

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

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 14 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ
Приморского края в связи с подключением подстанции Арника

Исполнитель
студент группы 542 об 2  03.06.2019.
подпись, дата Д.В. Хренов

Руководитель
доцент  03.06.19
подпись, дата А.Г. Ротачева

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук  13.06.19
подпись, дата А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель  14.06.2019
подпись, дата Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Хренова
Дмитрия Вячеславовича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ
Приморского края в связи с реконструкцией подстанции Арника
(утверждено приказом от 04.04.19 № 759-уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 03.06.19

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы по
среднотерриториальной проектировке, геокадастровая схема Примор-
ского края

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Общая характеристика района проектирования; расчет и
проектирование электрических нагрузок; разработка конкретных способ-
ств реконструкции

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) чертежи - 6 шт.,
таблицы - 32, программные продукты - 4

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности
А.Б. Бушаков

7. Дата выдачи задания 05.04.19

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ромашова А.Г., доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.19.

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 117 с., 11 рисунков, 32 таблицы, 4 приложения, 37 источников.

ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В работе разработан вариант развития энергосистемы Приморского края путем строительства ВЛ-220 кВ и ПС. Для решения поставленной задачи необходимо предоставить на рассмотрение несколько вариантов конфигурации сети, выбрать наиболее оптимальные и наиболее возможные к осуществлению с точки зрения экономичности, надежности.

В ходе выполнения ВКР выполнены расчеты режимов работы сети; произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования; осуществлён выбор типа и мощности понижающих трансформаторов; выбраны, измерительные трансформаторы тока и напряжения, распределительные устройства, а также рассмотрен расчет релейной защиты трансформатора.

Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- КЗ – короткое замыкание;
- КЗ – контрольный замер (см. в контексте);
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- ВЛ – воздушная линия;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- ТКЗ – ток короткого замыкания;
- ЭДС – электродвижущая сила;
- ПС – подстанция;
- РУ – распределительное устройство;
- ИП – источник питания;
- БСК – батарея статических конденсаторов;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- ВЛЭП – воздушная линия электропередачи;
- ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности;
- ЭЭС – электроэнергетическая система;
- РЗ и А – релейная защита и автоматика;
- ДЗ – дистанционная защита;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ТТ – трансформатор тока;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- АВР – автоматический ввод резерва;
- КУ – компенсирующие устройства;
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- ТН – трансформатор напряжения;
- СВ – секционный выключатель;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
ВЧЗ – высокочастотный заградитель;
АКБ – аккумуляторная батарея;
УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя;
АПВ – автоматическое повторное выключение;
ТО – токовая отсечка;
ПА – противоаварийная автоматика;
ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
ГЗТ – газовая защита трансформатора;

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Общая характеристика района проектирования	11
1.1 Климатическая и географическая характеристика	11
1.2 Характеристика источников питания	12
2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	15
2.1 Общие положения	15
2.2 Расчет вероятностных характеристик существующих электрических нагрузок	15
2.3 Прогнозирование электрических нагрузок для подстанций	20
3. Выбор варианта сети	22
3.1 Разработка конкурентно способных вариантов схем электрических сетей	23
3.2 Выбор рационального напряжения	26
3.3 Выбор типов схем РУ подстанций	26
3.4 Компенсация реактивной мощности	28
3.5 Выбор мощности трансформатора	31
3.6 Выбор сечения проводов	33
4 Выбор оптимального варианта электрической сети	36
4.1 Расчет капитальных вложений.	36
4.2 Расчет потерь электрической энергии.	37
4.3 Расчет эксплуатационных издержек	39
4.4 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети.	40
5. Анализ и расчет установившихся режимов	42
5.1 Подготовка исходных данных для расчета	42
5.2 Анализ установившегося режима в действующей сети	44
5.3 Анализ послеаварийного режима в действующей сети	46
6. Выбор и проверка оборудования подстанции Арника	48

6.1 Общие положения	48
6.2 Расчет токов короткого замыкания	48
6.3 Выбор выключателей	50
6.4 Выбор разъединителей	54
6.5 Выбор трансформаторов тока	54
6.6 Выбор трансформаторов напряжения	59
6.7 Выбор КРУ 10 кВ	61
6.8 Выбор и проверка токоведущих частей	63
6.9 Выбор ОПН	66
6.10 Выбор и проверка ТСН	69
6.11 Выбор аккумуляторных батарей	70
6.12 Выбор высокочувствительных заградителей	73
7. Релейная защита и автоматика	74
7.1 Описание устройств микропроцессорной защиты «Сириус – Т»	74
7.2 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора	76
7.3 Расчет уставок максимальной токовой защиты	84
7.4 Газовая защита трансформатора	91
7.5 Автоматическое повторное включение и автоматический ввод резерва	91
8. Молниезащита и заземление подстанции Арника	92
8.1 Защита от прямых ударов молнии	92
8.2 Расчет заземления подстанции «Арника»	95
9 Безопасность и экологичность	102
9.1 Безопасность	102
9.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ	103
9.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ	103
9.4 Безопасность при эксплуатации трансформатора ПС 220 кВ Арника	104
9.5 Экологичность	105

9.6 Чрезвычайные ситуации	111
Заключение	113
Библиографический список	114
Приложение А Вероятностные характеристики по ПС	118
Приложение Б Спрогнозированные вероятностные характеристики по ПС	120
Приложение В Значения параметров сети в узлах и ветвях схемы в установившемся режиме	122
Приложение Г Значения параметров сети узлах и ветвях схемы в послеаварийном режиме	128

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данной работы заключается в реализации проектов ТОР – территорий опережающего развития, выделение внутри страны территорий с необходимой для старта производства льготами и инфраструктурой. Данные экономические зоны со льготными налоговыми условиями, упрощёнными административными процедурами и другими привилегиями создаются с целью привлечения инвестиций, улучшения жизни населения и ускоренного развития экономики.

Перспективы развития Приморского края связаны с развитием агропромышленного комплекса, горнодобывающей промышленности, рыбопромышленного комплекса и туристско-рекреационного комплекса. Все это требует обеспечения электрической энергией.

В данной работе разрабатывается схема присоединения к электрической сети ПС 220 кВ Арника и проектирование ЛЭП 220кВ до ПС Арника. Строительство данных объектов планируется на территории Михайловского района Приморского края. Подстанция будет расположена в 20 км к юго-западу от села Некруглово. Где, в свою очередь, будут созданы крупные сельскохозяйственные производства и логистики сельхозпродукции и центры глубокой переработки.

Исходные данные для проектирования: данные по загрузке трансформаторов подстанций; схема сети Приморской энергосистемы; нагрузки и напряжения по подстанциям в контрольный день замеров на конец 2018 г.

Целью ВКР является реконструкция электрической сети 220 кВ, которая позволит обеспечить электроснабжение с требуемой степенью надежности.

В ходе работы следует решить следующие задачи:

- Анализ ЭЭС;

- Разработка вариантов подключения;
- Расчет максимального режима;
- Оценка экономической эффективности предлагаемого варианта.
- Расчет токов короткого замыкания;
- Выбор и проверка электрических аппаратов;
- Выбор релейной защиты и автоматики

В экономической части ВКР выполнен расчёт экономической эффективности предлагаемого проекта реконструкции рассматриваемого участка распределительной сети 35 кВ

В процессе решения дипломного проекта были использованы ПК «RastrWin3», «PTC Mathcad Prime 4.0», а также пакет офисных программ «Microsoft Office 2007».

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатическая и географическая характеристика

Ландшафт - широколиственные леса, чередующиеся с полями на равнинах; в горах — широколиственный, местами смешанный лес. Юго-восточную часть района занимает Шкотовское плато. Абсолютные высоты нарастают к юго-востоку, достигая максимальных значений на границе района, в центре плато. В регионе преобладает преимущественно смешанный лес.

В горно-лесных районах преобладают бурые лесные и буро-таежные подзолистые и неподзолистые почвы. Для равнин характерны буро-подзолистые и лугово-бурые оподзоленные почвы, в долинах рек - аллювиальные почвы. Под сельскохозяйственные культуры используются главным образом плодородные почвы низменностей и речных долин.

Климат Приморского края умеренный муссонный. Зима сухая и холодная с ясной погодой. Весна продолжительная, прохладная, с частыми колебаниями температуры. Лето тёплое и влажное, на летние месяцы приходится максимум количества осадков. Осень, как правило, тёплая, сухая, с ясной погодой. Летом преобладают южные ветра с Тихого океана, а зимой северные, приносящие холодную, но ясную погоду с континентальных районов. Основная особенность — летом обильные осадки и туман. Лето — пора тайфунов, эти тропические циклоны каждый год посещают край, нанося порой огромный ущерб инфраструктуре края и сельскому хозяйству.

Средняя температура августа +17...+22 °С. Средняя температура января на побережье от -8 °С до -14 °С. Ветра, особенно на островах и вершинах полуостровов, понижают эффективную (ощущаемую) температуру воздуха. Поэтому зима во Владивостоке воспринимается как более холодная, нежели в Артёме и Партизанске. В материковых районах температура января составляет -14...-23 °С. Самая тёплая зима на юге Хасанского района и в окрестностях г. Находка, самая холодная — в горных районах центральной и северной части края. Абсолютный минимум -48,8 °С, зарегистрированный в

Красноармейском районе в с. Мельничное, связан с температурной инверсией в межгорной котловине. Самые холодные месяцы: декабрь, январь и февраль. Самые тёплые — июнь, июль и август в континентальных районах; июль, август и сентябрь на побережье. Осадков 550—920 мм в год. Зимой в связи с интенсивным прогревом холодных воздушных масс, спускающихся с гор в море, влажность воздуха на побережье ниже, чем в глубине территории. Летом, наоборот, из-за тихоокеанского муссона влажность на побережье выше, чем в континентальных районах.

Каждый район характеризуется своим климатом и исходящими из этого условиями, показателями. Все необходимые характеристики района сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Справочная величина
Район по ветру	IV
Нормативная скорость ветра, м/сек	8
Район по гололеду	IV
Толщина стенки гололеда, мм	18
Низшая температура воздуха, С	-20
Высшая температура воздуха, С°	+21

1.2 Характеристика источников питания

Приморская ГРЭС является тепловой электростанцией. Расположена в посёлке городского типа Лучегорск Приморского края. Самая мощная тепловая электростанция на Дальнем Востоке России. Входит в состав филиала «Лучегорский топливно-энергетический комплекс» АО «Дальневосточная генерирующая компания» (входит в группу «РусГидро»). Расположение источников питания и подстанций напряжением 220 кВ (зеленый цвет) и 500 кВ (красный цвет) показаны на рисунке 1.

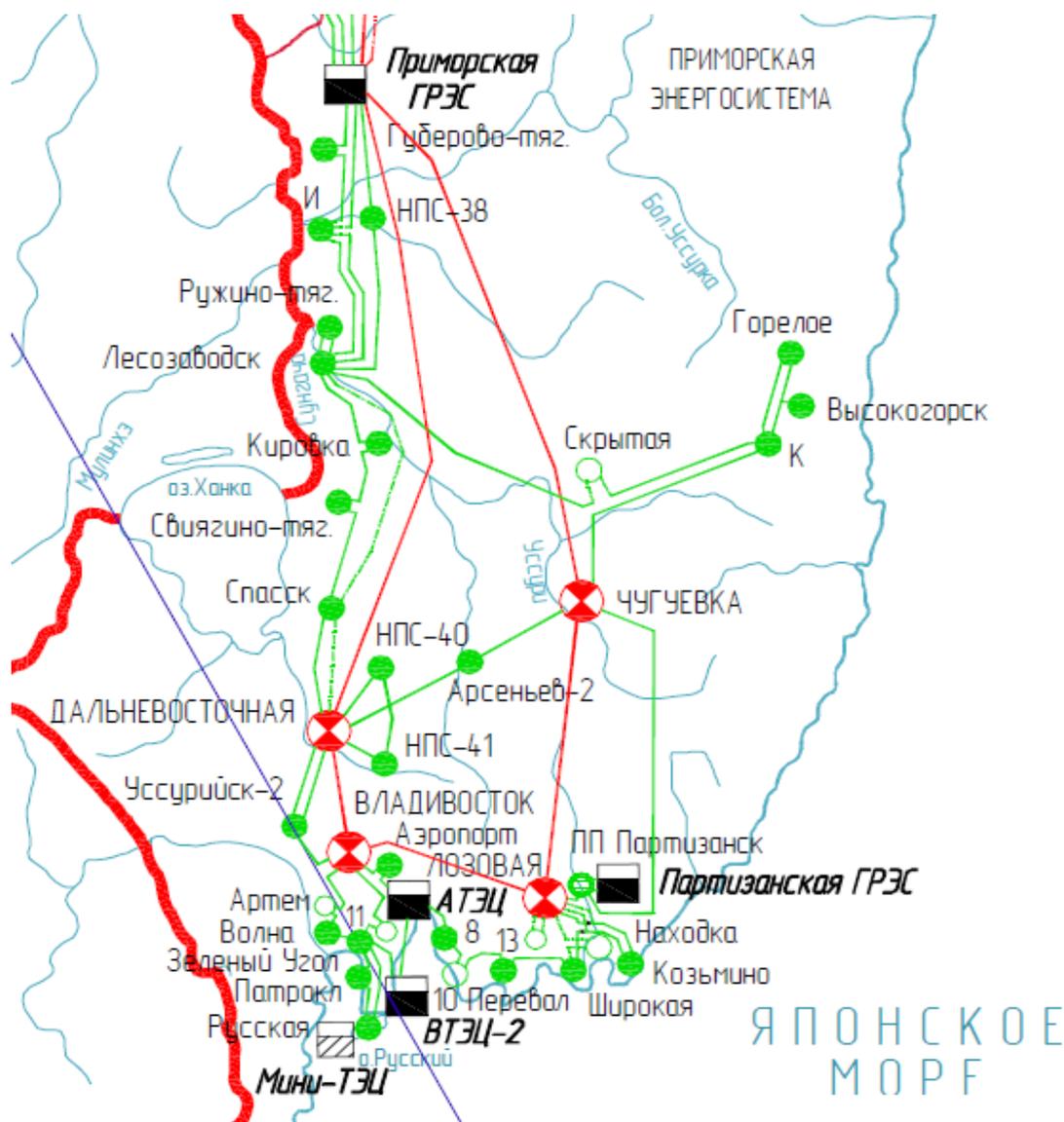


Рисунок 1 – Карта- схема Приморского края 220-500 кВ

Приморская ГРЭС представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла.

Основные характеристики :

- Электрическая мощность – 1467 МВт;
- Тепловая мощность - 237 Гкал/час.

Приморская ГРЭС построена по блочной схеме. Основное оборудование электростанции:

- Два дубльблока (ст. № 1 и 2) мощностью по 110 МВт, каждый состоит из турбины К-110-90-7, турбогенератора ТВФ-120-2 и двух котлоагрегатов БКЗ-220-100Ф. Работают на давлении пара 90 атм.;

- Два дубльблока (ст. № 3 и 4) мощностью по 96 МВт, каждый состоит из турбины Т-96/110-90, турбогенератора ТВФ-120-2 и двух котлоагрегатов БКЗ-220-100Ф. Работают на давлении пара 90 атм.;

- Четыре моноблока (ст. № 5-8) мощностью по 210 МВт, каждый состоит из турбины К-210-130-3, турбогенератора ТГВ-200-2МУ-3 и котлоагрегата БКЗ-670-140Ф. Работают на давлении пара 130 атм.;

- Один моноблок (ст. № 9) мощностью 215 МВт, состоит из турбины К-215-130-1, турбогенератора ТГВ-200-2М, котлоагрегата БКЗ-670-140Ф. Работает на давлении пара 130 атм.

Однолинейная схема Приморской ГРЭС расположена на рисунке 1.

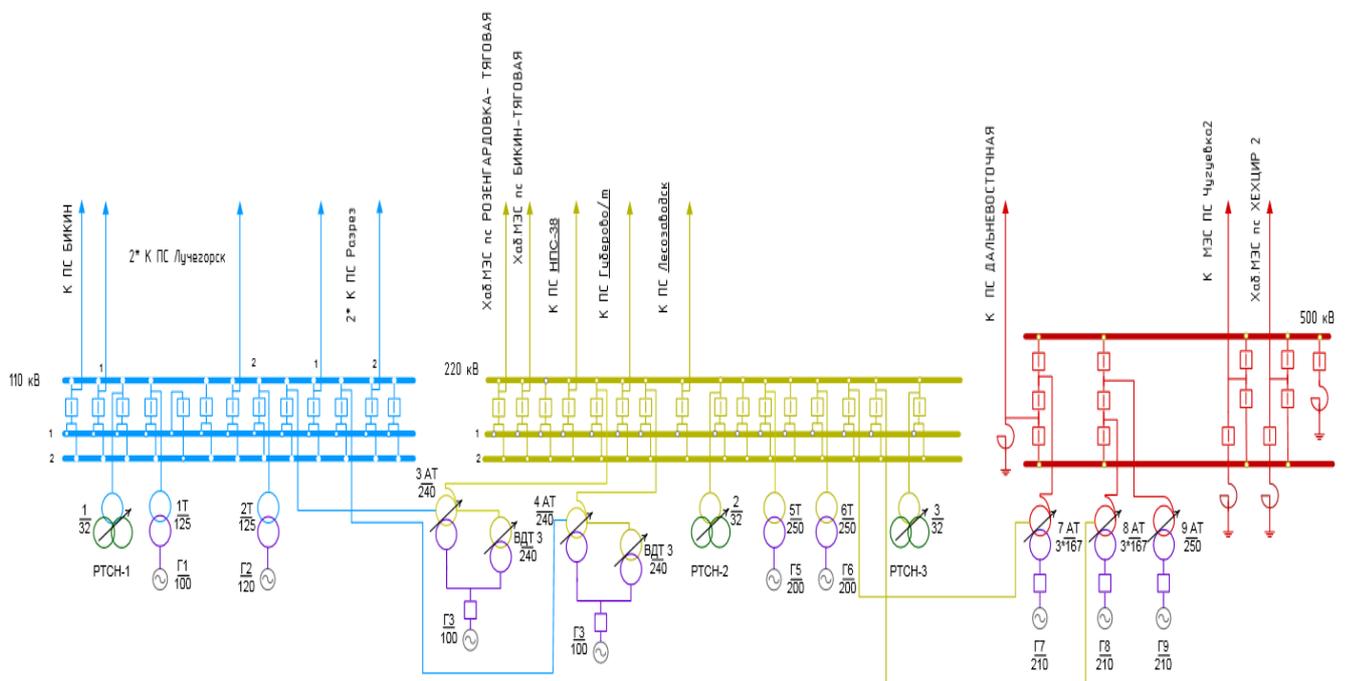


Рисунок 2 – Однолинейная схема ПГРЭС

2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Общие положения

Целью данного пункта - расчёт вероятностно-статистических и режимных характеристик потребителей, используемых при выборе оборудования.

К вероятностно-статистическим характеристиками потребителей относятся:

1. средние активные и реактивные мощности;
2. максимальные мощности;
3. эффективные или среднеквадратические мощности;
4. минимальные мощности.

2.2 Расчет вероятностных характеристик существующих электрических нагрузок

Средняя мощность – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени. Этот вид нагрузки служит для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = \frac{P_{max}}{k_{max}} \text{ МВт}, \quad (1)$$
$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = \frac{Q_{max}}{k_{max}} \text{ Мвар},$$

где P_{cp}, Q_{cp} - средняя мощность;

T - период;

P_i, Q_i - мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок.

Под *среднеквадратичной (эффективной) мощностью* понимают математическое ожидание квадратов мощности за анализируемый период времени. Эта мощность служит для расчета потерь электроэнергии.

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} = P_{\text{cp}} \cdot k_{\phi}, \quad (2)$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} = Q_{\text{cp}} \cdot k_{\phi},$$

где $P_{\text{эф}}$, $Q_{\text{эф}}$ – среднеквадратичная (эффективная) мощность.

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий. Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента.

$$\begin{aligned} P_{\text{max}} &= P_{\text{cp}} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \\ Q_{\text{max}} &= Q_{\text{cp}} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \end{aligned} \quad (3)$$

где P_{max} , Q_{max} – максимальная мощность;

t_{β} – коэффициент Стьюдента, равный 1,85;

k_{ϕ} – коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$K_{\phi} = \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}},$$

где K_3 – коэффициент заполнения.

В том случае, если данных для расчета коэффициента заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5 .

Под *минимальной мощностью* понимают среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Формула для вычисления P_{min} аналогична вычислению максимальной мощности.

$$P_{min} = P_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = P_{cp} \cdot k_{min}, \quad (4)$$

$$Q_{min} = Q_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = Q_{cp} \cdot k_{\phi},$$

где P_{min}, Q_{min} - максимальная мощность.

Исходные данные для расчёта взяты по результатам контрольных замеров 2019 года и представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные

Наименование ПС	Максимальная активная мощность ПС, МВт	Максимальная реактивная мощность ПС, МВт
1	2	3
ЖБИ - 130	2,4	1
Агрокомплекс	10,7	6,4
Павловка - 2	2,5	0,8
Ярославка	6,2	1,5
Сибирцево/т	12,5	12,1
М	10,1	2,7
Ретиховка	0,9	0,2
Хороль	9,5	2,3
Петровичи	0,5	0,1
Вадимовка	0,3	0,1
Мучная	3,1	1,3
Спасск	60,2	32,8

1	2	3
Арсеньев 2	101,3	25,8
Дальневосточная	43,6	10,2
Уссурийск 2	142,8	48,6
Чугуевка 2	95,9	40,1
Приморская ГРЭС	34,3	23,1
Ключи	14,7	0,8
Арника	80	32

Для определения вероятностных характеристик воспользуемся усредненными коэффициентами: $k_\phi = 1,17$, $k_{\max} = 1,2$, $k_{\min} = 0,3$.

