

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование распределительного устройства 110 кВ подстанции Садовая и реконструкция воздушной линии электропередачи 110 кВ подстанция Береговая-1 – подстанция Садовая для приведения её в нормативное техническое состояние

Исполнитель

студент группы 742 об2

(подпись, дата)

А.И. Мифтахов

Руководитель

профессор, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

(подпись, дата)

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента _____
Мифтахова Артёма Игоревича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование
распределительного устройства 110 кВ подстанции Садовая и реконструкция
воздушной линии электропередачи 110 кВ подстанция Береговая-1 – подстан-
ция Садовая для приведения её в нормативное техническое состояние

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 02.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы полученные
во время прохождения производственной и преддипломной практики

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

Замена воздушной линии электропередачи 110 кВ подстанция Береговая-1 – подстанция Са-
довая на подземный кабель

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программ-
ных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Схема подключения ПС «Садовая» к си-
стеме электроснабжения, подробная однолинейная ПС «Садовая» 110/6 кВ, план расположе-
ния основного оборудования ПС «Садовая»

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним
разделов) Булгаков А.Б. – консультант по разделу «безопасность и экологичность»

7. Дата выдачи задания 22.03.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы:

Козлов А.Н. руководитель, профессор, кандидат технических наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 22.03.2021

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 130 с., 10 рисунков, 30 таблицы, 21 источника и 121 формулы.

ТРАНСФОРМАТОР, РЕЖИМЫ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В настоящей работе было произведено проектирование кабельной линии 110 кВ и распределительного устройства 110 кВ подстанции Садовая.

Определены нагрузки ПС Садовая, приведен выбор количества и типов трансформаторов с учётом компенсации реактивной мощности и разработана схема подключения подстанции 110 кВ. Рассчитаны токи короткого замыкания в сетях 110 кВ. Выбрано электрооборудование подстанции. Произведен расчет молниезащиты и заземления подстанции. Произведена оценка грозоупорности ВЛ. Рассмотрены вопросы электробезопасности и экологичности проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	7
1 Обоснование необходимости изменения участка в городской местности	8
2 Уточнение потоков мощности и токов	13
3 Выбор трассы кабельной линии 110кВ	16
4 Выбор исполнения и сечение кабельной линии	17
5 Описание числа и мощности трансформаторов ПС Садовая	20
6 Расчёт параметров схемы замещения	22
7 Расчёт токов короткого замыкания	42
8 Обоснование технических решений по выполнению распределительного устройства 110 кВ ПС Садовая	
8.1 Главная схема электрических соединений	49
8.2 Конструктивное исполнение распределительного устройства 110 и 6 кВ	
9 Выбор и проверка электрооборудования распределительного устройства 110 кВ Подстанции Садовая	53
10 Расчёт заземляющего устройства ПС	102
11 Расчёт зоны молниезащиты ПС	107
12 Экономическое обоснование принимаемых технических решений	111
12.1 Срок окупаемости проекта	111
12.2 Себестоимость передачи электроэнергии	113
13 Безопасность и экологичность	114
13.1 Меры безопасности принятые в проекте	114
13.2 Экологичность проекта	118
13.3 Обеспечение пожарной безопасности	122
Заключение	128
Библиографический список	129

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВН – высокое напряжение

НН – низкое напряжение

КЗ – короткое замыкание

ВЛ – воздушная линия

ТП – трансформаторная подстанция

ЭП – электрический приемник

КС – компрессорная станция

ОРУ – открытое распределительное устройство

КРМ – компенсация реактивной мощности

РЗиА – релейная защита и автоматика

ЧДД – чистый дисконтированный доход

ОПН – ограничитель перенапряжения

РПН – регулирование под нагрузкой

ТН – трансформатор напряжения

ТТ – трансформатор тока

КРУ – комплектное распределительное устройство

АО – акционерное общество

ВВЕДЕНИЕ

Рассматриваемый район проектирования относится к району приморских электрических сетей. ПС 110 кВ «Береговая-1» и ПС 110/6 кВ «Садовая», а также примыкающие к ним подстанции относятся к энергорайону между Артемовской ТЭЦ и Партизанской ГРЭС.

В данной работе в качестве источника питания выбрана Артемовская ТЭЦ установленной мощностью 400 МВт.

Задачи проекта:

- В представленной работе рассказывается о том почему же участок линии 110 кВ ПС Береговая-1 – ПС Садовая нуждается в приведении в нормативное техническое состояние и приводятся обоснование по этому поводу.
- Реконструкция линии 110 кВ ПС Береговая-1 – ПС Садовая.
- Проектирование распределительного устройства 110 кВ подстанции Садовая
- Провести технико-экономическое сравнение нескольких вариантов схем электрической сети, выбрать оптимальный.
- Рассчитать токи короткого замыкания и выбрать электрическое оборудование.
- Рассмотреть безопасность и экологичность проекта.

При выполнении данной работы были использованы следующие средства программного обеспечения: пакет MicrosoftOffice 2010, Mathcad 14.0, RastrWin 3.

1 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ УЧАСТКА В ГОРОДСКОЙ МЕСТНОСТИ

Транзитные линии электропередачи напряжением до 220 кВ и выше не допускается размещать в пределах границ поселений, за исключением резервных территорий. Ширина коридора высоковольтных линий и допускаемый режим его использования, в том числе для получения сельскохозяйственной продукции, определяются санитарными правилами и нормами [23].

Прокладку электрических сетей напряжением 110 кВ и выше к пониженным подстанциям глубокого ввода в пределах жилых и общественно-деловых, а также курортных зон следует предусматривать кабельными линиями [23].

При реконструкции городов следует предусматривать вынос за пределы жилых и общественно-деловых зон существующих ВЛ электропередачи напряжением 35-110 кВ и выше или замену ВЛ кабельными [23].

Также в летний период (без зависимости от максимума или минимума энергосистемы) при фактической температуре наружного воздуха +20°C в единичной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Смоляниново/т (работа ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т в радиальном режиме) превышение длительно допустимой токовой нагрузки (ДДТН) ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т (фаза В) до 33% (472 А) (ДДТН 354 А) и в летний период (без зависимости от максимума или минимума энергосистемы) при фактической температуре наружного воздуха +20°C в единичной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Смоляниново/т (работа транзита ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая – Смоляниново/т в радиальном режиме) превышение ДДТН КВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая (фаза В) до 33% (472 А) (ДДТН 354 А) [23].

По данным полученным в АО «ДРСК» КВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая состоит из трёх типов проводников М-70, АСКП-150/24, АПВПУ2Г 1*630/95-64/110. Наименьшей пропускной способностью обладает провод М-70 с длительно допустимым током 337 А при 25°C.

У АСКП-150/24 длительно допустимый ток – 450 А при 25⁰С.

У АПВПУ2Г 1*630/95-64/110– 547 А при 25⁰С.

Таким образом, замена сечения М-70 на провод или кабель большей пропускной способности позволит решить проблему перегрузки сети 110 кВ в ремонтных режимах и возможно позволит снизить потери электрической энергии в сети 110 кВ [23].

Данные по длительно допустимым и аварийно допустимым нагрузкам рассматриваемой ВЛ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные по длительно допустимым и аварийно допустимым нагрузкам рассматриваемой ВЛ

Линия электро- передачи	Марка и сечение провода, кабеля		Длина ВЛ (участка), км	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А							
	ВЛ, КЛ, КВЛ	Ошиновка		Аварийно допустимый ток ЛЭП при °С, А / 20 мин (/5 мин)							
				Температура окружающей среды, °С							
				-5 и ниже	0	5	10	15	20	25	
КВЛ 110 кВ Бе- реговая-1 – Садовая	М-70, АСКП- 150/24, АПВПУ2Г 1*630/95-64/110	М-90	1.722	435	418	404	388	374	354	337	
				АСКП- 150/24	474	460	444	428	411	395	376
					522/5	501/5	485/5	465/5	449/5	425/5	404/5
ВЛ 110 кВ Бере- говая-1- Садовая			1.722								
от ПС Берего- вая-1 до оп.1	АПВПУ2Г 1*630/95-64/110		1.147	630	630	630	612	594	570	547	
				737	737	737	716	695	667	640	
от оп.1 до оп.4	М-70		0.485	435	418	404	388	374	354	337	
				474	460	444	428	411	395	376	
от оп.4 до ПС Садовая	АСКП-150/24		0.090	581	558	540	518	500	473	450	
Береговая-1		М-90		544	523	506	485	468	443	422	
ПС Садовая		АСКП- 150/24		581	558	540	518	500	473	450	

2 УТОЧНЕНИЕ ПОТОКОВ МОЩНОСТИ И ТОКОВ

Прогнозируемый прирост спроса на электрическую энергию по энергосистеме Приморского края (914 млн кВт·ч к концу прогнозного периода) будет связан с увеличением потребности в электрической энергии за счет увеличения величины присоединенной мощности по существующим присоединениям и за счет ввода новых потребителей.

Из приведенных данных следует, что в энергосистеме Приморского края наибольший рост электропотребления ожидается в 2022 году — на уровне 2,5 % и 1,5% к предыдущему году, среднегодовые темпы роста электропотребления за 2022 год составят 1,05 %.

Особенностью электрических сетей ОЭС Востока, в состав которых входят сети Приморского края, является их «цепочечный» характер и значительная протяженность. Перетоки мощности преимущественно направлены с запада на восток и юг ОЭС (передача мощности осуществляется из избыточной ЭС Амурской области в ЭС Хабаровского края и ЕАО, далее в ЭС Приморского края).

Характерной особенностью электрических сетей 220-500 кВ ЭС Приморского края является большая протяженность ВЛ, обусловленная размещением крупнейшей электростанции — Приморской ГРЭС — на значительном расстоянии от центров электрических нагрузок, основная часть которых сосредоточены на юге края.

Распределительные сети 110-35 кВ получили наибольшее развитие в южной части края, что обусловлено большей заселенностью территории, на которой размещаются крупные населенные пункты, в том числе г. Владивосток, г. Артем, г. Находка, г. Партизанск, г. Уссурийск, г. Большой Камень и др.

Анализ данных летнего и зимнего контрольного замеров 2016 год показал, что потоки мощности и уровни напряжения в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Приморского края находились в допустимых пределах.

С целью исключения работы оборудования в недопустимых режимах рекомендуется замена ошиновки ПС 110 кВ Находка, выполненной проводом М-70, на провод с ДДТН не менее 465А при температуре -5°C .

3 ВЫБОР ТРАССЫ КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ 110 КВ

Выбор трассы кабельной линии в городе Большой камень был измерен в 2016 году в масштабе города.

Таблица 3 – Длина воздушной линии

Наименование объекта	Протяженность ВЛ (КЛ), км, мощность АТ, Т, шт.×МВА	Обоснование необходимости строительства
ПС 110/6 кВ Садовая с двухцепным заходом 110 кВ	2×0,5 км	Электроснабжение объектов ТОР «Большой Камень»

Согласно письму «О надбавке к общей проектной длине электрических кабелей на изгибы, повороты и отходы» №89-Д от 17 декабря 1978г сказано, что норма 2% на "змейку и стрелу провеса" упразднили и заменили на термин "изгибы и повороты", поскольку СНиП "Электротехнические установки" никто не отменял и этот термин по сей день актуален (п.3.59 СНиП 3.05.06-85 ныне это СП 76.13330.2016). Более того, в спецификации проектный институт, согласно ГОСТ 21.613—2014 п.6.5.6 должны учитывать весь объем кабеля с целью дальнейшего приобретения, а значит включая отходы. В смете при этом расход кабеля должен соответствовать спецификации РД, а объем монтажных работ "-2% от расхода кабеля, согласно прил.8.4 ГЭСНм08 [22].

Таким образом суммарная длина подземного кабеля с учётом добавок будет 570 метров.

4 ВЫБОР ИСПОЛНЕНИЯ И СЕЧЕНИЯ КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ

Выбор сечений кабельной линии осуществляется методом экономических токовых интервалов.

Ток рассчитывается по следующей формуле:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \cdot 1,05 \cdot \alpha_T ; \quad (1)$$

$$I = \frac{\sqrt{266^2 + 5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \cdot 1,05 \cdot 1,13 = 243 ;$$

где α_T - коэффициент, зависящий от продолжительности использования наибольшей нагрузки и коэффициента попадания в максимум нагрузки системы, и равен $\alpha_T = 1.13$.

Для учёта допустимого нагрева проводов при выборе сечения, расчёт осуществляют для послеаварийного режима. Расчётная авария – выход из строя одной из питающих линий.

Таблица 4 – Расчёт сечений питающих линий

Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар	Ток фактический, А	Ток в послеаварийном режиме	Выбранный провод	Длительно допустимый ток выбранного провода, А
266	5	186	371	<i>АПВПУ2Г-630</i>	450

Для кабеля выбираем проводник *АПВПУ2Г-630* поскольку по справочным данным это минимальное сечение проводника для этого класса напряжения.

5 ОПИСАНИЕ ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС САДОВАЯ

Исходной информацией для выбора мощности силовых трансформаторов является средняя активная мощность и не скомпенсированная мощность, передаваемая через силовой трансформатор:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n_{mp} \cdot K_3}; \quad (2)$$

где $P_{ср}$ – среднее значение активной мощности в зимний период;

$Q_{неск}$ – не скомпенсированная реактивная мощность в зимний период;

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

n_{mp} - число установленных трансформаторов на подстанции.

При наличии потребителей первой и второй категории на ПС устанавливаются два трансформатора. Рассмотрим пример выбора на ПС А:

$$S_{PA} = \frac{\sqrt{43^2 + 18,49^2}}{2 \cdot 0,7} = 33,43 \text{ МВА};$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов.

Выбираем трансформатор ТД-40000/110-У1

Выбранный трансформатор обязательно проверяется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$K_{zi}^{норм} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n_{mp} \cdot S_{ном.тр}}; \quad (3)$$

$$K_3^{П/АВ} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{(n-1) \cdot S_{Тном}}; \quad (4)$$

где $S_{ном.тр}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$K_{3.A} = \frac{\sqrt{13^2 + 5,59^2}}{2 \cdot 40} = 0,285;$$

$$K_3^{П/АВ} = \frac{\sqrt{13^2 + 5,59^2}}{(2-1) \cdot 40} = 0,577;$$

В аварийном режиме допускается перегрузка не более 40%.

6 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ

Для выполнения расчётов режимов взят эквивалент электрической сети Приморского края напряжением 110-220-500 кВ от ПС 500 кВ Лозовая и Партизанской ГРЭС до шин 220/110 кВ Артёмовской ТЭЦ. Для выполнения расчётов установившихся режимов один из узлов связной схемы должен быть назначен базисным, в нашем случае за базисный узел приняты шины 500 кВ ПС 500 кВ Лозовая (База), а шины 110 кВ Артёмовской ТЭЦ и Партизанской ГРЭС смоделированы генерирующими узлами(Ген).

В базисном узле задаётся модуль напряжения в графе $V_{зд}$. В генераторных узлах задаются $P_{г}$ и $V_{зд}$, а также пределы изменения реактивной мощности (Q_{min} , Q_{max}). При этом напряжение в данном узле является независимой величиной, пока соблюдаются пределы по выработке/потреблению реактивной мощности (Q_{min} , Q_{max}). При нарушении ограничений узел переходит в модель P , $Q = const$ [Казакул].

При моделировании ЛЭП в таблице «Ветви» задаются номера узлов, ограничивающих ветвь, сопротивления, активная и реактивная проводимости. Сопротивления задаются в Ом (положительные), проводимости для ЛЭП в мкСм со знаком минус. Данные R , X , B , определяют по справочным данным по формулам.

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

Для ЛЭП используется стандартная П-образная схема замещения, показанная на рисунке 1.

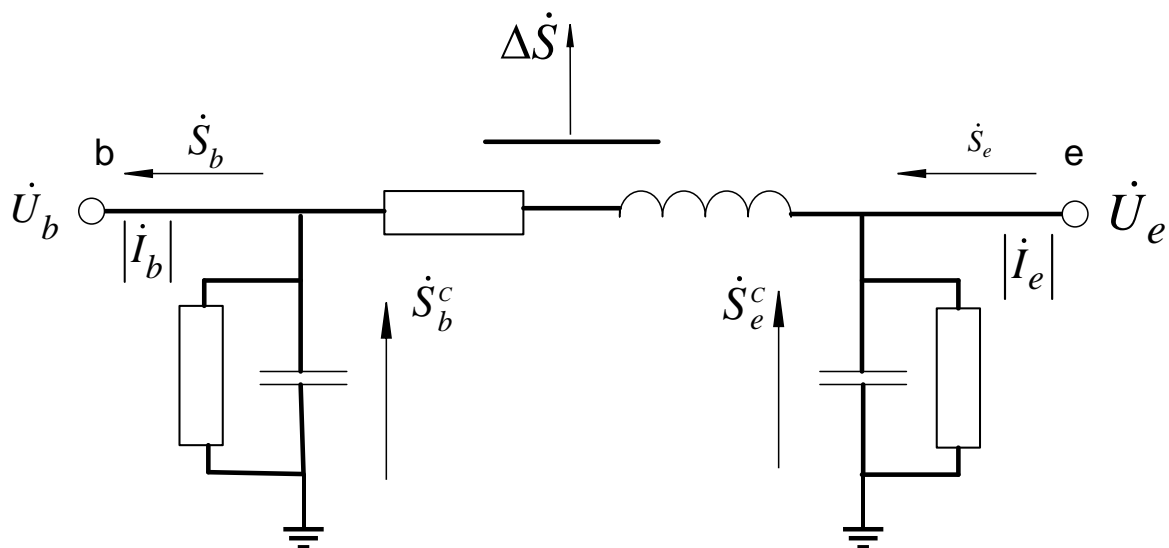


Рисунок 1 – П-образная схема замещения

Для трансформаторов используется Г-образная схема замещения, показанная на рисунке 2.

