

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции напряжением 220 кВ Рудная
Селемджинского района Амурской области в связи с расширением

Исполнитель

студент группы 142-об1

(подпись, дата)

И.Н. Мусатов

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Мусатова Ильи Николаевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция подстанции напряжением 220 кВ Рудная Селемджинского района Амурской области в связи с расширением

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы производственной и преддипломной практики

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

Характеристика района проектирования. Основные технические решения 3. Расчёт токов короткого замыкания. Выбор оборудования. Релейная защита и автоматика. Молниезащита и заземление. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части формата А1

10. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – Андрей Борисович Булгаков, канд. тех. наук

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Александр Николаевич Козлов,
доцент, канд. тех. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 115 стр., 11 рисунков, 35 таблиц, 39 источников, 161 формулу.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПОДСТАНЦИЯ.

Актуальность темы реконструкции подстанции 220 кВ Рудная в Селемджинском районе Амурской области обусловлена значительным и устойчивым ростом электрической нагрузки, связанным с развитием горнодобывающих предприятий, инфраструктуры и подключением новых потребителей. Существующая конфигурация и технические возможности подстанции перестали соответствовать современным требованиям по мощности и надежности, создавая риски перегрузки оборудования, снижения качества электроэнергии и, как следствие, угрозу стабильности и бесперебойности электроснабжения ответственных потребителей.

Основной целью работы являлось повышение надежности электроснабжения в связи с увеличением нагрузки на ПС Рудная. Для достижения этой цели был проведен комплексный анализ существующего состояния подстанции и ее оборудования; обоснована техническая и экономическая необходимость расширения мощностей; разработано проектное решение по реконструкции с учетом интеграции нового оборудования в действующую схему.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района проектирования	9
1.1 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской области	9
2 Определение расчётных мощностей нагрузок	12
2.1 Компенсация реактивной мощности	15
2.2 Выбор числа и мощности автотрансформаторов	17
2.3 Выбор главной схемы подстанции при расширении ПС Рудная	19
2.4 Расчёт линии электропередач	20
2.5 Выбор вариантов сети	21
3 Расчет токов короткого замыкания	23
4 Выбор и проверка оборудования подстанции Рудная	33
4.1 Выбор распределительных устройств	34
4.2 Выбор и проверка выключателей	34
4.3 Выбор и проверка разъединителей	35
4.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	37
4.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	40
4.6 Выбор и проверка токоведущих частей	42
4.7 Выбор и проверка изоляторов	46
4.8 Выбор ОПН	48
4.9 Проверка КРУ 6 кВ	52
4.10 Выбор и проверка ячеек КРУ 6 кВ	52
4.11 Выбор и проверка выключателей	53
4.12 Выбор и проверка разъединителей	54
4.13 Выбор и проверка трансформаторов тока	54
4.14 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	55
4.15 Выбор и проверка токоведущих частей на стороне 6 кВ	56
4.16 Выбор и проверка изоляторов	59

4.17	Выбор ОПН	61
4.18	Выбор и проверка ТСН	63
4.19	Выбор аккумуляторных батарей	64
5	Защита автотрансформатора	68
5.1	Дифференциальная защита автотрансформатора	68
5.2	Максимальная токовая защита автотрансформатора	74
5.3	Защита от перегрузки	76
5.4	Газовая защита	77
5.5	Автоматика ввода резерва	78
6	Разработка молниезащиты и заземления ПС Рудная	81
6.1	Молниезащита ПС Рудная	81
6.2	Разработка заземления и определение стационарного и импульсного сопротивления	87
7	Технико-экономическое обоснование принятого варианта реконструкции подстанции Рудная	92
7.1	Капиталовложения в подстанцию	92
7.2	Расчёт амортизационных и эксплуатационных издержек	94
7.3	Оценка экономической эффективности	96
8	Безопасность и экологичность	98
8.1	Безопасность	98
8.2	Экологичность	101
8.3	Чрезвычайные ситуации	108
	Заключение	110
	Библиографический список	111

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ИБП – источник бесперебойного питания;

КЗ – короткое замыкание;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

МВА – мегавольт-ампер;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – собственные нужды;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

УРОВ – устройство резервирования отказов выключателей;

ЦПП – центральный пункт питания;

ШР – шкаф распределительный;

ЭС – электрическая станция.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы заключается в том, что реконструкция подстанции в Амурской области позволит распределить нагрузку более равномерно, снизить вероятность перегрузок и сбоев в электросети. Также проектирование подстанции позволит обеспечить электроэнергией крупные горнодобывающие комплексы.

Целью данной бакалаврской работы является обеспечение надежным электроснабжением потребителей ПС Рудная Селемджинского района при увеличении нагрузки, путем ее реконструкции.

Для достижения данной цели необходимо провести анализ характеристики рассматриваемого района ПС и оценить возможности реконструкции ПС Рудная; разработать техническое решение; произвести выбор и проверку устанавливаемого оборудования, оценить принятое решение по экономическим параметрам.

В результате выполненной работы был произведен анализ действующей подстанции Рудная, включавший инвентаризацию и оценку технического состояния основного и вспомогательного оборудования, анализ схем электрических соединений РУ всех напряжений, на основе прогнозов роста потребления и анализа существующей загрузки была доказана техническая необходимость увеличения мощности подстанции, определены требуемые дополнительные мощности. Были выполнены расчеты токов трехфазного и однофазного короткого замыкания (ТКЗ) на всех уровнях напряжения с учетом как существующей схемы, так и планируемых изменений после реконструкции. На основании расчетов ТКЗ, требований по новой нагрузке и необходимости интеграции с существующим оборудованием был произведен обоснованный выбор нового электрооборудования. Дополнительно были выполнены расчеты по обеспечению безопасности: рассчитана недостающая при расширении территории подстанции зона защиты молниеотводов и произведен пересчет

системы заземляющего устройства для соответствия требованиям ПУЭ при новых значениях ТКЗ и увеличенной площади ОРУ. Также был выполнен расчет объема маслоприемника для устанавливаемого автотрансформатора, обеспечивающего экологическую безопасность в случае аварийного выброса масла.

Графическая часть выпускной квалификационной работы состоит из 6 листов формата А1.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программно-вычислительные комплексы: Microsoft Word, MathCad 15, Microsoft Office Visio, MathType 6.0 Equation.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ:

1.1 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской области

Климатическая характеристика и территориальные особенности определяются для правильного выбора оборудования по климатическому исполнению.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
Район по гололеду	Ш
Район по ветру	П
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 40 до 60
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	минус 7,8
Минимальная, °С	минус 54
Максимальная, °С	плюс 35
Наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, °С	минус 37
Грунт	Скалистый

Подстанция Рудная, расположенная в Селемджинском районе Амурской области, функционирует в условиях резко континентального климата, характерного для юга Дальнего Востока России, который отличается значительной суровостью и выраженной сезонностью. Годовое количество осадков составляет около 500-600 мм, но распределено крайне неравномерно: до 70-80% выпадает в виде интенсивных ливней в теплый период (май-сентябрь), часто сопровождающихся грозами, тогда как зимой осадков мало, снежный покров невысокий (30-50 см), но устойчивый. Летом высокая влажность воздуха, обусловленная муссонным влиянием Тихого океана, приводит к частым туманам. Для района характерны сильные ветры, особенно в переходные сезоны (весна, осень) и при циклонах, зимой способствующие сильному выхолаживанию и метелям, а летом – шквалам при грозах. Глубина сезонного промерзания грунтов значительна, достигая 2.5 - 3.5 метров и более на открытых участках подстанции. В холодный период часты опасные гололедно-изморозевые явления (гололед, изморозь, мокрый снег, ледяной дождь) на проводах и конструкциях, из-за чего район относится к III - IV гололедным зонам.

Этот суровый климат существенно влияет на эксплуатацию подстанции Рудная. Экстремально низкие зимние температуры вызывают охрупчивание материалов (металлоконструкций, изоляторов), повышая риск механических повреждений, загустевание смазок в механизмах выключателей и разъединителей, что требует применения специальных морозостойких составов, а также снижают эффективность систем охлаждения масляных трансформаторов и автотрансформаторов. Существует риск замерзания жидкостей в системах пожаротушения или в виде конденсата. Для обеспечения работы релейной аппаратуры и персонала критически важно поддерживать положительную температуру в ОПУ и КРУ, нагружая систему отопления. Эксплуатация и ремонты на открытом воздухе зимой значительно усложняются, требуя специальных мер безопасности и экипировки. Летом высокие температуры в сочетании с солнечной радиацией и влажностью создают угрозу перегрева

силовых трансформаторов, автотрансформаторов и токоведущих частей, особенно при пиковых нагрузках, что может потребовать искусственного ограничения нагрузки и тщательного температурного контроля. Высокая влажность ускоряет коррозию металлических конструкций, корпусов оборудования, контактов и заземляющих устройств, требуя применения стойких материалов, покрытий и регулярной обработки, а также способствует ухудшению состояния изоляции, диктуя необходимость усиленного контроля (мегаомметрия, термография). Летний максимум грозовой активности повышает риск грозových перенапряжений, делая абсолютно необходимой надежную, правильно рассчитанную и установленную систему молниезащиты и применение ОПН на всех уровнях напряжения. Значительная глубина промерзания грунтов зимой оказывает влияние на фундаменты открытых распределительных устройств (ОРУ) и конструкций, а также на сопротивление заземляющего устройства. Таким образом, реконструкция, выбор оборудования, строительство и эксплуатация подстанции Рудная должны в обязательном порядке учитывать весь комплекс этих экстремальных климатических факторов для обеспечения надежности, безопасности и долговечности объекта.

Согласно ГОСТ 15150-69 принято исполнение оборудования для умеренно холодного климата УХЛ1.

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ МОЩНОСТЕЙ НАГРУЗОК

В связи с тем, что электроснабжение потребителей осуществляется по одному автотрансформатору, ввиду отсутствия передвижного трансформаторного резерва в Амурской области, а также при необходимом увеличении трансформаторной мощности на 30 МВА для подключения нового угольного комплекса принято решение добавлять второй автотрансформатор, с расширением РУ.

Информация о значении нагрузок была взята на предприятии в ходе прохождения практической подготовки.

Таблица 2 – Данные КЗ

Наименование	2020-2024г зима		2020-2024г лето	
	Средняя активная мощность по данным КЗ, МВт	Средняя реактивная мощность по данным КЗ, МВар	Средняя активная мощность по данным КЗ, МВт	Средняя реактивная мощность по данным КЗ, МВар
ПС 220 кВ Февральская	48	7,2	41,2	6,76
ПС 220 кВ Рудная	32,2	6,27	28,4	5,32

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок на 2025-2030 год.

Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров, соответствующих ПС.

Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{баз}} \quad (9)$$

$P_{cp}^{баз}$ – средняя мощность нагрузки;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для Селемджинского района принимаем данный коэффициент равный 0,0313 [16];

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

$t_{баз}$ – год в который снимался первый из анализируемых графиков.

Определим прогнозируемые мощности для ПС Февральская.

$$P_{cp.}^{прог} = 48 \cdot (1 + 0,0313)^{2030-2025} = 51 \text{ МВт};$$

$$Q_{cp}^{прог} = 7,2 \cdot (1 + 0,0313)^{2030-2025} = 8,4 \text{ Мвар}.$$

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности определяется по выражениям:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_t^2 \cdot t_i} = P_{cp} \cdot k_{\phi}; \quad (3)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_t^2 \cdot t_i} = Q_{cp} \cdot k_{\phi}; \quad (4)$$

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

$$P_{max} = P_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (5)$$

$$Q_{max} = Q_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (6)$$

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

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

k_{ϕ} – коэффициент формы, принимается 1,17:

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

$$P_{\min} = P_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = P_{cp} \cdot k_{\min} \quad (7)$$

$$Q_{\min} = Q_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = Q_{cp} \cdot k_{\min} \quad (8)$$

Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P_{cp}^{prog} = P_{cp}^{baz} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{prog} - t_{baz}} \quad (9)$$

P_{cp}^{baz} – средняя мощность нагрузки;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для Селемджинского района принимаем данный коэффициент равный 0,0313 [16];

t_{prog} – год на который определяется электрическая нагрузка;

t_{baz} – год в который снимался первый из анализируемых графиков.

Определим прогнозируемые мощности для ПС Февральская.

$$P_{cp.}^{prog} = 48 \cdot (1 + 0,0313)^{2030-2025} = 51 \text{ МВт};$$

$$Q_{cp}^{prog} = 7,2 \cdot (1 + 0,0313)^{2030-2025} = 8,4 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для ПС Рудная, но учитываем необходимое добавление трансформаторной мощности на 30 МВА

вследствии подключения нового угольного комплекса и развития действующей промышленности.

Исходные данные для расчета режима и прогнозные нагрузки приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные для расчета режима и прогнозные нагрузки

Наименование ПС		P_{MAX} ,	P_{CP} ,	$P_{ЭФ}$,	P_{min} ,	Q_{MAX} ,	Q_{CP} ,	$Q_{ЭФ}$,	Q_{min} ,
		МВт	МВт	МВт	МВт	МВар	МВар	МВар	МВар
Февральская	Зима	52,4	51	49,73	29,75	8,76	8,4	7,8	6,53
	Лето	44,6	43,2	40,7	26,51	7,44	6,1	7,37	5,57
Рудная	Зима	77,3	70,2	69,8	57,2	21,8	14,7	13,5	10,66
	Лето	68,7	64,2	63,11	60,37	14,3	12,2	11,8	9,82

2.1 Компенсация реактивной мощности

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

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

Для выбора КУ на ПС Рудная на стороне НН 6 кВ, проводим расчет по следующему алгоритму.

