс Н1	110					
Прогресс Н2	110					

Прогресс 6 кВ	6	4	1			
Прогресс 6 кВ	6	4	1			
Арсеньев-1 110 кВ	110					
Арсеньев-1 Н1	110					
Арсеньев-1 Н2	110					
Арсеньев-1 35 кВ	35	20	8			
Арсеньев-1 6 кВ	6	7	2			
Оп.48	35					
Лесная 35 кВ	35					
Лесная 6 кВ	6	2	0,4			
Новосысоевка 35 кВ	35					
Новосысоевка 6 кВ	6	2	0,5			
В-2 35 кВ	35					
В-2 6 кВ	6	2	0,4			
Оп.57	35					
Варфоломеевка 35 кВ	35					
Варфоломеевка 10 кВ	11	4	0,5			
Яковлевка 35 кВ	35					
Яковлевка 10 кВ	10	4	0,5			
Андреевка 35 кВ	35					
Андреевка 10 кВ	10	2	0,4			
Яблоновка 35 кВ	35					
Яблоновка 10 кВ	10	2	0,4	8	2	

Анализ режима в ПВК Rastr Win 3 подразумевает анализ токовой загрузки линий электропередачи и на участке сети. Схема потокораспределения представлена на рисунке 2.

Таблица 7 – Токовая нагрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая нагрузка $I/I_{доп}$ , %
Чугуевка 2 220 кВ - Чугуевка 220 кВ	75	75	690	10,9
Арсеньев-2 220 кВ - Чугуевка 2 220 кВ	145	141	610	23,8
Арсеньев-2 220 кВ - Дальневосточная 220 кВ	21		610	3,4
Арсеньев-2 110 кВ - Молодежная 110 кВ	51	49	440	11,7
Молодежная 110 кВ - Чугуевка 110 кВ	71	68	440	16,1
Арсеньев-2 110 кВ - Прогресс 110 кВ	106	106	440	24,1
Арсеньев-2 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	112	113	440	25,5
Прогресс 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	64	64	440	14,5
Молодежная 35 кВ - Арсеньев-1 35 кВ	132	132	380	34,7
Молодежная 35 кВ - Оп.48	184	184	380	48,5



Оп.48 - Лесная 35 кВ	34	34	380	9
Оп.48 - Новосысоевка 35 кВ	150	150	380	39,5
Новосысоевка 35 кВ - В-2 35 кВ	115	115	380	30,2
В-2 35 кВ - Оп.57	80	80	380	21
Оп.57 - Варфоломеевка 35 кВ	69	69	380	18
Оп.57 - Яковлевка 35 кВ	13	13	380	3,3
Яковлевка 35 кВ - Андреевка 35 кВ	61	61	380	16
Андреевка 35 кВ - Яблоновка 35 кВ	96	96	380	25,2

Перегрузки линий электропередач в послеаварийном режиме. Перегруженные линии: Молодежная 35 кВ - Оп.48, Оп.48 - Новосысоевка 35 кВ. Напряжения не соответствует на узлах 35кВ ГОСТ 32144-2013, по которому отклонение напряжения в узлах сети не должно быть больше  $\pm 10\%$ .

Происходит перегрузка трансформатор, из этого следую, что ПС нуждается в замене трансформаторов на более мощные.



В данном разделе был проведен структурный анализ участка сети Приморского края и анализ режима рассматриваемой сети.

## 2 РАСЧЕТ И ПРОГНАЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Рассчитаем прогнозирование нагрузок на рассматриваемом участке сети. Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров соответствующих ПС на 2022 г.

Таблица 8 – Нагрузка на ПС

ПС	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар
Арсеньев-2	50,2	55,2
Чугуевка	14,6	2,4
Прогресс	9,1	2,7
Арсеньев-1	19,1	3,6
Лесная	14,5	4,9
Новосысоевка	15	7
Варфоломеевка	10,5	20
Молодежная	30	15

Средняя и эффективная мощности определяются выражениями:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \quad (10)$$

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot k_{ф}, \quad (11)$$

где  $P_{max}$  – максимальная мощность ПС за текущий год;

$k_{max}$  – коэффициент максимума, равный 1,2;

$k_{ф}$  – коэффициент формы, равный 1,1.

По формуле сложных процентов определяем максимальную, среднюю и эффективную прогнозируемую мощность для рассматриваемых подстанций:

$$P_{cp.прогн} = P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (12)$$

где  $\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки [1];

$t_{прогн}$  – год, к которому приводится электрическая нагрузка;

$t_0$  – год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Вероятностные характеристики для реактивной мощности определяются посредством умножения характеристик активной мощности на коэффициент реактивной мощности:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (13)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  – коэффициент реактивной мощности.

В таблицу 9 сведём рассчитанные нагрузки.

Таблица 9 – Спрогнозированная нагрузка существующих ПС до 2032 г.

ПС	Активная нагрузка, МВт		
	$P_{CP}, \text{МВт}$	$P_{ЭФ}, \text{МВт}$	$P_{ПРОГ}, \text{МВт}$
Арсеньев-2	59	64,9	70,8
Чугуевка	17,1	18,8	20,5
Прогресс	10,6	11,7	12,8
Арсеньев-1	22,4	24,6	26,9
Лесная	17	18,7	20,4
Новосысоевка	17,6	19,3	21,1
Варфоломеевка	12,3	13,5	14,8
Молодежная	35,2	38,7	42,3

### 3 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРНОЙ МОЩНОСТИ

Проводим реконструкцию тех трансформаторных подстанций где фактический коэффициент загрузки превышает нормативное значение (расчет данного параметра приведи выше). На тех трансформаторных подстанциях где коэффициент загрузки имеет низкое значение реконструкцию проводит экономически нецелесообразно т.к. на них имеется возможность подключения новых потребителей. Количество трансформаторов на рассматриваемых ТП оставляем исходным так они соответствуют типу потребителей по категории надежности электроснабжения.

Расчетная требуемая мощность трансформаторов [6]:

$$S_{\text{тмп}} = \frac{\sqrt{P_{\text{р0,4ТП}}^2 + Q_{\text{р0,4ТП}}^2}}{K_3 \cdot N} \quad (14)$$

где  $K_3$  - нормативных коэффициент загрузки;

$N$  – количество трансформаторов

После определения данной мощности необходимо принять равное или большее значение из стандартного ряда мощностей и пересчитать коэффициент загрузки, данный расчет проводится так же для двухтрансформаторных ТП в послеаварийном режиме.

Проводим расчет требуемой мощности трансформатора на примере ТП 1-10:

$$S_{\text{тмп}} = \frac{\sqrt{669,56^2 + 218,49^2}}{0,7 \cdot 2} = 25,46 \text{ (МВА)}$$

Принимаем два трансформатора установленной мощностью 25 МВА. Тип-ТДТН 25000-110/35/6

Каталожные данные выбранного трансформатора приведены в таблице

Тип ТДТН - 25000/110-76У1	115	38, 5	6,6	10,5 0	17	6	140	36	1
------------------------------	-----	----------	-----	-----------	----	---	-----	----	---

В данной работе, в качестве силовых трансформаторов на реконструируемой ТП, предполагается устанавливать современный тип с литой изоляцией типа ТС выпускаемый компанией СВЭЛ.

Сухие трансформаторы, высоковольтные обмотки которых залиты специальным компаундом называют трансформаторами с литой изоляцией. Показав хорошие эксплуатационные характеристики, такой тип трансформаторов используется по всему миру и доля трансформаторов с литой изоляцией неуклонно растёт. За счёт большого опыта практического использования конструкция постоянно совершенствуется. Также увеличивается диапазон используемых напряжений и мощностей.

Рассмотрим основные достоинства данного типа трансформаторов:

- высокая пожаробезопасность благодаря использованию специальных материалов:
- самозатухающие свойства материалов обмоток при воздействии огня;
- отсутствие необходимости в наличии маслоприемника и огнеупорных стен на объекте установки;
- отсутствие гигроскопичности изоляционных материалов;
- отсутствие снижения изоляционных качеств материалов обмотки со временем;
- отсутствие риска загрязнения окружающей среды при растекании масла;
- отсутствие необходимости постоянного технического обслуживания;
- высокая устойчивость к электродинамическим усилиям благодаря конструкции обмоток трансформатора;
- высокая термическая стойкость благодаря эффективному теплоотведению;

- относительно низкие потери мощности а так же низкий уровень шума;
- высокая перегрузочная способность, в зимнее время данный тип трансформатора может длительно выдерживать перегрузки до 30%.

Все перечисленные достоинства позволяют без ограничений использовать данный типа трансформатора в условиях сельской или городской застройки.

В дальнейших расчетах нам понадобятся основные технические характеристики данного типа трансформаторов такие как, потери холостого хода и короткого замыкания, ток холостого хода и напряжение короткого замыкания.



#### 4 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Так как отсутствие КРМ приводит к увеличению потоков реактивной мощности в сети, а также к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей, росту тарифов(что невыгодно для потребителя), росту потерь (что невыгодно для энергетических предприятий), снижению управляемости режимами работы сетей, в сети необходимо проводить КРМ.

Компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого либо среднего напряжения. Определим требуемую мощность КУ:

$tg\varphi_p$  – предельный коэффициент реактивной мощности, установленный Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии [9].

Принимаем  $tg\varphi_p = 0,4$ .

Компенсация реактивной мощности на данной подстанции не требуется. Следовательно КРМ не требуется.

Для проверки трансформаторов выполни расчет режимов.

## 5 АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПОСЛЕ ЗАМЕНЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Воспользуемся рассчитанным режимом сети, приведенным выше. В данном режиме проведены изменения. Параметры ветвей и узлов приведены в нижеуказанных таблицах. Графическая часть расчета представлена на рисунке 3.

Таблица 10 – Параметры ветвей

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, КТ
1	2	3	4	5	6
Арсеньев-2 220 кВ - Арсеньев-2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Арсеньев-2 Н1 - Арсеньев-2 110 кВ	0,48				0,5
Арсеньев-2 Н1 - Арсеньев-2 10 кВ	3,2	131			0,048
Арсеньев-2 220 кВ - Арсеньев-2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Арсеньев-2 Н2 - Арсеньев-2 110 кВ	0,48				0,5
Арсеньев-2 Н2 - Арсеньев-2 10 кВ	3,2	131			0,048
Чугуевка 220 кВ - Чугуевка Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Чугуевка Н1 - Чугуевка 110 кВ	0,48				0,5
Чугуевка Н1 -	3,2	131			0,048

Чугуевка 10 кВ					
Молодежная 110 кВ - Молодежная Н1	2,6	88,9	12,1	1,7	1
Молодежная Н1 - Молодежная 35 кВ	2,6				0,318
Молодежная Н1 - Молодежная 6 кВ	2,6	52			0,057
Молодежная 110 кВ - Молодежная Н2	2,6	88,9	12,1	1,7	1
Молодежная Н2 - Молодежная 35 кВ	2,6				0,318
Молодежная Н2 - Молодежная 6 кВ	2,6	52			0,057
Лесная 35 кВ - Лесная 6 кВ	4,6	31,9	22,5	4,2	0,18
Лесная 35 кВ - Лесная 6 кВ	4,6	31,9	22,5	4,2	0,18
Новосысоевка 35 кВ - Новосысоевка 6 кВ	1,4	14,6	46,2	7,5	0,18
Новосысоевка 35 кВ - Новосысоевка 6 кВ	1,4	14,6	46,2	7,5	0,18
В-2 35 кВ - В-2 6 кВ	4,6	31,9	22,4	4,2	0,18
В-2 35 кВ - В-2 6 кВ	4,6	31,9	22,4	4,2	0,18
Варфоломеевка 35 кВ - Варфоломеевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3

Варфоломеевка 35 кВ - Варфоломеевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Яковлевка 35 кВ - Яковлевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Яковлевка 35 кВ - Яковлевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Андреевка 35 кВ - Андреевка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Андреевка 35 кВ - Андреевка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Яблоновка 35 кВ - Яблоновка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Яблоновка 35 кВ - Яблоновка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Чугуевка 2 220 кВ - Чугуевка 220 кВ	0,1	0,43	-2,6		
Арсеньев-2 220 кВ - Чугуевка 2 220 кВ	7,2	25,2	-156		
Арсеньев-2 220 кВ - Дальневосточная 220 кВ	7,2	25,2	-156		
Арсеньев-2 110 кВ - Молодежная 110 кВ	2,49	2,52	34		
Молодежная 110 кВ - Чугуевка 110 кВ	11,17	25	-159		
Арсеньев-2 110 кВ - Прогресс 110 кВ	1,9	4,2	-27		
Арсеньев-2 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	1,9	4,2	-27		

Прогресс 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	0,19	0,42	-2,7		
Молодежная 35 кВ - Арсеньев-1 35 кВ	2,49	4,27			
Молодежная 35 кВ - Оп.48	2,2	3,7			
Оп.48 - Лесная 35 кВ	1	1,66			
Оп.48 - Новосысоевка 35 кВ	1,49	2,48			
Новосысоевка 35 кВ - В-2 35 кВ	1	1,66			
В-2 35 кВ - Оп.57	1,99	3,31			
Оп.57 - Варфоломеевка 35 кВ	0,25	0,41			
Оп.57 - Яковлевка 35 кВ	2,74	4,55			
Яковлевка 35 кВ - Андреевка 35 кВ	2,24	3,73			
Андреевка 35 кВ - Яблоновка 35 кВ	4,98	8,28			
Прогресс 110 кВ - Прогресс Н1	2,54	55,9	13,2	2	1
Прогресс Н1 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Прогресс Н1 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057

Прогресс 110 кВ - Прогресс Н2	2,54	55,9	13,2	2	1
Прогресс Н2 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Прогресс Н2 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Арсеньев-1 110 кВ - Арсеньев-1 Н1	0,8	35,5	18,2	3,3	1
Арсеньев-1 Н1 - Арсеньев-1 35 кВ	0,8				0,318
Арсеньев-1 Н1 - Арсеньев-1 6 кВ	0,8	22,3			0,057
Арсеньев-1 110 кВ - Арсеньев-1 Н2	0,8	35,5	18,2	3,2	1
Арсеньев-1 Н2 - Арсеньев-1 35 кВ	0,8				0,318
Арсеньев-1 Н2 - Арсеньев-1 6 кВ	0,8	22,3			0,057

Таблица 11 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$ , кВ
		$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВар	$P_g$ , МВт	$Q_g$ , МВар	
1	2	3	4	5	6	7
Чугуевка 2 220 кВ	220			98,1	21,6	242

Дальневосточная 220 кВ	220					
Арсеньев-2 220 кВ	220					
Арсеньев-2 Н1	220					
Арсеньев-2 Н2	220					
Арсеньев-2 110 кВ	110	14,6	2			
Арсеньев-2 10 кВ	10					
Чугуевка 220 кВ	220					
Чугуевка Н1	220					
Чугуевка 110 кВ	110	15,8	4,6			
Чугуевка 10 кВ	10					
Молодежная 110 кВ	110					
Молодежная Н1	110					
Молодежная Н2	110					
Молодежная 35 кВ	35					
Молодежная 6 кВ	6	11,3	4,1			
Прогресс 110 кВ	110					
Прогресс Н1	110					
Прогресс Н2	110					
Прогресс 6 кВ	6	4	1			
Прогресс 6 кВ	6	4	1			
Арсеньев-1 110 кВ	110					
Арсеньев-1 Н1	110					
Арсеньев-1 Н2	110					
Арсеньев-1 35 кВ	35	20	8			
Арсеньев-1 6 кВ	6	7	2			
Оп.48	35					
Лесная 35 кВ	35					

Лесная 6 кВ	6	2	0,4			
Новосысоевка 35 кВ	35					
Новосысоевка 6 кВ	6	7	0,5			
В-2 35 кВ	35					
В-2 6 кВ	6	3	0,4			
Оп.57	35					
Варфоломеевка 35 кВ	35					
Варфоломеевка 10 кВ	11	4	0,5			
Яковлевка 35 кВ	35					
Яковлевка 10 кВ	10	4	0,5			
Андреевка 35 кВ	35					
Андреевка 10 кВ	10	2	0,4			
Яблоновка 35 кВ	35					
Яблоновка 10 кВ	10	2	0,4	6	2	

Проведем анализ токовой загрузки сети.