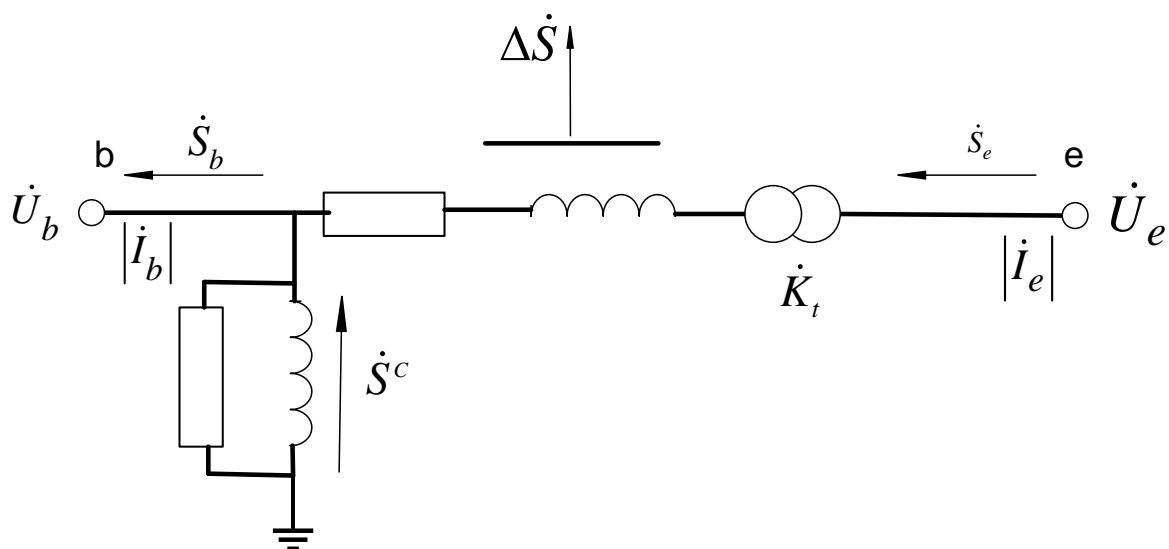


Рисунок 2 – Г-образная схема замещения

Для того чтобы рассчитать режим нужно заполнить таблицы узлов и ветвей до реконструкции электрической сети.

Результаты расчёта нормального режима приведены в таблицах 5, 6, 7. Графика показана на рисунке 3.

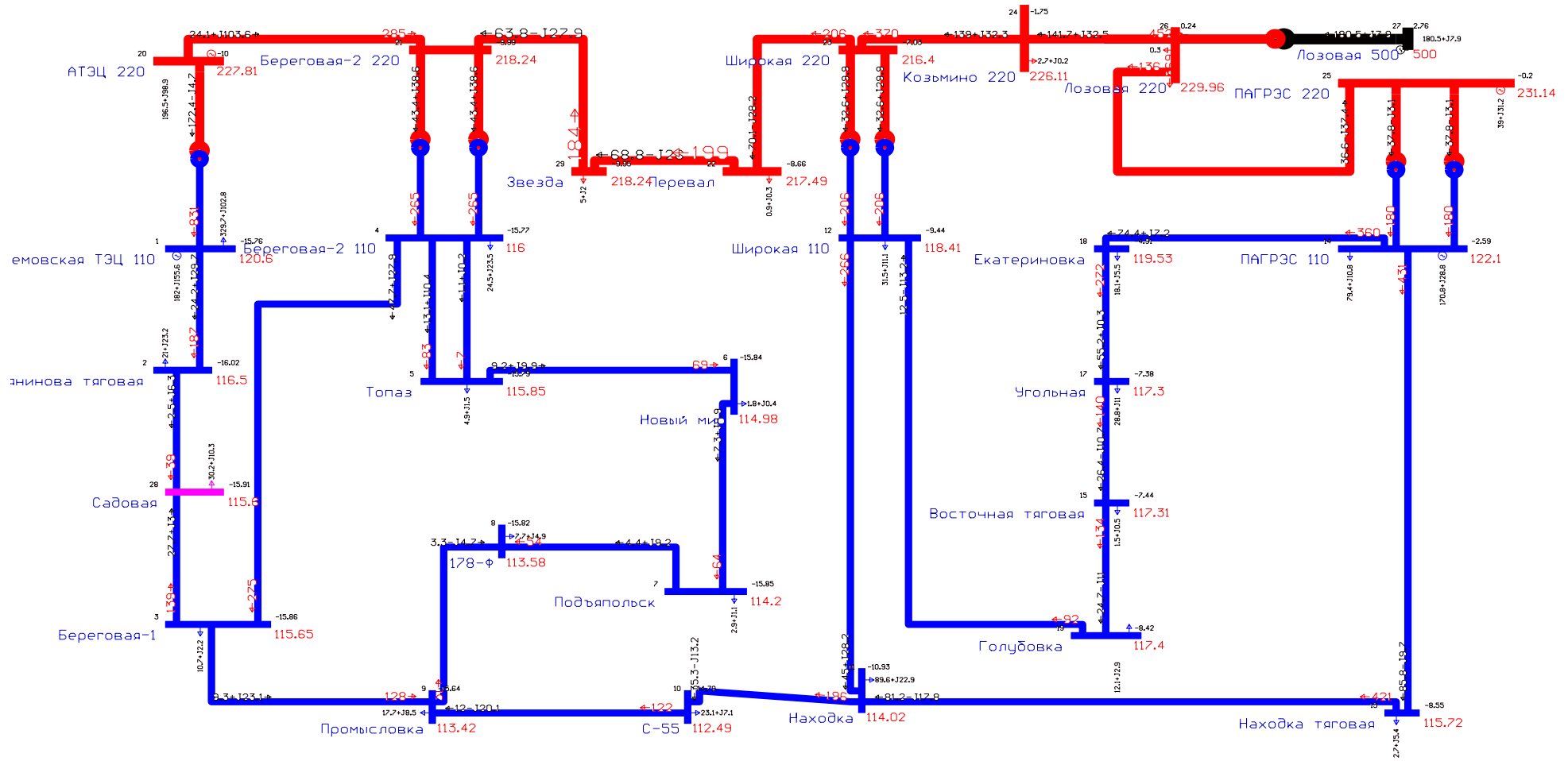


Рисунок 3 – Схема сети до реконструкции из ПВК RastrWin

Таблица 5 – Результаты расчёта режима в виде таблицы «узлы» до реконструкции сети из ПВК RastrWin

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ген	1	Артемовская ТЭЦ 110	110	329.7	102.8	182	155.5824	120.6	-500	500	0	120.6	9.6	-15.8
Нагр	2	Смолянинова тяговая	110	21.0	23.2	0	0	0	0	0	0	116.5	5.9	-16.0
Нагр	3	Береговая-1	110	10.7	2.2	0	0	0	0	0	0	115.7	5.1	-15.9
Нагр	4	Береговая-2 110	110	24.5	23.5	0	0	0	0	0	0	116.0	5.5	-15.8
Нагр	5	Топаз	110	4.9	1.5	0	0	0	0	0	0	115.8	5.3	-15.8
Нагр	6	Новый мир	110	1.8	0.4	0	0	0	0	0	0	115.0	4.5	-15.8
Нагр	7	Подъяпольск	110	2.9	1.1	0	0	0	0	0	0	114.2	3.8	-15.8
Нагр	8	178-Ф	110	7.7	4.9	0	0	0	0	0	0	113.6	3.3	-15.8
Нагр	9	Промысловка	110	17.7	8.5	0	0	0	0	0	0	113.4	3.1	-15.6
Нагр	10	С-55	110	23.1	7.1	0	0	0	0	0	0	112.5	2.3	-14.8
Нагр	11	Находка	110	89.6	22.9	0	0	0	0	0	0	114.0	3.7	-10.9
Нагр	12	Широкая 110	110	31.5	11.1	0	0	0	0	0	0	118.4	7.6	-9.4
Нагр	13	Находка тяговая	110	2.7	5.4	0	0	0	0	0	0	115.7	5.2	-8.5
Ген	14	ПАГРЭС 110	110	79.4	10.8	170.8	28.8011	122.1	-500	500	0	122.1	11.0	-2.6
Нагр	15	Восточная тяговая	110	1.5	0.5	0	0	0	0	0	0	117.3	6.6	-7.4
Нагр	17	Угольная	110	28.8	11.0	0	0	0	0	0	0	117.3	6.6	-7.4
Нагр	18	Екатериновка	110	18.1	5.5	0	0	0	0	0	0	119.5	8.7	-4.9
Нагр	19	Голубовка	110	12.1	2.9	0	0	0	0	0	0	117.4	6.7	-8.4
Нагр	20	АТЭЦ 220	220	0.0	0.0	196.5	98.9	0	0	0	0	227.8	3.6	-10.0
Нагр	21	Береговая-2 220	220	0.0	0.0	0	0	0	0	0	0	218.2	-0.8	-10.0
Нагр	22	Перевал	220	0.9	0.3	0	0	0	0	0	0	217.5	-1.1	-8.7
Нагр	23	Широкая 220	220	0.0	0.0	0	0	0	0	0	0	216.4	-1.6	-7.0
Нагр	24	Козьмино 220	220	2.7	0.2	0	0	0	0	0	0	226.1	2.8	-1.7

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Нагр	25	ПАГРЭС 220	220	0.0	0.0	39	31.2	0	0	0	0	231.1	5.1	-0.2
Нагр	26	Лозовая 220	220	0.3	0.0	0	0	0	0	0	0	230.0	4.5	0.2
База	27	Лозовая 500	500	0.0	0.0	180.508	7.8552	0	0	0	0	500.0	0.0	2.8
Нагр	28	Садовая	110	30.2	10.3	0	0	0	0	0	0	115.6	5.1	-15.9
Нагр	29	Звезда	220	5.0	2.0	0	0	0	0	0	0	218.2	-0.8	-10.0

Таблица 6 – Результаты расчёта режима в виде таблицы «ветви» до реконструкции сети из ПВК RastrWin

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	Кт/г	P нач	Q нач	I max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЛЭП	1	2	Артемовская ТЭЦ 110 - Смолянинова тяговая	6.728	11	-64	0	-24.2	-29.7	186.9
ЛЭП	2	28	Смолянинова тяговая - Садовая	8.42	12.3	-80	0	-2.5	-6.3	38.5
ЛЭП	3	9	Береговая-1 - Промысловка	5.6	8.8	-51.4	0	-9.3	-23.1	127.7
ЛЭП	4	3	Береговая-2 110 - Береговая-1	0.423	0.703	-4.5	0	-47.7	-27.9	275.3
ЛЭП	4	5	Береговая-2 110 - Топаз	10.272	10.656	-61.2	0	-1.1	-0.2	7.3
ЛЭП	4	5	Береговая-2 110 - Топаз	0.621	0.881	-5.298	0	-13.1	-10.4	83.3
ЛЭП	5	6	Топаз - Новый мир	4.28	6.07	-36.54	0	-9.2	-9.9	69.1
ЛЭП	6	7	Новый мир - Подъяпольск	4.1	5.815	-34.9	0	-7.3	-9.9	63.7
ЛЭП	7	8	Подъяпольск - 178-Ф	3.457	5.929	-36.9	0	-4.4	-9.2	53.7
ЛЭП	8	9	178-Ф - Промысловка	3.792	6.301	-37.48	0	3.3	-4.7	31.1
ЛЭП	9	10	Промысловка - С-55	4.642	7.97	-47.52	0	12.0	-20.1	121.6
ЛЭП	10	11	С-55 - Находка	11.91	19.811	-118.32	0	35.3	-13.2	195.8
ЛЭП	11	12	Находка - Широкая 110	4.51	10.548	-68.7	0	45.0	28.2	268.9
ЛЭП	11	13	Находка - Находка тяговая	3.57	5.953	-35.27	0	81.2	-17.8	421.4
ЛЭП	12	19	Широкая 110 - Голубовка	5.438	13.876	-71.22	0	12.5	-13.2	92.0

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЛЭП	13	14	Находка тяговая - ПАГРЭС 110	9.628	15.92	-93.5	0	85.8	-9.7	431.4
ЛЭП	15	17	Восточная тяговая - Угольная	0.178	0.454	-3.02	0	26.4	-10.7	140.4
ЛЭП	17	18	Угольная - Екатериновка	4.534	10.926	-72.585	0	55.2	0.3	271.8
ЛЭП	18	14	Екатериновка - ПАГРЭС 110	3.227	8.227	-54.782	0	74.4	7.2	360.9
ЛЭП	19	15	Голубовка - Восточная тяговая	3.19	8.136	-54.175	0	24.7	-11.0	134.4
Тр-р	20	1	АТЭЦ 220 - Артемовская ТЭЦ 110	0.6	30.4	18.9	0.526	-172.4	4.7	437.2
ЛЭП	20	21	АТЭЦ 220 - Береговая-2 220	4.439	19.433	-119.592	0	-24.1	-103.6	284.7
Тр-р	21	4	Береговая-2 220 - Береговая-2 110	2.8	104	5.95	0.5787	-43.4	-38.6	153.7
Тр-р	21	4	Береговая-2 220 - Береговая-2 110	2.8	104	6	0.5787	-43.4	-38.6	153.7
ЛЭП	21	29	Береговая-2 220 - Звезда	0.2	0.4	-3	0	63.8	-27.9	184.4
ЛЭП	22	23	Перевал - Широкая 220	3.949	17.288	-106.592	0	70.1	-28.2	205.7
Тр-р	23	12	Широкая 220 - Широкая 110	1.03	59.2	11.81	0.5682	-32.6	-29.9	118.0
Тр-р	23	12	Широкая 220 - Широкая 110	1.03	59.2	11.8	0.5682	-32.6	-29.9	118.0
ЛЭП	24	23	Козьмино 220 - Широкая 220	7.9	34.585	-212.831	0	-139.0	-32.3	370.2
ЛЭП	24	26	Козьмино 220 - Лозовая 220	3.05	13.374	-82.3	0	141.7	32.5	371.3
Тр-р	25	14	ПАГРЭС 220 - ПАГРЭС 110	1.03	59.2	11.8	0.526	-37.8	3.1	94.7
Тр-р	25	14	ПАГРЭС 220 - ПАГРЭС 110	1.03	59.2	11.8	0.526	-37.8	3.1	94.7
ЛЭП	25	26	ПАГРЭС 220 - Лозовая 220	2.058	9.009	-55.44	0	36.6	-37.4	136.0
Тр-р	27	26	Лозовая 500 - Лозовая 220	0.97	61.1	24.16	0.46	-180.5	-7.9	208.6
ЛЭП	28	3	Садовая - Береговая-1	0.2	0.4	-55.2	0	27.7	3.1	139.1
ЛЭП	29	22	Звезда - Перевал	3.263	14.285	-87.912	0	68.8	-26.0	198.7

Таблица 7 – Результаты расчёта режима в виде таблицы «потери» до реконструкции сети из ПВК RastrWin

№-н	Район	№об	Рген	Рнаг	Др	Рпотр
1		0	768.8079	746.8698	21.94451	768.8143

Для расчета режима после предлагаемой реконструкции необходимо внести в таблицу ветвей изменённое сопротивление КВЛ 110 кВ Береговая – 1 - Садовая.

Таблица 8 – Значения сопротивлений ЛЭП 110 кВ Береговая – 1 - Садовая до и после реконструкции

Наименование	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Допустимый ток, А
Параметры существующей КВЛ Береговая – 1 - Садовая	0.20353	0.40534	-56.2	337
Параметры ЛЭП Береговая – 1 - Садовая после реконструкции (замены воздушных участков на кабельные)	0.08076	0.22558	-82.1	547

Результаты расчёта режима после реконструкции указаны в таблицах 9 - 10 и на рисунке 4.

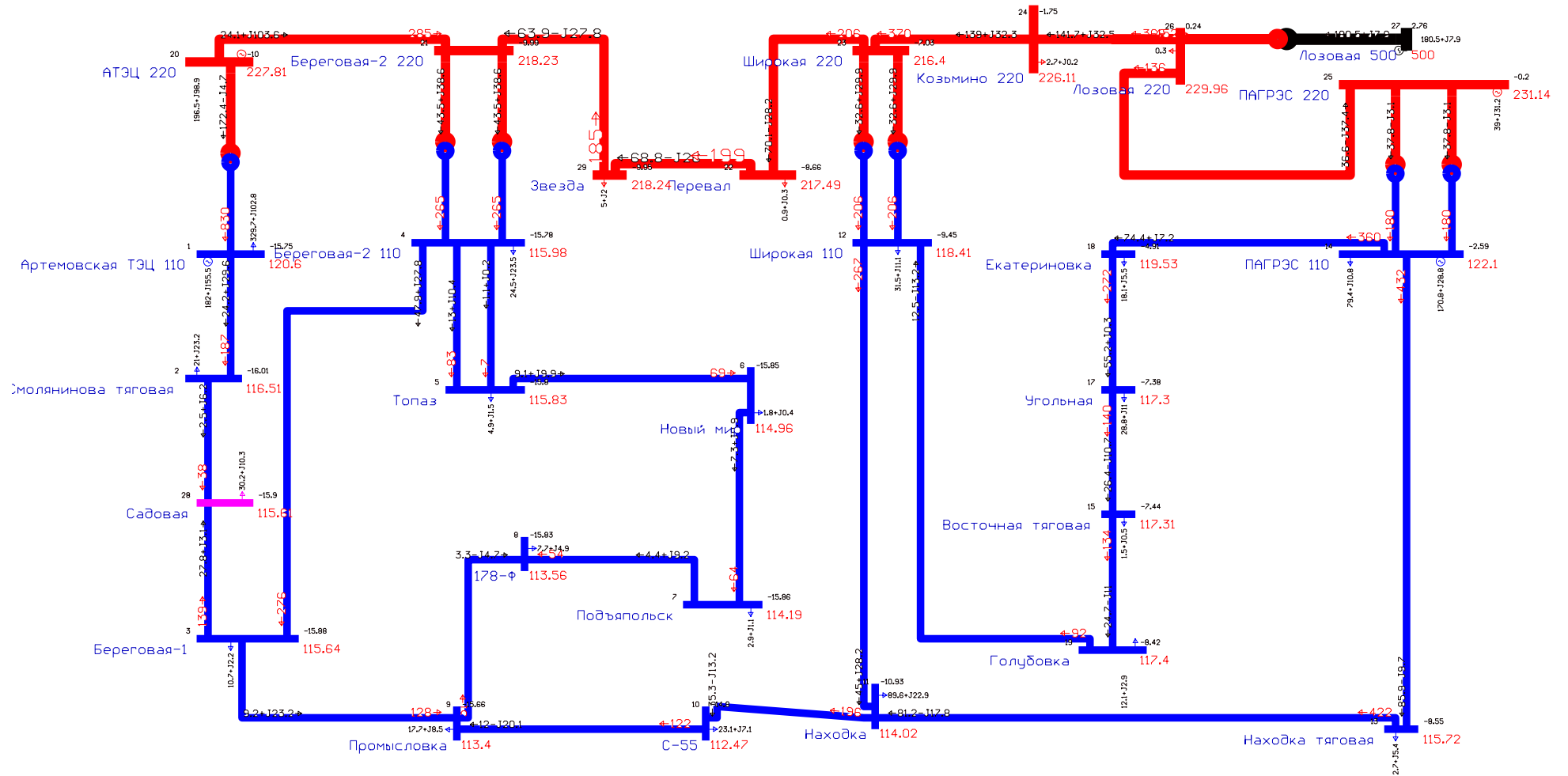


Рисунок 4 – Схема из ПВК RastrWin в заменённом воздушным участком ЛЭП 110 кВ Береговая 1 – Садовая