Рассчитываем реактивную мощность, которую требуется передать:

$$Q_{np} = P_{max} \cdot tg\varphi, \quad (10)$$

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

$$\operatorname{tg} \varphi_i = \frac{Q_{\max}}{P_{\max}}$$

$$\operatorname{tg} \varphi_i = \frac{21,8}{77,3} = 0,26$$

$$Q_{np} = 77,3 \cdot 0,26 = 20,67 \text{ Мвар}$$

Максимальная реактивная мощность равна $Q_{\max} = 21,8$ Мвар.

Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{KV} = Q_{\max} - Q_{np} \quad (12)$$

$$Q_{KV} = 21,8 - 20,67 = 1,13 \text{ Мвар}$$

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

$$Q_{KV1cu} = 1,1 \cdot \frac{Q_{KV}}{N_{cu}}, \quad (13)$$

где N_{cu} - число секций шин на низкой стороне ПС, которое равно 2.

По найденному значению Q_{KV1cu} выбираются компенсирующие устройства из ряда стандартных, определенного предприятия по выпуску КУ.

$$Q_{KV1cu} = 1,1 \cdot \frac{1,13}{2} = 0,62 \text{ МВАр}$$

Для подстанции Рудная выбираем КУ типа 2хУКРМ- 56-10,5-700-450 УЗ.

$$Q_{КУФ} = 0,7 \cdot 2 = 1,4 \text{ МВАр}$$

Далее находится некомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{неск} = Q_{max} - Q_{КУФ}, \quad (14)$$

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

$$Q_{неск} = 21,8 - 1,4 = 20,4 \text{ МВАр}$$

2.2 Выбор числа и мощности автотрансформаторов

Согласно действующим нормам, мощность автотрансформаторов понижающих подстанций рекомендуется выбирать таким образом, чтобы допустимая перегрузочная способность после отказа составляла 75-85 процентов, максимальная продолжительность пиковых часов не превышала шести часов в сутки в течении не более пяти суток [14].

Если в составе нагрузки подстанции присутствуют потребители первой категории, то необходимо установить не меньше двух автотрансформаторов.

Так как в Амурской области отсутствует передвижной автотрансформаторный резерв ввиду невозможности его реализации, то необходимо установить второй автотрансформатор на ПС Рудная для повышения надежности энергоснабжения потребителей.

Для того, чтобы определить мощность силовых автотрансформаторов, воспользуемся следующей формулой:

$$S_{тр} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{2 \cdot K_3}, \quad (15)$$

где K_3 – коэффициент загрузки, который равен 0,6 для АТ;

S – полная мощность на низкой стороне, МВА

$$S_{тр} = \frac{\sqrt{70,2^2 + 20,4^2}}{2 \cdot 0,6} = 60,9 \text{ МВА},$$

Для определения номинальной мощности автотрансформаторов используем расчётную мощность.

При проведении расчета получили значение $S_{тр}=60,9$ МВА. Реконструкция ПС 220 кВ Рудная заключается в добавлении второго автотрансформатора АТДЦТН 63000 220/110/6 для обеспечения надежного энергоснабжения потребителей.

Проведём проверку автотрансформаторов в нормальном режиме работы и послеаварийном используя коэффициент загрузки и аварийной перегрузки.

Расчёт производим по следующим формулам:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S}, \quad (16)$$

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{70,2^2 + 20,4^2}}{2 \cdot 63} = 0,58$$

$$K_3^{ав} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{(n-1)S_{Тном}}, \quad (17)$$

$$K_3^{ав} = \frac{\sqrt{78,2^2 + 20,4^2}}{63} = 1,16,$$

При нормальном функционировании автотрансформаторных подстанций, нормальная загрузка на них должна быть не выше 60% от их номинальной

мощности. В случае аварийного отключения одного из автотрансформаторов, допустимая нагрузка может достигать 140% от номинала. Расчеты показывают, что выбор номинальной мощности автотрансформатора был осуществлен правильно, т.к. коэффициенты загрузки находятся в требуемых пределах.

2.3 Выбор главной схемы подстанции при расширении ПС Рудная

При выборе основной схемы электрических соединений для подстанции следует учитывать ряд важных факторов: количество и мощность установленных силовых автотрансформаторов, уровни напряжения, количество питающих линий и отходящих присоединений, экономическую эффективность предлагаемых вариантов, а также гибкость и удобство в эксплуатации, аспекты безопасности обслуживания [22].

На данный момент ПС Рудная имеет схему на стороне ВН Блок линия-автотрансформатор 3Н [11]. При добавлении одного автотрансформатора планируется реконструкция до схемы четырехугольник 220-7Н [11].

2) Схемы четырехугольника применяются в РУ напряжением 110...750 кВ для 2-х автотрансформаторных ПС, питаемых по 2 ВЛ. В этих схемах каждое присоединение коммутируется двумя выключателями. В то же время эти схемы очень экономичны.

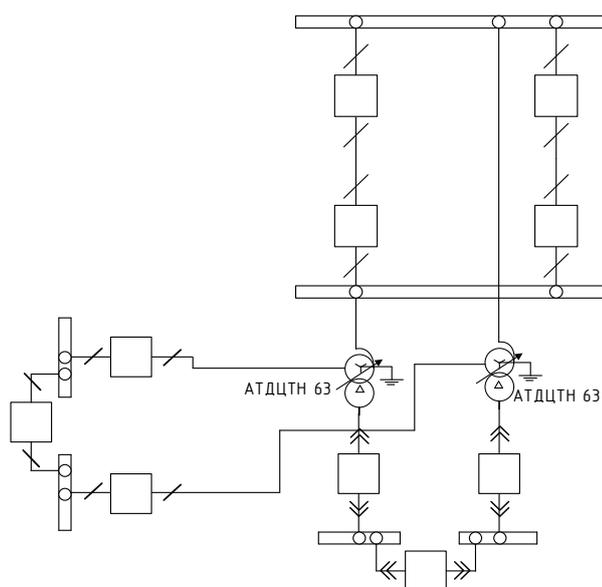


Рисунок 1 – Схема № 220 – 7Н «Четырехугольник»

2) На СН и НН примем к установке схему – одна рабочая секционированная выключателем система шин. Схема может быть использована

при применении выключателей, для которых период между плановыми ремонтами менее 10 лет.

Данная подстанция выполнена на ОРУ, напряжение 6 кВ выполнена в КРУ 6 кВ.

2.4 Расчёт линии электропередач

На воздушных линиях предусматривается применение сталеалюминевых проводов марки АС. Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов по значениям расчетной токовой нагрузки.

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях по следующей формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max z}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \cdot 10^3, \quad (18)$$

где I_{\max} - максимальный ток, А;

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

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

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

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

Далее определим расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (19)$$

где I_{\max} - максимальный ток, А;

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

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки. Примем данный коэффициент равным 1,05.

$$I_{\partial.\partial} \geq I_{P.П}, \quad (20)$$

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

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

Теперь приведем расчет максимального тока для данного участка:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{77,3^2 + 20,4^2}}{1 \cdot 220 \cdot \sqrt{3}} \cdot 10^3 = 197,43 \text{ А}$$

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_p = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 197,43 = 217,7 \text{ А}$$

Примем к установке на данном участке провод АС-300/39 с длительно допустимым током $I_{\partial.\partial} = 710 \text{ А}$.

2.5 Выбор вариантов сети

В качестве основного варианта подключение проектируемой ПС к схеме внешнего электроснабжения, принимаем вариант, указанный на рисунке 2.

Схема четырехугольник выбрана из-за своей надежности, ввиду наличия потребителей 2 категории, крупных промышленных объектов.

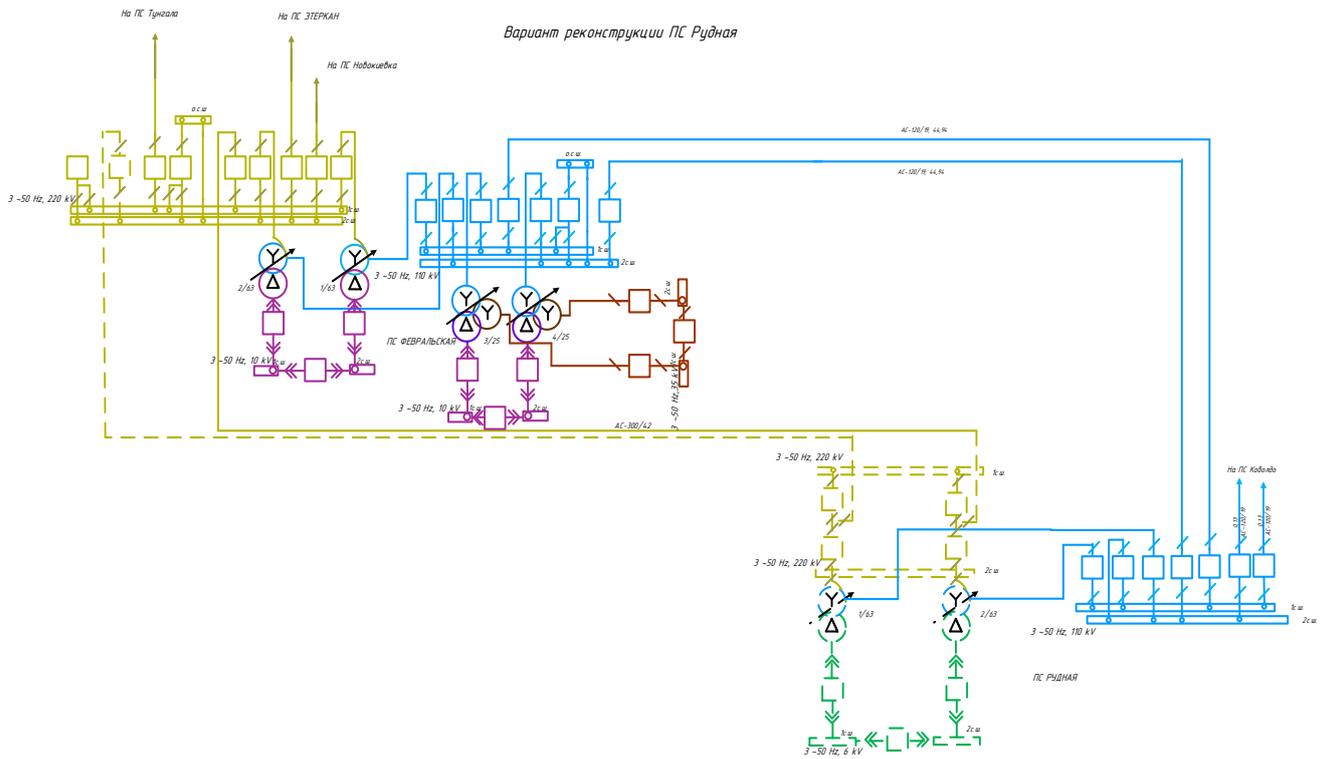


Рисунок 2 – Подключение проектируемой ПС

Данный вариант сети представляет собой реконструкцию ПС 220/110/6 Рудная, с добавлением одного АТДЦН 630000/220/110/6, реконструкция схемы РУ ВН до четырехугольника, добавление одной линейной ячейки на ПС Февральская.

$I_{по}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания;
 i_y – ударный ток короткого замыкания;
 i_a – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени» [40].

«Определяем параметры схемы замещения. Расчет произведем в относительных единицах. Базисную мощность примем равной $S_б = 1000$ МВА; ЭДС системы $E_c = 1$, и ЭДС нагрузки $E_n = 0,85$ в относительных единицах» [40].

Сопротивление системы X_c определяется по формуле:

$$X_{c*} = \frac{S_б}{S_{кз}}, \quad (21)$$

где $S_{кз}$ – мощность короткого замыкания системы;

$S_б$ – базисная мощность.

$$X_{c1*} = \frac{1000}{1600} = 0,625 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$X_{л*} = X_о \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{б1}^2}, \quad (22)$$

где $U_{б1}$ – базисное напряжение первой ступени трансформации;

$$X_{л*} = 0,4 \cdot 17,4 \cdot \frac{1000}{220^2} = 1,43,$$

Сопротивления обмоток автотрансформаторов определяются по формулам:

$$X_{AT1} = X_{AT2} = \frac{u_{ki}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{номАТ}} = \quad (23)$$

$$X_{ТВ.} = \frac{13}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 2,06,$$

$$X_{ТС} = 0,$$

$$X_{ТН.} = \frac{19}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 3.$$

«Где $u_{кВ}$, $u_{кС}$, $u_{кН}$ – напряжение короткого замыкания обмоток ВН, СН, НН автотрансформатора соответственно;

$S_{номАТ}$ – номинальная мощность автотрансформатора» [40].

Сопротивления нагрузки определяются по формулам:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_H}, \quad (24)$$

$$X_{HB.} = 0,35 \cdot \frac{1000}{28} = 12,5$$

$$X_{HC.} = 0,35 \cdot \frac{1000}{32} = 10,9,$$

$$X_{HN.} = 0,35 \cdot \frac{1000}{16,2} = 21,6.$$

«где 0,35 – сопротивление нагрузки в относительных единицах;

S_H – мощность нагрузки на стороне НН» [40].

Расчет токов короткого замыкания.

Базисный ток для точки К1 определяется по формуле:

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}}, \quad (25)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 235} = 2,46$$

Базисный ток для точки К2, К3 определяется по формуле:

$$I_{\sigma i} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma i}}, \quad (26)$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 4,7,$$

$$I_{\sigma 3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 96,2.$$

Токи рассчитываем по формуле:

$$I_{n0} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} I_{\sigma}. \quad (27)$$

Ударные токи определяем по формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} I_{n0} K_{y\delta}. \quad (28)$$

Рассмотрим подробный расчёт для точки К1. Для этого составим схему замещения (рисунок 4).

