

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: Проектирование подстанции Сахарная напряжением 110 кВ в Амурской области.

Исполнитель

студент группы 142–об1

подпись, дата

С.А. Ташлыков

Руководитель

профессор, канд. техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший 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 Ташлыкова Савелия Анатольевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование подстанции Сахарная напряжением 110 кВ в Амурской области

(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):

1. Характеристика района проектирования. 2. Основные технические решения 3. Расчёт токов короткого замыкания 4. Выбор оборудования. 5. Релейная защита и автоматика 6. Молниезащита и заземление. 7. Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Вариант подключения ПС Сахарная. 2. Схемы замещения и результаты расчетов ТКЗ и таблицы выбора оборудования. 3. Однолинейная подробная схема ПС Сахарная. 4. Выбор и проверка оборудования 5. Молниезащита и заземление 6. Релейная защита силового трансформатора подстанции Сахарная.

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, декан,
профессор, кандидат технических наук.

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 107 стр., 16 рисунков, 27 таблиц, 31 источник, 124 формулы.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ПОДСТАНЦИЯ, ПОТОКИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПОТОКИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ДЛИТЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЙ ТОК, ТРАНСФОРМАТОР, ПОТРЕБИТЕЛЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.

Актуальность темы обусловлена увеличением нагрузки в Амурской области. Цель работы была «Проектирование ПС Сахарная напряжением 110 кВ в Амурской области»

В процессе работы предстоит решить комплекс взаимосвязанных задач, анализ существующих линий электропередачи, разработку и сравнительную оценку вариантов подключения проектируемой подстанции с выбором оптимального решения на основе технико-экономического обоснования. Особое внимание будет уделено расчетам токов короткого замыкания для корректного выбора электрооборудования, а также вопросам обеспечения безопасности и экологичности проектных решений.

В результате были определены электрические нагрузки района проектирования. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Анализ и характеристики Сковородинского района	9
1.1 Экономическая характеристика Сковородинского района	9
1.2 Климатические характеристики и территориальные особенности Сковородинского района	9
2 Расчет и анализ электрических нагрузок	12
3 Разработка вариантов реконструкции электрической сети	14
3.1 Компенсация реактивной мощности	14
3.2 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее строительстве	16
3.3 Проверка номинального напряжения	20
3.4 Выбор однолинейной схемы ПС	21
3.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	24
3.6 Выбор сечений новых линий электропередач и проверка существующих	25
4 Расчет токов короткого замыкания	27
5 Выбор оборудования подстанции	36
5.1 Выбор комплектных распределительных устройств	37
5.2 Выбор выключателей 110 кВ	38
5.3 Выбор выключателей 10 кВ	38
5.4 Выбор разъединителей 110 кВ	40
5.5 Выбор разъединителей 10 кВ	40
5.6 Выбор трансформаторов тока	40
5.7 Выбор трансформаторов напряжения	43
5.8 Выбор гибких шин 110 кВ	46
5.9 Выбор жёстких шин 10 кВ	48
5.10 Выбор изоляторов 10 кВ	51

5.11	Выбор трансформаторов собственных нужд	53
5.12	Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ	54
5.13	Выбор ограничителей перенапряжений 10 кВ	57
5.14	Выбор аккумуляторных батарей	57
6.	Защита трансформатора	62
6.1	Дифференциальная защита трансформатора	63
6.2	Максимальная токовая защита трансформатора	68
6.3	Защита от перегрузки	70
6.4	Газовая защита	71
6.5	Автоматика ввода резерва	73
7.	Выбор и проверка заземления и молниезащиты	75
7.1	Выбор и проверка заземления подстанции	75
7.2	Расчет и проверка молниезащиты	79
8.	Технико – экономическая часть проекта	84
8.1	Капиталовложения в подстанцию	84
8.2	Расчет амортизационных и эксплуатационных издержек	86
8.3	Оценка экономической эффективности	89
9.	Безопасность и экологичность	90
9.1	Безопасность	90
9.2	Экологичность	91
9.3	Чрезвычайная ситуация	97
	Заключение	102
	Библиографический список	104

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

КРУН – комплектное распределительное устройство наружное;

ЛЭП – линия электропередачи;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ПБВ – переключение без возбуждения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройств электроустановок;

РПН – регулирование под нагрузкой;

РУ – распределительное устройство;

ТСН – трансформатор собственных нужд.

ВВЕДЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа посвящена разработке проекта подстанции 110 кВ "Сахарная", предназначенной для обеспечения надежного электроснабжения нового жилого комплекса "Сахарный" в городе Сковородино.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью энергетического обеспечения социально-экономического развития Амурской области, в частности, удовлетворения растущих потребностей в электроэнергии в связи со строительством нового жилого массива и подключением проектируемой подстанции.

Основной целью проекта является создание оптимального технического решения, обеспечивающего надежное и экономически эффективное электроснабжение жилого комплекса с учетом перспектив развития энергосистемы региона.

Ожидаемым эффектом от реализации проекта станет создание современного энергообъекта, отвечающего всем требованиям надежности, безопасности и энергоэффективности, способного обеспечить качественное электроснабжение новых потребителей.

В процессе работы предстоит решить комплекс взаимосвязанных задач, анализ существующих линий электропередачи, разработку и сравнительную оценку вариантов подключения проектируемой подстанции с выбором оптимального решения на основе технико-экономического обоснования. Особое внимание будет уделено расчетам токов короткого замыкания для корректного выбора электрооборудования, а также вопросам обеспечения безопасности и экологичности проектных решений.

Для выполнения расчетов и оформления проектной документации планируется использование современных программных средств, включая пакет Microsoft Office 2010 для подготовки текстовых и табличных материалов, а также математический пакет Mathcad 14.0 для выполнения инженерных расчетов. Применение специализированного программного обеспечения позволит

обеспечить необходимую точность расчетов и соответствие проекта действующим нормативным требованиям.

Реализация проекта подстанции 110 кВ "Сахарная" создаст основу для устойчивого энергоснабжения развивающегося жилого комплекса, будет способствовать улучшению качества электроснабжения существующих потребителей и создаст условия для дальнейшего экономического развития территории. Разрабатываемые технические решения учитывают, как текущие потребности, так и перспективы роста нагрузок, что обеспечит долгосрочную эффективность создаваемой энергетической инфраструктуры.

1 АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИКИ СКОВОРОДИНСКОГО РАЙОНА

Рассмотрим район проектирования ПС Сахарная.

1.1 Экономическая характеристика Сковородинского района

Характеристика экономической структуры Сковородинского района производится для определения возможных направлений для увеличения мощности потребителей.

В настоящее время структура промышленного производства имеет энергетически–сырьевую направленность. Основной удельный вес занимают энергетика и золотодобыча.

Здесь известны месторождения и проявления россыпного и рудного золота, серебра, титана, молибдена, вольфрама, меди, олова, полиметаллов, сурьмы, бурого и каменного угля, цеолитов, каолина, цементного сырья, апатита, графита, талька, полудрагоценных, облицовочных камней.

1.2 Климатические характеристики и территориальные особенности Сковородинского района

Характеристика территориальных и климатических особенностей Амурской области в Сковородинском районе производится для определения места строительства и правильного выбора оборудования по климатическому исполнению. Климат района проектирования резко-континентальный. Зима холодная, сухая, малоснежная, безоблачная. Лето преимущественно – теплое, дождливое, но со значительным количеством солнечного сияния.

Среднегодовая температура воздуха составляет минус 7,8°С. Абсолютный минимум – минус 54 °С приходится на январь и февраль. Абсолютный максимум - 35°С. Гололёд – явление редкое, наблюдается 1 день в 10 лет.

Нормативная толщина стенки гололёда на высоте 10 м – 20 мм. Изморозь может наблюдаться с сентября по май. Распределение изморози неравномерно.

Образование изморози зависит от рельефа и высоты места, производственно-бытовой деятельности человека и других местных условий. Интенсивность пляски проводов – умеренная. Среднегодовая

продолжительность гроз – 50 часов. Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
Район по гололеду	III
Район по ветру	II
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
Степень загрязнения атмосферы	I
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
При гололедно-изморезевых отложениях, °С	минус 10
При ветре	минус 10

Территория Сковородинского района имеет сложное геологическое строение. Рельеф края - преимущественно равнинный с высотами от 0 до 500 м, с преобладающим направлением хребтов с юга на север.

В сейсмическом отношении определенные участки территории области находятся в 4-балльной сейсмической зоне, но крупных землетрясений в регионе зафиксировано не было. Наибольшая вероятность землетрясений характерна для северных районов.

Для выбранного района необходимо выбирать оборудование УХЛ.

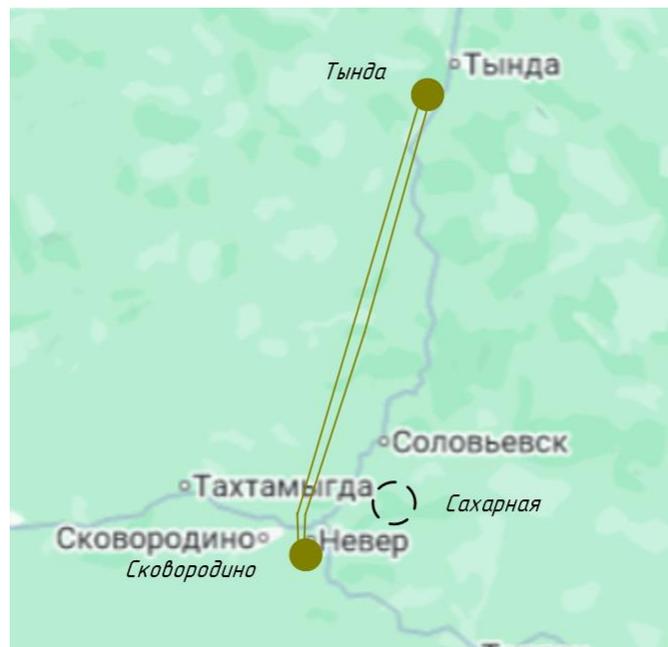


Рисунок 1 – Участок рассматриваемой сети

2 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данной работе максимальные и минимальные мощности нагрузок были приняты из данных контрольных замеров на соответствующих ПС.

Максимальные нагрузки ПС были приняты из данных зимних контрольных замеров в часы максимумов нагрузок. Минимальные нагрузки ПС были приняты из данных летних контрольных замеров в часы минимума нагрузок. ПС Сахарная планируется проектироваться на мощность 15 МВт.

