

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ


И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 26 » 06 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА


на тему: Проектирование подстанции 220 кВ в связи с подключением новых мощностей горно-обогатительного комбината Инаглинский

Исполнитель
студент группы 642-об1


16.06.2020
подпись, дата


В.Е. Чаушников

Руководитель
доцент


22.06.2020 г.
подпись, дата


П.П. Проценко

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук


22.06.2020
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


22.06.2020
подпись, дата

Н.С. Бодруг


Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 14 » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Чаушикова Владимира Евгеньевича
1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции 220 кВ в связи с подключением новых мощностей горно-обогатительного комбината Инаглинский
(утверждено приказом от 23.03.2020г. № 657-уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе однолинейная схема ПС, перечень потребителей, нормативно-справочная литература; ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ и ПТБ


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


1. Характеристика района проектирования. 2. Разработка вариантов проектирования ПС. 3. Расчет токов короткого замыкания. 4. Выбор электрических аппаратов. 5. Защита трансформатора. 6. Разработка заземления и молниезащиты ПС. 7. Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1 Внешнее электроснабжение ПС. 2. Расчет токов короткого замыкания. 3. Однолинейная схема ПС. 4. Разрез ячеек ОРУ. 5. Структурная схема блока Сириус Т-3. 6. Молниезащита ПС

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 24.03.2020г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко П.П., доцент 
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020г. 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 129 с., 18 рисунков, 31 таблиц, 20 источников, 128 формул, 4 приложения.

ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ.

В выпускной квалификационной работе была спроектирована подстанция «Налдинская» 220 кВ. Необходимая для потребления нужд расширяющегося объекта опережающего развития горно-обогатительного комбината «Инаглинский». Рассчитаны прогнозируемые нагрузки подстанции, исходя из которых произведён выбор оборудования. Выбраны схемы проектируемой подстанции. Рассчитаны токи короткого замыкания. Произведено технико-экономическое сравнение вариантов ОРУ и КРУЭ на 220 кВ. Рассчитано заземление и молниезащита подстанции «Налдинская». Произведен выбор уставок релейной защиты на микропроцессорном терминале Сириус-ТЗ.

В процессе выполнения ВКР в качестве программ расчёта и графического редактора использовались следующие ПК: Microsoft Visio, Компас-3D, Mathcad15.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика рассматриваемого района	9
2 Разработка вариантов проектирования подстанции	11
2.1 Расчет и прогнозирование электрической нагрузки	11
2.2 Компенсация реактивной мощности	13
2.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	14
2.4 Выбор схем проектируемой подстанции	17
2.5 Выбор конструктивного исполнения подстанции	20
2.6 Технико-экономическое сравнение вариантов	22
2.7 Срок окупаемости проекта	29
3 Расчет токов короткого замыкания и рабочих токов	31
4 Выбор электрических аппаратов	41
4.1 Выбор и проверка комплектного распределительного устройства	41
4.2 Выбор и проверка выключателей	45
4.3 Выбор и проверка разъединителей	52
4.4 Выбор и проверка трансформатора тока	53
4.5 Выбор трансформатора напряжения	60
4.6 Выбор ошиновки на стороне 220 кВ	65
4.7 Выбор ошиновки на стороне 6,6 кВ	67
4.8 Выбор изоляторов на стороне 6,6 кВ	69
4.9 Выбор изоляторов на стороне 220 кВ	71
4.10 Выбор ограничителей перенапряжения	72
4.11 Выбор трансформатора собственных нужд	78
4.12 Выбор высокочастотных заградителей	79
5 Защита трансформатора на микропроцессорной защите Сириус	82
5.1 Дифференциальная токовая защита	83
5.2 Максимальная токовая защита	89

5.3 Защита от перегрузки	92
5.4 Газовая защита	93
5.5 Устройство резервирования отказа выключателя	93
6 Разработка заземления и молниезащиты подстанции	95
6.1 Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления	95
6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	99
7 Безопасность и экологичность подстанции	102
7.1 Безопасность	102
7.2 Экологичность	105
7.3 Чрезвычайные ситуации	108
Заключение	112
Библиографический список	113
ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчёт прогнозирования нагрузок	115
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Техничко-экономический расчёт	117
ПРИЛОЖЕНИЕ В Расчёт токов короткого замыкания	122
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Расчёт молниезащиты	125

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВН – высокое напряжение;

НН – низкое напряжение;

ВЛ – воздушная линия;

ТН – трансформатор напряжения;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

СН – собственные нужды;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

ТТ – трансформатор тока;

КСО - камеры сборные одностороннего обслуживания.

ВВЕДЕНИЕ

Проектируемая подстанция 220 кВ «Налдинская» необходима для электроснабжения угледобывающей и углеперерабатывающей компании «Колмар» на территории Чульмаканского каменноугольного месторождения ГОК «Инаглинский».

ООО "УК «Колмар» (Группа «Колмар») — это угледобывающие предприятия, трейдинговые и логистические компании, образующие единый цикл добычи, обогащения и отгрузки высококачественного коксующегося и энергетического угля, добываемого на месторождениях Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия). [2]

В настоящее время балансовые запасы участков, лицензиями на разработку которых обладают предприятия «Колмар», превышают 1 млрд тонн угля. Объем добычи 2012 года — 2 миллионна тонн коксующегося угля. [5]

В данный момент деятельность группы «Колмар» направлена на развитие угледобычи и строительство обогатительных мощностей на Дальнем Востоке России для производства высококачественного коксующегося угля, соответствующего высоким стандартам требованиям потребителей входящие в азиатско-тихоокеанский региона. В рамках выполнения стратегии развития группы ежегодный объем добычи угля будет увеличен до 13,5 миллионов тонн в течение 8 лет, будут построены два горно-обогатительных комплекса, способных выпускать 8 миллионов тонн концентрата. Срок реализации данных проектов — более 70 лет. Размер вложений — \$2,15 млрд. [2]

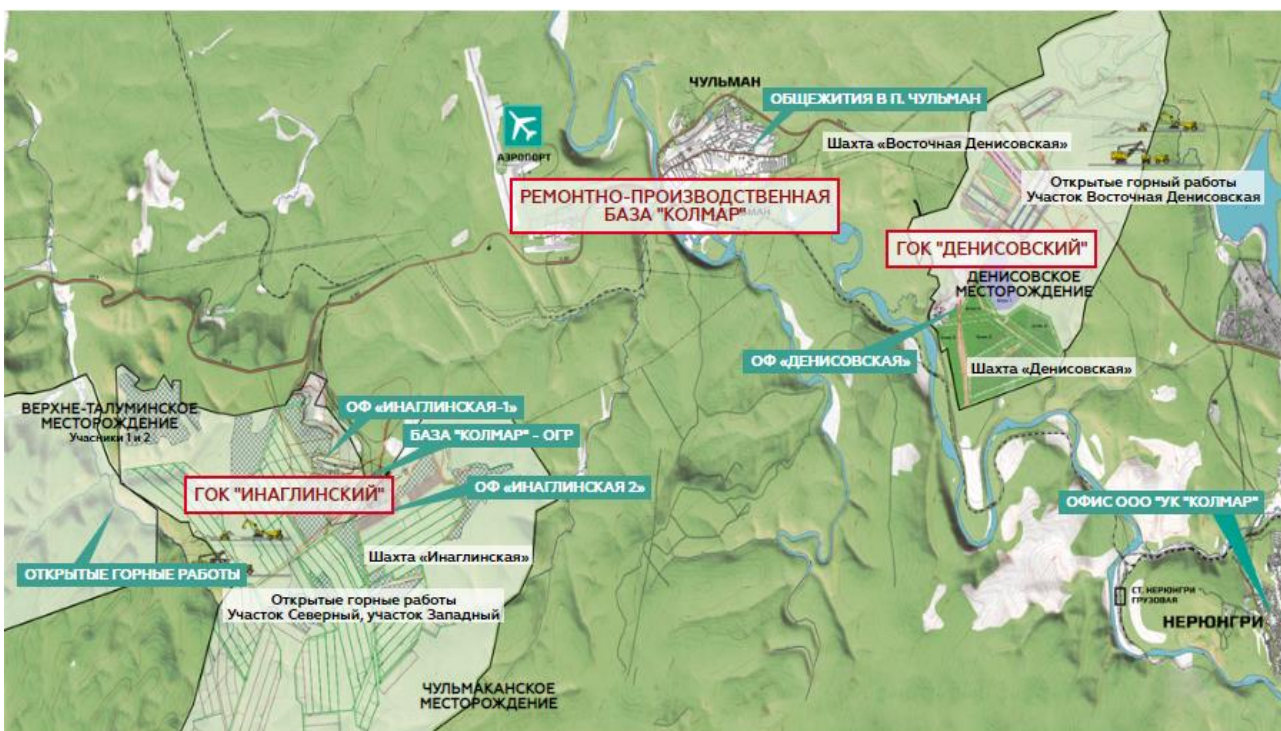


Рисунок 1 – карта расположения объектов ООО "УК «Колмар»

На данный момент «Колмар» расширяет объемы добываемого угля и дальнейшего его обогащения в ГОК «Инаглинском». Производится строительство обогатительной фабрики (ОФ) «Инаглинский II» проектная мощность переработки рядового угля - 12 млн тонн в год, а также шахт первой и второй очереди «Инаглинская» суммарным запасом в 719,6 тонн угля.

По надежности электроснабжения обогатительной фабрики и котельной в составе обогатительной фабрики имеют место потребители: I категории (противопожарная насосная станция, котельная), II категории (очистные сооружения хозяйственно-бытовых стоков, очистные сооружения ливневых вод, насосные станции ливневой канализации) и III категории – все прочие потребители.

По данным заявителя внешнее электроснабжение объектов необходимо производить на напряжение 6 кВ, так как электродвигатели свыше 250 кВт на предприятии рассчитаны на данное напряжение.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЛЬЕФА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Подстанция напряжением 220 кВ проектируется для электроснабжения потребителя ГОК «Инаглинский», добывающую угольную руду на Чульмаканском каменноугольном месторождении. Район угледобычи в административном отношении подчинена МО «Нерюнгринский район» и расположена в 35 км на северо-восток от г. Нерюнгри и в 15 км севернее пос. Чульман.

При проектировании подстанции принимаем условия климата по пос. Чульман представлено в таблице 1.

Климат район проектирования умеренно-холодный со значительным количеством осадков, даже в засушливый месяц есть много дождя. В среднем за год выпадает 545 мм осадков.

Таблица 1 – Климатические условия района подстанции

Район по ветру давлению	I
Район по толщине гололеда	II
Район по весу снежного покрова	III
Высота над уровнем моря, м	671
Температура воздуха, °С	
- низшая	- 61
- средняя из ежегодных абсолютных минимумов	- 54
- средняя из ежегодных абсолютных максимальных	+32
- среднегодовая	- 9,5
- высшая	+35
Число грозных часов в году	30
Высота снежного покрова, макс./ср., см	50/20
Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов, м	3,3

Сейсмичность района строительства, баллов	8
Степень загрязнения атмосферы	III
Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,5

Площадь строительства подстанции расположена в области островного и прерывистого распространения многолетней мерзлоты, преимущественно долинного типа. Мощность многолетнемерзлых пород (ММП) составляет до 30-50 м на участках островного развития и до 100-150 м на участках прерывистого распространения (преимущественно в нижних частях склонов долин водотоков). Мощность деятельного слоя зависит от влажности, гранулометрического состава грунтов, экспозиции склонов и составляет 0,3-0,5 м на заболоченных участках и до 4-5 м на сухих водоразделах и при водораздельных склонах южных экспозиций.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Проектирование подстанции заключается на начальном этапе в знании электрических нагрузках, которые будут использоваться в ближайшей перспективе. Они необходимы для выбора оборудования, схем ПС, расчётов токов КЗ и экономической составляющей проектируемой подстанции.

Средняя и эффективная мощности определяются выражениями:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \quad (1)$$

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (2)$$

где P_{max} – максимальная мощность ПС;

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

k_{ϕ} – коэффициент формы, равный 1,17.

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

$$P_{max.прогн} = P_{max} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (3)$$

$$P_{cp.прогн} = P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (4)$$

$$P_{эф.прогн} = P_{эф} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (5)$$

где ε – относительный прирост электрической нагрузки, для Южной Якутии 3,5% [15];

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

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

Вероятностные характеристики для реактивной мощности определяются как:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (6)$$

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

Прогнозируемые мощности следует производить по следующему методу:

1- Производится определение мощностей по формулам (1), (2);

2- Рассчитываются прогнозируемые величины (3), (4), (5), (6).

Далее будет представлена планируемая мощность нагрузки новой проектируемой подстанции.

ПС «Налдинская»: горно-обогатительного комбината «Инаглинский».

Суммарная мощность $P_{\text{max}} = 55$ МВт.

Вероятностные характеристики для этой подстанции внесем в таблицу 2 и 3.

Полный расчёт представлен в программе Mathcad 2015 и приведен в приложении А.

Таблица 2 – Вероятностные характеристики активной мощности.

№ пп	Наименование ПС	Текущие, МВт			Прогнозируемые, МВт		
		Р _{ср}	Р _{max}	Р _{эф}	Р _{ср}	Р _{max}	Р _{эф}
1	Налдинская	45.8	55	53.6	54.4	65.3	63.7

Таблица 3 – Вероятностные характеристики реактивной мощности.

№ пп	Наименование ПС	Текущие, МВт			Прогнозируемые, МВт		
		Q _{ср}	Q _{max}	Q _{эф}	Q _{ср}	Q _{max}	Q _{эф}
1	Налдинская	18,3	22	21,45	21,7	26,1	25,47

2.2 Компенсация реактивной мощности. Выбор компенсирующих устройств

Передача большой реактивной мощности по ВЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Наиболее выгодным является иметь источник реактивной мощности непосредственно возле потребителя. Помимо сказанного, большая мощность передаваемой электроэнергии требует больших затрат на возведение воздушных линий электропередачи, установка компенсирующих снижает реактивную мощность в сети, а также даёт возможность привести напряжение к номинальному значению, если таковое требуется.

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

Отсутствие компенсации реактивной мощности ведёт к росту тарифов электроэнергии, снижению регулирования режимов сети, ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей, а также возрастают потери в ЭЭС. Для выбора КУ проводим расчет по следующему алгоритму.

Рассчитываем экономически целесообразную реактивную мощность, которую требуется передать:

$$Q_{\text{э}} = P_{\text{max}} - (tg\varphi - tg\varphi_{\text{э}}) \quad (7)$$

где $tg\varphi_{\text{э}}$ - коэффициент мощности, задаваемых энергосистемой.

Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции:

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

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

$$Q_{KV1cш} = 1,1 \cdot \frac{Q_{KV}}{N_{Cш}} \quad (9)$$

где $N_{Cш}$ – число секций шин на низкой стороне ПС, которое равно 2.

В качестве выбора компенсирующего устройства используют значение $Q_{KV1cш}$, отстраиваясь от него производится выбор из стандартной линейки предприятия, выпускающие КУ.

Далее находится некомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{неск} = Q_{\max}^3 - N_{cш} \cdot Q_{KV\Phi} \quad (10)$$

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

Расчет произведем по формулам (7), (8), (9), (10):

$$Q_{\text{э}} = 65,3 \cdot 0,4 = 26,12 \text{ Мвар}$$

$$Q_{KV} = 26,12 - 26,12 = 0 \text{ Мвар}$$

На данном этапе расчёт показал, что компенсация реактивной мощности не требуется.

2.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Для выбора силового трансформатора используется мощность, которая состоит из средней активной и найденной некомпенсированной реактивной мощности. Не менее двух трансформаторов устанавливается при надёжности потребителей 1 и 2 категории. При выводе из работы одного трансформатора, второй должен пустить через себя всю мощность, тем самым запитать всех нуждающихся потребителей электроэнергией.

Рассчитаем расчётную мощность для выбора трансформатора, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср.прогноз}}^2 + Q_{\text{нескі}}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (11)$$

где n – количество трансформаторов, размещающиеся на ПС;

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

$P_{\text{ср.прогноз}}$ – среднее значение прогнозированной активной мощности в зимний период;

$Q_{\text{нескі}}$ – некомпенсированная прогнозируемая мощность в зимний период.

Общая расчётная мощность подстанции составит:

$$S_{\text{р.Налдинская}} = 43,1 \text{ МВА.}$$

Выбранный трансформатор ТРДН – 63000/220.

Выбрав трансформатор, его следует проверить по допустимым коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

Значение коэффициента загрузки должно лежать в границах 0,5-0,75.

$$K_3^{\text{ном}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср.прогноз}}^2 + Q_{\text{нескі}}^2}}{n \cdot S_{\text{ГРном}}}, \quad (12)$$

Произведем проверку на послеаварийный коэффициент:

$$K_{3.ав} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср.прогноз}}^2 + Q_{\text{нескі}}^2}}{(n-1) \cdot S_{\text{ном}}}, \quad (13)$$

где n – количество трансформаторов;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность одного трансформатора, МВА.

По формулам (12) и (13) проверяем коэффициент послеаварийной и нормальной работы трансформатора.

$$K_3^{ном} = \frac{60,34}{2 \cdot 63} = 0,479$$

$$K_3^{ПА} = \frac{60,34}{(2-1) \cdot 63} = 0,958$$

Полученные значение коэффициентов загрузки трансформаторов сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Силовой трансформатор и коэффициенты загрузки

Название ПС	$S_{тр.расч},$ МВА	Тип трансформатора	$S_{тр},$ МВА	$K_{з.н.}$	$K_{п.а.}$
Налдинская	43,1	ТРДН – 63000/220 – У1	63	0,479	0,958

Оптимальный коэффициент загрузки в нормальном режиме работы ($0,5 \leq K_{зп} \leq 0,75$); в послеаварийном режиме ($1 \leq K_{з.на} \leq 1,4$). Полученные коэффициенты меньше, но не значительно на 4 %. Выбранный трансформатор удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 5 – Характеристика трансформатора ТРДН- 63000/220

Серия	Номинальная мощность, кВА	Схема и группа соединения обмоток	Напряжение обмотки, кВ	
			НН	ВН
ТРДН-63000/220 - УХЛ1	63000	УН/D/D-11-11	6,6-6,6	230

Таблица 6 – Характеристика трансформатора ТРДН- 63000/220 - УХЛ1

Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %	Габаритные размеры, мм. Длина- ширина- высота
Холостого хода	Короткого замыкания			
45,0	265,0	11,5	0,5	8800x5350x8150

2.4 Выбор схем РУ проектируемой подстанции

ПС 220 кВ Налдинская присоединяется к сети 220 кВ (ПАО «ФСК ЕЭС») по проходной схеме с врезкой в существующую ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №2 с образованием ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Налдинская и ВЛ 220 кВ НПС-18 – Налдинская, 21 и 146 км соответственно.

В проектируемой подстанции «Налдинская» все элементы распределительного устройства должны работать надёжно, даже при возникновении аварийных ситуаций с коротких замыканием, несущие самую серьёзную угрозу вывода из работы ПС. Всё электрооборудования и элементы расщедустройства, которые подвергаются выбору, должны выдерживать длительно номинальный и краткосрочный аварийный режим работы. Помимо сказанного, следует учитывать внешние условия работы расщедустройства, заключающиеся в погодных условиях, так как эти условия могут потребовать элемент специального исполнения, обладающего отличными от стандартной модели, улучшенными характеристиками.

ОРУ имеет следующие отходящие линии от ПС:

- 220 кВ – 2 ВЛ на Нерюнгринскую ГРЭС и НПС 18;

Схема является проходной и мощность трансформатора равна 63 МВА, а также с рекомендациями по выбору схем РУ документации ПАО «ФСК ЕЭС» выбираем на сторону 220 кВ выбираем схему - №220-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора» [16].

По надёжности схема №220-5АН различают следующие виды критерий:

а) Учитывая потребителей смежных подстанций, то схема мостик 5АН обладает достаточно надёжными показателями для работы транзита. Вывод секционного выключателя в ремонт не останавливает процесс передачи электроэнергии соседним ПС, переток мощности осуществляется через ремонтную перемычку. Если все же произошло отключение транзита, то данная схема подключается к ЭЭС по двум линиям, соответственно другие ПС получают электроснабжение с другой стороны.

б) Отсутствует необходимость монтажа второго последовательно включённого выключателя и переход к схеме четырехугольник для предотвращения остановки работы РУ из-за технико-экономической составляющей позиций фактора надежности.

в) Рекомендуется подключать в одну ЛЭП не более четырёх проходных подстанций, в том числе по условиям надежной работы релейной защиты в части селективности.

г) В случаях, когда происходит ремонт секционного выключателя, протекающая мощность к дальнейшим ПС сохраняется через ремонтную перемычку, а также сохранить в работе оба (авто)трансформатора при аварийном отключении одной из отходящих линий.

д) Во время неравномерного графика нагрузки с постоянными включениями и отключениями трансформаторов для снижения потерь мощности в них, следует применять именно эту схему 5АН, в отличие от 5Н «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой в цепях линий». [13]

Для РУ – 6 кВ – №10(6)-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин» [14]. Применяется при двух трансформаторах с расщеплённой обмоткой низшего напряжения или через сдвоенный токоограничивающий реактор, присоединенных к секциям шин, на напряжение 6(10) кВ, рисунок 3.