Приведём пример расчёта, для ПС ЖБИ - 130 :

$$P_{cp} = \frac{2,4}{1,2} = 2 \text{ МВт.}$$

$$P_{эф} = 2 \cdot 1,17 = 2,34 \text{ МВт.}$$

$$P_{\min} = 2 \cdot 0,7 = 1,4 \text{ МВт}$$

$$Q_{\min} = 1,4 \cdot 0,41 = 0,574 \text{ МВт}$$

$$Q_{cp} = 2 \cdot 0,4 = 0,8 \text{ МВАр}$$

$$Q_{эф} = 2,34 \cdot 0,41 = 0,959 \text{ МВАр}$$

Для лета все вероятностные характеристики рассчитываются с учетом коэффициента летнего снижения нагрузки, в данном случае он равен 0,85 %.

Расчет вероятностных характеристик для лета, для ПС ЖБИ - 130:

$$P_{\maxл} = P_{\max} \cdot K_{л};$$

$$P_{\maxл} = 2,4 \cdot 0,85 = 2,04 \text{ МВт};$$

$$P_{срл} = P_{ср} \cdot K_{л};$$

$$P_{\text{срл}} = 2 \cdot 0,85 = 1,7 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{михл}} = P_{\text{мих}} \cdot K_{\text{л}};$$

$$P_{\text{минл}} = 1,4 \cdot 0,85 = 1,19 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{эфл}} = P_{\text{эф}} \cdot K_{\text{л}};$$

$$P_{\text{эфл}} = 2,34 \cdot 0,85 = 1,989 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{махл}} = Q_{\text{мах}} \cdot K_{\text{л}};$$

$$Q_{\text{махл}} = 1 \cdot 0,85 = 0,85 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\text{минл}} = Q_{\text{мин}} \cdot K_{\text{л}};$$

$$Q_{\text{минл}} = 0,574 \cdot 0,85 = 0,488 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\text{срл}} = Q_{\text{ср}} \cdot K_{\text{л}};$$

$$Q_{\text{срл}} = 0,82 \cdot 0,85 = 0,697 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\text{эфл}} = Q_{\text{эф}} \cdot K_{\text{л}};$$

$$Q_{\text{эфл}} = 0,959 \cdot 0,85 = 0,815 \text{ МВАр}.$$

Вероятностные характеристики для каждой ПС приведены в приложении А.

Таблица 3 – Вероятностные характеристики для ПС 220 – 500 кВ

ПС	Вре- мя	P_{max} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	P_{min} , МВт	Q_{max} , Мвар	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$Q_{\text{эф}}$, Мвар	Q_{min} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Спасск	Зима	60,2	50,17	58,06	35,12	32,8	20,57	24,06	14,39
	Лето	51,17	42,64	49,89	29,85	27,88	17,48	20,45	12,29
Ар- сеньев 2	Зима	101,3	84,33	98,67	59,03	25,8	22,57	23,45	21,21
	Лето	86,02	71,68	83,87	50,18	21,93	20,07	20,73	19,54

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Даль- невос- точная	Зима	43,6	36,33	42,51	25,4	10,2	8,89	9,98	8,13
	Лето	37,06	30,88	36,13	21,62	8,67	6,56	7,86	7,56
Уссу- рийск 2	Зима	142,8	119	139,2	83,3	48,6	43,8	47,08	34,11
	Лето	121,4	101,1	118,4	70,8	41,31	38,5	40,53	29,03
Чугу- евка 2	Зима	95,9	79,92	93,5	55,92	40,1	32,76	38,34	22,94
	Лето	81,5	67,93	79,48	47,55	35,7	27,85	32,59	19,49
ПГРЭС	Зима	34,3	28,58	33,44	20,1	21,1	11,72	13,7	8,2
	Лето	29,15	24,3	28,42	17,01	17,93	9,96	11,6	6,97
Арника	Зима	80	66,67	78	46,67	32	27,33	31,98	19,13
	Лето	68	56,67	66	39,67	27,2	23,23	27,18	16,26

2.3 Прогнозирование электрических нагрузок для подстанций

Определяем прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов на примере максимальной спрогнозированной мощности, МВт:

$$P_{\text{прог}}^{\text{max}} = P_{\text{max}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t}, \quad (5)$$

где P_{max} – средняя мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,054 .

$t_{\text{прог}}$ – год на который определяется электрическая нагрузка;

t – год в который снимался первый замер.

При проектировании сетей принимаем $t_{\text{прог}} - t$ равным 5.

Определяем прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов для ПС ЖБИ - 130:

$$P_{\max. \text{прог}} = 2,4 \cdot (1 + 0.054)^5 = 3,12 \text{ MBm.}$$

Исходные данные для расчёта вероятностных характеристик приведены в таблицах 2 и 3, пункта 2.2.

Спрогнозированные вероятностные характеристики сведены в приложение Б.

Таким образом, по исходным данным, мы определили вероятностные и прогнозируемые нагрузки на всех ПС.

3. ВЫБОР ВАРИАНТА СЕТИ

Схемы электрических сетей должны с минимальными затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество энергии.

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

Принципы составления схем электрической сети:

1. Не должно быть обратных перетоков мощности на развернутых участках сети;

2. В качестве ИП 110 кВ рекомендуется использовать ПС 220/110 кВ, имеющие независимые питающие линии. Длина такой ВЛ по возможности не должна превышать 120 км, а количество присоединяемых промежутков ПС не больше трех;

3. При питании ПС с потребителями первой категории рекомендуется применение одной двухцепной ВЛ, вместо двух одноцепных;

4. Рекомендуется принимать к установке на ПС 110 кВ трансформаторы единичной мощностью не более 63 МВА;

5. В кольцевых сетях не рекомендуется использовать участки разного номинального напряжения;

6. Рекомендуется использовать наиболее простые варианты конфигурации сети, требующие наименьшего числа трансформаций и наименее сложного РУ.

Самыми простыми и надежными распределительными устройствами на стороне высокого напряжения являются сдвоенный блок линия-

трансформатор и мостик. В данной работе и нашли применение такие распределительные устройства. В радиальных двухцепных линиях ставятся двойные блоки линия-трансформатор, а на магистральных участках сетей – мостики с выключателями в цепях линий, что даст возможность питания потребителей даже при потере одного из источников питания.

3.1 Разработка конкурентно способных вариантов схем электрических сетей

Составляем возможные варианты присоединения ПС Арника к действующей сети. Ниже представлено 4 варианта схем.

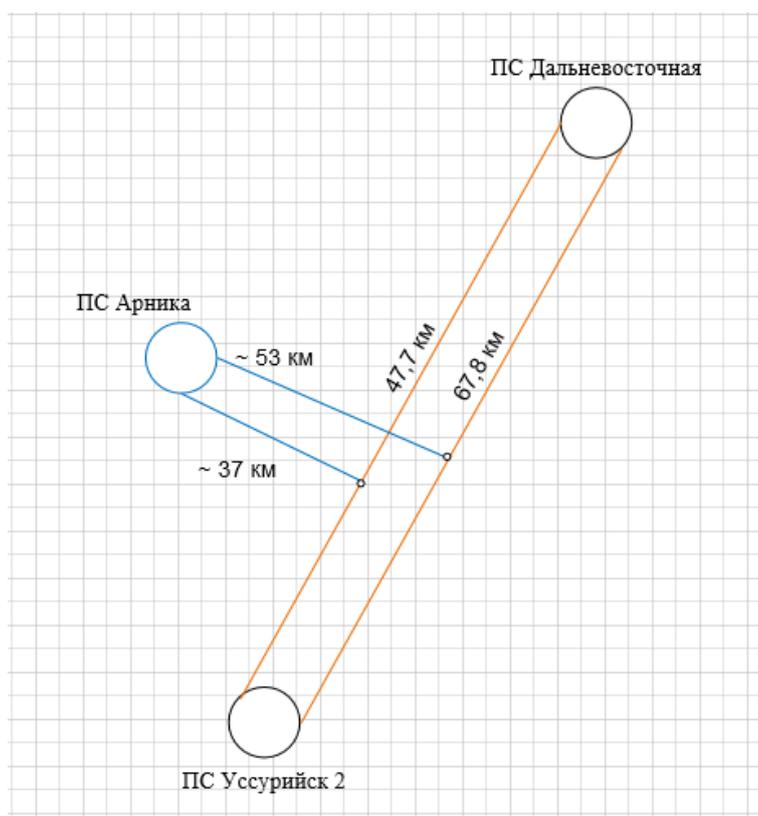


Рисунок 3 – Схема №1

Описание схемы №1 - подстанция является тупиковой. Питание производится по двум линиям, отходящих от действующих. Способ присоединения – отпайка.

Суммарная длина линий составляет $l = 90$ км. Кол-во выключателей 2

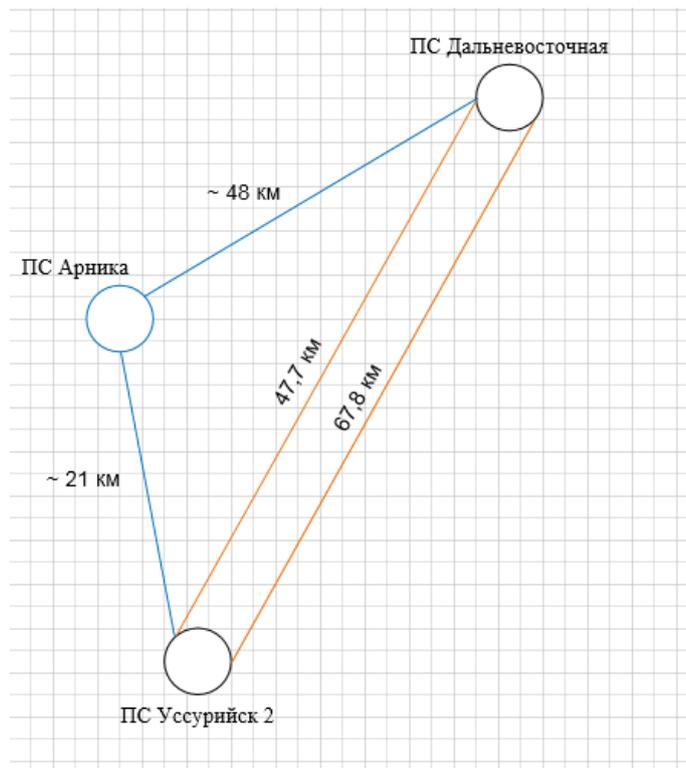


Рисунок 4 – Схема №2

Описание схемы №2 – питание подстанции осуществляется по кольцевой схеме. Данная подстанция является проходной.

Суммарная длина линий составляет $l = 69$ км. Кол-во выключателей 3

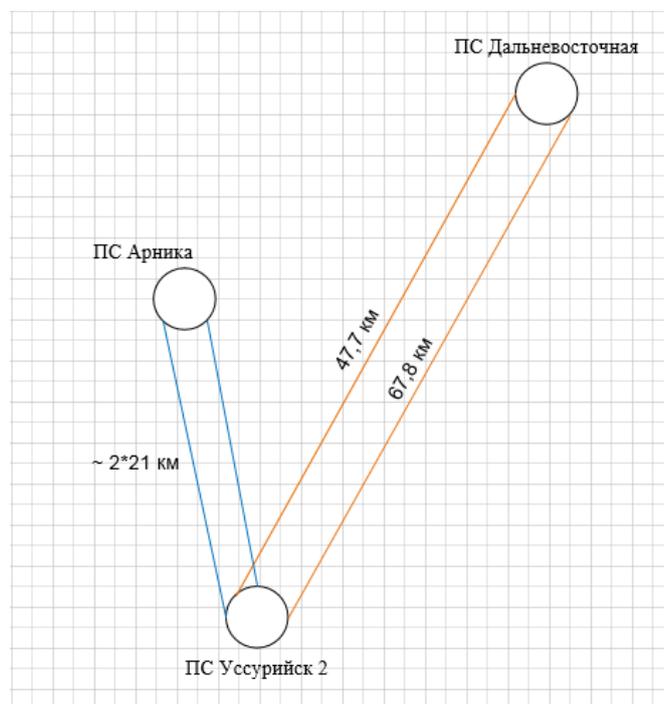


Рисунок 5 – Схема №3

Описание схемы №3 – подстанция получает питание по двухцепной линии. Данная подстанция является тупиковой.

Суммарная длина линий составляет $l = 42$ км. Кол-во выключателей 2

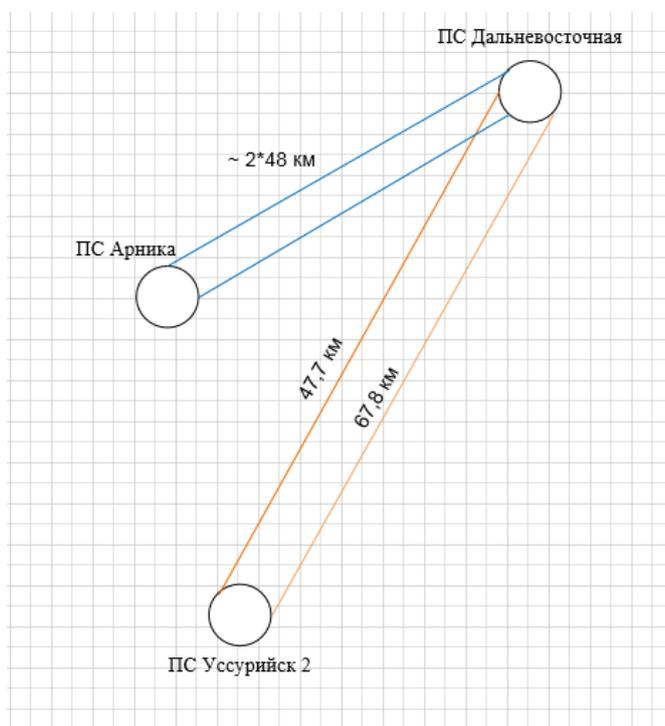


Рисунок 6 – Схема №4

Описание схемы №4 – подстанция получает питание по двухцепной линии. Данная подстанция является тупиковой.

Суммарная длина линий составляет $l = 96$ км. Кол-во выключателей 2

Таблица – 4 Длина линий и количество выключателей для схем

Номер схемы	Длина, км	Количество выкл.
1	90	2
2	69	3
3	42	2
4	96	2

Из 4 возможных вариантов выбираем 2 варианта конфигурации сети путем их сравнения по числу выключателей и по длине линий. Выбираются схемы с наименьшим числом выключателей и наименьшей длиной.

В итоге для дальнейшего анализа выбираем следующие схемы: №2, №3.

3.2 Выбор рационального напряжения

На данном этапе задача сводится к определению номинального напряжения в каждом из вариантов. В данной выпускной работе для определения напряжения мы будем пользоваться формулой Илларионова, которая применяется на напряжение 35 кВ и выше:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \quad \text{б)}$$

где l – длина линии, км;

P – мощность передаваемая по одной цепи, МВт.

Для определения напряжения необходимо знать длину линии каждого участка сети и потоки максимальной активной мощности по линиям.

Рассмотрим пример расчета на 3 варианте:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{42} + \frac{2500}{80}}} = 152,225$$

Таблица 5 – Номинальные напряжения

Вариант схемы	Длина участка, км	Рациональное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ
2	63	159,747	220
3	42	152,225	220

3.3 Выбор типов схем РУ подстанций

При выборе схем РУ подстанций необходимо учитывать число подходящих к подстанции линий, класс номинального напряжения и требования по

надежности электроснабжения потребителей. Так же следует учитывать стоимость подстанции, что бы она была минимально возможная. Для этого необходимо выбирать наиболее упрощенные схемы подстанции, с наименьшим количеством выключателей.

Данным требованиям и вариантам сети данного курсового проекта будут отвечать следующие схем РУ:

1) Два блока с выключателями с неавтоматизированной ремонтной перемычкой со стороны линии. Применяется для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций, питаемые по двум линиям на напряжение 35-220 кВ.

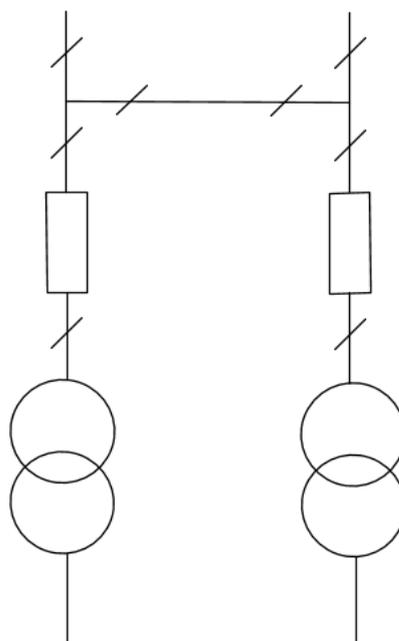


Рисунок 7 – Два блока с выключателями с неавтоматизированной ремонтной перемычкой со стороны линии (4Н)

2) Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии. Применяется для проходных подстанций на напряжение 35-220 кВ.

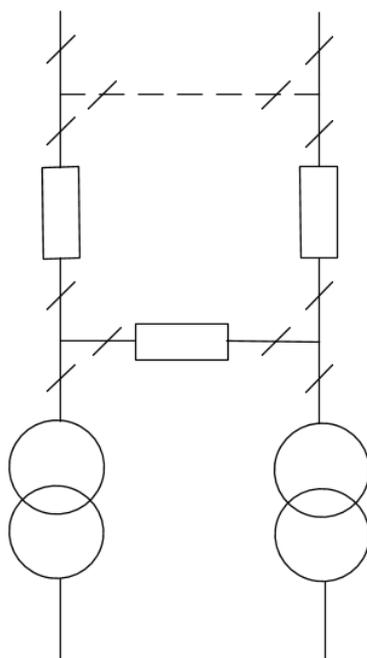


Рисунок 8 – Мостик с выключателями в цепях линий (5Н)

Таблица 6 – Типы распределительных устройств

Вариант схемы	Номинальное напряжение	Тип ОРУ	Количество выключателей
2	220	4Н	2
3	220	5Н	3

3.4 Компенсация реактивной мощности

Передача большой реактивной мощности по ВЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Наиболее выгодным является иметь источник реактивной мощности непосредственно возле потребителя. Также, в настоящее время электроснабжающие организации требуют от потребителей снижения в сети доли реактивной мощности.

Решением данной проблемы является компенсация реактивной мощности – важное и необходимое условие экономичного и надежного функционирования системы электроснабжения предприятия.

Для выбора КУ проводим расчет по следующему алгоритму.

Рассчитываем экономически целесообразную реактивную мощность, которую требуется передать:

$$Q_{\Sigma} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (7)$$

где P_{\max} - Суммарная установленная мощность одной подстанции, МВт;

$\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент мощности, задаваемых энергосистемой.

Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{КУ} = Q_{\max} - Q_{\Sigma} \quad (8)$$

Определяем реактивная мощность, которая подлежит компенсации на 1 секции шин на подстанции:

$$Q_{КУ1\text{сш}} = 1,1 \cdot \frac{Q_{КУ}}{N_{\text{сш}}} \quad (9)$$

где $N_{\text{сш}}$ - число секций шин на низкой стороне ПС, которое равно 2.

По найденному значению $Q_{КУ1\text{сш}}$ выбираются компенсирующие устройства из ряда стандартных, определенного предприятия по выпуску КУ.

Далее находится некомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\max} - N_{\text{сш}} \cdot Q_{КУ\Phi} \quad (10)$$

где $Q_{КУ\Phi}$ - фактическая мощность всех компенсирующих устройств на ПС, Мвар.

Расчет произведем на примере подстанции Арника в зимний период по формулам (7), (8), (9),:

$$Q_{\Sigma} = 80 \cdot 0,4 = 32 \text{ МВАр}$$

$$Q_{КУ} = 32 - 32 = 0 \text{ МВАр}$$

Значение мощности принимает значение - «0», следовательно, как и при условии равенства значения мощности отрицательному числу по формуле (8), компенсирующие устройства устанавливать не целесообразно.

По справочным данным подбираются батареи конденсаторов таким образом, чтобы их мощность была примерно равной $Q_{ку.ст}$.

Нескомпенсированная реактивная мощность нагрузки ПС, с учётом выбора КУ, находится следующим образом:

$$Q_{неск} = Q_{max} - Q_{ку}^{уст} = P_{max} \cdot tg \varphi - Q_{ку}^{уст}, \quad (11)$$

здесь $Q_{ку}^{уст}$ – установленная мощность КУ.

Для ПС «Дальневосточная»:

$$Q_{неск} = Q_{max} = 10,2 \text{ Мвар};$$

Для ПС «Уссурийск 2»:

$$Q_{ку}^{уст} = Q_{max} = 22 \text{ Мвар};$$

Аналогичным образом производятся расчеты для летнего режима. Но для летнего минимального режима осуществлять компенсацию реактивной мощности нецелесообразно в связи со значительным снижением нагрузки.