Таблица 12 – Токовая загрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая загрузка $I/I_{доп}$ , %
Чугуевка 2 220 кВ - Чугуевка 220 кВ	82	82	690	11,9
Арсеньев-2 220 кВ - Чугуевка 2 220 кВ	163	158	610	26,7
Арсеньев-2 220 кВ -	21		610	3,5



Дальневосточная 220 кВ				
Арсеньев-2 110 кВ - Молодежная 110 кВ	46	44	440	10,4
Молодежная 110 кВ - Чугуевка 110 кВ	87	84	440	19,7
Арсеньев-2 110 кВ - Прогресс 110 кВ	109	110	440	24,8
Арсеньев-2 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	116	117	440	26,4
Прогресс 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	68	68	440	15,5
Молодежная 35 кВ - Арсеньев-1 35 кВ	127	127	380	33,3
Молодежная 35 кВ - Оп.48	326	326	380	85,5
Оп.48 - Лесная 35 кВ	35	35	380	9,3
Оп.48 - Новосысоевка 35 кВ	291	291	380	76,5
Новосысоевка 35 кВ - В- 2 35 кВ	168	168	380	44,1
В-2 35 кВ - Оп.57	113	113	380	29,9
Оп.57 - Варфоломеевка 35 кВ	73	73	380	19,2
Оп.57 - Яковлевка 35 кВ	40	40	380	10,6
Яковлевка 35 кВ - Андреевка 35 кВ	33	33	380	8,8
Андреевка 35 кВ - Яблоновка 35 кВ	71	71	380	18,7

Наблюдается сильная перегрузка на напряжении 35 кВ. Из этого следует, что нужно менять сечение провода на ВЛ 35кВ

Напряжения во всех узлах сети соответствуют ГОСТ 32144-2013, по которому отклонение напряжения в узлах сети не должно быть больше  $\pm 10\%$ .

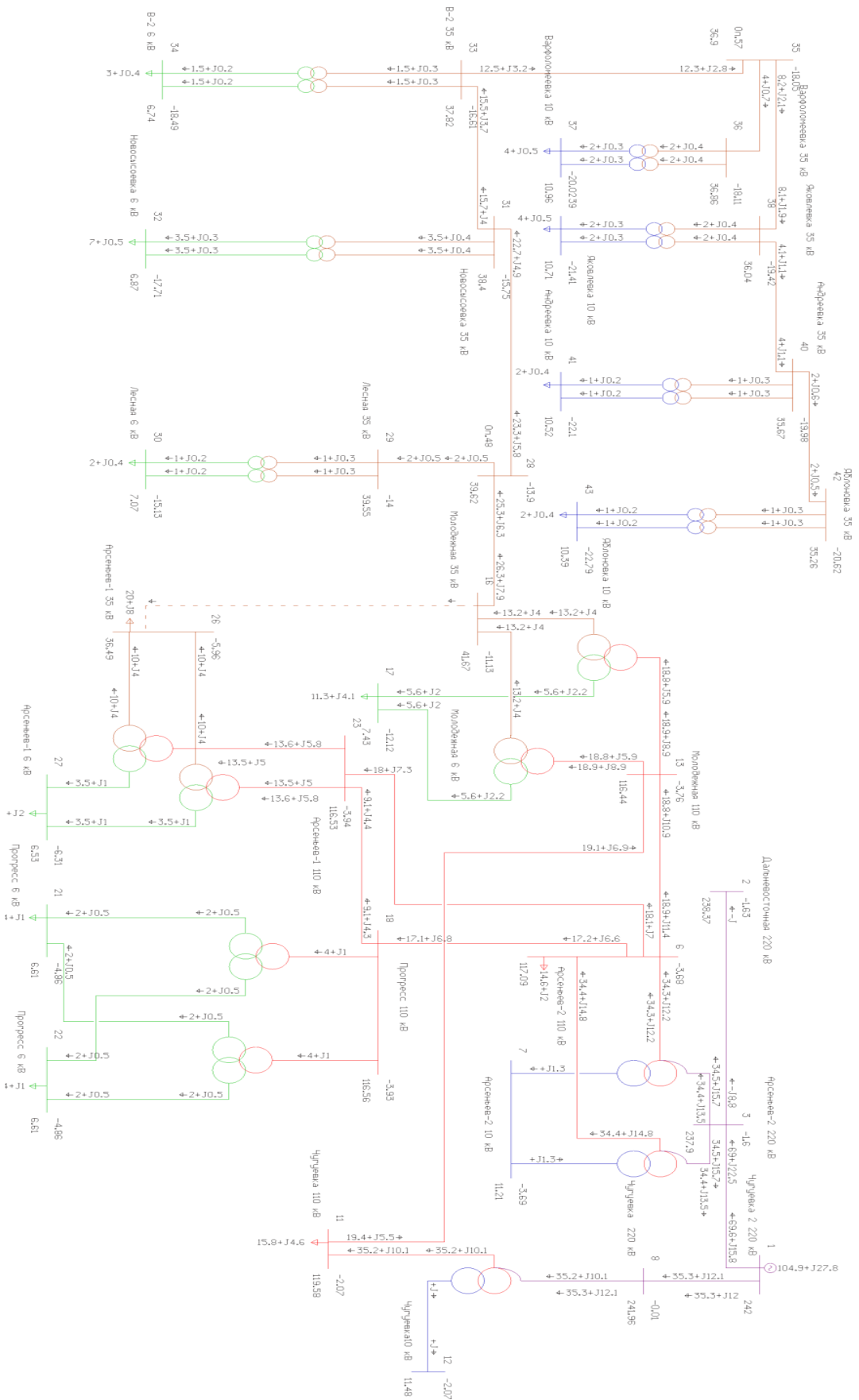


Рисунок 3 – Графика нормального режима при замене трансформаторов на ПС

«Молодежная»

Проведем расчет послеаварийного режима: отключение трансформатора на ПС, а также анализ токовой загрузки и потерь в аварийном режиме.

Таблица 13 – Параметры ветвей

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, КТ
1	2	3	4	5	6
Арсеньев-2 220 кВ - Арсеньев-2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Арсеньев-2 Н1 - Арсеньев-2 110 кВ	0,48				0,5
Арсеньев-2 Н1 - Арсеньев-2 10 кВ	3,2	131			0,048
Арсеньев-2 220 кВ - Арсеньев-2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Арсеньев-2 Н2 - Арсеньев-2 110 кВ	0,48				0,5
Арсеньев-2 Н2 - Арсеньев-2 10 кВ	3,2	131			0,048
Чугуевка 220 кВ - Чугуевка Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Чугуевка Н1 - Чугуевка 110 кВ	0,48				0,5
Чугуевка Н1 - Чугуевка 10 кВ	3,2	131			0,048
Молодежная 110 кВ - Молодежная Н1	2,6	88,9	12,1	1,7	1

Молодежная Н1 - Молодежная 35 кВ	2,6				0,318
Молодежная Н1 - Молодежная 6 кВ	2,6	52			0,057
Молодежная 110 кВ - Молодежная Н2	2,6	88,9	12,1	1,7	1,12
Молодежная Н2 - Молодежная 35 кВ	2,6				0,318
Молодежная Н2 - Молодежная 6 кВ	2,6	52			0,057
Лесная 35 кВ - Лесная 6 кВ	4,6	31,9	22,5	4,2	0,18
Лесная 35 кВ - Лесная 6 кВ	4,6	31,9	22,5	4,2	0,18
Новосысоевка 35 кВ - Новосысоевка 6 кВ	1,4	14,6	46,2	7,5	0,18
Новосысоевка 35 кВ - Новосысоевка 6 кВ	1,4	14,6	46,2	7,5	0,18
В-2 35 кВ - В-2 6 кВ	4,6	31,9	22,4	4,2	0,18
В-2 35 кВ - В-2 6 кВ	4,6	31,9	22,4	4,2	0,18
Варфоломеевка 35 кВ - Варфоломеевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Варфоломеевка 35 кВ - Варфоломеевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3

Яковлевка 35 кВ - Яковлевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Яковлевка 35 кВ - Яковлевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Андреевка 35 кВ - Андреевка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Андреевка 35 кВ - Андреевка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Яблоновка 35 кВ - Яблоновка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Яблоновка 35 кВ - Яблоновка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Чугуевка 2 220 кВ - Чугуевка 220 кВ	0,1	0,43	-2,6		
Арсеньев-2 220 кВ - Чугуевка 2 220 кВ	7,2	25,2	-156		
Арсеньев-2 220 кВ - Дальневосточная 220 кВ	7,2	25,2	-156		
Арсеньев-2 110 кВ - Молодежная 110 кВ	2,49	2,52	34		
Молодежная 110 кВ - Чугуевка 110 кВ	11,17	25	-159		
Арсеньев-2 110 кВ - Прогресс 110 кВ	1,9	4,2	-27		
Арсеньев-2 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	1,9	4,2	-27		
Прогресс 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	0,19	0,42	-2,7		

Молодежная 35 кВ - Арсеньев-1 35 кВ	2,49	4,27			
Молодежная 35 кВ - Оп.48	2,2	3,7			
Оп.48 - Лесная 35 кВ	1	1,66			
Оп.48 - Новосысоевка 35 кВ	1,49	2,48			
Новосысоевка 35 кВ - В-2 35 кВ	1	1,66			
В-2 35 кВ - Оп.57	1,99	3,31			
Оп.57 - Варфоломеевка 35 кВ	0,25	0,41			
Оп.57 - Яковлевка 35 кВ	2,74	4,55			
Яковлевка 35 кВ - Андреевка 35 кВ	2,24	3,73			
Андреевка 35 кВ - Яблоновка 35 кВ	4,98	8,28			
Прогресс 110 кВ - Прогресс Н1	2,54	55,9	13,2	2	1
Прогресс Н1 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Прогресс Н1 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Прогресс 110 кВ - Прогресс Н2	2,54	55,9	13,2	2	1

Прогресс Н2 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Прогресс Н2 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Арсеньев-1 110 кВ - Арсеньев-1 Н1	0,8	35,5	18,2	3,3	1
Арсеньев-1 Н1 - Арсеньев-1 35 кВ	0,8				0,318
Арсеньев-1 Н1 - Арсеньев-1 6 кВ	0,8	22,3			0,057
Арсеньев-1 110 кВ - Арсеньев-1 Н2	0,8	35,5	18,2	3,2	1
Арсеньев-1 Н2 - Арсеньев-1 35 кВ	0,8				0,318
Арсеньев-1 Н2 - Арсеньев-1 6 кВ	0,8	22,3			0,057

Таблица 14 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$ , кВ
		$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВар	$P_g$ , МВт	$Q_g$ , МВар	
1	2	3	4	5	6	7
Чугуевка 2 220 кВ	220			98,4	24,5	242
Дальневосточная 220 кВ	220					
Арсеньев-2 220 кВ	220					



Арсеньев-2 Н1	220					
Арсеньев-2 Н2	220					
Арсеньев-2 110 кВ	110	14,6	2			
Арсеньев-2 10 кВ	10					
Чугуевка 220 кВ	220					
Чугуевка Н1	220					
Чугуевка 110 кВ	110	15,8	4,6			
Чугуевка 10 кВ	10					
Молодежная 110 кВ	110					
Молодежная Н1	110					
Молодежная Н2	110					
Молодежная 35 кВ	35					
Молодежная 6 кВ	6	11,3	4,1			
Прогресс 110 кВ	110					
Прогресс Н1	110					
Прогресс Н2	110					
Прогресс 6 кВ	6	4	1			
Прогресс 6 кВ	6	4	1			
Арсеньев-1 110 кВ	110					
Арсеньев-1 Н1	110					
Арсеньев-1 Н2	110					
Арсеньев-1 35 кВ	35	20	8			
Арсеньев-1 6 кВ	6	7	2			
Оп.48	35					
Лесная 35 кВ	35					
Лесная 6 кВ	6	2	0,4			
Новосысоевка 35 кВ	35					
Новосысоевка 6 кВ	6	7	0,5			

В-2 35 кВ	35					
В-2 6 кВ	6	3	0,4			
Оп.57	35					
Варфоломеевка 35 кВ	35					
Варфоломеевка 10 кВ	11	4	0,5			
Яковлевка 35 кВ	35					
Яковлевка 10 кВ	10	4	0,5			
Андреевка 35 кВ	35					
Андреевка 10 кВ	10	2	0,4			
Яблоновка 35 кВ	35					
Яблоновка 10 кВ	10	2	0,4	6	2	

Таблица 15 – Токовая нагрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая нагрузка $I/I_{доп}$ , %
Чугуевка 2 220 кВ - Чугуевка 220 кВ	82	82	690	11,9
Арсеньев-2 220 кВ - Чугуевка 2 220 кВ	166	161	610	27,3
Арсеньев-2 220 кВ - Дальневосточная 220 кВ	21		610	3,5
Арсеньев-2 110 кВ - Молодежная 110 кВ	70	67	440	15,8
Молодежная 110 кВ - Чугуевка 110 кВ	87	83	440	19,7
Арсеньев-2 110 кВ - Прогресс 110 кВ	121	121	440	27,5

Арсеньев-2 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	129	129	440	29,3
Прогресс 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	80	80	440	18,2
Молодежная 35 кВ - Арсеньев-1 35 кВ	242	242	380	63,8
Молодежная 35 кВ - Оп.48	322	322	380	84,7
Оп.48 - Лесная 35 кВ	35	35	380	9,1
Оп.48 - Новосысоевка 35 кВ	285	287	380	75,4
Новосысоевка 35 кВ - В-2 35 кВ	165	165	380	43,5
В-2 35 кВ - Оп.57	112	112	380	29,5
Оп.57 - Варфоломеевка 35 кВ	72	72	380	18,9
Оп.57 - Яковлевка 35 кВ	40	40	380	10,4
Яковлевка 35 кВ - Андреевка 35 кВ	33	33	380	8,7
Андреевка 35 кВ - Яблоновка 35 кВ	70	70	380	18,4



В данном разделе был произведён расчет нормальных и послеаварийных режимов после замены трансформаторов ПС «Молодежная». Произведём расчет токов КЗ для выбора оборудования

## 6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ПС «Молодежная»

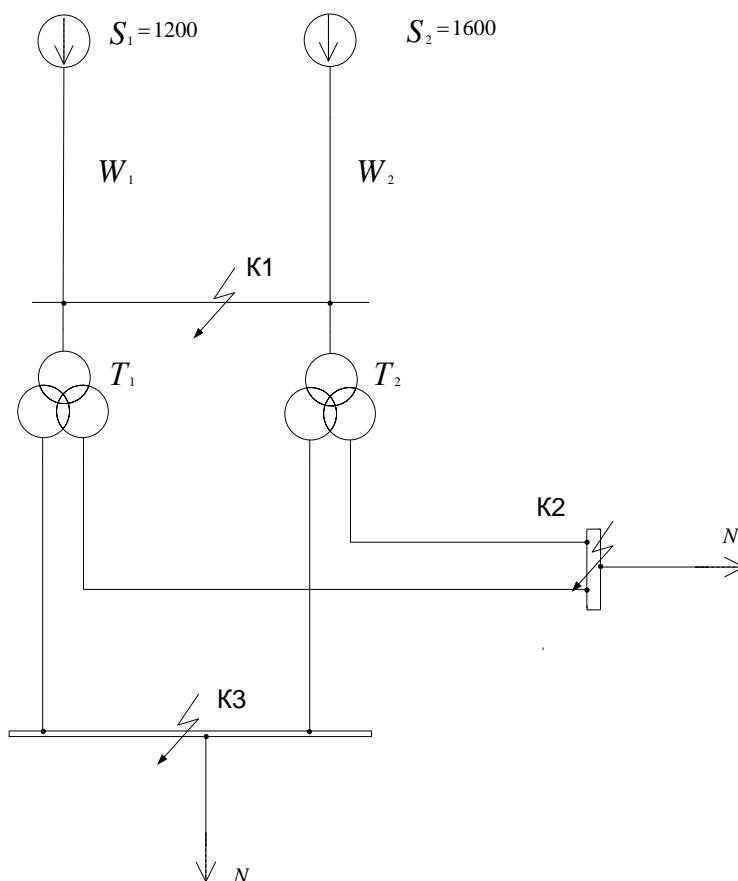
При выборе расчетной схемы для определения токов КЗ следует исходить из условий длительной её работы и не считается с кратковременными видоизменениями схемы этой электроустановки (ремонтные, после аварийные режимы) /ПУЭ 1.4.4/.