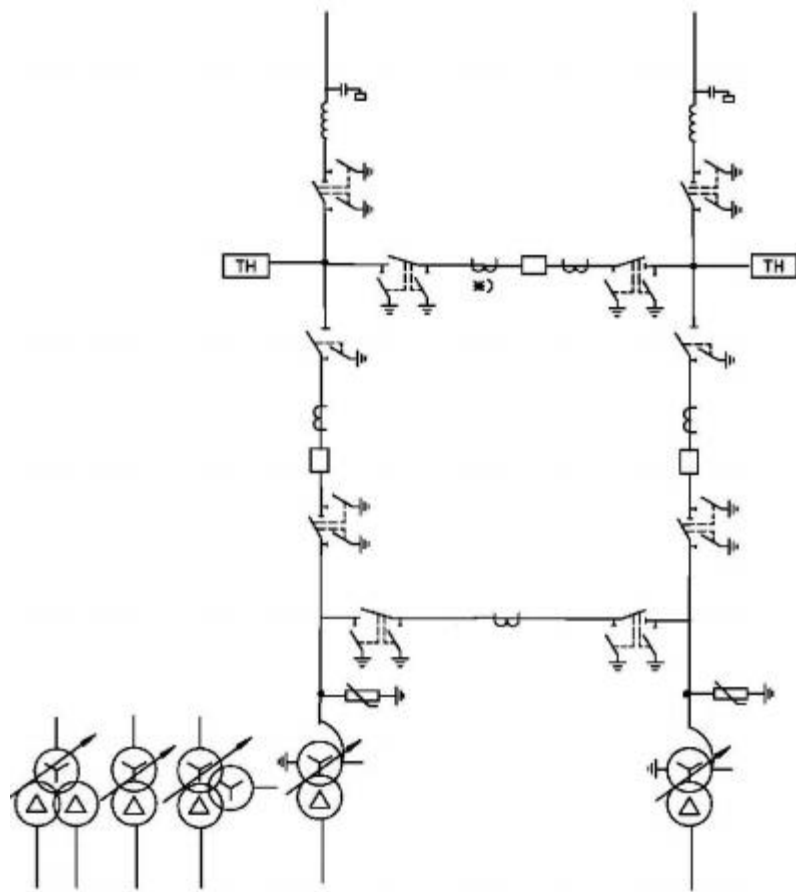


Рисунок 2- Схема №220-5АН «Мостик с включателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора»

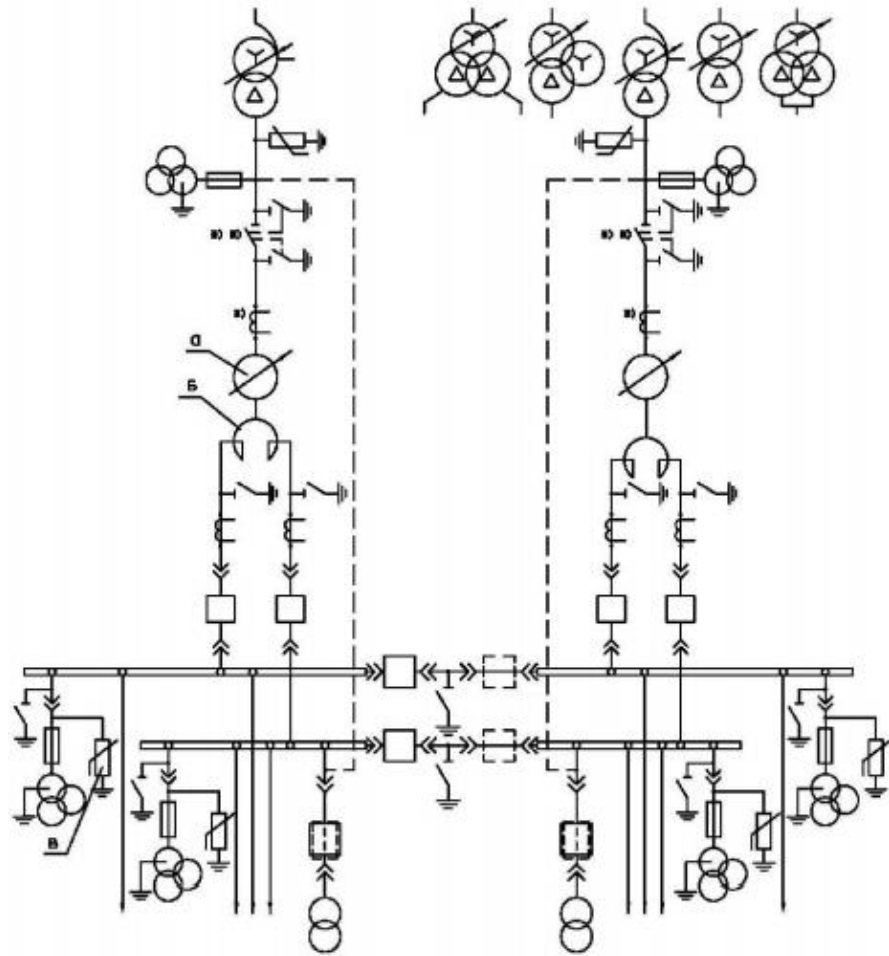


Рисунок 3- №10(б)-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин»

2.5 Выбор конструктивного исполнения подстанции

При проектировании подстанции необходимо произвести технико-экономический расчёт. Для этого требуется определиться с установкой по конструкции распределительного устройства.

По конструктивному исполнению можно выделить следующие типы РУ:

- ОРУ (открытое распредустройство);
- ЗРУ (закрытое распредустройство);

Открытое распределительное устройство его части элементов и электроустановок подвергаются монтажу и дальнейшему использованию на открытом воздухе, где воздух служит основной изоляционной средой между элементами РУ. Все элементы ОРУ размещаются на бетонных или

металлических основаниях.

Расстояния между элементами выбираются согласно ПУЭ [7].

Преимущества открытых распределительных устройств:

- Основным преимуществом ОРУ является его неограниченное в установке оборудования пространство, что даёт возможность использовать его при любых классах напряжения.;

- В стоимость ОРУ не входят расходы на возведение закрытого помещения, т.к. таковое отсутствует;

- В случае, если к подстанции будут присоединяться новые линии или запланирована модернизация оборудования, то ОРУ отлично подходит к данным событиям;

- Обслуживающий персонал визуально понимает где находятся проблемные места в электроустановках, что затруднено в ЗРУ.

Недостатки:

- Внешняя среда со своим агрессивным воздействием сильнее подвергает к износу электрооборудование и элементы ОРУ, в отличие от установок, размещенных в закрытых помещениях.

- Открытое распределительное устройство требует большей площади для расстановки оборудования, чем ЗРУ.

Закрытые распределительные устройства как правило сооружаются на напряжении 6 – 35 кВ. Однако при ограниченной площади под РУ или при повышенной загрязненности атмосферы, а также в районах крайнего севера могут применяться ЗРУ на напряжения более высоких классов [10].

Использование оборудования номинальным напряжением 6-35 кВ применяются комплектные распределительные устройства.

Распределительное устройство, собранное из типовых шкафов или ячеек, в которых сконцентрировано оборудование, служащее для коммутаций и распределение электрической энергии, называется комплектное распределительное устройство. В качестве проводов, которые присоединяют все необходимые устройства до 1 кВ, выполняются в твёрдой изоляции, от 1-35 кВ -

проводниками с воздушной изоляцией.

КРУ используется в различных местах и условиях, на нефтяной промышленности, электрических станциях, подстанциях, для электроснабжения судов. В тех местах где ограничено использование пространства. В случаях, когда места катастрофически мало, применяются камеры сборные одностороннего обслуживания. Обслуживание КСО позволяет размещать их к стене, что существенно экономит место.

В качестве наглядности и привлекательности проекта проектируемой подстанции охарактеризуем КРУЭ, которое в следующем разделе сравним по технико-экономическим характеристиками с ОРУ.

КРУЭ, это распределительное устройство, которое применяется по экономическим соображениям от 110 кВ. Оно представляет собой герметичные камеры, заполненные шестифтористой серой (элегазом). Каждая его ячейка представляет собой отдельное оборудование, такое как выключатель, ТТ, ТН и т.д. В общем виде КРУЭ напоминает сеть трубопроводов, помещенную в закрытое отапливаемое помещение.

При выборе того или иного конструктивного исполнения РУ необходимо четкое обоснование, так как от этого зависят, во-первых, капитальные затраты на закупку, монтаж и эксплуатацию распределительного устройства, а, во-вторых надежность и долговечность работы данного оборудования.

Исходя из вышеизложенного можно предложить несколько вариантов выполнения РУ 220 кВ, из которых затем путем технико-экономического сравнения выбрать оптимальный:

- установка ОРУ 220 кВ.
- установка КРУЭ 220 кВ;

Распределительное устройство 6 кВ будет производиться в виду КРУ.

2.6 Технико-экономическое сравнение вариантов

Использование КРУЭ выгодно в суровых условиях севера ввиду высокой изоляции всего оборудования от воздействия внешних условий. Данное оборудование обладает высокой надежностью, долговечностью и практически

не требует обслуживания. Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией монтируется на подстанции дешевле ОРУ, в связи своей высокой модульной заводской готовностью. Но само оборудование стоит в разы дороже, чем на ОРУ. Общие затраты за весь срок службы также выше. Добавятся затраты на постройку здания под КРУЭ. Но общая площадь подстанции сократится в десятки метров.

Расчёты, производимые в экономическом сравнении, покажут вариант с наиболее эффективных капиталовложений. Экономическим критерием, по которому определяют наивыгоднейший вариант, является минимум приведенных затрат, вычисляемых по формуле:

$$I_{\Sigma} + E_H + K = Z \quad (14)$$

где E_H – нормативный коэффициент экономической эффективности, принимаемый равным 0,1;

K – капитальные вложения, необходимые для сооружения сети, руб.;

I_{Σ} – суммарные эксплуатационные издержки, руб./год.

Возводимые проекты в электрических сетях состоят из вложений в сооружение в подстанцию ($K_{ПС}$) и линий, подходящих к ним ($K_{ВЛ}$):

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (15)$$

Капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение РУ, постоянная часть затрат, обусловленная вложениями, проведение коммуникаций, благоустройство территории.

Капитальные вложения на сооружение подстанций, руб.:

$$K_{ПС} = (K_{ПОСТ} + K_{РУ} + K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ПА} + K_{ОТВ.З}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{ЗОН} \quad (16)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса номинального напряжения, руб.;

$K_{КУ}$ – затраты на компенсирующие устройства, руб.;

$K_{РУ}$ – стоимость РУ, зависящая от схемы и от класса номинального напряжения, руб.;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат, руб.;

$K_{ОТ.З}$ - затраты на отвод земли, руб.;

$K_{ПА}$ - при определении стоимости ПС напряжением 220 кВ и выше должны быть учтены затраты на организацию противоаварийной автоматики, руб.;

$K_{ОТВ.З}$ - затраты на отвод земли, руб.;

$K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции с периода 2000 по 2020 года, равный 5,36;

$K_{ЗОН}$ - зональный повышающий коэффициент, равный 1,5 [18].

Сведем в таблицу 7 общие капиталовложения по подстанциям для двух схем.

Таблица 7 – Капиталовложения на сооружения ПС, цены с учётом зонального коэффициента и коэффициента инфляции.

$РУ$	$K_{ПА}$, млн.руб.	$K_{ПОСТ}$, млн.руб.	$K_{ОТВ.З}$, млн.руб.	$K_{РУ}$, млн.руб.	$K_{ТР}$, млн.руб.	$K_{ПС}$, млн.руб.
ОРУ	7,2	209	1,44	350,4	472,8	1041
КРУЭ	7,2	136,7	0,72	676	472,8	1293

Суммарные вложение на строительство линий электропередачи, руб.:

$$K_{ВЛ} = (K_{ОТ.З.ВЛ} + K_{ЛЭП}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{ЗОН} \quad (17)$$

где $K_{ОТ.З.ВЛ}$ – отвод земли на строительство ЛЭП, руб.;

$K_{ЛЭП}$ - затраты на закупку ВЛ, руб.

Отвод земли на строительство ЛЭП:

$$K_{OT.3.BЛ} = S_{OT.3} \cdot l_{TP} \cdot C_{OT.3} + Z_{ПР} \cdot l_{TP} + Z_{ДОР} \cdot l_{ДОР} \quad (18)$$

где $S_{OT.3.BЛ}$ – площадь отвод земли на строительство ЛЭП, м²;

l_{TP} – длина трассы линии, км;

$C_{OT.3}$ – цена отвода земли на строительство ЛЭП, равная 7 р./м²;

$Z_{ПР}$ – затраты на вырубку просеки, руб./км;

$Z_{ДОР}$ – затраты на устройство лежневых дорог, руб./км;

$l_{ДОР}$ – длина лежневой дороги.

Затраты на закупку воздушных линий электропередачи:

$$K_{ЛЭП} = K_0 \cdot l_{TP} \quad (19)$$

где K_0 – базисные показатели стоимости ВЛ, тыс. руб./км.

l_{TP} – длина трассы линии, км;

Сведем в таблицу 8 общие капиталовложения воздушной линии электропередачи.

Таблица 8 – Капиталовложения на сооружения ВЛЭП

Показатель	$K_{OT.3.BЛ}$ млн.руб.	$K_{ЛЭП}$, млн.руб.	$K_{ВЛ}$, млн.руб.
Стоимость	9,8	18	27,82

По формуле (15) капитальные вложения равны:

$$K_{ОРУ} = 1041 + 27,82 = 1068,82 \text{ млн.руб.}$$

$$K_{КРУЭ} = 1293 + 27,82 = 1320,82 \text{ млн.руб.}$$

Эксплуатационные издержки - расходы необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года. Эксплуатационные издержки включают в себя расходы на эксплуатацию подстанции, стоимость потерь электроэнергии.

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{ЭР} + I_{\Delta W} \quad (20)$$

где I_{AM} – ежегодные амортизационные отчисления оборудования, руб.;

$I_{ЭР}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования, руб.;

$I_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии, руб.

Амортизационные отчисления – накопление средств для покупки и замены устаревшего оборудования.

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{CP}} \quad (21)$$

T_{CP} – срок службы оборудования, принимается равным 20 годам.

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Они определяются через нормы отчислений и капитальные вложения.

$$I_{ЭР} = \alpha_{H.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{H.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (22)$$

где $\alpha_{H.ВЛ}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ, принимаем равным 0,008;

$\alpha_{H.ПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС, для напряжения 220 кВ равно 0,059.

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (23)$$

Где ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ - стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, она равна 3,61 руб/кВт·ч.

Потери электрической энергии в элементах сети линии ($\Delta W_{Л}$), трансформаторы ($\Delta W_{ТР}$), компенсирующие устройства ($\Delta W_{КУ}$), потери на корону ($\Delta W_{КОР}$):

$$\Delta W = \Delta W_{Л} + \Delta W_{ТР} + \Delta W_{КУ} + \Delta W_{КОР} \quad (24)$$

Потери в линиях:

$$\Delta W_{Л} = \frac{(P_{\max})^2 + (Q_{\text{неск}})^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R \cdot T_{\text{год}} \quad (25)$$

где P_{\max} - потоки активной мощности зимой, Мвт;

$Q_{\text{неск}}$ - потоки некомпенсированной реактивной мощности по линии зимой, МВар;

R – активное сопротивление линии, Ом;

$T_{\text{год}}$ - количество часов в году, равно 8760.

Активное сопротивление линии:

$$R = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot L_{ТР} \quad (26)$$

где n – число цепей;

r_0 – удельное сопротивление провода, Ом/км;

$L_{ТР}$ – длина трассы, км.

Потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{ТР} = \frac{(P_{\text{эф}})^2 + (Q_{\text{эф}})^2}{U_{\text{ном}}^2 \cdot n} \cdot R_{ТР} \cdot T_{\text{год}} + n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot T_{\text{год}} \quad (27)$$

где $P_{эф}$ - эффективная активная нагрузка ПС, МВт;

$Q_{эф}$ - эффективная реактивная мощность ПС, МВар;

$R_{ТР}$ - активное сопротивление трансформатора, Ом;

n – количество трансформаторов на подстанции;

$T_{год}$ - количество часов в году, равно 8760.

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_{ТР} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2 \cdot 10^3}{S_{ТР.НОМ}^2} \quad (28)$$

где ΔP_K - мощность потерь трансформатора в режиме короткого замыкания, кВт;

U_{BH} - напряжение на высокой обмотке трансформатора, кВ;

$S_{ТР.НОМ}$ - номинальная мощность трансформатора, кВт.

$$\Delta W_{КОР} = \Delta q_K \cdot L \quad (29)$$

где Δq_K - среднегодовые потери на корону.

Компенсирующие устройства отсутствуют, потери равны нулю.

Сведем значение эксплуатационных издержек и общий минимум приведённых затрат в таблицу 9.

Таблица 9 – Сводная таблица эксплуатационных издержек и общий минимум приведённых затрат

$PУ$	$I_{ЭР}$, млн.руб.	$I_{АМ}$, млн.руб.	$I_{\Delta W}$, млн.руб.	I_{Σ} , млн.руб.	3
ОРУ	61,63	53,4	0,094	115,2	219,3
КРУЭ	76,53	66,1	0,094	142,8	272,1

Как видно из таблицы 9 наиболее экономичный вариант РУ, является

открытый тип. Исходя из этого, выбор оборудования будет производиться на шинах высокого напряжения для открытого распределительного устройства.

2.7 Срок окупаемости проекта

Срок окупаемости проекта – это период времени, за который сумма чистого денежного потока от нового проекта покрывает сумму вложенных в него средств. Может измеряться в месяцах или годах [18].

Рассчитывается по формуле:

$$T_{OK} = \frac{K_{ПС}}{P_q + I_{AM}} \quad (30)$$

где $K_{ПС}$ – капитальные вложения в сооружение подстанции, млн. руб.;

P_q - чистая прибыль, млн. руб.;

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

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

Рассчитывается по формуле:

$$P_q = O - I_{\Sigma} - H_{П} \quad (31)$$

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

I_{Σ} - издержки, тыс. руб.;

$H_{П}$ - налог на прибыль, равна 20%.

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$O = W_{ПО} \cdot T_{ПЕР} \quad (32)$$

где $W_{ПО}$ - полезные отпуск, МВар·ч;

$T_{ПЕР}$ - средний тариф на передачу электроэнергии, равна 2,5 руб./кВт·ч.

Полезный отпуск рассчитывается по формуле:

$$W_{ПО} = \sum P_{\max} \cdot T_{\max} \quad (33)$$

Для расчёта возьмем усредненное значение активной мощности от начала запуска подстанции до момента наступления прогнозируемой нагрузки.

$$W_{ПО} = 59,35 \cdot 5800 = 334230 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$O = 334230 \cdot 2,5 \cdot 10^3 = 835,6 \text{ млн. руб.}$$

Налог на прибыли, равен 20%, он взимается с разности полезного отпуска и общих издержек.

$$H_{\Pi} = 0,2 \cdot (O - I_{\Sigma}) \quad (34)$$

$$H_{\Pi} = 0,2 \cdot (835,6 - 115,2) = 144,08 \text{ млн. руб.}$$

Чистая прибыль рассчитываем по формуле (31):

$$П_{ч} = 835,6 - 115,2 - 144,08 = 526,32 \text{ млн. руб.}$$

Теперь находим срок окупаемости по формуле (30):

$$T_{OK} = \frac{1069}{526,32 + 53,4} = 1,84$$

Вывод по полученному году можно сделать следующий: практически отсутствие возведения воздушных линий электропередачи сказалось на быстрой окупаемости проекта, а также большая потребляемая нагрузка потребителями и достаточно высокая стоимость передачи электроэнергии привело к тому что подстанция окупится через 2 года после начала функционирования.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И РАБОЧИХ ТОКОВ

Выбор уставок релейной защиты, автоматика, а также выбор электрического оборудования производится с учётом токов короткого замыкания.

При расчете токов КЗ вводят допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

Исходная схема сети для расчета токов короткого замыкания представлена на Рисунке 4.

Для расчета токов короткого замыкания необходимо составить схему замещения, на которой должны быть указаны все сопротивления, необходимые для расчета.