Результаты расчетов сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчет компенсирующих устройств для варианта № 3

Название ПС	Q, Мвар	Q _{ку} , Мвар	Q _{сш} , Мвар	Тип компенсирующих устройств	ΣQ _{ку} , Мвар	Q _{неск} , Мвар
ДВ	10,2	-0,46	-0,25	Установка нецелесообразна	-	10,2
Арника	21,52	0	0	Установка нецелесообразна	-	21,52
Уссурийск 2	22	-0,36	-0,2	Установка нецелесообразна	-	22

Таблица 8 – Расчет компенсирующих устройств для варианта № 2

Название ПС	Q, Мвар	Q _{ку} , Мвар	Q _{сш} , Мвар	Тип компенсирующих уст- ройств	∑Q _{ку} , Мвар	Q _{неск} , Мвар
ДВ	12,2	-0,39	-0,25	Установка нецелесообразна	-	12,2
Арника	21,52	0	0	Установка нецелесообразна	-	21,52
Уссурийск 2	22	-0,36	-0,2	Установка нецелесообразна	-	22

3.5 Выбор мощности трансформатора

Мощность силовых трансформаторов определяется по формуле (12). Количество трансформаторов на подстанции определяется согласно категории по надежности потребителей, в случае 1 и 2 категории на подстанции должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителя полной мощностью.

Для выбора трансформатора из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot K_3} \quad (12)$$

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7);

P_{cp} – среднее значение активной мощности одной ПС в зимний период;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная мощность одной ПС в зимний период.

Пример расчета для подстанции Арника:

$$S_p = \frac{\sqrt{88,45^2 + 21,52^2}}{2 \cdot 0,7} = 57,04$$

Выбираем трансформатор ТДН- 63000/220- У1, УХЛ1с номинальной мощностью $S_{Тном} = 63$ МВА.

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{нор} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{Тном}} \quad (13)$$

$$K_3^{П/АВ} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{(n-1) \cdot S_{Тном}} \quad (14)$$

Рассмотрим пример расчета:

$$K_3^{нор} = \frac{\sqrt{88,45^2 + 21,52^2}}{2 \cdot 63} = 0,556$$

$$K_3^{П/АВ} = \frac{\sqrt{88,45^2 + 21,52^2}}{(2-1) \cdot 63} = 1,112$$

Полученное значение коэффициента загрузки в нормальном режиме не должно выходить за границы интервала 0,5 – 0,75. Значение коэффициента загрузки в послеаварийном режиме не должно выходить за границы интервала 1,45.

Согласно расчетам выбираем 2 трансформатора ТДН- 63000/220- У1, УХЛ1 СТО 15352615-024-2012

Таблица 9 – Выбор силовых трансформаторов

Название ПС	$S_{тр.расч}$, МВА	Тип трансформатора	$S_{тр}$, МВА	P_{cp} , МВт	$K_{з.н.}$	$K_{з.па.}$
Арника	50,04	ТДН- 63000/220- У1	63	50	0,556	1,112

3.6 Выбор сечения проводов

Одним из важных параметров линии является размер сечения провода. Чем больше сечение, тем больше затраты на сооружение ВЛЭП и амортизационные отчисления.

Выбор сечения проводов производится методом экономических токовых интервалов. Проверка пригодности выбранных сечений проводов производится расчетом послеаварийного режима.

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max з}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \cdot 10^3 \quad (15)$$

где I_{\max} - максимальный ток, А;

$P_{\max з}$ - потоки активной максимальной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт;

$Q_{\text{нескз}}$ - потоки максимальной некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВАр;

$n_{\text{ц}}$ - количество цепей линии;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение, кВ.

Далее находятся расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (16)$$

где I_{\max} - максимальный ток, А;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ($T_M=5300$ ч). Примем данный коэффициент равным 1.

После, по расчетному току выбирается сечение провода рассчитываемого участка, которое потом проверяется по величине длительно допустимого тока в послеаварийном режиме. Проверка совершается следующим соотношением:

$$I_{\partial.\partial} \geq I_{P.П} \quad (17)$$

где $I_{\partial.\partial}$ - длительно допустимый ток выбранного сечения;

$I_{P.П}$ - расчетный послеаварийный ток.

Для схем с одним источником питания, в качестве аварии рассматривается, обрыв одной линии, т.е. в послеаварийный режим ток возрастает в два раза. Для схем с двумя источниками питания или кольцевой схемы, в качестве аварии рассматривается, обрыв самого нагруженного участка.

Теперь приведем расчет максимального тока для участка № 3:

$$I_{\max ПСА} = \frac{\sqrt{80^2 + 21,23^2}}{2 \cdot 220 \cdot \sqrt{3}} \cdot 10^3 = 217 \text{ А.}$$

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{P.ПД} = 1,05 \cdot 1 \cdot 217 = 228 \text{ А}$$

Примем к установке на данном участке провод АС-240/39 с длительно допустимым током $I_{\partial.\partial} = 610 \text{ А}$.

Данные по выбору проводников для каждого участка и варианта приведены в таблицах 10 и 11.

Таблица 10 - Расчетные токи и сечения ЛЭП для схемы №2

Участок	I_{\max} , А	I_p , А	Сечение	$I_{P.П}$, А	$I_{д.д}$, А
Уссурийск 2 - Арника	217	228	АС-240/39	284,95	610
Арника - ДВ	254	265	АС-300/48	334,72	690

Таблица 11 - Расчетные токи и сечения ЛЭП для схемы №3

Участок	I_{\max} , А	I_p , А	Сечение	$I_{P.П}$, А	$I_{д.д}$, А
Уссурийск 2 - Арника	217	228	АС-240/39	284,95	610

Можно сделать вывод, что при проверке на длительно допустимый ток все марки проводов выбраны правильно.

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

4.1 Расчет капитальных вложений.

Расчет капитальных вложений производим по укрупненным показателям. Сначала определяем капитальные вложения по линиям с учетом коэффициента трассы. Расчет произведем на год выполнения проекта, т. е. с учетом коэффициентов инфляции ($K_{инфл}=4,04$). Затем определим капитальные вложения по подстанциям, при этом найдем постоянную часть затрат, стоимость силовых трансформаторов, стоимость РУ ВН, стоимость компенсирующих устройств. Найдем суммарные капитальные вложения по каждому варианту.

Капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети включают в себя капиталовложения на сооружения подстанций и воздушных линий электропередач, млрд.руб:

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (18)$$

Капиталовложения на сооружения подстанций состоят из: капиталовложений необходимых для приобретения трансформаторов, компенсирующих устройств, сооружения открытого распределительного устройства и постоянных затрат включающих в себя затраты на благоустройство территории, подвода коммуникаций, покупку земли, млрд.руб:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (19)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора зависит от мощности и номинального напряжения;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств, зависящая от мощности;

$K_{ОРУ}$ – стоимость открытого распределительного устройства, зависящая от схемы РУ, номинального напряжения;

$K_{\text{ПОСТ}}$ – постоянная часть затрат зависящая от тех же показателей что и стоимость ОРУ;

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции ($K_{\text{ИНФ}} = 4,04$).

Капиталовложения для строительства ВЛЭП рассчитываются по формуле, млрд.руб:

$$K_{\text{ПС}} = K_0 \cdot L_{\Sigma}, \quad (20)$$

где K_0 – удельная стоимость одного километра линии;

L_{Σ} – длина ВЛЭП.

Расчеты капиталовложений приведем в приложении.

Получили, для второго варианта:

$$K_{\text{ПС}} = 1,01 \text{ млрд.руб.}$$

$$K_{\text{ВЛ}} = 1,69 \text{ млрд.руб.}$$

$$K = 2,714 \text{ млрд.руб.}$$

Для третьего варианта:

$$K_{\text{ПС}} = 0,941 \text{ млрд.руб.}$$

$$K_{\text{ВЛ}} = 1,67 \text{ млрд.руб.}$$

$$K = 2,617 \text{ млрд.руб.}$$

4.2 Расчет потерь электрической энергии.

Потери электроэнергии рассчитываем отдельно для летнего и зимнего периодов. Определим потери в трансформаторах, линиях, компенсирующих устройствах. Нагрузочные потери рассчитаем по среднеквадратичной мощности с учетом компенсации реактивной мощности. Условно-постоянные потери для трансформаторов – это потери холостого хода в течение всего года. Условно-постоянные потери для воздушных линий – это потери на корону [6].

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах в зимнее и летнее время года:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР}, \quad (21)$$

Потери в воздушных линиях:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{ЭФ}^3)^2 + (Q_{ЭФ}^3)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \frac{(P_{ЭФ}^Л)^2 + (Q_{ЭФ}^Л)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_Л + \Delta W_K, \quad (22)$$

где $T_3, T_Л$ – количество зимних и летних часов (5900 и 2860 часов соответственно);

ΔW_K – потери на корону, учитываются в ВЛ свыше 110 кВ включительно.

Потери на корону вычисляется по формуле, МВт·ч:

$$\Delta W = \Delta P_K \cdot L_{\Sigma}, \quad (23)$$

где ΔP_K – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения (для ВЛ 110 кВ $0,14 \times 10^{-3}$ МВт·ч/км).

Расчет потоков эффективных мощностей по линиям выполняется аналогично расчету потоков максимальных активных мощностей.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{ТР} = \frac{(P_{ЭФ}^3)^2 + (Q_{ЭФ}^3)^2}{2 \times U_{НОМ}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_3 + \frac{(P_{ЭФ}^Л)^2 + (Q_{ЭФ}^Л)^2}{2 \times U_{НОМ}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_Л + 2 \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_Г, \quad (24)$$

где $P_{ЭФ}, Q_{ЭФ}$ – эффективные мощности ПС (нагрузка);

$R_{ТР}$ – активное сопротивление трансформатора;

ΔP_{XX} – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода;

T_G – годовое количество часов.

Рассчитав по этим формулам потери для двух вариантов получили:

$$\Delta W_1 = 4415 + 1427 = 5842 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_2 = 6595 + 1422 = 8017 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

4.3 Расчет эксплуатационных издержек

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя:

- 1) издержки на эксплуатацию и ремонт (I_{PEO});
- 2) издержки на амортизацию (I_{AM});
- 3) стоимость потерь электроэнергии ($I_{\Delta W}$).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (25)$$

где $\alpha_{\text{тэоВЛ}}$, $\alpha_{\text{тэоПС}}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{\text{тэоВЛ}} = 0,008$; $\alpha_{\text{тэоПС}} = 0,059$).

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{\text{СЛ}} = 20$ лет):

$$I_{\text{AM}} = \frac{K}{T_{\text{СЛ}}}, \quad (26)$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (27)$$

где ΔW - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии. На данный момент

$$C_{\Delta W} = 2,45 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Вычислим издержки на амортизацию, текущий ремонт и амортизацию для обоих вариантов по формулам (25) и (26):

$$I_{PЭО2} = 0,008 \cdot 1,69 \cdot 10^6 + 0,059 \cdot 1,01 \cdot 10^6 = 7,346 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{PЭО3} = 0,008 \cdot 1,67 \cdot 10^6 + 0,059 \cdot 9,41 \cdot 10^5 = 6,892 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{AM2} = \frac{2,714 \cdot 10^6}{20} = 1,357 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{AM3} = \frac{2,617 \cdot 10^6}{20} = 1,309 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W2} = 2,45 \cdot 5,842 \cdot 10^3 = 1,338 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\Delta W3} = 2,45 \cdot 8,017 \cdot 10^3 = 1,836 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

Найдем издержки для обоих вариантов по формуле (28), тыс.руб:

$$I = I_{PЭО} + I_{AM} + I_{\Delta W} \quad (28)$$

$$I_2 = 2,225 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_3 = 2,181 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

4.4 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети.

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

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (29)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации. ($E = 0,0825$) [11];

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками получим:

$$Z_2 = 0,0825 \cdot 2,714 \cdot 10^6 + 2,225 \cdot 10^5 = 4,464 \text{ млрд.руб.}$$

$$Z_3 = 0,0825 \cdot 2,617 \cdot 10^6 + 2,181 \cdot 10^5 = 4,232 \text{ млрд.руб.}$$

Найдем погрешность:

$$\varepsilon = \frac{4,464 - 4,232}{4,464} \cdot 100 = 5,19 \%$$

Так как погрешность больше 5 %, то выбираем схему с меньшей приведенными затратами, то есть вариант подключения 3.

Таким образом, принимаем к проектированию схему с меньшими среднегодовыми эксплуатационными затратами, т.е. третий вариант.

5. АНАЛИЗ И РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

Установившийся режим - режим работы энергетической системы при практически неизменных параметрах режима или очень медленных их изменениях.

Расчеты режимов электрических сетей выполняются для определения:

- загрузки элементов сети, соответствия пропускной способности сети ожидаемым потокам мощности;
- сечений проводов и кабелей и мощностей трансформаторов и АТ;
- уровня напряжений в узлах и элементах сети и мероприятий, обеспечивающих поддержание напряжения в допустимых пределах потерь мощности и электроэнергии для оценки экономичности работы сети и эффективности способов снижения потерь;
- уровня токов КЗ, соответствия существующей или намечаемой к установке аппаратуры ожидаемым токам КЗ, мероприятий по ограничению токов КЗ;
- пропускной способности сети по условиям устойчивости.

Целью расчета является определение возможности передачи электрической мощности потребителям ПС «Арника» в нормальных, ремонтных, послеаварийных режимах; оценка влияния проектируемого объекта на параметры электрических режимов прилегающей сети 110-220-500 кВ.

Для анализа режимной ситуации использованы значения нагрузок и уровней напряжений по результатам КЗ от 21.12.2018 г.

5.1 Подготовка исходных данных для расчета

Расчеты выполняются в ПВК RastrWin3, предназначенном для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Перед проведением расчетов в программе нужно подготовить исходные данные по нагрузкам, схеме и генераторам электрической сети. Для этого необходимо рассчитать параметры ВЛ: активное и индуктивное сопро-

тивление, емкостная проводимость; параметры трансформаторов, нагрузки и т.д.

Активное сопротивление линии [4]:

$$R_{ВЛ} = r_0 * l_{ВЛ}, \quad (30)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление 1 км линии, Ом/км;

$l_{ВЛ}$ – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 * l_{ВЛ} \quad (31)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км;

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная мощность):

$$B = b_0 * l_{ВЛ} \quad (32)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км.

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями.

Коэффициент трансформации для двухобмоточного трансформатора рассчитывается по формуле [4]:

$$K_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}}, \quad (33)$$

где K_T - коэффициент трансформации трансформатора;

$U_{НН}$, $U_{ВН}$ - соответственно напряжения на низкой и высокой стороне силового трансформатора.

5.2 Анализ установившегося нормального режима в действующей сети

Расчёт нормального режима производится для оценки возможности качественного электроснабжения потребителей.

В нормальном режиме включено всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности.

Результаты расчета нормального установившегося режима сведены в таблицы в приложении В.

Отклонение напряжений можно рассчитать по формуле:

$$\delta = \frac{U_i - U_{ном}}{U_{ном}}, \quad (34)$$

где $U_{ном}$ - номинальное значение напряжения;

U_i - значение напряжения в i -том узле.

Таблица 12 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	U_ном, кВ	V, кВ	dV, %
ПГРЭС АТ9 110 кВ	110	119,2362	8,396553
Чугуевка 2 220 кВ	220	236,6407	7,563961
ПС Петровичи	110	104,3048	-5,17743
ПС М	110	104,0413	-5,41702
ПС Ярославка	110	103,996	-5,4582
ПС Агрокомплекс	110	103,9386	-5,51033
ПС Хороль	110	103,7844	-5,65054
ПС Павловка 2	110	103,7104	-5,71779
ПС Сибирцево/т	110	103,5227	-5,88847

По результатам таблицы 12 в соответствии с [3], отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 13 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 13 – Токовая загрузка ВЛ

N_нач	N_кон	Название	I_нач, А	I_кон, А	Место	Идоп_25_ДДТН, А
1	2	Уссурийск2 220 кВ - ДВ 220 кВ	403,7225	397,744	ВН	
1	2	Уссурийск2 220 кВ - ДВ 220 кВ	286,6173	277,1804	ВН	710
2	3	ДВ 220 кВ - Арсеньев2 220 кВ	18,34098	24,31933	ВН	710
2	4	ДВ 220 кВ - Спасск 220 кВ	326,3083	334,8355	ВН	710
12	5	Уссурийск2 110 кВ - ПС ЖБИ - 130	102,9742	106,4412	ВН	610
6	7	ПС Агрокомплекс - ПС Павловка 2	33,40871	33,95902	ВН	450
7	8	ПС Павловка 2 - ПС Ярославка	26,44183	25,37708	ВН	515
8	42	ПС Ярославка - Спасск 110 кВ	67,70276	63,87322	ВН	515
8	9	ПС Ярославка - ПС Хороль	18,33153	16,72147	ВН	390
9	10	ПС Хороль - ПС Петровичи	38,76461	37,66196	ВН	390
10	100	ПС Петровичи - ПС Вадимовка	40,47309	39,91023	ВН	390
100	101	ПС Вадимовка - ПС Мучная	41,64877	41,09772	ВН	390
101	42	ПС Мучная - Спасск 110 кВ	59,26439	57,69099	ВН	390
8	102	ПС Ярославка - ПС Сибирцево/т	38,1712	40,75857	ВН	450
102	103	ПС Сибирцево/т - ПС М	72,34459	71,37234	ВН	610
103	104	ПС М - ПС Реттиховка	140,6731	139,0362	ВН	450
104	32	ПС Реттиховка - Арсеньев2 110 кВ	144,018	142,0295	ВН	450
8	105	ПС Ярославка - ПС Ключи	52,21067	48,52575	ВН	515
105	42	ПС Ключи - Спасск 110 кВ	127,7217	127,3892	ВН	390
106	110	ДВ 500 кВ - ПГРЭС 500 кВ	471,0657	428,0406	ВН	730
110	120	ПГРЭС 500 кВ - Чугуевка 2 500 кВ	339,2934	226,2284	ВН	710
122	3	Чугуевка 2 220 кВ - Арсеньев2 220 кВ	484,3569	491,5406	ВН	610
1	130	Уссурийск2 220 кВ - ПС Арника 220 кВ	114,0223	116,3803	ВН	610
1	130	Уссурийск2 220 кВ - ПС Арника 220 кВ	113,9663	116,3259	ВН	610

Из результатов расчета нормального режима делаем вывод о том, что ВЛ и оборудование ПС не перегружено. Значения отклонений напряжений, полученные при расчете нормального установившегося режима в действующей

щей сети в ПВК Rastrwin 3, находятся в области приемлемых значений и не превышают пороги предельно допустимых значений - $\pm 10\%$ (положительные и отрицательные отклонения напряжений в точке передачи электрической энергии) [3].

5.3 Анализ послеаварийного режима в действующей сети

Послеаварийный режим - рабочее состояние объекта, в котором он находится в результате отказа его элементов после локализации отказа до установления заданного режима.

Расчет послеаварийного режима в программе Rastrwin3 заключается в создании модели послеаварийного режима работы сети. Для этого необходимо отключить самую нагруженную ветвь. Такой режим часто бывает утяжеленным.

Для проверки режима отключаем ветвь ведущую непосредственно к нашей ПС «Арника», для проверки выбранного оборудования и ЛЭП.

Таблица 14 – Токовая загрузка ВЛ в послеаварийном режиме

N_на ч	N_ко н	Название	I_нач	I_кон	Ме- сто	Идоп_25_ДДТ Н
1	2	3	4	5	6	7
1	2	Уссурийск2 220 кВ - ДВ 220 кВ	407,0867	400,9544	ВН	710
1	2	Уссурийск2 220 кВ - ДВ 220 кВ	289,0454	279,3653	ВН	710
2	3	ДВ 220 кВ - Арсеньев2 220 кВ	20,02461	22,76429	ВН	710
2	4	ДВ 220 кВ - Спасск 220 кВ	327,2111	335,7353	ВН	710
12	5	Уссурийск2 110 кВ - ПС ЖБИ - 130	102,4476	105,8842	ВН	610
5	6	ПС ЖБИ - 130 - ПС Агрокомплекс	92,39087	95,00769	ВН	610
6	7	ПС Агрокомплекс - ПС Павловка 2	32,95017	33,44705	ВН	450
7	8	ПС Павловка 2 - ПС Ярославка	27,2008	26,0229	ВН	515
8	42	ПС Ярославка - Спасск 110 кВ	67,90131	64,06408	ВН	515
8	9	ПС Ярославка - ПС Хороль	18,3794	16,77308	ВН	390
9	10	ПС Хороль - ПС Петр	38,87429	37,77214	ВН	390

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7
10	100	ПС Петровичи - ПС Вадимовка	40,59068	40,02693	ВН	390
100	101	ПС Вадимовка - ПС Мучная	41,77027	41,21691	ВН	390
101	42	ПС Мучная - Спасск 110 кВ	59,43648	57,85362	ВН	390
8	102	ПС Ярославка - ПС Сибирцево/т	37,37858	39,96036	ВН	450
102	103	ПС Сибирцево/т - ПС М	73,22636	72,23228	ВН	610
103	104	ПС М - ПС Реттиховка	141,6714	140,009	ВН	450
104	32	ПС Реттиховка - Арсеньев2 110 кВ	144,9991	142,9741	ВН	450
8	105	ПС Ярославка - ПС Ключи	52,37602	48,68444	ВН	515
105	42	ПС Ключи - Спасск 110 кВ	128,0654	127,7315	ВН	390
106	110	ДВ 500 кВ - ПГРЭС 500 кВ	473,5514	427,1682	ВН	730
110	120	ПГРЭС 500 кВ - Чугуевка 2 500 кВ	338,3496	227,1473	ВН	710
122	3	Чугуевка 2 220 кВ - Арсеньев2 220 кВ	486,293	493,5555	ВН	610
1	130	Уссурийск2 220 кВ - ПС Арника 220 кВ	232,3134	234,769	ВН	610
1	130	Уссурийск2 220 кВ - ПС Арника 220 кВ	0	0	ВН	610

Таблица 15 – Отклонения напряжений. Послеаварийный режим

Название	U_ном	V	dV
ПГРЭС АТ9 110 кВ	110	119,2362	8,396553
Чугуевка 2 220 кВ	220	236,4624	7,482902
ПС Вадимовка	110	104,355	-5,1318
ПС Петровичи	110	104,023	-5,4336
ПС М	110	103,7822	-5,65254
ПС Ярославка	110	103,7129	-5,71551
ПС Агрокомплекс	110	103,6257	-5,79483
ПС Хороль	110	103,5008	-5,9084
ПС Павловка 2	110	103,4076	-5,99311
ПС Сибирцево/т	110	103,2508	-6,13567

В результате расчета послеаварийного режима действующей сети 110-500 кВ отклонения напряжений не превышают предельно допустимых значений [3].

6. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ АРНИКА

6.1 Общие положения

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, гибкие или жесткие шины, нелинейные ограничители перенапряжений. Оборудование, как правило, выбирается по максимальному рабочему току и классу напряжения, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость. Важную роль при выборе оборудования играет его заводская марка и стоимость: на малоответственных подстанциях можно устанавливать оборудование подешевле, с большим временем отключения (выключатели) или с меньшим классом точности (трансформаторы тока, напряжения). На важных ПС, наоборот, устанавливают оборудование надежней и, соответственно, дороже. Также имеет большое значение характер климата и географическое расположение подстанции.

6.2 Расчет токов короткого замыкания

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. необходимо предварительно определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);
- начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;
- ударный ток к.з.

Для расчета токов короткого замыкания воспользуемся RastrKZ в составе ПВК «RastrWin3». Программный комплекс предназначен для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов.

Исходные данные задаются с помощью стандартного табличного ввода ПК «RastrWin3». Основной является схема замещения прямой последовательности. Необходимые данные были получены и внесены в ПВК в предыдущем пункте. Все исходные данные хранятся в шаблоне «динамика.rst». Формы для работы с несимметрией собраны в коллекцию «несимметрия».

Несимметрия рассчитывается по данным шаблона «динамика.rst» с заданной информацией по параметрам схем прямой последовательности. Расчет запускается по нажатию на кнопку с молнией.

Неотъемлемым этапом расчета любого несимметричного режима является составление схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Следует отметить, что эти вопросы проще всего решаются именно для прямой последовательности. Схема замещения по форме практически полностью повторяет схему замещения для расчета симметричного трехфазного КЗ.

Для расчета потребуются параметры схемы замещения, которые определяются по введенным ниже формулам.

Сопротивление генератора:

$$X_z = X_d'' \cdot \frac{U_{cp\ n}^2}{S_n} \quad (35)$$

где X_d'' - переходное сопротивление генератора;

$U_{cp\ n}^2$ - квадрат среднего напряжения;

S_n - номинальная мощность генератора.

ЭДС генератора:

$$E = E_d'' \cdot U_n \quad (36)$$

где E_d'' - переходная ЭДС генератора;

U_n - номинальное напряжение.

Расчетный вид короткого замыкания – трехфазное, по которому согласно ПУЭ, проверяется динамическая устойчивость шин и аппаратов, отключающая способность выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

Схема с изображением точек К1, К2 представлена на рисунке 9.

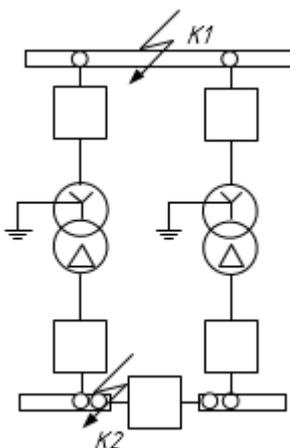


Рисунок 9 – схема ПС с точками КЗ

Таблица 16– Составляющие тока короткого замыкания

№	Точка КЗ	$I_{по}=I_{пт}$, кА	K_v	i_v , кА
1	К1 (220 кВ)	12,122	1,78	30,515
2	К2 (10 кВ)	4,446	1,608	10,111

6.3 Выбор выключателей

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

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;

- возможность пофазного (пополюсного) управления (110 кВ и выше);
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Произведем выбор выключателей для ОРУ 220 кВ по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (37)$$

- по длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (38)$$

где I_{max} – максимальный суммарный ток автотрансформаторов, проходящий через один выключатель РУ 220 кВ.

$$I_{max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,165 \text{ кА}. \quad (39)$$

Проверяем по отключающей способности:

$$I_{n0} \leq I_{откл\ ном}. \quad (40)$$

На шинах РУ ВН 220 кВ выбираем элегазовый выключатель типа ВГТ - 220 - 50/2500 У1. Производя следующие расчеты.

Тепловой импульс для проверки выключателей 220 и 110 кВ на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности,

для этого нужно учесть выдержку времени на срабатывание релейной защиты. Таким образом, время отключения выключателя равно:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{об} = 2 + 0,06 = 2,06 \text{ с} \quad (41)$$

где $t_{рз}$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{об}$ – время отключения выключателя, с.

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 12,122^2 \cdot (2,06 + 0,03) = 307,113 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (42)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания; $T_a = 0,03$ с [13].

$$I_{н.о} = 12,122 \text{ кА}; \quad (43)$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.ном.}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 47 \cdot 50}{100} = 33,24 \text{ кА}, \quad (44)$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 47$.

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 12,122 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 12,284 \text{ кА}. \quad (45)$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_k \leq B_{к.в} = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 50^2 \cdot 2 = 5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (46)$$

Условия выбора сводятся к сравнению параметров, полученных при расчете. Каталожные данные должны быть соответственно больше расчетных. Результаты сравнения сведем в таблицу.

Таблица 17 – Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторных выключателей 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2500 \text{ А}$	$I_{рmax} = 165 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 12,122 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 12,122 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30,515 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_k = 5000 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 307,1 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$i_{а.ном} = 33,23 \text{ кА}$	$I_{ат} = 12,284 \text{ кА}$	$I_{а.т} \leq i_{а.ном}$

Таблица 18 - Сравнение каталожных и расчетных данных для линейных выключателей 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2500 \text{ А}$	$I_{рmax} = 165 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 12,122 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 12,122 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30,515 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_k = 5000 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 307,1 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$i_{а.ном} = 33,23 \text{ кА}$	$I_{ат} = 12,284 \text{ кА}$	$I_{а.т} \leq i_{а.ном}$

Как видно из таблиц, выключатели проходят по условиям проверки и могут быть приняты к установке.

6.4 Выбор разъединителей

В процессе выбора разъединителей отсутствует проверка отключающей способности в связи с тем, что они не рассчитаны на отключение цепей находящихся под нагрузкой. А в остальном процесс идентичен выбору выключателей, рассматриваемых пунктом ранее. Установим на разъединители приводы, для управления из диспетчерского пункта, позволяющие управлять не только главными, но и заземляющими ножами

На стороне ВН выбираем разъединители марки РГ-220/1000 УХЛ1 с одним и РГ.2-220/1000 УХЛ1 с двумя заземляющими ножами.

Таблица 19 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 165 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 30,515 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$
$B_k = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 307,113 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$

Как видно из сравнения каталожных и расчетных данных, все разъединители проходят по условиям проверки и могут быть приняты к установке.

6.5 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до таких значений, которые будут удобны для реле и измерительных приборов, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

ТТ требуется выбирать с двумя вторичными обмотками, одна предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты.

Класс точности ТТ при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5.

Выбор трансформаторов тока производится по следующим параметрам.

По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (47)$$

По току:

$$I_{ном} \leq I_{1ном} , \quad (48)$$

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

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

По электродинамической стойкости :

$$i_{уд} \leq i_{дин} , \quad (49)$$

По термической стойкости :

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} , \quad (50)$$

По максимальной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (51)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в вы-
бранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_{2доп} \approx r_{2доп} . \quad (52)$$

$$r_{2доп} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт} , \quad (53)$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов;

$r_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{конт}$ – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех прибо-
рах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} , \quad (54)$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2ном}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Прежде чем приступить к выбору ТТ, определяем число и тип измери-
тельных приборов, включенных во вторичную цепь.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ВТ-01-ТК	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Варметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	БИМ	1,1	-	1,1
Счетчик РЭ	БИМ	1,1		1,1
Итого		3,7	0,5	3,7

Из таблицы видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. На стороне ВН выберем трансформатор тока марки ТРГ-220-УХЛ1.

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом} . \quad (55)$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,148 - 0,1 = 1,752 \text{ Ом} . \quad (56)$$

Минимальное сечение проводов можно определить из соотношения [6]:

$$s_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} . \quad (57)$$

Для 220 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 150 м, $\gamma = 54 \text{ м} / \text{Ом} \cdot \text{мм}^2$. Тогда сечение:

$$s_{\min} = \frac{150}{54 \cdot 1,752} = 1,585 \text{ мм}^2. \quad (58)$$

По формуле (58) принимаем контрольный кабель марки КВВГ сечением 2,5 мм² с медными жилами, с пластмассовой изоляцией, в поливинилхлоридной оболочке, предназначенный для неподвижного присоединения к электрическим приборам, сборкам зажимов, аппаратам электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660 В частоты до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000В.

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{150}{54 \cdot 2,5} = 1,111 \text{ Ом}. \quad (59)$$

$$r_2 = 1,111 + 0,148 + 0,1 = 1,359 \text{ Ом}. \quad (60)$$

Таблица 21 – Каталожные и расчетные данные ТРГ-220-УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_n$
$I_n = 300 \text{ А}$	$I_p = 165 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_n = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 30,515 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 307,113 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

6.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения являются измерительными преобразователями и предназначены для работы в электрических системах переменного тока частоты 50 Гц.

Для установки на ПС примем емкостные трансформаторы напряжения. Главная задача емкостных ТН - коммерческий учет электроэнергии, а также передача сигнала измерительной информации приборам, устройствам защиты и управления, обеспечения высокочастотной связи (30кГц-500кГц), в электрических системах переменного тока частотой 50-60 Гц с номинальным напряжением 110 – 750 кВ.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_2 \leq S_{2ном}, \quad (61)$$

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

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

Измерительные ТН своими обеими обмотками, и первой и второй, в цепь включаются параллельно. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть легкими, малогабаритными и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 220 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЦВ 9055/1	3,75
Частотомер	RDH1A	4
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10
Частотомер регистрирующий	Н-397	4
Счётчик активной энергии	СЕ101	20
Счётчик реактивной энергии	СР4-И676	10
Датчик активной энергии	Е-829	10
Датчик реактивной энергии	Е-830	10
Фиксатор импульсного действия	ФИП	9
Итого:		86,75

На стороне ВН выбираю трансформатор напряжения типа НАМИ–220-У1 (антирезонансный, с естественной циркуляцией воздуха и масла, для контроля изоляции сети).

Таблица 23 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 86,75 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Таблица 24 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 10 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЦВ 9055/1	3,75
Варметр	ЦЛ9260Е411011	3
Ваттметр	ЦП8506/20	3
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10
Счётчик активной энергии	СЕ101	9
Счётчик реактивной энергии	СР4-И676	7
Итого:		35,75

Все выбранные трансформаторы напряжения удовлетворяют условиям выбора и могут быть приняты к установке.

6.7 Выбор КРУ 10 кВ

Комплектное распределительное устройство – это РУ, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Полностью собранные, готовые к работе шкафы поступают на место монтажа. Где их устанавливают, подводят силовые и контрольные кабели, соединяют сборные шины на стыках шкафов. КРУ ускоряет монтаж распределительного устройства. Также оно безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

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

В данном дипломном проекте рационально принять КРУ серии К – 104. Шкаф КРУ состоит из жесткого металлического корпуса, вся аппаратура в

котором размещена внутри. Для локализации аварий и безопасного обслуживания корпус разделен на отсеки с металлическими перегородками и автоматически закрывающимися металлическими шторками. На выкатной тележке установлен выключатель с приводами. Подвижные разъединяющие контакты расположены в верхней и нижней частях тележки, которые при вкатывании тележки в шкаф замыкаются с шинным и линейным неподвижными контактами. При выкатывании тележки, с предварительно отключенным выключателем, разъемные контакты отключаются, и выключатель при этом будет отсоединен от сборных шин и кабельных вводов. Нахождение тележки вне корпуса шкафа, обеспечивает удобный доступ к приводу и выключателю для их ремонта. По сравнению со сборными РУ, где камера выключателя должна предусматривать возможность доступа к аппаратам и ремонт их на месте, размеры шкафа значительно меньше из-за размещения выключателя на выкатной тележке.

Три положения может занимать выкатная тележка может занимать: рабочее (тележка находится в корпусе шкафа, первичные и вторичные цепи замкнуты); испытательное (тележка в корпусе шкафа но первичные цепи разомкнуты, а вторичные замкнуты); ремонтное (тележка находится вне корпуса шкафа, первичные и вторичные цепи разомкнуты). На выкатной тележке монтируются разрядники, ТН, силовые предохранители, разъемные контакты соединений главной цепи [16].

На низкой стороне выбираем КРУ внутренней установки 10 кВ марки К-104 со встроенными выключателями марки ВВЭ-10 с электромагнитным приводом. Основные параметры шкафа КРУ серии К – 104 приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Основные параметры шкафа КРУ серии К – 104

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1600
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	81
Тип выключателя	ВК/ВВЭ – 10
Тип привода к выключателю	Электромагнитный и пружинный
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1600
Габариты шкафа, мм: Ширина / глубина / высота	750/1200/2100
Масса шкафа отходящей линии, кг	600-880
Трансформатор тока	ТЛМ-10
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.09-10Т2
Ограничители перенапряжения	ОПН – 6(10)У

6.8 Выбор и проверка токоведущих частей

На гирляндах подвесных изоляторов, обычно, крепят гибкие шины и токопроводы с достаточно большим расстоянием между фазами.

Выбор сечения по нагреву:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{мак}}$$

Принимаем сечение по допустимому току.

220 кВ – АС-70/11, так как $I_{дон} = 270 \text{ А}$ больше $I_{макс} = 25 \text{ А}$, то условие выполняется.

Проверка на термическое действие КЗ не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования не производится, т. к. согласно [2], минимально допустимое сечение проводов по условию коронирования на 35-110 кВ составляет 70 мм^2 .

Проверка гибких шин по условиям схлестывания не проводится, так как периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах 220-35 кВ ПС меньше 20 кА [15].

Проверка по экономической плотности тока не производится, так как шины расположены на ОРУ [15].

В РУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка, рисунок 10.

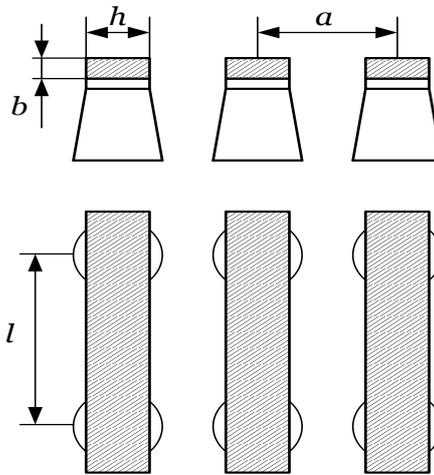


Рисунок 10 – Жесткая ошиновка РУ 10 кВ

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополосные алюминиевые шины прямоугольного сечения $20 \times 3 \text{ мм}^2$, марки АД31Т - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные; $I_{дон} = 215 \text{ А}$.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:
 $I_{макс} = 142 \text{ А} \leq I_{дон} = 215 \text{ А}$.

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости, мм³:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \quad (62)$$

где B_K - интеграл Джоуля, рассчитанный ранее, кА²с;

C_T - функция, значение которой для данного проводника принимается равным $82 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{82 \cdot 10^3}}{82} = 3,5 \text{ мм}^2.$$

Определяется пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 0,7 \text{ м}. \quad (63)$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 0,7 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУ К-104 данное расстояние 0,5 м;

J - момент инерции шины, который находится по формуле, м⁴:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12}, \quad (64)$$

$$J = \frac{0,3 \cdot 2^3}{12} = 0,5 \text{ м}^4,$$

q - поперечное сечение шины, равное 60 мм^2 .

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента,

МПа:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (65)$$

где $W = \frac{0,3 \cdot 2^2}{6} = 0,2$ - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³;

a - расстояние между фазами, для выбранного КРУ равно 0,25 м ;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{18453^2 \cdot 0,5^2}{0,2 \cdot 0,25} = 29,489 \text{ МПа.}$$

Шины механически прочны, если $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$, т. е. $29,5 < 89$ МПа, а также $\sigma_{доп} \leq 0,7\sigma_{разр}$, т.е. $29,5 \leq 127 \cdot 0,7$. Условия механической прочности соблюдены. Данные расчетов сведены в таблицу 39.

Таблица 26 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 142 \text{ А}$ $\sigma_{расч} = 29,5 \text{ МПа}$ $q_{\min} = 3,5 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} = 215 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 89 \text{ МПа}$ $q = 60 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{расч}$ $q \geq q_{\min}$

6.9 Выбор ОПН

Нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН) - защитный аппарат, который содержит последовательно или последовательно-параллельно соединенные варисторы и не имеет искровых промежутков. Варистор - часть ограничителя перенапряжений, которая при рабочем напряжении промышленной частоты обладает большим сопротивлением, при перенапряжениях - малым сопротивлением, благодаря высоконелинейной вольтамперной характеристике.

Из керамических резисторов (с крутой нелинейной характеристикой) изготавливаются варисторы, содержащие окись цинка и другие окислы металлов, спеченные вместе [7].

Основная классификация ОПН производится по номинальному разрядному току и по группе разрядного тока, характеризующей энергопоглощаю-

щую способность ОПН при воздействии импульса большой длительности – прямоугольный импульс длительностью 2 мкс.

Находим расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{н.р.}$. Максимально допустимое напряжение на ОПН принимается равным наибольшему рабочему напряжению электрооборудования для данного напряжения согласно ГОСТ 1516.3-96.

$$U_{н.р.10} = 12 \text{ кВ} , \quad (66)$$

$$U_{н.р.220} = 252 \text{ кВ}. \quad (67)$$

Далее находим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса. При $\tau = 0,5 \text{ с}$, он имеет значение, равное 1,48 [7].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B} , \quad (68)$$

$$U_{р.н.р.35} = \frac{12}{1,48} = 8,11 \text{ кВ}. \quad (69)$$

$$U_{р.н.р.220} = \frac{252}{1,48} = 170,27 \text{ кВ}. \quad (70)$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН-220/88/10/850 (II)-УХЛ1, ОПНп-10 УХЛ2 фирмы «НИИ ЗАИ». В комплект поставки входят: руководство по эксплуатации, ограничитель перенапряже-

ний, паспорт. Гарантийный срок эксплуатации - 5 лет со дня ввода ограничителя в эксплуатацию, но не более 7 лет со дня отгрузки потребителю. Общий срок службы ограничителя с вероятностью 0,98 - не менее 30 лет. Основные характеристики ОПН приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Выбор ОПН

Тип ОПН	$U_{нр}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$U_{ост к}$, при ком- мут.имп.тока 500(1000) А, кВ	$U_{ост г}$, при.имп.тока 5(10) кА, кВ	$I_{вб}$, кА	Э, кДж Полная энер- гоёмкость
ОПН- 220/88/10/ 850 (II)	176	10	446 (463)	526 (564)	40	550
ОПНп-10 УХЛ2	37	10	88,4 (91,4)	104 (111)	40	115,8

Нормируемый ток взрывобезопасности ограничителя $I_{вб}$ должен превышать наибольший ток к.з. в точке подключения ограничителя на 15-20%, с целью исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутренних повреждениях [8].

$$I_{вб} \geq (1.15 - 1.20) I_{кз} , \quad (71)$$

$$40 \geq 15,53 \text{ кА} \quad (72)$$

$$40 \geq 3,546 \text{ кА} \quad (73)$$

$$40 \geq 8,081 \text{ кА} \quad (74)$$

Если остающееся напряжение ограничителя при воздействии коммутационного импульса тока $U_{ост к}$ меньше испытательного напряжения коммутационного импульса для защищаемого электрооборудования $U_{ки}$ с запасом

15-20 % то, ОПН обеспечивает защиту от коммутационных перенапряжений [8]:

$$U_{ост\ K} \leq \frac{U_{ки}}{(1.15-1.20)} \cdot \quad (75)$$

Для электрооборудования 6-220 кВ нормируются одноминутные испытательные напряжения частоты 50 Гц ($U_{исп50}$). Для 10 кВ $U_{исп50} = 38$ кВ, для 220 кВ $U_{исп50} = 325$ кВ.

6.10 Выбор и проверка ТСН

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников, согласно таблице 28.

Таблица 28 – Потребители СН

Нагрузка	P, кВт	cos (φ)	tg (φ)	Q, Квар
Система охлаждения	1	0,85	0,62	0,6
Подогрев выключателей и приводов 220 кВ	3,6	0,95	0,33	1,2
Подогрев шкафов КРУ 10 кВ	15	0,95	0,33	5,6
Подогрев приводов разъединителей	6,6	0,95	0,33	2,2
Подогрев релейного шкафа	2	0,95	0,33	0,7
Освещение ОРУ 220-10 кВ	10	0,95	0,33	3,9
Маслохозяйство	80	0,85	0,62	46,5
Всего	118,4			60,7

Расчётная нагрузка ТСН, кВА:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2} \quad , \quad (76)$$

где k_c – коэффициент одновременности загрузки, принимается 0,8 по [15];

$P_{расч}$, $Q_{расч}$ - суммарная мощность потребителей СН, Квар.