Для определения мощности ЛЭП на 2030 год воспользуемся формулой сложных процентов:

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

$P_{cp}^{баз}$ – средняя мощность нагрузки, определим аналогично подстанции Сахарная;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,04 [16];

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

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

$$P_{срсахарная}^{прог} = 15 \cdot (1 + 0,04)^5 = 17,4$$

Результаты расчетов приведены в таблице 2.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения потребители - электроприемники разделяются на следующие категории:

Таблица 2 - Прогнозируемые на 2030 г

Название	Uном	Pн, Мват	Qн, Мвар
ПС 220 кВ Тында	220	55,2	11,1
ПС 220 кВ Сковородино	220	72,1	9,9
ПС 110 кВ Сахарная	110	17,4	6,96

I категория – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб экономике, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Перерыв электроснабжения может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

II категория – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и значительного количества городских и сельских жителей.

III категория – все остальные электроприемники, не подходящие по определению под определение I и II категорий. [30]

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1. Компенсация реактивной мощности

Эффективное управление энергопотреблением требует особого внимания к вопросу реактивной мощности в электрических сетях. Передача значительных объемов реактивной энергии по воздушным линиям электропередачи приводит к существенным потерям электроэнергии, что делает такой способ энергоснабжения экономически невыгодным. Наиболее оптимальным решением является размещение компенсирующих устройств непосредственно вблизи потребителей электроэнергии. Современные нормативы энергоснабжающих организаций прямо предписывают потребителям принимать меры по снижению доли реактивной мощности в своих электрических сетях.

Практическим решением данной проблемы выступает внедрение систем компенсации реактивной мощности, что является важнейшим условием для создания экономически эффективной и надежной системы электроснабжения любого промышленного предприятия. Отсутствие должной компенсации реактивной мощности вызывает целый комплекс негативных последствий: увеличиваются потоки реактивной энергии в сетях, существенно возрастают потери электроэнергии, что в конечном итоге приводит к росту тарифов для потребителей. Кроме того, это снижает управляемость режимами работы энергосистемы, ухудшает качественные показатели электроэнергии и уменьшает общую надежность электроснабжения.

Реализация мероприятий по компенсации реактивной мощности позволяет достичь значительного повышения энергоэффективности работы всей системы электроснабжения. Это обеспечивает стабилизацию параметров качества электроэнергии, снижение потерь при ее передаче и распределении, а также позволяет добиться существенной экономии финансовых средств. Для выбора КУ на ПС Сахарная на стороне НН 10 кВ, проводим расчет по следующему алгоритму.

Рассчитываем реактивную мощность, которую требуется передать:

$$Q_{\Sigma} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

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

$\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент мощности, предельный по [13] примем 0,4.

$$Q_{\Sigma} = 17,4 \cdot 0,4 = 6,96 \text{ Мвар}$$

Рассчитываем максимальную реактивную мощность, которую требуется передать:

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (3)$$

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

$\operatorname{tg} \varphi_i$ - коэффициент мощности, потребители жилых домов, примем 0,4. [30]

$$Q_{\max} = 17,4 \cdot 0,43 = 7,482 \text{ Мвар}$$

Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{KV} = Q_{\max} - Q_{\Sigma} \quad (4)$$

$$Q_{KV} = 7,482 - 6,96 = 0,522 \text{ Мвар}$$

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

$$Q_{KV1cu} = 1,1 \cdot \frac{Q_{KV}}{N_{cu}}, \quad (5)$$

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.

$$Q_{KV1cu} = 1,1 \cdot \frac{0,522}{2} = 0,29 \text{ МВАр}$$

Для подстанции Сахарная выбираем КУ типа 2хУКРМ- 56-10,5-150-450 УЗ.

$$Q_{KV\Phi} = 150 \cdot 4 = 0,6 \text{ МВАр}$$

Далее находится некомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{неск} = Q_{\max} - Q_{KV\Phi}, \quad (6)$$

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

$$Q_{неск} = 7,482 - 0,6 = 6,882 \text{ МВАр}$$

3.2 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее строительстве

При проектировании вариантов схем необходимо руководствоваться следующими принципами:

- 1) Линии не должны пересекаться;
- 2) Применение простых конфигураций схем РУ подстанции;
- 3) Разветвление сети выполнять в узле нагрузки;
- 4) В кольцевых сетях применять один уровень номинального напряжения;
- 5) Вариант сети должен предусматривать обеспечение требуемого уровня надежности электроснабжения;
- 6) Исключение обратных потоков мощности в разомкнутых сетях;
- 7) Вариант должен предусматривать развитие электропотребления в узлах нагрузки.

Варианты обязательно должны отвечать условиям технической осуществимости каждого из них по параметрам основного электрооборудования, а также быть равноценными по надежности электроснабжения потребителей, относящихся к первой категории.

Общие принципы экономически целесообразного формирования электрических сетей могут быть сформулированы следующим образом:

- 1) схема сети должна быть по возможности простой, и передача электроэнергии потребителям должна осуществляться по возможно кратчайшему пути, что обеспечивает снижение стоимости сооружения линий и экономию потерь мощности и электроэнергии;
- 2) следует стремиться осуществлять электрические сети с минимальным количеством трансформаций напряжения, что снижает необходимую установленную мощность трансформаторов и автотрансформаторов, а также — потери мощности и электроэнергии.

Так как линии 110 кВ находятся вблизи городской местности, их необходимо сооружать кабельно-воздушным исполнением.

Подстанция Сахарная проектируется на напряжение 110/10, в данных вариантах мы будем рассматривать напряжение 110 кВ.

Таким образом следующие возможные варианты подключения ПС 110 кВ Сахарная.

1) Подключение ПС 110 кВ Сахарная к стороне СН 110 кВ Скворородино с добавлением двух линейных ячеек.

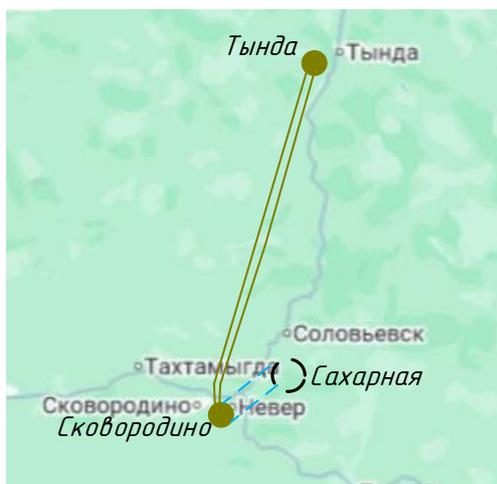


Рисунок 2 - Вариант 1

Для первого варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- Сооружение двухцепных линий 110 кВ ПС Скворородино – ПС Сахарная протяженностью 2 км;
- Расширение ПС Скворородино на 2 линейные ячейки 110 кВ

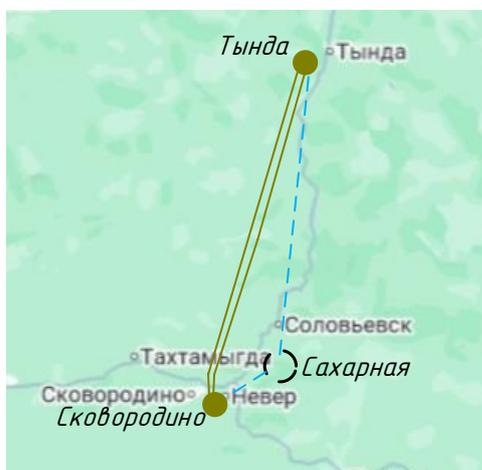


Рисунок 3 - Вариант 2

Для второго варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- Сооружение одноцепной линии 110 кВ ПС Скворородино – ПС Сахарная протяженностью 2 км;
- Сооружение одноцепной линии 110 кВ ПС Тында – ПС Сахарная протяженностью 11 км;

- Расширение ПС Сковородино на 1 линейную ячейку 110 кВ
- Расширение ПС Тында на 1 линейную ячейку 110 кВ.

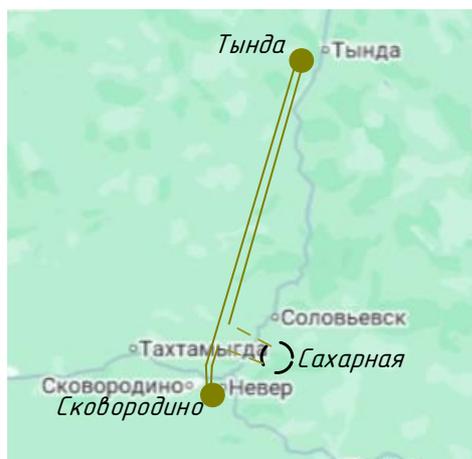


Рисунок 4 - Вариант 3

Третий вариант подразумевает включение ПС Сахарная в транзит линии ВЛ 220 кВ Сковородино-Тында, длиной 3 км.

Таблица 3 – Варианты реконструкции сетей

Вариант	Расширение линейных ячеек ПС Сковородино 110 кВ	Расширение линейных ячеек ПС Тында 110 кВ	Длина проектируемых линий 110 кВ (км)
1	2	-	4
2	1	1	13
3	-	-	6

Проведем анализ представленных вариантов по технико-экономическим показателям.

Таковыми показателями являются:

- протяженность трасс линий;
- протяженность линий в одноцепном исчислении;
- суммарное количество ячеек выключателей 110(35)—220 кВ на подстанциях сети;

г) необходимая реконструкция существующих объектов.

Проведя анализ по технико-экономическим показателям, можно сделать вывод, что вариант 3 с сооружением линии на напряжение 220 кВ, является дорогостоящим. Таким образом наиболее перспективными вариантами являются 1 и 2, дальнейший расчет будем проводить только для этих вариантов.

3.3. Проверка номинального напряжения

Номинальное напряжение зависит от длины линии и активной мощности, протекающей по линии. При высоком напряжении уменьшаются сечения проводов, потери мощности, но растут затраты на сооружение линии. Так как данная подстанция планируется исполнением 110/10 кВ выбираем высокое напряжение 110 кВ. Номинальное напряжение зависит от длины линии и активной мощности, протекающей по линии. При высоком напряжении уменьшаются сечения проводов, потери мощности, но растут затраты на сооружение линии. При определении рационального напряжения выбранных схем воспользуемся формулой Илларионова, которая применяется для классов напряжения 35 кВ и выше. Для этого необходимо знать активную мощность P_{ij} и длину L_{ij} , определяемого участка с учётом коэффициента трассы.

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}; \quad (7)$$

где L – длина линии электропередач, км;

P – мощность протекающая по линии, МВт.