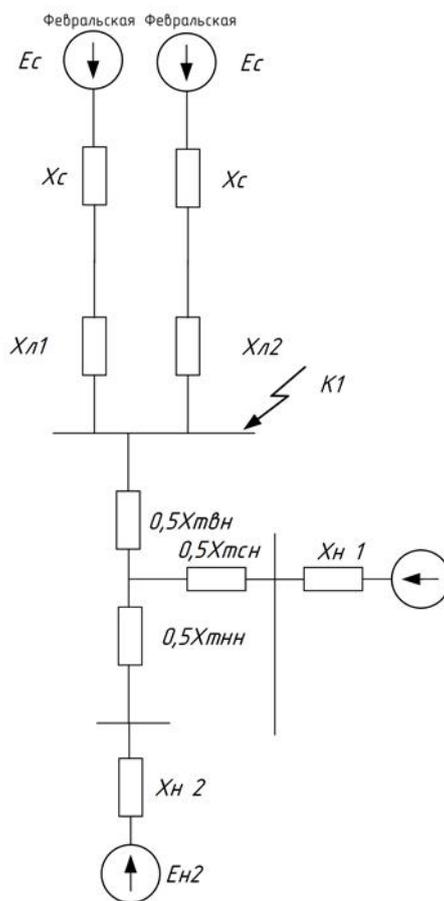


Рисунок 4 – Схема замещения для точки К1

Эквивалентрируем схему замещения для получения расчётной схемы (рисунок 5).

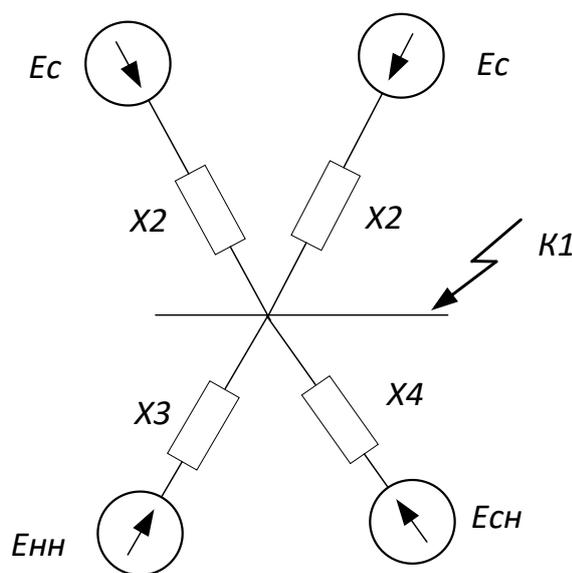


Рисунок 5 –Расчётная схема замещения для точки К1

$$X_1 = X_c + X_n, \quad (29)$$

$$X_{1.} = 0,625 + 1,43 = 2,055 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = \frac{X_1 \cdot X_{н6}}{X_1 + X_{н6}}, \quad (30)$$

$$X_{2.} = \frac{2,055 \cdot 12,5}{2,055 + 12,5} = 1,76 \text{ о.е.}$$

$$X_{3.} = 0,5 \cdot (2,06 + 4,7) + 12,5 + \frac{0,5 \cdot (0,5 \cdot 4,7 + 12,5)}{0,5 \cdot 0 + 4,7} = 21,7 \text{ о.е.}$$

$$X_{4.} = 0,5 \cdot (2,06 + 0) + 4,7 + \frac{0,5 \cdot (0,5 \cdot 0 + 4,7)}{0,5 \cdot 0 + 12,5} = 2,32 \text{ о.е.}$$

Рассчитываем токи:

$$I_{ni} = \frac{E_{i-k}}{X_i} I_{\sigma i}, \quad (31)$$

$$I_{n1} = \frac{1}{1,76} \cdot 4,77 = 2,7 \text{ кА}$$

$$I_{n2} = \frac{0,85}{2,32} \cdot 14,9 = 5,5 \text{ кА}$$

$$I_{n3} = \frac{0,85}{21,7} \cdot 57,7 = 2,2 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПО}} = 2,7 + 5,5 + 2,2 = 10,4 \text{ кА}$$

«Для того, чтобы найти $i_{y\partial}$ необходимо знать ударный коэффициент, который мы берём из справочных данных» [4].

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к1}} \cdot K_{y\partial}, \quad (32)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 10,4 = 22,3 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока К.З.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0}, \quad (33)$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 10,4 = 14,7 \text{ кА}$$

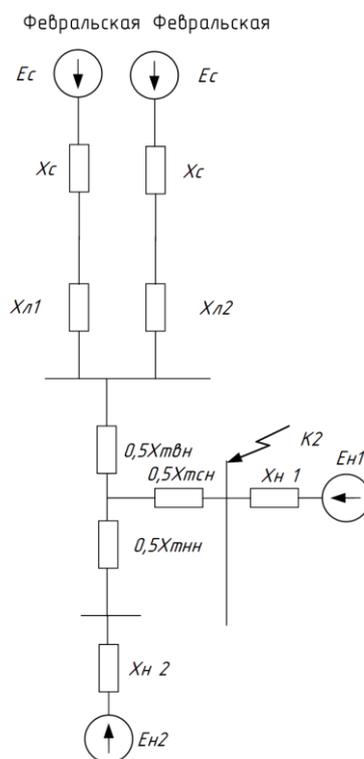


Рисунок 6 – Схема замещения для точки K2

Эквивалентрируем схему замещения для получения расчётной схемы (рисунок 7).

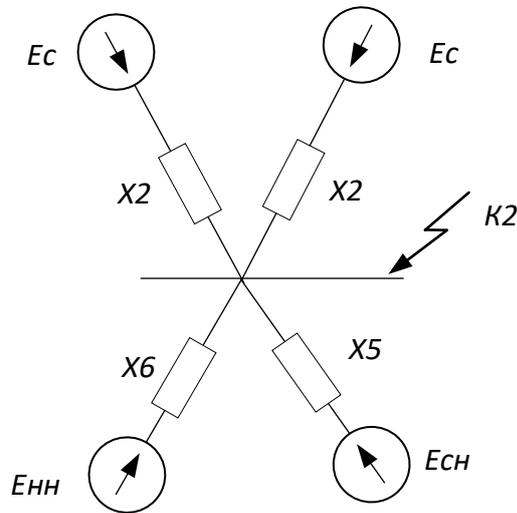


Рисунок 7 – Расчётная схема замещения для точки К2

$$X_5 = 0,5(X_{атс} + X_{атв}) + X_2 + \frac{0,5X_{атс}(0,5X_{атв} + X_2)}{0,5X_{атн} + X_{нн}}, \quad (34)$$

$$X_6 = 0,5(X_{атс} + X_{атн}) + X_{нн} + \frac{0,5X_{атс}(0,5X_{атн} + X_{нн})}{0,5X_{атв} + X_2}, \quad (35)$$

Рассчитываем токи по формуле:

$$I_{ni} = \frac{E_{i-k}}{X_i} I_{\sigma i}, \quad (36)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot K_{y\delta}, \quad (37)$$

Апериодическая составляющая тока К.З.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0}, \quad (38)$$

Расчет для точки К3 производится аналогично.

Результаты расчета токов короткого замыкания в точках К1, К2, К3 запишем в таблицу 8.

Таблица 4 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_{\text{по}}, \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	$i_{\text{а}}, \text{кА}$
К1 (ВН)	10,4	22,3	12,7
К2 (СН)	12,5	29,4	19,7
К3 (НН)	18,5	39,5	26,2

Определим максимальные токи через автотрансформаторные выключатели для выбора и проверки оборудования.

Выключатели на стороне ВН и СН:

$$I_{220} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}}, \quad (39)$$

$$I_{220} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 235} = 216,7,$$

Выключатель на стороне СН:

$$I_{110} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 420,8,$$

Выключатели на стороне НН:

$$I_6 = \frac{S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}}, \quad (40)$$

$$I_6 = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1321 \text{ ,}$$

Выключатели на линиях нагрузки:

$$I_{6н} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{номННотх}} \text{ ,} \tag{41}$$

$$I_6 = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 10} = 251 \text{ A.}$$

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ РУДНАЯ

На ПС Рудная установлен 1 автотрансформатор АДЦТН, также коммутационные аппараты, выбор оборудования будет производиться только для нового автотрансформатора, и для новой схемы РУ.

Таблица 5 – Время отключения выключателей

№ выключателя	$t_{р.з.}$, с	T_a , с	$t_{с.в.}$, с	$t_{откл.}$, с
ОРУ 220 кВ				
1	2	0,02	0,05	2,07
ОРУ 110 кВ				
2	2	0,02	0,07	2,07
ОРУ 6 кВ				
3	1,5	0,01	0,03	1,53

Расчёт теплового импульса определяется по формуле:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{pz} + t_{cv} + T_a), \quad (42)$$

где t_{pz} – максимальное время работы релейной защиты;

T_a – постоянная затухания;

t_{cv} – собственное время отключения выключателя» [27].

Для точки К1 шины 220 кВ:

$$B_k = 9,2^2 \cdot (2 + 0,05 + 0,02) = 175,2 \text{ кА}^2\text{с},$$

Выбор и проверка оборудования будет производиться по току автотрансформаторной ячейки поскольку ток в них максимален для стороны 6 кВ будет произведен только проверка КРУ и выключателей поскольку выбор остального оборудования не является необходимым в данной работе.

4.1 Выбор распределительных устройств

Для распределительных устройств 220 кВ и 110 кВ выбрано исполнение ОРУ, на напряжение 6 кВ выбрано КРУ. [35].

4.2. Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя (предварительно);
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

Выбор выключателей :

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем элегазовые выключатели наружной установки ОРУ 220 кВ.

Для климата, характерного району расположения подстанции Рудная, установка колонковых выключателей не рекомендуется.

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_{к1} = I_{кз}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (43)$$

Проверяем автотрансформаторный выключатель наружной установки, результат представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Выключатель ВЭБ-220П-40/2500 УХЛ1

1	2	3
Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{max1} = 216,7 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{отклном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 10,4 \text{ кА}$	$I_{п0} < I_{отклном}$

1	2	3
$i_{\text{вкл.}} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 22,3 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 10,4 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{пр.скв}}$
$i_{\text{пр.скв.}} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 22,3 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{пр.скв.}}$
$I_{\text{вклном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 10,4 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{вклном}}$
$i_{\text{аНОМ}} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 12,7 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{аНОМ}}$
$B_{\text{кНОМ}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 175 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{кНОМ}}$

Выключатель ВЭБ-220П-40/2500 УХЛ1 оснащен пружинным приводом

Таблица 7 – Выключатель ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 420,8 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{отклном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 29,4 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{пр.скв}}$
$i_{\text{пр.скв.}} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 29,4 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_y$
$I_{\text{вклном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{вклном}}$
$i_{\text{аНОМ}} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 19,7 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{аНОМ}}$
$B_{\text{кНОМ}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 180 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{кНОМ}}$

Выключатель ВЭБ-11—40/2500УХЛ1 оснащен пружинным приводом.

4.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

На стороне 220 кВ проверяем разъединители марки РГ–2–1–220/1000 УХЛ1– с двумя заземляющими ножами:

Таблица 8 – Разъединитель РГ2 – 220/1000 УХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 216,7 \text{ А}$	$I_{\text{max}} < I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_y = 22,3 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{пр.скв}}$
Главные ножи		
$B_{\text{КНОМ}} = 31,5^2 \cdot 2$ $= 1984 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 175 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{КНОМ}}$
Заземляющие ножи		
$B_{\text{КНОМ}} = 31,5^2 \cdot 1$ $= 992 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 175 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{КНОМ}}$

Разъединители укомплектованы электроприводом на постоянном токе (ПД – 14П УХЛ1).

На стороне 110 кВ проверяем разъединители марки РГ–2–1–110/1000 УХЛ1– с двумя заземляющими ножами:

Таблица 9 – Разъединитель РГ2 – 110/1000 УХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 420,8 \text{ А}$	$I_{\text{max}} < I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_y = 29,4 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{пр.скв}}$
Главные ножи		
$B_{\text{КНОМ}} = 31,5^2 \cdot 2$ $= 1984 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 180 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{КНОМ}}$
Заземляющие ножи		
$B_{\text{КНОМ}} = 31,5^2 \cdot 1$ $= 992 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 180 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{КНОМ}}$

Данные разъединители оснащены электродвигательным приводом на постоянном токе (ПД – 14П УХЛ1).

4.4. Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи: Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора. ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Таблица 10 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U_H , кВ	l , м
220	60 – 75

Принимаем кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q}, \quad (44)$$

$$Z_{2p} = r_{приб} + r_{np} + r_k, \quad (45)$$

где $r_{приб}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток;

r_{np} – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

r_k – переходное сопротивление контактов (принимаем равным 0,1 Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}; \quad (46)$$

ОРУ 220 кВ:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,7}{5^2} = 0,028 \text{ Ом},$$

$$Z_{2н} = 0,028 + 0,53 + 0,1 = 0,66 \text{ Ом}.$$

Таблица 11 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Итого		0,7	0,7	0,7

Таблица 12 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока ТВГ 220 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_n$
$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 216,7 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,66 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{\text{пр.скв}} = 79 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 22,3 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв}}$
$B_{\text{Кном}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 175 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{Кном}} > B_{\text{к}}$

В таблице 13 показаны приборы, подключённые к ТТ, в таблице 14 произведено сравнение расчетных и каталожных данных для существующего

ТТ. Из расчетных данных видно, что встроенный трансформатор тока ТВГ-220 УХЛ1 удовлетворяет всем условиям.