Таблица 9 – Результаты расчёта режима в виде таблицы «узлы» после реконструкции ЛЭП из ПВК RastrWin

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Ген	1	Артемовская ТЭЦ 110	110	329.7	102.8	182.0	155.5	120.6	-500.0	500.0	120.6	9.6	-15.8
Нагр	2	Смолянинова тяговая	110	21.0	23.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	116.5	5.9	-16.0
Нагр	3	Береговая-1	110	10.7	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	115.6	5.1	-15.9
Нагр	4	Береговая-2 110	110	24.5	23.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	116.0	5.4	-15.8
Нагр	5	Топаз	110	4.9	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	115.8	5.3	-15.8
Нагр	6	Новый мир	110	1.8	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	115.0	4.5	-15.9
Нагр	7	Подьяпольск	110	2.9	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	114.2	3.8	-15.9
Нагр	8	178-Ф	110	7.7	4.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	113.6	3.2	-15.8
Нагр	9	Промысловка	110	17.7	8.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	113.4	3.1	-15.7
Нагр	10	С-55	110	23.1	7.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	112.5	2.2	-14.8
Нагр	11	Находка	110	89.6	22.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	114.0	3.7	-10.9
Нагр	12	Широкая 110	110	31.5	11.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	118.4	7.6	-9.4
Нагр	13	Находка тяговая	110	2.7	5.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	115.7	5.2	-8.5
Ген	14	ПАГРЭС 110	110	79.4	10.8	170.8	28.8	122.1	-500.0	500.0	122.1	11.0	-2.6
Нагр	15	Восточная тяговая	110	1.5	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	117.3	6.6	-7.4
Нагр	17	Угольная	110	28.8	11.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	117.3	6.6	-7.4
Нагр	18	Екатериновка	110	18.1	5.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	119.5	8.7	-4.9
Нагр	19	Голубовка	110	12.1	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	117.4	6.7	-8.4
Нагр	20	АТЭЦ 220	220	0.0	0.0	196.5	98.9	0.0	0.0	0.0	227.8	3.6	-10.0
Нагр	21	Береговая-2 220	220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	218.2	-0.8	-10.0
Нагр	22	Перевал	220	0.9	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	217.5	-1.1	-8.7
Нагр	23	Широкая 220	220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	216.4	-1.6	-7.0
Нагр	24	Козьино 220	220	2.7	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	226.1	2.8	-1.7

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Нагр	25	ПАГРЭС 220	220	0.0	0.0	39.0	31.2	0.0	0.0	0.0	231.1	5.1	-0.2
Нагр	26	Лозовая 220	220	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	230.0	4.5	0.2
База	27	Лозовая 500	500	0.0	0.0	180.5	7.9	0.0	0.0	0.0	500.0	0.0	2.8
Нагр	28	Садовая	110	30.2	10.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	115.6	5.1	-15.9
Нагр	29	Звезда	220	5.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	218.2	-0.8	-10.0

Таблица 10 – Результаты расчёта режима в виде таблицы «ветви» после реконструкции ЛЭП

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na	I max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЛЭП	1	2	Артемовская ТЭЦ 110 - Смолянинова тяговая	6.73	11.00	-64.00	0.00	-24.16	-29.65	0.00	186.50
ЛЭП	4	3	Береговая-2 110 - Береговая-1	0.42	0.70	-4.50	0.00	-47.86	-27.77	0.00	275.60
ЛЭП	4	5	Береговая-2 110 - Топаз	10.27	10.66	-61.20	0.00	-1.06	-0.20	0.00	7.30
ЛЭП	4	5	Береговая-2 110 - Топаз	0.62	0.88	-5.30	0.00	-13.05	-10.42	0.00	83.33
ЛЭП	5	6	Топаз - Новый мир	4.28	6.07	-36.54	0.00	-9.14	-9.94	0.00	69.13
ЛЭП	6	7	Новый мир - Подъяпольск	4.10	5.82	-34.90	0.00	-7.32	-9.90	0.00	63.71
ЛЭП	7	8	Подъяпольск - 178-Ф	3.46	5.93	-36.90	0.00	-4.42	-9.18	0.00	53.71
ЛЭП	8	9	178-Ф - Промысловка	3.79	6.30	-37.48	0.00	3.30	-4.66	0.00	31.09
ЛЭП	9	10	Промысловка - С-55	4.64	7.97	-47.52	0.00	12.03	-20.08	0.00	121.84
ЛЭП	10	11	С-55 - Находка	11.91	19.81	-118.32	0.00	35.32	-13.19	0.00	196.11
ЛЭП	11	12	Находка - Широкая 110	4.51	10.55	-68.70	0.00	45.03	28.22	0.00	269.09
ЛЭП	11	13	Находка - Находка тяговая	3.57	5.95	-35.27	0.00	81.22	-17.81	0.00	421.50
ЛЭП	13	14	Находка тяговая - ПАГРЭС 110	9.63	15.92	-93.50	0.00	85.86	-9.72	0.00	431.56
ЛЭП	12	19	Широкая 110 - Голубовка	5.44	13.88	-71.22	0.00	12.50	-13.16	0.00	92.06

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЛЭП	19	15	Голубовка - Восточная тяговая	3.19	8.14	-54.18	0.00	24.72	-10.96	0.00	134.49
ЛЭП	15	17	Восточная тяговая - Угольная	0.18	0.45	-3.02	0.00	26.43	-10.72	0.00	140.45
ЛЭП	17	18	Угольная - Екатериновка	4.53	10.93	-72.59	0.00	55.22	0.26	0.00	271.79
ЛЭП	18	14	Екатериновка - ПАГРЭС 110	3.23	8.23	-54.78	0.00	74.36	7.16	0.00	360.83
Тр-р	20	1	АТЭЦ 220 - Артемовская ТЭЦ 110	0.60	30.40	18.90	0.53	-172.36	4.75	0.00	436.99
Тр-р	21	4	Береговая-2 220 - Береговая-2 110	2.80	104.00	5.95	0.58	-43.51	-38.64	0.00	153.95
Тр-р	21	4	Береговая-2 220 - Береговая-2 110	2.80	104.00	6.00	0.58	-43.50	-38.65	0.00	153.95
ЛЭП	29	22	Звезда - Перевал	3.26	14.29	-87.91	0.00	68.81	-26.02	0.00	198.68
ЛЭП	22	23	Перевал - Широкая 220	3.95	17.29	-106.59	0.00	70.06	-28.21	0.00	205.70
ЛЭП	24	23	Козьмино 220 - Широкая 220	7.90	34.59	-212.83	0.00	-138.99	-32.31	0.00	370.27
ЛЭП	20	21	АТЭЦ 220 - Береговая-2 220	4.44	19.43	-119.59	0.00	-24.14	-103.65	0.00	284.73
Тр-р	23	12	Широкая 220 - Широкая 110	1.03	59.20	11.81	0.57	-32.62	-29.90	0.00	118.05
Тр-р	23	12	Широкая 220 - Широкая 110	1.03	59.20	11.80	0.57	-32.62	-29.90	0.00	118.05
Тр-р	25	14	ПАГРЭС 220 - ПАГРЭС 110	1.03	59.20	11.80	0.53	-37.80	3.09	0.00	94.73
Тр-р	25	14	ПАГРЭС 220 - ПАГРЭС 110	1.03	59.20	11.80	0.53	-37.80	3.09	0.00	94.73
ЛЭП	24	26	Козьмино 220 - Лозовая 220	3.05	13.37	-82.30	0.00	141.74	32.53	0.00	371.32
ЛЭП	25	26	ПАГРЭС 220 - Лозовая 220	2.06	9.01	-55.44	0.00	36.59	-37.38	0.00	136.02
Тр-р	27	26	Лозовая 500 - Лозовая 220	0.97	61.10	24.16	0.46	-180.52	-7.86	0.00	208.64
ЛЭП	2	28	Смолянинова тяговая - Садовая	8.42	12.30	-80.00	0.00	-2.47	-6.22	0.00	38.21
ЛЭП	28	3	Садовая - Береговая-1	0.08	0.20	-82.00	0.00	27.76	3.07	0.00	139.48
ЛЭП	3	9	Береговая-1 - Промысловка	5.60	8.80	-51.40	0.00	-9.24	-23.17	0.00	127.69
ЛЭП	21	29	Береговая-2 220 - Звезда	0.20	0.40	-3.00	0.00	63.90	-27.82	0.00	184.52

Для расчета аварийного режима отключаем ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Смоляниново/т.

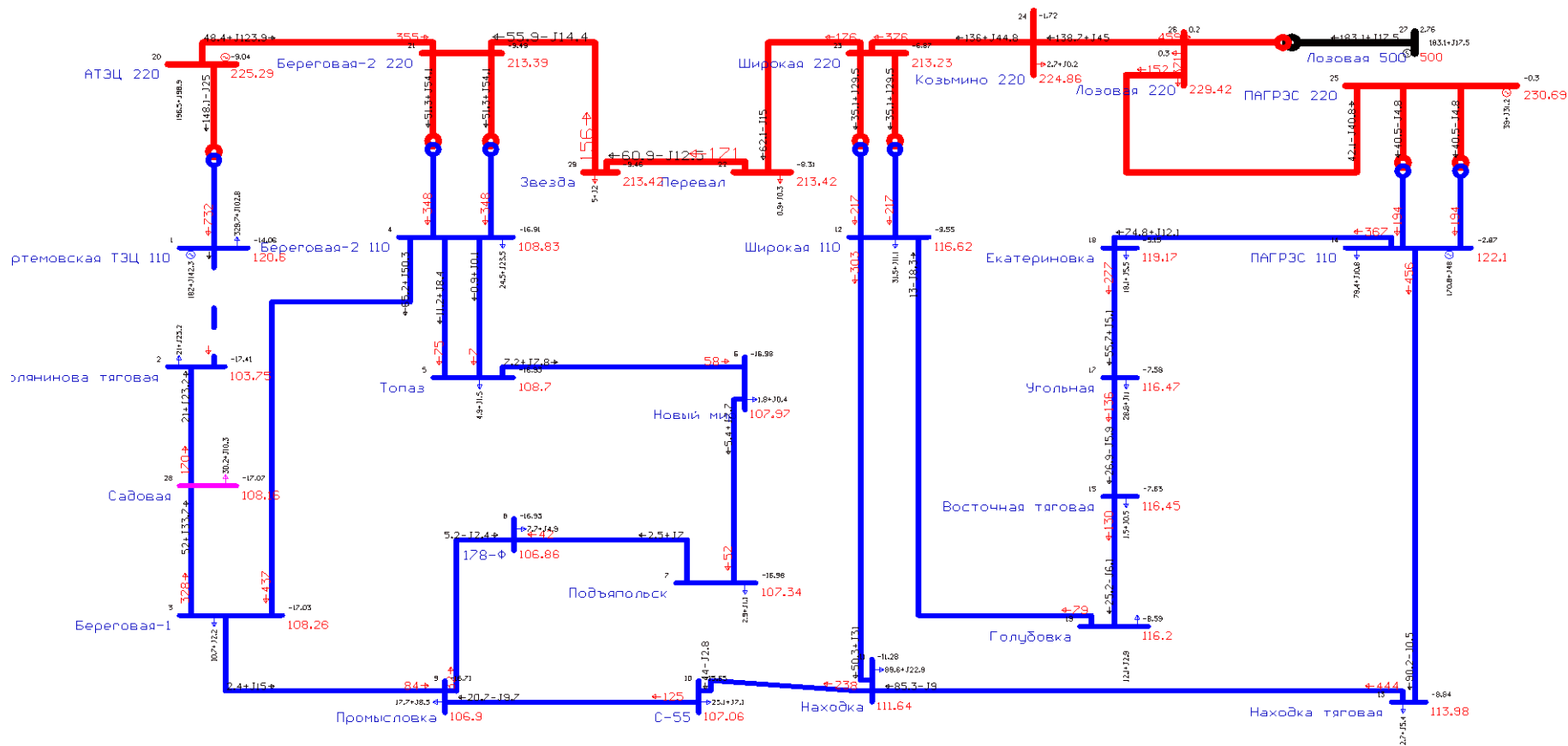


Рисунок 5 – Схема из ПВК RastrWin в заменённом воздушном участке ЛЭП 110 кВ Береговая 1- Садовая (после-аварийный режим)

У данной линии длительно допустимый ток при отрицательной температуре 434 А (для провода М-70).

В данном случае необходимо рассмотреть целесообразность реконструкции ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка тяговая, на провод АС – 120, длиной 36.3 км. В условиях зимнего периода пропускная способность провода увеличивается на 1,29. Допустимый продолжительный (длительный) ток АС-120 равна 390 А, что подходит для послеаварийного режима в данной сети.

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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

Расчет токов КЗ проводится в относительных единицах с приближенным приведением, [14]. Для определения мощности КЗ системы используется информация об уровне токов КЗ на стороне 110 кВ ближайшей узловой ПС «Береговая-1» $I_K^{(3)} = 9,5 \text{ кА}$ и шинах станции 110 кВ «АТЭЦ» $I_K^{(3)} = 26,7 \text{ кА}$, (рисунок б).

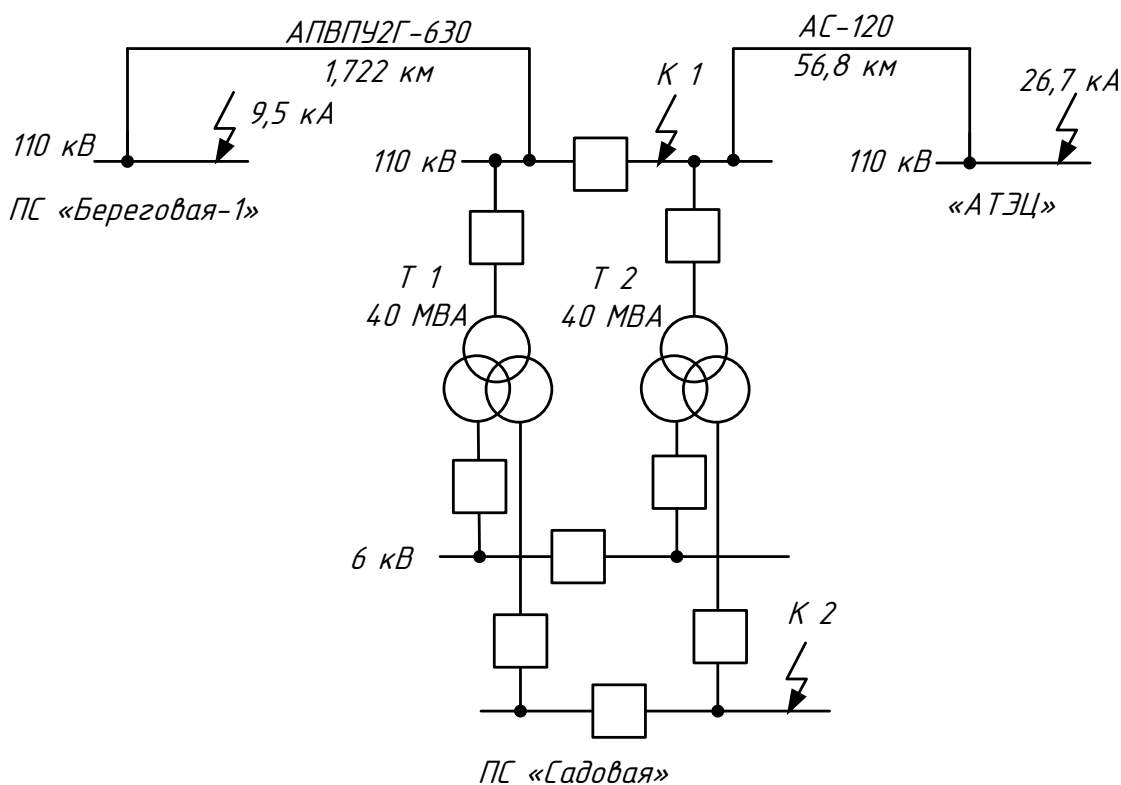


Рисунок б – Схема для расчёта токов КЗ

Выбирается базисная мощность и базисное напряжение. За базисное напряжение удобнее брать напряжение той ступени, где произошло КЗ.

Исходя из этого принимается:

$$S_B = 10 \text{ МВА};$$

$$U_{B1} = 115 \text{ кВ};$$

$$U_{B2} = 6,3 \text{ кВ};$$

$$I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B1}}; \quad (5)$$

$$I_{B1} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,05 \text{ кА};$$

$$I_{B2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B2}}; \quad (6)$$

$$I_{B2} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,92 \text{ кА}.$$

Рассчитаем сопротивление трансформаторов ПС Садовая при условии раздельной работы обмоток НН1 и НН2 в относительных единицах по формулам, о.е.:

$$X_T = \frac{U_K \cdot S_B}{100 \cdot S_{НОМТР}}; \quad (7)$$

$$X_T = \frac{10,5 \cdot 10}{100 \cdot 40} = 0,0265;$$

где U_K - исходные данные по трансформатору для расчета;

$S_{НОМТР}$ - номинальная мощность трансформаторов, принимается 50% от номинальной мощности для трансформаторов с расщепленной обмоткой.

Подпитка места КЗ учитывается по каждой из ветвей – со стороны ПС «Береговая-1» и со стороны «АТЭЦ» согласно РД по расчёту токов КЗ. Схема замещения показана на рисунке 7.