Для определения возможного наибольшего тока КЗ в каждом узле следует считать включенными все генераторы в системе, все трансформаторы подстанции и ЛЭП.

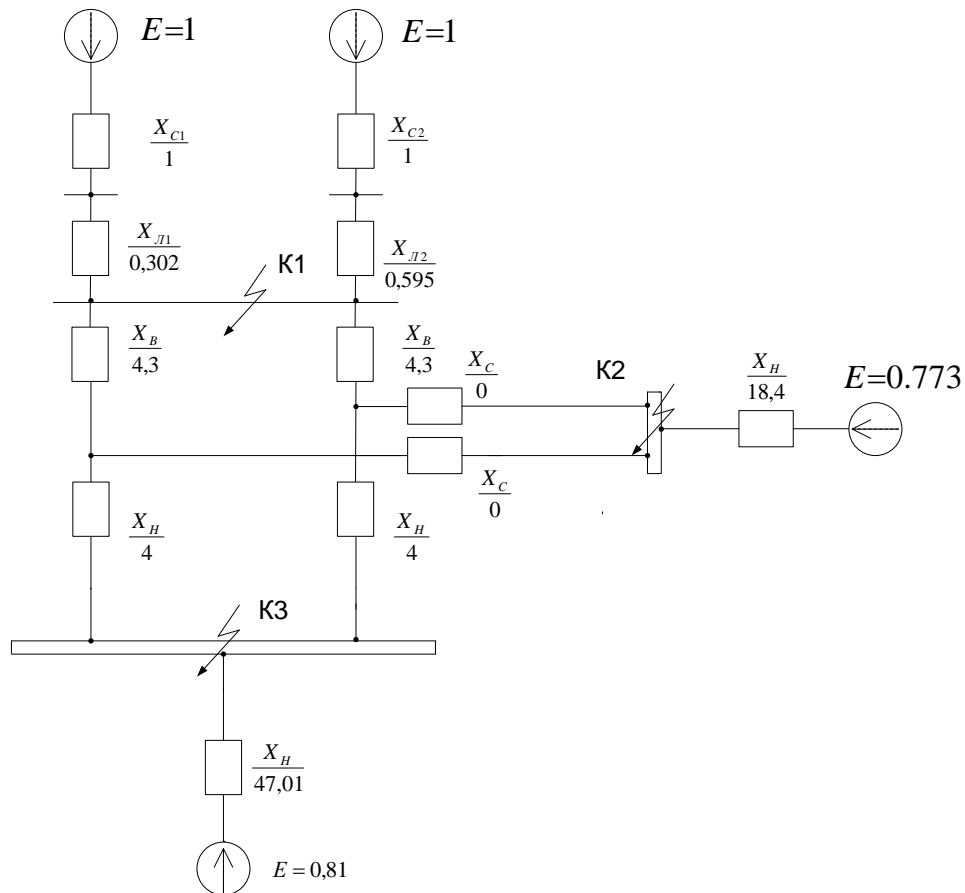
Расчетный ток КЗ следует определять, исходя из условий повреждения в такой точке рассматриваемой цепи, при КЗ в которой аппараты и проводники этой цепи находятся в наиболее тяжелых условиях. /ПУЭ 1.4.6/

Расчет токов КЗ производится для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

### Расчетная схема электрической системы



## Схема замещения



### 6.1 Расчет сопротивлений, элементов схемы замещения подстанции, в относительных единицах

Принимаем за базисное значение мощности  $S_6 = S_{c2} = 1600$  МВА.

Сопротивление системы:

$$X_{c1}^* = \frac{S_6}{S_{c1}} \tag{15}$$

$$X_{c1}^* = \frac{S_6}{S_{c1}} = \frac{1600}{1600} = 1$$

$$X_{c2}^* = \frac{S_6}{S_{c2}} \tag{16}$$

$$X_{c2}^* = \frac{S_6}{S_{c2}} = \frac{1600}{1600} = 1$$

Сопротивление воздушных линий:

$$X_{Л1}^* = X_0 \cdot L_1 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{BH}^2} \quad (17)$$

$$X_{Л1}^* = 0,2 \cdot 12,5 \cdot \frac{1600}{115^2} = 0,302 \text{ Ом/км};$$

$$X_{Л2}^* = X_0 \cdot L_2 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{BH}^2} \quad (18)$$

$$X_{Л2}^* = 0,2 \cdot 24,6 \cdot \frac{1600}{115^2} = 0,595 \text{ Ом/км};$$

где  $X_0=0,2$  - сопротивление 1 км линии, Ом/км;

$L_1=12,5$ ,  $L_2=24,6$  длины питающих воздушных линии, км;

$U_{BH}$  - среднее напряжение ступени, где находится воздушная линия.

$U_{Б1} = U_{BH} = 115$  кВ  $U_{Б2} = U_{сн} = 38,5$  кВ

$U_{Б3} = U_{нн} = 6,6$  кВ базисное напряжение ступени

Сопротивление трансформатора:

$$X_B^* = 0,5 \cdot \left( \frac{u_{kB-C}}{100} + \frac{u_{kB-H}}{100} - \frac{u_{kC-H}}{100} \right) \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{HT}} \quad (19)$$

$$X_B^* = 0,5 \cdot \left( \frac{10,5}{100} + \frac{17}{100} - \frac{6}{100} \right) \cdot \frac{1600}{25} = 6,8 \text{ о.е.}$$

$$X_C^* = 0,5 \cdot \left( \frac{u_{kB-C}}{100} + \frac{u_{kC-H}}{100} - \frac{u_{kB-H}}{100} \right) \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{HT}} \quad (20)$$

$$X_C^* = 0,5 \cdot \left( \frac{10,5}{100} + \frac{6}{100} - \frac{17}{100} \right) \cdot \frac{1600}{25} = 0$$

$$X_H^* = 0,5 \cdot \left( \frac{u_{kB-H}}{100} + \frac{u_{kC-H}}{100} - \frac{u_{kB-C}}{100} \right) \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{HT}} \quad (21)$$

$$X_H^* = 0,5 \cdot \left( \frac{17}{100} + \frac{6}{100} - \frac{10,5}{100} \right) \cdot \frac{1600}{25} = 4 \text{ о.е.}$$

где  $X_B^*$ ,  $X_C^*$ ,  $X_H^*$  - сопротивления соответственно высокой, средней и низкой обмоток трансформатора.

Определение ЭДС, сопротивление нагрузки на средней ступени напряжения



$$E_{н35} = E_{н*} \cdot \frac{U_{н}}{U_{б2}}; \quad (22)$$

$$E_{н35} = 0,85 \cdot \frac{35}{38,5} = 0,773$$

$$X_{н35} = X_{н*} \cdot \frac{U_{н}^2 \cdot \cos \phi}{P_{ном}} \cdot \frac{S_{б}}{U_{б2}^2}; \quad (23)$$

$$X_{н35} = 0,35 \cdot \frac{35^2 \cdot 0,37}{9,842} \cdot \frac{1600}{38,5^2} = 18,4 \text{ о.е.}$$

где  $\cos \phi = 0,37$

$E_{н*} = 0,85 \text{ о.е.}$ ;  $X_{н*} = 0,35 \text{ о.е.}$  - обобщенная нагрузка

$P_{н}$  - активная пиковая суммарная мощность потребителей (нагрузка)

Определение ЭДС, сопротивление нагрузки на низкой ступени напряжения

$$E_{н6} = E_{н*} \cdot \frac{U_{н}}{U_{б3}}; \quad E_{н6} = 0,85 \cdot \frac{6}{6,6} = 0,773 \text{ о.е.} \quad (24)$$

$$X_{н6} = X_{н*} \cdot \frac{U_{н}^2 \cdot \cos \phi}{P_{ном}} \cdot \frac{S_{б}}{U_{б3}^2}; \quad X_{н6} = 0,35 \cdot \frac{6^2 \cdot 0,91}{8,959} \cdot \frac{1600}{6,6^2} = 47,01 \text{ о.е.} \quad (25)$$

где  $\cos \phi = 0,91$

## 6.2 Определение периодической составляющей тока короткого замыкания

Расчет базисных токов

$$I_{б1} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}; \quad I_{б1} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 115} = 8,03 \text{ кА} \quad (26)$$

$$I_{б2} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{СН}}; \quad I_{б2} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 23,99 \text{ кА} \quad (27)$$

$$I_{\delta 3} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}}; I_{\delta 3} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 139,96 \text{кА} \quad (28)$$

где  $I_{\delta 1}$ ,  $I_{\delta 2}$ ,  $I_{\delta 3}$  - базисные токи для высшего, среднего и низкого напряжения.

### 6.3 Расчет тока КЗ в точке №1, №2, №3

$$X1 = X_{c1} + X_{Л1}; X1 = 1 + 0,302 = 1,302 \text{o.e.} \quad (29)$$

$$X2 = X_{c2} + X_{Л2}; X2 = 1 + 0,595 = 1,595 \text{o.e.} \quad (30)$$

$$X3 = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2}; X3 = \frac{1,302 \cdot 1,595}{1,302 + 1,595} = 0,72 \text{o.e.} \quad (31)$$

$$E5 = \frac{E1 \cdot X2 + E2 \cdot X1}{X1 + X2}; E5 = \frac{1 \cdot 1,302 + 1 \cdot 1,595}{1,302 + 1,595} = 1 \text{o.e.} \quad (32)$$

$$X4 = \frac{X_{\epsilon} \cdot X_{\epsilon}}{X_{\epsilon} + X_{\epsilon}}; X4 = \frac{6,8 \cdot 6,8}{6,8 + 6,8} = 3,4 \text{o.e.}; X5 = 0 \text{o.e.} \quad (33)$$

$$X6 = \frac{X_{н} \cdot X_{н}}{X_{н} + X_{н}}; X6 = \frac{4 \cdot 4}{4 + 4} = 2 \text{o.e.} \quad (34)$$

$$X7 = X5 + X_{н35}; X7 = 0 + 18,4 = 18,4 \text{o.e.} \quad (35)$$

$$X8 = X6 + X_{н6}; X8 = 2 + 47,01 = 49,01 \text{o.e.} \quad (36)$$

$$E6 = \frac{E3 \cdot X8 + E4 \cdot X7}{X8 + X7}; E6 = \frac{0,773 \cdot 49,01 + 0,773 \cdot 18,4}{49,01 + 18,4} = 0,773 \text{o.e.} \quad (37)$$

$$X9 = \frac{X7 \cdot X8}{X7 + X8}; X9 = \frac{18,4 \cdot 49,01}{18,4 + 49,01} = 13,38 \text{o.e.} \quad (38)$$

$$X10 = X9 + X4; X10 = 13,38 + 3,4 = 16,78 \text{o.e.} \quad (39)$$

$$E7 = \frac{E6 \cdot X3 + E5 \cdot X10}{X3 + X10}; E7 = \frac{0,773 \cdot 0,72 + 1 \cdot 16,78}{0,72 + 16,78} = 0,994 \text{o.e.} \quad (40)$$

$$X11 = \frac{X3 \cdot X10}{X3 + X10}; X11 = \frac{0,72 \cdot 16,78}{0,72 + 16,78} = 0,69 \text{o.e.} \quad (41)$$

$$I_{m1} = \frac{E7}{X11} \cdot I_{\delta 1}; I_{m1} = \frac{0,994}{0,69} \cdot 8,03 = 1,44 \text{кА} \quad (42)$$

### 6.3.1 Определяется ударный ток по выражению:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п1} \quad i_y = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 1,44 = 3,5 \text{ кА.} \quad (43)$$

где  $K_y$  - ударный коэффициент,

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0.01}{0.05}},$$

где  $T_a$ -время затухания апериодической составляющей тока КЗ.

$$T_{a115} = 0,03$$

Ударный коэффициент по формуле :

$$K_y = 1,717$$

Расчеты токов короткого замыкания для точек К-2, К-3 аналогичны расчету для точки К-1, поэтому остальные расчеты сводим в таблицу

#### Расчет токов КЗ

	Иб, кА.	Хрез о.е.	Ипо, кА.	Та, с.	$K_y$	$i_{уд}$ , кА.
К-1	8,03	0,69	1,44	0,03	1,717	3,5
К-2	23,99	4,09	5,87	0,02	1,606	13,33
К-3	139,96	6,09	22,98	0,04	1,78	57,85

В связи с большими токами КЗ на шинах 6 кВ требуется реактирование вводов 6 кВ

Определим ток нормального режима:

$$I_{P, \text{норм.}} = \frac{S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot 2}; I_{P, \text{норм.}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 2} = 1093,5 \text{ А} \quad (44)$$

Выбираем токоограничивающий реактор типа РБ - 10 - 1600 - 0,14

Сопротивление реактора равно:

$$X_p = x_p \frac{S_B}{U_{HH}^2} = 0,14 \cdot \frac{1600}{6,6^2} = 5,14 \text{ o.e.} \quad (45)$$

Результирующее сопротивление цепи до точки короткого замыкания КЗ (со стороны системы)

$$X_{рез} = \left[ \frac{(X_{C1} + X_{Л1}) \cdot (X_{C2} + X_{Л2})}{X_{C1} + X_{Л1} + X_{C2} + X_{Л2}} \right] + \frac{X_H \cdot X_B}{X_H + X_B} + X_p \quad (46)$$

$$X_{рез} = \left[ \frac{(1 + 0.302) \cdot (1 + 0.595)}{1 + 0.302 + 1 + 0.595} \right] + \frac{4 \cdot 6,8}{4 + 6,8} + 5.14 = 8.38 \text{ o.e.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ (со стороны системы)

$$I_{пз} = \frac{I_{б3} \cdot E_c}{X_{рез}}; I_{пз} = \frac{139,96}{8,38} = 16,7 \text{ кА} \quad (47)$$

Определяется ударный ток по выражению:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{пз} \quad i_y = \sqrt{2} \cdot 1.78 \cdot 16.7 = 42 \text{ кА.} \quad (48)$$

где  $K_y$  - ударный коэффициент,

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0.01}{0.05}},$$

где  $T_a$  - время затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$T_{a115} = 0,04$$

Ударный коэффициент по формуле : $K_y = 1,78$

	Iб, кА.	Хрез о.е.	Iпо, кА.	Та, с.	$K_y$	$i_{уд}$ , кА.
К-1	8,03	0,69	1,44	0,03	1,717	3,5
К-2	23,99	4,09	5,87	0,02	1,606	13,33
К-3	139,96	6,09	16,7	0,04	1,78	42

В данном разделе был произведён расчет токов КЗ, далее перейдем к выбору оборудования ПС «Молодежная».

## 7. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ 110/35/6 КВ ПС «МОЛОДЕЖНАЯ»

Максимальные рабочие токи в РУ определяем по условиям номинальной загрузки трехобмоточных трансформаторов установленных на ПС.

Расчет рабочего максимального тока на высшем напряжении;

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{S_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} \quad (49)$$

$$I = \frac{42,3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,68 \text{ кА.}$$

где  $I_{\text{р.м.}}$  - рабочий максимальный ток на высшем напряжении

$S_{\text{max}}$  - максимальная мощность на высшем напряжении

Так как годовое число часов использования максимума мощности  $T_{\text{max}}=6508,6$  ч, следовательно экономическая плотность тока  $j_{\text{э}}=1 \text{ А/мм}^2$ ;

Расчет рабочего максимального тока на среднем напряжении аналогично по формуле (4.1.1) ;

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{S_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} \quad (50)$$

$$I = \frac{9,842}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 0,148 \text{ кА.}$$

где  $I_{\text{р.м.}}$  - рабочий максимальный ток на среднем напряжении

$S_{\text{max}}$  - максимальная мощность на среднем напряжении

Так как годовое число часов использования максимума мощности  $T_{\text{max}}=6078,8$  ч, следовательно экономическая плотность тока  $j_{\text{э}}=1,1 \text{ А/мм}^2$ ;

Расчет рабочего максимального тока на низком напряжении аналогично по формуле (4.1.1) ;

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{S_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} \quad (51)$$

$$I = \frac{8,959}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 0,784 \text{ кА} \quad (4.10)$$

где  $I_{р.м.}$  - рабочий максимальный ток на низком напряжении

$S_{\max}$  - максимальная мощность на низком напряжении

Так как годовое число часов использования максимума мощности  $T_{\max}=7077,5$  ч, следовательно экономическая плотность тока  $j_{э}=1 \text{ А/мм}^2$ ;

Таблица 16 – Максимальные рабочие токи в РУ ПС «МОЛОДЕЖНАЯ»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (кА)
110	0,093
35	0,148
6	0,784

При выборе оборудования необходимо учитывать данные о максимальных рабочих токах

### 7.1 Выбор выключателей на стороне 110 кВ.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току [11]:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (52)$$

$$I_{НОМ} \geq I_M \quad (53)$$

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_k \quad (54)$$

где  $I_{ТЕР}$

$I_{ТЕР}$  - ток термической стойкости;

$t_{\text{ТЕР}}$  - время термической стойкости,

$B_K$  - тепловой импульс (интеграл Джоуля).