Таблица 13 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 110 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Итого		0,7	0,7	0,7

Таблица 14 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока ТОГФ 110 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 420,8 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр.скв} = 79 \text{ кА}$	$I_{уд} = 29,4 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 180 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Кном} > B_{к}$

Из расчетных данных видно, что трансформатор тока ТОГФ 110 удовлетворяет всем условиям.

4.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

РУ 220 кВ:

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 220 кВ.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка ТН на ВН

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S прибор ов
Вольтметр	Э335	2	1	4	8
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	4	40
Счётчик активной энергии	DAN 14 04	8	2	4	64
Счётчик реактивной энергии	DRN 14 04	8	2	4	64
Частотомер	CNT	2	2	4	16
Итого					192

В РУ 220 кВ установлены ТН: СРВ – 123 произведем их проверку, результаты проверки представлены в таблице 16.

Суммарная мощность приборов:

$$192 \text{ ВА} \leq 200 \text{ ВА},$$

Таблица 16 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 192 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

РУ 110 кВ:

Таблица 17 – Вторичная нагрузка ТН на СН

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Вольтметр	Э335	2	1	6	12
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	6	60
Счётчик активной энергии	Меркурий 230	4	2	6	48
Счётчик реактивной энергии	Меркурий 230	4	2	6	48
Итого					168

В РУ 110 кВ устанавливаем ТН: ЗНГ – 110.

Суммарная мощность приборов:

$$168 \text{ ВА} \leq 180 \text{ ВА}$$

Таблица 18 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 180 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 168 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

4.6 Выбор и проверка токоведущих частей

В РУ 220 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС – 300/39.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

по длительно допустимому току

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

по термическому действию тока КЗ

$$\theta_{\text{К}} \leq \theta_{\text{Кдоп}} \text{ или } q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (47)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода,

C – рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_k - A_n} = \text{const} \quad (48)$$

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами.

Так для сборных шин приняты расстояния: при 110 кВ – 1,5 м; 220 кВ – 3 м.

При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят.

Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание.

Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 8000 МВА для напряжения 220 кВ.

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

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания.

$$Q_{\text{к.расч}} \leq Q_{\text{к.доп}}, \quad (49)$$

установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания:

голые медные шины - $Q_{\text{к.доп}} = 300 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

голые алюминиевые шины - $Q_{\text{к.доп}} = 200 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

голые стальные шины - $Q_{\text{к.доп}} = 400 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

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

Наибольший рабочий ток на шинах 220 кВ равен 216,7 А выбираем гибкие шины марки АС - 300, допустимый ток которых $I_{\text{доп}} = 690 \text{ А}$, диаметр провода $d = 39 \text{ мм}$.

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

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

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\text{доп}} = 690 \text{ A}$$

$$I_{\text{MAX}} = 216,7 \text{ A}$$

$$I_{\text{MAX}} < I_{\text{доп}}, \quad (50)$$

Проверка на термическое действие тока К.З.:

$$q_{\text{min}} = 180, \quad q = 240,$$

$$q_{\text{min}} < q \quad (51)$$

Проверка по условиям короны:

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (52)$$

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

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (53)$$

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

r_0 - радиус провода,

$$r_0 = 0,1 \cdot d/2 \text{ см}, \quad (54)$$

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

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}}, \quad (55)$$

где $D_{\text{ср}}$ - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D, \quad D = 300 \text{ см};$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

Начальная критическая напряженность эл. поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (56)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{5,7}} \right) = 27,958$$

Напряженность около поверхности провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \left(\frac{1,26 \cdot D}{r_0} \right)} \quad (57)$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 110}{5.7 \cdot \log\left(\frac{1.26 \cdot 11.4}{5.7}\right)} = 17.019$$

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

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (58)$$

$$18.21 < 25.162.$$

Условие выполняется.

Таблица 19 – Сопоставление данных для гибких шин в ОРУ 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 420,8 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 180 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 632 \text{ мм}^2$	$q_{min} = 63 \text{ мм}^2$	$q_{min} \leq q$
$\sigma_{дон} = 20 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 13,26 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$

4.7 Выбор и проверка изоляторов

Для гибкой ошиновки выбираем подвесные изоляторы:

На стороне 220 кВ установлены полимерные подвесные линейные стержневые изоляторы: ЛК 70/220-И-4 СП(СС);

Подвесные изоляторы на термическую и электродинамическую стойкость по режиму короткого замыкания и по разрушающей нагрузке не проверяются.

На 110 кВ к установке приняты полимерные подвесные линейные стержневые изоляторы ЛК 60/110-И-4 СП(СС).

Таблица 20 – Сопоставление данных подвесных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
РУ 220 кВ		
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{расч}$
$F_{доп} = 12000 \text{ Н}$	$F_{расч} = 6976 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{доп}$
РУ 110 кВ		
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{расч}$
$F_{доп} = 12000 \text{ Н}$	$F_{расч} = 7040 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{доп}$

Условия выбора;

По номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (59)$$

$$110 \leq 110;$$

$$220 \leq 220$$

Условие выполняется для всех изоляторов.

По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{ДОП} \quad (60)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F; \quad (61)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н};$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (62)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (63)$$

$$k_{h_{вн}} = \frac{1100 + 64 + \frac{70}{2}}{1100} = 1,09;$$

$$k_{h_{сн}} = \frac{900 + 64 + \frac{60}{2}}{900} = 1,1;$$

$$F_{расч.вн} = 32 \cdot 1,09 \cdot 2 = 6976H;$$

$$F_{расч.сн} = 32 \cdot 1,1 \cdot 2 = 7040H;$$

$F_{расч} \leq F_{ДОП}$ – данное условие выполняется на оба напряжения и выбранные изоляторы подходят для установки.

Таким образом, установленные изоляторы проходят по механической прочности и могут быть использованы.

4.8 Выбор ОПН

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}, \quad (64)$$

Принимаем первоначально ОПН–П1–220/105/10 У1 по номинальному напряжению 220 кВ.

$$110\text{кВ} \geq 110\text{кВ},$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ} , \quad (65)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}} , \quad (66)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 89,44\text{кВ},$$

$$105 \text{ кВ} \geq 89,44 \text{ кВ}.$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 220-750 кВ определяется как:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z_B} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n , \quad (67)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений;

$U_{ост}$ – остающиеся напряжение на ограничителе (596 кВ);

Z_B – волновое сопротивление линии с учетом импульсной короны, составляет 740 Ом;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов, равное 1.

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (68)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения в месте ее возникновения, принимается равным 900 кВ;

k – коэффициент полярности, принимается равным $0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защитного подхода, определяется из ПУЭ и принимается 2,5 км.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot 900} = 644 \text{ кВ},$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (69)$$

где β – коэффициент затухания волны, принимается 0,91;

c – скорость распространения волны, составляет 300000 км/с.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 300000} = 10,99 \text{ мкс},$$

$$\mathcal{E} = \left(\frac{644 - 596}{740} \right) \cdot 596 \cdot 2 \cdot 10,99 \cdot 1 = 849,74 \text{ кДж}.$$

Далее определяется удельная энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}}, \quad (70)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{849,74}{110} = 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}.$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$

Таблица 21 – Параметры ОПН–П1–220/105/10 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН–П1–220/105/10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	105
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	596
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

Таблица 22 – Параметры ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	105
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	596
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

4.9 Проверка КРУ 6 кВ

На ПС Рудной установлено КРУ СЭЩ 63, при добавлении одного автотрансформатора, необходимо рассчитать оборудование для одной вводной ячейки, а также секционной ячейки.

4.10 Выбор и проверка ячеек КРУ 6 кВ

Выбор ячеек КРУ производится аналогично выбору выключателей.

1 По напряжению установки:

$$6 \text{ кВ} \geq 6 \text{ кВ}.$$

2 По току продолжительного режима:

$$1000 \text{ А} \geq 660 \text{ А}.$$

Проверка ячеек КРУ.

1) По отключающей способности: на отключение периодической составляющей тока КЗ и на отключение полного расчётного тока КЗ КРУ проверяется при выборе встроенных в него выключателей

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени t рассчитывается для встроенного выключателя.

2) По термической стойкости выключателя

Тепловой импульс [4]:

$$W_k = I_{п.0.к2}^2 \cdot (t_{отк} + T_{а.к2}), \quad (71)$$

$$W_k = 6^2 \cdot (2,57 + 0,05) = 262 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$289 \text{ кА} \geq 262 \text{ кА}.$$

3) По электродинамической стойкости [4]:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд.к2}}, \quad (72)$$

$$41 \text{ кА} \geq 24 \text{ кА} .$$

Таблица 23 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 1321 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{пр.скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 39,5 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв}}$
$B_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 262 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

КРУ марки СЭЩ-63-6 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

4.11 Выбор и проверка выключателей

В качестве силовых выключателей в КРУ применяются выключатели марки ВВУ-СЭЩ-6.

Вакуумные выключатели ВВУ имеют следующие преимущества: возможность установки электромагнитного или пружинно-моторного привода; возможность ручного включения выключателя; наличие встроенных в привод выключателя расцепителей; простота конструкции; высокая надежность; высокий коммутационный ресурс; легкая встраиваемость в различные типы КРУ; безопасность.

На ПС Рудная установлены ВВУ с пружинно-моторным типом, они обеспечивают ручное включение выключателя под нагрузку даже при полном отсутствии питания на шинках управления.

Таблица 24 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 1321 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{номоткл} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.о} = 18,5 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{пр.скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 39,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$I_{пр.скв} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 18,5 \text{ кА}$	$I_{п.о} \leq I_{пр.скв}$
$i_{вкл} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 39,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вклном} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 18,5 \text{ кА}$	$I_{п.о} \leq I_{вклном}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 262 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$i_{аном} = 25,3 \text{ кА}$	$i_{ат} = 26,2 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{аном}$

выключатели ВВУ-СЭЩ-6 оснащены пружинно-моторным приводом.

Выбранные выключатели на стороне 6 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки.

4.12 Выбор и проверка разъединителей

Выбор и проверка разъединителя в КРУ 6 кВ не производится, поскольку КРУ 6 кВ используются выкатные элементы и конструктивно разъединителя не предусмотрено.

4.13 Выбор и проверка трансформаторов тока

Принимаем к установке в вводной ячейке трансформатор тока марки ТОЛ-СЭЩ-6-1000.

Таблица 25– Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 26 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1321 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,53 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 39,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 262 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Выбранные трансформаторы напряжения удовлетворяют условиям выбора.

4.14 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Для исключения вероятности возникновения феррорезонансных перенапряжений примем к установке антирезонансный трансформатор напряжения марки НАМИ-6.

Таблица 27 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	10
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	14	105
Итого				137

Таблица 28 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-6

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 137 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения соответствуют условиям их выбора.

4.15 Выбор и проверка токоведущих частей на стороне 6 кВ

Принимаем пакет из алюминиевых прямоугольных шин АДЗ1Т1 сечением 50x5 мм

$$q = 500 \text{ мм}^2; I_{доп} = 1745 \text{ А};$$

Выбор сечения шин производится по допустимому току:

$$I_{maxHH} \leq I_{доп}; \tag{73}$$

$1321 \leq 1745$ – условие выполняется.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (74)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{262 \cdot 10^6}}{91} = 177,87 \text{ мм}^2;$$

$q_{\min} < q$ – условие выполняется.

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (75)$$

$$J = \frac{5 \cdot 5^3}{12} = 43 \text{ см}^4;$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (76)$$

$$f_0 = 200 \text{ Гц};$$

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{43}{8}} = 2,008 \text{ м}^2;$$

$$l = \sqrt{2,008} = 1,417 \text{ м};$$

Принимаем $l = 1,35$ м;

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a}; \quad (77)$$

a – расстояние между фазами для 6 кВ равно 0,22 м;

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{39500^2}{0,22} = 453,48 \text{ Н / м};$$

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (78)$$

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (79)$$

$$W_{\phi} = \frac{5 \cdot 5^2}{6} = 10,667 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{расч} = \frac{453,48 \cdot 1,35^2}{10 \cdot 10,667} = 5,7 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}. \quad (80)$$

Для выбранной шины $\sigma_{доп} = 20 \text{ МПа}$, следовательно условие по механической прочности выполняется и выбранная шина подходит для установки.

Таблица 29 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1750 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1321 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 1977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 262 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 500 \text{ мм}^2$	$q_{мин} = 177,87 \text{ мм}^2$	$q_{мин} \leq q$
$\sigma_{доп} = 20 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 5,7 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

4.16 Выбор и проверка изоляторов

К установке приняты опорные изоляторы ИО-6-3,75 с допустимой нагрузкой на изгиб:

Таблица 30 – Сопоставление данных опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{расч}$
$F_{доп} = 2250 \text{ Н}$	$F_{расч} = 980 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{доп}$

Условия выбора;

По номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (81)$$

$$6 \leq 6;$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{ДОП} \quad (82)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F; \quad (83)$$

$$F_{ДОП} = 3300 \text{ Н};$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (84)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (85)$$

$$k_h = \frac{130 + 80 + \frac{10}{2}}{130} = 1,6;$$

$$F_{расч} = 453,48 \cdot 1,35 \cdot 1,6 = 979,517 \text{ Н};$$

$F_{расч} \leq F_{ДОП}$ – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки.