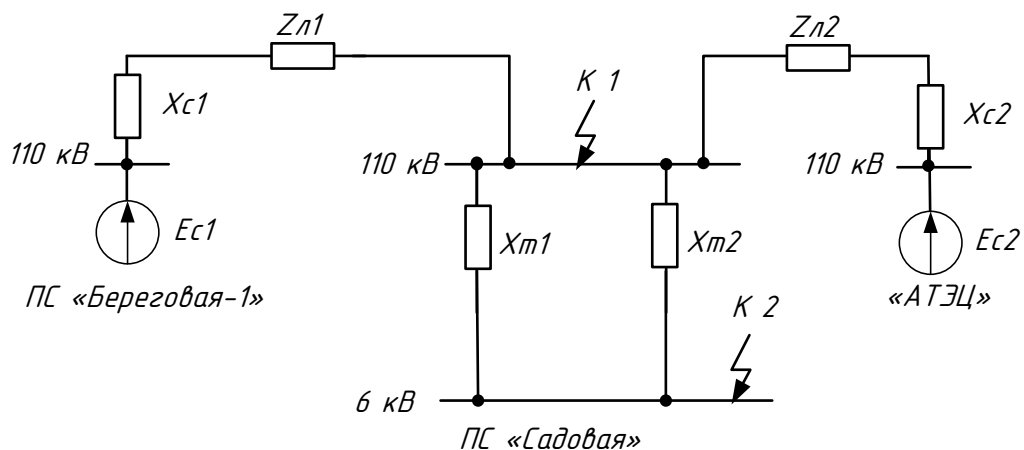


Рисунок 7 – Схема замещения для расчёта токов КЗ

Сопротивление системы находится по формуле, о.е.:

$$X_C = \frac{I_B}{I_K}; \quad (8)$$

$$X_{C1} = \frac{0,05}{9,5} = 0,0053;$$

$$X_{C2} = \frac{0,05}{26,7} = 0,002;$$

где I_{K1} - ток КЗ на шинах 110 кВ ПС «Береговая-1», $I_K^{(3)} = 9,5$ кА,

I_{K2} - ток КЗ на шинах 110 кВ «АТЭЦ», $I_K^{(3)} = 26,7$ кА,

Сопротивление кабельной линии определяется по формуле, о.е.:

$$Z_L = Z_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_B^2}; \quad (9)$$

$$Z_{Л1} = 0,26 \cdot 1,722 \cdot \frac{10}{115^2} = 0,00034;$$

$$Z_{Л2} = 0.4 \cdot 56,8 \cdot \frac{10}{115^2} = 0.017;$$

где L - длина линии, 1,722 и 56,8 км соответственно;

$Z_{уд}$ - удельное сопротивление линии, принимается $Z_{уд} = 0.4$ Ом/км для ВЛ линий напряжением 110 кВ и $Z_{уд} = 0.26$ Ом/км для КЛ 110 кВ.

Периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ в начальный момент времени рассчитывается по формуле для точки К 1:

$$I_{П0 К1} = \frac{E_C \cdot I_{Б1}}{X_C + X_L}; \quad (10)$$

$$I_{П0 \text{ береговая } К1} = \frac{1 \cdot 0,05}{0,0053 + 0,00034} = 8,93 \text{ кА};$$

$$I_{П0 \text{ атэц } К1} = \frac{1 \cdot 0,05}{0,002 + 0,017} = 2,64 \text{ кА};$$

$$i_{a0 К1} = \sqrt{2} \cdot I_{П0 К1}; \quad (11)$$

$$i_{a0 \text{ береговая } К1} = \sqrt{2} \cdot 8,93 = 12,6 \text{ кА};$$

$$i_{a0 \text{ атэц } К1} = \sqrt{2} \cdot 2,64 = 3,7 \text{ кА};$$

$$i_{уд К1} = i_{a0 К1} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right); \quad (12)$$

$$i_{уд \text{ береговая } К1} = 12,6 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,025}}\right) = 21 \text{ кА};$$

$$i_{удатэцK1} = 3,7 \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,025}}) = 6,2 \text{ кА};$$

$$I_{П0K2} = \frac{E_C \cdot I_{Б2}}{X_C + X_L + X_T}; \quad (13)$$

$$I_{П0береговаяK2} = \frac{1 \cdot 0,92}{0,0052 + 0,00034 + 0,0525} = 15,8 \text{ кА};$$

$$I_{П0атэцK2} = \frac{1 \cdot 0,92}{0,002 + 0,017 + 0,0525} = 12,8 \text{ кА};$$

$$i_{a0K2} = \sqrt{2} \cdot I_{П0K2}; \quad (14)$$

$$i_{a0береговаяK2} = \sqrt{2} \cdot 15,8 = 22,3 \text{ кА};$$

$$i_{a0атэцK2} = \sqrt{2} \cdot 12,8 = 18,1 \text{ кА};$$

$$i_{удK2} = i_{a0K2} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}); \quad (15)$$

$$i_{удбереговаяK2} = 22,3 \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,01}}) = 30,4 \text{ кА};$$

$$i_{удатэцK2} = 18,1 \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,01}}) = 24,7 \text{ кА}.$$

По [21] упрощённо принимается $T_a=0,01$ с для шин 6 кВ ПС Садовая и $T_a=0,025$ с для шин 110 кВ ПС Садовая.

Результаты расчёта суммарных уровней токов на стороне 110 и 6 кВ ПС «Садовая» показываются в таблице 11.

Таблица 11 – Токи КЗ

Точка КЗ	$I_{\text{ПО}}$, кА	$I_{\text{а0}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА
К-1	11,6	16,3	27,2
К-2	28,6	40,3	55,2

В условиях городской застройки города Большой Камень под ПС Садовая 110/6 кВ имеется выделенная площадка для размещения достаточного количества силового и вспомогательного оборудования ПС с учётом расширения, поэтому вопрос выполнения комплектного распределительного устройства для ПС Садовая не рассматривается в данной выпускной квалификационной работе.

Подстанция 110/6 кВ «Садовая» предназначена для электроснабжения потребителей микрорайонов «Садовый», «Шестой» и «Парковый». Подстанция выполняет прием электроэнергии на напряжении 110 кВ, преобразование ее до напряжения 6 кВ, распределения электроэнергии на напряжении 6 кВ.

На подстанцию предусмотрен заход-выход существующей линии 110 кВ «Смоляниново/т» - «Береговая-1» с образованием линий: ВЛ 110 кВ Смоляниново/т – Садовая на II секцию 110 кВ; ВЛ 110 кВ Садовая – Береговая-1 на I секцию 110 кВ.

Заход-выход проектируемого участка ВЛ 110 кВ на ПС выполняется проводом АСКП -150/24.

От шин 6 кВ проектируемого КРУ 6 кВ отходят 16 линий:

Фидера №1 – 4, – от I секции сборных шин 6 кВ;

Фидера №5 – 8, – от II секции сборных шин 6 кВ;

Фидера №9 – 12, – от III секции сборных шин 6 кВ;

Фидера №13 – 16, – от IV секции сборных шин 6 кВ.

В проекте предусматриваются воздушные ввода 6 кВ от силовых трансформаторов Т1, Т2 и кабельные ввода на ячейках отходящих линий 6 кВ.

8.1 Главная схема электрических соединений

Проектируемая схема РУ 110 кВ принимается по типовой схеме №110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». Так как ПС 110/6 кВ «Садовая» подключается в разрез существующей ВЛ 110 кВ «Смоляниново/т» - «Береговая-1», с образованием двух линий 110 кВ (двухстороннее питание), то схема №110-5Н является оптимальной по соотношению цены, надежности и минимального землеотвода для проектируемого количества присоединений 110 кВ (три выключателя на четыре присоединения – 2 ВЛ-110 кВ и 2 трансформатора).

В соответствии с [1], область применения схемы 110-5Н: проходная подстанция с двухсторонним питанием при необходимости частых включений-отключений линий. При прочих равных условиях в рассматриваемой схеме, в отличие от схемы 110-5АН, коммутация линий выполняется одним выключателем. Это благоприятно сказывается на надежности распределительного устройства, поскольку коммутация линий в нормальных, ремонтных и аварийных режимах осуществляется значительно чаще, чем трансформаторов.

В нормальном режиме разъединители в ремонтной перемычке отключены, остальные разъединители, а также выключатели в схеме включены.

Критерии надежности схемы №110-5Н - при отказе нормально включенного «среднего» выключателя возможно полное погашение распределительного устройства. При этом теряется транзит мощности через сторону высшего напряжения. При условии двухстороннего питания ПС 110/35/6 кВ «Садовая» на напряжении 110 кВ потеря транзита не приводит к ограничению электроснабжения потребителей на смежных подстанциях.

Эксплуатационные критерии схемы №110-5Н:

- электрическая схема простая и наглядная;
 - электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны (минимизированы отказы по вине персонала);
 - на разъединителях 110 кВ предусматривается привод с дистанционным управлением (для главных ножей);
-

- разъединители 110 кВ устанавливаются в цепях линий 110 кВ, с обеих сторон каждого выключателя;

- два последовательно включенных разъединителя 110 кВ в ремонтной перемычке (для выполнения их ремонта без полного погашения распределительного устройства).

Схема РУ 6 кВ принимается типовой по схеме №6-2 «Две секционированные выключателями системы шин».

Характеристики проектируемой электрической схемы ПС приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Проектируемая главная схема электрических соединений

Напряжение (кВ)	Количество присоединений (в работе/резер)	Главная схема электрических соединений
110	2/0	Типовая схема №110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»
6	6/8	Типовая схема №6-2 «Две секционированные выключателями системы шин»

8.2 Конструктивное исполнение распределительного устройства 110 и 6 кВ

РУ 110 кВ выполняется открытым в виде комплектного блочно-модульного распределительного устройства (КТПБ) 110 кВ высокой заводской готовности по типовой схеме №110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

В комплектации КТПБ-110 кВ предусмотрено следующее оборудование:

- баковые элегазовые выключатели 110 кВ типа ВТБ-110 с пружинным приводом и встроенными трансформаторами тока 110 кВ;

- разъединители 110 кВ горизонтально-поворотные типа РГП-110 с двигательными приводами главных ножей (с выносными блоками управления) и ручными приводами заземляющих ножей;

- трансформаторы напряжения 110 кВ (по одному на каждую секцию 110 кВ) емкостного типа;

- ограничители перенапряжения нелинейные 110 кВ (класс пропускной способности не менее II, I пр не менее 650 А);

- выносные трансформаторы тока 110 кВ в ремонтной перемычке (для нужд РЗА и АИИСКУЭ);

- шинные опоры 110 кВ.

РУ 6 кВ принять комплектное, в виде ячеек 6 кВ высокой заводской готовности с вакуумными выключателями 6 кВ на выкатных элементах.

Ввода от силовых трансформаторов в ячейки 6 кВ предусмотреть воздушными (через проходные изоляторы в стене здания). Заходы линий 6 кВ предусмотреть в кабельном исполнении.

В ячейках КРУ 6 кВ применяются вакуумные выключатели 6 кВ производства РФ, которые размещены в помещении КРУ 6 кВ двумя рядами, с односторонним обслуживанием.

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА 110 КВ ПОДСТАНЦИИ САДОВАЯ

Необходимые для выбора оборудования максимальные рабочие токи с учётом перегрузки оборудования на 40% находятся по формулам:

$$I_{\max.\text{тр}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (16)$$

$$I_{\max.\text{тр.110}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294 \text{ А};$$

$$I_{\max.\text{тр.6}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 6} = 2697 \text{ А};$$

где $S_{\text{т.ном}}$ – номинальная мощность трансформатора ПС Садовая, 40 МВА.

9.1 Выбор и проверка выключателей

На стороне 110 кВ использованы выключатели ВТБ-110-40/2000 УХЛ1 с пружинным приводом ППрК в составе КТПБ [8].

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

по напряжению установки:

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

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

по длительному току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}};$$

$$294 \text{ А} \leq 2000 \text{ А};$$

по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл\ ном};$$

$$11,6 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

Проверка выключателя 110 кВ:

1. По термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{п.о.К1}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}); \quad (17)$$

$$B_K = 11,6^2 \cdot (0,07 + 0,01 + 1,5) = 213 \text{ кА}^2\text{с};$$

где $t_{отк}$ – собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0,08$ с, из которых 0,07 с - собственное время отключения, 0,01 с – время срабатывания защиты;

$t_{сел}$ - ступень селективности РЗ, принимается 0,5 с от времени срабатывания вводных выключателей 6 кВ, принимается 1,5 с.

$$B_{кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}; \quad (18)$$

$$B_{кном} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с};$$

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости (справочная величина);

$t_{терм}$ - время протекания КЗ (справочная величина).

2. Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл. ном}; \quad (19)$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0.40 \cdot 40 = 22,56 \text{ кА};$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H=40\%$;

$I_{откл. ном}$ – номинальный ток отключения.

3. Проверим по отключающей способности:

а) на отключение периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{п.о} \leq I_{откл. ном}; \quad (20)$$

б) на отключение полного расчётного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{по.к1}^{(3)} + i_{атк1} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (21)$$

$$\sqrt{2} \cdot 11,6 + 16,3 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right);$$

$$32,7 \leq 57 \text{ кА}.$$

4. По динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{скв}; \quad (22)$$

$$27,2 \leq 102 \text{ кА.}$$

Ударный ток берётся на основании расчетов короткого замыкания для точки К1. Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Сопоставление приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор выключателей 110 кВ ВТБ-110-40/2000 УХЛ1

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
110 кВ	110 кВ	$U_{ном} \leq U_{уст}$
2500 А	294 А	$I_{ном} \leq I_{мах}$
102 кА	27,2 кА	$i_{уд} \leq i_{скв}$
4800 кА ² с	213 кА ² с	$I^2_{терм} \cdot t_{терм} \leq B_{к.ном}$
40 кА	11,6 кА	$I_{по} \leq I_{вкл}$
40 кА	11,6 кА	$I_{по} \leq I_{откл}$
26.59 кА	16,3 кА	$i_{а.т} \leq i_{а.ном}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

В КРУ-6 кВ ПС Садовая установлены выключатели ВВ/Тел-6-40/1000(3150) У2. Проверку выключателей 6 кВ ПС производят по следующим параметрам:

по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ};$$

по длительному току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{НОМ}};$$

$$2697 \text{ А} \leq 3150 \text{ А};$$

по отключающей способности:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл ном}};$$

$$28,6 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

На стороне 6 кВ ПС Садовая принимаем вводные и секционный вакуумные выключатели типа ВВ/Тел-6-40/3150 У2 [3].

Линейные выключатели ВВ/Тел-6-40/1000 У2 проверяем аналогично.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{\text{но К}2}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a); \quad (23)$$

$$B_K = 28,6^2 \cdot (0,03 + 1,0 + 0,01) = 851 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{отк}}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем

$t_{\text{отк}} = 0,03\text{с}$, с учётом ступени селективности 1с и времени срабатывания РЗ 0,01 с.

$$B_{K_{\text{НОМ}}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}; \quad (24)$$

$$B_{K_{\text{НОМ}}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$i_{\text{а.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{Н}} \cdot I_{\text{откл ном}}; \quad (25)$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 40 = 22,56 \text{ кА},$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40\%$;

$I_{ном\ откл}$ – номинальный ток отключения.

Полный ток КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{пок-2}^{(3)} + i_{атк2} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (26)$$

$$\sqrt{2} \cdot 28,6 + 28,6 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right);$$

$$68,9 \leq 79 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор выключателей 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора/проверки
1	2	3
ввода		
6 кВ	6 кВ	$U_{ном} \leq U_{уст}$
2697 А	3150 А	$I_{ном} \leq I_{мах}$
55,2 кА	128 кА	$i_{yд} \leq i_{скв}$
851 кА ² с	4800 кА ² с	$I^2_{терм} \cdot t_{терм} \leq B_{к.ном}$
28,6 кА	40 кА	$I_{по} \leq I_{вкл}$
28,6 кА	40 кА	$I_{по} \leq I_{откл}$
20,6 кА	22,56 кА	$i_{a.т} \leq i_{a.ном}$
секционный		

6 кВ 2697 А 55,2 кА 851 кА ² с 28,6 кА 28,6 кА 20,6 кА	6 кВ 3150 А 128 кА 4800 кА ² с 40 кА 40 кА 22,56 кА	$U_{ном} \leq U_{уст}$ $I_{ном} \leq I_{мах}$ $i_{уд} \leq i_{скв}$ $I^2_{терм} \cdot t_{терм} \leq B_{к.ном}$ $I_{по} \leq I_{вкл}$ $I_{по} \leq I_{откл}$ $i_{а.т} \leq i_{а.ном}$
линейные		
6 кВ 2697/8=337 А 55,2 кА 1	6 кВ 1000 А 128 кА 2	$U_{ном} \leq U_{уст}$ $I_{ном} \leq I_{мах}$ $i_{уд} \leq i_{скв}$ 3
851 кА ² с 28,6 кА 20,6 кА	4800 кА ² с 40 кА 22,56 кА	$I^2_{терм} \cdot t_{терм} \leq B_{к.ном}$ $I_{по} \leq I_{откл}$ $i_{а.т} \leq i_{а.ном}$

По данным сравнения вводные и секционный вакуумные выключатели проходят.

9.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбираем вводные, линейные и шинные разъединители на стороне 110 кВ РГП-110/1000 УХЛ1 с электроприводом ПД-14УХЛ1, [3]. Проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_K = I_{п.о.К1}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}); \quad (27)$$

$$B_K = 11,6^2 \cdot (0,07 + 0,01 + 1,5) = 213 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{кном} = I_T^2 \cdot t_T; \quad (28)$$

$$B_{кном} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Сопоставление приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе разъединителей 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
1	2	3
Ввода, шины		
$U_H = 110 \text{ кВ}$ $I_H = 1250 \text{ А}$ $i_{скв} = 64 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 294 \text{ А}$ $i_{уд} = 27,2 \text{ кА}$ $B_{к.} = 213 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_H \geq U_P$ $I_H \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$
линейные		
$U_H = 110 \text{ кВ}$ $I_H = 1250 \text{ А}$ $i_{скв} = 64 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 294 \text{ А}$ $i_{уд} = 27,2 \text{ кА}$ $B_{к.} = 213 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_H \geq U_P$ $I_H \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$

9.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока элегазовые 110 кВ ТОГФ-110/600 УХЛ1 [3] и встроенные в выключатели ТВ-110/600 УХЛ1 выбираются:

по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

по длительному току:

$$I_{мах} \leq I_{ном};$$

$$294 \text{ А} \leq 600 \text{ А};$$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ показывается в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА3020		4	
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0.1		0.1

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ на шинах 110 кВ ПС.

$$B_K = I_{н.о.К1}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}); \quad (29)$$

$$B_K = 11,6^2 \cdot (0,07 + 0,01 + 1,5) = 213 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T; \quad (30)$$

$$B_{HK} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки до $S_{2H}=100$ ВА.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}; \quad (31)$$

$$Z_{2H} = \frac{100}{5^2} = 4 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}; \quad (32)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{4}{25} = 0.16 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=100 \text{ м}$.

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}; \quad (33)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0.0283 \cdot 100}{4} = 0.71 \text{ Ом},$$

где $r_{\text{КОНТ}}$ – сопротивление контактов ($r_{\text{КОНТ}} = 0.05 \text{ Ом}$).

$$z_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}}; \quad (34)$$

$$z_2 = 0,05 + 0,16 + 0,71 = 0,92 \text{ Ом}.$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор трансформатора тока 110 кВ на ПС

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_p = 294 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$Z_{2H} = 4 \text{ Ом (для класса точности 0.2)}$	$Z_{Hp} = 0.92 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_{KH} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kp} = 213 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{Kp}$
$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 27,2 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Выбираются трансформаторы тока ТОЛ-6-1 на вводах, секционном выключателе и отходящих линиях 6 кВ ПС.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА3020		4	
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	1.1		1.1
Итого		1.1	4	1.1

Из таблицы 18 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фазы В. Паспортные данные берём из [3].