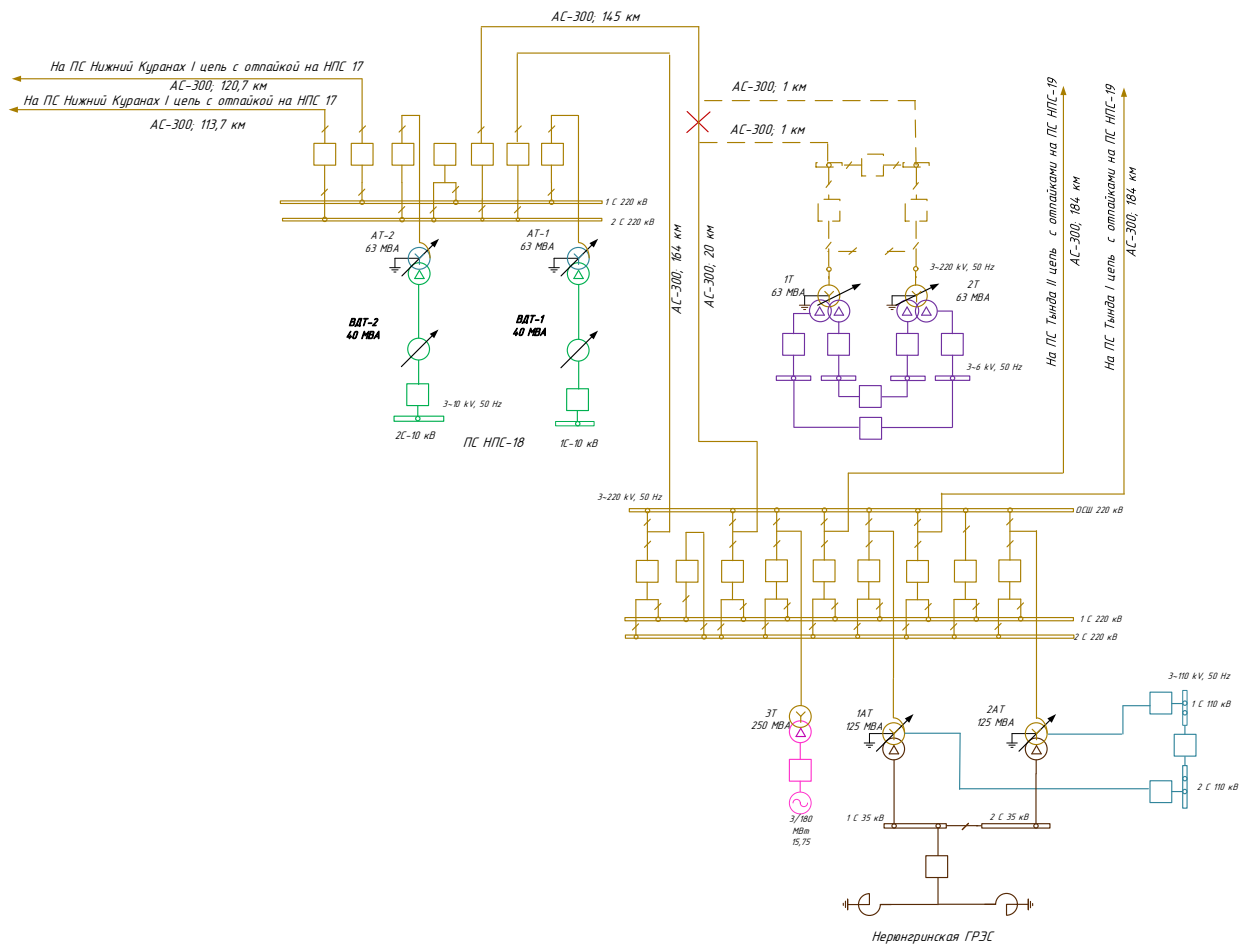


Рисунок 4 – Исходная схема

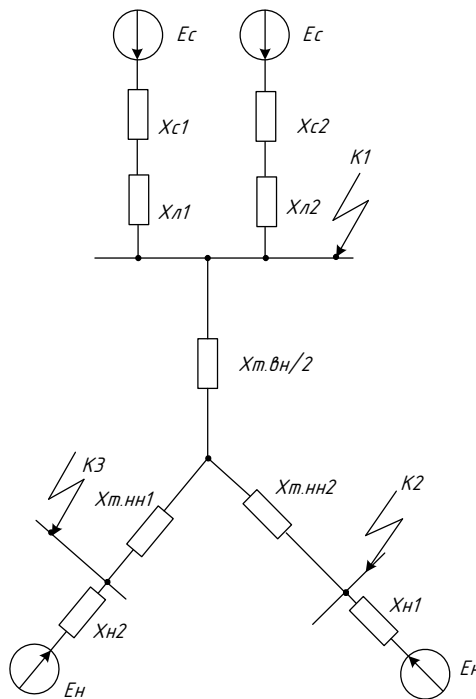


Рисунок 5 – Схема замещения подстанции

Расчетный вид короткого замыкания – трехфазное, по которому согласно ПУЭ [7], проверяется динамическая устойчивость шин и аппаратов, отключающая способность выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

В практических расчетах часто выполняют приближенное приведение, позволяющее значительно быстрее и проще получить приближенную схему замещения. При этом установлены средние номинальные напряжения: 750; 515; 340; 230; 154; 115; 37; 20; 18; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,4; 0,23 кВ. Считаем, что номинальные напряжения всех элементов данной ступени одинаковы и равны $U_{ср}$.

В процессе расчета токов короткого замыкания необходимо определить следующие их значения:

$I_{по}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

$i_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания;

i_a - апериодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Исходные данные взяты со схемы для расчёта токов КЗ на ПС НПС-18 и в прилегающей сети на 2024 год. Расчёт произведем в относительных единицах.

При преобразованиях используются основные приемы эквивалентных преобразований, известные из теории линейных цепей [1].

Определяем параметры схемы замещения. Базисную мощность принимаем равной $S_b = 100$ МВА; ЭДС системы $E_c^* = 1$, ЭДС нагрузки $E_n^* = 0,85$ в относительных единицах [4].

Зададимся базисными напряжениями:

$U_{б1}=230$ кВ, $U_{б3}=6,3$ кВ.

Базисный ток для точки К1 определяется по формуле:

$$I_{б1} = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_{б1}} \quad (35)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ кА}$$

Базисный ток для точки К2 и К3 определяется по формуле:

$$I_{\sigma 2} = I_{\sigma 3} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} \quad (36)$$

$$I_{\sigma 2} = I_{\sigma 3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,164 \text{ кА}$$

Периодические токи трёхфазного короткого замыкания определяем по формуле:

$$I_{п.0}^{(3)} = \left(\sum \frac{E_i}{X_i} \right) \cdot I_{\sigma i}, \text{ кА.} \quad (37)$$

Ударные токи определяем по формуле:

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot K_{y\sigma}, \text{ кА.} \quad (38)$$

где $K_{y\sigma}$ - ударный коэффициент для ветвей примыкающих к точке КЗ.

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{a.0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0}^{(3)}, \text{ кА.} \quad (39)$$

Для точки К1 и К2 (К3) ударный коэффициент выбираем из справочника [10], он соответственно равен 1,717 и 1,369.

Определим параметры элементов схемы замещения:

Сопротивление системы:

$$X_{C*} = \frac{S_{\bar{6}}}{S_{K3}}, \quad (40)$$

где S_{K3} - мощность короткого замыкания системы;

$S_{\bar{6}}$ – базисная мощность.

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{K3.C}. \quad (41)$$

$$S_{K3грэс} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 6,596 = 2628 \text{ МВА}$$

$$S_{K3лнс18} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 3,592 = 1431 \text{ МВА}$$

$$X_{Cгрэс*} = \frac{100}{2628} = 0,038 \text{ о.е.},$$

$$X_{Cлнс18*} = \frac{100}{1431} = 0,07 \text{ о.е.},$$

Сопротивление линии, о.е.:

$$X_{Лгрэс*} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}} \quad (42)$$

где x_0 - индуктивное сопротивление линии на 1 км, для АС-300 это 0,429 Ом [20];

l - длина линии.

$$X_{Лгрэс*} = 0,429 \cdot 21 \cdot \frac{100}{230} = 0,017 \text{ о.е.},$$

$$X_{Ллнс18*} = 0,429 \cdot 146 \cdot \frac{100}{230} = 0,118 \text{ о.е.},$$

Сопротивление обмоток трансформатора с расщепленной обмоткой низкой стороны определяются по формулам:

$$u_{kBH} = 0,125 \cdot u_{kB-H},$$

$$u_{kHH1} = u_{kHH2} = 1,75 \cdot u_{kB-H},$$

$$X_{T.B*} = \frac{u_{kBH} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{TP}}, \quad (43)$$

$$X_{T.H1*} = \frac{u_{kHH1} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{TP}},$$

$$X_{T.H2*} = \frac{u_{kHH2} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{TP}},$$

$$u_{kBH} = 0,125 \cdot 11,5 = 1,428\%,$$

$$u_{kHH1} = u_{kHH2} = 1,75 \cdot 11,5 = 20,125\%,$$

$$X_{T.B*} = \frac{1,428 \cdot 100}{100 \cdot 63} = 0,023 \text{ о.е.},$$

$$X_{T.H1*} = \frac{20,125 \cdot 100}{100 \cdot 63} = 0,319 \text{ о.е.},$$

$$X_{T.H2*} = \frac{20,125 \cdot 100}{100 \cdot 63} = 0,319 \text{ о.е.},$$

где u_{kB-H} - напряжение короткого замыкания, равное 11,5%;

S_{TP} - номинальная мощность трансформатора.

Сопротивление нагрузок определяется по формулам:

$$X_{Hi*} = X_{H*} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{HHi}}, \quad (44)$$

$$X_{H1*} = X_{H2*} = 0,35 \cdot \frac{100}{35,2} = 0,994 \text{ о.е.}$$

где X_{H^*} - сопротивление нагрузки в относительных единицах, равное 0,35.

S_{HHi} - мощность нагрузки на низких сторонах.

В качестве примера произведем расчет тока трехфазного КЗ на шинах 220 кВ подстанции (точка К1).

$$X_1 = X_{Cзрэс^*} + X_{Лгрэс^*}$$

$$X_1 = 0,038 + 0,017 = 0,055 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = X_{Слтс18^*} + X_{Ллтс18^*}$$

$$X_2 = 0,07 + 0,118 = 0,188 \text{ о.е.}$$

$$X_3 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2}$$

$$X_3 = \frac{0,055 \cdot 0,188}{0,055 + 0,188} = 0,043 \text{ о.е.}$$

$$X_4 = X_{H1^*} + X_{Т.H1^*}$$

$$X_4 = 0,994 + 0,319 = 1,314 \text{ о.е.}$$

$$X_5 = X_{H2^*} + X_{Т.H2^*}$$

$$X_5 = 0,994 + 0,319 = 1,314 \text{ о.е.}$$

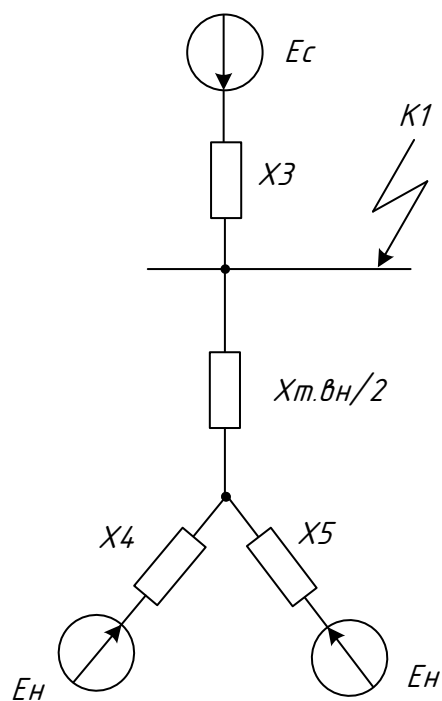


Рисунок 6 - Эквивалентирование схемы к точке К1

$$X_6 = \frac{X_4 \cdot X_5}{X_4 + X_5}$$

$$X_6 = \frac{1,314 \cdot 1,314}{1,314 + 1,314} = 0,657 \text{ о.е.}$$

$$X_7 = X_6 + \frac{X_{T.B^*}}{2}$$

$$X_7 = 0,657 + \frac{0,023}{2} = 0,668 \text{ о.е.}$$

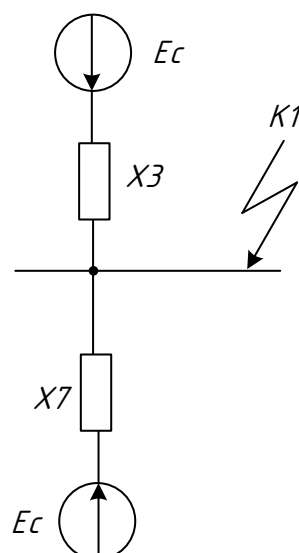


Рисунок 7 – Продолжение эквивалентирования схемы к точке К1

Найдем периодический ток трёхфазного короткого замыкания:

$$I_{n0}^{(3)} = \left(\frac{1}{0,043} + \frac{0,85}{0,668} \right) \cdot 0,251 = 6,209 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 6,209 \cdot 1,78 = 15,631 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{a0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 6,209 = 8,781 \text{ кА.}$$

Далее расчёт токов КЗ производится аналогично и представлен в приложении В. Результаты представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Токи КЗ

Точка КЗ	КЗ трехфазное		
	$I_{n,0}^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА	$i_{a,0}^{(3)}$, кА
К-1 (на шинах 220 кВ)	6,209	15,631	8,781
К-2 (на шинах 6 кВ)	32,367	62,665	45,774

В следующем разделе будет произведен выбор оборудования. Для облегчения расчёта найдем на данном этапе максимальный рабочий ток. Он

рассчитывается от максимальной спрогнозированной мощности потребителя. На стороне ВН принимаем ток в режиме перегрузки. На сторонах НН принимаем значение тока в нормальном режиме.

$$I_{max220} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (45)$$

$$I_{max220} = \frac{1,4 \cdot 70400}{\sqrt{3} \cdot 220} = 259 \text{ А.}$$

Токи в других ветвях СТ найдем аналогично, но без учета перегрузки:

$$I_{max6,6} = \frac{70400}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,6} = 3079 \text{ А.}$$

Найденные рабочие токи представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Максимальные рабочие токи в элементах подстанции

Место	Максимальные рабочие токи, А
Выключатели 220 кВ	259
Выключатели 6,6 кВ	3079
Выключатели на отходящих фидерах	219

4 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

4.1 Выбор и проверка комплектного распределительного устройства

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, расположенное внутри зданий, предназначенное для установки шкафов, вмещающие в себя электрическое оборудование распределительного устройства.

Ячейки КРУ выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, динамической и термической устойчивости к токам КЗ.

Выбор произведем по следующим основным параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \cdot \quad (46)$$

- по рабочему максимальному току

$$I_{max} \leq I_{ном} \cdot \quad (47)$$

Проверка выполняется по следующим параметрам:

- проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{отк.ном} \geq I_{ПО}^{(3)} \cdot \quad (48)$$

где $I_{ПО}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока КЗ;

$I_{отк.ном}$ – ток предельной коммутационной способности выключателя.

- проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{дин} \geq i_{уд}. \quad (49)$$

где $i_{дин}$ – наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА.

- проверка на термическую стойкость осуществляется по тепловому импульсу тока КЗ:

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

где B_k – тепловой импульс тока КЗ по расчету, кА²с;

$I_{тер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания, кА;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости, с.

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_k = I_{п0}^{(3)2} (t_{отк} + T_a), \quad (51)$$

где $t_{отк}$ – время отключения, с.

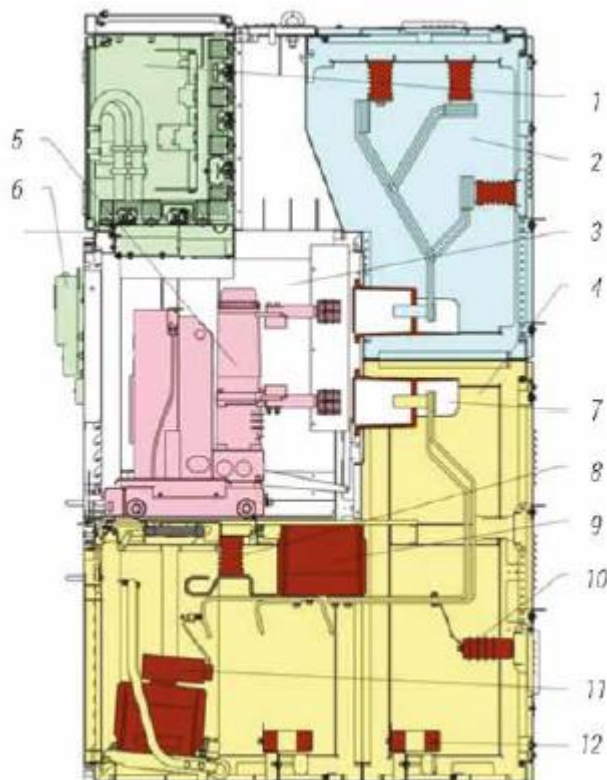
Согласно [15] время отключения (время действия тока КЗ) равно:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.выкл}, \quad (52)$$

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

$t_{отк.выкл}$ – полное время отключения выключателя, с.

Шкафы КРУ собраны и оборудованы электроэлементами на заводе изготовителе. Монтаж, который производится над ними заключается в присоединении к сборным шинам, идущие от силовых трансформаторов. В процессе обслуживания, оперативный состав подстанции будет защищен от удара электрическим током, части ячейки КРУ, находящиеся под напряжением, изолированы.



1 - релейный шкаф; 2 – отсек сборных шин; 3 – отсек выдвижного элемента; 4 – отсек линейных присоединений; 5 – выключатель на выдвижном элементе; 6 – панель управления и счётчик; 7 – проходные изоляторы.

Рисунок 8 – Классическая компоновка ячейки КРУ-СЭЩ-70-10

Распределительное устройство 6 кВ выполнено с помощью КРУ-СЭЩ-70-10. Комплектное распредустройство КРУ-СЭЩ-70-10 предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока с номинальным значением напряжения 6-10 кВ и тока 630-4000А, частотой 50 Гц.

Шкаф КРУ-СЭЩ-70 представляет собой каркасно–модульную конструкцию, состоящую из нескольких модулей, собираемых с помощью стыковочных элементов. КРУ-СЭЩ-70-10 имеют систему универсальной комплексной индикации – это мнемосхема, отображающая реальное состояние аппаратов в шкафу:

- Сигнализация наличия напряжения, возможность «горячей» фазировки.

- Сигнализация превышения допустимой температуры на главных шинах контактов и соединений бесконтактными пирометрическими датчиками (до 12 контрольных точек).

Из характерных преимуществ можно выделить также удобный доступ к трансформаторам тока и трансформаторам напряжения на вводе, возможность дистанционного управления выдвижным элементом и заземляющим разъединителем посредством электрического привода. Сопоставления номинальных параметров КРУ-СЭЩ-70-10 с расчетными приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Основные параметры шкафов серии КРУ-СЭЩ-70-10

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$ $I_{\text{ном.откл}} = 40 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 6,6 \text{ кВ}$ $I_{\text{раб. max}} = 3097 \text{ А}$ $I_{\text{ПО}} = 32,37 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. max}}$ $I_{\text{ном.откл}} \geq I_{\text{ПО}}$
$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 62,66 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_T^2 \cdot t_T$ $40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{p,z} + t_{\text{собр}} + T_a)$ $B_K = 32,37^2 \cdot (2 + 0,03 + 0,01) = 2137 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

КРУ-СЭЩ-70-10 имеет стандартную компоновку, по требованию заказчика оборудование может быть изменено, но в пределах представленной линейки данной серии КРУ. Произведем первоначальный выбор оборудования в комплектное распредустройство.

Таблица 12 - встраиваемое оборудование в ячейки КРУ-СЭЩ-70-10

Тип оборудования КРУ-СЭЩ-70-10	
Выключатель	ВВУ-СЭЩ-Э-10-40/3150 У2
Трансформатор тока	ТШЛ-СЭЩ-10-4000/5 У2
Трансформатор напряжения	НАЛИ – СЭЩ – 6 – 1

4.2 Выбор и проверка выключателей

Произведем на проектируемой подстанции «Налдинская» выбор и проверку выключателей.

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, динамической и термической устойчивости к токам КЗ.

Выбор выключателей произведем по следующим основным параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}.$$

- по рабочему максимальному току

$$I_{max} \leq I_{ном}.$$

Проверка выключателей выполняется по следующим параметрам:

- проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{отк.ном} \geq I_{п0}^{(3)}.$$

Проверка по току включения:

$$i_{вкл.ном} \geq i_{уд}; \tag{53}$$

$$I_{вкл.ном} \geq I_{п0}^{(3)}. \tag{54}$$

где $i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{вкл.ном}$ – наибольший пик тока включения, кА;

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей), кА;

- проверка возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ:
КЗ:

$$i_{аном} \geq i_{ат}. \quad (55)$$

где $i_{аном}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе, кА;

$i_{ат}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ , кА.

Значения данных величин находятся по формулам:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta}{100}; \quad (56)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}. \quad (57)$$

где β – номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, с.

$$\tau = t_{з\min} + t_{св} \quad (58)$$

где $t_{з\min}$ – минимальное время действия релейной защиты, $t_{з\min} = 0,01$ с;

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Если условие $I_{откл.ном} \geq I_{пт}^{(3)}$ соблюдается, а $i_{аном} < i_{ат}$, то допускается производить проверку по отключающей способности по полному току КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} + i_{ат}, \quad (59)$$

- проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{по}^{(3)}; \quad (60)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}. \quad (61)$$

где $I_{пр.сквоз}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$ – наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА.

- проверка на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$$

На стороне высшего напряжения произведём выбор бакового выключателя с пружинным приводом ВЭБ-220. Выбранный выключатель имеет элегазовую изоляцию, он не требует установки компрессорного здания, как для воздушных выключателей, а также не является пожароопасным объектом, как масляные выключатели.