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{\text{ПРСКВ}} = I_{\text{ДИН}} \geq I_y$$

$I_{\text{ПРСКВ}}$  - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{\text{ДИН}}$

- ток электродинамической стойкости аппарата.

Первоначально принимаем для установки на элегазовый выключатель марки ВГТ - 110 - 40/2500 У1 . Привод выключателя – пневматический. Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 17:

Таблица 17 – Выключатель ВГТ-110-40/2500У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{max}} = 62 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{по}} = 3,5 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} < I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{по}} = 3,5 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.н}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} < I_{\text{откл.н}}$
$B_K = 4,04 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{ми}}^2 \cdot t_{\text{ми}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K < I_{\text{ми}}^2 \cdot t_{\text{ми}}$

Выключатель подходит для установки по требуемым параметрам. Ниже приведена расшифровка марки выбранного выключателя. Изображение выбранного выключателя приведено на рисунке.

ВГ - выключатель элегазовый;

Т - условное обозначение конструктивного исполнения;

110 - номинальное напряжение, кВ;

II - категория по длине пути утечки по внешней изоляции в соответствии с ГОСТ 9920-89;

40 - номинальный ток отключения, кА;



2500 - номинальный ток, А;

У1 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89. привода ППрК-1800С:

П - привод;

Пр - пружинный;

К - кулачковый;

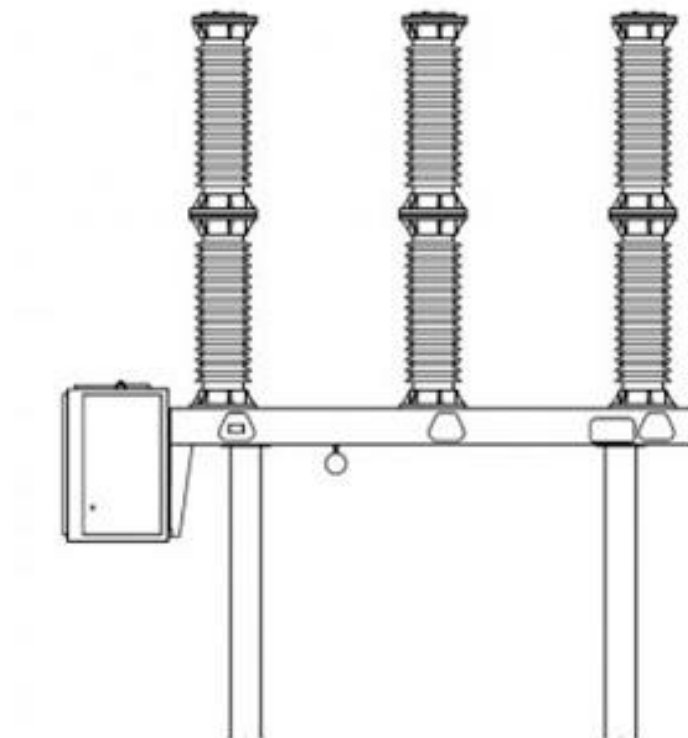


Рисунок 5 – Выключатель ВГТ-110-40/2500У1

## 7.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ.

Первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

№ п/п	Расчетные параметры	Условия выбора и проверки	Номинальные параметры
1	$U_{НОМ}$	35=35 кВ	$U_{НОМ}$
2	$I_{НОМ}$	630>434 А.	$I_{р.ф.}$
3	$I_{н.д.}$	20000>5,87кА	$I_{П2}$
4	$I_{СКВ.}$	35000>13,33кА	$I_{у2}$
5	$I_{н.откл.}$	12,5>5,87 кА	$I_{П2}$
6	$\sqrt{2} \cdot I_{НОМ} \cdot (1 + \beta_H)$ 23,86>8,52кА  $\sqrt{2} \cdot I_{П2} + i_a$		
7	$I_{н.т.}^2 \cdot t_{н.т.}$ 1200>37,4кА·сВ <sub>к</sub>		

Выключатель проходит по всем параметрам.

Расшифровка выключателя ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.

ВГ - выключатель элегазовый;

Б - условное обозначение конструктивного исполнения (баковый);

Э - электромагнитный

35 - номинальное напряжение, кВ;

12,5 - номинальный ток отключения, кА;

630 - номинальный ток, А;



Рисунок 6 – Выключатель ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.

### 7.3 Выбор вводного и секционного выключателей на стороне 6 кВ.

Первоначально принимаем выключатель вакуумный с электромагнитным приводом типа:

ВВЭ - М - 10 - 40/2000

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 19

Таблица 19 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ

№ п/п	Расчетные параметры	Условия выбора и проверки	Номинальные параметры
1	$U_{НОМ}$	$10 > 6$ кВ	$U_{НОМ}$
2	$I_{НОМ}$	$2000 > 787,8$ А.	$I_{р.ф.}$
3	$I_{н.д.}$	$40000 > 16700$ А	$I_{ПЗ}$
4	$I_{СКВ.}$	$104000 > 42000$ А	$I_{уЗ}$
5	$I_{н.откл.}$	$40000 > 16700$ А	$I_{ПЗ}$
6	$\sqrt{2} \cdot I_{НОМ} \cdot (1 + \beta_H)$ $76,4 > 37,9$ кА		

	$\sqrt{2} \cdot I_{ПЗ} + i_a$		
7	$I_{Н.Т.}^2 \cdot t_{Н.Т.} 4800 > 301,2$ кА·с.Вк		

Выбранный выключатель проходит по условиям выбора и проверки.

Расшифровка ВВЭ - М - 10 - 40/2000

ВВЭ - выключатель вакуумный электромагнитный привод;

М - для модернизированных выключателей;

10 - номинальное напряжение, кВ;

40 - номинальный ток отключения, кА;

2000 - номинальный ток, А;

### 7.3.1 Выбор выключателей на 6 кВ

Выбираем выключатель вакуумный с электромагнитным приводом типа:

ВВЭ - М - 10 /630

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 20:

Таблица 20 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ

№ п/п	Расчетные параметры	Условия выбора и проверки	Номинальные параметры
1	$U_{НОМ}$	$10 > 6$ кВ	$U_{НОМ}$
2	$I_{НОМ}$	$630 > 318$ А.	$I_{р.ф.}$
3	$I_{н.д.}$	$20000 > 16700$ А	$I_{ПЗ}$
4	$I_{СКВ.}$	$52000 > 42000$ А	$I_{УЗ}$
5	$I_{н.откл.}$	$20000 > 16700$ А	$I_{ПЗ}$
6	$\sqrt{2} \cdot I_{НОМ} \cdot (1 + \beta_H)$ $38,18 > 37,9$ кА $\sqrt{2} \cdot I_{ПЗ} + i_a$		
7	$I_{Н.Т.}^2 \cdot t_{Н.Т.} 1200 > 301,2$		

	кА·с.В <sub>к</sub>		
--	---------------------	--	--

Выбранный выключатель проходит по условиям выбора и проверки.

Расшифровка ВВЭ - М - 10 /630

ВВЭ - выключатель вакуумный электромагнитный привод;

М - для модернизированных выключателей;

10 - номинальное напряжение, кВ;

630 - номинальный ток, А;

#### 7.4 Выбор разъединителей.

Выбор разъединителей 110 кВ. По напряжению и рабочему току выберем разъединители марки РДЗ-110Б/2000 У1 ,номинальный рабочий ток 2000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 21.

Таблица 21 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Расчетные параметры	Условия выбора и проверки	Номинальные параметры
$U_{уст}$	110 = 110, кВ	$U_{ном}$
$I_{р.ф.}$	186.82 < 2000, А	$I_{ном}$
$i_y$	3,4 < 100 кА	$i_{скв}$
$B_k$	37,4 < 2977 кА <sup>2</sup> ·с	$I_{н.т.}^2 \cdot t_{н.т}$

Расшифровка РДЗ-110Б/2000 У1

Р - разъединитель;

Д - двухколонковый;

З - наличие заземлителей;

110 - номинальное напряжение, кВ;

Б – изоляция для усиленного исполнения

2000 - номинальный ток, А;



Рисунок 7 – Разъединитель РДЗ-110Б/2000 У1

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

Выбор разъединителей 35 кВ. По напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РДЗ-35Б/1000 У1.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 22.

Таблица 22 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Расчетные параметры	Условия выбора и проверки	Номинальные параметры
$U_{уст}$	$35 = 35, \text{ кВ}$	$U_{ном}$
$I_{р.ф.}$	$434 < 1000, \text{ А}$	$I_{ном}$
$i_y$	$13,33 < 63 \text{ кА}$	$i_{скв}$
$B_k$	$37,4 < 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{н.т.}^2 \cdot t_{н.т.}$

Расшифровка РДЗ-35Б/1000 У1

Р - разъединитель;

Д - двухколонковый;

З - наличие заземлителей;

35 - номинальное напряжение, кВ;

Б – изоляция для усиленного исполнения

1000 - номинальный ток, А;

### 7.5 Выбор трансформаторов тока.

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

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + R_{\kappa}$$

Сопротивление контактов принимается равным

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (55)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается - 75 м, для РУ35, 10 кВ - 60 м ;

$F$  - сечение соединительного провода,  $F = 4$  мм<sup>2</sup>.

## Каталожные данные ТВ -110 -1 ХЛ2

Табл. 21.1

U <sub>ном</sub> , кВ	I <sub>1н</sub> , А	I <sub>2н</sub> , А	Номинальная нагрузка в классе 0.5	Термическая стойкость		Z <sub>2ном</sub>
				Ток, кА	Время, с	
110	300	5	10	20	3	1.2

### Расшифровка ТВ -110 -1 ХЛ2

Т – трансформатор;

В – встроенный;

110 – номинальное напряжение электрооборудования, кВ;

ХЛ2 – климатическое исполнение

К установки также принимаются трансформаторы тока встроенные во вводы силовых трансформаторов (в резерв).

Принимаем ТТ типа ТВТ-110-1-100/5

Паспортные данные сведены в таблицу 7.9

Каталожные данные ТВТ-110-1 ХЛ2

Табл. 21.2

U <sub>ном</sub> , кВ	I <sub>1н</sub> , А	I <sub>2н</sub> , А	Номинальная нагрузка в классе 0.5	Термическая стойкость		Z <sub>2ном</sub>
				Ток, кА	Время, с	
110	300	5	10	20	3	0,4

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_2 = 5\text{А}$ .

Расшифровка ТВТ-110-1 ХЛ2



T — трансформатор тока;

B — встроенный;

T — для силовых трансформаторов и автотрансформаторов;

110 — номинальное напряжение электрооборудования, кВ

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 22, 23.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Приборы	Тип	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	H-393	2
Ваттметр	H-395	0,5
Варметр	H-395	0,5
Счетчик активной энергии	СА3-Н681	0,2
Счетчик реактивной энергии	СР4-Н689	0,2

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Приборы	Тип	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	Э-335	2
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик активной энергии	СА3-Н681	0,2
Счетчик реактивной энергии	СР4-Н689	0,2

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2,110} = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K = 0,53 + 0,26 + 0,1 = 0,89 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,35} = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K = 0,43 + 0,14 + 0,1 = 0,67 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,10} = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K = 0,43 + 0,14 + 0,1 = 0,67 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 110 кВ ТВ-110-1 ХЛ2.  
Резервный ТТ на стороне 110 кВ ТВТ-110-1-100/5

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТВ-35I-600/5-У1.

Принимаем трансформатор тока по стороне 6 кВ ТЛ-10-У3.

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

## 7.6 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются [6]: по напряжению установки; по конструкции и схеме соединения; по классу точности; по вторичной нагрузке.

$$S_{2НОМ} \geq S_2 \tag{58}$$

где  $S_{2НОМ}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Приборы	Тип прибора	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э-365	2	1	1	0	1	2	
Осциллограф	-----	8	1	1	0	1	8	
ФИП	-----	3	1	1	0	1	3	
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	
Счетчик Активный	Ф-68700В	2	2	0,38	0,925	2	8	19,47
Счетчик реактивный	Ц-6801	2	2	0,38	0,925	2	8	
Итого							35	38,94

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НКФ-110-58У1

Таблица 25 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	52,35 ВА	$S_{2\text{НОМ}} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки.

Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ-35-УХЛ1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Приборы	Тип прибора	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos	sin	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э-365	2	1	1	0	1	2	
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	
Счетчик Активный	Ф- 68700В	2	2	0,38	0,92	2	8	19,47
Счетчик реактивный	Ц-6801	2	2	0,38	0,92	2	8	19,47
Итого							24	38,94

Таблица 27 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 400 \text{ ВА}$	$S_2 = 45,74 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 6кВ) подстанции

Приборы		Тип прибора	Мощность одн. обм.	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
								P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Сборн. шина	Э-365	2	1	1	0	1	2	
Ваттметр	Ввод 6 кВ от трансформатора	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	
Варметр		Д-335	1,5	2	1	0	1	3	
Счётчик активной энергии		СА3-Н681	2	2	0,38	0,92	1	4	9,74
Счётчик реактивной энергии		СР4-Н689	3	2	0,38	0,92	1	6	14,6
Счётчик активной энергии	Линии 6 кВ	СА3-Н681	2	2	0,38	0,92	4	16	38,9
Счётчик реактивной энергии		СР4-Н689	3	2	0,38	0,92	4	24	58,4
Итого								58	121,6

Принимаем на стороне 6 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ–6.

Таблица 29 – Проверка выбранного ТН 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	225 ВА	134,7 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

### 7.7 Выбор гибкой ошиновки.

Выбор гибких шин на высоком напряжении

Расчет рабочего максимального тока на высшем напряжении;

$$I_{P.M.} = \frac{42,3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,21 \text{ кА. (4.1)}$$

где  $I_{P.M.}$  - рабочий максимальный ток на высшем напряжении

$S_{max}$  - максимальная мощность на высшем напряжении

Так как годовое число часов использования максимума мощности  $T_{max}=6508,6$  ч, следовательно экономическая плотность тока  $j_{э}=1 \text{ А/мм}^2$ ;

Расчет форсированного тока:

$$I_{P.Ф.} = 2 \cdot I_{P.M.}; I_{P.Ф.} = 2 \cdot 0,21 = 0,42 \text{ кА (4.3)}$$

Следовательно, условие  $I_{P.Ф.} \leq I_{дл.доп.}$  выполняется.

Проверка по условию коронирования.

Определение напряженности электрического поля около поверхности нерасщепленного провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{BH}}{r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{cp}}{r_0}\right)}; E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,08 \cdot \lg\left(\frac{378}{0,48}\right)} = 13,015 \text{ кВ / см} \quad (56)$$

Где:

$$r_0 = \frac{D_{ПП}}{2}; r_0 = \frac{0,96}{2} = 0,48 \text{ см} \quad \text{- радиус провода,} \quad (57)$$

$D_{ПП}=0,96$  см - диаметр провода,

$D_{CP}=1,26 \cdot D=1,26 \cdot 300=378$  см - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз,

$D=300$  см - расстояние между проводами фаз.

Определение критической начальной напряженности поля, при которой возникает разряд в виде короны.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right); E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,48}}\right) = 35,57 \text{ кВ / см} \quad (58)$$

где  $m=0,82$  - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода.