С помощью формулы (76), получим расчётную нагрузку ТСН:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{118,4^2 + 60,7^2} = 106,4 \text{ кВА.}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле, кВА:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (77)$$

где k_3 – коэффициент загрузки, принимается 0,7 для двух ТСН по [15];

N_T - количество ТСН на ПС.

$$S_T = \frac{106,4}{0,7 \cdot 2} = 76 \text{ кВА.}$$

Выбирается трансформатор ТМ 100/10.

6.11 Выбор аккумуляторных батарей

При соблюдении всех правил монтажа и эксплуатации (в соответствии с правилами технического описания изготовителя) срок службы аккумуляторных батарей составляет не менее 20 лет.

Для определения типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме $I_{ав}$. Она складывается из нагрузки постоянно подключенных потребителей I_n и временной нагрузки $I_{вр}$ потребителей, подключаемых в аварийном режиме. В приближенных расчетах можно принимать значения постоянно включенных нагрузок для подстанций 220кВ – 30А, при отсутствии точной информации,

Временную нагрузку для подстанций 110-220 кВ можно принять равной 70А.

$$I_{ав} = I_n + I_{вр} = 30 + 70 = 100 \text{ А.} \quad (78)$$

Для аккумуляторов «HawkerGmbH» серии «Varta» тип определяют по допустимому току разряда $I_{\text{разр}}$ при получасовом (часовом) режиме разряда:

$$I_{\text{разр}} \geq 1,05 I_{\text{ав}}. \quad (79)$$

$$I_{\text{ав}} = 1,05 \cdot 100 = 105 \text{ A}. \quad (80)$$

По таблице характеристик элементов Vartablok выбираем тип аккумуляторной батареи Vb 2305, с $I_{\text{разр}} = 222,5 \text{ A}$.

Число элементов батареи постоянное, определяется, исходя из того, что в режиме постоянного подзаряда напряжение на щите постоянного тока должно быть не более $1,1 U_{\text{НОМ}}$, то есть, 242 В. Напряжение на одном элементе при этом для Vartablok равно 12 В.

$$n = \frac{U_{\text{щ}}}{U_{\text{э}}} = \frac{242}{12} = 20,17 \text{ эл.} \quad (81)$$

где n – общее число последовательных элементов.

Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току:

$$I_{\text{разр}(30'')} \geq I_{m \text{ max}}, \quad (82)$$

где $I_{\text{разр}(30'')}$ – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда;

$I_{m \text{ max}} = I_{\text{ав}} + I_{\text{пр}}$ – максимальный толчковый ток;

$I_{\text{пр}}$ – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима.

Учитывается одновременное включение двух выключателей на стороне НН. Ток потребляемый электромагнитом включения выключателя $I_{np} = 5 \text{ A}$.

$$I_{m \max} = 100 + 2 \cdot 5 = 110 \text{ A}; \quad (83)$$

$$I_{разр(30'')} = 650 \text{ A} \geq I_{m \max} = 110 \text{ A}. \quad (84)$$

Выполняем проверку батареи по допускаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока.

По току разряда, отнесенному к одной пластине аккумулятора:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{m \max}}{k} = \frac{110}{5} = 22 \text{ A}, \quad (85)$$

где $k = 5$ – число положительных электродов.

Определим величину остаточного напряжения на шинах:

$$U_{ост} = U_p n = 1,77 \cdot 108 = 191,16 \text{ B}, \quad (86)$$

Определим отклонение напряжения на аккумуляторах:

$$\frac{U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{U_p n}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{191,16}{220} \cdot 100\% = 86,9\%. \quad (87)$$

Найденное значение $\frac{U_{ш}}{U_{ном}}$ сравнивается с допустимыми значениями отклонений напряжения с учетом потери напряжения в соединительных кабелях [19]. Потерю напряжения в соединительном кабеле принимаем 5%.

$$dU_{ЭМ} = 86,9 - 5 = 81,5\%. \quad (88)$$

Допустимое отклонение напряжения для электромагнитов включения выключателя составляет 80–110 %. Принятые аккумуляторные батареи, как видно, обеспечивают необходимое напряжение.

6.12 Выбор высокочувствительных заградителей

ВЧЗ с конденсаторами связи применяются в качестве резервного канала связи, так как сейчас широко распространяется ВОЛС, встроенный в грозозащитный трос марки ОКГТ - для подвеса на опорах линий электропередач. Кабель, содержащий центральный силовой элемент из стальной или алюминиевой проволоки, вокруг которого скручены стальные и/или алюминиевые проволоки и/или оптические модули, с уложенными внутри ОВ и заполненными гидрофобным компаундом по всей длине, поверх наложен один или несколько стальных и/или стальных и алюминиевых проволок.

На стороне 220 кВ устанавливаются высокочастотные заградители типа ВЗ-630-0,5 У1 ($i_{\text{терм}} = 16 \text{ кА}$, $i_{\text{дин}} = 41 \text{ кА}$) с конденсаторами связи СМПВ-110/3 – 6,4, с фильтром присоединения серии ФПМ. Сопоставление справочных и расчетных данных приведено в таблице 29.

Таблица 29 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе устройств ВЧ обработки линии 220 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 170 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{\text{скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 30,515 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{терм}} = 16 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 12,122 \text{ кА}$	$I_{\text{терм}} \geq I_{\text{по}}$

Устройства ВЧ обработки связи приняты к исполнению.

7. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

7.1 Описание устройств микропроцессорной защиты «Сириус – Т»

В соответствии с ПУЭ [1], для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;

Продольная дифференциальная защита устанавливается с целью защиты от многофазных КЗ на выводах и в обмотках трансформаторах ПС «Арника». Максимальная токовая защита устанавливается в качестве дополнительной и защиты от протекания токов внешних КЗ. Также предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. Газовую защиту устанавливаем с действием на сигнал при понижении уровня масла, слабом газообразовании и на отключение при дальнейшем понижении уровня масла и интенсивном газообразовании. Защиту трансформатора выполняем на основе микропроцессорного терминала «Сириус-Т».

Для защиты элементов распределительных сетей устройство «Сириус-Т» может применяться как самостоятельное устройство, так и совместно с другими устройствами РЗА (например, резервной защитой силового трансформатора, газовой защитой и т.д.). Устройство всегда находится в режиме слежения за подведенными токами. Оно производит измерение электрических параметров входных аналоговых сигналов фазных токов I_A , I_B , I_C сторон ВН и НН силового трансформатора. Также устройство периодически из-

меряет мгновенные значения вторичных токов двух сторон трансформатора с помощью аналого-цифрового преобразователя (АЦП).

При измерениях осуществляется компенсация аperiodической составляющей, а также фильтрация высших гармоник входных сигналов. На основе снятых значений вычисляются дифференциальные и тормозные токи трех фаз.

Так как установка параметров терминала имеет ряд особенностей, расчет уставок продольной дифференциальной защиты выполняется по методике изготовителя.

Необходимо выбрать параметры настройки устройства «Сириус-Т» для защиты трансформатора ТДН-63000/220 со схемой соединения обмоток

Y/Δ-0-11:

- на стороне высшего напряжения – звезда;
- на стороне низшего напряжения – треугольник.

Трансформаторы тока на всех сторонах собраны в звезду.

Номинальная мощность трансформатора – 63 МВ·А.

Номинальное напряжение – 230 кВ/ /11 кВ.

Диапазон регулирования РПН $\pm 9 \cdot 1,78 \%$.

Максимальное время защит линий, отходящих от шин НН трансформатора, $t_{\max} = 2,0$ с.

Токи короткого замыкания в максимальном и минимальном режиме работы энергосистемы на стороне 220 кВ (точка К1) и шинах 10кВ (точка К2) приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Токи короткого замыкания для расчета уставок защит трансформатора

Расчетная точка КЗ	Ток КЗ
На стороне 220 кВ (К ₁)	12,122
На стороне 10 кВ (К ₂)	4,446

Так как защиты трансформатора подключены к трансформаторам тока,

установленным на стороне ВН трансформатора, поэтому необходимо знать, какие токи протекают по ним при повреждении на шинах низшего напряжения. Приведение токов КЗ в точке К2 к стороне ВН трансформатора выполняется по формуле:

$$I_{K3}^{(3)BH} = \frac{I_{K3}^{(3)HH}}{k_T}, \quad (89)$$

где $I_{K3}^{(3)HH}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах НН (в точке К3);

k_T - коэффициент трансформации силового трансформатора равный отношению номинальных напряжений – 220 /10 кВ. Он приводит значение тока короткого замыкания, найденного на ступени напряжения НН, к ступени напряжения ВН.

По формуле (89) ток трехфазного короткого замыкания в максимальном режиме на шинах НН (точка К2), приведенный к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_{K3}^{(3)BH} = \frac{4,446}{230/11} = 212 \text{ А.}$$

Основные рекомендации по выбору уставок дифференциальной защиты были приведены ранее при описании особенностей дифзащиты.

Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора, токовой отсечки, максимальной токовой защиты, а также расчет защиты от перегрузки выполняется в соответствии с методикой, изложенной в [27].

7.2 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифзащита трансформатора выполнена с применением устройства «Сириус-Т». Для выбора параметров, необходимо выбрать коэффициенты трансформации ТТ, устанавливаемых на всех сторонах защищаемого трансформатора. ТТ на всех сторонах собраны в звезду.

В соответствии с разделом «Общие уставки дифференциальной защиты трансформатора» необходимо выбрать следующие общие уставки устройства:

$I_{номВН}$ - номинальный вторичный ток стороны ВН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

$I_{номНН}$ - номинальный вторичный ток стороны НН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

группа ТТ ВН – группа сборки цифровых ТТ на стороне ВН;

группа ТТ НН – группа сборки цифровых ТТ на стороне НН;

размах РПН – размах регулирования РПН.

Для силового трансформатора со схемой соединения обмоток на стороне ВН трансформатора в звезду, а на стороне НН в треугольник, необходимо задать уставки: «Группа ТТ ВН» – 11, «Группа ТТ НН» – 0.

Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1).

Для этого необходимо выбрать следующие уставки дифференциальной отсечки (ДЗТ-1):

$\frac{I_{диф}}{I_{ном}}$ - относительное значение уставки срабатывания отсечки.

Согласно исходным данным токи внешнего КЗ приведенный к стороне ВН равен 12112 А и 4446 А.

Относительное значение этих токов равно:

$$I_{кз.внеш}^{max} = \frac{I_{К2}^{(3)ВН}}{I_{номВН}} \quad (90)$$

$$I_{кз.внеш}^{max} = \frac{4446}{31,6} = 48,38$$

Уставка дифференциальной отсечки равна:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.внеш}^{max}, \quad (91)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{нб(1)}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ. Согласно [28] если на стороне ВН и на стороне НН используются ТТ со вторичным номинальным током 5А, можно принимать $K_{нб(1)} = 0,7$. Если на стороне ВН используются ТТ со вторичным номинальным током 1А, то следует принимать $K_{нб(1)} = 1,0$.

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 48,38 = 40.$$

Принимается ближайшая большая величина уставки дифференциальной отсечки $\frac{I_{диф}}{I_{ном}} = 40$.

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки будет равен:

$$I_{диф} = 40 \cdot 31,6 = 1218 \text{ А.}$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН (в точке К1) по формуле (103).

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2832 = 2453 \text{ А.}$$

$$k_{\nu} \geq \frac{2453}{1218} = 2,014 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства защиты «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2).

Далее необходимо выбрать следующие уставки дифференциальной защиты (ДЗТ-2):

$\frac{I_{Д1}}{I_{ном}}$ – базовая уставка ступени;

$K_{торм}$ - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$\frac{I_{Т1}}{I_{ном}}$ - вторая точка излома тормозной характеристики;

$\frac{I_{ДГ1}}{I_{ДГ2}}$ – уставка блокировки от второй гармоники.

Базовая уставка выбирается в пределах (0,3-0,5) для обеспечения чувствительности к витковым замыканиям в обмотках и к замыканиям между обмоток трансформатора, поэтому принимаем: $\frac{I_{Д1}}{I_{ном}} = 0,3$.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток $I_{скв}$, то ток срабатывания дифференциальной защиты должен быть равен:

$$I_{оиф} = K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч} = K_{ОТС} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}, \quad (92)$$

где $K_{пер}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим;;

$K_{одн}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{РПН}$ - погрешность номинальных токов трансформатора обусловленная наличием РПН у трансформатора;

$\Delta f_{добав}$ - погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН;

$I_{скв}$ - сквозной ток проходящий через защиту при внешнем КЗ.

В первом слагаемом (обусловленном погрешностями трансформаторов тока), несмотря на относительно небольшие уровни сквозных токов, в [28] рекомендуется принимать: $K_{одн} = 1,0$; $\varepsilon = 0,1$; $K_{неп} = 2,5$, если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50%, или $K_{неп} = 2,0$, если доля двигательной нагрузки менее 50%.

Второе слагаемое обусловлено наличием РПН у трансформатора. В устройстве имеется автоматическая подстройка под существующий коэффициент трансформации силового трансформатора по отношению токов нагрузки ВН и НН. Когда она действует, $\Delta U_{РПН}$ не превышает 4%. Однако подстройка действует медленно и только при нагрузке трансформатора свыше 30%. Подстройка отключена при малых нагрузках. Поэтому за расчетный следует принимать случай недействия подстройки и считать $\Delta U_{РПН}$ равным полному размаху РПН. Очевидно, что действие подстройки создаст дополнительный запас по отстроенности от тока небаланса.

Третье слагаемое обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН - округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы-изготовителя, расчетное значение можно принимать $\Delta f_{добав} = 0,04$.

Для надежной отстройки от тока небаланса, следует его умножить на коэффициент отстройки $K_{одн}$, который согласно [27] следует принимать равным 1,3, а согласно [28] - можно даже снизить его значение до 1,1-1,15.

$$I_{диф} = K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч}, \quad (93)$$

$$I_{диф} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{скв} = 0,52 \cdot I_{скв}$$

В соответствии с [28] коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{сн.т} = I_{торм} / I_{скв} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}), \quad (94)$$

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot 0,4 = 0,8.$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{торм} \geq 100 \cdot I_{диф} / I_{торм}. \quad (95)$$

Либо по выражению:

$$K_{торм} \geq \frac{100 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав})}{K_{сн.т}}. \quad (96)$$

Тогда коэффициент торможения в процентах по выражению (112) равен:

$$K_{торм} \geq 100 \cdot 0,52 / 0,8 = 65 \ %.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{T1} / I_{ном}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_{T1} / I_{ном} = 1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_{T1} / I_{ном} = 1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей). Поэтому рекомендуется уставка $I_{T1} / I_{ном} = 1,5 - 2$.

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически, но необходимо убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Поэтому рассчитываем первую точку излома тормозной характеристики по формуле: ее величина равна:

$$I_{T1} / I_{ном} = (I_{Д1} / I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм}. \quad (97)$$

Величина первой точки излома тормозной характеристики равна:

$$I_{T1} / I_{ном} = 0,3 \cdot 100 / 65 = 0,46$$

Следовательно условие $I_{T2} / I_{ном} > I_{T1} / I_{ном}$ – выполняется.

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{ДГ2} / I_{ДГ1}$ на основании опыта фирм, давно использующих такие защиты, рекомендуется на уровне 12-15% в соответствии с [28]. Принимаем $I_{ДГ2} / I_{ДГ1} = 0,15$.

Таким образом, получены следующие характеристики:

$$\frac{I_{Д1}}{I_{ном}} = 0,3 \text{ - базовая уставка ступени;}$$

$K_{торм} = 65 \%$ - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$$\frac{I_{T1}}{I_{ном}} = 0,46 \text{ - вторая точка излома тормозной характеристики;}$$

$$\frac{I_{T2}}{I_{ном}} = 2 \text{ - вторая точка излома тормозной характеристики;}$$

$$\frac{I_{ДГ1}}{I_{ДГ2}} = 0,15 \text{ - уставка блокировки от второй гармоники.}$$

Проверим расчетное соотношение токов $I_{ДИФ} / I_{ТОРМ}$ в защите при КЗ в трансформаторе на стороне НН при принятом способе формирования тормозного тока.

Если расчетное соотношение токов $I_{ДИФ} / I_{ТОРМ}$ лежит выше границы разделения областей, то происходит срабатывание и защита действует на отключение.

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме на стороне НН трансформатора, найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{КЗ}^{(2)} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 912 = 789,8 \text{ А.}$$

При одностороннем питании защищаемого трансформатора и при КЗ на стороне НН в зоне действия защиты ток со стороны НН отсутствует, поэтому относительное значение дифференциального тока, приведенное к номинальному току трансформатора, равно:

$$I_{ДИФ} / I_{ном} = 789,8 / 31,6 = 25 \text{ о.е.}$$

Относительное значение тормозного тока в реле при этом КЗ равно:

$$I_{ТОРМ} / I_{ном} = 0,5 \cdot (789,8 / 31,6) = 12,5 \text{ о.е.}$$

Таким образом, расчетная точка при КЗ, определяемая по соотношению токов $I_{ДИФ} / I_{ТОРМ}$, лежит выше границы разделения областей, поэтому при КЗ на стороне НН происходит срабатывание и защита действует на отключение.

Коэффициент чувствительности ступени ДЗТ-2 устройства «Сириус-Т3» в этом случае равен:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{ТОРМ} / I_{ном}}{I_{Д1} / I_{ном}} \tag{98}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{25}{0,3} = 80 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная защита (ступень ДЗТ-2) устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Выбор уставок сигнализации небаланса в плечах защиты (ДЗТ-3).

Теперь, необходимо выбрать следующие уставки сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3):

$I_{Д} / I_{ном}$ - относительное значение уставки по току сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты;

T - уставка по времени сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты.

Уставка по току сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3) выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{д1}/I_{ном}$), а уставка по времени - порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты. Рекомендуемые значения уставок: $I_{Д} / I_{ном} = 0,1$; T = 10 с.

7.3 Расчет уставок максимальной токовой защиты

Расчёт уставок токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) защиты трансформатора.

Токовая отсечка контролирует три фазных тока высшей стороны трансформатора $I_{А\text{ ВН}}$, $I_{В\text{ ВН}}$, $I_{С\text{ ВН}}$ и предназначена для защиты от всех видов коротких замыканий. Она отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания по формуле (102). Ток внешнего короткого замыкания – это ток КЗ в точке К2 и К3, приведенный к стороне высшего напряжения, в нашем примере он равен: $I_{К2}^{(3)ВН} = 1529\text{ А}$, $I_{К3}^{(3)ВН} = 912\text{ А}$.

Тогда для СН получим:

$$I_{ТО} \geq 1,3 \cdot 1529 = 1988\text{ А}.$$

Токовая отсечка контролирует три фазных тока и включена на трансформаторы тока с соединением в звезду. Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) равен, А:

$$I_{ср.то} \geq \frac{I_{ТО} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ.ВН}}. \quad (99)$$

$$I_{cp.to} \geq \frac{1988 \cdot 1}{100 / 5} = 99,4 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве защиты «Сириус-Т». Принимаем $I_{cp.to} = 99,4 \text{ А}$.

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{I_{cp.to} \cdot K_{TT.VH}}{K_{CX}}. \quad (100)$$

$$I_{TO} \geq \frac{99,4 \cdot 100 / 5}{1} = 1988 \text{ А.}$$

Для проверки чувствительности необходимо знать двухфазный ток короткого замыкания на выводах 110 кВ трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы.

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ по формуле:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2832 = 2453 \text{ А.}$$

$$k_q \geq 1,234 > 1,2$$

Для НН получим:

$$I_{TO} \geq 1186 \text{ А.}$$

Токовая отсечка контролирует три фазных тока и включена на трансформаторы тока с соединением в звезду. Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) равен:

$$I_{cp.to} \geq \frac{1186 \cdot 1}{100 / 5} = 59,3 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве защиты «Сириус-ТЗ». Принимаем $I_{cp.to} = 59,3 \text{ А}$.

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{59,3 \cdot 100 / 5}{1} = 1186 \text{ А.}$$

Для проверки чувствительности необходимо знать двухфазный ток короткого замыкания на выводах 110 кВ трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы.

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ по формуле (137):

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2832 = 2453 \text{ А.}$$

$$k_y \geq 2,068 > 1,2.$$

Таким образом, выполняем резервную защиту трансформатора токовой отсечкой (МТЗ-1 ВН) с использованием устройства «Сириус-Т».

Выбираем время срабатывания токовой отсечки.

Так как уставка токовой отсечки выбрана по формуле (102), то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, и поэтому выдержка времени токовой отсечки принимается $t_{то} = 0,1$ с.

Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны НН трансформатора (МТЗ НН).

Резервная максимально токовая защита трансформатора устанавливается со стороны источника питания трансформатора. Для трехобмоточного трансформатора понизительной подстанции без источников питания на стороне НН нет необходимости использования МТЗ НН. Поэтому МТЗ НН выводится из действия, а уставки МТЗ НН задаются величинам максимально возможными в устройстве «Сириус-Т».

Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора (МТЗ-2 ВН).

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

При расчете уставок МТЗ-2 ВН следует принимать следующие параметры: коэффициент возврата реле - $k_B = 0,92$; коэффициент запаса для отстройки от тока нагрузки - $k_{отс} = 1,2$; коэффициент согласования с защитами предыдущих линий - $k_C = 1,1$, согласно рекомендациям [25, 26].