Таким образом, опорный изолятор ИО-6-3,75 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

4.17 Выбор ОПН

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ} \quad (86)$$

Принимаем первоначально ОПН-П1-6/6,5/6 УХЛ1 по номинальному напряжению 6 кВ.

$$6\text{кВ} \geq 6\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ} \quad (87)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 6}{\sqrt{3}} = 4,22\text{кВ}$$

$$6\text{кВ} \geq 4,22\text{кВ}$$

Энергия пропускаемая ОПН во время грозового импульса для сетей 3-35 кВ определяется:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot \left[(K_{II} \cdot 0,82 \cdot U_{НР})^2 - (1,77 \cdot U_{Н.Д})^2 \right], \quad (88)$$

где C – емкость кабельной линии;

K_{II} – кратность резонансных перенапряжений, равная 2,5;

$U_{НР}$ – наибольшее рабочее напряжение сети;

$U_{НД}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН.

Ёмкость кабельной линий определяется как:

$$C = l \cdot C_0, \quad (89)$$

где $C_0 = 0,25 \frac{\text{мкФ}}{\text{км}}$ – удельная ёмкость кабеля АПВВНГ(А)-LS-3х50/16-10,

который использован в сети 6 кВ;

$l = 4,35$ км – длина самой длинной линии в сети 6 кВ.

$$C = 4,35 \cdot 0,25 = 1,1 \text{ мкФ}$$

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 1,1 \cdot \left[(2,5 \cdot 0,82 \cdot 10)^2 - (1,77 \cdot 10,5)^2 \right] = 41,17 \text{ кДж}$$

Удельная энергоемкость ОПН составит:

$$\mathcal{E}' = \frac{41,17}{10} = 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$

Таблица 31 – Параметры ОПН-П1-6/6,5/6 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П1-6/6,5/6 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	6
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	6,5
Номинальный разрядный ток, кА	6
Остающееся напряжение, кВ	37
Длина пути утечки, см	88
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

4.18 Выбор и проверка ТСН

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

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения автотрансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной системы.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [5].

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд отображена в таблице 32.

Таблица 32 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Р _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение автотрансформатора	0,73	45	32,85
Подогрев 2 КРУ	1	40	-
Освещение и вентиляция	1	20	-
Отопление и освещение ОПУ	1	200	-
Освещение	1	20	-
Прочее	1	90	-
Итого		415	32,85

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (90)$$

$$S_{рас} = \sqrt{415^2 + 32,85^2} \cdot 0,8 = 400 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТМГ – 400/6/0,4.

4.19 Выбор аккумуляторных батарей

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

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

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели — генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

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

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В [5].

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (91)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

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

В режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{242}{14,4} = 17.$$

В режиме заряда при максимальном напряжении:

$$n = \frac{242}{15,1} = 17.$$

В режиме аварийного напряжения:

$$n = \frac{242}{11,8} = 21.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \tag{92}$$

$$n_{доб} = 21 - 17 = 4.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \tag{93}$$

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

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера. $N = 23$. Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею Powersafe «Ольдам» – 24 Ач.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (94)$$

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

$$I_{Tmax} = 1269 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

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

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{45} = 27,6;$$

Окончательно принимаем Powersafe «Ольдам» – 28 Ач.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} = \frac{1269}{28} = 45.3 \text{ А}. \quad (95)$$

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot N + I_{п} \text{ А}, \quad (96)$$

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24.2.$$

$$U_{IB} \geq 2.2 \cdot n_0 \text{ В.} \quad (97)$$

$$U_{IB} \geq 2.2 \cdot 108 = 236$$

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{II} \text{ А,} \quad (98)$$

$$I_3 = 5 \cdot 28 + 20 = 160 \text{ А.}$$

$$U_{IB} = 2.75 \cdot n, \quad (99)$$

$$U_{IB} = 2.75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В.}$$

Выбираем стандартное ЗВУ НРТ «Ольдам».

5 ЗАЩИТА АВТОТРАНСФОРМАТОРА

На ПС Рудной для защиты существующего трансформатора установлены, ДЗТ, МТЗ, ГЗ, ТЗНП, ДЗ, ГЗ РПН, защита от перегрузки, рассчитаем и выберем микропроцессорную защиту для вводимого автотрансформатора.

В работе автотрансформаторов могут возникать короткие замыкания как в обмотках, так и на вводах, кроме того, в кабелях могут возникать короткие замыкания на земле или между фазами.

В рамках нормальной работы автотрансформаторов также возможны сверхтоки, падение уровня масла или повышение температуры.

Исходя из выше написанного следует что защита автотрансформаторов должна выполнять следующие функции для полноценной бесперебойной работы в условиях нагрузок:

- отключать автотрансформатор при повреждении;
- отключать автотрансформатор при повреждении смежного оборудования;
- показывать сигналом дежурному при его повреждении, перегрузке, снижении уровня масла, повышении температуры.

Для защиты обмоток автотрансформатора, вводов и ошиновки устанавливают дифференциальную защиту (далее ДЗТ).

Для защиты от сверхтоков, проходящих по самому автотрансформатору так и по смежному оборудованию, устанавливают максимальную токовую защиту (далее МТЗ).

Для контроля за уровнем масла и повреждений масляного бака автотрансформатора устанавливают датчик контроля масла.

И так же устанавливают защиту от перегрузок на высоких напряжениях и низких напряжениях.

5.1 Дифференциальная защита автотрансформатора

Покажем расчет ДЗТ на базе микропроцессорного терминала «Сириус-Т» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика».

Трансформаторы тока по всем сторонам собраны в звезду.

Расчёт коэффициентов трансформации трансформаторов тока приведён в таблице 33.

Таблица 33 – Расчёт коэффициентов трансформации трансформаторов тока

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		220 кВ	110 кВ	6 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого автотрансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{СР.НОМ}}$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 216,7$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 420,8$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1321$
Коэффициент трансформации автотрансформатора тока	K_I	300/5	500/5	1500/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого автотрансформатора, А	$I_{НОМ,в} = 1,05 \cdot \frac{I_{НОМ}}{K_I}$	$1,05 \cdot \frac{216,7}{300/5} = 3,79$	$1,05 \cdot \frac{420,8}{500/5} = 4,42$	$1,05 \cdot \frac{1321}{1500/5} = 4,62$
Размах РПН, %	-	16		

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

Уставка должна выбираться из двух условий:

– отстройки от броска тока намагничивания силового автотрансформатора;

– отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчётного внешнего КЗ.

Отстройка от броска тока намагничивания силового автотрансформатора.

При включении силового автотрансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания к амплитуде номинального тока защищаемого автотрансформатора не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоники, равному $5\sqrt{2} = 7$. Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока и

на первую гармонику этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна $2.5I_{\text{ДИФ}}/I_{\text{НОМ}}$. Минимально возможная уставка по первой гармонике $I_{\text{ДИФ}}/I_{\text{НОМ}} = 4$, что соответствует $2.5 \times 4 = 10$ по отношению амплитуды к действующему значению или $10/\sqrt{2} = 7$ по отношению амплитуд. Сравнение полученных значений свидетельствует об отстроенности отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания. Расчёты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды броска. Если амплитуда равна 7 действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно $7 \times 0.35 = 2.46$.

Следовательно, даже при минимальной уставке в $4I_{\text{НОМ}}$ отсечка отстроена от бросков тока намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Уставка выбирается по условию:

$$\frac{I_{\text{ДИФ}}}{I_{\text{НОМ}}} \geq k_{\text{ОТС}} k_{\text{НБ}} I_{\text{КЗвнешМАХ}}, \quad (100)$$

где $k_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$k_{\text{НБ}}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, если на стороне ВН и НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать $k_{\text{НБ}} = 0.7$;

$I_{\text{КЗвнешМАХ}}$ – отношение тока внешнего расчётного КЗ к номинальному току автотрансформатора.

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq k_{ОТС} k_{НБ} I_{КЗвнешМАХ*} = 1,2 \cdot 0,7 \frac{570}{105} = 4,56.$$

Принимаем уставку 4,6.

Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Тормозная характеристика защиты приведена на рисунке 8.

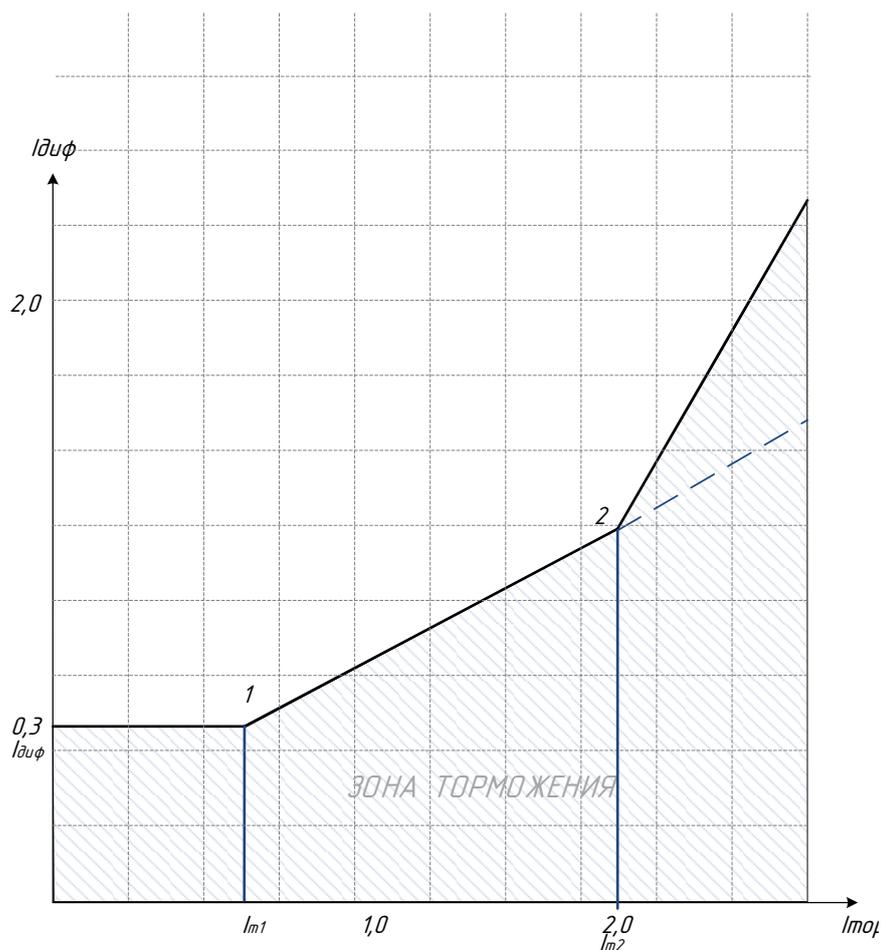


Рисунок 8 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты.

Она построена в относительных единицах, т.е. токи приведены к номинальному току стороны ВН. Тормозной ток формируется как полусумма модулей токов сторон защищаемого автотрансформатора.

Базовая уставка $I_{от}/I_{НОМ}$ определяет чувствительность работы ступени. Рекомендуется принимать равной 0,3-0,5.

Принимаем базовую уставку $I_{\partial 1}/I_{НОМ} = 0,3$.

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (k_{ПЕР}k_{ОДН}\varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) I_{СКВ}, \quad (101)$$

где $k_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2,5 – когда доля двигательной нагрузки в общей нагрузке автотрансформатора более 50%, 2 – если доля двигательной нагрузки менее 50%;

$k_{ОДН}$ – коэффициент однотипности автотрансформаторов тока;

ε – относительное значение полной погрешности автотрансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{РПН}$ – относительное значение пределов РПН;

$\Delta f_{ДОБ}$ – обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, принимается равным 0,04;

$I_{СКВ}$ – сквозной ток.

$$I_{НБ.РАСЧ} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) I_{СКВ} = 0,34 I_{СКВ}.$$

Дифференциальный ток определяется следующим образом:

$$I_{ДИФ} = k_{ОТС} I_{НБ.РАСЧ}, \quad (102)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимаем равным 1,3.

$$I_{ДИФ} = 1,3 \cdot 0,34 I_{СКВ} = 0,442 I_{СКВ}.$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{CH.T} = \frac{I_{ТОРМ}}{I_{СКВ}} = 1 - 0,5(k_{ПЕР}k_{ОДН}\varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}), \quad (103)$$

$$k_{CH.T} = 1 - 0,5(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) = 0,83.$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_{ТОРМ} = 100 \frac{I_{ДИФ}}{I_{ТОРМ}} = 100k_{ОТС} (k_{ПЕР}k_{ОДН}\varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) / k_{CH.T}, \quad (104)$$

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) / 0,8 = 53,3.$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \frac{100}{k_{ТОРМ}}, \quad (105)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,3 \frac{100}{53,3} = 0,563.$$

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$ рекомендуется на уровне 12-15 %.

$$I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,15.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2.0 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} .$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты.

Уставка по току выбирается меньше, 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.

Принимаем следующие значения уставок:

$$I_{01}/I_{НОМ} = 0,1 ,$$

$$T=10 \text{ с.}$$

5.2 Максимальная токовая защита автотрансформатора

Максимальная токовая защита (далее МТЗ) является резервной защитой автотрансформатора, и служит для отключения автотрансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в автотрансформаторах она используется лишь на маломощных автотрансформаторах.

В ряде случаев не удастся выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при

максимальной нагрузке по аналогичной формуле 15. За исключением коэффициентов:

- коэффициент надежности, принимается равным 1,2;
- коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95 для терминала;
- максимальный рабочий ток автотрансформатора принимается таким же.