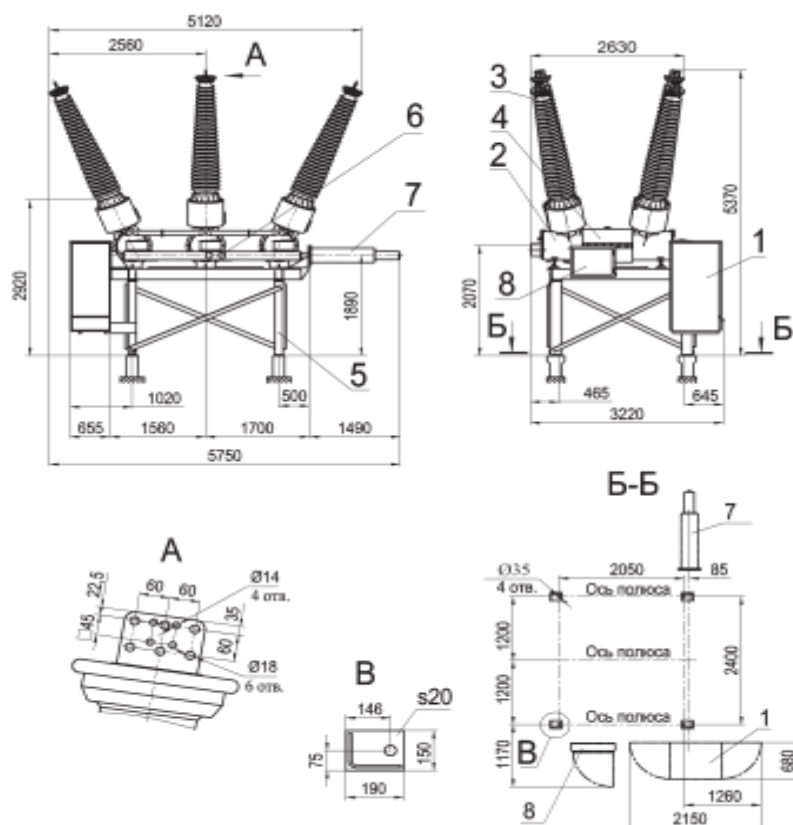
ВЭБ-220 фирмы УЭТМ, осуществляет рабочий процесс с номинальным напряжением 220 кВ на переменной частоте 50, 60 Гц.

1) Окружающая среда - невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию. Содержание коррозионно-активных агентов по ГОСТ 15150-69 (для атмосферы типа II); Выключатель изготавливается в климатическом исполнении УХЛ категории размещения 1 ГОСТ 15150-69, ГОСТ 15543.1.

Баковый выключатель выбран, из-за условий местной окружающей среды проектирования подстанции. Она расположена в районе крайнего севера. Обогрев бака происходит быстрее и лучше в сравнение с колонковым аналогом.

2) Верхнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет плюс 40 °С;

3) Нижнее рабочее значение температуры окружающего выключателя воздуха составляет минус 60 °С;



1- привод пружинный; 2-устройство гасительное; 3-ввод; 4-устройство электрообогрева; 5-рама; 6- указатель положения контактов; 7-механизм отключающий; 8- шкаф вторичных соединений.

Рисунок 9 - Габаритные размеры ВЭБ-УЭТМ-220

Основные преимущества ВЭБ-УЭТМ-220:

- Имеются встроенные ТТ с высокими характеристиками и классами точности;
- Предоставляется возможность пломбирования выводов вторичных обмоток трансформаторов тока для учета электроэнергии позволяет предотвратить несанкционированный доступ к цепям учета;
- Применяется в выключателе в соединениях двойные уплотнения, для возможного предупреждения утечек элегаза;
- Естественный уровень утечек - не более 0,5% в год - подтверждается испытаниями каждого выключателя по методике, применяемой в космической;
- Применение чистого элегаза во всем диапазоне температур;
- Высокая заводская готовность, простой и быстрый монтаж и ввод в эксплуатацию;
- Сталь выключателя выполнена из высоко коррозионного покрытия, выполненная по технологии горячий цинк;
- Длительный срок службы выключателя, износ механических частей, уплотнения и другие комплектующие выключателя способны прослужить до 40 лет;
- Высокие пожаро- и взрывобезопасность;
- Возможность отключения токов нагрузки при потере избыточного давления газа в выключателе.

Таблица 13 – Параметры выбора и проверки выключателя ВЭБ-УЭТМ-220-50/2500

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб. max}} = 259 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. max}}$
$I_{\text{ном. откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 6,21 \text{ кА}$	$I_{\text{ном. откл}} \geq I_{\text{ПО}}$
$I_{\text{вкл.}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 6,21 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{ПО}}$

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$i_{\text{вкл}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 15,63 \text{ кА}$	$i_{\text{пр. скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_T^2 \cdot t_T$ $50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{р.з}} + t_{\text{соб}} + T_a)$ $B_K = 6,21^2 \cdot (3 + 0,05 + 0,03) = 118,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
$i_{\text{ан.ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ОТКЛ}} \frac{\beta}{100}$ $i_{\text{ан.ном}} = \sqrt{2} \cdot 50 \cdot \frac{47}{100} = 33,23 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$ $i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 6,21 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,03}} = 1,19 \text{ кА}$	$i_{\text{ан.ном}} \geq I_{\text{ат}}$
$I_{\text{пр. скв}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 6,21 \text{ кА}$	$I_{\text{пр. скв}} \geq I_{\text{ПО}}$
$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 15,63 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$

В КРУ выбран вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-10-40/3150

Вакуумные коммутационные аппараты – передовая технология в аппаратостроении. Выключатели других типов для охлаждения и деионизации дуги, в качестве дугогасительной среды применяют масло, воздух или элегаз (SF₆). Вакуумные выключатели выгодно отличаются от этих выключателей тем, что такой средой является вакуум. Выключатели данного типа также имеют преимущество в сравнении с другими, в экологичности и экономичности.

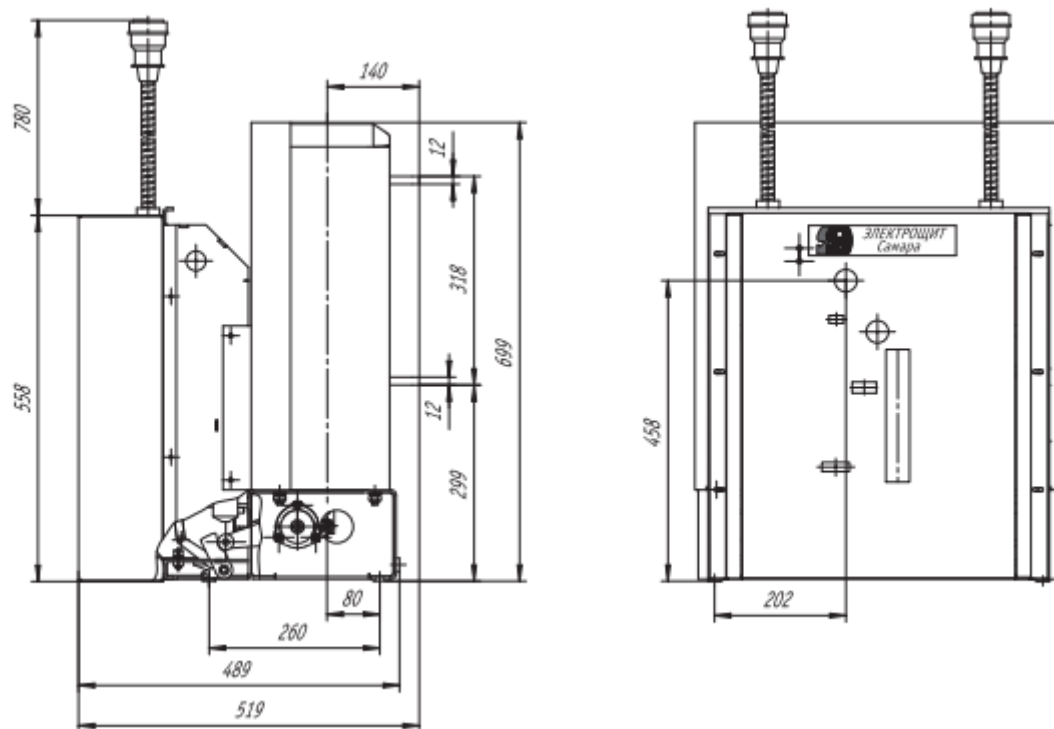


Рисунок 10 – Габаритные размеры вакуумного выключателя ВВУ-СЭЦ-Э-10-40/3150

Каталожные и расчётные данные приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Параметры выбора и проверки выключателя ВВУ-СЭЦ-Э-10-40/3150

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 6,6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{раб. max}} = 3079 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб. max}}$
$I_{\text{НОМ. откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 32,37 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ. откл}} \geq I_{\text{ПО}}$
$I_{\text{ВКЛ.}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 32,37 \text{ кА}$	$I_{\text{ВКЛ.}} \geq I_{\text{ПО}}$
$i_{\text{ВКЛ.}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 62,66 \text{ кА}$	$i_{\text{пр. скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_T^2 \cdot t_T$ $40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{p,z} + t_{\text{соб}} + T_a)$ $B_K = 32,37^2 \cdot (2 + 0,03 + 0,01) = 2137 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$i_{ан.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл} \frac{\beta}{100}$ $i_{ан.ном} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{30}{100} = 16,97 \text{ кА}$	$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$ $i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 32,37 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,01}} = 0,838 \text{ кА}$	$i_{ан.ном} \geq I_{ат}$
$I_{пр. скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 32,37 \text{ кА}$	$I_{пр. скв} \geq I_{по}$
$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 62,66 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq i_{уд}$

4.3 Выбор и проверка разъединителей

По принципу выключателя, выбор и проверка разъединителя производится по тому же методу за исключением проверки на отключающую способность. Разъединитель не разводит ножи под нагрузкой[7].

Для установки на ОРУ 220 кВ примем разъединители марки РПД-УЭТМ-220, оснащенные одним или двумя заземлителями марки ЗРО-УЭТМ.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 15.

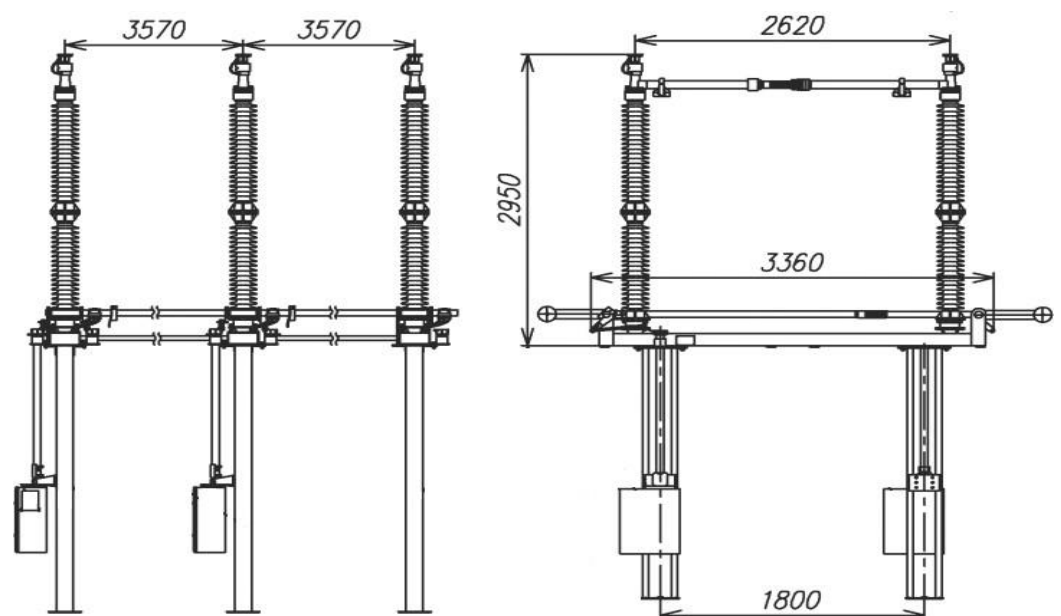


Рисунок 11 – Исполнение разъединителя РПД-УЭТМ-220

Таблица 15 – Сравнение каталожных и расчетных данных РПД-УЭТМ-220-УХЛ1

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$ $I_{\text{T}} = 25 \text{ кА}$ $I_{\text{дин.}} = 64 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$ $I_{\text{раб. max}} = 259 \text{ А}$ $I_{\text{ПО}} = 6,21 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 15,63 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. max}}$ $I_{\text{T}} \geq I_{\text{ПО}}$ $I_{\text{дин.}} \geq i_{\text{уд}}$
Главные ножи		
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}$ $25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{K}} = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{p.z}} + t_{\text{cob}} + T_{\text{a}})$ $B_{\text{K}} = 6,21^2 \cdot (3 + 0,05 + 0,03) = 118,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \geq B_{\text{K}}$
Заземляющие ножи		
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}$ $25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{K}} = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{p.z}} + t_{\text{cob}} + T_{\text{a}})$ $B_{\text{K}} = 6,21^2 \cdot (3 + 0,05 + 0,03) = 118,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \geq B_{\text{K}}$

4.4 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформаторы тока предназначены для подключения приборов учёта электрической энергии, как коммерческого учёта, так и системы релейной защиты. К тому же ТТ изолируют вторичные цепи от большого тока.

Выбор трансформаторов тока осуществляем следующим образом:

- по напряжению установки;
- по номинальному току, причем номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешности измерения;
- по току электродинамической стойкости;
- по вторичной нагрузке;
- по конструкции и классу точности;
- по току термической стойкости.

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (62)$$

где $Z_{2ном}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико.

$$Z_2 \approx r_2 \quad (63)$$

Вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_k :

$$r_2 \approx r_{приб} + r_{пров_выб} + r_k \quad (64)$$

где $r_{пров}$ - сопротивление проводов;

r_k - сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом при двух-трёх приборах и 0,1 Ом при большем количестве приборов.

Сопротивление приборов определяется из соотношения:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{ном2}^2} \quad (65)$$

Сопротивление проводов должно удовлетворять условию:

$$r_{пров} \leq Z_{2ном} - r_{приб} - r_k \quad (66)$$

Исходя из данного условия находим минимальное сечение провода:

$$S_{\min} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} \quad (67)$$

где γ - удельная проводимость материала провода, 54 м/ом·мм² для меди;

$l_{\text{расч}}$ - длина провода, зависящая от схемы соединения трансформатора с приборами, м.

Так как выключатели ВЭБ-220 комплектуется встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-220, выполним проверку данных трансформаторов тока.

«Для проверки трансформаторов тока необходимо вычислить число и тип приборов измерения, включенных во вторичную цепь, и располагать данными о длине соединительных проводов. Минимальное их сечение должно быть 2,5 мм² для медных и 4 мм² для алюминиевых проводов. Максимальные сечения соответственно 6 и 10 мм²»[9].

Длину соединительных проводов от ТТ до приборов измерения принимаем для разных присоединений приблизительно равной значениям, приведенным в таблице 16.

Таблица 16 – Длина проводов от трансформатора тока до приборов

Присоединение, кВ	Длина, м
КРУ 6 кВ	3-5
ОРУ 220 кВ	90-120

На линиях 220 кВ следует устанавливать оборудование: варметр, ваттметр, амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии. В таблице 17 приведен перечень приборов, подключаемых к трансформатору тока.

Для выключателей ВЭБ-220 выбираем комплектацию ТТ № 623-171. В данном комплекте присутствуют ТТ марок ТВГ-УЭТМ-220-0,2-600/5 для измерения (количество на полюс – 1) и ТВГ-УЭТМ-220-5Р-600/5 для защиты (количество на полюс – 3). Класс точности для измерения – 0,2, для учета – 0,2S, для РЗА – 5Р.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	0	4	0
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	5	5
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0,1
Итого		10,1	9	10,1

Таблица 18 – Сопоставление данных для ТВГ-УЭТМ-220-0,2/5Р-600/5-УХЛ1

Каталожные данные	Расчётные данные		Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ $I_{ном1} = 600 \text{ А}$ $I_{ном2} = 5 \text{ А}$ $K_{ТТ} = 120$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$ $I_{раб. max} = 259 \text{ А}$ $I_{ПО} = 6,21 \text{ кА}$		$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{раб. max}$
$I_{дин} = \sqrt{2} \cdot k_{\phi} \cdot I_{ном1}$ $\sqrt{2} \cdot 208 \cdot 0,6 = 176,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,63 \text{ кА}$		$I_{дин} \geq i_{уд}$
$(k_t \cdot I_{ном1})^2 \cdot t_T$ $(83 \cdot 0,6)^2 \cdot 3 = 7440 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = I_{ПО}^2 \cdot (t_{p.з} + t_{cob} + T_a)$ $B_K = 6,21^2 \cdot (3 + 0,05 + 0,03) = 118,75 \text{ кА}^2\text{с}$		$(k_t \cdot I_{ном1})^2 \cdot t_T \geq B_K$
$Z_{2ном} = \frac{S_{нагр2}}{I_{ном2}^2}$ $Z_{2ном} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$	$r_2 \square r_{приб} + r_{пров_выб} + r_k$ $r_2 = 0,4 + 0,66 + 0,1 = 1,16 \text{ Ом}$		$Z_{2ном} \geq r_2$
	$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{ном2}^2}$ $r_{приб} = \frac{10,1}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}$	$r_{пров} \leq Z_{2ном} - r_{приб} - r_k$ $1,2 - 0,4 - 0,1 = 0,7 \text{ Ом}$	

По результатам расчета для соединения с приборами принят медный кабель КРВГ 2,5 мм².

Также на ОРУ 220 кВ будет установлен в ремонтную переемычку колонковый трансформатор тока ТРГ-УЭТМ-220-0,2/5Р-600/5-УХЛ1. У него такой же коэффициент трансформации и те же классы точности.

Таблица 19 – Сопоставление данных для ТРГ-УЭТМ-220-0,2/5Р-600/5-УХЛ1

Каталожные данные	Расчётные данные		Условия выбора	
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ $I_{ном1} = 600 \text{ А}$ $I_{ном2} = 5 \text{ А}$ $K_{ТТ} = 120$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$ $I_{раб. макс} = 259 \text{ А}$ $I_{ПО} = 6,21 \text{ кА}$		$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{раб. макс}$	
$I_{дин} = \sqrt{2} \cdot k_{\phi} \cdot I_{ном1}$ $\sqrt{2} \cdot 266 \cdot 0,6 = 226,3 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,63 \text{ кА}$		$I_{дин} \geq i_{уд}$	
$(k_t \cdot I_{ном1})^2 \cdot t_T$ $(105 \cdot 0,3)^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = I_{ПО}^2 \cdot (t_{p.3} + t_{собр} + T_a)$ $B_K = 6,21^2 \cdot (3 + 0,05 + 0,03) = 118,75 \text{ кА}^2\text{с}$		$(k_t \cdot I_{ном1})^2 \cdot t_T \geq B_K$	
$Z_{2ном} = \frac{S_{нагр2}}{I_{ном2}^2}$ $Z_{2ном} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$	$r_2 \leq r_{приб} + r_{пров_выб} + r_k$ $r_2 = 0,4 + 0,66 + 0,1 = 1,16 \text{ Ом}$		$Z_{2ном} \geq r_2$	
	$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{ном2}^2}$ $r_{приб} = \frac{10,1}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}$	$r_{пров} \leq Z_{2ном} - r_{приб} - r_k$ $1,2 - 0,4 - 0,1 = 0,7 \text{ Ом}$		
		$S_{мин} = \frac{l_{расч}}{\gamma \cdot r_{пров}}$ $\frac{90}{54 \cdot 0,7} = 2,4 \text{ мм}^2$ $S_{выб} = 2,5 \text{ мм}^2$		$r_{пров_выб} = \frac{l_{расч}}{\gamma \cdot S_{выб}}$ $\frac{90}{54 \cdot 2,5} = 0,66 \text{ Ом}$

Для КРУ был выбран трансформатор тока ТШЛ-СЭЩ-10-4000/5 У2. Трансформатор выполнен проходным. Корпус трансформатора выполнен из эпоксидного компаунда, который одновременно является главной изоляцией и обеспечивает защиту обмоток от механических и климатических воздействий.

Вторичные обмотки размещены каждая на своем магнитопроводе. Выводы вторичных обмоток расположены на внешней стороне фланца трансформатора.

Трансформатор имеет прозрачную крышку с возможностью пломбирования, для защиты вторичных выводов измерительной обмотки от несанкционированного доступа.



Рисунок 12 – Внешний вид ТШЛ-СЭЩ-10

Класс точности обмоток для измерения трансформатора тока ТШЛ-СЭЩ-10-4000/5 У2 имеет 0,2S. Для обмоток защит класс точности 5Р.

Количество присоединяемых приборов и их потребляемую мощность представлено в таблице 20.

Таблица 20 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках КРУ 6 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	4	0	4
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	0	5
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0,1
Итого		16,1	0	16,1

Таблица 21 – Сопоставление данных для тока ТШЛ-СЭЩ-10-4000/5 У2

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном1} = 4000 \text{ А}$ $I_{ном2} = 5 \text{ А}$ $K_{ТТ} = 800$	$U_{уст} = 6,6 \text{ кВ}$ $I_{раб. max} = 3079 \text{ А}$ $I_{ПО} = 32,37 \text{ кА}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{раб. max}$
$I_{дин} = \sqrt{2} \cdot k_d \cdot I_{ном1}$ $\sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot 4 = 70,7 \text{ кА}$	$i_{уд} = 62,66 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq i_{уд}$
$(k_t \cdot I_{ном1})^2 \cdot t_T$ $(11,7 \cdot 4)^2 \cdot 3 = 6570,72 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = I_{ПО}^2 \cdot (t_{p.з} + t_{собр} + T_a)$ $B_K = 32,37^2 \cdot (2 + 0,03 + 0,01) = 2137 \text{ кА}^2\text{с}$	$(k_t \cdot I_{ном1})^2 \cdot t_T \geq B_K$
$Z_{2ном} = \frac{S_{нагр2}}{I_{ном2}^2}$ $Z_{2ном} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$	$r_2 \leq r_{приб} + r_{пров_выб} + r_k$ $r_2 = 0,64 + 0,04 + 0,1 = 0,78 \text{ Ом}$ $r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{ном2}^2}$ $r_{приб} = \frac{16,1}{5^2} = 0,64 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq r_2$
	$r_{пров} \leq Z_{2ном} - r_{приб} - r_k$ $1,2 - 0,64 - 0,1 = 0,46 \text{ Ом}$	
	$S_{min} = \frac{l_{расч}}{\gamma \cdot r_{пров}}$ $\frac{5}{54 \cdot 0,46} = 0,2 \text{ мм}^2$ $S_{выб} = 2,5 \text{ мм}^2$	
	$r_{пров_выб} = \frac{l_{расч}}{\gamma \cdot S_{выб}}$ $\frac{5}{54 \cdot 2,5} = 0,04 \text{ Ом}$	

В результате расчётов минимальное сечение провода получилось 0,2 мм², выбираем самый минимальный из стандартной линейки медный провод сечением 2,5 мм².