Поэтому вычисляем максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \quad (101)$$

где $S_{наг.ВН}$ - максимальная нагрузка трансформатора, кВ·А;

$U_{ном.ВН}$ - номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, кВ.

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{4600}{\sqrt{3} \cdot 115} = 23,1 \text{ А.}$$

Тогда ток срабатывания МТЗ определяется с учетом следующих коэффициентов: коэффициент отстройки $k_{отс} = 1,2$ согласно [25]; коэффициент самозапуска двигателей $k_{зап} = 1,5$ согласно [25]; коэффициент возврата МТЗ ВН блока защит устройства «Сириус-Т» $k_B = 0,92$ согласно [28].

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} \geq 45,2 \text{ А.}$$

Максимально-токовая защита подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимально-токовой защита (МТЗ-2 ВН) равен:

$$I_{ср.то} \geq 2,26 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки МТЗ-2 ВН принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-Т». Принимаем $I_{ср.мтз} = 2,26 \text{ А.}$

Далее необходим расчет действительного тока срабатывания МТЗ-2 ВН по формуле:

$$I_{TO} \geq 45,2 \text{ А.}$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ 2 при КЗ на стороне СН (в точке К2) и на стороне НН (в точке К3):

$$k_{\text{чСН}} \geq 33,8 > 1,5.$$

$$k_{\text{чНН}} \geq 20,1 > 1,5.$$

Отсюда следует, что максимально-токовая защита (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

Выбираем время срабатывания максимально-токовой защиты (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-Т» по следующей формуле, с:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{max}} + \Delta t, \quad (102)$$

где t_{max} - максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора;

Δt - ступень селективности, для учебных расчетов равна 0,5 с.

Время срабатывания МТЗ-2 ВН равно:

$$t_{\text{МТЗ}} = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-Т».

Защиты от перегрузки трансформатора устанавливается, как правило, на питающей стороне и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования в устройстве «Сириус-Т» можно вводить

контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Согласно [27] уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{ПЕР} \geq \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{В.ном}, \quad (103)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки защиты от перегрузки равен 1,05;

k_B - коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-Т» равен 0,92, согласно [28];

$I_{В.ном}$ - номинальный вторичный ток трансформатора на стороне установки защиты от перегрузки, в соответствии с [27] рекомендует определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

Для рассматриваемого трансформатора, номинальные вторичные токи на среднем ответвлении на сторонах ВН и НН равны 1,6 и 4,1 А из таблицы 55. Расчетные значения уставки защиты от перегрузки равны:

$$I_{ПЕР.ВН} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 1,6 = 1,83 \text{ А.}$$

$$I_{ПЕР.НН} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,1 = 4,679 \text{ А.}$$

Время действия защиты от перегрузок выбирается больше, чем время действия всех защит. Время срабатывания защиты от перегрузки равно:

$$T_{ПЕРЕГР} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени « $T_{ПЕРЕГР}$ » в устройстве «Сириус-Т».

7.4 Газовая защита трансформатора

Газовая защита является наиболее чувствительной защитой трансформаторов от повреждений его обмоток и особенно витковых замыканий, на которые дифференциальная защита реагирует только при замыкании большого числа витков, а МТЗ и отсечка не реагируют совсем.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле. В нашем примере на трансформаторе установлено реле типа ВФ-80/Q.

В соответствии с требованиями ПУЭ схемой защиты трансформатора предусматривается возможность перевода действия отключающего контакта газового реле (кроме отсека РПН) на сигнал и выполнена отдельная сигнализация от сигнального и отключающего контактов.

7.5 Автоматическое повторное включение и автоматический ввод резерва

АПВ (автоматическое повторное включение) служит для обеспечения надежности электроснабжения потребителей. В электрических сетях возможны самоустраняющиеся короткие замыкания, обусловленные различными набросами на провода, схлестыванием воздушных проводов при ветре, закорачиванием воздушных изоляционных промежутков, птицами, животными и пр. Электроустановку повторно включает автоматика тем самым восстанавливая схему электроснабжения. В схемах упрощенной коммутации трансформаторов на подстанциях используется АПВ. Автоматическое повторное включение делят на однократные, двукратные и многократные. Наименьшее время срабатывания АПВ 0,5 – 1,5 с.

8. МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ АРНИКА

Надежность защиты ЭС и ПС от грозовых перенапряжений должна быть значительно выше надежности грозозащиты ЛЭП. Это определяется значительно большим ущербом от грозовых перенапряжений на ПС, чем на линиях. Внутренняя изоляция силовых трансформаторов и другого подстанционного оборудования имеет меньшие запасы электрической прочности по сравнению с изоляцией линии и не обладает свойством самовосстановления после погасания дуги грозового перекрытия.

Стержневые молниеотводы обеспечивают защиту оборудование ПС от прямых ударов молнии. Кроме того, требуется защита от волн, возникающих на отходящих от подстанции линиях при ударах молнии в провода или опоры этих линий.

Защита от набегающих волн основана на выборе ОПН или разрядников с подходящими защитными характеристиками, выборе их числа и места установки, а также усилении защиты подходов линий для снижения числа набегающих волн с большой крутизной напряжения на фронте.

8.1 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов для выбора места расположения и необходимого числа молниеотводов. Зона защиты - часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

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 $U \geq 500$ кВ

Для защиты от прямого удара молнии применяются тросовые молниеотводы, стержневые молниеотводы, а также металлические кровли и молние-защитные сетки.

Рассчитывается зона защиты типа А с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ, так как расчет ведется для ОРУ 220 кВ.

Принимается высоту молниеотвода:

$$h = 30 \text{ м}; \quad (104)$$

Расстояния между молниеотводами:

$$L_{M12} = L_{M56} = 50 \text{ м};$$

$$L_{M23} = L_{M45} = 29,877 \text{ м};$$

$$L_{M34} = 24,069 \text{ м};$$

$$L_{M16} = 46,271 \text{ м}.$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (105)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = 1,1 - 0,002 \cdot h \cdot h, \quad (106)$$

$$r_0 = 1,1 - 0,002 \cdot 30 \cdot 30 = 31,2 \text{ м},$$

Радиус внешней зоны при условии $h < L_m < 2 \cdot h$:

$$r_{C0} = r_0 = 31,2 \text{ м}; \quad (107)$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине пролета между молниеотводами:

$$h_{c.г} = h_{эф} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_M - h), \quad (108)$$

$$h_{c.г.12} = h_{c.г.56} = 25,5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (50 - 30) = 21,92 \text{ м},$$

$$h_{c.г.23} = h_{c.г.45} = 25,5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (29,877 - 30) = 25,522 \text{ м},$$

$$h_{c.г.34} = 25,5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (24,069 - 30) = 26,562 \text{ м},$$

$$h_{c.г.16} = 25,5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (46,271 - 30) = 22,587 \text{ м},$$

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \left(1 - \frac{h_{лн}}{h_{эф}} \right), \quad (109)$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{16,7}{25,5} \right) = 10,77 \text{ м}$$

где $h_{лн}$ – высота линейного портала

$$h_{лн} = 16,7 \text{ м} - \text{для } 220 \text{ кВ}. \quad (110)$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cз} - h_{лн}}{h_{cз}} \right), \quad (111)$$

$$r_{cx12} = r_{cx56} = 31,2 \cdot \left(\frac{21,92 - 16,7}{12,08} \right) = 7,43 \text{ м},$$

$$r_{cx23} = r_{cx45} = 31,2 \cdot \left(\frac{25,522 - 16,7}{12,08} \right) = 10,78 \text{ м},$$

$$r_{cx34} = 31,2 \cdot \left(\frac{26,562 - 16,7}{12,08} \right) = 11,584 \text{ м},$$

$$r_{cx16} = 31,2 \cdot \left(\frac{22,587 - 16,7}{12,08} \right) = 8,132 \text{ м},$$

Результаты расчёта зон защит молниеотводов сведены в таблицу.

Таблица 31 – Результаты расчёта зон защит молниеотводов

Молниеотводы	l_{m-m}	r_{c0}	r_x	h_{ce}	r_{cx}^{mn}
1-2	50	31,2	10,77	21,92	7,43
2-3	29,877			25,522	10,78
3-4	24,069			26,562	11,584
4-5	29,877			25,522	10,78
5-6	50			21,92	7,43
1-6	46,271			22,587	8,132

8.2 Расчет заземления подстанции «Арника»

Все металлические части электроустановок, не находящиеся под напряжением, но способные оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землёй. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения.

В электроустановках заземляются корпуса трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, проводов, металлические конструкции зданий и сооружений.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением. К ра-

бочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов и дугасящих катушек. Без рабочего заземления аппарат не может выполнить своих функций или нарушается режим работы электроустановки /18/.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита с помощью разрядников, ОПН, искровых промежутков, стержневых и тросовых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным. Обычно для выполнения всех трёх типов заземления используют одно заземляющее устройство.

Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители. В качестве естественных заземлителей применяют водопроводные трубы; металлические и железобетонные конструкции зданий, находящиеся в соприкосновении с землёй; свинцовые оболочки кабелей. Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлений не менее чем двумя проводниками в разных точках.

В соответствии с /ПУЭ/ все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землей. Заземляющее устройство должно отвечать условию $R_3 < 4 \text{ Ом}$ (ПУЭ раздел 1.7.96).

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Для выполнения горизонтальных заземлителей используем полосу из оцинкованной стали размером 4x30 мм (площадь сечения – $F_{\text{пол}}=160 \text{ мм}^2$), уложенную на глубину $h_3=0,7 \text{ м}$ /7/. Вертикальные заземлители выполним из оцинкованного стального прутка диаметром $d=15 \text{ мм}$ ($F_{\text{пр}}=176,6 \text{ мм}^2$) и длиной $l_b=5 \text{ м}$.

Проверим выбранные сечения заземляющих проводников по условиям:

- 1) коррозионной стойкости:
– вертикальный заземлитель:

$$F_{\text{кор.в.мин}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d + S_{\text{ср}}), \quad (112)$$

$$F_{\text{кор.в.мин}} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (15 + 0,67) = 32,97 \text{ мм}^2,$$

где $S_{\text{ср}} = a_3 \cdot \ln^3 T + a_2 \cdot \ln^2 T + a_1 \cdot \ln T + a_0$;

$T = 240$ мес. – время использования заземлителя (20 лет);

a_3, a_2, a_1, a_0 – коэффициенты, зависящие от свойств грунта.

$$S_{\text{ср}} = 0,67 \text{ мм}^2.$$

$$F_{\text{пр}} = 176,6 > F_{\text{кор.мин}} = 32,97 \text{ мм}^2;$$

– горизонтальный заземлитель:

$$F_{\text{кор.в.мин}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d + S_{\text{ср}}), \quad (113)$$

$$F_{\text{кор.в.мин}} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (12,36 + 0,67) = 27,42 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{пол}} = 160 > F_{\text{кор.г.мин}} = 27,42 \text{ мм}^2;$$

2) термической стойкости:

$$F_{\text{т.с.мин}} = \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \cdot t_{\text{рз}}}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{12122^2 \cdot 1}{400 \cdot 21}} = 58,9 \text{ мм}^2, \quad (114)$$

где $I_{\text{кз}}$ – ток однофазного короткого замыкания, А;

$t_{\text{рз}}$ – время срабатывания релейной защиты, 1с;

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

Сечения материалов, выбранных для выполнения вертикальных и горизонтальных заземлителей, превышают $F_{\text{т.с.мин}}$;

3) механической прочности:

Должно выполняться условие:

$$F_{\text{м.п.}} \geq F_{\text{кор.мин}} + F_{\text{т.с.мин}} \cdot \quad (115)$$

Для вертикального заземлителя:

$$176,6 > 91,88 \text{ мм}^2.$$

Для горизонтального заземлителя:

$$160 > 86,3 \text{ мм}^2.$$

Размещение искусственных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на защищаемой территории прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, создавая заземляющую сетку, к которой присоединяется заземляемое оборудование [23].

Размер площади ПС «Арника», используемой под заземлитель, с учетом того, что контур сетки заземлителя расположен с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя) [7]:

$$S_1 = (A_1 + 2 \cdot 1,5) \cdot (B_1 + 2 \cdot 1,5) ; \quad (116)$$

$$S_1 = 51 \cdot 102 = 5202 \text{ м}^2,$$

где $A_1 = 48$ – ширина территории, занимаемой заземлителем, м;

$B_1 = 99$ – длина территории, занимаемой заземлителем, м.

Определение общей длины полос сетки горизонтального заземлителя:

$$L_{1r} = \frac{2 \cdot S_1}{a_r}; \quad (117)$$

$$L_{1r} = \frac{2 \cdot 5202}{6} = 1734,$$

где $a_r = 6$ – расстояние между полосами сетки, м.

Определим число горизонтальных ячеек по стороне A_1 и B_1 :

$$m_{A_1} = 8,5 \text{ ячеек по стороне } A_1,$$

$$m_{B_1} = 17 \text{ ячеек по стороне } B_1.$$

Принимаем $m_{A_1} = 9$; $m_{B_1} = 17$.

Уточняем длину горизонтальных полос для квадратичной модели со стороной $\sqrt{S_1} = 72,2$ м. В этом случае число ячеек:

$$m_1 = 11,01. \quad (118)$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L_{1r.расч} = 1733 \text{ м.} \quad (119)$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_{B.1} = 48,1, \quad (120)$$

где $a_b = 6$ – расстояние между вертикальными электродами, м.

Принимаем $n_{B.1} = 48$ электрода.

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{h_{1э}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}},$$

где $h_{1э} = 5,7$ м – глубина заложения заземлителя;

$\rho_1 = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $h_1 = 8 \text{ м}$ – соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта (глинозём);

$\rho_2 = 70 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $h_2 = 9 \text{ м}$ – соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта (супеси).

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{5,7}{\frac{8}{30} + \frac{9}{70}} = 14,42 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Стационарное сопротивление заземлителя, выполненного в виде сетки с вертикальными электродами:

$$R_{\text{СТ.1}} = \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S_1}} + \frac{1}{L_{\text{ГР}} + n_{\text{В.1}} \cdot l_{\text{В}}} \right) \quad (121)$$

$$R_{\text{СТ.1}} = 14,42 \cdot \left(\frac{0,42}{72,2} + \frac{1}{1734 + 48 \cdot 5} \right) = 0,087 \text{ Ом},$$

где A – параметр зависящий от соотношения $l_{\text{В}}/\sqrt{S_1}$ /Электротехнический справочник/:

$$l_{\text{В}}/\sqrt{S_1} = \frac{5}{72,2} = 0,069 \text{ следовательно } A = 0,42.$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя /7, 23/. Для этого рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_1}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_{\text{М}} + 45)}}, \quad (122)$$

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 72,2}{(11,79 + 320) \cdot (65 + 45)}} = 1,72,$$

где $I_{\text{М}}$ – ток молнии, кА.

$$R_{и.1} = R_{ст.1} \cdot \alpha_n; \quad (123)$$

$$R_{и.1} = 0,087 \cdot 1,72 = 0,15 \text{ Ом.}$$

Сопротивление подстанции не превышает 4 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика – это неотъемлемая часть современного общества. По степени влияния на окружающую среду энергетические объекты принадлежат к числу наиболее интенсивно воздействующих на биосферу. Тенденции и темпы развития энергетики, на данный момент, в значительной степени определяются уровнем надежности и безопасности, в том числе экологической, электростанций разного типа, а так же защитой от возникновения чрезвычайных ситуаций. В виду этого, для данного проекта (развитие электрических сетей Приморского края в связи с подключением новых потребителей) будут рассмотрены следующие пункты:

- безопасность работ при монтаже и ремонте ВЛ 220 кВ Уссурийск 2 – Арника и при эксплуатации ОРУ ПС 220 кВ Арника;
- экологичность, связанная с защитой от загрязнений трансформаторным маслом;
- возникновение чрезвычайных ситуаций, которые могут появиться в процессе эксплуатации электрооборудования.

9.1 Безопасность

Оперативные переключения должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [35]:

- 1) вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением;
- 2) Единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования должен выполнять работник, имеющий группу не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве;

3) Отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением свыше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

9.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

Для выполнения работ в электроустановках работники без профессиональной подготовки, соответствующего характера не допускаются. При ее отсутствии такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала. При монтаже так же должны осуществляться нижеуказанные требования:

1) профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, инструктажи и проверка знаний проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала;

2) до приема работника на работу проверяется состояния здоровья работника. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр;

3) до допуска к самостоятельной работе электротехнический персонал должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях;

4) работник, проходящий дублирование, стажировку, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.

9.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [36]:

1) работа связана с подъемом на опоры на большую высоту;

2) рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день;

3) электромонтажники рассредоточиваются по рабочим местам вдоль ВЛ, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда;

4) работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях воздушных линий, работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор [36].

Работы по монтажу и ремонту ВЛ связаны с подъемом материалов и людей на значительную высоту. Наиболее безопасным и более производительным способом подъема рабочих для выполнения работ на высоте является подъем с помощью специальных подъемных устройств, автовышки, автогидроподъемника и т.п.

Все работы на опорах ВЛ относятся к верхолазным, поэтому при обеспечении безопасности работающих на гирляндах, опорах, проводах и грозозащитных тросах необходимо строго выполнять правила техники безопасности [36].

Подвеска проводов и тросов на участках пересечений должна выполняться только после отключения и надежного заземления рабочего пролета действующей ВЛ.

Производство монтажных работ на высоте в открытых местах при силе ветра 6 баллов и более (скорость ветра 9,9 – 12,4 м/с) запрещается.

Во избежание ушибов и ранений в результате падения с высоты каких-либо деталей или инструментов запрещается находиться под люлькой подъемника, опорой или корзиной вышки во время производства работы, а также не разрешается сбрасывать какие-либо предметы с высоты опоры.

9.4 Безопасность при эксплуатации трансформатора ПС 220 кВ Арника

Осмотр силовых трансформаторов должен выполняться непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями [35].

Отбор газа из газового реле работающего трансформатора должен выполняться только после разгрузки и отключения трансформатора.

Работы, связанные с выемкой активной части из бака трансформатора или поднятием колокола, должны выполняться по специально разработанному для местных условий проекту производства работ.

Перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородосодержанием воздуха в баке не менее 20% [35].

Работа должна производиться по наряду тремя работниками, двое из которых - страхующие. Они должны находиться у смотрового люка или, если его нет, у отверстия для установки ввода с канатом от ляточного предохранительного пояса работника, работающего внутри трансформатора, с которым должна поддерживаться постоянная связь. При необходимости работник, выполняющий работы внутри трансформатора, должен быть обеспечен шланговым противогазом.

9.5 Экологичность

Защита от загрязнений трансформаторным маслом.

Трансформаторное масло, - очищенная фракция нефти, получаемая при перегонке, кипящая при температуре от 300 °С до 400 °С. Нефть обладает различными свойствами, в зависимости от происхождения, эти отличительные свойства исходного сырья отражаются на свойствах масла.

Существует большой разрыв между сроком службы масла и сроком службы трансформатора. Трансформатор может работать без ремонта 10-15 лет, а масло уже через год требует очистки, а через 4-5 лет - регенерации. Мерами, позволяющими продлить срок эксплуатации масла, являются:

- 1) защита масла от соприкосновения с наружным воздухом путем установки расширителей с фильтрами, поглощающими воду и кислород, а также вытеснение из масла воздуха;

- 2) снижение перегрева масла в условиях эксплуатации;

- 3) регулярные очистки от воды и шлака;
- 4) применение для снижения кислотности непрерывной фильтрации масла;
- 5) повышение стабильности масла путем введения антиокислителей.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых автотрансформаторов с массой масла более 1 т в одном баке должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований [2]:

- 1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты автотрансформатора не менее чем на 1,5 м при массе от 10 до 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от автотрансформатора на расстоянии менее 2 м.

- 2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в автотрансформатор.

Маслоприемник должен проверяться не реже чем два раза в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла автотрансформаторов, а также 80% (с учетом 30-и минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды, с выводом сигнала на щит управления.

Ниже будут произведены расчеты маслоприемника трансформатора на ПС 220 кВ Арника.

На ОРУ ПС 220 кВ Арника установлено два маслонаполненных силовых трансформатора ТДН- 63000/220/10. Расчет будет производиться на примере одного из них. Исходные данные для расчета приведены в таблице 32.

Таблица 32 - Исходные данные для расчета маслоприемника трансформатора

Марка трансформатора	Масса трансформаторного масла в трансформаторе М, кг	Габариты трансформатора		
		Н, мм	Длина А, мм	Ширина В, мм
ТДН-63000/220/10	35400	6720	7320	5070

Согласно [2], так как масса трансформаторного масла больше 20 т, то нужно использовать маслоприёмник с отводом масла.

Маслоприёмники без отвода масла выполняются заглублённой конструкцией, и закрепляются металлической решёткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Величина Δ , на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, для данной массы трансформаторного масла, согласно [23], равна 1,5 м. Схема заглублённого маслоприёмника изображена на рисунке 11.

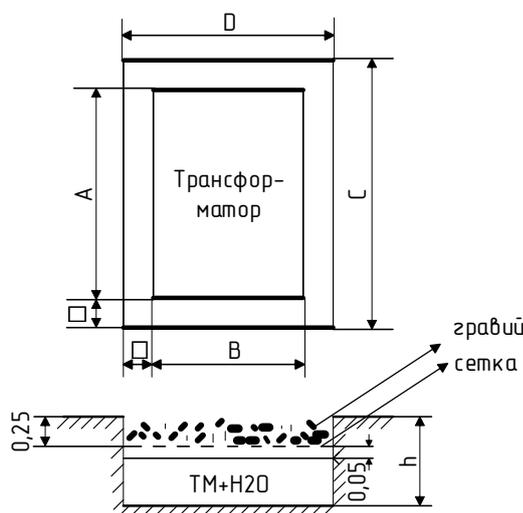


Рисунок 11 – Схема заглублённого маслоприёмника

1. Определим габариты маслоприёмника.