Определим номинальное напряжение для первого варианта:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{4} + \frac{2500}{0,5 \cdot 17,4}}} = 49,2 \text{ кВ}$$

Примем номинальное напряжение 110 кВ.

Аналогично рассчитываем остальные варианты. Результаты приводим в таблицу 4.

Таблица 4 - Номинальные напряжения на участках сетей

Вариант схемы	Участок	Потоки мощности, МВт	Рациональное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ
1	ПС Сквородино – ПС Сахарная	17,4	49,2	110
2	ПС Сквородино – ПС Сахарная ПС Тынды – ПС Сахарная	55,4	55,4	110

3.4. Выбор однолинейной схемы ПС

При проектировании распределительных устройств электростанций и подстанций необходимо учитывать комплекс технико-экономических факторов, определяющих надежность и эффективность работы энергообъекта. Основными критериями выбора схемы являются количество и состав присоединений (силовые трансформаторы и линии электропередачи), требования к надежности электроснабжения потребителей, условия пропуска транзитных мощностей через подстанцию, а также перспективы развития объекта в будущем. Схемные решения должны обеспечивать возможность поэтапного расширения оборудования без коренной реконструкции существующей части, при этом обязательным условием является выполнение всех нормативных требований к устройствам релейной защиты и автоматики. Важным принципом проектирования является достижение разумного баланса между надежностью и простотой схемы - излишнее усложнение приводит к удорожанию строительства и затрудняет эксплуатацию. Особое внимание уделяется оптимизации количества высоковольтных выключателей, стоимость которых составляет значительную долю в общей смете строительства подстанции. В первую очередь рассматриваются варианты с минимальным количеством выключателей на стороне высшего напряжения. Выбор конкретной схемы распределительного устройства осуществляется на основании нормативных документов [25], при

этом учитываются особенности проектируемого объекта. В данном случае принимается во внимание тупиковый характер подстанции, что позволяет применять упрощенные схемные решения по сравнению с транзитными или узловыми подстанциями, так как отсутствует необходимость организации транзита мощности через распределительное устройство. Это дает возможность сократить количество коммутационных аппаратов и уменьшить площадь занимаемой территории, что в конечном итоге снижает капитальные затраты на строительство. Выбираем следующие схемы РУ.

1) На ВН примем к установке следующую схему – два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии, применяется на напряжении от 35 до 220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных ПС.

Таблица 5 - Критерии выбранной схемы

Критерий	Описание
- Экономический критерий	а) Требуется две ячейки выключателей на четыре присоединения (два Т (АТ) и две линии). б) Занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений. в) Наиболее дешевая схема с учетом количества присоединений
- Эксплуатационный критерий	а) Простая и наглядная. б) Оперативные блокировки и операции с разъединителей просты и однотипны. в) Минимизированы отказы по вине персонала

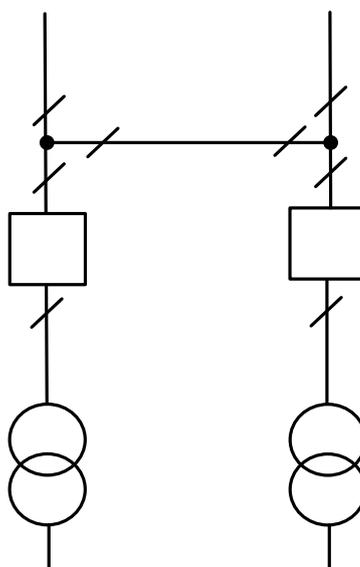


Рисунок 5 - Схема 4Н

На НН прием к установке схему – одна рабочая секционированная выключателем система шин, применяются и рекомендуются при пяти и более присоединениях и допустимости потери питания потребителей на время переключения присоединения на ОВ. Схема может быть использована при применении выключателей, для которых период между плановыми ремонтами менее 10 лет, а его продолжительность более суток, в этом случае питание потребителей осуществляется через ОВ.

Таблица 6 - Критерии выбранной схемы

Критерий	Описание
- Экономический критерий	<ul style="list-style-type: none"> а) Допускается применять при 5 и более присоединениях; б) Занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений; в) Наиболее дешевая схема с учетом количества присоединений.
- Эксплуатационный критерий	<ul style="list-style-type: none"> а) Простая и наглядная; б) Оперативные блокировки и операции с разъединителей просты и однотипны; в) Минимизированы отказы по вине персонала.

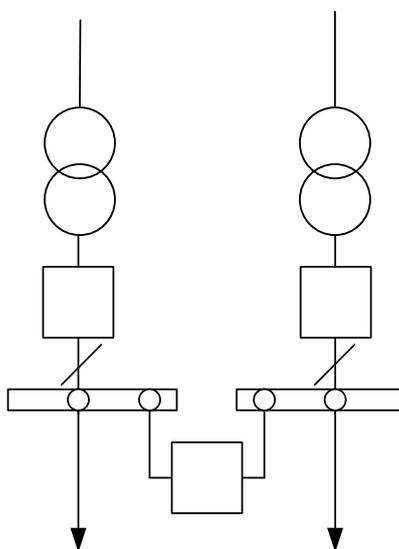


Рисунок 6 – Схема № 10-1

3.5. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

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

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{неск}^2}}{n_{тр} \cdot K_3}, \quad (8)$$

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

$Q_{неск}$ – среднее значение реактивной мощности в зимний период;;

K_3 – коэффициент загрузки для двух трансформаторов принимается равным 0,7.[10]

$n_{тр}$ - число установленных трансформаторов на подстанции.

$$S_{PA} = \frac{\sqrt{17,4^2 + 6,882^2}}{2 \cdot 0,7} = 13,4 \text{ MVA}$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов.

Выбираем трансформатор ТДН-16000/110

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

$$K_{зи}^{норм} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n_{тр} \cdot S_{Тном}}; \quad (9)$$

$$K_3^{П/АВ} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{(n-1) \cdot S_{Тном}}, \quad (10)$$

где $S_{Тном}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$K_{з.А} = \frac{\sqrt{17,4^2 + 6,882^2}}{2 \cdot 16} = 0,58$$

Полученное значение коэффициента загрузки должно находиться в пределах от 0,45 до 0,7.

$$K_3^{П/АВ} = \frac{\sqrt{17,4^2 + 6,882^2}}{1 \cdot 16} = 1,17$$

Получение значение коэффициента загрузки в послеаварийном режиме должно не превышать 1,4.

3.6. Выбор сечений новых линий электропередач и проверка существующих

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях [1]:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}, \quad (11)$$

где P_{max} , $Q_{неск}$ – потоки активной максимальной и некомпенсированной реактивной мощностей, МВт, Мвар;

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Определим расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП, [6]:

$$I_p = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (12)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

Для воздушных линий 110 – 220 α_t принимается равным 1,05.

Выберем сечение ВЛ для стороны высшего напряжения.

$$I_{max} = \frac{\sqrt{17,4^2 + 6,882^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 0,047 \text{ кА}$$

$$I_p = 0,047 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 54,3 \text{ А.}$$

Провод АС 150 мм² подходит для подключения подстанции Сахарная для данного провода длительно допустимый ток составляет 450 А.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания выполняется в относительных единицах с применением упрощенной методики. В соответствии с нормативными требованиями [18], при построении расчетной схемы учитываются только индуктивные сопротивления элементов сети и ЭДС источников, подключенных к точке КЗ. Активные сопротивления, проводимости и фазовые сдвиги не принимаются во внимание, что позволяет получить завышенные значения токов КЗ для надежного выбора оборудования. Такой подход обеспечивает достаточную точность расчетов при значительном упрощении вычислительных процедур.

Схема замещения расчетной электрической схемы изображена на рисунке 7.

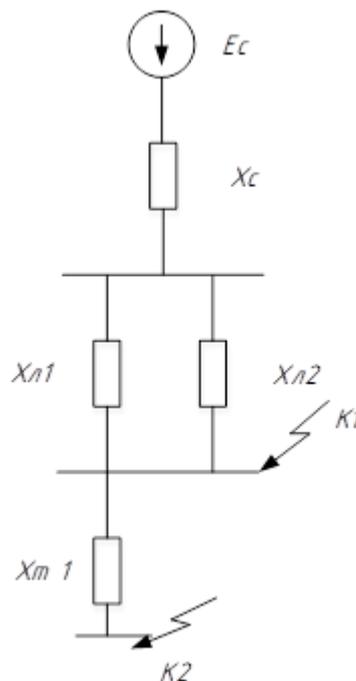


Рисунок 7 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Зададим базисную мощность:

$$S_0 = 1000 \text{ МВА,}$$

Для каждой ступени напряжения принимаем базисное напряжение согласно шкале средних номинальных напряжений:

$$U_{\sigma 1} = 115 \text{ кВ};$$

$$U_{\sigma 2} = 10,5 \text{ кВ};$$

Для каждой ступени определяем базисный ток по формуле:

$$I_{\sigma i} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma i}}, \quad (14)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА},$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98 \text{ кА},$$

Определение сопротивления энергосистемы происходит путем измерения мощности трехфазного короткого замыкания на шинах источника питания, исходящей от Сковородино.

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{S_k} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{кз}}, \quad (15)$$

где $I_{кз}$ – ток трёхфазного короткого замыкания на шинах источника питания.

$$X_c = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 5,02} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$X_{л1} = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ном}^2}, \quad (16)$$

где $X_{уд}$ – удельное сопротивление (Ом/км)

L – длина линии (км)

$$X_{л1} = 0,4 \cdot 4 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,03 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивления трансформаторов:

$$X_{m1} = X_{m2} = \frac{U_{к,\%} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{ном}}, \quad (17)$$

где $U_{к,\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора

$$X_{m1} = X_{m2} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,56 \text{ о.е.}$$

Расчёт токов короткого замыкания для точки К1

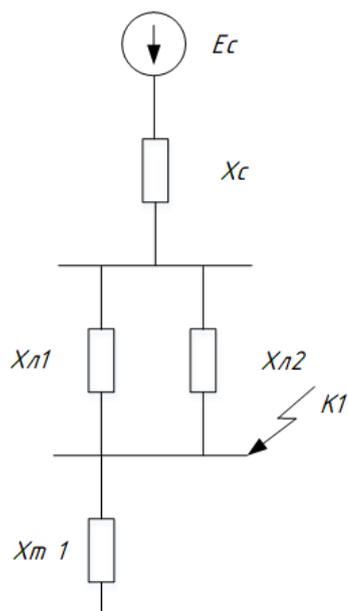


Рисунок 8 – Схема замещения для расчёта токов КЗ в точке К1

Проведём упрощение схемы замещения путем последовательного и параллельного соединения сопротивлений элементов.