4.5 Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения так же, как и трансформатор тока служит для подключения вторичных цепей к приборам учёта, релейной защиты и автоматики. Но в отличие от ТТ трансформатор напряжения работает в режиме близкому к холостому ходу, то есть вторичные цепи имеют достаточно высокое сопротивление.

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

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

На стороне ВН выберем и проверим антирезонансные элегазовые трансформаторы напряжения ЗНГ-220, изготовитель которого является отечественный производитель УЭТМ в городе Екатеринбурге.

Перечислим плюсы проверяемого трансформатора напряжения, которые гарантирует завод-изготовитель:

- трансформатор взрыво- и пожаробезопасен, так как в качестве главной изоляции применен элегаз;
- каждый трансформатор оснащен эффективно действующим взрывозащитным устройством (мембраной), исключающим взрыв трансформатора даже при коротком внутреннем замыкании;
- Полная изоляция трансформатора, включая прокладки и кожух недопускает утечки элегаза. Надёжность проявляется в том, что обслуживание ТН может не производиться до 20 лет, полный срок службы около 40 лет.

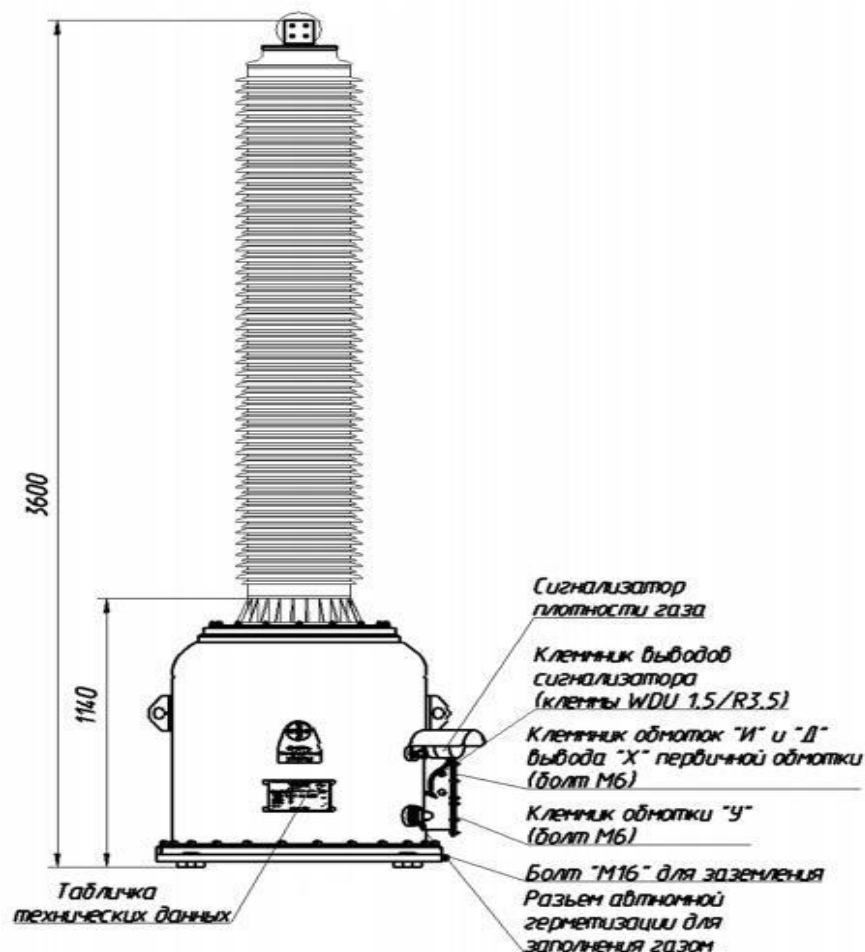


Рисунок 13 – Габаритные размеры трансформатора напряжения ЗНГ-220 с полимерным изолятором

Для примера подробно произведем выбор трансформаторов напряжения на ОРУ 220 кВ. Перечень приборов, подключаемых к ТН, представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка ТН в ОРУ 220 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Cos(φ)	Sin(φ)	Количество приборов	Общая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	СВ3021	5	1	1	0	1	5	-
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	7,5	1	1	0	1	7,5	-
Частотомер	СС3021	5	1	1	0	1	5	-
Итого							17,5	-

Таблица 23 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН ЗНГ-УЭТМ-220 УХЛ1

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ $U_{ном2} = 100/\sqrt{3} \text{ В}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = U_{уст}$
	Класс точности 0,2	
$S_{ном} = 500 \text{ ВА}$	$S_{приб} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}$ $S_{приб} = \sqrt{17,5^2 + 0^2} = 17,5 \text{ ВА}$	$S_{ном} \geq S_{приб}$

Для соединения приборов со вторичной обмоткой ТН необходимо выбрать кабели. Выбор производится по допустимой потере напряжения:

$$q_{\min} = \rho \cdot \frac{l_{np} \cdot I_2}{\Delta U_{2дон} \cdot U_{2H}} \cdot 100 \%, \quad (68)$$

где $\Delta U_{2дон} = 0,5 \%$ – допустимые потери напряжения;

$U_{2H} = 100 / \sqrt{3} \text{ кВ}$ – напряжение на вторичной обмотке;

ρ - удельное сопротивление меди, $\text{ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$.

Расчетный ток во вторичной обмотке ТН будет равен:

$$I_2 = \frac{S_{2p}}{U_{2H}}, \quad (69)$$

$$I_2 = \frac{17,5 \cdot \sqrt{3}}{100} = 0,3 \text{ А.}$$

Получим минимальное сечение, равное:

$$q_{\min} = 0,0185 \cdot \frac{100 \cdot 0,3 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 100} = 0,019 \text{ мм}^2.$$

Расчетное сечение получилось меньше минимально допустимого согласно ПУЭ, поэтому примем медный кабель марки КРВГ сечением 2,5 мм².

Аналогично производим выбор трансформаторов напряжения в КРУ. Примем к установке в данных трехфазную антирезонансную группу измерительных трансформаторов напряжения внутренней установки НАЛИ-СЭЦ-6 кВ.

Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы НАЛИ-СЭЦ-6(10) устанавливаются в шкафах КРУ, КРУН и КСО в соответствии с чертежами этих изделий. Крепление установочной рамы на месте установки трёхфазных групп НАЛИ-СЭЦ-6(10)-1(3, 4, 6, 11, 14, 16), производится с помощью четырех болтов крепления М12 через отверстия в горизонтальных швеллерах. Трёхфазные группы НАЛИ-СЭЦ-6(10)-21(26) закрепляются болтами М12 через отверстия в основании трансформаторов.

Не допускаются резкие толчки и удары изделия при производстве монтажных работ.

Заземление нейтрали выполнено через индуктивное сопротивление обмотки трансформатора постоянного напряжения.



Рисунок 14 – Внешний вид трансформатора напряжения НАЛИ-СЭЦ-6

Таблица 24 – Вторичная нагрузка ТН в КРУ 6 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр трехфазный	СВ3021	7,5	1	7,5
Счетчик акт. и реакт. эл. энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1	7	7
Ваттметр	СР3021	5	1	5
Варметр	СР3021	5	1	5
Итого				29,5

Таблица 25 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НАЛИ-СЭЩ-10

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6,6$ кВ $U_{ном2} = 100$ В	$U_{уст} = 6,6$ кВ	$U_{ном} = U_{уст}$
	Класс точности 0,2	
$S_{ном} = 60$ ВА	$S_{приб} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}$ $S_{приб} = \sqrt{29,5^2 + 0^2} = 29,5$ ВА	$S_{ном} \geq S_{приб}$

Произведем выбор кабеля приборов со вторичной обмоткой трансформатора напряжения.

Расчетный ток во вторичной обмотке ТН будет равен:

$$I_2 = \frac{29,5}{100} = 0,3 \text{ А.}$$

Получим минимальное сечение, равное:

$$q_{min} = 0,0185 \cdot \frac{100 \cdot 0,3}{0,5 \cdot 100} = 0,01 \text{ мм}^2.$$

Сечение кабеля получено меньше минимально, выбираем медный кабель марки КРВГ сечением 2,5 мм².

4.6 Выбор ошиновки на стороне 220 кВ.

В ОРУ 35 кВ и выше обычно применяют гибкие шины, выполненные сталеалюминевыми проводами.

Гибкие шины и токопроводы крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим междуфазным расстоянием. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание. На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_K^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$ и провода ВЛ при $i_{y0} \geq 50 \text{ кА}$. На высокой стороне ПС не требуется проверка на электродинамическую стойкость.

В ОРУ проверять на термическое действие тока короткого замыкания не следует, его шины, находящиеся на улице, расположены без изолированного материала.

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

Выбираем гибкие шины марки АС - 240/39:

$$q = 240 \text{ мм}^2, \quad d = 21,6 \text{ мм}, \quad I_{дон} = 610 \text{ А}.$$

$$I_{дон} \geq I_{max}$$

$$610 \geq 339,1 \text{ А}$$

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 400 см.

Проверяем выбранные шины по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (70)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (71)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,9 \text{ кВ/см}$$

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

r_0 – радиус провода,

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

$$E_{np} = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \log \left(\frac{D_{cp}}{r_0} \right)} \quad (72)$$

$$E_{np} = \frac{0,354 \cdot 220}{1,08 \cdot \log \left(\frac{504}{1,08} \right)} = 27,01 \text{ кВ/см},$$

где D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см.}$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

Проверяем по условию:

$$1,07 \cdot E_{np} \leq 0,9 \cdot E_0,$$

$$28,64 < 28,796$$

Проверку выбранный провод прошел, коронный разряд возникать не будет, соответственно провод сечением АС-240/39 подходит в качестве гибкой ошиновки на ОРУ.

4.7 Выбор ошиновки на стороне 6,6 кВ.

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

Номинальный ток:

$$I_{p.max} = 3079 \text{ А};$$

Выбираем алюминиевую шину коробчатого сечения:

$$d = 100 \times 45 \times 6 \text{ мм}; q_{станд} = 1010 \text{ мм}^2; I_{дон} = 3500 \text{ А}.$$

Проверка по термостойкости исходя из данных.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (73)$$

где $C = 90$ для алюминиевых шин и кабелей;

q_{min} – минимальное сечение провода.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{2137 \cdot 10^6}}{90} = 513,6 \text{ мм}^2.$$

$$q_{min} < q_{станд}$$

$$513,6 < 1010$$

Проверка шин на электродинамическую стойкость для алюминиевых шин:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{J} \text{ Гц}, \quad (74)$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{83} = 387,4 \text{ Гц.}$$

где J - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см^4 ;

q - поперечное сечение шины, см^2 ;

l - длина пролета между изоляторами.

$$J = \frac{10^3}{12} = 83 \text{ см}^4.$$

Так как $f_0 > 200$ Гц, то механический резонанс не происходит и шины электродинамически стойки.

Механический расчёт шин.

Напряжение в материале шины, возникающее при действии механической силы (МПа), должно быть меньше допустимого (для материала шины марки АД31Т = 90 МПа), определим напряжение при взаимодействии фаз:

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \frac{i_{yd}^2 \cdot l^2}{a \cdot W_a} \cdot 10^{-8} \quad (75)$$

где W_a - момент сопротивления шины;

l - длина пролета между опорными изоляторами.

a - расстояние между фазами.

$$W_a = \frac{1 \cdot 10^2}{6} = 16,7 \text{ см}^3.$$

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \frac{(62,67 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,2^2}{16,7 \cdot 0,6} \cdot 10^{-8} = 9,77 \text{ Мпа.}$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия полос:

$$\sigma_n = \frac{0,5 \cdot i_{yd}^2 \cdot l^2 \cdot 10^{-7}}{h \cdot 12W_a}$$

$$\sigma_n = \frac{0,5 \cdot (62,67 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,2^2 \cdot 10^{-7}}{0,1 \cdot 12 \cdot 16,7} = 14,1 \text{ МПа.}$$

где h – высота шины, м.

Общее напряжение в шине:

$$\sigma_{расч} = \sigma_{\phi} + \sigma_n$$

$$\sigma_{расч} = 9,77 + 14,1 = 23,9.$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{дон} = 90$ МПа, можно сказать, что шины механически прочны.

4.8 Выбор изоляторов на стороне 6,6 кВ

Изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке. Проходные изоляторы дополнительно выбираются и по номинальному току.

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах.

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, т.е. должно соблюдаться условие:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$F_{расч} \leq 0,6 \cdot F_{разр} = F_{дон}. \tag{76}$$

где – $F_{\text{разр}}$ разрушающая нагрузка на изгиб.

Выбираем проходной изолятор ОСК 6-10-Г03-2 УХЛ1.

С допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot 6 = 3,6 \text{ кН}$$

Высота изолятора равна $H_{\text{из}} = 215$ мм.

Расчётная сила:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{I_{\text{уд}}^2}{a} \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-7} \quad (77)$$

где l - длина пролета между опорными изоляторами;

a - расстояние между фазами.

k_h - поправочный коэффициент на высоты шины.

$$k_h = \frac{H}{H_{\text{из}}}$$

где H – высота шины вместе с изолятором;

$H_{\text{из}}$ - высота изолятора.

$$H = H_{\text{из}} + \frac{h_{\text{шин}}}{2}$$

$$H = 215 + \frac{100}{2} = 265 \text{ мм.}$$

$$k_h = \frac{265}{215} = 1,2$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{(62,67 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,2}{0,6} \cdot 1,2 \cdot 10^{-7} = 1633 \text{ Н.}$$

Проверка:

$$F_{расч} = 1633 < 3600 \text{ Н.}$$

4.9 Выбор изоляторов на стороне 220 кВ

Шины открытых РУ 220 кВ крепятся к порталам с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Выбор любых изоляционных конструкций выполняется по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \quad (78)$$

где λ_3 – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ;

U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ (по ГОСТ 721-77);

K – коэффициент эффективности.

Число изоляторов в гирлянде определяется как:

$$m = \frac{L}{L_{и}} \quad (79)$$

где $L_{и}$ – длина пути утечки одного изолятора.

Для ОРУ 220 кВ к числу изоляторов, полученных по формуле (28) следует прибавить еще 2 изолятора. Необходимо выбрать подвесные изоляторы для системы шин на ОРУ 220.

Длина пути утечки для 220 кВ составит:

$$L = 1,5 \cdot 252 \cdot 1,44 = 544,32 \text{ см.}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС70Е с длиной пути утечки 320 мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{544,32}{32} + 2 = 19,1$$

Так как мы изначально берем на два изолятора больше, округляем до ближайшего целого, получаем 19 изоляторов в гирляндах ошиновки ОРУ 220 кВ.

В качестве опорных изоляторов на ОРУ 220 кВ выбираем ОСК-8-220-4 УХЛ1 расшифровывается как – изолятор опорный стержневой защитная оболочка кремнийорганическая. Высоковольтные полимерные изоляторы ОСК-8-220-А-4 УХЛ1 выпускаются серийно на основе композиционных материалов: высокопрочного стеклопластикового стержня диаметром 120 мм, защитной оболочки из кремнийорганической резины, обладающей повышенной гидрофобностью и трекинговостойкостью. Длина пути утечки – 5700 мм.

С допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 8 = 4,8 \text{ кН.}$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 2300$ мм.

$$H = 2300 + \frac{21,6}{2} = 2311 \text{ мм.}$$

$$k_h = \frac{2311}{2300} = 1$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{(15,63 \cdot 10^3)^2 \cdot 16}{4} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 169 \text{ Н.}$$

Проверка:

$$F_{расч} = 169 < 4800 \text{ Н.}$$

4.10 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничитель перенапряжений нелинейный используется для защиты изоляции электроустановок ПС. Конструкция ограничителя состоит из последовательно соединённых варисторов, при протекании рабочего напряжения, сопротивление остается высоким. Но как только воздействует на варисторы перенапряжение, тогда уменьшается собственное сопротивление и повышается ток. Выработанное количество теплоты рассеивается в окружающую среду, а через данную защиту выходит необходимое для работы оборудования напряжение.

Преимуществами ОПН перед разрядниками являются возможность глубокого ограничения перенапряжений, в том числе междуфазных, малые

габариты, позволяющие использовать их в качестве опорных изоляционных колонн, большая пропускная способность.

Уровень ограничения коммутационных перенапряжений с помощью ОПН составляет $(1,65-1,8)U_{\phi}$. Уровень ограничения грозовых перенапряжений составляет $(2,2-2,4)U_{\phi}$ в сетях 110 кВ и снижается до $2 U_{\phi}$ для линий электропередачи 750 кВ.

Ограничители комплектуются в виде параллельно соединенных колонок из дисков диаметром 28 и высотой 8 мм. В соответствии с пропускной способностью число параллельных колонок резисторов в ОПН варьируется от четырех в ограничителе перенапряжения на 110 кВ до 30 в ограничителе на 750 кВ. Торцы дисков металлизированы и обеспечивают контакт между дисками.

Выбор ОПН, как правило, выполняется в два этапа:

- 1) Предварительный выбор;
- 2) После уточнения влияющих факторов окончательный выбор.

Первым, и наиболее важным, шагом для выбора ограничителей является выбор напряжения ОПН с учетом времени его воздействия. Для этого необходимо иметь максимальную информацию о сети, где будет работать защитный аппарат.

Главное обстоятельство, определяющее безаварийную работу ограничителей, является длительное рабочее напряжение на аппарате. Оно оговорено директивными документами РФ и СНГ в рамках соответствующих правил (ПТЭ, ПУЭ, РУ). По этим требованиям напряжение на подстанциях (на отправном конце линий) в нормальном режиме не должно быть более, чем $1,2 U_{ном}$ в сетях до 35 кВ, $1,15 U_{ном}$ - в сетях 35-220 кВ, $1,1 U_{шм}$ - в сетях 330 кВ и $1,05 U_{н}$ - в сетях 500 кВ и выше. На разомкнутом конце линий оно, естественно, несколько больше, но величина напряжения оговаривается по нагреву магнитной системы силовых трансформаторов, электромагнитных трансформаторов напряжения и шунтирующих реакторов.

В сетях с глухим заземлением нейтрали отношение индуктивных сопротивлений по нулевой и прямой последовательностям обычно не более трех,

поэтому при замыканиях одной из фаз на землю на здоровых фазах напряжение с достаточно большим запасом не более $1,4 U_{\text{фМ}}$. Однако в ряде случаев и в этих сетях из-за "потери нуля" напряжение на ОПН может быть более $1,4 U$ вплоть до $1,7 U_{\text{ф}}$.

Ограничитель перенапряжений рассчитан по своему конструктивному строению на максимальный ток, который протекает через него в случаях работы варисторов (уменьшение сопротивления). Данный ток не должен нарушить термические свойства ОПН.

Величина импульсного тока, протекающая через варисторы, является одним из основных параметров, определяющих электрические характеристики ОПН.

Выбор ограничителей перенапряжения.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Произведем выбор и проверку ОПН на сторону 220 кВ.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{\text{нр}}$, которое для сетей 220кВ определяется по формуле:

$$U_{\text{н.р.}} = \frac{1,15 \cdot U_{\text{ном.сети}}}{\sqrt{3}} \quad (80)$$

$$U_{\text{н.р.}} = \frac{1,15 \cdot 220}{\sqrt{3}} = 146,1 \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,45.

Производим проверку ОПН-П-220/146/20/2 УХЛ1

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B} \quad (81)$$

$$U_{p.n.p.} = \frac{146,1}{1,45} = 100,7 \text{ кВ.}$$

где K_B - коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$ (кривая приведена на Рисунке 15), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

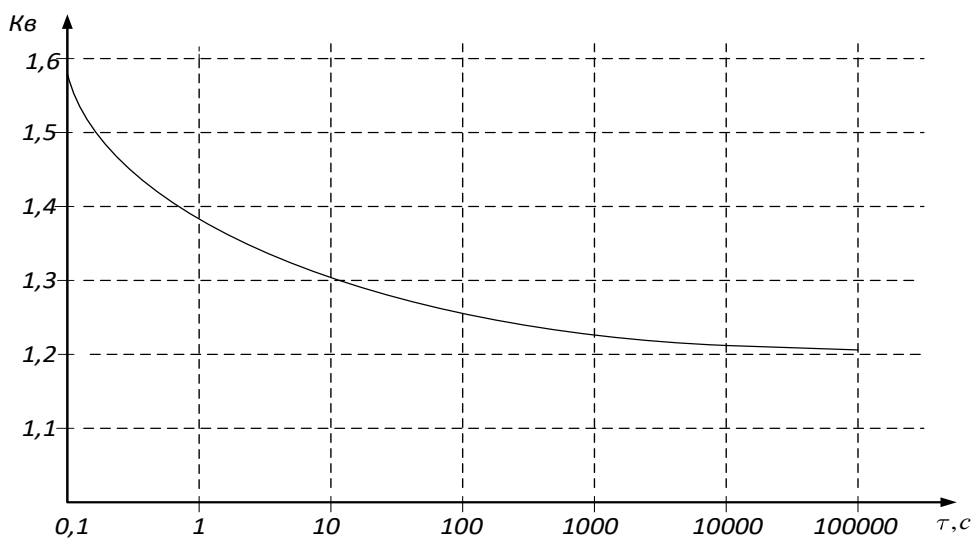


Рисунок 15 – График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n \quad (82)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 354 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 430 \text{ Ом}$;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов, $n = 2$.