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ на шинах 6 кВ ПС:

$$B_K = 28,6^2 \cdot (0,03 + 1,0 + 0,01) = 851 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T; \tag{36}$$

$$B_{HK} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки $S_{2H}=15 \text{ ВА}$.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}; \quad (37)$$

$$Z_{2H} = \frac{15}{5^2} = 0,6 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}; \quad (38)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом,}$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=30 \text{ м}$.

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}; \quad (39)$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 30}{4} = 0,21 \text{ Ом,}$$

$$Z_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}}; \quad (40)$$

$$Z_2 = 0,1 + 0,16 + 0,21 = 0,47 \text{ Ом.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор трансформатора тока на шинах 6 кВ ПС

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$I_{H \text{ ввод}} = 3000 \text{ А}$ $I_{H \text{ лин}} = 400 \text{ А}$	$I_{p \text{ ввод}} = 2697 \text{ А}$ $I_{p \text{ лин}} = 337 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p \text{ max}}$
$Z_{2H} = 0.6 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{Hp} = 0.47 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_{KH} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kp} = 851 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{Kp}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 55,2 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

На вводах и секционном выключателе 6 кВ устанавливаем трансформаторы тока ТОЛ-6-1 с номинальным током 3000 А.

9.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

На стороне 110 кВ выбираются трансформаторы напряжения в составе КТПБ НДЕ-М-110, [13].

Трансформаторы напряжения выбираются:

по напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;

по конструкции и схеме соединения;

по классу точности;

по вторичной нагрузке:

$$S_{2У} \leq S_{ном}, \quad (41)$$

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

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

По аналогии с выбором трансформаторов тока для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок (таблица 20).

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 110 кВ

Прибор	Тип	S _{потр.} В*А/Вт	Число приборов	cos(φ)	sin(φ)	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	2	1	0	8	-
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ- 4ТМ.03М	5	2	0,38	0,925	10	24,3
		5	2	0,38	0,925	10	24,3
Итого	-	-	-	-	-	28	48,6

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$P_{2\Sigma} = 31 \text{ Вт},$$

$$Q_{2\Sigma} = 48,6 \text{ Вар},$$

$$S_{2\Sigma} = 56 \text{ ВА}.$$

В таблице 21 приведены результаты выбора ТН-110 кВ.

Таблица 21 – Выбор трансформатора напряжения 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
U _Н = 110 кВ S _Р = 56 ВА	U _{НТ} = 110 кВ S _Н = 1000 ВА (для класса точности 0,5)	U _{НТ} ≥ U _Н S _Н ≥ S _Р

На стороне 6 кВ выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 6УЗ, [3].

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения для каждой системы шин с учётом приведена в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 6 кВ

Прибор	Тип	S _{потр.} В*А/Вт	Число приборов	cos(φ)	sin(φ)	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	2	1	0	8	-
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ- 4ТМ.03М	2	11	0,38	0,925	8,36	20,35
		2	11	0,38	0,925	8,36	20,35
Итого	-	-	-	-	-	24,72	40,7

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$P_{2\Sigma} = 24,72 \text{ Вт},$$

$$Q_{2\Sigma} = 40,7 \text{ Вар},$$

$$S_{2\Sigma} = 48 \text{ ВА}.$$

В таблице 23 приведены результаты выбора ТН-6 кВ.

Таблица 23 – Выбор трансформатора напряжения 6 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$ $S_p = 48 \text{ ВА}$	$U_{HT} = 6 \text{ кВ}$ $S_H = 200 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_p$

9.5 Выбор и проверка токоведущих частей

9.5.1 Гибкие шины 110 кВ

В РУ 110 кВ применяем гибкие шины, выполненные проводами АС. Гибкие провода применяются для соединения трансформаторов с ОРУ.

Выбор сечения по нагреву:

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

Принимаем сечение по допустимому току.

110 кВ - АС - 185/19, т. к. $I_{\text{доп}} = 510 \text{ А}$ больше $I_{\text{мак}} = 294 \text{ А}$, то условие выполняется.

Проверка шин на сжестывание не требуется, так как $I_{\text{п0 max}} = 11,6 \text{ кА}$, что меньше 25 кА. Согласно [4] проверка на электродинамическую стойкость при токе КЗ меньше 25 кА не производится.

Минимальное сечение по условию термической стойкости при $C=90$ для алюминиевых проводов:

$$B_K = I_{n.o.K1}^2 \cdot (t_{омк} + t_{сел}); \quad (42)$$

$$B_K = 11,6^2 \cdot (0,07 + 0,01 + 1,5) = 213 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (43)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{213 \cdot 10^6}}{90} = 162 \text{ мм}^2, \text{ что меньше сечения } 185 \text{ мм}^2.$$

Проверку по условиям коронирования можно было бы не проводить, т.к. выбранное сечение превышает минимально допустимое сечение по короне, но с учётом того, что на ОРУ 110 кВ расстояние между проводами меньше, чем на ВЛ, то проверку желательно выполнить. Проверяется только ошиновка ОРУ 110 кВ, [23].

Условие проверки [23]:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (44)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряжённости электрического поля;

E – напряжённость электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

Напряжённости определяются по следующим формулам [23]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (45)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{1,26D}{r_0}}; \quad (46)$$

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

r_0 – радиус провода, 0,76 см;

$D=200$ см – расстояние между фазами на ОРУ 110 кВ.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,4 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,76 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 200}{0,76}} = 20,33 \text{ кВ/см};$$

Проверка выполнения условия отсутствия короны:

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 20,33 = 21,75 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 33,4 = 30 \text{ кВ/см}.$$

Таким образом, ошиновка ОРУ 110 кВ коронировать не будет.

9.5.2 Жёсткие шины РУ 10 кВ

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных полимерных изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

В РУ 6 кВ ПС Садовая применяется жёсткая ошиновка, рисунок 8.

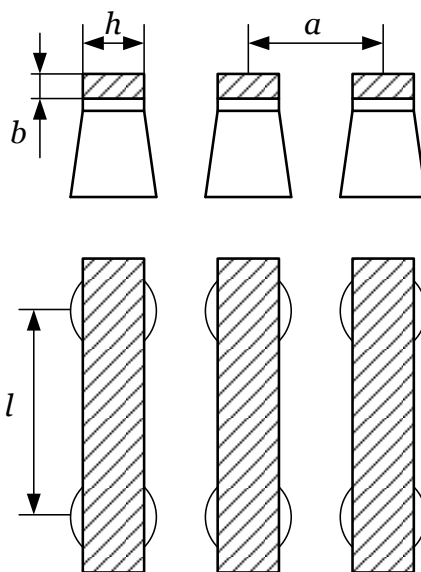


Рисунок 8 – Жёсткая ошиновка РУ 6 кВ

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополосные алюминиевые шины прямоугольного сечения $2 \times 100 \times 10 \text{ мм}^2$, марки АДТ:

$$I_{\text{доп}} = 3620 \text{ А, [4].}$$

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\text{max}} = 2697 \text{ А} \leq I_{\text{max}} = 3610 \text{ А.}$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{851 \cdot 10^6}}{90} = 320 \text{ мм}^2, \text{ что меньше сечения } 2000 \text{ мм}^2,$$

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

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \tag{47}$$

$$l \leq 0,42 \text{ м,}$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 0,42 м из условия недопустимости резонанса, в используемом типе КРУ К-63 расстояние 0,4 м;

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} \text{ - момент инерции шины;}$$

$$J = \frac{1 \cdot 10^3}{12} = 83,3 \text{ см}^4,$$

где h - поперечное сечение шины, равное 1000 мм².

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{ВД}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}; \quad (48)$$

$$\sigma_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{55200^2 \cdot 0,4^2}{16,67 \cdot 0,1} = 5 \text{ МПа,}$$

где $W = \frac{10^2 \cdot 1}{6} = 16,67$ - момент сопротивления шины относительно оси,

перпендикулярной действию усилия, см³,

a - расстояние между фазами, для выбранного КРУ равно 0,1 м ;

l - длина пролета между опорными изоляторами, 0,4 м.

Шины механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$, т. е. $5 < 40$ МПа, а также $\sigma_{\text{доп}} \leq 0.7 \sigma_{\text{разр}}$, т. е. $5 \leq 0.7 \cdot 70 = 49$. Условия механической прочности соблюдены.

Таблица 24 – Выбор жёстких шин 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 2697 \text{ А}$ $\sigma_{\text{расч}} = 5 \text{ МПа}$ $q_{\min} = 320 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} = 3620 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$ $q = 2000 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $q \geq q_{\min}$

9.5.3 Жёсткие шины ОРУ 110 кВ

Жесткая ошиновка позволяет создать компактные и экономичные ОРУ, занимающие меньшую площадь, имеющие более низкое расположение шин. Уменьшаются межфазные расстояния, за счет исключения провиса проводов гибкой ошиновки. За счет применения жесткой ошиновки значительно сокращается количество порталов, линейной изоляции и арматуры, шинных опор. Сокращается длина контрольных и силовых кабелей, дорог, облегчается очистка изоляторов, улучшается обзор шин и аппаратов, подстанция приобретает более эстетичный вид, [5].

Взаимное расположение оборудования и строительных конструкций ОРУ учитывает возможность расширения ОРУ как в пределах первоначально принятой схемы, так и при переходе к более сложной схеме.

Ошиновка выполнена из трубчатых шин. Каждая фаза представляет собой шинную конструкцию, выполненную из ряда однопролетных шин, закрепленных своими концами на опорных изоляторах.

Внутри ошиновки располагается гаситель, предназначенный для гашения вибрации, которая может возникнуть при воздействии ветровых нагрузок.

Крепление сборных шин к изоляторам осуществляется при помощи шинодержателей, а внутриячейковых связей к разъединителям, выключателям, трансформаторам и т.п. осуществляется с помощью держателей. Необходимо соблюдать последовательность установки шинодержателей: фиксированный - свободный - фиксированный - свободный и т.д.

Крепление сборных шин к изоляторам осуществляется при помощи шинодержателей. В качестве опорной изоляции применяются полимерные изоляторы.

Проверка шин по температурным удлинениям

Расчеты выполняются согласно [5]. Примем монтажную температуру воздуха, (и, следовательно, начальную температуру шины) равной $t_0 = 20^\circ\text{C}$, а длину неразрезного участка шины (согласно исходным условиям) $L=9,2$ и $5,2$ м. Тогда в соответствии с формулой 1.9 и табл. 1.2 [5] длина шины при наименьшей температуре, равной минимальной зимней температуре, составляет:

$$L_{\min} = L_0 \cdot (1 + \alpha_{\text{тепл}} \cdot (t_{\min} - t_0)); \quad (49)$$

$$L_{\min} = 9,2 \cdot (1 + 25,6 \cdot 10^{-6} \cdot (-41 - 20)) = 9,186 \text{ м};$$

$$L_{\min} = 5,2 \cdot (1 + 25,6 \cdot 10^{-6} \cdot (-41 - 20)) = 5,192 \text{ м},$$

где $\alpha_{\text{тепл}}$ - коэффициент теплового расширения для алюминиевых шин $25,6 \cdot 10^{-6}$,

t_{\min} - минимальная температура окружающей среды, согласно климатической характеристике $t_{\min} = -41^\circ\text{C}$,

t_{\max} - максимальная температура шины, для алюминиевых шин $t_{\max} = 200^\circ\text{C}$,

Длина шины при наибольшей температуре, равной максимальной температуре нагрева с учетом достижения рабочей температуры $t_0 = 100^\circ\text{C}$, составляет:

$$L_{\max} = L_0 \cdot (1 + \alpha_{\text{тепл}} \cdot (t_{\max} - t_0)); \quad (50)$$

$$L_{\max} = 9,2 \cdot (1 + 25,6 \cdot 10^{-6} \cdot (200 - 100)) = 9,224 \text{ м};$$

$$L_{\max} = 5,2 \cdot (1 + 25,6 \cdot 10^{-6} \cdot (200 - 100)) = 5,213 \text{ м},$$

где t_{\max} - максимальная температура шины, для алюминиевых шин $t_{\max} = 200^\circ\text{C}$.

Таким образом, при температурных деформациях длина шины изменяется на:

$$9,224 - 9,185 = 0,038 \text{ м или } 38 \text{ мм для пролетов } 9 \text{ м},$$

$$5,213 - 5,192 = 0,021 \text{ м или } 21 \text{ мм для пролетов } 5 \text{ м}.$$

Следует учитывать данные изменения длины шин при установке температурных компенсаторов.

Проверка шин по нагреву в рабочих режимах

Согласно паспортным данным [6] для шин диаметром $D=105$ мм, толщиной стенки $t=5$ мм из сплава 1915Т допустимый рабочий ток составляет 2000А.

Проверка по нагреву:

$$I_{\max} \leq I_{\text{справ}}, \quad (51)$$

$294 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}$, условие выполняется.

Термическая стойкость шин

Интеграл Джоуля:

$$B_K = I_{K1}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{кз}}); \quad (52)$$

$$B_K = 11,6^2 \cdot (0,05 + 4) = 545 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ – собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0.05$ с;

$t_{кз}$ - расчётная продолжительность КЗ, принимается 4 с от момента возникновения КЗ до подачи команды на отключения выключателей ВН.

Термически стойкое сечение определяется по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}; \quad (53)$$

$$S_T = \frac{\sqrt{545 \cdot 10^6}}{51} = 458 \text{ мм}^2.$$

Площадь сечения шины равна:

$$S_\phi = \frac{\pi \cdot (D^2 - d^2)}{4}; \quad (54)$$

$$S_\phi = \frac{3,14 \cdot (105^2 - 95^2)}{4} = 1570 \text{ мм}^2.$$

Условие проверки:

$$S_T \leq S_\phi; \quad (55)$$

$458 \leq 1570$, условие выполняется.

Частота собственных колебаний

Жёсткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы при КЗ имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины-изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механический резонанс не возникает:

$$f_0 = \frac{173.2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{S_\phi}} \leq 30 \text{ Гц}; \quad (56)$$

$$f_0 = \frac{173.2}{9^2} \cdot \sqrt{\frac{196,7}{15,7}} = 8 \leq 30 \text{ Гц},$$

$$f_0 = \frac{173.2}{5^2} \cdot \sqrt{\frac{196,7}{15,7}} = 25 \leq 30 \text{ Гц},$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, принимается 9 и 5 м.

$$J = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64} \text{ - момент инерции шины}; \quad (57)$$

$$J = \frac{3,14 \cdot (10,5^4 - 9,5^4)}{64} = 196,7 \text{ см}^4.$$

S_ϕ - поперечное сечение шины, равное $15,7 \text{ см}^2$.

Определяется пролёт l , при условии, что частота собственных колебаний должна быть больше 200 Гц, используя выражение приведенное выше:

$$200 \geq \frac{173.2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{S_\phi}}; \quad (58)$$

$$l^2 \geq \frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{S_\phi}};$$

$$l \geq \sqrt{\frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{S_\phi}}};$$

$$l \geq \sqrt{\frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{196,7}{15,7}}} = 3,1 \text{ м},$$

$9\text{м}/5\text{м} \geq 3,1\text{м}$, условие соблюдается.

Механическая прочность шин

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{ВД}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}; \quad (59)$$

$$\sigma_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{27200^2 \cdot 9^2}{37.5 \cdot 1} = 27,7 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{27200^2 \cdot 5^2}{37.5 \cdot 1} = 8,5 \text{ МПа},$$

где $W = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D}$ - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³,

$$W = \frac{3.14 \cdot (10.5^4 - 9.5^4)}{32 \cdot 10.5} = 37.5 \text{ см}^3,$$

a - расстояние между фазами, для ОРУ-110 кВ по ПУЭ равно 1 м ;

l - длина пролета между опорными изоляторами, 9 и 5 м.

Шины механически прочны, если $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$, т. е. $27,7 < 247$ МПа, а также $\sigma_{доп} \leq 0.7 \sigma_{разр}$, т. е. $247 \leq 0.7 \cdot 353 = 247$. Условия механической прочности соблюдены.