Таким образом, уставка токового органа МТЗ равно:

$$I_{MT3.BH} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 105 = 199 \text{ A},$$

$$I_{MT3.CH} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 840 = 1591 \text{ A}$$

$$I_{MT3.HH} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 2200 = 4168 \text{ A}$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам.зан}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 1,0 для городских сетей;

$k_в$ – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95;

$I_{p.max}$ – максимальный рабочий ток автотрансформатора.

Время срабатывание принимается по условию согласования с основными защитами автотрансформатора и согласования с временем действия нечетных гармоник (несимметрии сети).

$$t_{MT3} 0,1 + 0,5 + 0,5 = 1,1 \text{ c}$$

5.3 Защита от перегрузки

Автотрансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки автотрансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой автотрансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки согласно ПУЭ устанавливается на автотрансформаторах мощностью 0,4 МВт и более.

Таким образом, для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры автотрансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного автотрансформатора.

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

$$I_{сз.н} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 105 = 122 \text{ А},$$

$$I_{сз.н} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 840 = 972,6 \text{ А},$$

$$I_{сз.н} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 2200 = 2547,4 \text{ А},$$

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

$I_{ном}$ – номинальный ток стороны автотрансформатора, где установлена защита;

$$t_{зп} = 10 \text{ с}.$$

5.4 Газовая защита

Газовая защита устанавливается на автотрансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака автотрансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного автотрансформатора. Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке автотрансформатора.

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака автотрансформатора в расширитель, и действует на отключение автотрансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой автотрансформаторов от внутренних повреждений, а при некоторых опасных повреждениях действует только она. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, неисправности переключателей устройств РПН.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование

практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать автотрансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

Самым серьезным является то, что эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между автотрансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак автотрансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на автотрансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал.

В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты автотрансформатора от внутренних повреждений.

5.5 Автоматика ввода резерва

Автоматика ввода резерва (далее АВР) – один из видов автоматики, направленный на повышение надежности работы сети электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к системе резервных источников питания в случае потери системой электроснабжения.

АВР устанволена на напряжение 6 кВ ПС Рудной.

Представим общие требования к АВР.

АВР должно срабатывать за минимально возможное после отключения рабочего источника энергии время.

АВР должно срабатывать всегда, в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей, независимо от причины. В случае работы схемы дуговой защиты АВР может быть заблокировано, чтобы уменьшить повреждения от короткого замыкания. В некоторых случаях требуется задержка переключения АВР. К примеру, при запуске мощных двигателей на стороне потребителя, схема АВР должна игнорировать просадку напряжения.

АВР должно срабатывать однократно. Это требование обусловлено

недопустимостью многократного включения резервных источников в систему с не устранённым коротким замыканием.

Рассчитаем уставки для АВР.

В практических расчётах обычно принимается условие:

$$U_{с.р.1} = (0,25 \div 0,4) \cdot U_{ном}. \quad (106)$$

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР.

$$t_{1AKQ} = t'_{рз.макс} + \Delta t, \quad (107)$$

$$t_{1AKQ} = t''_{рз.макс} + \Delta t, \quad (108)$$

где $t'_{рз.макс}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин высшего напряжения;

$t''_{рз.макс}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин низшего напряжения;

Δt – ступень селективности, равная 0,675.

Уставка реле контроля напряжения на резервном источнике питания:

$$U_{сп2} \geq \frac{U_{мин.раб}}{k'_н \cdot k'_в \cdot n_{ТВ}} = \frac{0,1 \cdot U_{ном}}{k'_н \cdot k'_в \cdot n_{ТВ}}, \quad (109)$$

где $k'_н$ – коэффициент надежности ($k'_н=1,1 \div 1,2$);

$U_{мин.раб}$ – минимальное рабочее напряжение;

$n_{ТВ}$ – коэффициент трансформации ТН.

Выдержка времени реле однократного включения (РОВ):

$$t_{РОВ} = t_{вкл.Q} + t_{зан.с} \quad (110)$$

где $t_{зан} = 0,2 \div 0,3$ с – время записи;

$t_{вкл.Q}$ – время включения резервного выключателя, равное 0,05с.

$$t_{РОВ} = 0,05 + 0,2 = 0,25 \text{ с.}$$

Функциональная схема АВР, представлена на рисунке 11.

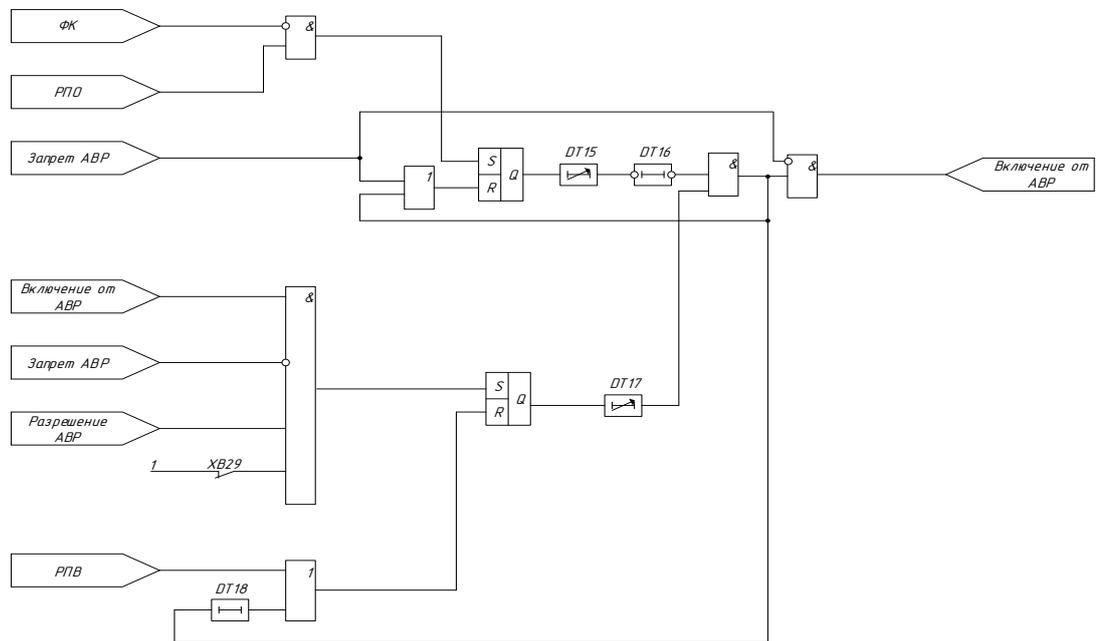


Рисунок 9 – Схема сетевого АВР

6 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПС РУДНАЯ

6.1 Молниезащита ПС Рудная

До реконструкции на ПС Рудная установлены 3 молниеотвода высотой 30 метров, также установлено заземление на площадь 1200 км², произведем расчет недостающих молниеотводов и заземлений.

Нормируется два вида зон:

Зона А – с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б – с надежностью не менее 0,95 и $U \geq 750$ кВ.

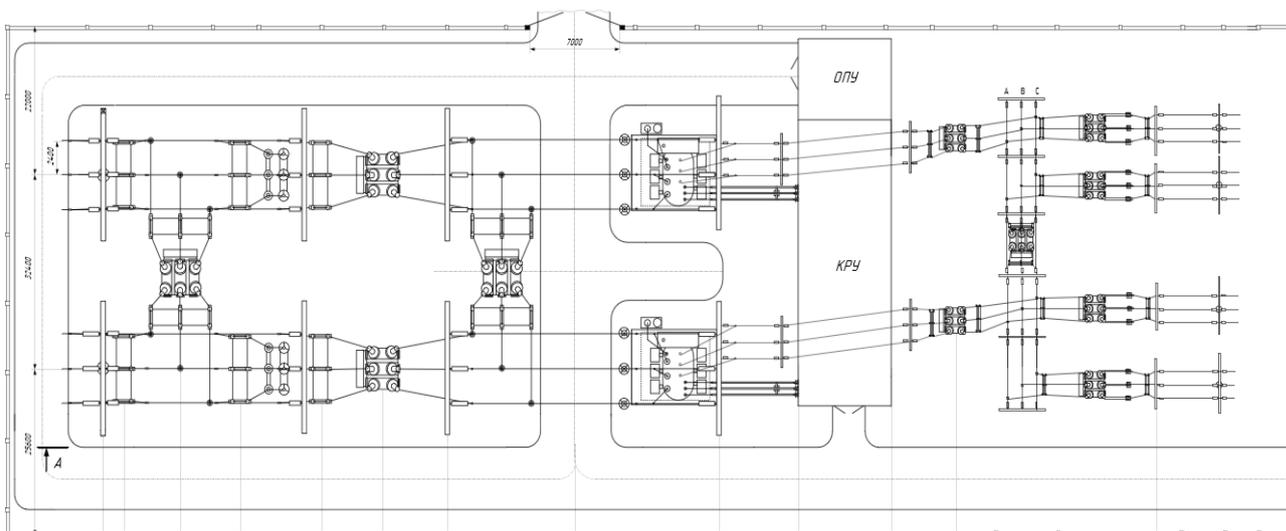


Рисунок 10 – План и разрез защищаемой подстанции

Расчет на уровне первого защищаемого объекта:

Высота молниеотвода:

$$h = 30 \text{ м.}$$

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

$$L_{M14} = 22 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_X = 11 \text{ м.}$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot h, \quad (108)$$

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

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (109)$$

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

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

$$r_{\text{C0}} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0.2 \cdot (L_{M14} - 2h)}{h}\right) = 39.1 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты:

$$h_{\text{CX}} = h_{\text{эф}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M14} - h), \quad (110)$$

$$h_{\text{CX}} = 25.5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (22 - 30) = 26.93 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_X}{h_{CX}} \right), \quad (111)$$

$$r_{CX} = 39.1 \cdot \left(\frac{26.9 - 11}{26.9} \right) = 23.1 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{ЭФ}} \right), \quad (112)$$

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

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

$$L_{M12} = 20.6 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{ЭФ} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M12} - h), \quad (113)$$

$$h_{CX} = 25.5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (20.6 - 30) = 27.2 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_X}{h_{CX}} \right), \quad (114)$$

$$r_{CX} = 39.1 \cdot \left(\frac{27.1 - 11}{27.1} \right) = 23.28 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}} \right), \quad (115)$$

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

Расчет на уровне второго защищаемого объекта:

Высота молниеотвода:

$$h = 30 \text{ м.}$$

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

$$L_{M14} = 22 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_X = 17.5 \text{ м.}$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0.85 \cdot h, \quad (116)$$

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

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (117)$$

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

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

$$r_{\text{C0}} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0.2 \cdot (L_{\text{M14}} - 2h)}{h}\right) = 39.1 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты:

$$h_{\text{CX}} = h_{\text{эф}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{\text{M14}} - h), \quad (118)$$

$$h_{\text{CX}} = 25.5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (22 - 30) = 26.9 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{\text{CX}} = r_{\text{C0}} \cdot \left(\frac{h_{\text{CX}} - h_{\text{X}}}{h_{\text{CX}}}\right), \quad (119)$$

$$r_{\text{CX}} = 39.1 \cdot \left(\frac{26.9 - 7.5}{26.9}\right) = 28.2 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}}\right), \quad (120)$$

$$r_X = 31.2 \cdot \left(1 - \frac{7.5}{25.5}\right) = 22 \text{ м.}$$

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

$$L_{M12} = 20.6 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M12} - h), \quad (121)$$

$$h_{CX} = 25.5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (20.6 - 30) = 26.9 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_X}{h_{CX}}\right), \quad (122)$$

$$r_{CX} = 39.1 \cdot \left(\frac{20.8 - 7.5}{20.8}\right) = 25 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}}\right), \quad (123)$$

$$r_x = 31.2 \cdot \left(1 - \frac{7.5}{25.5}\right) = 22 \text{ м.}$$

Молниезащита показана на листе 5.

6.2 Разработка заземления и определение стационарного и импульсного сопротивления

Для заземлителей опоры ВЛ и отдельно стоящего молниеотвода рассчитываются стационарные сопротивления заземления R , Ом, при протекании тока частотой 50 Гц, и импульсные сопротивления заземления R_i , Ом, при протекании тока молнии. Заземления молниеотводов ПС в соответствии с требованиями ПУЭ выполняются либо в виде отдельных заземлителей молниеотводов, либо путем подсоединения молниеотводов к заземляющему контуру ПС. Заземляющий контур ПС включает в себя искусственный и естественные заземлители [22]. Искусственные заземлители выполняются обычно в виде сетки, для достижения равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок выше 1 кВ сети выполняются с учетом сопротивления $R_3 \leq 0,5$ Ом [15].