Длина, м:

$$C = (A + 2 \cdot \Delta), \quad (124)$$

где A - габаритная длина трансформатора, м;

Δ - величина, на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, м.

$$C = (7,32 + 2 \cdot 1,5) = 10,32 \text{ м.}$$

Ширина, м:

$$D = (B + 2 \cdot \Delta), \quad (125)$$

где B - габаритная ширина трансформатора, м;

Δ - величина, на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, м.

$$D = (5,07 + 2 \cdot 1,5) = 8,07 \text{ м.}$$

Площадь маслоприёмника, м²:

$$S_{МП} = C \cdot D, \quad (126)$$

где C - длина маслоприёмника, м;

D - ширина маслоприёмника, м.

$$S_{МП} = 10,32 \cdot 8,07 = 83,28 \text{ м}^2.$$

2. Определим объём маслоприёмника.

Согласно [2] объём маслоприёмника без отвода масла следует рассчитывать на приём 100% объёма масла залитого в трансформатор и 80% воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площадей маслоприёмника и

боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0.2 \frac{\text{л}}{\text{с} \cdot \text{м}^2}$ в течение 30 минут.

3. Определим объём трансформаторного масла, м^3 :

$$V_{\text{тм}} = \frac{M}{\rho} \quad (127)$$

где M - масса трансформаторного масла, кг;

ρ - плотность трансформаторного масла, равная $0,88 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ [4],

$$V_{\text{тм}} = \frac{35400}{880} = 40,23 \text{ м}^3.$$

4. Определим объём воды от средств пожаротушения, м^3 :

$$V_{\text{воды}} = I_n \cdot t \cdot (S_{\text{тм}} + S_{\text{бтг}}), \quad (128)$$

где I_n - величина интенсивности пожаротушения, равная $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с} \cdot \text{м}^2$ [2];

t - время пожаротушения, равное 1800 с [23];

$S_{\text{бтг}}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, м^2 .

Площадь боковых поверхностей трансформатора, м^2 :

$$S_{\text{бтг}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H \quad (129)$$

где A – длина трансформатора, м;

B – ширина трансформатора, м;

H – высота трансформатора, м.

$$S_{\text{бтг}} = 2 \cdot (7,32 + 5,07) \cdot 6,72 = 166,52 \text{ м}^2;$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (83,28 + 166,52) = 89,93 \text{ м}^3.$$

5. Определим глубину маслоприёмника, м:

$$h_{mn} = \frac{V_{mm}}{S_{mn}} + \frac{0,8 \cdot V_{H_2O}}{S_{mn}} + h_{\epsilon} + h_{\zeta}, \quad (130)$$

где V_{mm} - объём трансформаторного масла, м³;

S_{mn} - площадь основания маслоприёмника, м²;

V_{H_2O} - объём воды, м³;

h_{ϵ} - величина воздушного канала согласно [2] равна 0,05 м;

h_{ζ} - высота слоя гранитного щебня или гравия согласно [2] равна 0,25

м.

$$h_{mn} = \frac{40,23}{83,28} + \frac{0,8 \cdot 89,93}{83,28} + 0,05 + 0,25 = 1,65 \text{ м.}$$

6. Определим объём маслоприёмника, м³:

$$V_{mn} = S_{mn} \cdot h_{mn}, \quad (131)$$

где S_{mn} - площадь маслоприёмника, м²;

h_{mn} - высота маслоприёмника, м.

$$V_{mn} = 83,28 \cdot 1,65 = 137,412 \text{ м}^3.$$

Вывод: в ходе решения для заданного трансформатора марки ТДН-63000/220/10 рассчитаны габариты маслоприёмника и получены результаты:

объем маслоприёмника равен 137,412 м³, площадь маслоприёмника равна 83,28 м², высота маслоприёмника 1,65 м.

9.6 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация - это обстановка, сложившаяся на определенной акватории или территории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

К ЧС относят в частности пожар. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей, сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

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

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

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

Противопожарная защита обеспечивается [37]:

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

Важное 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.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается [37]:

- 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 (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения ВКР были выполнены основные задачи по проектированию электрической сети с учётом требуемых параметров надёжности электроснабжения и качества электрической энергии.

Определён наиболее экономически целесообразный вариант строительства ВЛ-220 кВ Уссурийск 2 - Арника.

Произведён расчёт рабочих токов и токов короткого замыкания для выбора современного электрооборудования высокого напряжения, а также подобраны необходимые приборы для полноценного контроля за параметрами сети.

Выполнен расчёт молниезащиты и анализ грозоупорности ОРУ 220 кВ.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, а также вопросы охраны окружающей среды.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Базуткин В.В. Изоляция и перенапряжения в электрических системах/ В.В. Базуткин, В.П. Ларионов, Ю.С. Пинталь. – М.: Энергоатомиздат 2001.
- 2 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 648 с.
- 3 Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. – М.: Минэнерго СССР, 1978. – 40 с.
- 4 Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств 6-750 кВ подстанций и указания по их применению. – М.: Энергосетьпроект, 1993 г. – 58 с.
- 5 Бутяков, Н. А. Чистая электроэнергия на Камчатке / Н. А. Бутяков, А. М. Динмухаметов, Р. С. Ахметшин – М.: Молодой ученый, 2015 -139 с.
- 6 Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям: Приказ Минэнерго РФ № 326 от 30.12.2008.
- 7 Приказ Минэнерго РФ от 15.07.2010 N 333 "Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2010 - 2016 годы" (15 июля 2010 г.)
- 8 Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей: учеб. / ред. Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро, И.Г. Карапетян. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.
- 9 Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 592 с.
- 10 Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии/Под общей ред. профессоров МЭИ И.Н. Орлова и др. М.: Энергоатомиздат, 1988. – 385 с.
- 11 Ставка рефинансирования Центрального банка Российской Федерации. [Электронный ресурс]. - Режим доступа :

http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm.htm- 20.04.15.

12 Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – спб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя.

13 С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст]: учеб. пособие: рек. ДВ УМЦ/ 2008. – 54 с.

14 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электро-энергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 1990. – 383 с.

15 Рожкова, Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 647 с.

16 Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков - М.: Энергоатомиздат, 2002. - 608 с.

17 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие для Вузов/А.А. Федоров, Л.Е. Старкова - М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

18 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 487 с.

19 Попов, Е.Н. Механическая часть воздушных линий электропередач: учебное пособие для Вузов/А.А. Федоров, Л.Е. Старкова - М.: Энергоатомиздат, 1999. – 44 с.

20 Гуревич, Ю.Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, А.А. Окин. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 192 с.

21 Жданов, П.С. Вопросы надёжности и устойчивости электрических систем / П.С. Жданов. – М.: Энергия, 2006. – 456 с.

- 22 Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: Высшая школа, 2007. – 639 с.
- 23 Беркович М.А. и др. Основы техники релейной защиты. – М.: Энерго-атомиздат, 1984. – 376 с.
- 24 Плащанский Л.А. Основы электроснабжения. Раздел «Релейная защита электроустановок»: Учебное пособие. – М.: Изд-во Московского гос.горного ун-та, 2003. – 141 с.
- 25 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 555 с.
- 26 Шестаков, Д.Н. Расчет максимальной токовой защиты и токовых отсечек линий 6, 10, 35 кВ. – Курган: Изд-во Курганского гос. ун-та, 2007. -31 с.
- 27 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ. Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.
- 28 Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-Т3», ЗАО «Радиус Автоматика».- М., 2004. – 11 с.
- 29 Тепло Земли. Геотермальная энергия. [Электронный ресурс]. - Режим доступа : <http://scisne.net/a-1172-15.05.15>.
- 30 Геотермальная энергия [Электронный ресурс]. - Режим доступа : <http://re.energybel.by/geothermal-ru/> - 20.05.15.
- 31 Письмо Минстроя России от 06.02.2015 N 3004-ЛС/08 "Об индексах изменения стоимости строительства, индексах изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ и иных индексах на I квартал 2015 года"
- 32 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : НТФ Энергопрогресс, 2009. – 391 с.
- 33 Нормативы численности промышленно-производственного персонала распределительных электрических сетей. – М. : «ЦОТЭНЕРГО», 2007. – 33 с.

34 Страховые взносы в ПФ РФ [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.assessor.ru/forum/index.php?t=2078>. – 20.11.2014.

35 Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н “Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок”

36 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.:ПрофОбр – Издат, 2002. - 432 с.

37 Инструкция по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций: Приказ МЧС РФ № 630 от 31.12.2002

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Вероятностные характеристики по ПС

Подстанция	Вре- мя	P_{max} , МВт	$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{min} , МВт	Q_{max} , Мвар	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{min} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Спасск	Зима	60,2	50,17	58,06	35,12	32,8	20,57	24,06	14,39
	Лето	51,17	42,64	49,89	29,85	27,88	17,48	20,45	12,29
Арсеньев 2	Зима	101,3	84,33	98,67	59,03	25,8	22,57	23,45	21,21
	Лето	86,02	71,68	83,87	50,18	21,93	20,07	20,73	19,54
ДВ	Зима	43,6	36,33	42,51	25,4	10,2	8,89	9,98	8,13
	Лето	37,06	30,88	36,13	21,62	8,67	6,56	7,86	7,56
Уссурийск 2	Зима	142,8	119	139,2	83,3	48,6	43,8	47,08	34,11
	Лето	121,3	101,1	118,4	70,8	41,31	38,5	40,53	29,03
Чугуевка 2	Зима	95,9	79,92	93,5	55,92	40,1	32,76	38,34	22,94
	Лето	81,5	67,93	79,48	47,55	35,7	27,85	32,59	19,49
ПГРЭС	Зима	34,3	28,58	33,44	20,1	21,1	11,72	13,7	8,2
	Лето	29,15	24,3	28,42	17,01	17,93	9,96	11,6	6,97
Арника	Зима	80	66,67	78	46,67	32	27,33	31,98	19,13
	Лето	68	56,67	66	39,67	27,2	23,23	27,18	16,26
ЖБИ-130	Зима	2,4	2	2,34	1,4	1	0,82	0,96	0,57
	Лето	2,04	1,7	1,99	1,19	0,85	0,69	0,79	0,488
Агрокомп- лекс	Зима	10,7	8,92	10,43	6,24	6,4	4,66	6,27	3,56
	Лето	9,09	7,58	8,87	5,31	5,44	4,11	5,36	3,17
Павловка-2	Зима	2,5	2,08	2,44	1,46	0,8	0,65	0,76	0,59
	Лето	2,12	1,77	2,07	1,24	0,68	0,52	0,63	0,51
Ярославка	Зима	6,2	5,17	6,04	3,62	1,5	1,12	1,48	0,97
	Лето	5,27	4,39	5,14	3,07	1,27	0,81	1,11	0,73
Сибирцево/т	Зима	12,5	10,42	12,19	7,79	12,1	8,27	11,97	6,45
	Лето	10,62	8,85	10,36	6,19	10,28	6,63	10,10	4,54
М	Зима	10,1	8,42	9,85	5,89	2,7	2,45	2,55	2,04
	Лето	8,58	7,15	8,37	5,01	2,29	1,93	2,03	1,65

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Вероятностные характеристики по ПС

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Реттиховка	Зима	0,9	0,75	0,88	0,52	0,2	0,15	0,18	0,11
	Лето	0,76	0,64	0,75	0,45	0,17	0,12	0,16	0,08
Хороль	Зима	9,5	7,92	9,26	5,54	2,3	1,85	2,19	1,27
	Лето	8,07	6,73	7,87	4,71	1,95	1,56	1,83	1,13
Петровичи	Зима	0,5	0,42	0,49	0,29	0,1	0,08	0,09	0,06
	Лето	0,42	0,35	0,41	0,25	0,08	0,07	0,08	0,05
Вадимовка	Зима	0,3	0,25	0,29	0,17	0,1	0,08	0,09	0,06
	Лето	0,25	0,21	0,25	0,15	0,08	0,07	0,08	0,05
Мучная	Зима	3,1	2,58	3,02	1,81	1,3	1,06	1,24	0,74
	Лето	2,63	2,19	2,57	1,52	1,10	0,9	1,05	0,63
Ключи	Зима	14,7	12,25	14,33	8,57	0,8	0,52	0,78	0,45
	Лето	12,49	10,41	12,18	7,29	0,68	0,47	0,59	0,33

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Спрогнозированные вероятностные характеристики по ПС

Подстанция	Вре- мя	P_{max} , МВт	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{min} , МВт	Q_{max} , Мвар	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{min} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Спасск	Зима	78,31	65,26	76,36	45,69	42,67	26,76	41,31	28,73
	Лето	66,56	55,47	64,91	38,83	36,27	22,74	34,61	25,92
Арсеньев 2	Зима	131,6	109,7	128,4	76,8	33,57	24,98	32,63	11,49
	Лето	111,9	93,24	109,1	65,28	28,53	18,24	24,74	16,77
ДВ	Зима	56,71	47,26	55,31	33,09	13,27	9,38	12,67	3,57
	Лето	48,21	40,17	47,01	28,12	11,28	6,47	10,27	1,53
Уссурийск 2	Зима	185,7	154,8	181,1	108,4	63,23	53,48	62,31	44,43
	Лето	157,8	131,6	153,9	92,12	53,74	43,95	51,86	37,77
Чугуевка 2	Зима	124,7	103,9	121,7	72,78	7,27	5,31	6,59	3,24
	Лето	106	88,36	103,4	61,86	6,19	4,48	5,64	3,01
ПГРЭС	Зима	44,62	37,18	43,51	26,03	27,45	15,25	17,89	10,67
	Лето	37,92	31,6	36,98	22,13	23,33	12,96	15,16	9,07
Арника	Зима	104,1	86,72	101,5	60,71	42,67	35,56	41,61	24,89
	Лето	88,45	73,71	86,26	51,61	35,39	30,23	35,01	21,16
ЖБИ-130	Зима	3,12	2,6	3,04	1,82	1,3	1,07	1,25	0,75
	Лето	2,65	2,21	2,59	1,55	1,11	0,91	1,06	0,63
Агрокомп- лекс	Зима	13,92	11,6	13,57	8,12	8,33	4,76	5,56	3,33
	Лето	11,83	9,86	11,54	6,9	7,01	4,04	4,73	2,83
Павловка-2	Зима	3,25	2,71	3,17	1,89	1,04	0,78	0,97	0,64
	Лето	2,77	2,3	2,69	1,61	0,88	0,67	0,79	0,53
Ярославка	Зима	8,06	6,72	7,86	4,7	1,95	1,76	1,89	1,47
	Лето	6,85	5,71	6,68	3,99	1,66	1,34	1,58	1,32
Сибирцево/т	Зима	16,26	13,55	15,86	9,49	15,74	11,56	14,74	7,89
	Лето	13,82	11,52	13,48	8,06	13,38	9,72	12,53	6,34
М	Зима	13,14	10,95	12,81	7,66	3,51	2,49	3,25	1,78
	Лето	11,17	9,31	10,89	6,51	2,99	1,82	2,46	1,06

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Спрогнозированные вероятностные характеристики по ПС

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Реттиховка	Зима	1,17	0,98	1,14	0,68	0,26	0,2	0,24	0,17
	Лето	0,99	0,83	0,97	0,58	0,22	0,17	0,19	0,13
Хороль	Зима	12,36	10,29	12,05	7,21	2,99	2,22	2,91	1,96
	Лето	10,5	8,75	10,24	6,13	2,54	2,05	2,49	1,74
Петровичи	Зима	0,65	0,54	0,63	0,38	0,13	0,1	0,12	0,08
	Лето	0,55	0,46	0,54	0,32	0,11	0,08	0,1	0,05
Вадимовка	Зима	0,39	0,32	0,38	0,23	0,13	0,1	0,12	0,08
	Лето	0,33	0,28	0,32	0,19	0,11	0,08	0,1	0,05
Мучная	Зима	4,03	3,36	3,93	2,35	1,69	1,38	1,61	0,96
	Лето	3,43	2,86	3,34	2	1,44	1,17	1,37	0,82
Ключи	Зима	19,12	15,93	18,65	11,16	1,04	0,83	1,01	0,57
	Лето	16,25	13,54	15,85	9,48	0,88	0,68	0,84	0,43

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Значения параметров сети в узлах схемы

Тип	Но мер	Название	U_ ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	Q_min	V	Delta
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нагр	1	Уссу- рийск2 220 кВ	220	57,3	44,6	0	0	0	214,2075	2,494354
Нагр	2	ДВ 220 кВ	220	9,6	-2	0	0	0	222,7587	5,629556
Нагр	3	Арсеньев2 220 кВ	220	94,7	10,1	0	0	0	222,7944	5,793922
Нагр	4	Спасск 220 кВ	220	60,2	32,8	0	0	0	213,267	2,366778
Нагр	12	Уссу- рийск2 110 кВ	110	85,5	4	0	0	0	107,1035	0,005334
Нагр	32	Арсеньев2 110 кВ	110	56,6	43,7	0	0	0	109,6259	2,897924
Нагр	42	Спасск 110 кВ	110	7,3	7,6	0	0	0	106,483	0,392737
Нагр	5	ПС ЖБИ - 130	110	2,4	1	0	0	0	105,1223	-0,71232
Нагр	6	ПС Агро- комплекс	110	6,4	10,7	0	0	0	103,6257	-1,09003
Нагр	7	ПС Пав- ловка 2	110	10,3	3,4	0	0	0	103,4076	-1,23938
Нагр	8	ПС Яро- славка	110	11,6	2,7	0	0	0	103,7129	-1,03481
Нагр	9	ПС Хо- роль	110	9,5	2,3	0	0	0	103,5008	-1,36965
Нагр	10	ПС Пет- ровичи	110	0,5	0,1	0	0	0	104,023	-1,12024
Нагр	100	ПС Вади- мовка	110	0,3	0,1	0	0	0	104,355	-0,93793
Нагр	101	ПС Муч- ная	110	3,1	1,3	0	0	0	104,7481	-0,69979
Нагр	102	ПС Си- бирцево/т	110	12,5	12,1	0	0	0	103,2508	-0,93124
Нагр	103	ПС М	110	12,1	3,2	0	0	0	103,7822	-0,5545
Нагр	104	ПС Ретти- ховка	110	0,9	0,2	0	0	0	106,3779	0,977133
Нагр	105	ПС Ключи	110	14,7	0,8	0	0	0	105,5724	-0,21379
База	110	ПГРЭС 500 кВ	500	0	0	-68,7435	31,39154	0	512,823	17,03408
Ген	113	ПГРЭС АТ7 - Г1	10	0	0	210	-82,3428	-500	10,5	25,66673

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Значения параметров сети в узлах схемы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ген	119	ПГРЭС АТ9 - ГЗ	10	0	0	210	-25,6656	-500	10,5	33,52869
Нагр	130	ПС Арни- ка 220 кВ	220	80	32	0	0	0	211,8995	1,670482

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Значения параметров сети в ветвях схемы

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	1	2	Уссурийск2 220 кВ - ДВ 220 кВ	4,675	20,463	-125,93	0	139,8017	55,10505
ЛЭП	1	2	Уссурийск2 220 кВ - ДВ 220 кВ	6,644	29,086	-198,99	0	98,35484	41,32087
ЛЭП	2	3	ДВ 220 кВ - Арсеньев2 220 кВ	14,739	52,987	-316,706	0	2,387881	6,677689
ЛЭП	2	4	ДВ 220 кВ - Спасск 220 кВ	6,056	26,512	-163,15	0	-114,865	-52,2033
Тр-р	1	11	Уссурийск2 220 кВ - Уссу- рийск2 Т1- Нейтраль	0,55	59,2	11,81	1	-33,9629	7,937007
Тр-р	11	12	Уссурийск2 Т1- Нейтраль - Уссурийск2 110 кВ	0,48	0	0	0,494522	-33,8911	10,0498
Тр-р	11	13	Уссурийск2 Т1- Нейтраль - Уссурийск2 Т1- НН	3,2	131	0	0,0478	-2,53E-06	5,13E-07
Тр-р	14	12	Уссурийск2 Т2- Нейтраль - Уссурийск2 110 кВ	0,48	0	0	0,495	-33,8716	9,270606
Тр-р	14	16	Уссурийск2 Т2- Нейтраль - Уссурийск2 Т2- НН	3,2	131	0	0,048	-2,52E-06	5,12E-07
Тр-р	1	14	Уссурийск2 220 кВ - Уссу- рийск2 Т2- Нейтраль	0,55	59,2	11,8	1	-33,9432	7,175807
Тр-р	31	32	Арсеньев2 Т1- Нейтраль - Ар- сеньев2 110 кВ	0,48	0	0	0,494522	-42,1614	-2,18543
Тр-р	31	33	Арсеньев2 Т1- Нейтраль - Ар- сеньев2 Т1- НН	3,2	131	0	0,048	-1,77E-06	7,36E-07
Тр-р	3	31	Арсеньев2 220 кВ - Арсеньев2 Т1- Нейтраль	0,55	59,2	11,8	1	-42,2448	-4,91408
Тр-р	4	41	Спасск 220 кВ - Спасск Т1-	0,55	59,2	11,8	1	-26,3086	-9,26126