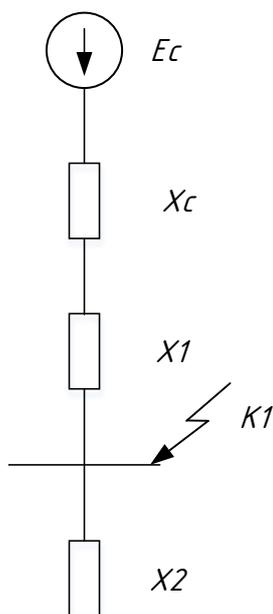


Рисунок 9 – Сворачивание схемы замещения

$$X_1 = \frac{X_{л1.1} \cdot X_{л1.2}}{X_{л1.1} + X_{л1.2}}, \quad (18)$$

$$X_1 = \frac{0,03 \cdot 0,03}{0,03 + 0,03} = 0,015 \text{ o.e.}$$

$$X_2 = X_{m1}, \quad (19)$$

$$X_2 = 6,56 \text{ o.e.}$$

$$X_3 = X_c + X_1, \quad (20)$$

$$X_3 = 0,3 + 0,015 = 0,315 \text{ o.e.}$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ для точки К1 определим по формуле:

$$I_{\text{ПО.К1}} = \left(\frac{E_H}{X_2} + \frac{E_C}{X_3} \right) \cdot I_{B1}, \quad (21)$$

$$I_{\text{ПО.К1}} = \left(\frac{0,85}{6,56} + \frac{1}{0,315} \right) \cdot 5,02 = 7,2 \text{ кА},$$

Для расчета ударного тока и апериодической составляющей тока КЗ воспользуемся значениями ударного коэффициента и постоянной затухания апериодической составляющей тока КЗ для характерных ветвей схемы.

Ударный ток КЗ определим по формуле:

$$i_{\text{УД.К1}} = \left(\frac{E_H}{X_2} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{aH}}} \right) + \frac{E_C}{X_3} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{aC}}} \right) \right) \cdot \sqrt{2} I_{B1}, \quad (22)$$

$$i_{вд.к1} = \left(\frac{0,85}{6,56} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}}\right) + \frac{1}{0,315} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}}\right) \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 5,02 = 9,1 \text{ кА},$$

Апериодическую составляющую тока КЗ определим по формуле:

$$i_{a.к1} = \left(\frac{E_H}{X_2} + \frac{E_C}{X_3} \right) \cdot \sqrt{2} I_{Б1}, \quad (23)$$

$$i_{a.к1} = \left(\frac{0,85}{6,56} + \frac{1}{0,315} \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 5,02 = 8,6 \text{ кА},$$

Расчёт токов короткого замыкания для точки К2

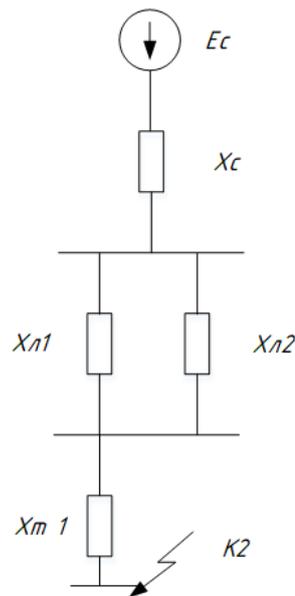


Рисунок 10 – Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К2

Произведем последовательное и параллельное соединение сопротивлений элементов схемы замещения:

Проводим преобразование схемы замещения.

$$X_2 = X_c \cdot \frac{X_{л1.1} \cdot X_{л1.2}}{X_{л1.1} + X_{л1.2}}, \quad (24)$$

$$X_2 = 0,3 \cdot \frac{0,03 \cdot 0,03}{0,03 + 0,03} = 0,0045 \text{ о.е.}$$

$$X_3 = X_{m1} + X_n, \quad (25)$$

$$X_3 = 6,56 \text{ о.е.}$$

$$X_3 = \frac{1}{\frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}}, \quad (26)$$

$$X_3 = \frac{1}{\frac{1}{0,045} + \frac{1}{6,56}} = 0,045 \text{ о.е.}$$

$$X_{рез} = X_3 + X_T, \quad (27)$$

$$X_{рез} = 0,045 + 6,56 = 6,695 \text{ о.е.}$$

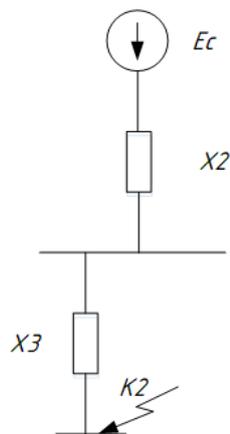


Рисунок 11– Сворачивание схемы замещения

$$X_4 = \frac{X_{pez}}{C_2}, \quad (28)$$

$$X_4 = \frac{6,695}{0,99} = 6,762 \text{ о.е.}$$

$$X_5 = \frac{X_{pez}}{C_3}, \quad (29)$$

$$X_5 = \frac{6,695}{0,0089} = 1184 \text{ о.е.}$$

$$X_6 = \frac{X_5 \cdot X_H}{X_5 + X_H} \quad (30)$$

$$X_6 = \frac{1184 \cdot 6,762}{1184 + 6,762} = 37,8 \text{ о.е.}$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ для точки К2 определим по формуле:

$$I_{\text{ПО.К2}} = \left(\frac{E_H}{X_6} + \frac{E_C}{X_4} \right) \cdot I_{B2}, \quad (31)$$

$$I_{\text{ПО.К1}} = \left(\frac{0,85}{37,8} + \frac{1}{6,762} \right) \cdot 54,98 = 6,4 \text{ кА,}$$

Для расчета ударного тока и апериодической составляющей тока КЗ воспользуемся значениями ударного коэффициента и постоянной затухания апериодической составляющей тока КЗ для характерных ветвей схемы.

Ударный ток КЗ определим по формуле:

$$i_{уд.К1} = \left(\frac{E_H}{X_6} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{T_{aH}}}) + \frac{E_C}{X_4} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{T_{aC}}}) \right) \cdot \sqrt{2} I_{B2}, \quad (32)$$

$$i_{уд.К1} = \left(\frac{0,85}{37,8} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}}) + \frac{1}{6,762} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}}) \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 54,98 = 14,5 \text{ кА},$$

Апериодическую составляющую тока КЗ определим по формуле:

$$i_{a.К1} = \left(\frac{E_H}{X_6} + \frac{E_C}{X_4} \right) \cdot \sqrt{2} I_{B2}, \quad (33)$$

$$i_{a.К1} = \left(\frac{0,85}{37,8} + \frac{1}{6,762} \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 54,98 = 9 \text{ кА},$$

Таблица 7 – Расчетные токи трехфазного КЗ

Точка КЗ	$I_{ПО}$, кА	i_a , кА	$i_{уд}$, кА
К1	7,2	8,6	9,1
К2	6,4	9	14,5

5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

При проектировании подстанции необходимо учитывать ряд ключевых параметров, включая расчетные токи короткого замыкания во всех распределительных устройствах, максимальные рабочие токи оборудования, категорию надежности потребителей низкого напряжения и климатические условия местности. Эти данные получают путем предварительных расчетов с использованием нормативных методик и формул. На их основе выполняют выбор электрооборудования, определяют параметры защитных устройств и разрабатывают технические решения, обеспечивающие надежное электроснабжение потребителей с учетом их категории и особенностей климата в районе строительства. Важным критерием является соответствие характеристик оборудования максимальным расчетным токам в распределительных устройствах для определения максимальных рабочих токов РУ 110 кВ можно использовать следующую формулу [6]:

$$I_{\text{макс. раб}} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (34)$$

где S_n – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение (кВ);

$$I_{\text{макс. раб}} = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ А},$$

Для стороны 10 кВ:

$$I_{\text{макс. раб}} = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,8 \text{ А},$$

Расчёт теплового импульса определяется по формуле:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{pz} + T_a + t_{св}), \quad (35)$$

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

T_a – постоянная затухания;

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

Для точки К1:

$$B_k = 7,2^2 \cdot (2 + 0,02 + 0,05) = 107,3 \text{ кА}^2\text{с},$$

Для точки К2:

$$B_k = 6,4^2 \cdot (2 + 0,02 + 0,05) = 84,8 \text{ кА}^2\text{с},$$

5.1. Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектные распределительные устройства (КРУ) представляют собой полностью готовые к эксплуатации электротехнические комплексы, состоящие из набора металлических шкафов с размещенными внутри коммутационными аппаратами, измерительными трансформаторами, устройствами релейной защиты и автоматики. Главной отличительной особенностью КРУ является их модульная конструкция, позволяющая быстро осуществлять монтаж и ввод в эксплуатацию.

Процесс установки таких устройств включает несколько последовательных операций: доставку готовых шкафов на объект, их установку на подготовленное основание, соединение секций посредством шинных мостов, а также подключение силовых и контрольных кабелей.

По сравнению с обычными распределительными устройствами, КРУ обеспечивают существенное сокращение сроков монтажа - с нескольких недель до нескольких дней.

Важным преимуществом является повышенная безопасность эксплуатации, достигаемая за счет полной изоляции токоведущих частей в металлических корпусах, что исключает возможность случайного прикосновения к элементам, находящимся под напряжением.

Для промышленных сетей 10 кВ с рабочими токами 630-2000 А рекомендуется применять КРУ серии СЭЩ-63, специально разработанные для работы в сетях частотой 50/60 Гц.

Данные устройства отличаются высокой надежностью, удобством обслуживания и соответствием современным стандартам безопасности. Их использование позволяет оптимизировать распределение электроэнергии на предприятии, повысить надежность электроснабжения и обеспечить безопасные условия эксплуатации электроустановок.

Конструкция КРУ СЭЩ-63 предусматривает возможность легкого расширения и модернизации при изменении схемы электроснабжения предприятия.

Таблица 8 – Основные параметры шкафа КРУ серии СЭЩ-63 10кВ

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

5.2 Выбор выключателей 110 кВ

При выборе выключателей учитываются их номинальное напряжение и ток.

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}, \quad (37)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб}, \quad (38)$$

Первоначально выбираем и проверяем вакуумные выключатели марки ВРС – 110 40/3150 УХЛ1.

Таблица 9 - Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 50,2 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 7,2 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,6 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$B_K = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 107,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 7,2 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$

5.3 Выбор выключателей 10 кВ

Производится аналогичный расчет выключателей для КРУ 10 кВ.