Для расчета сетки заземлителя, необходимо определить площадь всей ПС:

$$S < (a_T + 2 \cdot 1,5) \cdot (b_T + 1,5), \quad (124)$$

$$S < (116 + 2 \cdot 1,5) \cdot (88 + 1,5) = 10650 \text{ м}^2 .$$

Выбор диаметра горизонтального луча в сетке по механической прочности и проверка его на термическую стойкость [22]:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{C3}}{400 \cdot \beta}}, \quad (125)$$

где I_{K3}^2 – ток короткого замыкания, А;

t_{C3} – время срабатывания релейной защиты, равно 0,2 с;

β – коэффициент термической стойкости, для стали равно 21.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{30410^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 148,4 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (D_{ПР} + S_{CP}), \quad (126)$$

где $D_{ПР}$ – диаметр горизонтальных прутков сетки принимаем равным 20 мм.

$$S_{CH} = a_K \ln^3(T) + b_K \cdot \ln^2(T) + c_K \cdot \ln(T) + \alpha_K, \quad (127)$$

где T – время использования заземлителя, мес;

a_K, b_K, c_K, α_K , – коэффициенты, зависящие от грунта.

$$S_{CH} = 0,0026 \ln^3(240) + 0,00915 \cdot \ln^2(240) + 0,00104 \cdot \ln(240) + 0,224 = 0,67 \text{ мм}^2 \quad (128)$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (10 + 0,67) = 14,09 \text{ мм}^2,$$

$$F_{M,П.} = \pi \cdot R^2, \quad (129)$$

где R – радиус горизонтальных прутков, примем 8 мм^2 .

$$F_{M,П.} = 3,14 \cdot 8^2 = 201 \text{ мм}^2.$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$F_{M,П.} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.}, \quad (130)$$

$$201 \geq 14,09 + 148,38 \text{ мм}^2,$$

$$201 \geq 162,47 \text{ мм}^2.$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_{Г} = (a_{Г} + 3) \frac{b_{Г} + 3}{\kappa} + (b_{Г} + 3) \frac{a_{Г} + 3}{\kappa}, \quad (131)$$

$$L_{Г} = (116 + 3) \frac{88 + 3}{6} + (88 + 3) \frac{116 + 3}{6} = 3610 \text{ м},$$

где κ – расстояние между полосами сетки, принимаем 6 м.

Уточняется длина горизонтальных полос:

$$L_{Г.расч} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m_1 + 1), \quad (132)$$

где m – число ячеек.

$$m_1 = \frac{L_{Г}}{2\sqrt{S}} - 1, \quad (133)$$

$$m_1 = \frac{3610}{2\sqrt{10650}} - 1 = 16,5.$$

Принимаем 17 ячеек.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L_{Г.расч} = 2 \cdot \sqrt{10650} \cdot (10+1) = 2270,$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{c}, \quad (134)$$

где c – расстояние между вертикальными электродами, равно 5 м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{10650}}{5} = 82,6.$$

Принимаем $n_B = 83$ электрода.

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$p_{\text{экв}} = \frac{h_{1_3}}{\frac{h_2}{p_2} + \frac{h_1}{p_1}}, \quad (135)$$

где $h_{1_3} = l_B + h_3 = 5 + 0,7 = 5,7 \text{ м}$ – глубина заложения заземлителя;

$p_1 = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $h_1 = 8 \text{ м}$ – соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта (глинозём) [25];

$p_2 = 70 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $h_2 = 9 \text{ м}$ – соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта (супеси) [25].

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

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

$$R_{ПС} = p_{э\text{кв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{Г} + n_{B} + l_{B}} \right), \quad (136)$$

где A – параметр, зависящий от соотношения l_{B} / \sqrt{S} , по [15] равен 0,33.

$$R_{ПС} = 14,42 \cdot \left(\frac{0,33}{\sqrt{10650}} + \frac{1}{261 + 49 + 5} \right) = 0,235 \text{ Ом}.$$

Определяется импульсный коэффициент:

$$\alpha_{И} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(p_{э\text{кв}} + 320) \cdot (I_{M} + 45)}} \quad , \quad (137)$$

где I_{M} – ток молнии, равный 60 кА.

$$\alpha_{И} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{10650}}{(14,42 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,602.$$

Импульсное сопротивление:

$$R_{И} = R_{ПС} \cdot \alpha_{И}, \quad (138)$$

$$R_{И} = 0,235 \cdot 1,066 = 0,38.$$

Полученное значение сопротивления заземлителя РУ – 220 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ [22].

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ РУДНАЯ

7.1 Капитальные вложения в подстанцию

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанций. Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (142)$$

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования ПС, а также весьма значительный и различный по составу объем работ при расширении и реконструкции ПС, их стоимость может быть определена набором отдельных основных элементов, к которым относятся:

1. Стоимость распределительных устройств.
2. Трансформаторы (АТ).
3. Компенсирующие и регулирующие устройства.
4. Постоянная часть затрат.
6. Затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 6 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–5):

- 1,5–2,0 % – временные здания и сооружения;

- 8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;
- 1,0–1,2 % – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;
- 10,0–11,0 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (143)$$

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

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

$K_{ПС*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ПС;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ВЫКЛ}$ – стоимость ячеек выключателей, зависящая от исполнения и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 12,1$, при условии, что цены взяты за 2000 год [19]. Результаты расчета капиталовложений для варианта представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Капиталовложения для варианта

Элементы сети	K , тыс.руб	Вводимое оборудование
Автотрансформатор	245200	АТДЦТН -63000
Постоянная часть затрат	133100	-
Стоимость распределительных устройств	374980	ОРУ 110 кВ и 220 кВ и КРУ 6

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети: $K_{общ} = 753280$ тыс.руб;

7.2 Расчёт амортизационных и эксплуатационных издержек

Определим издержки:

$$I = I_{\Delta W} + I_{AM} + I_{ЭиР}, \quad (144)$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{ЭиР}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

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

Амортизационные отчисления – это сумма, которая отражает стоимость основных фондов в расчетах по себестоимости продукции для i -го вида оборудования. Она определяется на основе формулы (96).

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (145)$$

где K – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{сл}$ – срок службы соответствующего оборудования для оборудования подстанции – 20 лет.

Расчет издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{AM} = \frac{151677,179}{20} = 75840 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{ЭиР} = d_{ноПС} \cdot K_{ПС}, \quad (146)$$

где $d_{ноПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ПС $d_{ноПС}=0,059$.

$$I_{\text{элР}} = 0,059 \cdot 1516771,179 = 89490 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$I_{\Delta W} = W_{\text{но}} \cdot T_{\text{ном}}, \quad (147)$$

где $T_{\text{пот}}$ – тариф на покупку потерь для сетевых организаций равный 2 кВт·ч.

$$I_{\Delta W} = 2108 \cdot 2 = 4216 \text{ тыс.руб.}$$

$$dW_{\text{мп}} = \left(\Delta P_c + \Delta P_{M.\text{ном}} \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \right) \cdot T_{\text{max}}, \quad (148)$$

где ΔP_c – потери активной мощности. Принимаем равным 25 Вт;

$\Delta P_{M.\text{ном}}$ – потери активной мощности при номинальной нагрузке.

Принимаем равным 120 Вт.

При двух параллельно выключенных трансформаторах:

$$dW_{\text{мп}} = \left(2 \cdot \Delta P_c + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{M.\text{ном}} \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \right) \cdot T_{\text{max}}, \quad (149)$$

$$dW_{\text{мп}} = \left(2 \cdot 0,16 + \frac{1}{2} \cdot 0,16 \left(\frac{70,2}{126} \right)^2 \right) \cdot 6000 = 2108 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$W_{\text{ПО}} = dW_{\text{мп}} = 2108 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Зная все значения издержек, определим их сумму:

$$I = 75840 + 89490 + 2108 = 165300 \text{ тыс.руб.}$$

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (150)$$

где $d = 9,25\%$ – коэффициент дисконтирования;

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 11.

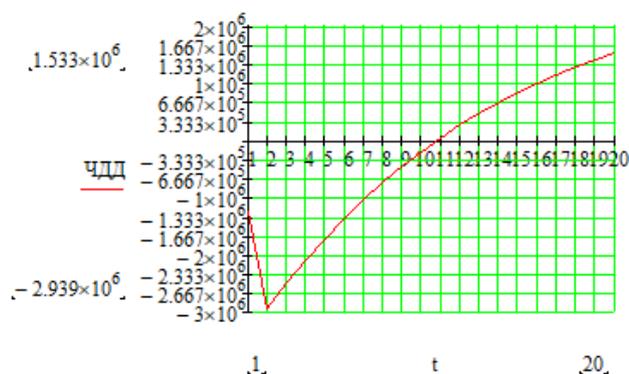


Рисунок 11 – График ЧДД

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 11 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации.

7.3 Оценка экономической эффективности

Выполним расчет срока окупаемости вложенных средств в реализацию модернизации. Одной из главных целей стоимостной оценки результатов деятельности является оценка дохода, полученного от выполнения проекта.

$$O = W_{\text{ПО}} \cdot T_{\text{ПЕР}}, \quad (151)$$

где $T_{\text{ПЕР}}$ – тариф на передачу электроэнергии, равный 1900 руб./МВт·ч.

$$O = 47653 \cdot 1,9 = 90539 \text{ тыс.руб.}$$

Определим срок окупаемости инвестиций в данный проект:

$$T_{\text{ОК}} = \frac{K}{O}, \quad (152)$$

$$T_{\text{ОК}} = \frac{753280}{90539} = 9,32 \text{ года.}$$

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

Электрическая подстанция — это комплексное оборудование, которое принимает, преобразует и распределяет электрическую энергию. Она состоит из различных элементов, таких как трансформаторы, устройства управления, распределительные и вспомогательные устройства [21].

На подстанции напряжением 220 кВ изоляторы, ограждения, токоведущие части, крепления, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны устанавливаться таким образом, чтобы:

1) Усилия, нагрев, электрическая дуга или другие явления (такие как искрение, выброс газов и т.п.), вызываемые нормальными условиями работы электроустановки, не могут нанести повреждений оборудованию, вызвать короткое замыкание или замыкание на землю, или причинить вред обслуживающему персоналу.

2) В случае возникновения неправильных условий работы электроустановки, когда происходят повреждения из-за короткого замыкания, для их устранения применяются следующие шаги: сначала все выключатели на электроустановке отключаются, затем контакты разъединителя размыкаются, создавая явный разрыв. После этого происходит заземление электроустановки и устранение повреждений.

3) Когда напряжение отключено от определенной цепи, можно провести осмотр, замену и ремонт приборов, токоведущих частей и соответствующих конструкций, принадлежащих к этой цепи, без вмешательства в работу соседних цепей. Для этого обе стороны цепи должны быть явно размыты, а приборы и токоведущие части должны быть заземлены.

4) Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и посторонних лиц необходимо соблюдать меры защиты, указанные в главе 1.7, а также следующие мероприятия:

- Соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или использование ограждений для токоведущих частей.

- Применение блокировки аппаратов и защитных устройств для предотвращения ошибочных операций и несанкционированного доступа к токоведущим частям.

- Использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов.

- Применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений.

- Использование средств защиты и приспособлений, включая средства защиты от воздействия электрических и магнитных полей в электроустановках, где их напряженность превышает нормы [15].

5) Независимо от минимальной температуры, необходимо предусмотреть подогрев механизмов приводов масляных и воздушных выключателей, блокировки клапанов воздушных выключателей, агрегатных шкафов, а также других шкафов, где используется аппаратура или зажимы внутренней установки.

При размещении РУ и подстанций в местах, где воздух может содержать вещества, негативно влияющие на изоляцию или оборудование, должны быть предприняты меры для обеспечения надежной работы установки, такие как использование усиленной изоляции, применение материалов для шин, стойких к воздействию окружающей среды, или покрытие их защитным слоем.

- РУ и подстанции должны быть размещены с учетом преобладающего направления ветра.

- РУ и подстанции должны быть выполнены в соответствии с наиболее простыми схемами.

- Распределительные устройства и подстанции должны быть оборудованы электрическим освещением, при этом осветительная арматура должна быть установлена таким образом, чтобы обеспечить безопасное обслуживание.

Строительные конструкции, которые находятся близко к токоведущим частям и могут быть доступны для прикосновения персоналом, не должны

нагреваться от электрического тока до температуры 50 °С и выше. А те, которые недоступны для прикосновения, — до 70 °С и выше [15].

Во всех цепях распределительных устройств предусмотрена установка разъединяющих устройств (разъединителей, отделителей) с видимым разрывом, чтобы обеспечить возможность отключения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. д.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения. Разъединители устанавливаются с обеих сторон электрических цепей или аппаратов [15].

При работе на ПС высокого напряжения всегда необходимо оформление нарядов-допусков и соблюдение всех норм и правил, предусмотренных при работе на данном типе производства в соответствии с четкой иерархией [17].

Для обеспечения безопасности работы в электроустановках должны проводиться организационные мероприятия, включающие:

- оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдачу разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На ПС, как на объекте повышенной опасности, работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются:

- выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;

-члены бригады.

Каждая ПС такого уровня напряжения должна быть оснащена хорошим освещением, средствами пожаротушения, а также однолинейными подробными схемами всей ПС для возможности переключения. На РУ высокого напряжения также должна быть защитная блокировка, предотвращающая ошибочные действия персонала на ПС. Все вышеперечисленные меры должны соблюдаться и выполняться, чтобы избежать нежелательного травматизма или летального исхода.

8.2 Экологичность

Факторы влияния ОРУ и линий электропередачи на окружающую среду крайне разнообразны. Прежде всего, это воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, действующее на сердечно–сосудистую, центральную и периферийную нервные системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия:

– непосредственное (биологическое): проявляется при пребывании человека в электрическом поле. При этом возможны изменения давления и пульса, сердцебиения, аритмия, повышенная нервная возбудимость и утомляемость. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем.

– косвенное: воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека, имеющего хороший контакт с землей, к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов, протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным объектам. Такие явления объясняются наличием повышенных потенциалов и ЭДС, наведенных электромагнитным полем на машинах, механизмах или протяженных металлических предметах, изолированных от земли.

– акустический шум и радиопомехи: возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры. В России

акустический шум от проводов ВЛ не нормируется. На уровень радиопомех оказывают влияние радиус проводов, условия погоды, состояние поверхности провода (загрязнения, осадки). Для устранения радиопомех в охранной зоне снижается допустимая напряженность на поверхности провода [43].