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Значения параметров сети в ветвях схемы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	41	42	Спасск Т1- Нейтраль - Спасск 110 кВ	0,42	0	0	0,505043	-26,2978	-7,72556
Тр-р	41	43	Спасск Т1- Нейтраль - Спасск Т1 - НН	3,2	131	0	0,0478	-8,08E-07	3,46E-07
Тр-р	3	34	Арсеньев2 220 кВ - Арсеньев2 Т2- Нейтраль	0,55	59,2	11,81	1	-40,597	-54,9608
Тр-р	34	32	Арсеньев2 Т2- Нейтраль - Ар- сеньев2 110 кВ	0,48	0	0	0,526	-40,4814	-48,9005
Тр-р	34	35	Арсеньев2 Т2- Нейтраль - Ар- сеньев2 Т2- НН	3,2	131	0	0,0478	-1,58E-06	6,45E-07
Тр-р	4	44	Спасск 220 кВ - Спасск Т2- Нейтраль	0,55	59,2	11,8	1	-26,3718	-9,23445
Тр-р	44	42	Спасск Т2- Нейтраль - Спасск 110 кВ	0,48	0	0	0,505043	-26,3062	-7,69895
Тр-р	44	45	Спасск Т2- Нейтраль - Спасск Т2 - НН	3,2	131	0	0,048	-8,07E-07	3,47E-07
ЛЭП	12	5	Уссурийск2 110 кВ - ПС ЖБИ - 130	3,756	12,677	-87,953	0	-14,8706	-12,0877
ЛЭП	5	6	ПС ЖБИ - 130 - ПС Агроком- плекс	3,727	9,44	-62,79	0	-12,3474	-11,6675
ЛЭП	6	7	ПС Агроком- плекс - ПС Павловка 2	2,574	5,46	-35,1	0	-5,84825	-1,40421
ЛЭП	7	8	ПС Павловка 2 - ПС Ярославка	3,807	9,706	-63,45	0	4,459031	1,636329
ЛЭП	8	42	ПС Ярославка - Спасск 110 кВ	15,228	29,748	-190,4	0	11,20179	4,820705
Тр-р	1	17	Уссурийск2 220 кВ - Уссу- рийск2 Т3- Нейтраль	0,55	59,2	11,81	1	-32,747	-39,2397
Тр-р	17	12	Уссурийск2 Т3- Нейтраль - Уссурийск2 110 кВ	0,48	0	0	0,526	-32,658	-35,404
Тр-р	17	18	Уссурийск2 Т3- Нейтраль - Уссурийск2Т3	3,2	131	0	0,0478	-2,25E-06	4,48E-07

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Значения параметров сети в ветвях схемы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	8	9	ПС Ярославка - ПС Хороль	11,95	17,76	-107,96	0	-3,00917	1,359425
ЛЭП	9	10	ПС Хороль - ПС Петровичи	5,244	8,993	-56,862	0	6,500415	2,5104
ЛЭП	10	100	ПС Петровичи - ПС Вадимов- ка	3,386	5,807	-36,72	0	7,023259	2,03421
ЛЭП	100	101	ПС Вадимовка - ПС Мучная	4,109	7,046	-44,55	0	7,339749	1,761531
ЛЭП	101	42	ПС Мучная - Спасск 110 кВ	13,207	22,648	-143,208	0	10,46066	2,608097
ЛЭП	8	102	ПС Ярославка - ПС Сибирце- во/т	3,174	6,733	-43,281	0	-0,46433	-6,85994
ЛЭП	102	103	ПС Сибирце- во/т - ПС М	1,948	6,573	-45,444	0	12,04899	4,8053
ЛЭП	103	104	ПС М - ПС Ретгиховка	6,684	14,179	-91,152	0	24,17827	7,617884
ЛЭП	104	32	ПС Ретгиховка - Арсеньев2 110 кВ	8,314	17,636	-113,373	0	25,47113	7,638489
ЛЭП	8	105	ПС Ярославка - ПС Ключи	12,737	24,221	-154,71	0	8,33723	4,351496
ЛЭП	105	42	ПС Ключи - Спасск 110 кВ	3,287	5,636	-35,64	0	23,13198	3,632223
Тр-р	106	21	ДВ 500 кВ - Дальневосточ- ная Т1- Ней- траль	0,58	61,1	24,16	1	-182,564	-86,3903
Тр-р	21	2	Дальневосточ- ная Т1- Ней- траль - ДВ 220 кВ	0,39	0	0	0,46	-182,096	-70,5669
Тр-р	106	22	ДВ 500 кВ - Дальневосточ- ная Т2- Ней- траль	0,58	61,1	24,2	1	-182,562	-86,4001
Тр-р	22	2	Дальневосточ- ная Т2- Ней- траль - ДВ 220 кВ	0,39	0	0	0,46	-182,096	-70,5669
ЛЭП	106	110	ДВ 500 кВ - ПГРЭС 500 кВ	10,012	106,32 9	-1243	0	365,1199	172,7857
Тр-р	110	111	ПГРЭС 500 кВ - ПГРЭС АТ7 - Нейтраль	0,58	61,1	24,16	1	209,4086	-127,696
Тр-р	111	112	ПГРЭС АТ7 - Нейтраль - 220	0,39	0	0	0,46	-2,30E-07	-2,46E-06

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Значения параметров сети в ветвях схемы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	111	113	ПГРЭС АТ7 - Нейтраль - ПГРЭС АТ7 - Г1	0,29	113,5	0	0,022	209,9352	-107,695
Тр-р	110	114	ПГРЭС 500 кВ - ПГРЭС АТ8 - Нейтраль	0,58	61,1	24,2	1	209,4112	-127,707
Тр-р	114	112	ПГРЭС АТ8 - Нейтраль - ПГРЭС 220 кВ	0,39	0	0	0,46	-2,30E-07	-2,46E-06
Тр-р	114	116	ПГРЭС АТ8 - Нейтраль - ПГРЭС АТ8 - Г2	0,29	113,5	0	0,022	209,9352	-107,695
Тр-р	110	117	ПГРЭС 500 кВ - ПГРЭС АТ9 - Нейтраль	2,28	137,5	4,5	1	208,2845	-91,6909
Тр-р	117	118	ПГРЭС АТ9 - Нейтраль - ПГРЭС АТ9 110 кВ	0,28	0	0	0,242	-4,70E-05	-0,00052
Тр-р	117	119	ПГРЭС АТ9 - Нейтраль - ПГРЭС АТ9 - Г3	5,22	192,5	0	0,022	208,9743	-63,4903
ЛЭП	110	120	ПГРЭС 500 кВ - Чугуевка 2 500 кВ	10,785	98,332	-1259	0	-187,408	236,0161
Тр-р	120	121	Чугуевка 2 500 кВ - Чугуевка 2 АТ1 - Нейтраль	0,58	61,1	24,2	1	-185,766	-87,2146
Тр-р	121	122	Чугуевка 2 АТ1 - Нейтраль - Чугу- евка 2 220 кВ	0,39	0	0	0,46	-185,266	-71,4784
ЛЭП	122	3	Чугуевка 2 220 кВ - Арсеньев2 220 кВ	7,381	26,535	-158,6	0	-185,21	-71,48
ЛЭП	1	130	Уссурийск2 220 кВ - ПС Арника 220 кВ	2,541	9,135	-54,6	0	-40,1169	-13,8499
ЛЭП	1	130	Уссурийск2 220 кВ - ПС Арника 220 кВ	2,54	9,14	-54,6	0	-40,094	-13,8524
Тр-р	130	132	ПС Арника 220 кВ - ПС Арника 220 кВ Т1 - НН	3,9	100,7	0	0,048	0,002186	-0,00044
Тр-р	130	135	ПС Арника 220 кВ - ПС Арника 220 кВ Т2 - НН	3,9	100,7	0	0,048	0,002186	-0,00044

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Значения параметров сети в узлах схемы в послеаварийном режиме

Тип	Но мер	Название	U_н ом	P_н	Q_н	P_г	Q_г	Q_m in	V	Delta
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нагр	1	Уссу- рийск2 220 кВ	220	57,3	44,6	0	0	0	214,20 75	2,494354
Нагр	2	ДВ 220 кВ	220	9,6	-2	0	0	0	222,75 87	5,629556
Нагр	3	Арсеньев2 220 кВ	220	94,7	10,1	0	0	0	222,79 44	5,793922
Нагр	4	Спасск 220 кВ	220	60,2	32,8	0	0	0	213,26 7	2,366778
Нагр	12	Уссу- рийск2 110 кВ	110	85,5	4	0	0	0	107,10 35	0,005334
Нагр	32	Арсеньев2 110 кВ	110	56,6	43,7	0	0	0	109,62 59	2,897924
Нагр	42	Спасск 110 кВ	110	7,3	7,6	0	0	0	106,48 3	0,392737
Нагр	5	ПС ЖБИ	110	2,4	1	0	0	0	105,1	-0,71232
Нагр	6	ПС Агро- комплекс	110	6,4	10,7	0	0	0	103,62 57	-1,09003
Нагр	7	ПС Пав- ловка 2	110	10,3	3,4	0	0	0	103,40 76	-1,23938
Нагр	8	ПС Яро- славка	110	11,6	2,7	0	0	0	103,71 29	-1,03481
Нагр	9	ПС Хороль	110	9,5	2,3	0	0	0	103,50 08	-1,36965
Нагр	10	ПС Петро- вичи	110	0,5	0,1	0	0	0	104,02 3	-1,12024
Нагр	100	ПС Вади- мовка	110	0,3	0,1	0	0	0	104,35 5	-0,93793
Нагр	101	ПС Мучная	110	3,1	1,3	0	0	0	104,74 81	-0,69979
Нагр	102	ПС Сибир- цево/т	110	12,5	12,1	0	0	0	103,25 08	-0,93124
Нагр	103	ПС М	110	12,1	3,2	0	0	0	103,78 22	-0,5545
Нагр	104	ПС Ретти- ховка	110	0,9	0,2	0	0	0	106,37 79	0,977133
Нагр	105	ПС Ключи	110	14,7	0,8	0	0	0	105,57 24	-0,21379
База	110	ПГРЭС 500 кВ	500	0	0	-68,7435	31,39154	0	512,82 3	17,03408
Ген	113	ПГРЭС АТ7 - Г1	10	0	0	210	-82,3428	-500	10,5	25,66673

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Значения параметров сети в узлах схемы в послеаварийном режиме

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ген	116	ПГРЭС АТ	10	0	0	210	-82,3428	-500	10,5	25,66673
Ген	119	ПГРЭС АТ9 - ГЗ	10	0	0	210	-25,6656	-500	10,5	33,52869
Нагр	130	ПС Арника 220 кВ	220	80	32	0	0	0	211,89 95	1,670482

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Значения параметров сети в ветвях схемы в послеаварийном режиме

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	1	2	Уссурийск2 220 кВ - ДВ 220 кВ	4,675	20,46 3	-125,93	0	139,886146 1	56,95542
ЛЭП	1	2	Уссурийск2 220 кВ - ДВ 220 кВ	6,644	29,08 6	-198,99	0	98,4141897	42,60637
ЛЭП	2	3	ДВ 220 кВ - Арсеньев2 220 кВ	14,73 9	52,98 7	-316,706	0	2,53166197 9	7,299524
ЛЭП	2	4	ДВ 220 кВ - Спасск 220 кВ	6,056	26,51 2	-163,15	0	- 114,874112 8	-52,3681
Тр-р	1	11	Уссурийск2 220 кВ - Уссу- рийск2 Т1- Нейтраль	0,55	59,2	11,81	1	- 33,9412872 1	7,89254
Тр-р	11	12	Уссурийск2 Т1- Нейтраль - Уссурийск2 110 кВ	0,48	0	0	0,494 522	- 33,8703559 8	10,00874
Тр-р	11	13	Уссурийск2 Т1- Нейтраль - Уссурийск2 Т1- НН	3,2	131	0	0,047 8	-1,77E-06	4,38E-07
Тр-р	14	12	Уссурийск2 Т2- Нейтраль - Уссурийск2 110 кВ	0,48	0	0	0,495	- 33,8508049 5	9,234487
Тр-р	14	16	Уссурийск2 Т2- Нейтраль - Уссурийск2 Т2- НН	3,2	131	0	0,048	-1,77E-06	4,37E-07
Тр-р	1	14	Уссурийск2 220 кВ - Уссу- рийск2 Т2- Нейтраль	0,55	59,2	11,8	1	- 33,9215723 1	7,136205
Тр-р	31	32	Арсеньев2 Т1- Нейтраль - Ар- сеньев2 110 кВ	0,48	0	0	0,494 522	- 42,2054988 3	-2,36843
Тр-р	31	33	Арсеньев2 Т1- Нейтраль - Ар- сеньев2 Т1-	3,2	131	0	0,048	-1,65E-06	6,87E-07

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Значения параметров сети в ветвях схемы в послеаварийном режиме

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	3	31	Арсеньев2 220 кВ - Арсенев2 Т1- Нейтраль	0,55	59,2	11,8	1	- 42,2885529 7	-5,10781
Тр-р	4	41	Спасск 220 кВ - Спасск Т1- Нейтраль	0,55	59,2	11,8	1	- 26,3074303 4	-9,30198
Тр-р	41	42	Спасск Т1- Нейтраль - Спасск 110 кВ	0,42	0	0	0,505 043	- 26,2968670 5	-7,76325
Тр-р	41	43	Спасск Т1- Нейтраль - Спасск Т1 - НН	3,2	131	0	0,047 8	-7,07E-07	3,05E-07
Тр-р	3	34	Арсеньев2 220 кВ - Арсенев2 Т2- Нейтраль	0,55	59,2	11,81	1	- 40,6356270 5	-55,0003
Тр-р	34	32	Арсеньев2 Т2- Нейтраль - Арсенев2 110 кВ	0,48	0	0	0,526	- 40,5202782 1	-48,9172
Тр-р	34	35	Арсеньев2 Т2- Нейтраль - Арсенев2 Т2- НН	3,2	131	0	0,047 8	-1,47E-06	6,02E-07
Тр-р	4	44	Спасск 220 кВ - Спасск Т2- Нейтраль	0,55	59,2	11,8	1	- 26,3704269 1	-9,27518
Тр-р	44	42	Спасск Т2- Нейтраль - Спасск 110 кВ	0,48	0	0	0,505 043	- 26,3053418 3	-7,73662
Тр-р	44	45	Спасск Т2- Нейтраль - Спасск Т2 - НН	3,2	131	0	0,048	-7,07E-07	3,06E-07
ЛЭП	12	5	Уссурийск2 110 кВ - ПС ЖБИ - 130	3,756	12,67 7	-87,953	0	- 14,8044083 5	-11,917
ЛЭП	5	6	ПС ЖБИ - 130 - ПС Агрокомплекс	3,727	9,44	-62,79	0	- 12,2824029 7	-11,4948
ЛЭП	6	7	ПС Агрокомплекс - ПС Павловка 2	2,574	5,46	-35,1	0	- 5,78459964	-1,23065
ЛЭП	7	8	ПС Павловка 2 - ПС Ярославка	3,807	9,706	-63,45	0	4,52252869 2	1,811558
ЛЭП	8	42	ПС Ярославка - Спасск 110 кВ	15,22 8	29,74 8	-190,4	0	11,1988739 8	4,833723

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Значения параметров сети в ветвях схемы в послеаварийном режиме

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	1	17	Уссурийск2 220 кВ - Уссу- рийск2 ТЗ- Нейтраль	0,55	59,2	11,81	1	- 32,7215394 6	-38,9826
Тр-р	17	12	Уссурийск2 ТЗ- Нейтраль - Уссурийск2 110 кВ	0,48	0	0	0,526	- 32,6334499	-35,1568
Тр-р	17	18	Уссурийск2 ТЗ- Нейтраль - Уссурийск2 ТЗ- НН	3,2	131	0	0,047 8	-1,57E-06	3,82E-07
ЛЭП	8	9	ПС Ярославка - ПС Хороль	11,95	17,76	-107,96	0	- 3,01001906 9	1,356602
ЛЭП	9	10	ПС Хороль - ПС Петровичи	5,244	8,993	-56,862	0	6,49968553 6	2,514003
ЛЭП	10	10 0	ПС Петровичи - ПС Вадимов- ка	3,386	5,807	-36,72	0	7,02267088 2	2,041378
ЛЭП	10 0	10 1	ПС Вадимовка - ПС Мучная	4,109	7,046	-44,55	0	7,33924349 5	1,771022
ЛЭП	10 1	42	ПС Мучная - Спасск 110 кВ	13,20 7	22,64 8	-143,208	0	10,4602803	2,620408
ЛЭП	8	10 2	ПС Ярославка - ПС Сибирце- во/т	3,174	6,733	-43,281	0	- 0,39444432 1	-6,70295
ЛЭП	10 2	10 3	ПС Сибирце- во/т - ПС М	1,948	6,573	-45,444	0	12,1183764 8	4,96352
ЛЭП	10 3	10 4	ПС М - ПС Реттиховка	6,684	14,17 9	-91,152	0	24,2484407 8	7,78108
ЛЭП	10 4	32	ПС Реттиховка - Арсеньев2 110 кВ	8,314	17,63 6	-113,373	0	25,5468458 2	7,818101
ЛЭП	8	10 5	ПС Ярославка - ПС Ключи	12,73 7	24,22 1	-154,71	0	8,33508339 3	4,364466
ЛЭП	10 5	42	ПС Ключи - Спасск 110 кВ	3,287	5,636	-35,64	0	23,1305583 8	3,655386
Тр-р	10 6	21	ДВ 500 кВ - Дальневосточ- ная Т1- Ней- траль	0,58	61,1	24,16	1	- 182,601733 5	-87,9924
Тр-р	21	2	Дальневосточ- ная Т1- Ней- траль - ДВ 220 кВ	0,39	0	0	0,46	- 182,134641 3	-72,089

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Значения параметров сети в ветвях схемы в послеаварийном режиме

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	10 6	22	ДВ 500 кВ - Дальневосточ- ная Т2- Ней- траль	0,58	61,1	24,2	1	- 182,599290 7	-88,0022
Тр-р	22	2	Дальневосточ- ная Т2- Ней- траль - ДВ 220 кВ	0,39	0	0	0,46	- 182,134641 3	-72,089
ЛЭП	10 6	11 0	ДВ 500 кВ - ПГРЭС 500 кВ	10,01 2	106,3 29	-1243	0	365,195506 5	175,9901
Тр-р	11 0	11 1	ПГРЭС 500 кВ - ПГРЭС АТ7 - Нейтраль	0,58	61,1	24,16	1	209,408561 5	-127,696
Тр-р	11 1	11 2	ПГРЭС АТ7 - Нейтраль - ПГРЭС 220 кВ	0,39	0	0	0,46	-2,30E-07	-2,46E- 06
Тр-р	11 1	11 3	ПГРЭС АТ7 - Нейтраль - ПГРЭС АТ7 - Г1	0,29	113,5	0	0,022	209,935223 8	-107,695
Тр-р	11 0	11 4	ПГРЭС 500 кВ - ПГРЭС АТ8 - Нейтраль	0,58	61,1	24,2	1	209,411191 3	-127,707
Тр-р	11 4	11 2	ПГРЭС АТ8 - Нейтраль - ПГРЭС 220 кВ	0,39	0	0	0,46	-2,30E-07	-2,46E- 06
Тр-р	11 4	11 6	ПГРЭС АТ8 - Нейтраль - ПГРЭС АТ8 - Г2	0,29	113,5	0	0,022	209,935223 8	-107,695
Тр-р	11 0	11 7	ПГРЭС 500 кВ - ПГРЭС АТ9 - Нейтраль	2,28	137,5	4,5	1	208,284485 6	-91,6909
Тр-р	11 7	11 8	ПГРЭС АТ9 - Нейтраль - ПГРЭС АТ9 110 кВ	0,28	0	0	0,242	-4,70E-05	-0,00052
Тр-р	11 7	11 9	ПГРЭС АТ9 - Нейтраль - ПГРЭС АТ9 - Г3	5,22	192,5	0	0,022	208,974251 9	-63,4903
ЛЭП	11 0	12 0	ПГРЭС 500 кВ - Чугуевка 2 500 кВ	10,78 5	98,33 2	-1259	0	- 187,675079 6	234,7314

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Значения параметров сети в ветвях схемы в послеаварийном режиме

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	12 0	12 1	Чугуевка 2 500 кВ - Чугуевка 2 АТ1 - Нейтраль	0,58	61,1	24,2	1	- 186,035757 8	-88,3645
Тр-р	12 1	12 2	Чугуевка 2 АТ1 - Нейтраль - Чугуевка 2 220 кВ	0,39	0	0	0,46	- 185,535740 5	-72,5618
ЛЭП	12 2	3	Чугуевка 2 220 кВ - Арсеньев2 220 кВ	7,381	26,53 5	-158,6	0	- 185,479664 5	-72,5631
ЛЭП	1	13 0	Уссурийск2 220 кВ - ПС Арника 220 кВ	2,541	9,135	-54,6	0	- 80,4205401 1	-31,0111
ЛЭП	1	13 0	Уссурийск2 220 кВ - ПС Арника 220 кВ	2,54	9,14	-54,6	0	0	0
Тр-р	13 0	13 2	ПС Арника 220 кВ - ПС Арни- ка 220 кВ Т1 - НН	0	0	0	0,048	0,00188443	-0,00027
Тр-р	13 0	13 5	ПС Арника 220 кВ - ПС Арни- ка 220 кВ Т2 - НН	0	0	0	0,048	0,00188443	-0,00027