Таблица 10 - Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 4000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 549,9 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 6,4 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 14,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$B_K = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 84,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 6,4 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$

5.4 Выбор разъединителей 110 кВ

Разъединители — это коммутационные аппараты с явно видимым местом разъединения, не обладающие механизмом автоматического разрыва, предназначенные для отключения и подключения электрической сети при отсутствии нагрузки или при наличии незначительной нагрузки.

Алгоритм выбора разъединителя схож с алгоритмом выбора автоматического выключателя, однако в данном случае не проводится проверка способности разъединителей к разрыву под напряжением, так как они не предназначены для коммутации электрических цепей под напряжением.

Для РУ 110 кВ выбираем разъединители марки РНДЗ-2-110/1000 ХЛ1.

Таблица 11 - Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 50,2 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 7,2 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 2790,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 107,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

5.5 Выбор разъединителей 10 кВ

В КРУ 10 кВ установлены выкатные элементы, поэтому выбор разъединителей там не требуется.

5.6 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока представляет собой устройство в области электротехники, которое используется для снижения первичного тока до уровней, пригодных для измерительных устройств, релейной защиты, а также для разделения измерительных цепей и обеспечения защиты от высоковольтных первичных цепей.

Для определения общего сопротивления вторичных цепей проводится соответствующий расчет:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}}, \quad (39)$$

где r_k – сопротивление контактов равное 0,1 Ом.

Сопротивление соединительных проводов рассчитываем по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F}, \quad (40)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом · мм²) / м – удельное сопротивление провода;

l – длина проводов (110 кВ – 100 м, 10 кВ – 10 м),

F – сечение провода (4 мм²).

Сопротивление проводов для РУ 110 кВ:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ Ом},$$

Сопротивление проводов для РУ 10 кВ:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ Ом},$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2}, \quad (41)$$

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

I_2 – вторичный ток.

К установке принимаем измерительный комплекс АВВ «delta +». Расчёт нагрузки приведён в таблице 12, 13.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ.

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Счётчик АЭ	delta +	0,12
Счётчик РЭ		

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ.

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Счётчик АЭ	delta +	0,12
Счётчик РЭ	delta +	0,12
Варметр	СК3021-1	0,5

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 110 кВ $S_{пр}=1,62$ ВА.

Тогда сопротивление приборов на стороне 110 кВ будет равно:

$$r_{приб} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ Ом,}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ $S_{пр}=1,12$ ВА.

Тогда сопротивление приборов на стороне 110 кВ будет равно:

$$r_{приб} = \frac{1,12}{5^2} = 0,045 \text{ Ом,}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока на стороне 110 кВ:

$$Z_{2,110} = 0,06 + 0,71 + 0,1 = 0,87 \text{ Ом},$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока на стороне 10 кВ:

$$Z_{2,10} = 0,045 + 0,43 + 0,1 = 0,58 \text{ Ом},$$

Принимаем к установке трансформатор тока ТГ-110-У1.

Таблица 14 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 50,2 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$

На стороне 10 кВ принимаем трансформатор тока марки ТОЛ-СЭЩ-10-У2.

Таблица 15 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 4500 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 549,9 \text{ А}$	$I_{pMAX} \leq I_H$
$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,58 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин} = 120 \text{ кА}$	$I_{уд} = 14,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$

5.7 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения представляют собой специальные электротехнические устройства, предназначенные для преобразования высоких значений напряжения в пониженные величины, безопасные для подключения контрольно-измерительных приборов и релейной аппаратуры.

Их ключевая функция заключается в создании надежной электрической изоляции между высоковольтными первичными цепями и вторичными цепями управления.

Основное конструктивное отличие от силовых трансформаторов заключается в существенно меньшей номинальной мощности, что позволяет данным устройствам длительное время функционировать в режиме, приближенном к холостому ходу.

При выборе конкретной модели трансформатора напряжения необходимо учитывать четыре основных параметра: соответствие номинального напряжения рабочим параметрам электроустановки, особенности конструктивного исполнения и схемы подключения, требуемый класс точности измерений, а также допустимую нагрузку вторичных цепей.

Грамотный подбор данного оборудования гарантирует не только точность проводимых измерений и корректную работу защитных систем, но и обеспечивает необходимый уровень электробезопасности при эксплуатации высоковольтного оборудования.

Важно отметить, что каждый из указанных параметров оказывает непосредственное влияние на работоспособность и надежность всей системы учета и защиты электроустановки.

$$S_2 \leq S_{2НОМ}, \quad (42)$$

где $S_{2НОМ}$ – номинальная мощность;

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

Расчёт вторичной нагрузки трансформаторов напряжения ПС приведён в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110 кВ.

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	ЕМ-06	2	2
Вольтметр регистрирующий	ЕМ-06	2	10
Частотомер	ЧС-01 ТК	2	7
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Счётчик АЭ	delta +	2	1
Счётчик РЭ	delta +	2	1
Сумма			43

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения марки НАМИ-110.

Таблица 17 – Проверка выбранного трансформатора напряжения:

Номинальные параметры ТН		Расчётные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	$S_{2НОМ} = 400 \text{ ВА}$	$S_2 = 43 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2НОМ}$

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ:

Сравнения параметров вторичной нагрузки на стороне 10 кВ приведено в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	ЕМ-06	2	4
Счётчик АЭ	delta +	14	14
Счётчик РЭ			
Ваттметр	СК3021-1	2	4
Варметр	СК3021-1	2	4
Сумма			22

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения марки НАМИ-10.

Таблица 19 – Проверка выбранного трансформатора напряжения:

Номинальные параметры ТН		Расчётные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	$S_{2НОМ} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 18 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2НОМ}$

5.8 Выбор гибких шин 110 кВ

В распределительных устройствах подстанций высокого напряжения 110 кВ и выше применяются гибкие шинные конструкции, выполненные из многопроволочных проводников. Для подключения генераторов и силовых трансформаторов к распределительным устройствам 6-10 кВ используются специальные проводные пучки, закрепленные при помощи кольцевых обойм. Конструкция таких пучков включает два несущих сталеалюминиевых провода, которые воспринимают все механические нагрузки (ветровые воздействия, гололедные образования и собственный вес конструкции), а также несколько алюминиевых токопроводящих жил, выполняющих исключительно функцию передачи электроэнергии.

Для проектируемой подстанции 110 кВ были приняты следующие технические параметры: номинальный рабочий ток составляет 125,5 кА, в качестве проводника выбран марки АС 185/19 с допустимым током нагрузки 510 А, расстояние между фазами в горизонтальной плоскости - 3 метра.

Далее необходимо выполнить проверку условий коронирования проводов. Первым этапом данного расчета является определение начальной критической напряженности электрического поля на поверхности проводника. Этот параметр имеет важное значение для оценки возможности возникновения коронного разряда, который может привести к потерям электроэнергии, радиопомехам и ускоренному старению изоляции. Расчет выполняется с учетом диаметра провода, состояния его поверхности и атмосферных условий эксплуатации. Полученные значения позволяют оценить работоспособность выбранного типа провода в конкретных условиях эксплуатации и при необходимости скорректировать проектное решение.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (43)$$

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

r_0 – радиус провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,744}}\right) = 34,46 \text{ кВ},$$

Формула, позволяющая вычислить интенсивность электрического поля вблизи поверхности нерасщепленного провода, имеет следующий вид:

$$E_0 = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (44)$$

где D_{cp} – среднее расстояние между проводами фаз, оно равно 400 см.

U – линейное напряжение на проводе. Принимаем равным 115 кВ.

$$E_0 = \frac{0,354 \cdot 115}{0,744 \cdot \lg \frac{400}{0,744}} = 20,04 \text{ кВ},$$

Определим отсутствие коронирования:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (45)$$

$$21,4 \leq 31,01,$$

Сечение является подходящим по требованиям.

5.9 Выбор жёстких шин 10 кВ

В распределительных сетях среднего напряжения 6-10 кВ преимущественно применяют жесткие алюминиевые шинные конструкции, которые являются оптимальным решением для выполнения ошиновки и сборки распределительных устройств.

Хотя медные шины обладают более высокой электропроводностью, их использование экономически нецелесообразно даже при значительных токовых нагрузках из-за существенно большей стоимости. При проектировании шинных конструкций учитывают величину рабочего тока: для нагрузок до 4000 А применяют однополосные или двухполосные алюминиевые шины, тогда как при более высоких токах рекомендуется использовать шины коробчатого сечения, обладающие лучшими теплоотводящими свойствами.

В рассматриваемом проекте с расчетным током нагрузки 1374 А принято решение об использовании алюминиевых шин прямоугольного сечения 80×6 мм (площадь поперечного сечения 4,8 см²), которые монтируются в горизонтальном положении на опорных изоляторах.

Межфазное расстояние принято равным 400 мм, что соответствует нормативным требованиям для данного класса напряжения. Особое внимание уделяется проверке термической стойкости выбранных шин при коротких замыканиях - выполняется расчет минимально допустимого сечения, обеспечивающего устойчивость конструкции к нагреву в аварийных режимах.

Этот расчет учитывает действующие нормативные требования и обеспечивает надежную работу электроустановки в течение всего срока эксплуатации.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C}, \quad (46)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{84,4}}{90} = 0,1,$$

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

Проверка электродинамической стойкости:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95, \quad (47)$$

где J – момент инерции шины;

q – сечение проводника.

Расчёт момента инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12}, \quad (48)$$

$$J = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \text{ см}^3,$$

Принимаем пролёт между изоляторами 0,9 м

Расчёт наибольшего усилия:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a}, \quad (49)$$

где $i_{уд}$ – ударный ток короткого замыкания;

a – расстояние между фазами.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{14500^2}{0,4} = 91 \text{ Н/м},$$

Момент сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6}, \quad (50)$$

$$W = 0,6 \cdot 8^2 \cdot \frac{1}{6} = 6,4 \text{ см}^3,$$

Расчёт механического напряжения при КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (51)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{14500^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 1,28 \text{ МПа,}$$

Полученное значение не превышает предельного для данного материала 63 МПа.

5.10 Выбор изоляторов 110 кВ и 10 кВ

Опорный изолятор предназначен для крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах электрических станций и подстанций, комплектных распределительных устройствах.

По конструкции представляет собой деталь из изоляционного материала цилиндрической или конической формы, внутрь которой заделана металлическая арматура с резьбовыми отверстиями для крепления шин и монтажа изолятора.