Проверка шин по допустимым прогибам от собственного веса

Согласно (2.2) [25] допустимый статический прогиб шины без учета гололеда при длине пролета 9 и 5 м равен:

$$y_{ст доп1} = \frac{l}{100}; \tag{60}$$

$$y_{ст доп1} = \frac{9}{100} = 0,09 \text{ м};$$

$$y_{ст доп1} = \frac{5}{100} = 0,05 \text{ м}.$$

С учетом гололедных отложений:

$$y_{cm \text{ доп}2} = \frac{l}{80}; \quad (61)$$

$$y_{cm \text{ доп}2} = \frac{9}{80} = 0,113 \text{ м};$$

$$y_{cm \text{ доп}2} = \frac{5}{80} = 0,063 \text{ м},$$

В соответствии с указаниями табл. (2.2) [6] модуль упругости материала шины $E=7 \text{ ГПа}=7 \cdot 10^{10} \text{ Па}$, плотность $\delta=2770 \text{ кг/м}^3$. По (2.6) [6] находим массу шины на единицу длины

$$m_{uu} = \delta \cdot S; \quad (62)$$

$$m_{uu} = 2770 \cdot 1570 \cdot 10^{-6} = 4,35 \text{ кг/м.}$$

Согласно рекомендациям (п. 2.1.2) [6] ошиновка отвечает расчетной схеме балки с шарнирным опиранием, поэтому жесткость шины в соответствии с формулами, указанными в табл. (2.1) [25], равна:

$$c_{uu} = \frac{384 \cdot E \cdot J}{5 \cdot l^3}; \quad (63)$$

$$c_{uu} = \frac{384 \cdot 7 \cdot 10^{10} \cdot 1,97 \cdot 10^{-6}}{5 \cdot 9^3} = 1,45 \cdot 10^4 \text{ Н/м};$$

$$c_{ш} = \frac{384 \cdot 7 \cdot 10^{10} \cdot 1,97 \cdot 10^{-6}}{5 \cdot 5^3} = 8,47 \cdot 10^4 \text{ Н/м.}$$

Так как ответвления (спуски) выполнены в конструкции у осей опор, максимальный статический прогиб шины без учета гололедных отложений вычисляем по формуле:

$$y_{ст макс1} = \frac{m_{ш} \cdot g \cdot l}{c_{ш}}; \quad (64)$$

$$y_{ст макс1} = \frac{4,35 \cdot 9,81 \cdot 9}{1,45 \cdot 10^4} = 0,026 \text{ м;}$$

$$y_{ст макс1} = \frac{4,35 \cdot 9,81 \cdot 5}{8,47 \cdot 10^4} = 0,003 \text{ м.}$$

Условие проверки для разных длин пролетов:

$$y_{ст макс1} \leq y_{ст доп1}; \quad (65)$$

$$0,026 \text{ м} \leq 0,09 \text{ м};$$

$$0,003 \text{ м} \leq 0,05 \text{ м}.$$

Если учитывать гололедные отложения, то по табл. (2.5) [6] определяем нормированную толщину стенки гололеда $b=20$ мм для III района по гололеду. Высота расположения шин над поверхностью земли 7 м, поэтому коэффициент изменения толщины стенки гололеда $k_2=0,9$ (табл. 2.6), [6]. Так как диаметр шины больше 70 мм, коэффициент изменения толщины стенки гололеда от

диаметра $k_d=0,6$ (табл. 2.7) [6]. Таким образом, расчетная толщина стенки гололеда составляет:

$$b_p = b \cdot k_z \cdot k_d; \quad (66)$$

$$b_p = 20 \cdot 0,9 \cdot 0,6 = 10,8 \text{ мм.}$$

Вычисляем массу гололедных отложений на единицу длины шины:

$$m_2 = \pi \cdot \rho_2 \cdot (D \cdot b_p + b_p^2) \cdot 10^{-6}; \quad (67)$$

$$m_2 = 3,14 \cdot 900 \cdot (105 \cdot 10,8 + 10,8^2) \cdot 10^{-6} = 3,53 \text{ кг/м,}$$

где ρ_2 - нормативная плотность гололеда 900 кг/м^3 ;

С учетом гололеда масса шина+гололед будет равна:

$$m = m_{ш} + m_2; \quad (68)$$

$$m = 4,35 + 3,53 = 7,88 \text{ кг/м.}$$

Максимальный статический прогиб шины:

$$y_{ст макс2} = \frac{m \cdot g \cdot l}{c_{ш}}; \quad (69)$$

$$y_{ст макс2} = \frac{7,88 \cdot 9,81 \cdot 9}{1,45 \cdot 10^4} = 0,048 \text{ м;}$$

$$y_{ст макс2} = \frac{7,88 \cdot 9,81 \cdot 5}{8,47 \cdot 10^4} = 0,005 \text{ м.}$$

Условие проверки для разных длин пролетов с учетом гололёдных отложений:

$$y_{ст макс2} \leq y_{ст доп2}; \quad (70)$$

$$0,048 \text{ м} \leq 0,113 \text{ м};$$

$$0,005 \text{ м} \leq 0,063 \text{ м}.$$

Проверка по допустимым прогибам выполняется для различных условий и длин пролетов.

Проверка ошиновки на ветровой резонанс

При колебаниях в вертикальной плоскости шин опоры согласно указаниям [25] принимаем абсолютно жесткими. Тогда для шин с шарнирным опиранием параметр частоты $r_l=3,14$, а коэффициент $B=76,8$ [25]. Частоту собственных колебаний вычисляют по формуле (2.25):

$$f_1 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (71)$$

$$f_1 = \frac{3,14^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 9^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1,97 \cdot 10^{-6}}{4,35}} = 3,45 \text{ Гц};$$

$$f_1 = \frac{3,14^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 5^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1,97 \cdot 10^{-6}}{4,35}} = 11,2 \text{ Гц},$$

где m - масса ошиновки на единицу длины, кг/м;

Струхалевская скорость ветра, равна:

$$V_s = \frac{D \cdot f_1}{Sh} ; \quad (72)$$

$$V_s = \frac{0,105 \cdot 3,45}{0,2} = 1,81 ;$$

$$V_s = \frac{0,105 \cdot 11,2}{0,2} = 5,87 ,$$

где Sh -число Струхаля, 0,2;

Устойчивые ветровые резонансы можно ожидать в диапазоне скоростей:

$$0,7 \cdot V_s \leq V \leq 1,3 \cdot V_s ; \quad (73)$$

$$0,7 \cdot 1,81 \leq V \leq 1,3 \cdot 1,81 ;$$

$$1,27 \leq V \leq 2,36 ;$$

$$0,7 \cdot 5,87 \leq V \leq 1,3 \cdot 5,87 ;$$

$$4,11 \leq V \leq 7,63 .$$

При средней зимней температуре -20°C плотность воздуха $\rho_B = 1,395 \text{ кг/м.}$
 Расчетный прогиб при ветровых резонансах:

$$y_{P\max} = \frac{c_{y0} \cdot \rho_B \cdot D^3 \cdot r_1^4 \cdot k_2^2}{m \cdot B \cdot \delta_y}; \quad (74)$$

$$y_{P\max} = \frac{0,8 \cdot 1,395 \cdot 0,105^3 \cdot 3,14^4 \cdot 1,1}{4,35 \cdot 76,8 \cdot 0,1} = 0,0041 \text{ м,}$$

где k_2^2 - коэффициент верхней границы резонансной скорости ветра, 1,1;
 c_{y0} - коэффициент аэродинамических нагрузок (коэффициент подъемной силы), который рекомендуется принять равным 0,8;
 B - коэффициент пропорциональный жесткости шины, 76,8;
 δ_y - логарифмический декремент затухания при колебании шины в вертикальной плоскости, 0,1.

Относительный прогиб:

$$y_{P\max}^* = \frac{y_{P\max}}{D}; \quad (75)$$

$$y_{P\max}^* = \frac{0,0041}{0,105} = 0,039.$$

Условие проверки на относительный допустимый прогиб шины при вихревых возбуждениях:

$$y_{P\max}^* \leq y_{P\text{дон}}^*; \quad (76)$$

$$0,039 \leq 0,04.$$

Условие выполняется.

9.6 Выбор и проверка изоляторов

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

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

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; \quad (77)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон} . \quad (78)$$

Выбор опорных изоляторов 6 кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки ОНШП-6-20 УХЛ1 с $F_{разр}=3000$ Н.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} ; \quad (79)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{55200^2 \cdot 0,4}{0,2} \cdot 10^{-8} = 1055 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} ; \quad (80)$$

$$F_{дон} = 0.6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

Таблица 25 – Выбор опорных изоляторов 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 1055 \text{ Н}$	$F_{доп} = 1800 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Выбираем опорные полимерные изоляторы марки ОСК-110-1000 с $F_{разр} = 10000 \text{ Н}$, [11].

Допустимая нагрузка на головку изолятора для пролёта 9 и 5 м:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7};$$

(81)

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{27200^2 \cdot 9}{1} = 1153 \text{ Н;}$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{27200^2 \cdot 5}{1} = 641 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{дон} = 0.6 \cdot F_{разр}; \tag{82}$$

$$F_{дон} = 0.6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

Условие проверки:

$$F_{доп} \geq F_{расч}; \quad (83)$$

$$6000 \text{ Н} \geq 1153 \text{ Н};$$

$$6000 \text{ Н} \geq 641 \text{ Н}.$$

Таблица 26 – Выбор опорных изоляторов 110 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 1153 \text{ Н}$ (пролёт 9 м) $F_{расч} = 641 \text{ Н}$ (пролёт 5 м)	$F_{доп} = 6000 \text{ Н}$ $F_{доп} = 6000 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Условия проверки соблюдаются для пролетов жестких шин от 9 до 5 м.

Все изоляторы 10-110 кВ выбраны правильно.

9.7 Выбор и проверка ячеек КРУ

РУНН ПС Садовая выполнено на базе ячеек КРУ К-63. Данный вид КРУ является современным типом КРУ, поэтому замена линейных ячеек данного типа нецелесообразна.

Проводится замена вводных и секционной ячеек КРУ 6 кВ ПС Садовая по следующим параметрам:

по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

по длительному току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{НОМ}};$$

$$2697 \text{ А} \leq 3150 \text{ А};$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{\text{но К2}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a); \quad (84)$$

$$B_K = 28,6^2 \cdot (0,03 + 1,0 + 0,01) = 851 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{отк}}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{\text{отк}} = 0,03\text{с}$, с учётом ступени селективности 1с и времени срабатывания РЗ 0,01 с..

$$B_{\text{КНОМ}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}; \quad (85)$$

$$B_{\text{КНОМ}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Сопоставление приведено в таблице 27.

Таблица 27 – Выбор КРУ 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора/проверки
ВВОДА		
6 кВ 2697 А 55,2 кА 851 кА ² с	6 кВ 3150 А 128 кА 4800 кА ² с	$U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{НОМ}} \leq I_{\text{МАХ}}$ $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{СКВ}}$ $I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \leq B_{\text{К.НОМ}}$
СЕКЦИОННЫЙ		
6 кВ 2697 А 55,2 кА 851 кА ² с	6 кВ 3150 А 128 кА 4800 кА ² с	$U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{НОМ}} \leq I_{\text{МАХ}}$ $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{СКВ}}$ $I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \leq B_{\text{К.НОМ}}$
ЛИНЕЙНЫЕ		
6 кВ 2697/8=337 А 55,2 кА 851 кА ² с	6 кВ 1000 А 128 кА 4800 кА ² с	$U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{НОМ}} \leq I_{\text{МАХ}}$ $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{СКВ}}$ $I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \leq B_{\text{К.НОМ}}$

По данным сравнения выбранная марка КРУ подходит.

9.8 Выбор ОПН

ОПН – предназначен для защиты изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях от грозových и внутренних перенапряжений. На стороне ВН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН-110 УХЛ1 с классом напряжения 110 кВ, предназначенный для защиты от грозových и коммутационных перенапряжений воздушных электрических сетей 27-110 кВ, [27].

Выбор ОПН 110 кВ:

Энергия поглощения ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (86)$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 270 кВ в соответствии с [7].

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН, 180 кВ в соответствии с каталожными данными;

z - волновое сопротивление провода, 485 Ом, [7];

n - количество последовательных токовых импульсов;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad (87)$$

где l и v - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

$$\mathcal{E} = \frac{270-180}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 589 \text{ кДж}.$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{номОПН}}}; \quad (88)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{589}{110} = 5,3.$$

Выбирается ОПН-110 кВ с классом 4 энергоёмкости (до 5,8 кДж/кВ).

На стороне НН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН-6 УХЛ1с классом напряжения 6 кВ, для которых $U_{\text{ост}} = 43$ кВ, $U = 60$ кВ, далее по приводимой выше формуле рассчитывается энергия поглощения и удельная энергоёмкость ОПН 6 кВ:

$$\mathcal{E} = \frac{60-43}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 11 \text{ кВт}.$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{11,3}{6} = 1,83 \text{ кВт/кВ}.$$

Выбирается ОПН-6 кВ с классом 2 энергоёмкости (до 2,3 кДж/кВ), [7].

9.9 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд

Собственные нужды подстанции являются одним из наиболее ответственных потребителей, так как от надежной работы механизмов собственных нужд зависит нормальное функционирование подстанции, [4].

Приемниками собственных нужд являются оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, электродвигатели компрессоров, освещение, электроотопление помещений, электрообогрев коммутационной аппаратуры высокого напряжения и шкафов, установленных на открытом воздухе, связь, сигнализация и т.д.

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

Таблица 28 – Потребители СН

Наименование нагрузки	Установленная мощность		cos φ	tg φ	Расчетная нагрузка					
	Мощность Единицы и КОЛ-ВО	Общая мощность			летом			зимой		
					Кэф. спроса, α	P _л кВт	Q _л квар	Кэф. спроса, α	P _з кВт	Q _з квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Вентиляция ЗРУ-6 кВ		2,6	1	0	1	2,6	-	1,0	2,6	-
Силовая нагрузка ПС		5	0,85	0,62	0,85	3,6	2,64	0,85	3,6	2,64
Освещение ЗРУ		1,1	1	0	0,6	0,66	-	0,7	0,77	-
Отопление ЗРУ (-20 °С)		3	1	0	-	-	-	0,7	2,1	-
Освещение ОРУ-110 кВ		13,5	1	0	0,5	6,75	-	0,6	8,1	-
Доп оборудование РУ-6 кВ		8	1	0	0,5	4	-	0,6	4,8	-
Аппаратура связи и ТМ		1,0	1	0	1	1	-	1	1,0	-
Постоянно включенные лампы и измерительные приборы		1,0	1	0	1	1	-	1	1,0	-
Подогрев выключателей и приводов 110 кВ	5x2	10	1	0	-	-	-	1	10	-
Подогрев выключателей и приводов 6 кВ	5x5	25	1	0	-	-	-	1	25	-
Блокировка		1	1	0	1	1	-	1	1	-
ВАЗП	23x2	46	0,6	0,4	0,12	5,52	2,7	1	46	18,4
Охлаждение СТ	4x1	4	1	0	0,6	2,4	-	-	-	-
Итого:						28,53	5,34		105,97	21,04

Расчётная нагрузка ТСН отдельно для зимнего и летнего периода, кВА:

$$S_{расч} = \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2} ; \quad (89)$$

$$S_{расч Л} = \sqrt{28,53^2 + 5,34^2} = 29 ;$$

$$S_{расч З} = \sqrt{105,97^2 + 21,04^2} = 108 ,$$

где $P_{расч}$, $Q_{расч}$ - суммарная мощность потребителей СН по таблице 31, кВт, Квар.

Определяем мощность трансформатора по формуле, кВА:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{\kappa_3 \cdot N_T} ; \quad (90)$$

$$S_T = \frac{29}{0,7 \cdot 2} = 20,7 ;$$

$$S_T = \frac{108}{0,7 \cdot 2} = 77,2 ,$$

где κ_3 – коэффициент загрузки, принимается 0,7 для двух ТСН по [23];

N_T - количество ТСН на ПС.

Для зимнего периода выбирается трансформатор ТСЗ-100/6.

10 ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПС САДОВАЯ

Заземление ПС Садовая выполняется для обеспечения безопасности обслуживающего персонала, поэтому сетка заземления не выносится за границы территории ПС на 1,5 м [16].

Территория для сооружения ОРУ ПС Садовая составляют в длину 67 м, в ширину 40 м.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5); \quad (91)$$

$$S = (67 + 2 \cdot 1.5) \cdot (40 + 2 \cdot 1.5) = 3010 \text{ м}^2.$$

Для горизонтальных проводников в сетке выполненных в виде электродов из стали круглого сечения, по условиям механической прочности, принимаем $d=20\text{мм}$.

Сечение по условиям механической прочности составляет:

$$F_{mn} = \pi \cdot r^2; \quad (92)$$

$$F_{mn} = 3,14 \cdot 10^2 = 314 \text{ мм}^2;$$

Сечение по условиям термической стойкости составляет:

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{OTK}}{400 \cdot \beta}}, \quad (93)$$

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{11600^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 40 \text{ мм}^2,$$

где $t_{откл} = 0.1$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

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

$I_{кз}$ - значение тока КЗ ПС Садовая, 11600 А.

Сечение по условиям коррозионной стойкости составляет:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}), \quad (94)$$

где $S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k$,

$T = 240$ мес – время использования заземлителя, в месяцах за 20 лет;

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты аппроксимации, зависящие от грунта, для средней коррозионной активности принимаем равными:

$$a_k = 0,0026; b_k = 0,00915; c_k = 0,0104; \alpha_k = 0,0224;$$

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 2,024 \text{ мм}^2;$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 2,024 \cdot (20 + 2,024) = 140 \text{ мм}^2.$$

По приведенным выше условиям сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{mn} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.}, \quad (95)$$

$$314 \geq 40 + 140,$$

$$314 \geq 180 \text{ мм}^2.$$

Принимается расстояние между полосами сетки $l_{п-п} = 5\text{ м}$, тогда общая длина полос в сетке определяется по формуле:

$$L_{\Gamma} = \frac{67 + 2 \cdot 1.5}{5} \cdot (40 + 2 \cdot 1.5) + \frac{40 + 2 \cdot 1.5}{5} \cdot (67 + 2 \cdot 1.5) = 1404 \text{ м.} \quad (96)$$

Количество горизонтальных полос: $\frac{67 + 2 \cdot 1.5}{5} + \frac{40 + 2 \cdot 1.5}{5} = 23$.

Принимаем общее число горизонтальных полос $n_{\Gamma} = 23$.

Определяем количество вертикальных электродов. Расстояние между вертикальными электродами принимаем $a = 2 \cdot l_{п-п} = 10 \text{ м}$.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (97)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{3010}}{10} = 22.$$

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя по двухслойной модели грунта, в таком случае $\rho_{экс} = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, l_A - длина вертикальных электродов, принимаем 3 м; A - коэффициент подобия, принимается по [12] для принятой длины вертикальных электродов 3 м и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}}, \quad (98)$$

$$\frac{3}{\sqrt{3010}} = 0.05.$$

Принимается коэффициент $A=0.4$.

$$R = \rho_{\text{экс}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (99)$$

$$R_{S1} = 30 \cdot \left(\frac{0.4}{\sqrt{3010}} + \frac{1}{1404 + 22 \cdot 3} \right) = 0,24 \text{ Ом.}$$

Находятся импульсные коэффициенты

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (100)$$

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3010}}{(30 + 320) \cdot (45,8 + 45)}} = 2,04;$$

Импульсное сопротивление искусственного заземления подстанции, Ом:

$$R_u = R_S \cdot \alpha_u, \quad (101)$$

$$R_{u1} = 0,24 \cdot 2,04 = 0,49,$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям [11] должно быть не более 0.5 Ом.

Для исключения возможности попадания персонала под действие шагового напряжения, согласно [16], вокруг фундаментов оборудования на глубине 0,5 м устраивается замкнутый контур и подключается к основному контуру заземления ОРУ ПС.

11 МОЛНИЕЗАЩИТА ПС САДОВАЯ

В соответствии с [12], защита ОРУ ПС от прямых ударов молнии осуществляется установкой молниеотводов. Молниеотводы в количестве 8 штук на ОРУ ПС Садовая выполняются следующим образом, рисунок 9.