Значение U можно рассчитать по формуле:

$$U = 3,5 \cdot U_{ном} \quad (83)$$

$$U = 3,5 \cdot 220 = 770 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c} \quad (84)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны;

l – длина защищённого подхода, км.

$$T = \frac{2,5}{0,91 \cdot 2,7} = 1,017 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(770 - 354)}{430} \cdot 354 \cdot 2 \cdot 1,017 \cdot 2 = 1393,2 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} \quad (85)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{1393}{220} = 6,3 \text{ кДж/кВ}$$

Окончательно выбираем ОПН-П-220/146/20/2 УХЛ1 с удельной энергоемкостью 8,4 кДж/кВ.

Таблица 26 – ОПН-П-220/146/20/2 УХЛ1

Напряжение сети, кВ	220
Наибольшее допустимое напряжение, кВ	146
Номинальный разрядный ток, кА	20
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	8,4

Производим выбор ОПН на стороне 6,6 кВ ОПН-6/7,2/10/2 УХЛ1.

Расчетная величина рабочего напряжения:

$$U_{н.р.} = \frac{1,15 \cdot 7,2}{\sqrt{3}} = 4,78 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе:

$$U_{р.н.р.} = \frac{4,78}{1,45} = 3,29 \text{ кВ.}$$

Поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(60 - 25)}{430} \cdot 25 \cdot 2 \cdot 1,017 \cdot 2 = 4,14 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{4,14}{6} = 0,68 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН-6/7,2/10/2 УХЛ1 с удельной энергоемкостью 2 кДж/кВ.

Таблица 27 – ОПН-6/7,2/10/2 УХЛ1

Напряжение сети, кВ	6
Наибольшее допустимое напряжение, кВ	7,2
Номинальный разрядный ток, кА	10
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	2

4.11 Выбор трансформатора собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Потребители собственных нужд на подстанции, являются оперативные цепи, система связи, система охлаждения трансформаторов, телемеханики, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной, обогрев приводов оборудования, находящиеся на ОРУ.

Трансформаторы собственных нужд в большинстве случаев изготавливаются на напряжение высокой стороны 10 кВ. Для поддержания в работе освещение, отопление, работу релейной защиты и автоматики необходимо выбрать ТС, который обеспечит электроэнергией заданную категорию потребителей. Выполнять поставленные цели электрооборудование будет на переменном токе с частотой 50 Гц, напряжение в сети установится 220/380 В.

Трансформаторная мощность выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд (Таблица 28).

Таблица 28 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Р _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение трансформатора	0,8	20,6	15,45
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Отопление и освещение ДП	1	80	-
Освещение ОРУ	1	10	-
Насосная	1	30	-
Прочее	1	46	-
Итого		303,6	15,45

$$S_{pac} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (86)$$

$$S_{pac} = \sqrt{303,6^2 + 15,45^2} \cdot 0,8 = 243 \text{ кВА.}$$

Примем к установке энергосберегающий трансформатор марки ТМГ-400/10-11 производства ЗАО «Электроцит». Данный трансформатор герметичного исполнения имеет самый низкий уровень потерь холостого хода и короткого замыкания из всех выпускаемых в странах СНГ аналогичных трансформаторов. Увеличение объема масла при нагреве воспринимается упругими гофрами. Данный трансформатор также не имеет расширителя, за счет чего достигается существенная экономия пространства.

Трансформаторы устанавливаются по одному на каждую секцию РУ 6,6 кВ.

4. 12 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на

линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского. Они являются преградой для высокой частоты набегающие на шины подстанции, которая служит для работы релейной защиты, автоматики и связи между станциями и подстанциями, то есть осуществляется по линиям электропередачам.

Принцип работы высокочастотных заградителей является законы ТОЭ. ВЧ является обмоткой индуктивности, её сопротивление определяется частотой в сети. Чем выше частота, тем выше сопротивление заградителя, значит пройти через преграду сможет сигнал с малой частотой иначе говоря промышленная. Для того, чтобы связь всё-таки прибыла на подстанцию, необходимо перед ВЧ заградителем установить конденсатор связи, его принцип действия противоположен. Именно по этому пути следует высокочастотный тракт, через конденсатор связи к приборам по преобразованию сигнала.

Внешний вид ВЧ заградителей представляет собой, обмотки обмотанные в форме цилиндра, между ними есть воздушный промежуток, который и является естественным охлаждением. Чаще всего заградители подвешивают на линейных порталах.

Выбор ВЧ-заградителей производим по следующим условиям:

- по номинальному току, формула;
- по току электродинамической стойкости;
- по току термической стойкости.

Для ВЛ 220 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-400-0,5 У1.

Таблица 29 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ВЗ-400-0,5 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_N = 400 \text{ А}$	$I_{\text{РМАХ}} = 258,6 \text{ А}$	$I_P \leq I_N$
$i_{\text{уд кз}} = 25,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 15,63 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{уд кз}}$
$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} = 300 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 118,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}}$



Рисунок 16 – Общий вид высокочастотного заградителя

5 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА НА МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ ЗАЩИТЕ СИРИУС

Требуется выполнить расчет уставок дифференциальной защиты на терминале Сириус – Т3 для защиты трансформатора типа ТРДН-63000/220.



Рисунок 17 – Терминал СИРИУС-Т3

Трёхобмоточный трансформатор типа ТРДН-63000/220;

Схема и группы соединения обмоток звезда/треугольник/треугольник;

Мощность = 63 МВА;

Номинальное напряжение обмоток: $230 \pm 12 \times 1\% / 6,6$ кВ

Напряжения короткого замыкания: $U_{квн} = 11,5\%$;

Коэффициент трансформации трансформатора тока. Ток во вторичной цепи трансформаторов тока:

$$I_{перв.i} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_i} ; \quad (87)$$

$$n_{ТА.расч.} = \frac{I_{перв.i} \cdot k_{сх.}}{5} ; \quad (88)$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока выбираем таким, чтобы при протекании тока в первичной обмотке ток во вторичной обмотке не превышал $I_{\text{втор.}} \leq 5\text{А}$. Поэтому, мы округляем выбранный коэффициент трансформации до больших значений, т.е. берем его “с запасом”.

$$I_{\text{втор.}i} = \frac{k_{\text{сх.}\Delta} \cdot I_{\text{перв.}i}}{k_{\text{м.уст.}}}; \quad (89)$$

Результаты расчетов приведём в таблице 30.

Таблица 30 – Расчет параметров трансформаторов тока

Параметр трансформатора тока	ВН 230 кВ	НН 6,6 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 2} = 2756$
Схема соединения трансформатора тока	Y	Y
Коэффициент схемы	1	1
Расчётный коэффициент трансформации ТА	$\frac{1 \cdot 158}{5}$	$\frac{2756}{5}$
Коэффициент трансформации	$\frac{600}{5}$	$\frac{4000}{5}$
Вторичные токи в плечах защиты, А	1,3	3,44

5.1 Дифференциальная токовая защита

ДЗТ-1 (дифференциальная токовая отсечка).

Дифференциальная токовая отсечка предназначена для быстрого отключения повреждений, сопровождающихся большим дифференциальным током. Она работает без каких-либо блокировок и не имеет торможения.

Таблица 31 – Выбор уставки срабатывания с учётом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ

Наименование величины	Обозначение и метод определения (расчетная формула)	Числовые значения для стороны	
		НН1	НН2
1	2	3	4
Максимальный ток внешнего к.з., приведенный к стороне ВН, А	$I_{к.з.внеш.макс.}$	929	929
Расчетный ток максимального внешнего к.з., приведенный к номинальному току трансформатора (в о.е.)	$I_{к.з.внеш.макс.*} = I_{к.з.внеш.макс.} / I_{баз.ВН}$	$929 / 158 = 5,9$	$929 / 158 = 5,9$
Расчетный ток небаланса при внешнем к.з. (в о.е.)	$I_{нб.} = k'_{отс.} \cdot (k'_{пер.} \cdot k_{одн.} \cdot \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав.}) \cdot I_{к.з.внеш.макс.*}$	$1,5 \cdot (3,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04) \cdot 5,9 = 4,07$	$1,5 \cdot (3,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04) \cdot 5,9 = 4,07$
Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ. (в о.е.)	Должны выполняться условия: $I_{диф} / I_{баз} \geq I_{нб}$ и $I_{диф} / I_{баз} \geq 6$	Принимаем значение 6	
Принятое значение уставки (округление до одного знака после запятой)	$I_{диф.чувст.} / I_{баз} = I_{диф.груб.} / I_{баз}$ диапазон уставки $(4,0 - 30,0) I_{баз}$	6	

ДЗТ-2 (чувствительная ступень с торможением)

Данная ступень предназначена для защиты трансформатора как от повреждений, сопровождающихся большими значениями токов, так и от межвитковых замыканий, при которых значение аварийного тока меньше номинального тока обмотки трансформатора. Характеристика срабатывания ступени пригодна для трансформаторов с односторонним и многосторонним питанием.

Характеристика срабатывания (тормозная характеристика) определяется соотношением дифференциального и тормозного токов. В защите используются «грубая» и «чувствительная» характеристики срабатывания.

Определяем базовую уставку $I_{д1}/I_{ном}$, согласно рекомендации производителя, выбирается в диапазоне 0,3 - 1,0.

Выбор уставки выбирается по условию:

$$\frac{I_{д1}}{I_{ном}} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч*}; \quad (90)$$

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

$I_{нб.расч}$ – расчётный ток небаланса, порождаемый сквозным током, в о.е.

$$I_{нб.расч*} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав} \quad (91)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, принимается $K_{пер} = 3,0$;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается $K_{одн} = 1,0$;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме, $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U_{РПН}$ – размах РПН;

$\Delta f_{добав}$ – слагаемое, обусловленное неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, согласно данным изготовителя, $\Delta f_{добав} = 0,04$.

$$\frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}} \geq 1,2 \cdot (3 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04) = 0,552.$$

Принимаем $I_{\partial 1}/I_{ном} = 0,6$.

Определяем тормозной ток:

$$k_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot I_{нб.расч*} \quad (92)$$

$$k_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot 0,46 = 0,77.$$

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

$$k_{торм} = \frac{100 \cdot I_{диф}}{I_{торм}} = \frac{100 \cdot k'_{отс} \cdot I_{нб.расч*}}{k_{сн.т}}; \quad (93)$$

$$k_{торм} = \frac{100 \cdot 1,3 \cdot 0,46}{0,77} = 77,7\%$$

Принимаем уставку $K_{торм} = 78 \%$.

Угол наклонной определится по выражению:

$$\varphi = \arctg \cdot \left(\frac{k_{торм\%}}{100} \right) \quad (94)$$

где $k_{торм\%}$ - коэффициент торможения, выраженный в процентах.

$$\varphi = \arctg \cdot \left(\frac{78}{100} \right) = 38^\circ$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически по выражению:

$$\frac{I_{m1}}{I_{ном}} = \frac{\left(\frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}}\right) \cdot 100}{k_{торм}} \quad (95)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{ном}} = \frac{0,6 \cdot 100}{78} \approx 0,77$$

Уставка второй точки излома $I_{д2}/I_{ном}$, согласно рекомендации производителя, выбирается в диапазоне 1,5 - 2. Принимаем уставку - 2.

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{д.г2}/I_{д.г1}$ рекомендуется на уровне 12 - 15 %.

Определяем первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения:

$$I_{с.з.} = I_{ном} \cdot \frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}}; \quad (96)$$

$$I_{с.з.} = 158 \cdot 0,6 = 94,8 \text{ А.}$$

Определяем коэффициент чувствительности при КЗ на стороне НН.

Для этого двухфазное КЗ на низкой стороне приводим к высокой и делим на ток срабатывания защиты.

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{п.о}^{(3)}$$

Двухфазное КЗ низкой стороны приведённое к высокой:

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 32,37 \cdot \frac{6,6}{230} = 0,8 \text{ кА.}$$

$$K_{\varphi} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з.}} ; \quad (97)$$

$$K_{\varphi} = \frac{800}{94,8} = 8,4 \geq 2$$

Коэффициент чувствительности больше двух, проверка пройдена.

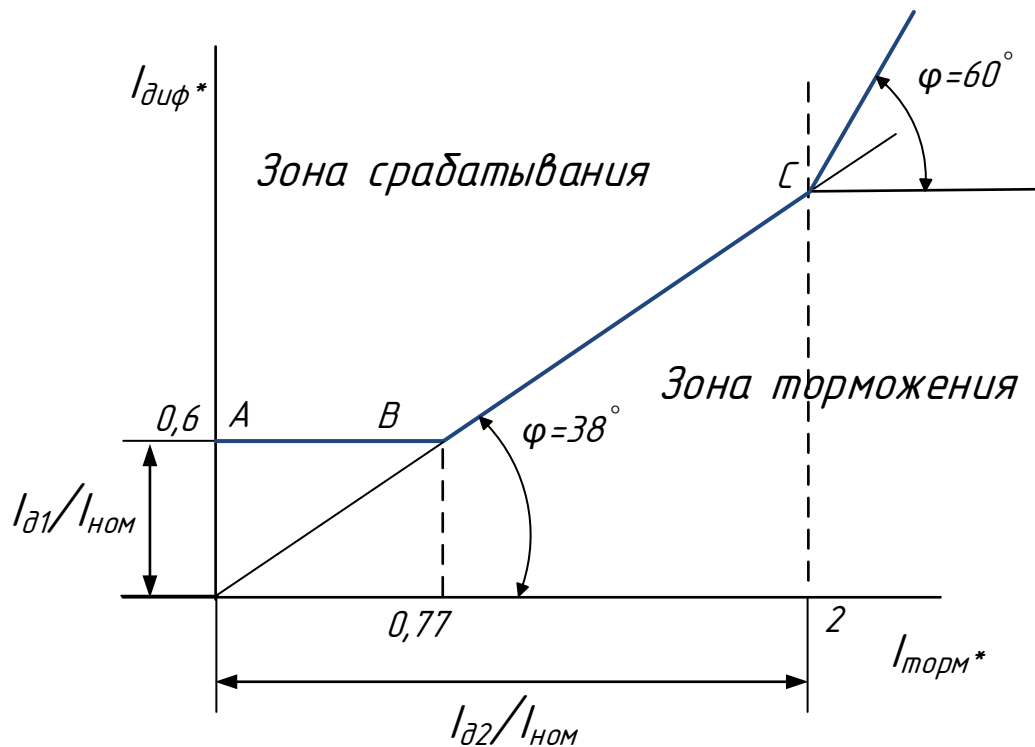


Рисунок 18 – Тормозная характеристика ДЗТ-2

Чувствительность защиты соответствует требованиям ПУЭ.

ДЗТ-3 (сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты)

ДЗТ-3 контролирует действующее значение дифференциального тока трех фаз. Если в течение времени, определяемого уставкой «ДЗТ-3 –Т, с», дифференциальный ток превышает уставку «ДЗТ-3 – $I_{\partial 1}/I_{\partial аз}$ », то загорается светодиод «Небаланс ДЗТ» и отображается соответствующая надпись на индикаторе. Также замыкаются контакты реле «Сигнализация» и загорается светодиод «Внешняя неисправность».

Уставка по току выбирается меньшая, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2($I_{01}/I_{ном}$), а уставка по времени порядка нескольких секунд. Что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Рекомендуемые значения $I_{01}/I_{ном}=0,1$; $T, c = 10$.

В устройстве «Сириус-ТЗ» контролируется перегрузка по току в трёх обмотках трансформатора.

5.2 Максимальная токовая защита

Для расчёта уставок ток КЗ необходимо принять в максимальном и минимальном режиме. Для этого примем max ток КЗ – трехфазного короткого замыкания, а в min ток КЗ – двухфазного короткого замыкания.

Произведем выбор уставок на шинах 6 кВ.

Расчёт МТЗ с пуском по напряжению выполняется по данной последовательности:

1. Отстройка по току нагрузки:

$$I_{с.з} = \frac{k_H \cdot k_3}{k_B} \cdot I_{ном.нн} \quad (98)$$

где k_H - коэффициент надежности;

k_3 - коэффициент загрузки;

k_B - коэффициент возврата выходных реле терминала.

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 2756 = 4525,64 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{с.з} = 4525,6 \text{ А.}$

2. Ток срабатывания по условию обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах:

$$I_{c.з} = \frac{I_{K3\min(HH)}^{(2)}}{k_q} \quad (99)$$

где $I_{K3\min(HH)}^{(2)}$ - минимальный ток двухфазного КЗ низкой стороны, А;

k_q - коэффициент чувствительности.

$$i_{c.з} = \frac{32,37 \cdot \sqrt{3}}{1,5} = 18,7 \text{ кА.}$$

3. Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{c.р} = \frac{I_{c.з} \cdot k_{cx}}{k_{TT}} \quad (100)$$

где k_{cx} - коэффициент схемы подключения трансформатора тока;

k_{TT} - коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{c.р} = \frac{4525,6 \cdot 1}{4000/5} = 5,66 \text{ А.}$$

Округлять в меньшую сторону нельзя.

Принимаем $I_{c.р} = 5,7 \rightarrow I_{c.з} = 4557,6 \text{ А.}$

$$I_{MT36} = 4557,6 \text{ А.}$$

4. Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{\min}}{k_{omc} \cdot k_B} \quad (101)$$

где U_{\min} - междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, выбираем 0,85 от $U_{\text{ном}}$;

k_{omc} - коэффициент отстройки, равен 1,2.

$$\frac{0,85 \cdot 6600}{1,2 \cdot 1,2} = 3895,8 \text{ В.}$$

5. Отстройка от напряжений самозапуска при включении АПВ или АВР заторможенных двигателей:

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{зан}}{k_{отс}} \quad (102)$$

где $U_{зан}$ - междуфазное напряжение в месте установки ПОН в условиях самозапуска заторможенных двигателей при включении их от АПВ или АВР, $0,7 \cdot U_{ном}$, В.

$$\frac{0,7 \cdot 6600}{1,2} = 3850 \text{ В.}$$

Принимаем для пункта 4 и 5 $U_{c.з} = 3850$ В.

Произведем выбор уставок на шинах 220 кВ.

Расчёт МТЗ с пуском по напряжению выполняется по данной последовательности:

1. Отстройка по току нагрузки:

$$I_{c.з} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 158 = 259,45 \text{ А}$$

Принимаем $I_{c.з} = 259,5$ А

2. Ток срабатывания по условию обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах:

$$i_{c.з} = \frac{6,209 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{1,5} = 3,58 \text{ кА.}$$

3. Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{c.р} = \frac{259,5 \cdot 1}{600/5} = 2,16 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{c.р} = 2,2 \rightarrow I_{c.з} = 264$ А.

$$I_{МТЗ220} = 264 \text{ А.}$$

4. Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$\frac{0,85 \cdot 230}{1,2 \cdot 1,2} = 135,8 \text{ кВ.}$$

5. Отстройка от напряжений самозапуска при включении АПВ или АВР заторможенных двигателей:

$$\frac{0,7 \cdot 230}{1,2} = 134,2 \text{ В.}$$

Принимаем для пункта 4 и 5 $U_{с.з} = 135,8 \text{ кВ.}$

5.3 Защита от перегрузки

Для обеспечения защиты от перегрузки всех обмоток трансформатора следует руководствоваться таким размещением устройств сигнализации перегрузки.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{сз.п} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{ном} \tag{103}$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

$I_{ном}$ - номинальный ток стороны трансформатора;

$k_{в}$ - коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95.

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{сз.п.В} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 158 = 174,6 \text{ А.}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{сз.п.Н} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 2756 = 3046,1 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$I_{\text{втор.п}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{сз.п}}}{n_{\text{тВН}}} \quad (104)$$

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.В}} = \frac{1 \cdot 174,6}{600/5} = 1,46 \text{ А.}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.Н}} = \frac{1 \cdot 3046,1}{4000/5} = 3,8 \text{ А.}$$

Защита выполнена с действием на сигнал если ПС с дежурным персоналом и с действием на отключение 10-20 с. без персонала

5.4 Газовая защита

Газовая защита — одна из немногих, после которых не допускается действие АПВ, так как в большинстве случаев отключаемые ей повреждения оказываются устойчивыми. Согласно ПУЭ [7] газовая защита устанавливается на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более. Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом образовании газа и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном образовании газа и дальнейшем понижении уровня масла. Газовая защита маслonaполненных аппаратов имеет абсолютную селективность и срабатывает только при повреждениях внутри бака.