Условия выбора;

По номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \tag{52}$$

$$110 \leq 110;$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{ДОП} \tag{53}$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F; \tag{54}$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ Н};$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (55)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (56)$$

$$k_h = \frac{1000 + 87 + \frac{80}{2}}{1000} = 1,11;$$

$$F_{расч} = 198,7 \cdot 1,1 \cdot 2 = 437,14 \text{ Н};$$

К установке приняты опорные изоляторы ИО-110-400 с допустимой нагрузкой на изгиб:

Таблица 20 - Сопоставление данных опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{расч}$
$F_{доп} = 18000 \text{ Н}$	$F_{расч} = 437,14 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{доп}$

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

На напряжение 10 кВ:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (57)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{14500^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 100,1 \text{ Н,}$$

Выбираем проходной изолятор марки ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным усилием разрушения 8000 Н.

Проверяем неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 411,7,$$

Так как неравенство выполняется, то данный изолятор можно принять к установке на ПС.

5.11 Выбор трансформаторов собственных нужд

Структура и мощность потребителей собственных нужд подстанции определяются комплексом технических факторов, включающих тип подстанции (трансформаторная, распределительная, преобразовательная), номинальную мощность установленных трансформаторов, наличие и параметры синхронных компенсаторов, а также специфику используемого электрооборудования.

Основными потребителями электроэнергии на собственные нужды выступают системы оперативного тока и управления, оборудование связи и телемеханики, устройства принудительного охлаждения силовых трансформаторов, аварийное освещение, автоматические установки пожаротушения и электроприводы компрессорных станций.

Учитывая относительно небольшую мощность указанных потребителей, их питание осуществляется от низковольтной сети 380/220 В, получающей электроэнергию через понижающие трансформаторы собственных нужд.

При определении требуемой мощности этих трансформаторов учитываются следующие параметры: расчетные нагрузки всех потребителей с применением коэффициентов одновременности и загрузки, сезонные колебания потребления (летний и зимний режимы), а также дополнительные нагрузки, возникающие в период ремонтных работ.

Такой комплексный подход к расчету позволяет оптимально подобрать трансформаторы собственных нужд, обеспечивающие бесперебойное

электроснабжение всех систем подстанции в любых режимах эксплуатации, включая аварийные ситуации и ремонтные работы.

В процессе учебного проектирования возможно приближенно определить нагрузку $P_{сн.макс}$ и расход электроэнергии $W_{сн}$ с помощью таблицы 21.

Таблица 21 – Нагрузки, расход электроэнергии и коэффициент спроса с.н.

Тип электроустановки	$P_{сн}/P_{уст}, \%$	$W_{сн}/W_{выр}$	K_c
Тупиковая ПС	50-200 %	-	-
Узловая ПС	200-500 %	-	-

Используя данные таблицы 21, можно определить необходимую мощность с.н:

$$S_{расч} = k_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos \phi}, \quad (58)$$

где k_c – коэффициент спроса, который равен 0,8;

$P_{уст}$ – ориентировочная установленная активная мощность.

$P_{уст}=60$ кВт.

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{60}{0,85} = 61,2 \text{ кВа},$$

К установке принимаем два трансформатора марки ТСЗ 100/10.

5.12 Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ

Для предотвращения излишних нагрузок на распределительные устройства используются устройства ограничения перенапряжений (ОПН). Они специально предназначены для защиты электрооборудования от повышенных напряжений, вызванных грозами или переключениями.

Наибольшее рабочее напряжение на подстанционных шинах с напряжением 110 кВ составляет 126 кВ.

Таким образом, мы можем рассчитать фазное значение наибольшего рабочего напряжения:

$$U_{нрф} = \frac{U_{нрл}}{\sqrt{3}}, \quad (59)$$

$$U_{нрф} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,74 \text{ кВ}$$

Энергия, поглощаемая ограничителем, определяется по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z_{в}} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T, \quad (60)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений на линии;

$U_{ост}$ – остаточное напряжение на ОПН;

$Z_{в}$ – волновое сопротивление линии, Ом;

T – время распространения волны.

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot L \cdot U_0}, \quad (61)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения;

k – коэффициент полярности;

L – Длина защищённого подхода определяется из ПУЭ, принимаем равной 3 км.

$$U = \frac{260}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 260} = 225 \text{ кВ},$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (62)$$

где β - коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 300000} = 11 \text{ мкс},$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{225 - 180}{415} \right) \cdot 180 \cdot 2 \cdot 11 = 429 \text{ кДж},$$

Определяем удельную энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (63)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{429}{110} = 3,9 \text{ кДж/кВ},$$

Выбираем ОПН-110/77-10/650. Сравнение расчётных данных с паспортными приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110$ кВ	$U_P = 110$ кВ	$U_P \leq U_H$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}=77$ кВ	$U_{нр} = 72,74$ кВ	$U_{нр} \leq U_{нр.сети}$
$\mathcal{E}' = 7$ кДж/кВ	$\mathcal{E}'_{расч} = 3,9$ кДж/кВ	$\mathcal{E}'_{расч} \leq \mathcal{E}'$

5.13 Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ

Наибольшее рабочее напряжение на шинах ПС 10 кВ составляет 12 кВ.

Рассчитываем фазное значение наибольшего рабочего напряжения:

$$U_{нр} = \frac{U_{нрл}}{\sqrt{3}}, \quad (64)$$

$$U_{нр} = \frac{12}{\sqrt{3}} = 6,92 \text{ кВ},$$

Выбираем ОПН-10 УХЛ1. Сравнение расчётных данных с паспортными приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10$ кВ	$U_P = 10$ кВ	$U_P \leq U_H$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}=7,12$ кВ	$U_{нр} = 6,92$ кВ	$U_{нр} \leq U_{нр.сети}$

5.14 Выбор аккумуляторных батарей.

Электроснабжение собственных нужд подстанции формируется с учетом множества технических параметров, среди которых следует выделить категорию подстанции, мощность основного оборудования, наличие компенсирующих

устройств и особенности используемой аппаратуры. Ключевыми потребителями электроэнергии в этой системе являются: цепи оперативного управления, устройства связи и телемеханики, системы охлаждения трансформаторов, аварийные источники освещения, автоматизированные системы пожаротушения и компрессорное оборудование.

Поскольку суммарная мощность этих потребителей относительно невелика, их подключение осуществляется к низковольтной сети 380/220 В, питающейся через специальные понижающие трансформаторы. При расчете необходимой мощности этих трансформаторов учитываются следующие факторы:

- пиковые нагрузки всех подключенных устройств
- коэффициенты одновременности работы оборудования
- сезонные колебания потребления
- дополнительные нагрузки при проведении ремонтных работ

Такой комплексный подход к проектированию позволяет подобрать оптимальные параметры трансформаторов собственных нужд, гарантирующих стабильное электроснабжение всех критически важных систем подстанции в любых условиях эксплуатации - от нормального режима работы до аварийных ситуаций и плановых ремонтов. Особое внимание уделяется обеспечению бесперебойного питания устройств релейной защиты и автоматики, от которых зависит безопасность работы всей подстанции.

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (65)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

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

$$n_0 = \frac{115}{2,15} = 54,$$

Определяем общее число элементов:

$$n = \frac{115}{1,75} = 66,$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (66)$$

$$n_{доб} = 66 - 54 = 12,$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (67)$$

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

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{24}{25} = 1,01,$$

Производим округление до ближайшего типового номера $N = 1$.

Принимаем батарею СК – 1.

Проверим по максимальному толчковому току:

$$46 \cdot N \geq I_{Тmax}, \quad (68)$$

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

$$I_{Тmax} = 30 \text{ А},$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 1 = 46 \text{ A,}$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{30}{1} = 30,$$

По графику изображённому на рисунке 12, можно установить, что напряжение на аккумуляторе составляет 85%. Если учесть потерю напряжения в соединительном кабеле в размере 5%, то напряжение на приводах будет составлять 80%. Это значение находится в пределах допустимого отклонения напряжения на электромагнитах включения, которое составляет от 80% до 110%. Следовательно, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

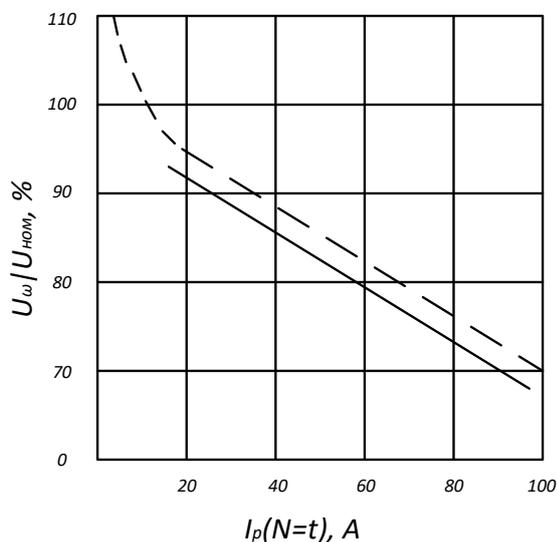


Рисунок 12 – Зависимость напряжения от тока разряда аккумулятора

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot N + I_{п}, \tag{69}$$

$$I_{\text{ПЗ}} \geq 0,15 \cdot 1 + 8 = 8,15 \text{ А},$$

$$U_{\text{ПЗ}} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (70)$$

$$U_{\text{ПЗ}} \geq 2,2 \cdot 51 = 110 \text{ В},$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

Ток и напряжение подзаряда добавочных элементов:

$$I_{\text{ПЗдоб}} = 0,15 \cdot 1 = 0,15 \text{ А},$$

$$U_{\text{ПЗдоб}} = 2,15 \cdot 12 = 25,8 \text{ В},$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН – 3.

Выбор зарядного устройства:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{\text{П}}, \quad (71)$$

$$I_3 = 5 \cdot 1 + 8 = 13 \text{ А},$$

$$U_{\text{ПЗ}} = 2,75 \cdot n, \quad (72)$$

$$U_{\text{ПЗ}} = 2,75 \cdot 66 = 181,5 \text{ В},$$

Выбираем стандартное ЗВУ НРТ «Ольдам».

6 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА

На протяжении последнего столетия наблюдался постоянный прогресс в развитии систем релейной защиты и автоматики электроэнергетических систем. Современные условия эксплуатации требуют внедрения микропроцессорных комплексов защиты, способных эффективно обрабатывать информацию от новейших первичных устройств. Однако следует отметить, что значительная часть энергосистемы до сих пор использует электромеханические релейные защиты, что делает актуальным вопрос их правильного выбора, точного расчета и грамотной эксплуатации.