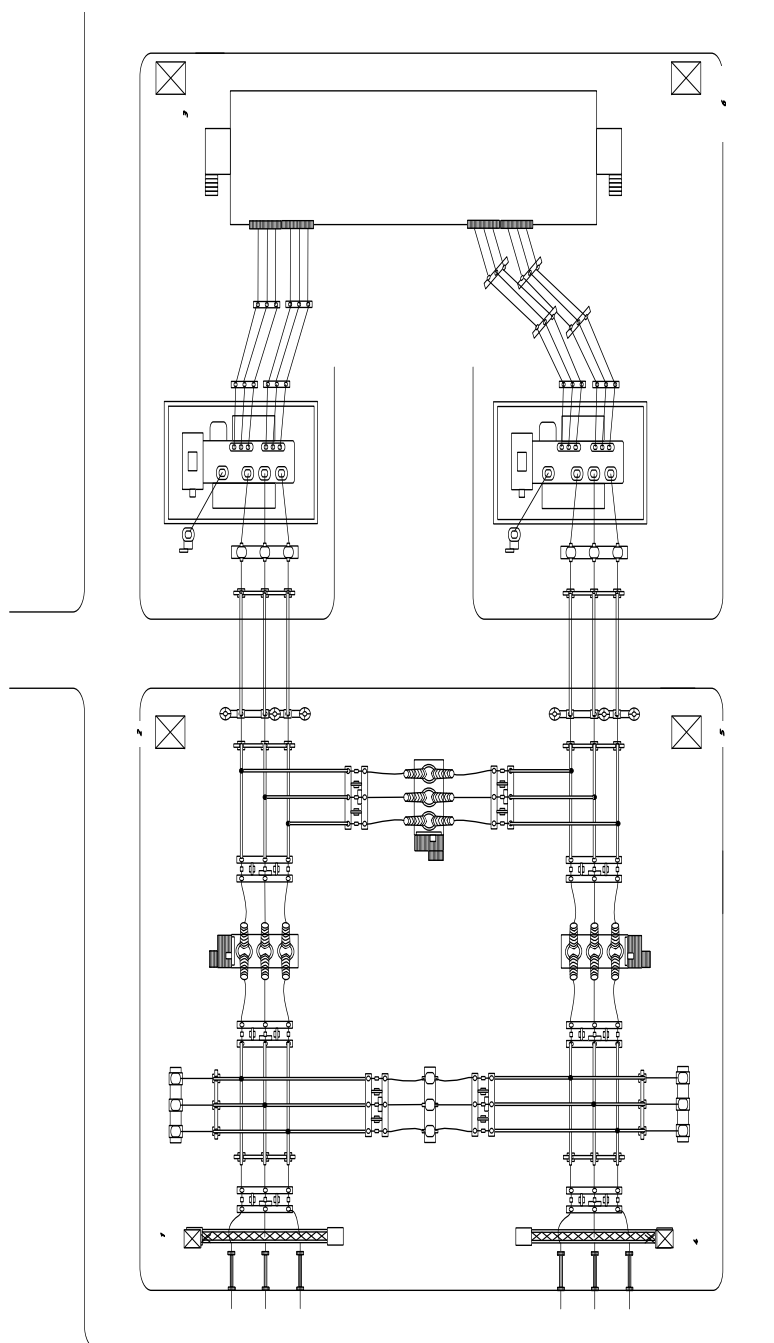


Рисунок 9 – План расстановки молниеотводов на ПС Садовая

Молниеотводы устанавливаются:

- стойки под молниеотводы и молниеприёмники на линейных порталах под номерами М 1, М 4;

- отдельностоящие мачтовые молниеотводы под номерами М 2, М 3, М 5, М 6.

Рассчитывается система молниеотводов 1-2 для показательного расчёта.

Принимаем высоту молниеотвода:

$$H = 17 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты при высоте МО до 150 м включительно:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0.85 \cdot H ; \quad (102)$$

$$h_{\text{ЭФ}} = 0.85 \cdot 17 = 14,5 \text{ м;}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot H) H ; \quad (103)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 17) \cdot 17 = 18,1 \text{ м;}$$

Высота защищаемого объекта принимается для трансформатора $h_i = 7,4$ м.

Расстояние между молниеотводами $L = 25$ м.

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли для равновеликих МО при $L \leq 2 \cdot H$, $25 \leq 34$:

$$r_{C0} = r_0 = 18,1 \text{ м.}$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (H - L), \quad (104)$$

$$h_{CX} = 14,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 17) \cdot (25 - 17) = 13 \text{ м.}$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФ}}} \right), \quad (105)$$

$$r_X = 18,1 \cdot \left(1 - \frac{7,4}{14,5} \right) = 8,8 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_i}{h_{CX}} \right), \quad (106)$$

$$r_{CX} = 18,1 \cdot \left(\frac{13 - 7,4}{13} \right) = 7,8 \text{ м.}$$

Зоны защиты молниеотводов указываются в таблице 29 и на листе графической части №5, согласно чертежу, требуемое оборудование защищено.

Таблица 29 – Зоны защите систем молниеотводом ПС Садовая

Характеристика молниезащиты	М 1 - М 2	М 4 - М 5	М 2 - М 3	М 5 - М 6	М 3 - М 6	М 1 - М 4
1	2	3	4	5	6	7
Принимаем высоту молниеотвода H , м	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
Высота зоны защиты при высоте МО $h_{\text{ЭФ}}$, м	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4	5	6	7
Радиус круга зоны защиты на уровне земли r_0 , м	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1
Высота защищаемого объекта h_i , м	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта r_x , м	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
Расстояние между молниеотводами L , м	25,0	25,0	40,5	40,5	29,0	27,0
Половина ширины внутренней зоны на уровне земли r_{C0} , м	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1
Минимальная высота зоны защиты h_{CX} , м	13,0	13,0	10,3	10,3	12,3	12,7
Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта r_{CX} , м	7,8	7,8	5,1	5,1	7,3	7,6

12 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИНИМАЕМЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

12.1 Срок окупаемости проекта

Срок окупаемости проекта – это период времени, за который сумма чистого денежного потока (все деньги которые пришли, минус все деньги, которые вложили в проект и потратили на расходы) от нового проекта покроет сумму вложенных в него средств. Может измеряться в месяцах или годах [6].

Рассчитывается по формуле:

$$T_{OK} = \frac{K}{\Pi_{ч} + I_{AM}}; \quad (107)$$

где K - капитальные вложения, тыс.руб;

$\Pi_{ч}$ - чистая прибыль, тыс. руб.;

I_{AM} - амортизационные отчисления, тыс.руб.

Чистая прибыль – это итоговая часть дохода, которая осталась после всех вычетов: на налоги, зарплаты, закупку оборудования, аренду и прочих затрат.

Рассчитывается по формуле:

$$\Pi_{ч} = O - I - H; \quad (108)$$

O – доход от полезного отпуска электрической энергии, тыс. руб.;

I – издержки, тыс. руб.;

H – налог на прибыль. На 2020 год ставка налога на прибыль составляет 20%.

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$O = W_{ПО} \cdot T_{пер}; \quad (109)$$

$W_{ПО}$ - полезный отпуск, тыс. Квт·ч;

$T_{пер}$ - средний тариф на передачу электроэнергии, для Амурской области
1900 руб./тыс. Квт·ч.

Полезный отпуск рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{ПО} = \sum P_{\max} \cdot T_{\max}; \quad (110)$$

$$W_{ПО} = 181 \cdot 5800 = 1049800 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

Далее по формуле (47) находим доход от полезного отпуска электроэнергии, руб.:

$$O = 1049800 \cdot 1,9 = 1994620 \text{ тыс.руб.}$$

Налог на прибыль, зависит от дохода от полезного отпуска электроэнергии и от издержек, рассчитывается по формуле, приведенной ниже, руб:

$$H = 0,2 \cdot (O - И); \quad (111)$$

$$H = 0,2 \cdot (1994620 - 589869,681) = 280950,064 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитываем чистую прибыль по формуле (46), тыс. руб.:

$$\Pi_ч = 1994620 - 589869,681 - 280950,064 = 1123800,26 \text{ тыс.руб.}$$

Теперь находим срок окупаемости по формуле (45), в годах:

$$T_{OK} = \frac{8559563,46}{427978,173 + 1123800,26} = 5,52 \text{ лет};$$

12.2 Себестоимость передачи электроэнергии

Рассчитывается по формуле, приведенной ниже, руб./кВт·ч:

$$C = \frac{I}{W_{ПО}} ; \tag{112}$$

$$C = \frac{589869,681}{1049800} = 0,53687 .$$

13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Подстанция является высокотехнологичным и энергоёмким объектом, требующим специального подхода к вопросам экологичности и безопасности. Несоблюдение требований, предъявляемых к электроустановкам с точки зрения безопасности может привести к серьёзным технологическим авариям, которые повлекут за собой материальные убытки и простой в работе предприятия, ущерб окружающей среде и гибели людей.

Для обеспечения безопасной эксплуатации электрооборудования и установок, были рассмотрены средства обеспечения защиты персонала от поражения электрическим током. Экологичность эксплуатации обеспечивается установкой маслоприёмников для трансформаторов с масляным охлаждением. Для предотвращения чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте проработаны меры пожарной безопасности.

13.1 Меры безопасности принятые в проекте

При производстве работ должны соблюдаться требования государственных НТД и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.
2. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.
3. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 28 октября 2020 года N 753н Об утверждении Правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов
4. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».
5. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/.

Безопасность при работах в распределительных устройствах:

При выполнении работы на выкатке тележки выключателя шкафа ком-

плектного распределительного устройства, необходимо выкатить ее в ремонтное положение, при этом шторы отсека в котором остались токоведущие части под напряжением, должны быть заперты на замок, вывешен соответствующий плакат «стой напряжение», на тележке где предстоит работать, вывешен плакат «работать здесь».

При выполнении работ вне комплектного распределительного устройства, то есть на подключённом к нему оборудовании тележку выключателя необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа, при этом разрешается при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой устанавливать ее в испытательное положение, при отсутствии такой блокировки устанавливать тележку в испытательное положение можно при условии запираания шторок на замок.

Устанавливать в испытательное положение тележки выключателя для опробования допускается только в случае, когда работы вне комплектного распределительного устройства не проводится либо выполнено заземление в шкафу комплектного распределительного устройства.

При выполнении этих видов работ необходимо выполнять следующие требования ТБ:

1) При монтаже КЛ:

- на трассах с поворотами рабочие не должны находиться внутри угла поворота кабеля, а также поддерживать или оттягивать кабель руками. Для этого на поворотах должны быть установлены угловые ролики;

- при условии прокладки кабеля вручную, все рабочие должны находиться с одной стороны кабеля;

- тяговые механизмы, угловые и линейные ролики следует надежно закрепить;

- во время прокладки кабеля, рабочие должны находиться от угловых и линейных роликов на расстоянии не менее 1 м;

- при разматывании кабеля с помощью проводной лебедки рабочему, находящемуся возле нее, необходимо следить за работой лебедки и контроли-

ровать усилие натяжения. Если разматывание выполняется ручной лебедкой, то вращать ее и контролировать усилие должны двое рабочих;

- тянуть кабель по трассе следует только при условии надежной визуальной, телефонной или радиосвязи с руководителем работ;

- не разрешается переключать находящиеся под напряжением КЛ.

2) Перед началом работ по подключению КЛ к КРУЭ 110 кВ работники должны убедиться в том, что на секции шин отсутствует напряжение. Есть видимый разрыв, обеспеченный секционным разъединителем, и включены шинные заземляющие ножи;

3) При погрузочно-разгрузочных работах, выполняемых при установке крупногабаритного оборудования, а именно силовых трансформаторов, здания КРУ, ячеек КРУ и т.д., могут возникнуть следующие опасности:

- падение груза с высоты;
- разрушение металлоконструкции крана;
- потеря устойчивости и падение подъемного сооружения;
- спадание каната или цепи с груза при его подъеме;
- падение с высоты;

Для минимизации данных опасных ситуаций, нужно следовать следующим принципам:

- угол между стропами должен составлять меньше 90° ;
- длина стропа должна быть более $3/4$ длины груза;
- подъемные сооружения должны быть исправны и правильно установлены;
- грузоподъемность подъемного сооружения должна соответствовать весу груза;
- перед началом работ необходимо производить осмотр и проверку работоспособности механизмов подъемного сооружения;
- погрузочно-разгрузочная площадка, проходы и проезды освобождаются от посторонних предметов, ликвидируются ямы, рытвины, скользкие места посыпаются противоскользящими средствами;

- канаты или цепи должны накладываться без узлов, перекруток и петель. Под ребра груза следует подкладывать специальные подкладки, предохраняющие стропы от повреждения;

- строповку длинномерных грузов производить не менее чем в двух местах.

4) При проведении приемо-сдаточных испытаний установленного оборудования, требуется выполнение следующих норм ТБ:

- к проведению испытаний электрооборудования допускаются работники, прошедшие специальную подготовку и проверку знаний и требований, содержащихся в настоящем подразделе, комиссией, в состав которой включаются специалисты по испытаниям оборудования, имеющие группу V - в электроустановках напряжением выше 1000 В и группу IV - в электроустановках напряжением до 1000 В;

- испытания электрооборудования проводит бригада, в которой производитель работ должен иметь группу IV, член бригады - группу III, а член бригады, которому поручается охрана, - группу II;

- испытываемое оборудование, испытательная установка и соединительные провода между ними должны быть ограждены щитами, канатами с предупреждающим плакатом «Испытание», «Опасно для жизни», обращенным наружу. Ограждение должны устанавливать работники, проводящие испытание;

- при испытаниях КЛ, если ее противоположный конец расположен в запертой камере, отсеке КРУ или в помещении, на дверях или ограждении должен быть вывешен предупреждающий плакат «Испытание», «Опасно для жизни». Если двери и ограждения не заперты либо испытанию подвергается ремонтируемая линия с разделанными на трассе жилами кабеля, помимо вывешивания плакатов у дверей, ограждений и разделанных жил кабеля, должна быть выставлена охрана из членов бригады, имеющих группу II, из оперативного персонала, находящегося на дежурстве;

- снимать заземления, установленные при подготовке рабочего места и препятствующие проведению испытаний, а затем устанавливать их вновь раз-

решается только по указанию производителя работ, руководящего испытаниями, после заземления вывода высокого напряжения испытательной установки;

- при сборке испытательной схемы прежде всего должно быть выполнено защитное и рабочее заземление испытательной установки. Корпус передвижной испытательной установки должен быть заземлен отдельным заземляющим проводником из гибкого медного провода сечением не менее 10 мм². Перед испытанием следует проверить надежность заземления корпуса;

- измерение сопротивления изоляции мегаомметром должно осуществляться на отключенных токоведущих частях, с которых снят заряд путем предварительного их заземления. Заземление с токоведущих частей следует снимать только после подключения мегаомметра;

- при измерении мегаомметром сопротивления изоляции токоведущих частей соединительные провода следует присоединять к ним с помощью изолирующих держателей (штанг), при этом следует пользоваться диэлектрическими перчатками;

- при работе с мегаомметром прикасаться к токоведущим частям, к которым он присоединен, не разрешается. После окончания работы следует снять с токоведущих частей остаточный заряд путем их кратковременного заземления;

В процессе эксплуатации ПГВ2 работники обслуживающие данную ПС должны иметь схемы и указания по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

Для предотвращения возможности ошибочных действий персонала, РУ ПГВ2 должны быть оборудованы блокировкой от ошибочных переключений.

Также для безопасности оперативного персонала обслуживающего данную ПС был произведен расчет защитного заземления согласно нормам ПУЭ[16].

Рассмотрим основные требования техники безопасности при работах в трансформаторных подстанциях:

При выполнении работ в комплектных трансформаторных подстанциях без отключения источника питания напряжением выше 1000 В допускается выполнять только осмотр и ремонт, которые возможно выполнить стоя на площадке

при условии соблюдения определенных расстояний до токоведущих частей находящихся под напряжением. При условии, если это расстояния до токоведущих частей меньше допустимых значений, то данная работа должна выполняться с соответствующим отключением электрооборудования.

Допуск работников на комплектные трансформаторные подстанции независимо от того присутствует напряжение на них или нет должен выполняться только после их отключения коммутационными аппаратами, при этом если не исключена подача напряжения на рабочее место, то должны быть отключены коммутационные аппараты с противоположной стороны и приняты меры против самопроизвольного включения коммутационных аппаратов. На трансформаторных подстанциях и других устройствах не имеющих стационарных ограждений приводы разъединителей либо выключателей нагрузки должны быть заперты на замок, стационарные лестницы и площадки обслуживания должны быть заблокированы с разъединителями из также заперты на замок.

Безопасность при работах на силовых трансформаторах.

Осмотр силового оборудования находящегося в работе такого как силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы либо иное оборудование должен выполняться с земли с использованием стационарных сооружений с поручнями, при этом расстояние до токоведущих частей должно быть не менее допустимого, по условиям безопасного выполнения этой работы. При необходимости осмотра газового реле трансформатора в случае срабатывания его на сигнал, силовой трансформатор должен быть разгружен и отключен от сети для отбора газа для анализа.

Работы внутри силового трансформатора должны выполнять специальные рабочие подготовленные для данной работы и хорошо знающие пути перемещения во время выполнения данной работы.

Специальная одежда работающего должна быть чистой и удобной, защищать тело от перегрева в жаркое время года, а также от различных механических повреждений и от загрязнения маслом.

Работа внутри трансформатора должна производиться по наряду не менее чем тремя работниками, двое из которых являются страхующими. При этом они

должны находиться у смотрового люка, а если его нет, то у специального отверстия для установки ввода.

Освещение внутри трансформатора в обязательном порядке должно быть переносным, напряжением не более 12 В и иметь защитную сетку только заводского исполнения, либо в данном случае можно пользоваться аккумуляторными фонарями, разделительный трансформатор в данном случае должен быть установлен снаружи бака трансформатора.

В случае если при работе в бак подается осушенный воздух с точкой росы не выше 40 градусов, то регламентируемое время пребывания работника внутри трансформатора не должно превышать 4 часа в сутки.

Охрана труда при выполнении работ на кабельных линиях.

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей и трубопроводов в подземных сооружениях, а также боеприпасов все земляные работы прекращается для выяснения принадлежности и разрешения соответствующих организаций на продолжение работ.

Запрещается выполнение земельных работ машинами на расстоянии меньше 1 метра, механизмов ударного действия менее 5 метров от трассы электрического кабеля если эти работы связаны с раскопкой кабеля.

Перед разрезанием кабельной муфты обязательно необходимо удостовериться в том, что работа выполняется именно на том кабеле, который должен подлежать ремонту и что он отключен и выполнены в полном объеме все технические мероприятия.

Перед разрезанием кабеля и вскрытием его соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с использованием специального приспособления, которое представляет из себя изолирующую штангу и стальную иглу или режущий наконечник. На кабельной линии, имеющей два источника питания отсутствие напряжения, проверяется проколом дистанционным способом со всех сторон откуда может быть подано напряжение.

Прокол электрического кабеля следует выполнять с использованием диэлектрических перчаток, а также средств защиты от термических рисков в

частности электрической дуги, при этом на изолирующем основании поверх траншеи с наибольшего расстояния от ремонтируемого кабеля.

Прокол кабеля выполняется двумя работниками: допускающим и производителем работ, либо производителем работ и ответственным руководителем работ, одних из которых должен пройти специальное обучение и будет прокалывать кабель, а второй будет наблюдающим.