Условие  $1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$  следовательно  $1,07 \cdot 13,015 \leq 0,9 \cdot 35,57$

$19,926 \leq 30,013$

Условие выполняется.

### Выбор гибких шин на среднем напряжении

Расчет рабочего максимального тока на среднем напряжении аналогично по формуле (4.1.1) ;

$$I = \frac{9,842}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 0,148 \text{ кА.}$$

где  $I_{р.м.}$  - рабочий максимальный ток на среднем напряжении

$S_{max}$  - максимальная мощность на среднем напряжении

Так как годовое число часов использования максимума мощности  $T_{max}=6078,8$

ч, следовательно экономическая плотность тока  $j_{э}=1,1 \text{ А/мм}^2$ ;

Расчет форсированного тока аналогично по формуле (4.1.3);

$$I_{P.Ф.} = 2 \cdot I_{P.М.}; I_{P.Ф.} = 2 \cdot 0,148 = 0,296 \text{ кА} \quad (59)$$

Следовательно, условие  $I_{P.Ф.} \leq I_{дл.доп.}$  выполняется.

Проверка по условию коронирования на напряжение 35кВ не выполняется.

Выбор гибких шин на низком напряжении от трансформатора до шин

Расчет рабочего максимального тока на низком напряжении аналогично по формуле (4.1.1);

$$I_{P.М.} = \frac{8,959}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 0,784 \text{ кА} \quad (60)$$

где  $I_{P.М.}$  - рабочий максимальный ток на низком напряжении

$S_{max}$  - максимальная мощность на низком напряжении

Так как годовое число часов использования максимума мощности  $T_{max}=7077,5$

ч, следовательно экономическая плотность тока  $j_{э}=1 \text{ А/мм}^2$ ;

Расчет форсированного тока аналогично по формуле (4.1.3);

$$I_{P.Ф.} = 2 \cdot I_{P.М.}; I_{P.Ф.} = 2 \cdot 0,784 = 1,568 \text{ кА} \quad (61)$$

Следовательно, условие  $I_{P.Ф.} \leq I_{дл.доп.}$  выполняется.

## 7.8 Выбор жесткой ошиновки

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Молодежная». Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами  $100 \times 8 \text{ мм}$  ( $8 \text{ см}^2$ ). Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем  $0,4 \text{ м}$ .

Минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.



$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{368,26}}{91} = 0,35 \text{ (см}^2\text{)} \quad (62)$$

где  $B_k$  – интеграл джоуля.

$C$  - коэффициент для алюминия 91

Минимальное сечение меньше фактического следовательно проверку проходит.

Проверка механической прочности:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{56,66}{8}} = 0,98 \quad (63)$$

где  $J$  – момент инерции шины (см<sup>3</sup>×см).

$q$  - сечение проводника, в данном случае 8 (см<sup>2</sup>)

Момент инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,8 \cdot 10^3 \frac{1}{12} = 56,66 \text{ (см}^2\text{)} \quad (64)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1 м.

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,8 \cdot 10^2 \frac{1}{6} = 13,33 \quad (\text{см}^3) \quad (65)$$

Напряжение в шине:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \cdot 10^{-8} \cdot \frac{27140^2 \cdot 100^2}{13,33 \cdot 40} = 28,25 \quad (\text{МПа}) \quad (66)$$

При расчете напряжение все длины приведены в сантиметры.

Напряжение в материале шин (в данном случае сплав алюминия) менее предельного (60 МПа), следовательно оно проходит проверку.

## 7.8 Выбор ОПН.

ОПН - ограничитель перенапряжения нелинейный являются безыскровыми разрядниками, предназначены для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Выбор производится по номинальному напряжению электроустановки.

Выбор ОПН сведен в таблицу 30.

Таблица 30

Тип	Uс, кВ	U 30/60 при токе, А				U 8/20 при токе кА					U1/ 4	Доп .напряжение,кВ в течении,ч						
		250	500	1000	2000	3	5	10	20	40		0,1с	1с	10с	60с	20м	2ч	24ч
ОПН-110-100-10(1)	100	246	254	264	278	290	309	342	385	438	383	150	144	137	132	123	118	110
ОПН-35-40.5-10(1)	40,5	96,7	100	104	109	114	121	135	151	172	151	60,7	58,3	55,5	53,5	49,8	47,8	44,5
ОПН-6-7.2-10(1)	7,2	16,9	17,4	18,1	19,1	19,9	21,2	23,5	26,4	30	26,3	10,8	10,3	9,86	9,5	8,86	8,5	7,91

## 8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ КОНТУРА ЗАЗЕМЛЕНИЯ

1) По заданному составу грунта используя (РД таблица П 15.1) определим удельное сопротивление каждого слоя.

- для пески водоносные:

$$\rho_1 = 55 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

- для скального грунта:

$$\rho_2 = 2 \cdot 10^3 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

2) Расчет контура сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть).

$$A = 92.4 \text{ м};$$

$$B = 77 \text{ м}.$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = (92.4 + 3) \cdot (77 + 3) = 7632 \text{ м}^2;$$

3) Принимаем диаметр горизонтальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков, равным  $d = 12 \text{ мм}$ ;

Проверяем сечение по условиям механической прочности:

$$F_{M.II.} = \pi \cdot R^2;$$

$$F_{M.II.} = \pi \cdot 6^2 = 113.04 \text{ мм}^2;$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{OTKL}}{400 \cdot \beta}}; \tag{67}$$

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{16000^2 \cdot 0.25}{400 \cdot 21}} = 87.3 \text{ мм}^2;$$

где  $t_{\text{откл}} = 0.25$  с – время срабатывания РЗ;

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

4) Проверяем сечения прутка по коррозионной стойкости:

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot S_{\text{СП}} \cdot (d + S_{\text{СП}}); \quad (68)$$

$$S_{\text{СП}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k ;$$

$$S_{\text{СП}} = 0.0026 \cdot \ln^3 240 + 0.00915 \cdot \ln^2 240 + 0.0104 \cdot \ln 240 + 0.0224 = 0.782 .$$

где  $T = 240$  мес - время использования заземлителя – 20 лет;

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

соответственно равны 0,0026; 0,00915; 0,0104; 0,0224.

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot S_{\text{СП}} \cdot (d + S_{\text{СП}}); \quad (69)$$

$$F_{\text{КОР}} = 3.14 \cdot 0.782 \cdot (12 + 0.782) = 31.39 \text{ мм}^2;$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{М.П.}} \geq F_{\text{min}} = F_{\text{КОР}} + F_{\text{Т.С.}}; \quad (70)$$

$$F_{\text{КОР}} + F_{\text{Т.С.}} = 31.39 + 62.106 = 99.71 \text{ мм}^2;$$

$113.04 \geq 99.71$  - условие выполняется, следовательно оставляем выбранный диаметр прутка.

5) Для 2 климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта равна 2 м; глубина заложения верхнего конца вертикального прутка 0.8 м; диаметр вертикального прутка 12 мм, длина 5 м.

6) Принимаем расстояние между полосами сетки:  $l_{\text{II-II}} = 6$  м. Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}}; \quad (71)$$

$$L_{\Gamma} = (92,4 + 3) \cdot \frac{(77 + 3)}{6} + (77 + 3) \cdot \frac{(92,4 + 3)}{6} = 2544 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (72)$$

$$m = \frac{2544}{2 \cdot \sqrt{7632}} - 1 = 13,56;$$

Принимаем  $m = 14$ .

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{87,3}{14} = 6,24 \text{ м;}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot 87,4 \cdot (6,24 + 1) = 2621 \text{ м;}$$

7) Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем:  $l_B = 5$  м - длина вертикального электрода;

$a = 12$  м - расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot 87.4}{12} = 29.6;$$

Принимаем  $n_B = 30$ .

## 9 РАСЧЕТ ИМПУЛЬСНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗАЗЕМЛИТЕЛЯ ПОДСТАНЦИИ

Расчет заземлителя подстанции (двухслойная модель).

1) Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экс}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (73)$$

$A$  - коэффициент подобия, принимается по таблице на стр. 48 /2/ и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,057 \quad (\text{ЭТС с. 303}).$$

$$R_{1S} = \rho_1 \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) = 55 \cdot \left( \frac{0,37}{87,4} + \frac{1}{2621 + 29 \cdot 5} \right) = 0,253 \text{ Ом};$$

$$R_{2S} = \rho_2 \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) = 2 \cdot 10^3 \cdot \left( \frac{0,37}{87,4} + \frac{1}{2621 + 29 \cdot 5} \right) = 9,2 \text{ Ом};$$

2) Находим импульсный коэффициент для обоих слоев

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_1 + 320) \cdot (I_m + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 87,4}{(55 + 320) \cdot (45 + 45)}} = 0,088;$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_2 + 320) \cdot (I_m + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 87,4}{(2 \cdot 10^3 + 320) \cdot (45 + 45)}} = 0,035;$$

3) Определяем импульсное сопротивление заземлителя :

$$R_{u1} = R_{S1} \cdot \alpha_{u1} = 0,253 \cdot 0,088 = 0,02 \text{ Ом};$$

$$R_{u2} = R_{S2} \cdot \alpha_{u2} = 9,2 \cdot 0,035 = 0,33 \text{ Ом};$$

$$R_{об} = R_{S1} + R_{S2} = 0,022 + 0,326 = 0,348 \text{ Ом};$$



## 10 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0.995 и  $U \leq 500$  кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0.95 и  $U \geq 750$  кВ.

### 10.1 Расчет на уровне первого защищаемого объекта:

Высота молниеотвода:

$$h = 30 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 4, 2 и 3, 5 и 6:

$$L_{M14} = 76.25 \text{ м};$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_X = 11 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0.85 \cdot h; \quad (74)$$

$$h_{эф} = 0.85 \cdot 30 = 25.5 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h; \quad (75)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 30) \cdot 30 = 31.2 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны при условии:  $2h < L_{пл} < 4h$ :

$$r_{C0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0.2 \cdot (L_{M14} - 2h)}{h}\right) = 27.8 \text{ м};$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{эф} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M14} - h); \quad (76)$$

$$h_{CX} = 25.5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (76.25 - 30) = 17.2 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left( \frac{h_{CX} - h_X}{h_{CX}} \right); \quad (77)$$

$$r_{CX} = 27.8 \cdot \left( \frac{17.2 - 11}{17.2} \right) = 10.1 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_X = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}} \right); \quad (78)$$

$$r_X = 27.8 \cdot \left( 1 - \frac{11}{25.5} \right) = 17.7 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 2, 2 и 3, 4 и 5:

$$L_{M12} = 40.5 \text{ м};$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M12} - h); \quad (79)$$

$$h_{CX} = 25.5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (40.5 - 30) = 23.6 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left( \frac{h_{CX} - h_X}{h_{CX}} \right); \quad (80)$$

$$r_{CX} = 31.2 \cdot \left( \frac{23.6 - 11}{23.6} \right) = 16.7 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_X = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}} \right); \quad (81)$$

$$r_X = 31.2 \cdot \left( 1 - \frac{11}{25.5} \right) = 17.7 \text{ м};$$

## 10.2 Расчет на уровне второго защищаемого объекта:

Высота молниеотвода:

$$h = 30 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 4, 2 и 3, 5 и 6:

$$L_{M14} = 76.25 \text{ м};$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_X = 16.5 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot h;$$

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot 30 = 25.5 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h;$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 30) \cdot 30 = 31.2 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны при условии:  $2h < L_{\text{пл}} < 4h$ :

$$r_{C0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0.2 \cdot (L_{M14} - 2h)}{h}\right) = 27.8 \text{ м};$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{эф}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M14} - h); \quad (82)$$

$$h_{CX} = 25.5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (76.25 - 30) = 17.2 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_X}{h_{CX}}\right); \quad (83)$$

$$r_{CX} = 27.8 \cdot \left(\frac{17.2 - 16.5}{17.2}\right) = 1.2 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}}\right); \quad (84)$$

$$r_X = 31.2 \cdot \left(1 - \frac{16.5}{25.5}\right) = 11 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 2, 2 и 3, 4 и 5:

$$L_{M12} = 40.5 \text{ м};$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M12} - h); \quad (85)$$

$$h_{CX} = 25.5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (40.5 - 30) = 23.6 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_X}{h_{CX}}\right);$$

$$r_{CX} = 31.2 \cdot \left(\frac{23.6 - 16.5}{23.6}\right) = 9.4 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}}\right);$$

$$r_X = 31.2 \cdot \left(1 - \frac{16.5}{25.5}\right) = 11 \text{ м};$$

## 11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Для линий 35кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через реактор), должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных КЗ и от замыканий на землю.

Защиту от многофазных КЗ следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения с большей вероятностью только одного места повреждения при двойных замыканиях на землю и исключения несрабатывания защиты при двойных замыканиях в фазах, где не установлены трансформаторы тока.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных КЗ должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки ТО, а вторая - в виде максимальной токовой защиты МТЗ.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена в виде: селективной (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал;

селективной (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности.

Защита должна быть установлена на всех линиях электрически связанной сети со стороны питания.

### Защита ВЛ-35кВ

Согласно ПУЭ, для воздушных линий должны быть предусмотрены следующие защиты:

1. Максимальная токовая защита (МТЗ).
2. Токовую отсечку (ТО).
3. Защита от однофазного замыкания на землю.

Расчет максимальной токовой защиты

Максимальный рабочий ток в ВЛ

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{макс.ВЛЛ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{CH}}} \quad (86)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{45,7}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 0,68 \text{ кА}$$

где  $S_{\text{макс.ВЛЛ}} = 8,959 \text{ МВА}$  - максимальная полная мощность передаваемая воздушной линией.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты (МТЗ)

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{сам}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} \quad (87)$$

где  $K_{\text{отс}}=1,2$ - коэффициент отстройки

$K_{\text{в}}=0,85$ - коэффициент возврата

$K_{\text{сам}}=1,1$ - коэффициент самозапуска

Для защиты линии, имеющей выключатель с электромагнитными приводами, выполняем защиту на выпрямленном оперативном токе с использованием реле тока типа РТ-40 (МТЗ на индукционном элементе, ТО на электромагнитном элементе).

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,2 \cdot 1,1}{0,85} \cdot 134 = 208,1 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле

$$I_{\text{ср.}} = \frac{I_{\text{раб.макс}} \cdot K_{\text{н}}}{K_{\text{т}} \cdot K_{\text{воз}}} \quad (88)$$

$$I_{\text{ср.}} = \frac{134 \cdot 1,2}{120 \cdot 0,85} = 1,6 \text{ А}$$

где  $K_{\text{т}} = \frac{600}{5} = 120$  - коэффициент трансформации трансформатора тока.  
 $K_{\text{н}}=1,2$ - коэффициент надежности.

Коэффициент чувствительности защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗминНН}}^{(2)}}{I_{\text{ср}} * K_{\text{T}}} \quad (89)$$

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗминНН}}^{(3)}}{2}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{250}{1,6 \cdot 120} = 0,3 < 1,5$$

где  $I_{\text{КЗминНН}}^{(2)}$  - ток двухфазного короткого замыкания в конце защищаемого участка сети в минимальном режиме.

Время срабатывания МТЗ выбирается из условий селективности защиты и термической стойкости защищаемого элемента. Время срабатывания последующей защиты (расположенной ближе к источнику питания)

$$t_{\text{сз.посл}} = t_{\text{сз.пред}} + \Delta t = 0,5 + 0,6 = 1,1\text{с}$$

где  $t_{\text{сз.пред}} = 0,5\text{с}$  - время срабатывания предыдущей защиты

$\Delta t = (0,6..0,7)$ ; принимаем  $\Delta t = 0,6\text{с}$ . - степень селективности

Защита от однофазных замыканий на землю

Для защиты от однофазных замыканий на землю воздушных линий используются устройства контроля изоляции. Для осуществления избирательности действий защиты линия снабжается кабельным вводом. Защита осуществляется специальными трансформаторами тока нулевой последовательности. Защита от замыканий на землю работает на сигнал, если не требуется отключение по специальным требованиям.

Ток срабатывания защиты выбирают из условия несрабатывания защиты при внешнем однофазном замыкании на землю:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{б}} \cdot I_{\text{с}} \quad (90)$$

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{б}} \cdot I_{\text{с}} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,5 = 1,2 \text{ А,}$$

где  $K_{\text{отс}} = 1,2-1,3$  - коэффициент отстройки;

$K_{\text{б}} = 2-2,5$  - коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока

в момент зажигания дуги;

$I_c$  - установившееся значение собственного емкостного тока защищаемого присоединения.