В процессе работы силовых трансформаторов могут возникать различные аварийные ситуации, включая:

- короткие замыкания в обмотках и на вводах
- повреждения в подключенных кабельных линиях (междуфазные замыкания и замыкания на землю)
- ненормальные режимы работы, такие как появление сверхтоков
- снижение уровня трансформаторного масла
- превышение допустимых температурных показателей

Основные функции защитных систем трансформаторов включают:

1. Автоматическое отключение трансформатора при его внутренних повреждениях
2. Отключение при повреждениях смежного оборудования
3. Подачу сигналов дежурному персоналу при следующих ситуациях:
 - обнаружение повреждений
 - возникновение перегрузок
 - снижение уровня масла
 - повышение температуры

Для комплексной защиты трансформаторов применяется следующая схема:

- Дифференциальная защита (ДЗТ) - для защиты обмоток, вводов и ошиновки
- Максимальная токовая защита (МТЗ) - для защиты от сверхтоков в трансформаторе и смежном оборудовании
- Датчики контроля уровня масла - для мониторинга состояния масляной системы
- Защита от перегрузок - устанавливается как на стороне высокого (ВН), так и низкого напряжения (НН)

Такая многоуровневая система защиты обеспечивает надежную работу трансформаторов в различных режимах эксплуатации и позволяет минимизировать последствия возможных аварийных ситуаций. Особое внимание уделяется быстрдействию защитных систем и точности срабатывания, что особенно важно для критически важных энергообъектов. Современные микропроцессорные устройства защиты дополнительно предоставляют возможность детального анализа аварийных ситуаций и ведения статистики работы оборудования.

6.1 Дифференциальная защита трансформатора

Произведём расчёт ДЗТ на базе микропроцессорного терминала «Сириус-Т» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика».

Первичный рабочий ток обмотки ВН трансформатора уже посчитан в работе выше и равен:

$$I_{\text{рабВН}} = 50,2 \text{ А,}$$

$$I_{\text{рабНН}} = 549,8 \text{ А,}$$

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1) используется для защиты силовых трансформаторов. Она имеет два основных условия выбора уставки:

- Отстройка от броска тока намагничивания силового трансформатора.

- Отстройка от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего короткого замыкания.

При включении силового трансформатора с высокого напряжения, амплитуда броска тока намагничивания должна быть не более 5 раз больше амплитуды номинального тока защищаемого трансформатора. Это отношение рассчитывается как отношение амплитуды броска тока намагничивания к действительному значению номинального тока первой гармоники, равному $5\sqrt{2} = 7$. Отсечка реагирует на мгновенные изменения дифференциального тока, а также на его первую гармонику. «Уставка для срабатывания определяется по мгновенному значению тока $2.5I_{диф} / I_{НОМ}$. Минимально возможная уставка по первой гармонике $I_{диф} / I_{НОМ} = 4$, что соответствует $2.5 \times 4 = 10$ по отношению амплитуды к действующему значению или $10 / \sqrt{2} = 7$ по отношению амплитуд». Сравнивая полученные значения, можно сделать вывод о том, насколько точно отстроена отсечка по мгновенным значениям, чтобы учесть возможные броски тока намагничивания. Проведенные расчеты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды этого броска. Допустим, амплитуда броска составляет 7 действующих значений номинального тока. Тогда действующее значение первой гармоники будет равно $7 \times 0.35 = 2.46$. Следовательно, даже при установке минимального значения в 4I, отсечка от бросков тока намагничивания и реагирование на первую гармонику дифференциального тока все равно осуществляются.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Уставка выбирается по условию:

$$\frac{I_{диф}}{I_{НОМ}} \geq k_{отс} k_{нб} I_{КЗвнешМАХ*}, \quad (73)$$

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

Коэффициент $k_{НБ}$ представляет собой отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к амплитуде периодической составляющей тока внешнего короткого замыкания, приведенной к номинальному току на вторичной стороне трансформатора тока, который составляет 5А.

$I_{КЗвнешМАХ*}$ - отношение тока внешнего расчётного КЗ к номинальному току трансформатора.

$$\frac{I_{Диф}}{I_{НОМ}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \frac{4000}{50,2} = 66,9,$$

Дифференциальная защита (ДЗТ-2) используется для защиты трансформаторов. Тормозная характеристика этой защиты показана на рисунке 13 и представлена в относительных единицах, где токи приведены к номинальному току стороны высокого напряжения (ВН). Тормозной ток формируется как полусумма модулей токов сторон, защищаемых трансформатором.

Базовая уставка $I_{01}/I_{НОМ}$ определяет чувствительность работы ступени. Рекомендуются принимать ее значение в диапазоне от 0,3 до 0,5. Для данного случая примем базовую уставку $I_{01}/I_{НОМ} = 0,3$.

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) \cdot I_{СКВ}, \quad (74)$$

где $k_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий переходной режим, имеет значение 2,5 при превышении доли двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора 50% и значение 2, если доля двигательной нагрузки составляет менее 50%;

$k_{ОДН}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

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

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

$\Delta f_{ДОБ}$ - определяется погрешностью задания номинальных токов для высоковольтной (ВН) и низковольтной (НН) сторон, которая может возникнуть из-за округления при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, внесенными элементами устройства. В данном случае значение принимается равным 0,04;

$I_{СКВ}$ - сквозной ток.

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

Дифференциальный ток определяется следующим образом:

$$I_{ДИФ} = k_{ОТС} I_{НБ.РАСЧ}, \quad (75)$$

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:

$$k_{СН.Т} = \frac{I_{ТОРМ}}{I_{СКВ}} = 1 - 0,5(k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}), \quad (76)$$

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

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_{ТОРМ} = 100 \frac{I_{ДИФ}}{I_{ТОРМ}} = 100 k_{ОТС} (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) / k_{СН.Т}, \quad (77)$$

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

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

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \cdot \frac{100}{k_{ТОРМ}}, \quad (78)$$

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

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

$$I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,15, \quad (79)$$

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2,0 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}, \quad (80)$$

Для обнаружения неисправностей в токовых цепях дифференциальной защиты используется сигнализация о небалансе в плечах. Для этого уставка по току устанавливается на уровне, ниже минимальной уставки чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{\partial 1} / I_{НОМ}$), а уставка по времени составляет несколько секунд. Такое сочетание параметров позволяет выявить возможные неисправности в работе токовых цепей дифференциальной защиты.

Принимаем следующие значения уставок:

$$I_{01}/I_{НОМ} = 0,1;$$

$T=10$ с.

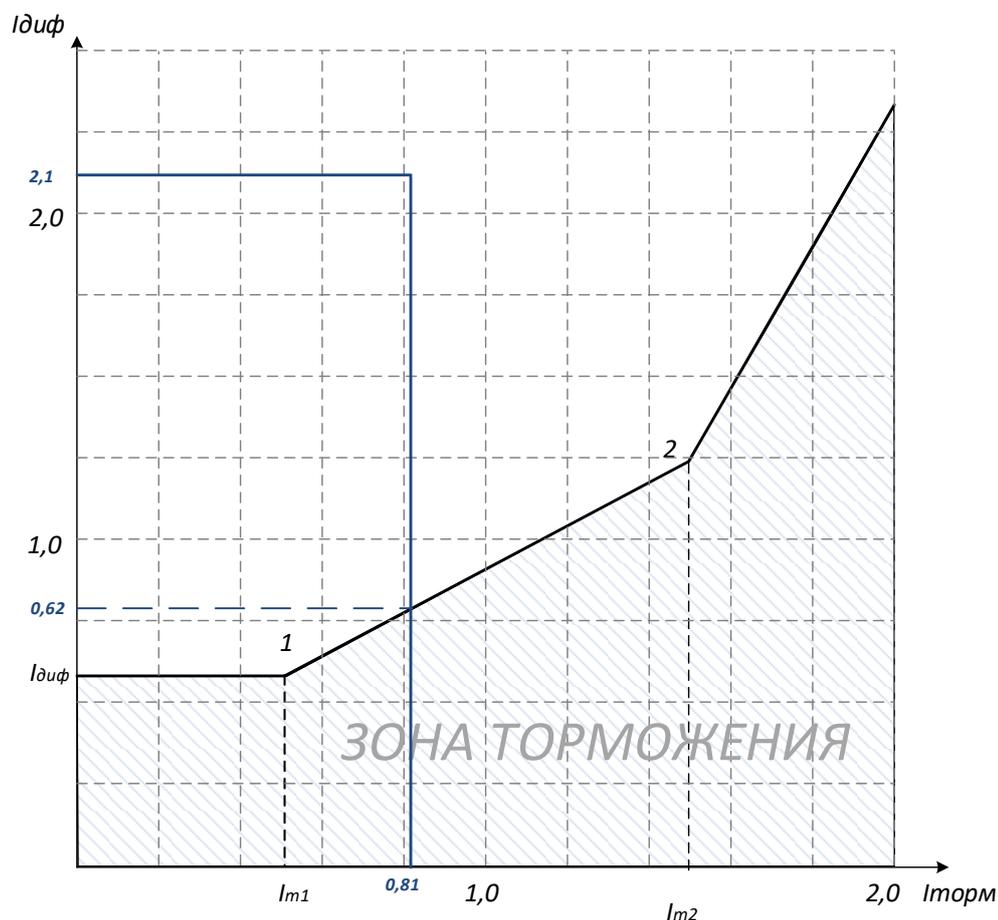


Рисунок 13 – Характеристика срабатывания ДЗТ на базе терминала Сириус-Т

6.2 Максимальная токовая защита трансформатора

Максимальная токовая защита не является первичной защитой для трансформатора, но она обеспечивает полную защиту трансформатора, включая предотвращение воздействия внешних коротких замыканий на него.

Ток срабатывания защиты определим по формуле:

$$I_{сзттз} = \frac{K_{над} \cdot K_{вз}}{K_{\sigma}} \cdot I_{рмах}, \quad (80)$$

где K_{σ} - коэффициент самозапуска, равен 2;

$K_{над}$ - коэффициент надежности, равен 1.1;

$K_{вз}$ - коэффициент возврата, равен 0.8.

$$I_{сзттз} = \frac{1,1 \cdot 0,8}{2} \cdot 50,2 = 22,1 \text{ А},$$

Ток срабатывания реле определим по формуле:

$$I_{сзрттз} = \frac{K_{сх} \cdot I_{сзттз}}{K_{тт110}}, \quad (81)$$

где $K_{сх}$ - коэффициент схемы при соединении обмоток треугольником равен $\sqrt{3}$.

$$I_{сзрттз} = \frac{\sqrt{3} \cdot 22,1}{20} = 1,91 \text{ А},$$

Коэффициент чувствительности определим по формуле:

$$K_{\sigma} = \frac{I_{кзвн}^{(1)}}{I_{сзттз}}, \quad (82)$$

где $I_{кзвн}^{(1)}$ - ток однофазного кз, равен А.

$$K_{\text{ч}} = \frac{4000}{22,1} = 180 \geq 1,2,$$

Значение чувствительности подходит.