5.5 Устройство резервирования отказа выключателя

В терминале Сириус-ТЗ предусмотрено устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ). Пуск автоматики УРОВ от защит поврежденного присоединения осуществляется через его выходное реле. Для контроля отказа выключателя используется выдержка времени, которая отстраивается от времени отключения выключателя и времени возврата пускового органа устройства.

В цепи каждого выключателя предусматривается пусковой токовый орган во всех трех фазах, предназначенный для контроля положения выключателя.

В качестве дополнительного мероприятия для предотвращения ложных срабатываний УРОВ в обеих схемах в цепи пуска схемы УРОВ устанавливаются накладки или ключи управления, позволяющие при проверке защиты или ее неисправности разомкнуть цепь пуска и выдачи команды на отключение питающих присоединений.

В Сириус-ТЗ встроена логика устройства резервирования при отказе выключателя стороны ВН (УРОВ ВН). Функция УРОВ выполнена на основе индивидуального принципа, что подразумевает наличие независимой логики УРОВ на каждом присоединении. В случае необходимости, имеется возможность использования в централизованной схеме УРОВ. Возможны следующие варианты работы схемы УРОВ:

- с автоматической проверкой исправности выключателя (с контролем по току и предварительной выработкой команды отключения резервируемого выключателя);

- с дублированным пуском от защит с использованием реле положения «Включено» выключателя (с контролем по току и контролем посылки отключающего импульса на отключение выключателя от защит).

6 РАЗРАБОТКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ

6.1 Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления

В зависимости от назначения, существуют следующие виды заземлений: защитное, рабочее, молниезащиты.

Защитное заземление применяется для защиты персонала от напряжения прикосновения. Принцип действия защитного заземления – снижение до безопасных значений напряжений прикосновения и шага, обусловленных замыканием на корпус и другими причинами. Оборудование и части электроустановок, которые в нормальном состоянии находятся без напряжения следует заземлять. Заземлению подлежат: корпуса трансформаторов, разъединителей, выключателей и других электрических аппаратов, а также защитные металлические кожухи.

Отвод молний в землю, осуществляется по средствам образования одного стержня или системы молниеотводов на территории защищаемых объектов.

Заземление конструктивно на подстанции выполняется в виде сетки состоящей из горизонтальных заземлителей, со стороны квадрата сетки кратной 6 м. В узлах данной сетки располагаются вертикальные заземлители. Сетка не должна проходить под фундаментом электрических установок. Вертикальные заземлители – прутковая сталь диаметром не менее 10 мм. Сетка закладывается на глубину 0,5-0,7 м.

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя, определение расчетных геометрических параметров сетки заземления и проверку электродов на термическую и коррозионную стойкость.

Произведем расчет заземления ОРУ 220 кВ.

Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования, чтобы человек при прикосновении к аппарату не мог находиться за его пределами.

Площадь использования под заземлитель, м²:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (105)$$

$$S = (51,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot (67,25 + 2 \cdot 1,5) = 3822 \text{ м}^2.$$

где A и B – ширина и длина территории, занимаемой заземлителем, м.

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков диаметром, равным $d = 10$ мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{m.n} = \pi \cdot R^2, \quad (106)$$

$$F_{m.n} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2.$$

где R – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (107)$$

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{6209^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 37,1 \text{ мм}^2.$$

где $T = 0,3$ с – время срабатывания релейной защиты при его отключении;

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

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (108)$$

где $T = 240$ мес. – время использования заземлителя за 20 лет.

$$S_{cp} = a_3 \cdot \ln^3 T + b_2 \cdot \ln^2 T + c_1 \cdot \ln T + \alpha_0, \quad (109)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,003 \cdot \ln^2 240 + 0,041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 0,932 \text{ мм}^2;$$

где a_3, b_2, c_1, α_0 – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта.

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$F_{кор} = 31,9 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников удовлетворяет условию:

$$F_{м.п} \geq F_{\min} \geq F_{кор} + F_{м.с}; \quad (110)$$

$$F_{м.п} = 78,5 \geq F_{\min} = 69,1 \text{ мм}^2.$$

Данное условие выполняется, поэтому оставляем выбранный диаметр прутков.

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{n-n} = 6$ м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}}; \quad (111)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 3822}{6} = 1274 \text{ м.}$$

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

Число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (112)$$

$$m = \frac{1274}{2 \cdot \sqrt{3822}} - 1 = 9,3$$

Принимаем: $m=10$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6,2 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (113)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{3822} \cdot (10 + 1) = 1360 \text{ м.}$$

Вычисляем количество вертикальных электродов:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (114)$$

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{3822}}{15} = 16,5$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, равное 15 м.

Принимаем: $n_g = 17$.

Рассчитываем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{I}{L + n_g \cdot l_g} \right), \quad (115)$$

где $\rho_{\text{экв}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

A – параметр, зависящий от соотношения $l_g / \sqrt{S_1}$.

$l_g / \sqrt{S_1} = 5 / \sqrt{3822} = 0,081$, следовательно, $A = 0,1$ [3].

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя равно:

$$R = 0,166 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (116)$$

где I_M – ток молнии, кА.

$$\alpha_u = 1,537;$$

Находим импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом} \quad (117)$$

$$R_u = 0,166 \cdot 1,537 = 0,26 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Расчитанное импульсное значение равно 0,26 Ом, что меньше допустимого, а значит согласно ПУЭ данный заземлитель можно использовать на подстанции «Налдинская».

6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Защитное действие молниеотвода основывается на способности молнии поражать наиболее высокие объекты. Объект, который входит в зону действия защиты молниеотвода, при этом ниже самого молниеотвода, будет защищен от прямых ударов молний.

Для покрытия молниезащитой всей территории подстанции «Налдинская», необходима установка четырех молниеотводов, которые будут установлены на линейных порталах и два с двух сторон от КРУ отдельно стоящими конструкциями.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которые представляют собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

Произведем расчет параметров защиты молниеотводов 1 и 2, 3 и 4 на уровне защиты линейного портала.

Высота молниеотвода $h = 28$ м, тогда

Эффективная высота молниеотвода вычисляется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h; \quad (118)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 28 = 23,8 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h; \quad (119)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 28) \cdot 28 = 29,2 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определяется как:

$$h_{cx} = h_{эф} - 0,14 \cdot (L - h), \quad (120)$$

$$h_{cx} = 23,8 - 0,14 \cdot (45,4 - 28) = 20,7$$

где L – расстояние между молниеотводами.

Радиус защиты молниеотвода на уровне первого защищаемого объекта (линейного портала, высотой 17,5 м):

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right), \quad (121)$$

$$r_x = 29,2 \cdot \left(1 - \frac{17,5}{23,8}\right) = 7,7 \text{ м.}$$

где h_x – высота защищаемого объекта.

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}. \quad (122)$$

$$r_{cx} = 29,2 \cdot \frac{20,7 - 17,5}{20,7} = 4,5 \text{ м.}$$

Подробный расчет остальных молниеотводов и второй зоны защиты на уровне трансформатора приведён в Приложении Г.

В графической части выполнения ВКР на листе 5 представлен план молниезащиты подстанции «Налдинская». На нем указана 2 зоны защищаемых объектов и защита на уровне земли. Оборудование и части ПС защищены от прямых ударов молнии, поэтому данную систему молниеотводов с высотой 28 метров можно принять в качестве молниезащиты.

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

7.1 Безопасность

Подстанция «Налдинская» будет снабжать электроэнергией потребителей 1 категории. Для данной категории надежности необходимо осуществить энергоснабжение от двух источников питания. Поэтому на ПС предусмотрено два силовых трансформатора ТРДН-63000/220, безопасность их монтажа необходима.

Основным документом, которым необходимо руководствоваться монтаже силового трансформатора является: «Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ» – РД 153-34.3-03.285-2002. Перечислим основные требования:

«- Требования к подготовке площадки под монтаж трансформатора и его монтаж должны соответствовать СНиП 3.05.06-85.

- На время производства работ из числа инженерно-технических работников электромонтажной организации должно быть назначено лицо, ответственное за соблюдение правил техники безопасности и пожарной безопасности при монтаже трансформатора.

- Перемещение и разгрузка трансформатора должна производиться в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.009-76 и технологических карт перемещения с указанием мер безопасности и инструкций охраны труда (ИОТ). Место производства погрузочно-разгрузочных работ должно быть оборудовано знаками безопасности по ГОСТ 12.4.026-76.

- Запрещается во время перемещения трансформатора производить какие-либо работы или находиться на нем.

- Запрещается поднимать трансформатор за подъемные кольца, предназначенные для подъема выемной части.

- Работы по ревизии и монтажу трансформатора должны производиться по технологическим картам и инструкции по эксплуатации изделия с указанием средств безопасности и инструкций охраны труда.

- При сварочных работах в зоне монтажа трансформаторов, место сварки должно быть закрыто экранами.

- Сварочные работы непосредственно на трансформаторе должны производиться только после заливки его маслом до уровня от 200 до 250 мм выше места сварки во избежание воспламенения паров и масла.

- Удалять остатки масла из баков трансформаторов или очищать их внутреннюю поверхность разрешается только при вынутом и отведенном в сторону сердечнике.

Лестницы, устанавливаемые внутри бака и снаружи трансформаторов, должны быть закреплены.

- Работать под поднятой крышкой трансформатора разрешается только при условии, если между крышкой и баком трансформатора установлены предохранительные деревянные подкладки, горизонтально выложенные по уровню и надежно удерживающие выемную часть трансформатора.

- Перед осмотром внутренней части бака трансформатора карманы одежды работника должны быть освобождены от любых предметов.

При работе внутри бака трансформатора следует применять переносные светильники с лампами на напряжение не выше 12 В.

- Промывать бак и арматуру трансформатора следует теплым трансформаторным маслом. Запрещается использовать для этой цели бензин и другие легковоспламеняющиеся вещества.

- Помещение, в котором производится сушка трансформатора с маслом, должно вентилироваться» [8].

РУ низкой стороны Подстанция «Налдинская» проектируется по схеме №10(6)-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин».

На подстанции предусматривается два закрытых распределительных устройства напряжением 6,6 кВ. Безопасность монтажных работ по возведению ЗРУ соблюдается в следующем:

«1) Помещения закрытых РУ освобождают от опалубки, строительных лесов и очищают от строительного мусора. Все кабельные каналы содержат в чистоте.

2) Перемещать, передвигать и устанавливать разъединители, выключатели и других подобные аппараты, не имеющих возвратных пружин, производится в положении «включено».

3) Поступившие на монтаж во включенном положении выключатели и приводы с возвратными пружинами или механизмами свободного расцепления перед монтажом осторожно отключают.

4) Перед установкой фланцев, болтов, шпилек и т. п. с них следует удалить заусенцы. Поднятые для монтажа элементы аппаратуры и оборудования (изоляторы, разъединители и т. д.) немедленно закрепляют на своих местах. Использовать для этой цели временные проволочные подвески и болты недостаточной прочности запрещается.

5) Подавать напряжение для опробования реле, автоматов, выключателей и приборов можно только по указанию мастера или прораба.

Запрещается:

а) во время монтажа загромождать проходы материалами, неиспользуемым оборудованием и механизмами;

б) снимать поддерживающие детали закрепленных цементным раствором конструкций до полного затвердения раствора;

г) перемещать, поднимать и устанавливать камеры, шкафы и щиты без принятия мер, предупреждающих их опрокидывание (оттяжка, строповка выше центра тяжести и т. п.);

д) освобождать подъемные механизмы (краны, тали, домкраты) до окончательной установки прокладок и болтового крепления оборудования;

е) оставлять инструмент и незакрепленные детали на каркасах щитов и ячеек;

ж) проверять руками зазоры механизма привода [17]».

7.2 Экологичность

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является трансформаторное изоляционное масло. Загрязнение может произойти во время аварий, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений, вызываемых силовыми трансформаторами.

На подстанции «Налдинская» устанавливаются 2 трансформатора марки ТРДН 63000/220 с размерами (м) 8,8x5,35x8,15 (ДxШxВ) и массой масла 29000 кг.

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

Так как масса трансформаторного масла больше 20 тонн, то маслоприемник выполняется с отводом масла. Объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100% масла, залитого в трансформатор (реактор).

Дно маслоприемника с отводом масла должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приемка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков. Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами.

Рассмотрим подробно расчет размеров маслоприемника.

Определяем трансформаторного масла по формуле:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} \quad (123)$$

$$V_{\text{трм}} = \frac{29000}{895} = 32,402 \text{ м}^3$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным.

ρ – плотность масла при температуре 20° С 895 (кг/м³) [4].

Определяем площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{мп}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (124)$$

$$S_{\text{мп}} = (8,8 + 2 \cdot 1,5) \cdot (5,35 + 2 \cdot 1,5) = 98,53 \text{ м}^2$$

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

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника, не менее 1,5 м [7]

Определяем высоту маслоприемника.

$$H_{\text{мп}} = \frac{V_{\text{трм}}}{S_{\text{мп}}} + H_2 \quad (125)$$

$$H_{\text{мп}} = \frac{32,402}{98,53} + 0,26 = 0,59 \text{ м}$$

где $H_2 = 0,26$ м – толщина гравийной засыпки [7].

Перечислим предъявляемые требования согласно [7]. Маслоотводы должны выполняться закрытыми, в виде подземных труб, в отдельных случаях (например, при сильнопучинистых грунтах, при высоких уровнях грунтовых вод и пр.), при специальном обосновании, допускаются открытые маслоотводы, в виде кюветов и лотков, при соблюдении следующих условий:

– обязательно сооружение бордюра по периметру маслоприемника для задержания растекающегося масла;

– трасса маслоотводов должна проходить на расстоянии не менее 10 м от маслonaполненной аппаратуры;

– сброс масла из маслоприемников должен осуществляться в закрытый маслосборник с последующей откачкой в передвижные емкости стационарным или передвижным насосом.

Перечислим основные требования к маслосборникам. Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудовани (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80% общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения.

Все элементы маслоприёмника и маслосборника (ограждение, внутренняя поверхность стенок) должны иметь маслостойкое покрытие. Присутствие датчиков, сигнализирующие количество воды обязательное условие для сооружения маслосборника.

Так как маслосборник должен вмещать полный объем трансформаторного масла, а также 80% воды, то следует определить объем, необходимый для тушения пожара.

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{бн}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (126)$$

$$S_{\text{бн}} = (8,8 + 5,35) \cdot 2 \cdot 8,15 = 230,65 \text{ м}^2$$

где H – высота трансформатора, м

Коэффициент пожаротушения K_n (л/(с×м²)) и время тушения t (сек) соответственно равны [7]:

$$K_n = 0,2$$

$$t = 1800 \text{ с.}$$

Определяется объем воды необходимы для тушения пожара по следующей формуле:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{bn}) \cdot 10^{-3} \quad (127)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (98,53 + 230,65) \cdot 10^{-3} = 118,5 \text{ м}^3.$$

Определяем объем маслоборника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды:

$$V_{mmH_2O} = V_{mn} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (128)$$

$$V_{mmH_2O} = 32,402 + 0,8 \cdot 118,5 = 127,2 \text{ м}^3.$$

7.3 Чрезвычайные ситуации

Несмотря на то, что в разделе выбора оборудования были проверены безопасные относительно пожара, выключатели. На территории подстанции установлено два масляных трансформатора, несущие угрозу источника распространения огня.

Пожарная безопасность заключается в сохранении целостности и жизни людей, сбережению дорогостоящего оборудования и аппаратов, останов которых недопустим, недопущение нанесению вреда окружающей среде.

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

Для предотвращения возникновения пожара на маслonaполненном оборудовании вследствие попадания молнии на ПС «Налдинская» предусматривается установка системы молниеотводов, зона защиты которых покрывает все распределительное устройство высокого напряжения и силовые трансформаторы. Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Провода и кабели подстанции прокладываются в огнестойких каналах раздельного типа и быть оборудованы негорючей изоляцией. Все ЛЭП внутри и снаружи здания должны оборудоваться автоматикой аварийного отключения при перегрузках или коротких замыканиях.

ВЛ подходящие и отходящие от подстанции «Налдинская» следует обслуживать по противодействию возникновения пожара. По длине трасс линий необходимо очищать от растительности, а также не допускать загромождения различными предметами. Для линии 220 кВ, согласно ПУЭ применить охранную зону в 25 метров. Провода воздушных линий должны быть подвешены на той высоте, если в случае пала, теплый воздух, поднимающийся от него не привел к схлестыванию проводов.

Противопожарная защита на ПС «Налдинская» обеспечивается:

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

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и

коммуникаций;

- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств;
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

В случаях возникновения пожара и срабатывании системы автоматической защиты трансформатора производится автоматический запуск установки пожаротушения. В начальной фазе при прохождении воды через систему хранения и дозирования пенообразователя автоматически получается готовый раствор пленкообразующего пенообразователя и подается в дренчерные оросители специального назначения «Антифайер» (водопенные насадки).

При достижении давления 0,5 МПа и более начинается получение низкократной пленкообразующей пены и ее подача на трансформатор (включая зону маслобака) в виде заполненных факелов в режиме осцилляции (влево - вправо). Осцилляция достигается за счет отбора части энергии от потока раствора через внутреннюю турбину и ее преобразование в колебательное движение насадка.

Вокруг горящего трансформатора за счет соударения струй создается объем распыляемой пены низкой кратности, быстро снижающий интенсивность горения трансформаторного масла. При образовании на горячей поверхности изолирующей тонкой пленки горение прекращается.

По истечении 3-5 мин (окончания пенообразователя) в систему без каких-либо управляющих действий начинает поступать вода и осуществляется интенсивное охлаждение трансформатора до достижения 30 мин общей работы установки

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

Здания объединенного пульта управления и закрытого распределительно

устройства 6 кВ на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

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

Запрещено хранить огнетушители в непосредственной близости от отапливаемого оборудования, горячих труб и у предметов с легко воспламеняющимся материалом. Для сохранения свойств пенных огнетушителей, их требуется во время наступления заморозков переносить в теплые помещения, а порошковые и углекислотные разрешается оставлять на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выпускной квалификационной работе, задача которой состояла в проектировании подстанции «Налдинская» 220 кВ, была собрана, анализирована и применена вся необходимая информация для решения данного вопроса. Для выбора схемы ПС была уточнена категория потребителя, для выбора оборудования сделана поправка для района крайнего севера. Для привлекательности проекта сделано технико-экономическое сравнение вариантов распределительного устройства на стороне высокого напряжения. Вся необходимая часть ВКР нанесена на графическую часть, состоящую из 6 листов. На листе № 5 расположена молниезащита подстанции, в ней показано два уровня защищаемых объектов и защиты на уровне земли.

Выполнение выпускной квалификационной работы помогло закрепить все полученные знания полученные в процессе учёбы, а также приобретенны навыки по поиску необходимой информации для выполнения поставленной цели.

В результате выполненной работы выбран самый оптимальный вариант для проектирования подстанции «Налдинская», необходимая для нужд горно-обогатительное комбината «Инаглинский».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Беляков, Ю.П. Релейная защита и автоматика электрических систем / Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004. – 136 с.
2. Википедия – Колмар [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Колмар> - 01.06.2020
3. Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с
4. ГОСТ 982-80 Масла трансформаторные. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3);
5. Официальный сайт угледобывающей компании «Колмар» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.kolmar.ru/>- 21.05.2020
6. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Приказ Минтруда России от 24.07.2013 № 328н (в редакции приказа Минтруда России 19.02.2016 №74н)
7. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2002;
8. РД 153-34.3-03.285-2002 «Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ».
9. Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-Т3», ЗАО «Радиус Автоматика».- М., 2004. – 11 с.
10. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М. : Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.
11. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ. Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.

12. Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.
13. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендациями по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ, ПАО «ФСК ЕЭС».
14. СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008
15. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы – Минэнерго РФ, 2019.
16. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие / С. Е. Кокин, С. А. Дмитриев, А. И. Хальясмаа. — Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2015. — 100 с
17. Техника безопасности при монтаже подстанции [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://leg.co.ua/instrukcii/podstancii/tehnika-bezopasnosti-pri-montazhe-podstancii.html> - 04.06.2020
18. Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35–1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. – 32 с.
19. Шестаков, Д.Н. Расчет максимальной токовой защиты и токовых отсечек линий 6, 10, 35 кВ. – Курган: Изд-во Курганского гос. ун-та, 2007. -31 с.
20. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков - М.:Энергоатомиздат, 2002. - 608 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт прогнозирования нагрузок

Исходные данные:

$$K_{\text{и}} := 0.7 \quad e := 0.035$$

$$K_{\text{макс}} := 1.2$$

$$K_{\text{мин}} := 0.3$$

$$K_{\text{ф}} := 1.17$$

$$P_{\text{макс.Налдинская}} := 55 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{макс.Налдинская}} := 22 \text{ Мвар}$$

$$S_{\text{мах}} := 55 + 22i \text{ МВА}$$

Зима

$$P_{\text{ср.Налдинская}} := \frac{P_{\text{макс.Налдинская}}}{K_{\text{макс}}} = 45.833 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ср.Налдинская}} := \frac{Q_{\text{макс.Налдинская}}}{K_{\text{макс}}} = 18.333 \text{ Мвар}$$

$$S_{\text{ср}} := P_{\text{ср.Налдинская}} + 18.3i = 45.833 + 18.3i$$

$$P_{\text{эф.Налдинская}} := K_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ср.Налдинская}} = 53.625 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{эф.Налдинская}} := K_{\text{ф}} \cdot Q_{\text{ср.Налдинская}} = 21.45 \text{ Мвар}$$

$$S_{\text{эф}} := P_{\text{эф.Налдинская}} + 21.45i = 53.625 + 21.45i \text{ МВА}$$

$$P_{\text{мин.Налдинская}} := K_{\text{мин}} \cdot P_{\text{ср.Налдинская}} = 13.75 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{мин.Налдинская}} := K_{\text{мин}} \cdot Q_{\text{ср.Налдинская}} = 5.5 \text{ Мвар}$$

$$S_{\text{макс.Налдинская.прог}} := S_{\text{мах}} \cdot (1 + e)^5 = 65.323 + 26.129i \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ср.Налдинская.прог}} := S_{\text{ср}} \cdot (1 + e)^5 = 54.436 + 21.735i \text{ МВА}$$

$$S_{\text{эф.Налдинская.прог}} := S_{\text{эф}} \cdot (1 + e)^5 = 63.69 + 25.476i \text{ МВА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Летние снижения нагрузок:

$$P_{\text{макс.НалдинскаяЛ}} := 55 \cdot 0.85 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{макс.НалдинскаяЛ}} := 22 \cdot 0.85 \text{ Мвар}$$

$$S_{\text{махЛ}} := 46.75 + 18.7i$$

$$P_{\text{ср.НалдинскаяЛ}} := \frac{P_{\text{макс.НалдинскаяЛ}}}{K_{\text{макс}}} = 38.95 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ср.НалдинскаяЛ}} := \frac{Q_{\text{макс.НалдинскаяЛ}}}{K_{\text{макс}}} = 15.583 \text{ Мвар}$$

$$S_{\text{срЛ}} := P_{\text{ср.НалдинскаяЛ}} + 15.6i = 38.958 + 15.6i \text{ МВА}$$

$$P_{\text{эф.НалдинскаяЛ}} := K_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ср.НалдинскаяЛ}} = 45.58 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{эф.НалдинскаяЛ}} := K_{\text{ф}} \cdot Q_{\text{ср.НалдинскаяЛ}} = 18.232 \text{ Мвар}$$

$$S_{\text{эфЛ}} := P_{\text{эф.НалдинскаяЛ}} + 18.2i = 45.581 + 18.2i \text{ МВА}$$

$$P_{\text{мин.НалдинскаяЛ}} := K_{\text{мин}} \cdot P_{\text{ср.НалдинскаяЛ}} = 11.688 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{мин.НалдинскаяЛ}} := K_{\text{мин}} \cdot Q_{\text{ср.НалдинскаяЛ}} = 4.675 \text{ Мвар}$$

$$S_{\text{макс.Налдинская.прогл}} := S_{\text{махЛ}} \cdot (1 + e)^5 = 55.524 + 22.21i \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ср.Налдинская.прогл}} := S_{\text{срЛ}} \cdot (1 + e)^5 = 46.27 + 18.528i \text{ МВА}$$

$$S_{\text{эф.Налдинская.прогл}} := S_{\text{эфЛ}} \cdot (1 + e)^5 = 54.136 + 21.616i \text{ МВА}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Технико-экономический расчёт

1. Капиталовложения $K_{\text{инфл}} := 8.04$

1.1 Капиталовложения в ОРУ

$$K_{\text{ору}} := (12500 \cdot 3) + (38 \cdot 160) = 4.358 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{круэ}} := (26000 \cdot 3) + (38 \cdot 160) = 8.408 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в ОРУ

$$K_{\text{ору.сумм}} := K_{\text{ору}} \cdot K_{\text{инфл}} = 3.504 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{круэ.сумм}} := K_{\text{круэ}} \cdot K_{\text{инфл}} = 6.76 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

1.2 Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{ТР100}} := 29400 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр}} := 2 \cdot K_{\text{ТР100}} = 5.88 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в трансформаторы

$$K_{\text{тр.сумм}} := K_{\text{тр}} \cdot K_{\text{инфл}} = 4.728 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

1.3 Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{постОРУ}} := 26000 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{постКРУЭ}} := 17000 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.суммОРУ}} := (K_{\text{постОРУ}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 2.09 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост.суммКРУЭ}} := (K_{\text{постКРУЭ}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 1.367 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

1.4 Капиталовложения в ПА

$$K_{ПА} := 890 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в постоянные затраты

$$K_{сумм.ПА} := (K_{ПА}) \cdot K_{инфл} = 7.156 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

1.5 Капиталовложения в землю

$$K_{землиОРУ} := 25.5 \cdot 7 \cdot K_{инфл} = 1.435 \times 10^3$$

$$K_{землиКРУЭ} := \frac{(25.5 \cdot 7 \cdot K_{инфл})}{2} = 717.57$$

1.5 Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{ору} := (K_{ору.сумм} + K_{тр.сумм} + K_{пост.суммОРУ} + K_{сумм.ПА} + K_{землиОРУ})$$

$$K_{круэ} := (K_{круэ.сумм} + K_{тр.сумм} + K_{пост.суммКРУЭ} + K_{сумм.ПА} + K_{землиКРУЭ})$$

$$K_{ору} = 1.041 \times 10^6 \text{ млн.руб.}$$

$$K_{круэ} = 1.293 \times 10^6 \text{ млн.руб.}$$

2.1 Капиталовложения в строительство линий

Провод АС-300 $k_{300.1} := 1120 \text{ тыс.руб/км}$ для одноцепной линии

$$L_{длина} := 1 \text{ км}$$

$$K_{1цепи} := L_{длина} \cdot k_{300.1} = 1.12 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{2цепи} := K_{1цепи}$$

1.1.1 Суммарные вложения в линии

$$K_{ЛЭП} := (K_{1цепи} + K_{2цепи}) \cdot K_{инфл} = 1.80096 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

1.2 Капиталовложения на вырубку просеки

$$K_{\text{Прос220}} := 110 \text{ тыс.руб/км}$$

$$K_{\text{Прос}} := L_{\text{длина}} \cdot K_{\text{Прос220}} = 110 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{Прос.сум}} := (K_{\text{Прос}} \cdot K_{\text{инфл}}) \cdot 2 = 1.769 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{Дорог}} := 370 \cdot K_{\text{инфл}} = 2.975 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{Отв.земли}} := 90 \cdot L_{\text{длина}} \cdot 7 \cdot K_{\text{инфл}} = 5.065 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ВЛ.земли}} := K_{\text{Отв.земли}} + K_{\text{Дорог}} + K_{\text{Прос.сум}} = 9.809 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ВЛ}} := K_{\text{ВЛ.земли}} + K_{\text{ЛЭП}} = 2.782 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Общие вложение в постройку

$$K_{1\text{ору}} := K_{\text{ору}} + K_{\text{ВЛ}} = 1.069 \times 10^6$$

$$K_{2\text{круэ}} := K_{\text{круэ}} + K_{\text{ВЛ}} = 1.321 \times 10^6$$

2. Издержки

2.1 Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{рэовл}} := 0.008$$

Для ПС 220 кВ $\alpha_{\text{рэопс220}} := 0.059$

$$И_{\text{рЭИору}} := K_{\text{ору}} \cdot \alpha_{\text{рэопс220}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{рэовл}} = 6.163 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$И_{\text{рЭИкруэ}} := K_{\text{круэ}} \cdot \alpha_{\text{рэопс220}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{рэовл}} = 7.653 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

2.2 Издержки на амортизационные отчисления

$$T_{\text{сл}} := 20 \text{ лет}$$

$$И_{\text{ам.ору}} := \frac{K_{1\text{ору}}}{T_{\text{сл}}} = 5.3429217 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{\text{ам.крузэ}} := \frac{K_{2\text{крузэ}}}{T_{\text{сл}}} = 6.6056338 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

2.3 Издержки на потери

2.3.1 Потери в трансформаторах

Потери в трансформаторах

$$U_{\text{НОМ}} := 230 \text{ кВ}$$

$$\text{ТРДН} - 63000/220 \quad R_{\text{тр.63}} := 0.6 \text{ Ом}$$

Эффективные мощности зима

$$P_{\text{эф}} := 63.7 \text{ МВт} \quad e := 0.091$$

$$T_{\text{ГОД}} := 8760$$

$$Q_{\text{эф}} := 25.47 \text{ МВАр}$$

$$\Delta W_{\text{тр}} := 2 \cdot 2.65 \cdot T_{\text{ГОД}} \dots$$
$$+ \left[\frac{(P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{эф}}^2) \cdot R_{\text{тр.63}} \cdot T_{\text{ГОД}}}{U_{\text{НОМ}}^2} \right]$$

$$\Delta W_{\text{тр}} = 4.69 \times 10^4 \text{ МВтч/год}$$

Суммарные потери в трансформаторах

$$\Delta W_{\text{тр.сумм}} := \Delta W_{\text{тр}} = 4.69 \times 10^4 \text{ МВтч/год}$$

4.1 Потери на корону

$$\text{АС} - 300/39 \quad R_{\text{уд300}} := 0.098 \text{ Ом/км}$$

$$L_{\text{П_КМ}} := 1 \text{ км}$$

$$\Delta W_{\text{вл.П_КМ}} := \frac{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{эф}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{уд300}} \cdot 1 \cdot T_{\text{ГОД}}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$\Delta W_{\text{вл.П_КМ}} = 76.377 \text{ МВтч}$$

4.2 Суммарные потери в ВЛ

$$\Delta W_{\text{вл.сумм}} := \Delta W_{\text{вл.П_КМ}} = 76.377 \text{ МВтч}$$

$$\Delta W_{\text{кор}} := 22 \cdot L_{\text{П_КМ}} \cdot 10^{-3} = 0.022 \text{ МВтч/км}$$

5. Общие потери

$$\Delta W_{\text{об}} := 2 \cdot \Delta W_{\text{вл.сумм}} + \Delta W_{\text{тр.сумм}} + 2 \cdot \Delta W_{\text{кор}} = 4.705 \times 10^4 \text{ МВтч}$$

$$c_0 := 3.61 \text{ руб/кВт*ч}$$

$$И_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W_{\text{об}} \cdot 10^{-3} = 169.845 \text{ тыс руб}$$

6. Общие издержки

$$И_{\text{ору}} := И_{\text{РЭИору}} + И_{\text{ам.ору}} + И_{\Delta W} = 1.152 \times 10^5 \text{ тыс руб}$$

$$И_{\text{круэ}} := И_{\text{РЭИкруэ}} + И_{\text{ам.круэ}} + И_{\Delta W} = 1.428 \times 10^5 \text{ тыс руб}$$

7. Затраты $E := 0.1$

$$З_{\text{ору}} := E \cdot K_{\text{ору}} + И_{\text{ору}} = 2.193 \times 10^5 \text{ тыс руб}$$

$$З_{\text{круэ}} := E \cdot K_{\text{круэ}} + И_{\text{круэ}} = 2.721 \times 10^5 \text{ тыс руб}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет токов короткого замыкания

Исходные данные:

$$\begin{aligned}
 U_{ВН} &:= 220 \text{ кВ} & S_{ТР} &:= 63 \text{ МВА} & S_{НН1} &:= 35.2 \\
 U_{НН} &:= 6.6 \text{ кВ} & l_{Л.грэс} &:= 21 \text{ км} & S_{НН2} &:= 35.2 \\
 I_{кзгрэс3} &:= 6.596 & l_{Л.НПС} &:= 146 \text{ км} & & \\
 I_{кзнпс3} &:= 3.592 & & & &
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 U_{\sigma} &:= 230 & S_{\sigma} &:= 100 & U_{СР1} &:= 230 & U_{СР2} &:= 6.3 \\
 I_{\sigma 1} &:= \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{СР1}} = 0.251 \text{ кА} & I_{\sigma 2} &:= \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{СР2}} = 9.164 \text{ кА} & & & &
 \end{aligned}$$

Сопrotивления элементов:

Нагрузки:

$$E_{Н.о} := 0.85 \quad X_{Н.о} := 0.35 \quad E_{С.о} := 1$$

$$X_{Н2.о} := X_{Н.о} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{НН2}} = 0.994$$

$$X_{Н1.о} := X_{Н.о} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{НН1}} = 0.994$$

Трансформаторы:

$$u_{кВ.Н} := 11.5\%$$

$$u_{кВН} := 0.125 \cdot u_{кВ.Н} = 1.438 \%$$

$$u_{кНН} := 1.75 \cdot u_{кВ.Н} = 20.125 \%$$

$$X_{Т.В.о} := \frac{u_{кВН} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{ТР}} = 0.023$$

$$X_{Т.Н1.о} := \frac{u_{кНН} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{ТР}} = 0.319$$

$$X_{Т.Н2.о} := \frac{u_{кНН} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{ТР}} = 0.319$$

Система:

$$S_{КЗгрэс} := \sqrt{3} \cdot U_{СР1} \cdot I_{кзгрэс3} = 2.628 \times 10^3 \text{ МВА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$S_{K3HHC} := \sqrt{3} \cdot U_{CP1} \cdot I_{K3HHC3} = 1.431 \times 10^3 \text{ МВА}$$

$$X_{CГрэс.о} := \frac{S_6}{S_{K3Грэс}} = 0.038$$

$$X_{CHHC.о} := \frac{S_6}{S_{K3HHC}} = 0.07$$

Линии:

$$X_{VD} := 0.429$$

$$X_{Л.Сгрэс.о} := X_{уд} \cdot I_{Л.грэс} \cdot \frac{S_6}{U_{CP1}^2} = 0.017$$

$$X_{Л.СHHC.о} := X_{уд} \cdot I_{Л.HHC} \cdot \frac{S_6}{U_{CP1}^2} = 0.118$$

Эквивалентирование схемы замещения:

Для точки К1:

$$X_1 := X_{CГрэс.о} + X_{Л.Сгрэс.о} = 0.055$$

$$X_2 := X_{CHHC.о} + X_{Л.СHHC.о} = 0.188$$

$$X_3 := \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = 0.043$$

$$X_4 := X_{H1.о} + X_{T.H1.о} = 1.314$$

$$X_5 := X_{H2.о} + X_{T.H2.о} = 1.314$$

$$X_6 := \frac{X_4 \cdot X_5}{X_4 + X_5} = 0.657$$

$$X_7 := X_6 + \frac{X_{T.B.о}}{2} = 0.668$$

Для точки К2:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$X_8 := X_3 + \frac{X_{T.B.o}}{2} = 0.054$$

$$X_9 := X_8 + X_{T.H2.o} + \frac{X_8 \cdot X_{T.H2.o}}{X_4} = 0.387$$

$$X_{10} := X_4 + X_{T.H2.o} + \frac{X_4 \cdot X_{T.H2.o}}{X_8} = 9.401$$

Для точки КЗ:

$$X_{11} := X_8 + X_{T.H1.o} + \frac{X_8 \cdot X_{T.H1.o}}{X_5} = 0.387$$

$$X_{12} := X_{T.H1.o} + X_5 + \frac{X_{T.H1.o} \cdot X_5}{X_8} = 9.401$$

Значения токов КЗ в расчетных точках:

$$I_{П0.1} := \left(\frac{E_{C.o}}{X_2} + \frac{E_{H.o}}{X_7} \right) \cdot I_{\delta 1} = 6.209 \text{ кА}$$

$$I_{П0.2} := \left(\frac{E_{C.o}}{X_9} + \frac{E_{H.o}}{X_{10}} + \frac{E_{H.o}}{X_{H2.o}} \right) \cdot I_{\delta 2} = 32.36 \text{ кА}$$

$$I_{П0.3} := \left(\frac{E_{C.o}}{X_{11}} + \frac{E_{H.o}}{X_{12}} + \frac{E_{H.o}}{X_{H1.o}} \right) \cdot I_{\delta 2} = 32.367 \text{ кА}$$

Ударные токи в точках КЗ:

$$k_{уд1} := 1.78 \quad k_{уд2} := 1.369$$

$$i_{уд1} := \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{П0.1} = 15.631 \text{ кА}$$

$$i_{a1} := \sqrt{2} \cdot I_{П0.1} = 8.781 \text{ кА}$$

$$i_{уд2} := \sqrt{2} \cdot k_{уд2} \cdot I_{П0.2} = 62.665 \text{ кА}$$

$$i_{a2} := \sqrt{2} \cdot I_{П0.3} = 45.774 \text{ кА}$$

$$i_{уд3} := \sqrt{2} \cdot k_{уд2} \cdot I_{П0.3} = 62.665 \text{ кА}$$

$$i_{a3} := \sqrt{2} \cdot I_{П0.3} = 45.774 \text{ кА}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчет молниезащиты

1. Защита на уровне земли и двух защищаемых объектов

$$H_{\text{мв}} := 28 \quad \text{высота молниеотвода, (м)}$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 2, 3 и 4 (м)

$$L_{\text{м12}} := 45.4$$

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{\text{эф1}} := 0.85 \cdot H = 23.8$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{\text{о1}} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H = 29.232$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):

$$h < L_{\text{м}} \leq 2 \cdot h$$

$$r_{\text{со1}} := r_{\text{о1}}$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{\text{1с.г.}} := h_{\text{эф1}} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{\text{м12}} - H) = 20.696$$

На уровне первой зоны защиты

$$h_{\text{1i}} := 17.5 \quad \text{высота защищаемого объекта (линейный портал ошинежка), (м).}$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{\text{1х}} := r_{\text{о1}} \cdot \left(1 - \frac{h_{\text{1i}}}{h_{\text{эф1}}} \right) = 7.738$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{\text{1сх}} := r_{\text{со1}} \cdot \frac{h_{\text{1с.г.}} - h_{\text{1i}}}{h_{\text{1с.г.}}} = 4.514$$

На уровне второй зоны защиты

$$h_{\text{2i}} := 8 \quad \text{высота защищаемого объекта (силовой трансформатор), (м).}$$

Радиус внутренней зоны:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

$$r_{2x} := r_{o1} \cdot \left(1 - \frac{h_{2i}}{h_{эф1}} \right) = 19.406$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{2cx} := r_{co1} \cdot \frac{h_{1с.г.} - h_{2i}}{h_{1с.г.}} = 17.932$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 3, 2 и 4 (м)

$$L_{M13} := 44.1$$

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{эф2} := 0.85 \cdot H = 23.8$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o2} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H = 29.232$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):

$$h < L_M \leq 2 \cdot h$$

$$r_{co2} := r_{o2}$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{2с.г.} := h_{эф2} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M13} - H) = 20.928$$

На уровне первой зоны защиты

$$h_{1.2i} := 17.5 \quad \text{высота защищаемого объекта (линейный портал или ошиновка), (м).}$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1.2x} := r_{o2} \cdot \left(1 - \frac{h_{1.2i}}{h_{эф2}} \right) = 7.738$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{1.2cx} := r_{co2} \cdot \frac{h_{2с.г.} - h_{1.2i}}{h_{2с.г.}} = 4.788$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

На уровне второй зоны защиты

$h_{2.2i} := 8$ высота защищаемого объекта (силовой трансформатор), (м).

Радиус внутренней зоны:

$$r_{2.2x} := r_{o2} \cdot \left(1 - \frac{h_{2.2i}}{h_{\text{эф1}}} \right) = 19.406$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{2.2cx} := r_{co2} \cdot \frac{h_{2c.g.} - h_{2.2i}}{h_{2c.g.}} = 18.058$$

Расстояние между молниеотводами 3 и 5, 4 и 6 (м)

$$L_{M35} := 51$$

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{\text{эф3}} := 0.85 \cdot H = 23.8$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o3} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H = 29.232$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):

$$h < L_M \leq 2 \cdot h$$

$$r_{co3} := r_{o3}$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{3c.g.} := h_{\text{эф3}} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M35} - H) = 19.697$$

На уровне первой зоны защиты

$h_{1.3i} := 17.5$ высота защищаемого объекта (линейный портал ошенировка), (м).

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1.3x} := r_{o3} \cdot \left(1 - \frac{h_{1.3i}}{h_{\text{эф3}}} \right) = 7.738$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{1.3cx} := r_{co3} \cdot \frac{h_{3c.g.} - h_{1.3i}}{h_{3c.g.}} = 3.26$$

На уровне второй зоны защиты

$$h_{2.3i} := 8 \quad \text{высота защищаемого объекта (силовой трансформатор), (м).}$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{2.3x} := r_{o3} \cdot \left(1 - \frac{h_{2.3i}}{h_{\text{эф}3}} \right) = 19.406$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{2.3cx} := r_{co3} \cdot \frac{h_{3c.g.} - h_{2.3i}}{h_{3c.g.}} = 17.359$$

Расстояние между молниезащитами 5 и 6 (м)

$$L_{M56} := 49.5$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{4c.g.} := h_{\text{эф}3} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M56} - H) = 19.964$$

На уровне первой зоны защиты

$$h_{1.4i} := 17.5 \quad \text{высота защищаемого объекта (линейный портал или ошиновка), (м).}$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1.4x} := r_{o3} \cdot \left(1 - \frac{h_{1.4i}}{h_{\text{эф}3}} \right) = 7.738$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{1.4cx} := r_{co3} \cdot \frac{h_{4c.g.} - h_{1.4i}}{h_{4c.g.}} = 3.608$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

На уровне второй зоны защиты

$h_{2.4i} := 8$ высота защищаемого объекта (силовой трансформатор), (м).

Радиус внутренней зоны:

$$r_{2.4x} := r_{03} \cdot \left(1 - \frac{h_{2.4i}}{h_{\text{эф}3}} \right) = 19.406$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{2.4cx} := r_{03} \cdot \frac{h_{4c.g.} - h_{2.4i}}{h_{4c.g.}} = 17.518$$