Емкостной ток воздушной линии  $I_c$ , в первом приближении, можно рассчитать, А:

$$c = U_{\phi} \cdot L / 350 \quad (91)$$

$$I_c = 38,5 \cdot 66,4 / 350 = 7,3 \text{ А,}$$

$$L = 66,4 \text{ - длина линии, км;}$$

#### Автоматическое повторное включение

В соответствии с Правилами ПУЭ устройствами автоматического повторного включения (АПВ) должны оборудоваться воздушные в смешанные (кабельно-воздушные линии).

К устройствам АПВ Правила предъявляют следующие требования:

- . Обеспечение ускорения действия релейной защиты до действия АПВ и после;
- . Автоматический возврат устройства АПВ после срабатывания;
- . Запрет АПВ при работе некоторых видов релейной защиты и автоматики.
- . Заданная кратность действий.
- . Вывод устройства при отключении выключателя ключом управления и при оперативном выключении выключателя на КЗ.

Так как ВЛ-35кВ протяженностью 4,5км с односторонним питанием выбираем однократное АПВ для линий с односторонним питанием

Время срабатывания однократного АПВ определяется по следующим условиям:

$$t_{1\text{АПВ}} \geq t_{г.п} + t_{зап.} \quad (92)$$

где  $t_{г.п}$  - время готовности привода, которое в зависимости от типа привода находятся в пределах от 0,1 до 0,2 с;

$$t_{1\text{АПВ}} \geq t_{г.в} - t_{в.в} + t_{зап.} \quad (93)$$

где  $t_{г.в}$  - время готовности выключателя, которое в зависимости от типа



выключателя обычно находятся в пределах от 0,2 до 2 с, но для некоторых типов может быть больше;  $t_{в.в}$  - время включения выключателя;

$$t_{1АПВ} \geq t_d + t_{зап.} \quad (94)$$

где  $t_d$  - время деионизации среды в месте к.з., значение которого зависит от метеорологических условий, значения и длительности протекания тока к. з., от рабочего напряжения; ориентировочные средние значения для сетей напряжением до 35 кВ включительно = 0,1 с.

Время запаса  $t_{зап.}$  для принимается равным примерно 0,5 с.

Данные для расчета находятся в технических паспортах приводов и выключателей. Однако, как правило, этих данных не требуется, поскольку для одиночных воздушных линий 6-110 кВ с односторонним питанием практически принимается время срабатывания  $t_{1АПВ}$  в пределах 3 с. При такой выдержке времени до момента АПВ линия наиболее вероятно самоустранение причин, вызвавших неустойчивое к.з., допускают увеличение выдержки времени устройств АПВ однократного действия именно с целью повышения эффективности действий устройств. Время автоматического возврата устройств АПВ, выполненных с помощью специальных реле серии РПВ, может не рассчитываться, так как оно определяется продолжительностью заряда конденсатора (15-25 с), которая надежно обеспечивает однократность действия АПВ. Для обеспечения однократности действия АПВ выключателя, оборудованного пружинным или грузовым приводом, минимальное время натяжения пружин или подъема груза.

В данном проекте выбираем для установки устройство **АПВ** на выпрямленном оперативном токе. В устройстве АПВ используется комплектное реле РПВ-358. Схема устройства представлена на формате А1.

## 12 ТЕЛЕМЕХАНИКА

На ПС «Молодежная» для управления процессом переключения коммутационными аппаратами используются средства телемеханики.

Подробно рассмотрим термин телемеханики, она включает в себя объединение как технического оборудования, так и программного обеспечения с целью обеспечения возможности передачи информации, либо сигналов от различных объектов, система позволяет осуществить схему управления оборудованием различных объектов.

В данном разделе будут рассматриваться такие вопросы как характеристика системы телемеханики электроэнергетических объектов в данном случае трансформаторной подстанции «Молодежная»

Телемеханику можно назвать автоматической системой управления технологическими процессами, включая процессы управления электротехническим оборудованием включая системы автоматического управления, средства технического управления, комплексы которые предназначены для сбора, анализа, обработки, хранения различного рода информации касающейся работы электротехнического оборудования, также в данную систему входят различные щиты управления, пульта управления либо панели на которых расположены переключающие устройства и измерительные приборы.

Передача информации между различными системами телемеханики различных объектов выполняется с помощью различных беспроводных сетей либо проводной системы связи также могут использоваться каналы высокочастотной связи, либо линии оптоволоконной связи.

Требования к системам телемеханики заключается в том, что они должны обеспечивать высокую точность, также повышенную скорость и обладать высокой надежностью при передаче информации, а также сигналов для управления коммутационными аппаратами на трансформаторной подстанции которая рассматривается в данном разделе.

К задачам которые решаются системой телемеханики являются очень быстрая фиксация всех процессов которые происходят в электрооборудовании, изменение их состояния и изменения их нагрузки также температурный режим это обеспечивается интерфейсом программного комплекса.

Особенностью данного устройства является возможность управления в тех местах где нахождение человека невозможно, например, при различного рода аварийных ситуациях либо погодных явлениях.

Основные достоинства устройства телемеханики это её главный плюс отсутствие зависимости от протяжённости между объектом управления и центром управления, благодаря такой системе в объектах электроэнергетики в частности на рассматриваемой трансформаторной подстанции, контроль над электротехническим оборудованием может выполняться с любой точки региона, между различными объектами, к примеру такая система управления может быть организована даже если объекты находятся на значительном расстоянии например в различных областях Российской Федерации.

Дополнительной особенностью устройства телемеханики является возможность контролировать работу оперативно технического персонала например при выполнении каких-либо переключений в электроустановках, на трансформаторной подстанции, либо в частности при ликвидации последствий аварийных ситуаций, либо технологических нарушений, воздействию погодных факторов, человеческих фактора, оперативный персонал может допускать ошибки при этом персонал контролирующей выполнение всех операций может отдавать команды оперативному персоналу непосредственно с пульта управления и контролировать весь процесс выполнения оперативных переключений.

При наличии каких-либо ошибок в действиях оперативного персонала диспетчера, который производит контроль этих переключений, своевременно может известить оперативный персонал и предупредить его о возможном возникновении аварийной ситуации.

Вывод в ремонт трансформатора собственных нужд, оперативный

персонал, выполняющий переключения, заканчивает все необходимые операции операция но операции по заземлению он выполняет только после того как вышестоящий дежурный персонал проверит по устройствам телемеханики выполнение всех проверочных операций включая проверку отсутствия напряжения, проверку отключенного положения выключателя либо разъединителя.

При этом в зависимости от того насколько сложные переключения проверочные операции могут выполняться многократно.

Дополнительной особенностью средств телемеханики являются экономия денежных средств, материальных средств, так как как значительно снижаются затраты на содержание обслуживающего персонала, на его периодические выезды для осмотра электрооборудования, на считывание информации, все эти процессы могут происходить дистанционно благодаря средствам телемеханики, все управляющие воздействия могут выполняться дистанционно с помощью данного комплекса.

Следует отметить что выезд бригады либо одного человека на объект занимает значительное количество времени, также для оперативного персонала требуется время для того чтобы обнаружить неисправность, зафиксировать в журнале и довести до сведения о ней вышестоящему оперативному персоналу, при этом устройство телемеханики позволяют ускорить этот процесс в несколько раз без выезда оперативного персонала.

При использовании дистанционной системы управления технологическим процессом либо электротехническим оборудованием все операции производятся довольно быстро по сравнению с выездом оперативной бригады, в случае возникновения аварийной ситуации данный факт является очень актуальным.

Рассмотрим также недостатки данной системы сюда включается уязвимость то есть система может быть уязвима либо полностью либо быть уязвимым какой-либо из её элементов и он может выйти из строя что приведет к различного рода сбоям в работе, некорректной работе, наличию каких-либо ложных сигналов, либо полной неработоспособности. Современные устройства

телемеханики позволяют избегать данных фактов В связи с тем что они очень надежны и сбой встречаются крайне редко.

Устройства телемеханики на трансформаторной подстанции значительно сокращает время обслуживания электрооборудования, время осмотра электрооборудования нескольких трансформаторных подстанций благодаря системе телемеханики значительно сокращается, необходимость в периодическом осмотре этих распределительных устройств оперативным персоналом, при этом этот персонал может заниматься какой-либо другой более важной работой и не отвлекаться на считывание информации и заполнение оперативного журнала.

Наличие оперативного персонала на трансформаторной подстанции необходимо лишь в случае выхода из строя устройств телемеханики, либо в случае возникновения какой-либо аварийной ситуации связанной с аварией в энергосистеме либо каких погодных условиях, при этом персонал является необходимым для выполнения операции, в том случае если устройство телемеханики не может заменить его в полном объеме, таким образом устройства телемеханики очень хорошо дополняют работу оперативного персонала и в значительной степени повышает надежность систем электроснабжения трансформаторной подстанции рассматриваемого объекта.

## 13 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПС

В данном разделе проводится расчет капиталовложений на модернизацию ПС «Молодежная» с последующим расчетом эксплуатационных издержек

Определяем стоимость РУВН, СН, НН ПС «Молодежная»:

$$K_{py} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (95)$$

где  $K_{инф}$  - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2021 год

$K_p$  - районный коэффициент: для ПС –1,15 [16]:

$N_{яч110}$  - количество ячеек выключателей 110 кВ:

$K_{яч110}$  - стоимость одной ячейки выключателя 110 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч35}$  - количество ячеек выключателей 35 кВ:

$K_{яч35}$  - стоимость одной ячейки выключателя 35 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч10}$  - количество ячеек выключателей 6 кВ

$K_{яч10}$  - стоимость одной ячейки выключателя 6 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{py} = (3 \cdot 7 + 2 \cdot 0,2 + 0,085 \cdot 3) \cdot 5,29 \cdot 1,15 = 128,37 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем стоимость трансформаторов на ПС «Молодежная»:

$$K_{mp} = N_{mp} \cdot K_{mp} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (96)$$

где  $N_{mp}$  - количество трансформаторов 110 кВ:

$K_{mp}$  - стоимость одного трансформатора 110 кВ :

$$K_{mp} = 2 \cdot 20 \cdot 5,29 \cdot 1,15 = 243,34 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем постоянную часть затрат по подстанции:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (97)$$

где  $K_{пост}$  - постоянная часть затрат в ценах 2000 года:

$$K_{\text{норм}} = 21 \cdot 5,29 \cdot 1,15 = 127,8 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС «Молодежная»:

$$K_{\text{нс}} = K_{\text{пу}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{норм}} = 128,37 + 243,34 + 127,8 = 499,51 \text{ (млн. руб.)}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{\text{ам}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ам}} \quad (98)$$

– нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

капитальные вложения, млн. руб.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}} \quad (99)$$

где  $T_{\text{сл}}$  - срок службы оборудования (для ПС 20 лет.)

$$I_{\text{ам}} = 499,51 \cdot \frac{1}{20} = 24,98 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}} = \alpha_{\text{экс.ПС}} \cdot K_{\text{ПС}} \quad (100)$$

где  $\alpha_{\text{экс.ПС}} = 5,9\%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и

ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ (кроме ГЭС)[16]:

$$I_{\text{ЭКС}} = 499,51 \cdot 0,059 = 29,47 \text{ (млн. руб.)}$$

Таким образом произведенные расчеты показали что стоимость реализации проекта составляет 499,51 млн. руб.

### 13.1 Стоимостная оценка результатов строительства

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является оценка выручки от реализации проекта. Для нового строительства такая оценка определяется в зависимости от объемов продаж электроэнергии потребителю в год  $t$  по формуле:

$$O_{pt} = W_t \cdot \sum_{i=1}^N T_i, \quad (100)$$

где  $W_t$  – полезно отпущенная потребителю электроэнергия,  $\text{кВт}\cdot\text{ч}$ ;

$T_i$  – тариф для  $i$ -го потребителя,  $\text{руб}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ ;

$N$  – число потребителей.

Полученные значения годовой выручки будут использованы для расчета чистого потока платежей и оценки экономической эффективности проекта.

После проведения приведенных ранее расчетов необходимо сделать заключение о целесообразности внедрения спроектированного объекта. Для этого проведем экономическую оценку инвестиционного проекта методов чистого дисконтированного дохода. В этом методе расходы и доходы, разнесенные по времени, приводятся к одному (базовому) моменту времени, за который обычно принимают дату начала реализации проекта.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей  $\mathcal{E}_t$ , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств:



$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t \quad (101)$$

где  $O_{pt}$  – годовая выручка;

$I_t$  – годовые расходы;

$H_t$  – налог на прибыль организации;

$K_t$  – величина инвестиций в год.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \frac{1}{(1+d)^t}, \quad (102)$$

где  $T_p$  – расчетный период (для проектов в области энергетики составляет 20 лет);

$d$  – норма дисконтирования (составляет 0,2 о.е.)

ЧДД для первого года проекта реконструкции подстанции:

$$\text{ЧДД}_1 = -77645,92 \cdot \frac{1}{(1+0,2)^1} = -64704,9 \text{ тыс. руб.}$$

Срок строительства составляет 3 года. Капитальные вложения распределяются по годам строительства следующим образом: 1 год – 20 %, 2 год – 50 %, 3 год – 30 %.

Результат расчета представлен в таблице

Таблица 31 – Расчет ЧДД

Год эксплуатации	Расчетный показатель, тыс. руб.				
	$O_{pt}$	$I_t$	$H_t$	$K_t$	ЧДД
0	–	–	–	31058	-31058
1	–	–	–	77645,92	-64704,9
2	–	–	–	46587,55	-32352,5
3	125454	22284,9	24760,6	–	47677,4
4	125454	23019,1	24584,38	–	39675
5	125454	23019,1	24584,38	–	33062,5
6	125454	23019,1	24584,38	–	27552,1
7	125454	23019,1	24584,38	–	22960,1
8	125454	23019,1	24584,38	–	19133,4
9	125454	23019,1	24584,38	–	15944,5
10	125454	23019,1	24584,38	–	13287,1

11	125454	23019,1	24584,38	–	11072,6
12	125454	23019,1	24584,38	–	9227,1
13	125454	23019,1	24584,38	–	7689,3
14	125454	23019,1	24584,38	–	6407,7
15	125454	23019,1	24584,38	–	5339,8
16	125454	23019,1	24584,38	–	4449,8
17	125454	23019,1	24584,38	–	3708,2
18	125454	23019,1	24584,38	–	3090,2
19	125454	23019,1	24584,38	–	2575,1
20	125454	23019,1	24584,38	–	2145,9

## 14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В представленной выпускной квалификационной работе предлагается вариант реконструкции и модернизации распределительной сети города Арсеньев в Приморском крае, а также источника питания ПС 110/35/6 кВ Молодежная с целью повышения качества и надежности электроснабжения потребителей электрической энергии. В частности, предлагается замена трансформаторных подстанций и питающих воздушных линий электропередачи на более современные. Так же предусматривается замена отработавших свой срок силовых трансформаторов типа ТДТН 25000/110/35/6 установленных на подстанции Молодежная, питающих рассматриваемую распределительную сеть, а также остального силового оборудования.

### 14.1 Безопасность

Выполнение монтажно-наладочных работ должно выполняться в соответствии со всеми требованиями, предъявляемыми к данным видам работ.

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

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

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

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

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

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

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

К профилактическим мероприятиям относятся:

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

Кроме того, профилактическими мероприятиями предусмотрено:

- измерение сопротивления изоляции подвесных изоляторов;
- измерение сопротивления заземлений опор;
- определение степени загнивания древесины;
- проверка габаритов проводов.