Указанные воздействия электромагнитного поля устанавливают определенные условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) проектом, согласно “Нормам технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ”, предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосорник [43].

Диаметр маслоотводов выбирается из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслосорника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов.

Для подстанции 220/110/6 кВ «Рудная» проведем расчет размеров маслоприемника для трансформатора АТДЦТН – 63000/220/110/6 У1.

Требуемые для расчета данные получены из технических характеристик трансформатора и занесены в таблицу 35.

Таблица 35 – Исходные данные для расчета маслоприемника трансформатора АДЦТН – 63000/220/110/6 У1.

Масса трансформаторного масла, т	Длина, м	Ширина, м	Высота, м
33,74	8,8	6,4	7,95

Для марки трансформатора АДЦТН – 63000/220/110/6 У1 маслоприемник должен быть достаточно большим, чтобы содержать от 5 до 50 тонн масла, и выступать за габариты электрооборудования не менее чем на 1,5 метра, с уменьшением габаритов на 0,5 метра со стороны стен или перегородок, расположенных на расстоянии не менее 2 метров от трансформатора. Объем маслоприемника с отводом масла должен быть достаточным для одновременного приема 100% масла, залитого в трансформатор. На ПС установлен маслоприемник с отводом масла, на котором установлена металлическая решетка, а поверх нее насыпан слой гравия толщиной 0,25 метра. Маслоприемники с отводом масла могут быть как заглубленными, так и незаглубленными, причем при выполнении заглубленного маслоприемника не требуется устройство бортовых ограждений, если обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п.2 [15].

1. Определение ширины и глубины маслоприемника.

Исходя из ПУЭ расстояние Δ от трансформатора до края маслоприемника должно быть не менее 1,5 м при массе масла в автотрансформаторе от 10 до 50 т [43].

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$A' = A + 2 \cdot \Delta, \quad (153)$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta. \quad (154)$$

где А и В-длина и ширина автотрансформатора соответственно;

A' и B' -длина и ширина маслоприемника соответственно.

$$A' = 8,8 + 2 \cdot 1,5 = 11,8 \text{ М}$$

$$B' = 6,4 + 2 \cdot 1,5 = 9,4 \text{ М}$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{МП} = A' \cdot B' , \quad (155)$$

$$S_{МП} = 11,8 \cdot 9,4 = 110,92 \text{ м}^2 .$$

2. Определение глубины маслоприемника.

Высота маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ+H_2O} , \quad (156)$$

где $h_{Г}$ – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ примем равным 0,25 м;

$h_{В}$ – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ примем равным 0,05 м;

$h_{ТМ+H_2O}$ – высота 100 % объема масла и 80% объема воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

$h_{ТМ}$ рассчитаем по формуле:

$$h_{ТМ} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}} , \quad (157)$$

где V_{TM} -объем трансформаторного масла, который определяется как:

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \quad (158)$$

где ρ_{TM} - плотность трансформаторного масла равная $890 \frac{кг}{м^3}$.

$$V_{TM} = \frac{33740}{890} = 37,9 м^3,$$

$$h_{TM} = \frac{37,9}{110,92} = 0,34 м.$$

h_{H_2O} рассчитаем аналогично:

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}}, \quad (159)$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (160)$$

где $I=0,2$ л/с · м² – секундный расход воды, $t=30$ мин=1800с;

$S_{БПТ}$ - площадь боковой поверхности трансформатора, определяется как:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B), \quad (161)$$

$$S_{\text{БИТ}} = 2 \cdot 7,95 \cdot (8,8 + 6,4) = 241,68 \text{ м}^2,$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (110,92 + 241,68) = 101,5 \text{ м}^3,$$

$$h_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{101,5}{110,92} = 0,91 \text{ м}.$$

Суммарно высота маслоприемника составит:

$$h_{\text{МП}} = 0,2 + 0,05 + 0,32 + 0,91 = 1,48 \text{ м}.$$

Также при строительстве и эксплуатации ПС образуются отходы различного класса опасности. Согласно Приказу № 511 от 15 июня 2001 года Министерства природных ресурсов Российской Федерации все отходы разделяются на 5 категорий, от 1 до 5 понижается степень опасности [2]:

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

На любой ПС присутствуют отходы первой категории в виде люминесцентных ламп, утилизация которых должна производиться с соблюдением правил. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, сбор отходов первого класса опасности должен производиться отдельно от других отходов и храниться в специальной, обеспечивающей безопасность, таре. Тара представляет собой оцинкованный цилиндрический контейнер с чехлом. После сбора отходов контейнер маркируется специальной наклейкой, на которой указывается вид, правила сбора отходов и контактные данные предприятия обеспечивающего вывоз отходов и их последующую утилизацию. Хранение ртутьсодержащих отходов в контейнере должно

осуществляться в специально отведенном месте с твердым покрытием и ограниченным доступом. Контейнер необходимо накрывать специальным чехлом.

К второй категории на ПС относят аккумуляторные батареи, которые также имеют свои правила утилизации. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, сбор отходов данного класса необходимо производить отдельно от прочих отходов в специально отведенном для этого месте оборудованным поддоном, предотвращающем пролив электролита. Данный поддон можно хранить в ремонтной зоне. В случае, когда контейнер устанавливается на прилегающей территории, площадка для хранения должна иметь навес, защищающий от дождя и твердое покрытие. Аккумуляторы нельзя подвергать механическому воздействию. К 3 классу относят отработанное масло. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, первичный сбор отходов из нефтепродуктов необходимо производить отдельно от других отходов в специальные емкости. Данные емкости могут находиться в ремонтной зоне и вне ее. При установке емкостей на прилегающей территории, предназначенная для накопления отходов площадка должна иметь твердое покрытие и навес, защищающий емкости от дождя. Так же емкости должны быть оборудованы поддонами предотвращающими поливание нефтепродуктов на землю.

К 4 классу относятся:

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

Их утилизация производится с соблюдением индивидуальных правил.

Они установлены нормативно — правовыми актами:

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

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

8.3 Чрезвычайные ситуации

Меры пожарной безопасности, принятые в проекте: системы оповещения о пожаре сигнализации, системы аварийного освещения, системы и средства пожаротушения. Системы сигнализации и аварийное освещение служат своевременного оповещения персонала о пожаре и обеспечения его эвакуации. Сигнализация должна сопровождаться звуковым и световым сигналами. Аварийное освещение применяется для освещения и обозначения путей эвакуации в помещениях. Для определения количества первичных средств пожаротушения необходимо знать класс помещений и территорий по взрывопожарной и пожарной безопасности, класс пожаров, которые могут возникнуть, площадь помещения или территории [2]. Территория ПС отнесена к классу В-3 по НПБ 105-95, как трансформаторная подстанция с содержанием горючего масла в единице оборудования более 60 кг. В этом случае территория ПС должна оснащаться первичными средствами защиты, так как её территория превышает 100 м². Класс пожаров, которые могут возникнуть на территории подстанции – пожары класса Е. Пожар класса Е – пожар, связанный с горением электроустановок. На территории ПС согласно нормам оснащения территорий, первичными средствами пожаротушения необходимо установить 1 пожарный щит типа ЩП-Е. В комплектацию щита входят:

- 1) Огнетушитель ручной порошковый с соотношением вместимости (л) и массы огнетушащего вещества 10/9;
- 2) Крюк с деревянной рукояткой;
- 3) Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик;
- 4) Асбестовое полотно;
- 5) Совковая лопата;
- 6) Ящик с песком;

Ящики с песком являются важным элементом системы пожарной безопасности на открытых площадках, особенно в местах, где имеется риск разлива легковоспламеняющихся или горючих жидкостей. Такие площадки могут находиться вблизи подстанций, складов, а также производственных объектов. В соответствии с установленными нормами, на каждые 1000 квадратных метров территории подстанции необходимо предусмотреть не менее 0,5 кубического метра песка. Это означает, что в каждом ящике, размещенном на подстанции, должно содержаться минимум 0,5 кубического метра песка, что обеспечивает достаточное количество материала для ликвидации очагов возгорания.

Конструкция ящика должна быть продуманной. Она должна обеспечивать не только удобство извлечения песка в экстренных ситуациях, но и защищать содержимое от попадания осадков. Это предотвратит намокание песка и сохранит его эффективность при использовании. Ящики следует размещать в доступных местах, чтобы в случае необходимости они могли быть быстро использованы. Кроме того, стоит учитывать, что ящики должны быть выполнены из устойчивых к коррозии материалов, чтобы продлить срок их эксплуатации.

На подстанциях также следует предусматривать системы тушения трансформаторов. Это могут быть как автоматические, так и ручные системы. Автоматические системы, такие как спринклеры или системы водяного орошения, позволяют быстро реагировать на возгорания, минимизируя возможный ущерб. Ручные системы, в том числе огнетушители и переносные установки, также должны быть размещены в доступных местах. Такой комплексный подход к организации системы пожарной безопасности на подстанциях поможет значительно снизить риски возникновения и распространения огня.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция ПС 220 кВ Рудная, которая основывалась на увеличении трансформаторной мощности подстанции.

Реконструкция ПС 220 кВ Рудная была вызвана необходимостью обеспечить надежное электроснабжение нового угольного комплекса и других потребителей.

Осуществлен анализ существующей подстанции Рудной, определены такие проблемы как: наличие только одного автотрансформатора и одной линии электропередач, что приводит к нестабильному электроснабжению потребителей и является невозможным при подключении дополнительной нагрузки. При выборе оборудования подстанции руководствовался существующим оборудованием находящемся в эксплуатации на распределительных устройствах, также была осуществлена проверка установленного оборудования при добавлении дополнительной нагрузки.

Таким образом данная выпускная квалификационная работа включает в себя анализ существующей подстанции Рудная, объяснение решения по ее расширению с целью перспективного энергетического и экономического развития Селемджинского района Амурской области.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л.Мызин, С.Н.Шелюг. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2005
- 2 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.
- 3 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. – 90 с.
- 4 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 5 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 01.05.2023).
- 6 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.
- 7 ГОСТ 11677-85 «Трансформаторы силовые общие технические условия» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004970> (Дата обращения: 10.05.2023).
- 8 Градостроительный кодекс РФ "Порядок подготовки проекта правил землепользования и застройки." от 29.12.2004 № 190-ФЗ // Официальный интернет-портал правовой информации. - 28.04.2023 г. - Ст. 31
- 9 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.
- 10 Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В.

Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 160с.

11 Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, В.Н. Неклепаев и др.; под ред. И.П. Крюčkова и В.А. Старшинова. – 2-е изд. – М.: издательский центр «академия», 2006. – 416 с

12 КРУ-СЭЩ-70 6, 10, 15, 20 кВ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/> - 1.03.2023

13 Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева – Благовещенск: АмГУ, 2013. – 139 с.

14 Мясоедов, Ю. В. Электрические станции и подстанции : учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. — Благовещенск : АмГУ, 2013. — 201 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156454>

15 Мясоедов, Ю.В. Расчёт симметричных и несимметричных коротких замыканий в системах электроснабжения : уч. пособие / Ю.В. Мясоедов, Л.Б. Гоголева. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2008. – 186 с.

16 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.

17 Особенности расчета коэффициента нагрузки трансформатора // О трансформаторе URL: <https://otransformatore.ru/vopros-otvet/koeffitsient-nagruzki-transformatora/> (дата обращения: 20.04.2023).

18 Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003;

19 Прайс Трансформаторы // РУССЕТИ URL: <http://russete.ru/prays-transformatory> (дата обращения: 29.05.2-23).

- 20 Приказ Минтруда РФ от 15.12.2020 N 903Н "Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок"
- 21 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: РАО «ЕЭС России», 2008, - 131 с.
- 22 РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.-116 с
- 23 Релейная защита и автоматика в электрических сетях [Электронный ресурс] / – Электрон. текстовые данные. – М.: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, Альвис, 2012. – 632 с.
- 24 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.
- 25 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
- 26 Собственные нужды тепловых, атомных и гидравлических станций и подстанций [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника"/ АмГУ, Эн.ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева. - 3-е изд., испр. . - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 315 с
- 27 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.
- 28 СТО 56947007 - 25.040.30.309-2020. Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС». Стандарт организации; введён 2020-10-05. - ПАО «ФСК ЕЭС», 2020. - 257 с.
- 29 Схема нормального зимнего режима электрических соединений Приморских электрических сетей, зимний режим 2022 г.

30 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. – Режим доступа : <http://www.fskees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf>

31 Типовая инструкция по охране труда для электромонтера по оперативным переключениям в распределительных сетях ТИ Р М-070-2002 [Электронный ресурс] / . — Электрон. текстовые данные. — М. : Издательский дом ЭНЕРГИЯ, 2012. — 16 с. — 978-5- 98908-083-Х

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

33 Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ. / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М.:ЭНАС, 2012. – 376с

34 Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. от 26.03.2023 г.) «Об охране окружающей среды» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/901808297> (Дата обращения: 11.04.2023);

35 Электротехнический справочник Т.2. Электротехнические изделия и устройства / В. Г. Герасимов и др.: Энергоатомиздат, 2001. – 518 с.

36 Энергоэффективность в России: скрытый резерв. - Москва : ЦЭНЭФ, 2007.- 162 с.

37 Электротехнический справочник. Том 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. [Электронный ресурс] : справ. — Электрон.дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2009. — 964 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72341>

38 Электротехническое оборудование последнего поколения [Электронный ресурс] : учеб. пособие для магист. программы "Электроэнергет. системы и сети" / сост. А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева; АмГУ, Эн. ф. - 2-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 165 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9692.pdf

39 Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. – Введ. 2020-06-09. – Москва : Правительство Российской Федерации, 2020. – 93 с.