При заземлении прокалывающего приспособления могут быть использованы различные заземлители, погруженные в почву на глубину не менее 0,5 метра при этом присоединять заземляющий поводок следует с использованием специальных хомутов, броня кабеля при этом должна быть зачищена.

13.2 Экологичность проекта

При проектировании энергоустановок должны быть приняты меры для предотвращения загрязнения окружающей среды трансформаторным маслом. Так же маслоприёмник при пожаре способен локализовать горящее масло, что препятствует распространению пожара по территории нефтеперекачивающей станции.

Маслоприемники, маслоотводы и маслосборники должны выполняться для силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице.

Габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора на 1,5 м, если масса масла в трансформаторе попадает в пределы от 10 до 50 т. При массе масла трансформатора более 20 т маслоприёмник выполняется в обязательном порядке с маслосборником и масло отводом. Объем такого маслоприёмника должен быть рассчитан на вмещение всего масла трансформатора.

Маслоприёмник может быть заглублённым и незаглублённым. На маслоприёмник заглублённого типа устанавливают металлическую решётку, поверх которой насыпают слой гравия толщиной не менее 0,25 м. Уровень полного объема масла, находящегося в маслоприёмнике должен быть ниже уровня решётки на 0,05 м. Верхний уровень щебня должен быть не менее чем на 0,075 м ниже уровня окружающей планировки.

К факторам воздействия электрических сетей на окружающую среду, здоровье и жизнедеятельность человека можно отнести следующее:

- электромагнитное поле промышленной частоты;
- акустический шум;
- радио- и телевизионные помехи;
- загрязнение окружающего воздуха озоном, образующимся при коронировании ЛЭП высокого напряжения.

Так как мероприятия по реконструкции в основном проходят на территории огражденной площадки, расположенной вдали от жилой застройки, то установленное оборудование не будет сказываться на окружающей среде, здоровье и жизнедеятельности населения, проживающего в расположенных рядом населенных пунктах.

При сооружении КЛ будут применяться кабели с изоляцией из СПЭ которые являются высоко экологичным оборудованием благодаря отсутствию утечки масла и загрязнения окружающей среды при повреждении по сравнению с кабелями с БПИ. Также КЛ не подвержены коронированию и для их сооружения нужно меньше отвода земли.

Также при строительстве и эксплуатации ПС образуются отходы различного класса опасности. Согласно Приказу № 511 от 15 июня 2001 года Министерства природных ресурсов Российской Федерации все отходы разделяются на 5 категорий, от 1 до 5 понижается степень опасности [25]:

- 1 — чрезвычайно опасные
- 2 — высоко опасные
- 3 — умеренно опасные
- 4 — малоопасные
- 5 — практически неопасные

На любой ПС присутствуют отходы первой категории в виде люминесцентных ламп, утилизация которых должна производиться с соблюдением правил. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, сбор отходов первого класса опасности должен производиться отдельно от других отходов и храниться в специальной, обеспечивающей безопасность, таре. Тара

представляет собой оцинкованный цилиндрический контейнер с чехлом. После сбора отходов контейнер маркируется специальной наклейкой, на которой указывается вид, правила сбора отходов и контактные данные предприятия обеспечивающего вывоз отходов и их последующую утилизацию. Хранение ртутьсодержащих отходов в контейнере должно осуществляться в специально отведенном месте с твердым покрытием и ограниченным доступом. Контейнер необходимо накрывать специальным чехлом.

К второй категории на ПС относят аккумуляторные батареи, которые также имеют свои правила утилизации. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, сбор отходов данного класса необходимо производить отдельно от прочих отходов в специально отведенном для этого месте оборудованным поддоном, предотвращающем пролив электролита. Данный поддон можно хранить в ремонтной зоне. В случае, когда контейнер устанавливается на прилегающей территории, площадка для хранения должна иметь навес, защищающий от дождя и твердое покрытие. Аккумуляторы нельзя подвергать механическому воздействию.

К 3 классу относят отработанное масло. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, первичный сбор отходов из нефтепродуктов необходимо производить отдельно от других отходов в специальные емкости. Данные емкости могут находиться в ремонтной зоне и вне ее. При установке емкостей на прилегающей территории, предназначенная для накопления отходов площадка должна иметь твердое покрытие и навес, защищающий емкости от дождя. Так же емкости должны быть оборудованы поддонами, предотвращающими поливание нефтепродуктов на землю.

К 4 классу относятся:

1. Разнородные бумажные и картонные остатки
2. Пыль щебеночная, известковая, абразивная
3. Песок, загрязненный нефтесодержащими продуктами
4. Отработанный загрязненный уголь
5. Отслужившие шины, покрышки и камеры Строительный мусор

Их утилизация производится с соблюдением индивидуальных правил. Они установлены нормативно — правовыми актами:

1. ФЗ №89 «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998года.
2. ФЗ №7 «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 года.

Отходы 5 класса опасности – практически неопасные. Их угроза окружающей среде стремится к 0. Поэтому пятый класс можно считать безвредным.

13.3 Обеспечение пожарной безопасности

Меры пожарной безопасности, принятые в проекте: системы оповещения о пожаре сигнализации, системы аварийного освещения, системы и средства пожаротушения.

Системы сигнализации и аварийное освещение служат своевременного оповещения персонала о пожаре и обеспечения его эвакуации. Сигнализация должна сопровождаться звуковым и световым сигналами. Аварийное освещение применяется для освещения и обозначения путей эвакуации в помещениях.

Для определения количества первичных средств пожаротушения необходимо знать класс помещений и территорий по взрывопожарной и пожарной безопасности, класс пожаров, которые могут возникнуть, площадь помещения или территории [17].

На ПС так же должны предусматриваться системы тушения трансформаторов. Они представляют собой трубную обвязку непосредственно вокруг трансформатора, систему подводящего, питательного и распределительного трубопровода, пожарный резервуар.

На ПС Садовая установлены два резервуара с водой противопожарного назначения, которые служат источниками воды для системы водного пожаротушения трансформаторов. Системы питательного и распределительного трубопровода являются сухотрубными. В них предусмотрена возможность визуального контроля наличия воды. Время заполнения сухотрубных систем не должно превышать 180 с.

Для локализации пожара на данной ПС для установленных трансформаторов ТДН-80000/110-У1 требуется выполнить маслоприемник, исходные данные для расчета приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Исходные данные для расчета маслоприемника

Марка тр-ра	Масса трансформаторного масла в трансформаторе М, кг	Габариты трансформатора		
		Длина А, мм	Ширина В, мм	Высота Н, мм
ТДН-80000/110-У1	19130	7950	4700	6540

Расчет должен быть выполнен с учетом следующих требований, указанных в пункте 4.2.69 ПУЭ:

Если на открытом распределительном устройстве (ОРУ) установлен маслонаполненный силовой трансформатор и масса трансформаторного масла в нем масла более 1 т и меньше 20 тонн, то в соответствии с п. 4.2.69 «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ - 7-я редакция) маслоприемник допускается выполнять без отвода масла.[16]

Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

Длину Амп и ширину Бмп маслоприемника исходя из выше сказанного можно определить по формуле (см. рисунок 9)

$$A_{МП} = A_T + 2 \cdot \Delta; \quad (113)$$

$$B_{МП} = B_T + 2 \cdot \Delta; \quad (114)$$

где A_T – длина трансформатор, м;

B_T – ширина трансформатора, м.

$$A_{МП} = 7,95 + 2 \cdot 1,5 = 10,95 \text{ м};$$

$$B_{МП} = 4,7 + 2 \cdot 1,5 = 7,7 \text{ м};$$

Площадь маслоприемника:

$$S_{МП} = A_{МП} \cdot B_{МП}; \quad (115)$$

$$S_{МП} = 10,95 \cdot 7,7 = 84,315 \text{ м}^2;$$

Объем маслоприемника без отвода масла рассчитываем по формуле:

$$V_{МП} = V_{ТМ} + 0,8V_{ВОДЫ}; \quad (116)$$

где $V_{ТМ}$ – объем трансформаторного масла, м³ ;

$V_{Вода}$ – объем воды от средств пожаротушения, м³ .

$$V_{МП} = 21,74 + 0,8 \cdot 71,935 = 79,288;$$

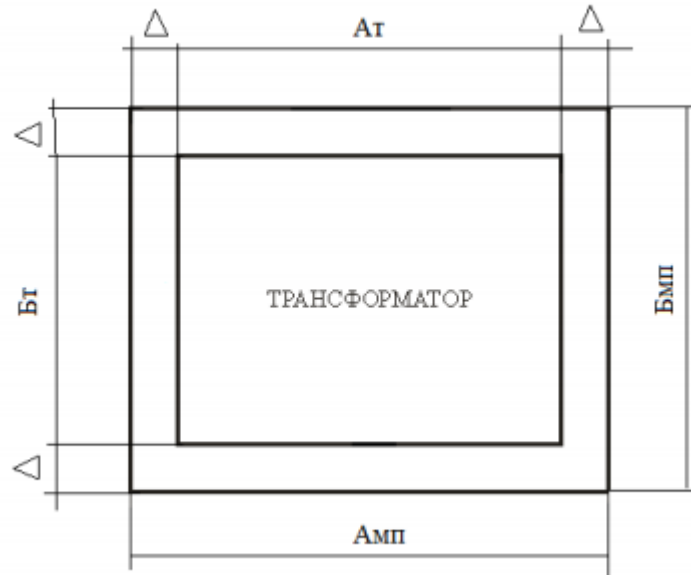


Рисунок 10 – К расчету габарита маслоприемника

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}; \quad (117)$$

где M_{TM} – масса трансформаторного масла, кг;

ρ_{TM} – плотность трансформаторного масла, кг/м³ ($\rho_{TM} = (880 - 890)$ кг/м³).

$$V_{TM} = \frac{19130}{880} = 21,74 \text{ м}^3;$$

Объем воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{ВОДЫ} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПГ}); \quad (118)$$

$$V_{\text{ВОДЫ}} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 1800 \cdot (84,315 + 165,462) = 71935,8 \text{ л} = 71,935 \text{ м}^3;$$

где I – интенсивность пожаротушения, л/(с·м²) ($I = 0,2$ л/(с·м²));

t – нормативное время пожаротушения, мин ($t = 30$ мин);

$S_{\text{БПТ}}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м².

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot H_T \cdot (A_T + B_T); \quad (119)$$

где H_T – высота трансформатора, м.

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 6,54 \cdot (7,95 + 4,7) = 165,462 \text{ м}^2;$$

Глубина маслоприемника равна:

$$h_{\text{МП}} = V_{\text{ТМ}} + V_{\text{ВОДЫ}} + h_B + h_{\text{ГР}}; \quad (120)$$

$$h_{\text{МП}} = 21,74 + 71,935 + 50 \cdot 10^{-3} + 0,25 = 93,975;$$

где $V_{\text{ТМ}}$ – глубина маслоприемника для приема 100 % трансформаторного масла, м;

$V_{\text{ВОДЫ}}$ – глубина маслоприемника для приема 80 % воды от средств пожаротушения, м;

h_B – глубина воздушного зазора между решеткой с гравием и смесью трансформаторного масла и воды в маслоприемнике, м (не менее 50 мм);

$h_{\text{ГР}}$ – толщина гравия (щебня), м (не менее 0,25 м).

Или последнюю формулу можно переписать в виде.

$$h_{МП} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}} + \frac{V_{ВОДЫ}}{S_{МП}} + h_B + h_{ГР}. \quad (121)$$

В итоге для трансформатора ТДН-40000/110-У1 с массой трансформаторного масла равной 19130 кг, габариты маслоприемника имеют следующие значения: длина – 10,95 м; ширина – 7,7; высота – 6,54 м, объем маслосборника должен быть выше 93,9 м³.

Конструкция маслоприемника без отвода масла приведена на рисунке 11. На рисунке 11 показаны размеры для расчета длины и ширины маслоприемника.

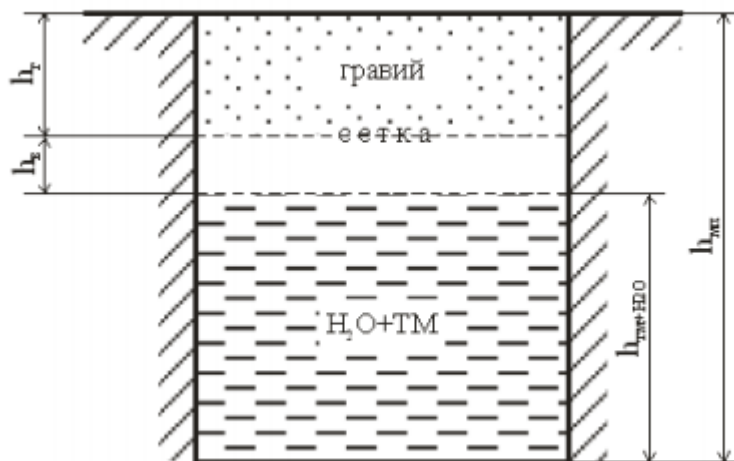


Рисунок 11 – Конструкция маслоприемника без отвода трансформаторного масла и воды (эскиз).

При это удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике [16].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной работе рассказывается почему же участок линии 110 кВ ПС Береговая-1 – ПС Садовая нуждается в приведении в нормативное техническое состояние и приводятся обоснование по этому поводу. Во – первых, идёт не соблюдение установленных норм, а во – вторых, техническое состояние оставляет желать лучшего. Также идёт реконструкция линии 110 кВ ПС Береговая-1 – ПС Садовая, проектирование распределительного устройства на 110 кВ подстанции Садовая. Также рассчитывается технико-экономическое сравнение нескольких вариантов схем электрической сети и выбрал оптимальный. Рассчитал токи короткого замыкания и выбрал электрическое оборудование. Вопрос о безопасности и экологичности проекта был рассмотрен в том же порядке.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.

2 Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 28 октября 2020 года N 753н Об утверждении Правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов

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

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

5 Охрана окружающей среды в электроэнергетике: учебное пособие /А.Б. Булгаков – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2020. – 89 с.

6 СТО 56947007-29.240.30.047-2010 «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ»

7 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007- 29.240.30.010-2008.

8 URL: http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/jestkaya-oshinovka-dlya-oru-110-220-330-500-750-kv_1 (доступ от 14.06.2021)

9 Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: ЭНАС, 2010. – 648 с.

10 Долин А.П., Шонгин Г.Ф. Открытые распределительные устройства с жесткой ошиновкой. — М.: Энергоатомиздат, 2018.

11 СТО 56947007-29.060.10.005-2008 Руководящий документ по проектированию жесткой ошиновки ОРУ и ЗРУ 110-500 кВ. Утвержден и введен в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС от 25.06.2007 № 176.

12 Методические указания по расчету и испытаниям жесткой ошиновки ОРУ 110-500 кВ, М., 2005.

13 Технический каталог жесткая ошиновка ОРУ 110-750 кВ ЗАО «Завод электротехнического оборудования», Великие Луки, Москва, 2017 г.

14 ГОСТ Р 50736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока КЗ (вводится с 01.07.2008 взамен ГОСТ Р 50254 – 92).

15 Руководящие материалы по проектированию распределительных электрических сетей 2009 №4. Москва, ОАО ФСК ЕЭС, 2009. - 92 стр.

16 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 8-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2012. – 488 с.

17 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.

18 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2020 - 2025 годы, утверждены распоряжением Губернатора Приморского края от 29 апреля 2020 г. № 210-р.

19 РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.

20 Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: ЭНАСНАСНАСмитмитНАС, 2007. – 648 с.

21 Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

22«О надбавке к общей проектной длине электрических кабелей на изгибы, повороты и отходы» №89-Д от 17 декабря 1978г.

23 Отчёт о преддипломной практики 2021г.

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

25 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.

- 26 Базуткин, В. В. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов / В. В. Базуткин. – М. : Энергоатомиздат, 2001. – 487 с.
- 27 Беркович, М.А. и др. Основы техники релейной защиты / М. А. Беркович, В. В. Малчанов, В. А. Семенов – М. : Энерго-атомиздат, 1984. – 376 с.
- 28 Выбор нелинейных ограничителей напряжения для установки в сетях 110-750 кВ [Электронный ресурс]. URL: <http://www.positron.ru/> (дата обращения 17.06.20).
- 29 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 25.05.2021).
- 30 Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – М. : Кнорус. 2014. – 156 с.
- 31 Гуревич, Ю. Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю. Е. Гуревич, Л. Е. Либова, А. А. Окин. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 192 с.
- 32 География. Климат Приморского района [Электронный ресурс], URL: <http://old.pgpb.ru/cd/terra/nadezda/nad03.htm> (дата обращения: 10.03.2021)
- 33 Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2003. – 592 с.
- 34 Инструкция по выбору изоляции электроустановок. РД 34.51.101-90. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
- 35 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 с.
- 36 Мясоедов Ю. В. Электробезопасность [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 91 с
- 37 Мясоедов Ю. В. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : метод. указания к самостоят. работе / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 87 с.

38 Неклепаев, Б. В. / Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. В. Неклепаев, И. П. Крючков – М. : Энергоатомиздат, 2002. - 608 с.

39 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / В. М. Блок [и др.] ; под ред. В. М. Блок. – М. : Высш. шк., 1990. – 383 с.

40 Плащанский Л.А. Основы электроснабжения. Раздел «Релейная защита электроустановок»: Учебное пособие. – М. : Изд-во Московского гос. горного ун-та, 2003. – 141 с.

41 Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-Т3», ЗАО «Радиус Автоматика». - М. : 2004. – 11 с.

42 Козлов А. Н. Релейная защита и автоматика электрических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 160 с.

43 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов / Л. Д. Рожкова, В.С. Козулин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1987 – 647 с.

44 СО 34.49.101-2003. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий. – Взамен РД 34.49.101-87; введ. – 01.09.2003. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 40 с.

45 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения. – введ. 2007-20-12. – Изд-во ао «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

46 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 5-летний период : отчет о НИР / АО «Науч.-технич. центр ЕЭС (Московское отделение) ; рук. М. С. Волков ; исполн. : С. А. Портянков. – М., 2020. – 244 с.

47 Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

48 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Взамен СН 3223-85 ; введ. – 31.10.96. – М. : Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 13 с.

49 Собурь, С. В. Пожарная безопасность электроустановок / С. В. Собурь. - М. : ПожарКнига, 2010.

50 Тупов, В. Б. Охрана окружающей среды от шума в энергетике / В. Б. Тупов. – М. : Издательство МЭИ, 1999. – 192 с.

51 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : НТФ Энергопрогресс, 2009. – 391 с.

52 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.

53 Электрокабель [Электронный ресурс]. URL: <http://elektrokable.ru/> (дата обращения: 10.06.2016).