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

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

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

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

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

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

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов

необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

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

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

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.
2. Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ /РД 153-34.3-03.285-2002/.
3. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.
4. Правила по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов / Приказ Минтруда России от 28.10.2020г. №753н/
5. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».
6. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство».
7. Правила безопасности при работе с инструментами и приспособлениями / СО 153-34.03.204/.
8. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий /СО 34.03.301-00/.
9. Инструктивные указания по технике безопасности при ремонтно-строительных работах вблизи действующего энергетического оборудования энергопредприятий /СО 153-34.03.224/
10. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/

## 14.2 Экологичность

Основным источником загрязнения окружающей среды на ПС Молодежная может являться трансформаторное масло, которое в большом объеме содержится в оборудовании и которое может вытечь из трансформатора вследствие его разрушений. Трансформаторное масло является неотъемлемой частью современного трансформатора и предназначено для изоляции токоведущих частей, как между собой, так и между ними и заземленными частями, при этом второй немаловажной функцией является функция охлаждающей среды для данного оборудования.

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

На подстанции Молодежная согласно расчетным данным устанавливаются 2 трансформатора типа ТДТН 25000/110/35/6 с размерами 6,523×4,196×5,658 и массой масла 17,1 т.

Для устанавливаемых на ПС трансформаторов и монтируемых под них маслоприемников учитываем следующие условия [18]:

- 1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м
- 2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [18].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [18].

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

Рассмотрим расчет маслоприемника трансформатора ПС Молодежная

Объем масла в трансформаторе:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} \quad (103)$$

$$V_{\text{трм}} = \frac{17,1}{0,88} = 19,43 \text{ (м}^3\text{)}$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе

$\rho$  – плотность масла (т/м<sup>3</sup>)

Площадь маслоприемника:

$$S_{\text{мл}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (104)$$

$$S_{\text{мл}} = (6,52 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,2 + 2 \cdot 1,5) = 68,54 \text{ (м}^2\text{)}$$

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

$\Delta$  – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника:

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{бн}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (105)$$

$$S_{\text{бн}} = (6,52 + 4,2) \cdot 2 \cdot 5,66 = 121,35 \text{ (м}^2\text{)}$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

Коэффициент пожаротушения и время тушения принимаем [18]:

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Объем воды необходимый для тушения трансформатора:

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = K_n \cdot t \cdot (S_{\text{мл}} + S_{\text{бн}}) \cdot 10^{-3} \quad (106)$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (68,54 + 121,35) \cdot 10^{-3} = 68,36 \text{ (м}^3\text{)}$$

Объем маслоприемника:



$$V_{\text{тм}H_2O} = V_{\text{трм}} + 0,8 \cdot V_{H_2O}$$

$$V_{\text{тм}H_2O} = 19,43 + 0,8 \cdot 68,36 = 74,12 \text{ (м}^3\text{)}$$

Глубина маслоприемника:

$$H_{\text{мн}} = \frac{V_{\text{тм}H_2O}}{S_{\text{мн}}} \quad (107)$$

$$H_{\text{мн}} = \frac{74,12}{68,54} = 1,08 \text{ (м)}$$

Высота подсыпки [18]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота прослойки [18]:

$$H_{\text{вн}} = 0,05 \text{ (м)}$$

Общая глубина маслоприемника [18]

$$H_{\text{н.мн}} = H_{\text{мн}} + H_{\text{вн}} + H_z \quad (108)$$

$$H_{\text{н.мн}} = 1,08 + 0,05 + 0,25 = 1,38 \text{ (м)}$$

### 14.3 Чрезвычайные ситуации

При выполнении монтажно-наладочных работ на ПС Молодежная должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения пожаров.

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

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

Пожарная безопасность. В связи с тем, что на ПС Молодежная устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения

ЧС на ОРУ.

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

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

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

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

Противопожарная защита на ПС Молодежная обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудно горючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением различных средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей;
- системами противодымовой защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;

- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара на ПС Молодежная обеспечивается:

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

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

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 110 кВ ПС Молодежная:

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

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

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

В качестве огнетушащих средств в работе устанавливаются [21]: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в ЗРУ 10 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично ЗРУ 10 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, ящик с песком емкостью 0,5 м<sup>3</sup>.

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

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

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

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола [20], считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара на ПС Молодежная в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены все поставленные задачи.

Определён наиболее экономически и технически целесообразный вариант реконструкции ПС «Молодежная».

Произведён расчёт токов короткого замыкания для выбора современного электрооборудования высокого напряжения, выбор требуемой для предприятия трансформаторной мощности.

Выполнен расчёт молниезащиты и анализ грозоупорности ОРУ ПС 110 Молодежная. Осуществлен выбор параметров устройств релейной защиты и автоматики на базе нового автоматизированного оборудования.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, а также вопросы охраны окружающей среды и противопожарные меры на подстанции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.
- 2 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 3 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008
- 4 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 430 с.
- 5 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 6 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 7 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003
- 8 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.
- 9 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.
- 10 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.
- 11 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 12 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго

России от 03 февраля 2005г. №21.

13 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.

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

15 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

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

17 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.

18 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

19 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.

20 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

21 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

22 Ершов А.М. Релейная защита и автоматика в системах электро-снабжения. Часть 4 : Защита электрических сетей и электроустановок напряжением 6-10-110-220 кВ : учеб.пособие / А.М. Ершов. – Челябинск : Издательский центр ЮУрГУ, 2015. – 152 с.

- 23 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 487 с.
- 24 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии»
- 25 Тарифы на компенсацию потерь. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:  
[https://yakutskenergo.ru/opening\\_information/files/postanovlenie%20398](https://yakutskenergo.ru/opening_information/files/postanovlenie%20398). Дата обращения: 10.04.2021.
- 26 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008. – 132 с.
- 27 Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, С.Н. Шелюг. Екатеринбург: УрФУ, 2012. — 86 с.
- 28 Таблицы инфляции. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:  
<https://bankirsha.com/uroven-inflyacii-v-rossiyskoj-federacii-po-godam.html>.  
Дата обращения: 09.05.2021.
- 29 Инструкция по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций: Приказ МЧС РФ № 630 от 31.12.2002.
- 30 14 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ. № 14278тм-т1.



## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица – Параметры ветвей

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
1	2	3	4	5	6
Арсеньев-2 220 кВ - Арсеньев-2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,23	1
Арсеньев-2 Н1 - Арсеньев-2 110 кВ	0,48				0,5
Арсеньев-2 Н1 - Арсеньев-2 10 кВ	3,2	131	0		0,0477
Арсеньев-2 220 кВ - Арсеньев-2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Арсеньев-2 Н2 - Арсеньев-2 110 кВ	0,48				0,5
Арсеньев-2 Н2 - Арсеньев-2 10 кВ	3,2	131			0,048
Чугуевка 220 кВ - Чугуевка Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Чугуевка Н1 - Чугуевка 110 кВ	0,48				0,5
Чугуевка Н1 - Чугуевка 10 кВ	3,2	131			0,048
Молодежная 110 кВ - Молодежная Н1	2,6	88,9	12,1	1,74	1
Молодежная Н1 - Молодежная 35 кВ	2,6				0,318
Молодежная Н1 - Молодежная 6 кВ	2,6	52			0,057
Молодежная 110 кВ - Молодежная Н2	2,6	88,9	12,1	1,7	1
Молодежная Н2 - Молодежная 35 кВ	2,6				0,318
Молодежная Н2 - Молодежная 6 кВ	2,6	52			0,057
Лесная 35 кВ - Лесная 6 кВ	4,6	31,9	22,45	4,16	0,18
Лесная 35 кВ - Лесная 6 кВ	4,6	31,9	22,45	4,16	0,18
Новосысоевка 35 кВ - Новосысоевка 6 кВ	1,4	14,6	46,2	7,51	0,18
Новосысоевка 35 кВ - Новосысоевка 6 кВ	1,4	14,6	46,2	7,51	0,18
В-2 35 кВ - В-2 6 кВ	4,6	31,9	22,4	4,2	0,18
В-2 35 кВ - В-2 6 кВ	4,6	31,9	22,4	4,2	0,18
Варфоломеевка 35 кВ - Варфоломеевка 10 кВ	2,6	23	32	5,47	0,3

Варфоломеевка 35 кВ - Варфоломеевка 10 кВ	2,6	23	32	5,47	0,3
Яковлевка 35 кВ - Яковлевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Яковлевка 35 кВ - Яковлевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Андреевка 35 кВ - Андреевка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,16	0,3
Андреевка 35 кВ - Андреевка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,16	0,3
Яблоновка 35 кВ - Яблоновка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Яблоновка 35 кВ - Яблоновка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Чугуевка 2 220 кВ - Чугуевка 220 кВ	0,098	0,43	-2,64		
Арсеньев-2 220 кВ - Чугуевка 2 220 кВ	7,2	25,2	-156		
Арсеньев-2 220 кВ - Дальневосточная 220 кВ	7,2	25,2	-156		
Арсеньев-2 110 кВ - Молодежная 110 кВ	2,49	2,52	34		
Молодежная 110 кВ - Чугуевка 110 кВ	11,17	25	-159		
Арсеньев-2 110 кВ - Прогресс 110 кВ	1,9	4,2	-27		
Арсеньев-2 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	1,9	4,2	-27		
Прогресс 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	0,19	0,42	-2,7		
Молодежная 35 кВ - Арсеньев-1 35 кВ	2,49	4,27			
Молодежная 35 кВ - Оп.48	2,2	3,7			
Оп.48 - Лесная 35 кВ	0,996	1,656			
Оп.48 - Новосысоевка 35 кВ	1,494	2,484			
Новосысоевка 35 кВ - В-2 35 кВ	0,996	1,656			
В-2 35 кВ - Оп.57	1,992	3,312			
Оп.57 - Варфоломеевка 35 кВ	0,249	0,414			
Оп.57 - Яковлевка 35 кВ	2,739	4,554			
Яковлевка 35 кВ - Андреевка 35 кВ	2,241	3,726			
Андреевка 35 кВ - Яблоновка 35 кВ	4,98	8,28			
Прогресс 110 кВ - Прогресс Н1	2,54	55,9	13,2	2,04	1

Прогресс Н1 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Прогресс Н1 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Прогресс 110 кВ - Прогресс Н2	2,54	55,9	13,2	2	1
Прогресс Н2 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Прогресс Н2 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Арсеньев-1 110 кВ - Арсеньев-1 Н1	0,8	35,5	18,2	3,25	1
Арсеньев-1 Н1 - Арсеньев-1 35 кВ	0,8				0,318
Арсеньев-1 Н1 - Арсеньев-1 6 кВ	0,8	22,3			0,057
Арсеньев-1 110 кВ - Арсеньев-1 Н2	0,8	35,5	18,2	3,2	1
Арсеньев-1 Н2 - Арсеньев-1 35 кВ	0,8				0,318
Арсеньев-1 Н2 - Арсеньев-1 6 кВ	0,8	22,3			0,057

Таблица – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$ , кВ
		$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВар	$P_g$ , МВт	$Q_g$ , МВар	
1	2	3	4	5	6	7
Чугуевка 2 220 кВ	220			85,7	17,6	235
Дальневосточная 220 кВ	220					
Арсеньев-2 220 кВ	220					
Арсеньев-2 Н1	220					
Арсеньев-2 Н2	220					
Арсеньев-2 110 кВ	110	14,6	2			
Арсеньев-2 10 кВ	10					
Чугуевка 220 кВ	220					
Чугуевка Н1	220					
Чугуевка 110 кВ	110	15,8	4,6			
Чугуевка 10 кВ	10					
Молодежная 110 кВ	110					
Молодежная Н1	110					
Молодежная Н2	110					
Молодежная 35 кВ	35					
Молодежная 6 кВ	6,3	8,2	3,6			
Прогресс 110 кВ	110					

Прогресс Н1	110					
Прогресс Н2	110					
Прогресс 6 кВ	6,3	4	1			
Прогресс 6 кВ	6,3	4	1			
Арсеньев-1 110 кВ	110					
Арсеньев-1 Н1	110					
Арсеньев-1 Н2	110					
Арсеньев-1 35 кВ	35	20	8			
Арсеньев-1 6 кВ	6,3	7	2			
Оп.48	35					
Лесная 35 кВ	35					
Лесная 6 кВ	6,3	2	0,4			
Новосысоевка 35 кВ	35					
Новосысоевка 6 кВ	6	2	0,5			
В-2 35 кВ	35					
В-2 6 кВ	6	2	0,4			
Оп.57	35					
Варфоломеевка 35 кВ	35					
Варфоломеевка 10 кВ	11	4	0,5			
Яковлевка 35 кВ	35					
Яковлевка 10 кВ	10	4	0,5			
Андреевка 35 кВ	35					
Андреевка 10 кВ	10	2	0,4			
Яблонька 35 кВ	35					
Яблонька 10 кВ	10	2	0,4	8	2	

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица – Параметры ветвей в послеаварийном режиме

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
1	2	3	4	5	6
Арсеньев-2 220 кВ - Арсеньев-2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Арсеньев-2 Н1 - Арсеньев-2 110 кВ	0,48				0,5
Арсеньев-2 Н1 - Арсеньев-2 10 кВ	3,2	131			0,048
Арсеньев-2 220 кВ - Арсеньев-2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Арсеньев-2 Н2 - Арсеньев-2 110 кВ	0,48				0,5
Арсеньев-2 Н2 - Арсеньев-2 10 кВ	3,2	131			0,048
Чугуевка 220 кВ - Чугуевка Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Чугуевка Н1 - Чугуевка 110 кВ	0,48				0,5
Чугуевка Н1 - Чугуевка 10 кВ	3,2	131			0,048
Молодежная 110 кВ - Молодежная Н1	2,6	88,9	12,1	1,7	1
Молодежная Н1 - Молодежная 35 кВ	2,6				0,318
Молодежная Н1 - Молодежная 6 кВ	2,6	52			0,057
Молодежная 110 кВ - Молодежная Н2	2,6	88,9	12,1	1,7	1,098
Молодежная Н2 - Молодежная 35 кВ	2,6				0,318
Молодежная Н2 - Молодежная 6 кВ	2,6	52			0,057
Лесная 35 кВ - Лесная 6 кВ	4,6	31,9	22,5	4,2	0,18
Лесная 35 кВ - Лесная 6 кВ	4,6	31,9	22,5	4,2	0,18
Новосысоевка 35 кВ - Новосысоевка 6 кВ	1,4	14,6	46,2	7,5	0,18
Новосысоевка 35 кВ - Новосысоевка 6 кВ	1,4	14,6	46,2	7,5	0,18
В-2 35 кВ - В-2 6 кВ	4,6	31,9	22,4	4,2	0,18
В-2 35 кВ - В-2 6 кВ	4,6	31,9	22,4	4,2	0,18
Варфоломеевка 35 кВ - Варфоломеевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Варфоломеевка 35 кВ - Варфоломеевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3

Яковлевка 35 кВ - Яковлевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Яковлевка 35 кВ - Яковлевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Андреевка 35 кВ - Андреевка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Андреевка 35 кВ - Андреевка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Яблоновка 35 кВ - Яблоновка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Яблоновка 35 кВ - Яблоновка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Чугуевка 2 220 кВ - Чугуевка 220 кВ	0,1	0,43	-2,6		
Арсеньев-2 220 кВ - Чугуевка 2 220 кВ	7,2	25,2	-156		
Арсеньев-2 220 кВ - Дальневосточная 220 кВ	7,2	25,2	-156		
Арсеньев-2 110 кВ - Молодежная 110 кВ	2,49	2,52	34		
Молодежная 110 кВ - Чугуевка 110 кВ	11,17	25	-159		
Арсеньев-2 110 кВ - Прогресс 110 кВ	1,9	4,2	-27		
Арсеньев-2 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	1,9	4,2	-27		
Прогресс 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	0,19	0,42	-2,7		
Молодежная 35 кВ - Арсеньев-1 35 кВ	2,49	4,27			
Молодежная 35 кВ - Оп.48	2,2	3,7			
Оп.48 - Лесная 35 кВ	1	1,66			
Оп.48 - Новосысоевка 35 кВ	1,49	2,48			
Новосысоевка 35 кВ - В-2 35 кВ	1	1,66			
В-2 35 кВ - Оп.57	1,99	3,31			
Оп.57 - Варфоломеевка 35 кВ	0,25	0,41			
Оп.57 - Яковлевка 35 кВ	2,74	4,55			
Яковлевка 35 кВ - Андреевка 35 кВ	2,24	3,73			
Андреевка 35 кВ - Яблоновка 35 кВ	4,98	8,28			
Прогресс 110 кВ - Прогресс Н1	2,54	55,9	13,2	2	1
Прогресс Н1 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Прогресс Н1 -	2,54				0,057

Прогресс 6 кВ					
Прогресс 110 кВ - Прогресс Н2	2,54	55,9	13,2	2	1
Прогресс Н2 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Прогресс Н2 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Арсеньев-1 110 кВ - Арсеньев-1 Н1	0,8	35,5	18,2	3,3	1
Арсеньев-1 Н1 - Арсеньев-1 35 кВ	0,8				0,318
Арсеньев-1 Н1 - Арсеньев-1 6 кВ	0,8	22,3			0,057
Арсеньев-1 110 кВ - Арсеньев-1 Н2	0,8	35,5	18,2	3,2	1
Арсеньев-1 Н2 - Арсеньев-1 35 кВ	0,8				0,318
Арсеньев-1 Н2 - Арсеньев-1 6 кВ	0,8	22,3			0,057

Таблица – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$ , кВ
		$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВар	$P_g$ , МВт	$Q_g$ , МВар	
Название	$U_{ном}$	$P_n$	$Q_n$		$Q_g$	
Чугуевка 2 220 кВ	220			85,7	18,5	235
Дальневосточная 220 кВ	220					
Арсеньев-2 220 кВ	220					
Арсеньев-2 Н1	220					
Арсеньев-2 Н2	220					
Арсеньев-2 110 кВ	110	14,6	2			
Арсеньев-2 10 кВ	10					
Чугуевка 220 кВ	220					
Чугуевка Н1	220					
Чугуевка 110 кВ	110	15,8	4,6			
Чугуевка 10 кВ	10					
Молодежная 110 кВ	110					
Молодежная Н1	110					
Молодежная Н2	110					
Молодежная 35 кВ	35					
Молодежная 6 кВ	6	8,2	3,6			
Прогресс 110 кВ	110					
Прогресс Н1	110					
Прогресс Н2	110					
Прогресс 6 кВ	6	4	1			
Прогресс 6 кВ	6	4	1			
Арсеньев-1 110 кВ	110					

Арсеньев-1 Н1	110					
Арсеньев-1 Н2	110					
Арсеньев-1 35 кВ	35	20	8			
Арсеньев-1 6 кВ	6	7	2			
Оп.48	35					
Лесная 35 кВ	35					
Лесная 6 кВ	6	2	0,4			
Новосысоевка 35 кВ	35					
Новосысоевка 6 кВ	6	2	0,5			
В-2 35 кВ	35					
В-2 6 кВ	6	2	0,4			
Оп.57	35					
Варфоломеевка 35 кВ	35					
Варфоломеевка 10 кВ	11	4	0,5			
Яковлевка 35 кВ	35					
Яковлевка 10 кВ	10	4	0,5			
Андреевка 35 кВ	35					
Андреевка 10 кВ	10	2	0,4			
Яблоновка 35 кВ	35					
Яблоновка 10 кВ	10	2	0,4	8	2	



## ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица – Параметры ветвей

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
1	2	3	4	5	6
Арсеньев-2 220 кВ - Арсеньев-2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Арсеньев-2 Н1 - Арсеньев-2 110 кВ	0,48				0,5
Арсеньев-2 Н1 - Арсеньев-2 10 кВ	3,2	131			0,048
Арсеньев-2 220 кВ - Арсеньев-2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Арсеньев-2 Н2 - Арсеньев-2 110 кВ	0,48				0,5
Арсеньев-2 Н2 - Арсеньев-2 10 кВ	3,2	131			0,048
Чугуевка 220 кВ - Чугуевка Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Чугуевка Н1 - Чугуевка 110 кВ	0,48				0,5
Чугуевка Н1 - Чугуевка 10 кВ	3,2	131			0,048
Молодежная 110 кВ - Молодежная Н1	2,6	88,9	12,1	1,7	1
Молодежная Н1 - Молодежная 35 кВ	2,6				0,318
Молодежная Н1 - Молодежная 6 кВ	2,6	52			0,057
Молодежная 110 кВ - Молодежная Н2	2,6	88,9	12,1	1,7	1
Молодежная Н2 - Молодежная 35 кВ	2,6				0,318
Молодежная Н2 - Молодежная 6 кВ	2,6	52			0,057
Лесная 35 кВ - Лесная 6 кВ	4,6	31,9	22,5	4,2	0,18
Лесная 35 кВ - Лесная 6 кВ	4,6	31,9	22,5	4,2	0,18
Новосысоевка 35 кВ - Новосысоевка 6 кВ	1,4	14,6	46,2	7,5	0,18
Новосысоевка 35 кВ - Новосысоевка 6 кВ	1,4	14,6	46,2	7,5	0,18
В-2 35 кВ - В-2 6 кВ	4,6	31,9	22,4	4,2	0,18
В-2 35 кВ - В-2 6 кВ	4,6	31,9	22,4	4,2	0,18
Варфоломеевка 35 кВ - Варфоломеевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Варфоломеевка 35 кВ - Варфоломеевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3

Яковлевка 35 кВ - Яковлевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Яковлевка 35 кВ - Яковлевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Андреевка 35 кВ - Андреевка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Андреевка 35 кВ - Андреевка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Яблоновка 35 кВ - Яблоновка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Яблоновка 35 кВ - Яблоновка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Чугуевка 2 220 кВ - Чугуевка 220 кВ	0,1	0,43	-2,6		
Арсеньев-2 220 кВ - Чугуевка 2 220 кВ	7,2	25,2	-156		
Арсеньев-2 220 кВ - Дальневосточная 220 кВ	7,2	25,2	-156		
Арсеньев-2 110 кВ - Молодежная 110 кВ	2,49	2,52	34		
Молодежная 110 кВ - Чугуевка 110 кВ	11,17	25	-159		
Арсеньев-2 110 кВ - Прогресс 110 кВ	1,9	4,2	-27		
Арсеньев-2 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	1,9	4,2	-27		
Прогресс 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	0,19	0,42	-2,7		
Молодежная 35 кВ - Арсеньев-1 35 кВ	2,49	4,27			
Молодежная 35 кВ - Оп.48	2,2	3,7			
Оп.48 - Лесная 35 кВ	1	1,66			
Оп.48 - Новосысоевка 35 кВ	1,49	2,48			
Новосысоевка 35 кВ - В-2 35 кВ	1	1,66			
В-2 35 кВ - Оп.57	1,99	3,31			
Оп.57 - Варфоломеевка 35 кВ	0,25	0,41			
Оп.57 - Яковлевка 35 кВ	2,74	4,55			
Яковлевка 35 кВ - Андреевка 35 кВ	2,24	3,73			
Андреевка 35 кВ - Яблоновка 35 кВ	4,98	8,28			
Прогресс 110 кВ - Прогресс Н1	2,54	55,9	13,2	2	1
Прогресс Н1 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Прогресс Н1 -	2,54				0,057

Прогресс 6 кВ					
Прогресс 110 кВ - Прогресс Н2	2,54	55,9	13,2	2	1
Прогресс Н2 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Прогресс Н2 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Арсеньев-1 110 кВ - Арсеньев-1 Н1	0,8	35,5	18,2	3,3	1
Арсеньев-1 Н1 - Арсеньев-1 35 кВ	0,8				0,318
Арсеньев-1 Н1 - Арсеньев-1 6 кВ	0,8	22,3			0,057
Арсеньев-1 110 кВ - Арсеньев-1 Н2	0,8	35,5	18,2	3,2	1
Арсеньев-1 Н2 - Арсеньев-1 35 кВ	0,8				0,318
Арсеньев-1 Н2 - Арсеньев-1 6 кВ	0,8	22,3			0,057

Таблица – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$ , кВ
		$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВар	$P_g$ , МВт	$Q_g$ , МВар	
1	2	3	4	5	6	7
Чугуевка 2 220 кВ	220			98,1	21,6	242
Дальневосточная 220 кВ	220					
Арсеньев-2 220 кВ	220					
Арсеньев-2 Н1	220					
Арсеньев-2 Н2	220					
Арсеньев-2 110 кВ	110	14,6	2			
Арсеньев-2 10 кВ	10					
Чугуевка 220 кВ	220					
Чугуевка Н1	220					
Чугуевка 110 кВ	110	15,8	4,6			
Чугуевка 10 кВ	10					
Молодежная 110 кВ	110					
Молодежная Н1	110					
Молодежная Н2	110					
Молодежная 35 кВ	35					
Молодежная 6 кВ	6	11,3	4,1			
Прогресс 110 кВ	110					
Прогресс Н1	110					
Прогресс Н2	110					
Прогресс 6 кВ	6	4	1			

Прогресс 6 кВ	6	4	1			
Арсеньев-1 110 кВ	110					
Арсеньев-1 Н1	110					
Арсеньев-1 Н2	110					
Арсеньев-1 35 кВ	35	20	8			
Арсеньев-1 6 кВ	6	7	2			
Оп.48	35					
Лесная 35 кВ	35					
Лесная 6 кВ	6	2	0,4			
Новосысоевка 35 кВ	35					
Новосысоевка 6 кВ	6	7	0,5			
В-2 35 кВ	35					
В-2 6 кВ	6	3	0,4			
Оп.57	35					
Варфоломеевка 35 кВ	35					
Варфоломеевка 10 кВ	11	4	0,5			
Яковлевка 35 кВ	35					
Яковлевка 10 кВ	10	4	0,5			
Андреевка 35 кВ	35					
Андреевка 10 кВ	10	2	0,4			
Яблоновка 35 кВ	35					
Яблоновка 10 кВ	10	2	0,4	6	2	

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица – Параметры ветвей

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
1	2	3	4	5	6
Арсеньев-2 220 кВ - Арсеньев-2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Арсеньев-2 Н1 - Арсеньев-2 110 кВ	0,48				0,5
Арсеньев-2 Н1 - Арсеньев-2 10 кВ	3,2	131			0,048
Арсеньев-2 220 кВ - Арсеньев-2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Арсеньев-2 Н2 - Арсеньев-2 110 кВ	0,48				0,5
Арсеньев-2 Н2 - Арсеньев-2 10 кВ	3,2	131			0,048
Чугуевка 220 кВ - Чугуевка Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Чугуевка Н1 - Чугуевка 110 кВ	0,48				0,5
Чугуевка Н1 - Чугуевка 10 кВ	3,2	131			0,048
Молодежная 110 кВ - Молодежная Н1	2,6	88,9	12,1	1,7	1
Молодежная Н1 - Молодежная 35 кВ	2,6				0,318
Молодежная Н1 - Молодежная 6 кВ	2,6	52			0,057
Молодежная 110 кВ - Молодежная Н2	2,6	88,9	12,1	1,7	1,12
Молодежная Н2 - Молодежная 35 кВ	2,6				0,318
Молодежная Н2 - Молодежная 6 кВ	2,6	52			0,057
Лесная 35 кВ - Лесная 6 кВ	4,6	31,9	22,5	4,2	0,18
Лесная 35 кВ - Лесная 6 кВ	4,6	31,9	22,5	4,2	0,18
Новосысоевка 35 кВ - Новосысоевка 6 кВ	1,4	14,6	46,2	7,5	0,18
Новосысоевка 35 кВ - Новосысоевка 6 кВ	1,4	14,6	46,2	7,5	0,18
В-2 35 кВ - В-2 6 кВ	4,6	31,9	22,4	4,2	0,18
В-2 35 кВ - В-2 6 кВ	4,6	31,9	22,4	4,2	0,18
Варфоломеевка 35 кВ - Варфоломеевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Варфоломеевка 35 кВ - Варфоломеевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3

Яковлевка 35 кВ - Яковлевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Яковлевка 35 кВ - Яковлевка 10 кВ	2,6	23	32	5,5	0,3
Андреевка 35 кВ - Андреевка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Андреевка 35 кВ - Андреевка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Яблоновка 35 кВ - Яблоновка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Яблоновка 35 кВ - Яблоновка 10 кВ	11,2	49,2	14,3	4,2	0,3
Чугуевка 2 220 кВ - Чугуевка 220 кВ	0,1	0,43	-2,6		
Арсеньев-2 220 кВ - Чугуевка 2 220 кВ	7,2	25,2	-156		
Арсеньев-2 220 кВ - Дальневосточная 220 кВ	7,2	25,2	-156		
Арсеньев-2 110 кВ - Молодежная 110 кВ	2,49	2,52	34		
Молодежная 110 кВ - Чугуевка 110 кВ	11,17	25	-159		
Арсеньев-2 110 кВ - Прогресс 110 кВ	1,9	4,2	-27		
Арсеньев-2 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	1,9	4,2	-27		
Прогресс 110 кВ - Арсеньев-1 110 кВ	0,19	0,42	-2,7		
Молодежная 35 кВ - Арсеньев-1 35 кВ	2,49	4,27			
Молодежная 35 кВ - Оп.48	2,2	3,7			
Оп.48 - Лесная 35 кВ	1	1,66			
Оп.48 - Новосысоевка 35 кВ	1,49	2,48			
Новосысоевка 35 кВ - В-2 35 кВ	1	1,66			
В-2 35 кВ - Оп.57	1,99	3,31			
Оп.57 - Варфоломеевка 35 кВ	0,25	0,41			
Оп.57 - Яковлевка 35 кВ	2,74	4,55			
Яковлевка 35 кВ - Андреевка 35 кВ	2,24	3,73			
Андреевка 35 кВ - Яблоновка 35 кВ	4,98	8,28			
Прогресс 110 кВ - Прогресс Н1	2,54	55,9	13,2	2	1
Прогресс Н1 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Прогресс Н1 -	2,54				0,057

Прогресс 6 кВ					
Прогресс 110 кВ - Прогресс Н2	2,54	55,9	13,2	2	1
Прогресс Н2 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Прогресс Н2 - Прогресс 6 кВ	2,54				0,057
Арсеньев-1 110 кВ - Арсеньев-1 Н1	0,8	35,5	18,2	3,3	1
Арсеньев-1 Н1 - Арсеньев-1 35 кВ	0,8				0,318
Арсеньев-1 Н1 - Арсеньев-1 6 кВ	0,8	22,3			0,057
Арсеньев-1 110 кВ - Арсеньев-1 Н2	0,8	35,5	18,2	3,2	1
Арсеньев-1 Н2 - Арсеньев-1 35 кВ	0,8				0,318
Арсеньев-1 Н2 - Арсеньев-1 6 кВ	0,8	22,3			0,057

Таблица – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$ , кВ
		$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВар	$P_g$ , МВт	$Q_g$ , МВар	
1	2	3	4	5	6	7
Чугуевка 2 220 кВ	220			98,4	24,5	242
Дальневосточная 220 кВ	220					
Арсеньев-2 220 кВ	220					
Арсеньев-2 Н1	220					
Арсеньев-2 Н2	220					
Арсеньев-2 110 кВ	110	14,6	2			
Арсеньев-2 10 кВ	10					
Чугуевка 220 кВ	220					
Чугуевка Н1	220					
Чугуевка 110 кВ	110	15,8	4,6			
Чугуевка 10 кВ	10					
Молодежная 110 кВ	110					
Молодежная Н1	110					
Молодежная Н2	110					
Молодежная 35 кВ	35					
Молодежная 6 кВ	6	11,3	4,1			
Прогресс 110 кВ	110					
Прогресс Н1	110					
Прогресс Н2	110					
Прогресс 6 кВ	6	4	1			
Прогресс 6 кВ	6	4	1			
Арсеньев-1 110 кВ	110					

Арсеньев-1 Н1	110					
Арсеньев-1 Н2	110					
Арсеньев-1 35 кВ	35	20	8			
Арсеньев-1 6 кВ	6	7	2			
Оп.48	35					
Лесная 35 кВ	35					
Лесная 6 кВ	6	2	0,4			
Новосысоевка 35 кВ	35					
Новосысоевка 6 кВ	6	7	0,5			
В-2 35 кВ	35					
В-2 6 кВ	6	3	0,4			
Оп.57	35					
Варфоломеевка 35 кВ	35					
Варфоломеевка 10 кВ	11	4	0,5			
Яковлевка 35 кВ	35					
Яковлевка 10 кВ	10	4	0,5			
Андреевка 35 кВ	35					
Андреевка 10 кВ	10	2	0,4			
Яблоновка 35 кВ	35					
Яблоновка 10 кВ	10	2	0,4	6	2	