Выдержку времени МТЗ нужно срабатывать защиты отходящей линии, и это время равно 1.5с.

$$t_{\text{сзммтз}} = 1.5 + 0.5 = 2 \text{ с},$$

Расчеты для стороны 10 кВ производим аналогично и сведем результаты в таблицу 24.

$$I_{\text{сзммтз}} = \frac{1,1 \cdot 0,8}{2} \cdot 549,8 = 241,9 \text{ А},$$

$$I_{\text{сзрммтз}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 241,9}{200} = 2,1 \text{ А},$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4000}{241,9} = 16,5 \geq 1,2,$$

Таблица 24 – Расчет реле МТЗ

Сторона	$I_{\text{рмах}}$	$I_{\text{сммтз}}$	$I_{\text{смрмтз}}$	$K_{\text{ч}}$
ВН	50,2	22,1	1,91	180
НН	549,8	241,9	2,1	16,5

6.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки работает по принципу МТЗ, не является основной защитой трансформатора и работает на сигнал при наличии дежурного

персонала, а при его отсутствии работает на разгрузку или отключение трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определим по формуле:

$$I_{сзпер} = \frac{K_{отс} \cdot I_{раб.макс}}{K_{в}}, \quad (83)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отсрочки, равный 1.05.

$K_{в}$ - коэффициент возврата принятого типа реле

$$I_{сзпер110} = \frac{1,05 \cdot 50,2}{0,8} = 1,88 \text{ А},$$

$$I_{сзпер10} = \frac{1,05 \cdot 549,8}{0,8} = 721,6 \text{ А},$$

Вторичные токи срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{2сзпер} = \frac{I_{сзпер}}{K_{тт}}, \quad (84)$$

$$I_{2сзпер110} = \frac{1,88}{20} = 0,1 \text{ А},$$

$$I_{2сзпер10} = \frac{721,6}{200} = 3,6 \text{ А},$$

6.4 Газовая защита

Газовая защита трансформаторов представляет собой уникальную систему мониторинга, способную обнаруживать малейшие признаки внутренних

повреждений в маслонаполненном оборудовании. Эта технология основана на анализе процессов газообразования, возникающих при термическом разложении трансформаторного масла и изоляционных материалов. В соответствии с действующими нормативами, обязательной установке подлежат трансформаторы мощностью от 6300 кВА и выше, а также агрегаты мощностью 1000-4000 кВА, не оснащенные другими быстродействующими защитами. Для остальных случаев применение газовой защиты остается на усмотрение проектировщиков.

Принцип работы системы базируется на постоянном контроле химического состава и интенсивности газовыделения внутри трансформаторного бака. Даже незначительные повреждения, такие как начальная стадия межвиткового замыкания или локальный перегрев активной стали, вызывают характерное изменение этих параметров. Защита срабатывает по двухступенчатому алгоритму: первая ступень активирует сигнализацию при медленном газообразовании, вторая - инициирует аварийное отключение при резком увеличении объема выделяемых газов, что характерно для серьезных повреждений. Дополнительно система контролирует уровень масла, предотвращая эксплуатацию трансформатора в аварийных режимах.

Ключевым преимуществом газовой защиты является ее способность обнаруживать дефекты, не выявляемые традиционными электрическими методами контроля. Она эффективно диагностирует межвитковые замыкания, повреждения магнитопровода, неисправности устройств РПН и другие опасные состояния, сопровождающиеся повышением температуры внутренних элементов. Однако система имеет определенные ограничения - она не реагирует на повреждения вне бака трансформатора и может давать ложные срабатывания при завоздушивании системы или внешних воздействиях, таких как сейсмическая активность. Поэтому в современных энергосистемах газовую защиту всегда применяют в комплексе с другими видами защит, создавая многоуровневую систему безопасности. Особое внимание уделяется правильной настройке и регулярному обслуживанию газового реле, что позволяет

максимально использовать преимущества этой технологии при минимизации риска ложных операций.

6.5 Автоматика ввода резерва

В современной энергетике особую значимость приобретает внедрение автоматизированных систем, предназначенных для оперативного возобновления электроснабжения при авариях на основных питающих линиях, способных вызвать сбои в работе электрооборудования. Для устранения подобных ситуаций применяются специализированные аппараты, которые в автоматическом режиме переключают нагрузку на резервные источники, однако их использование требует тщательного анализа, поскольку некорректная работа может негативно сказаться на технологических циклах.

Целесообразно применять автоматические вводы резерва (АВР) в тех случаях, когда их эксплуатация способствует оптимизации релейной защиты, уменьшению токов КЗ и сокращению затрат на оборудование за счет перехода от кольцевых схем к радиально-секционированным и другим прогрессивным решениям. Благодаря этому АВР выполняет не только свою основную задачу – восстановление питания и активацию резервных мощностей, но и ряд вспомогательных функций.

АВР могут монтироваться на разных узлах электроустановок: трансформаторах, кабельных линиях, коммутационных аппаратах и силовых агрегатах. Их ключевое требование – обеспечение автоматического переключения на резервный ввод при пропадании напряжения на питающих шинах независимо от причины, в том числе при КЗ на этих шинах.

При срабатывании защиты и отключении рабочего источника АВР должен немедленно, без искусственной задержки, включить резервный ввод. При этом критически важно гарантировать однократность срабатывания во избежание повторных переключений.

Схема АВР, представлена на рисунке 14.

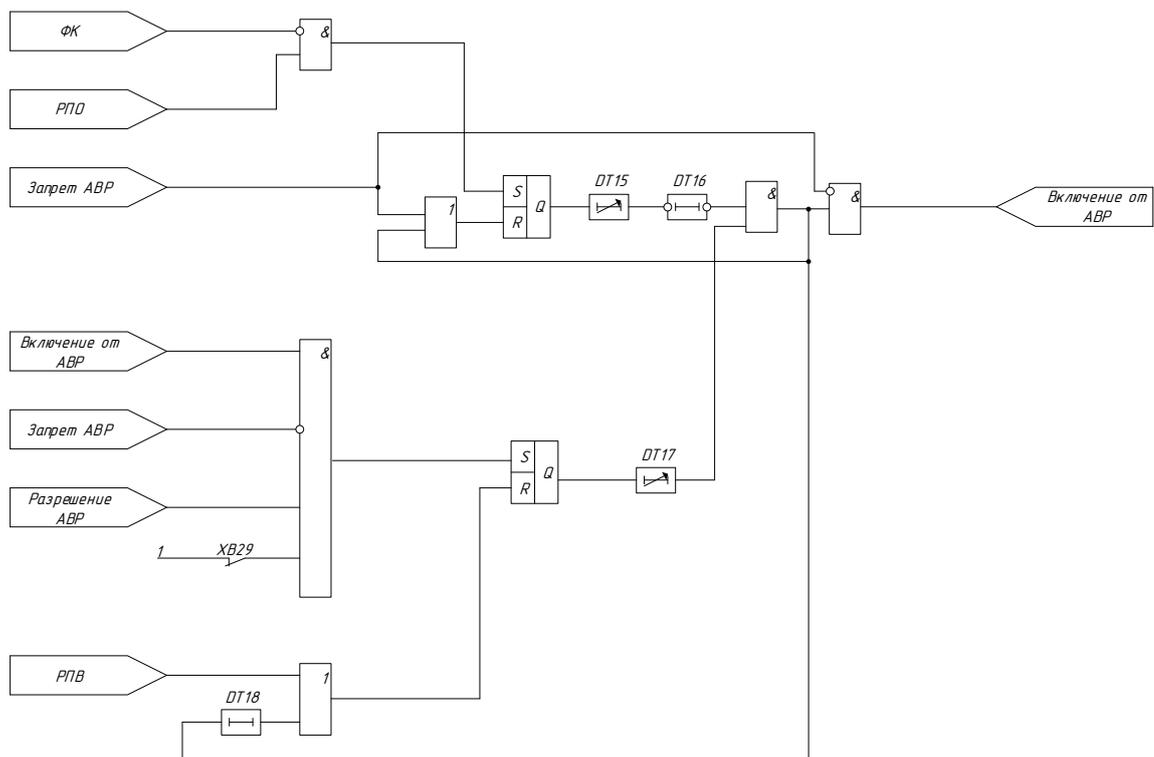


Рисунок 14 – Схема сетевого АВР

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ

7.1 Выбор и проверка заземления подстанции

Заземляющие устройства представляют собой обязательный элемент любой электроустановки, обеспечивающий безопасность при эксплуатации электрооборудования. Их основная функция заключается в защите не только самой установки, но и прилегающей территории, а также в отведении в грунт импульсных разрядов, возникающих при работе молниезащиты и разрядников. Помимо этого, они формируют контур заземления, необходимый для корректного срабатывания защитных систем в случае замыкания на землю.

Конструкция заземляющих устройств зависит от особенностей расположения электрооборудования и может включать в себя различные элементы. Чаще всего они выполняются в виде сетки с прямоугольными ячейками, к которой подсоединяются вертикальные заземлители молниеотводов. Для снижения общего сопротивления заземления по периметру сетки могут устанавливаться дополнительные вертикальные электроды, что повышает эффективность работы всей системы [15].

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры проектируемой ПС:

$$A=95 \text{ м,}$$

$$B= 40 \text{ м,}$$

Площадь, которая используется под заземлитель ПС (РУ) размером, a х b .

$$S = (a + 2 \cdot 1,5) \cdot (b + 2 \cdot 1,5), \quad (85)$$

$$S = (95 + 2 \cdot 1,5) \cdot (40 + 2 \cdot 1,5) = 4214 \text{ м}^2,$$

В качестве горизонтального заземлителя выбираем сталь диаметром 11 мм (сечение $F = 95 \text{ мм}^2$). Т.к. ПС 110 кВ, то необходима проверка на термическую и коррозионную стойкость:

$$F_{\text{тер.см}} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (86)$$

где I_M - ток молнии, А. Принимаем равным 60 кА;

t - время отключения (время срабатывания р.з. и отключения выключателя), с. Принимаем равным 0,045 с;

β - коэффициент, зависящий от вида проводника (для стали $\beta = 21$), определяется по ПУЭ.

$$F_{\text{тер.см}} = \sqrt{\frac{60 \cdot 10^3 \cdot 0,045}{400 \cdot 21}} = 56,7 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot S_{\text{сп}} \cdot (D_{\text{пр}} + S_{\text{сп}}), \quad (87)$$

$$S_{\text{сп}} = a_k \ln^3 T + b_k \ln^2 T + c_k \ln T + \alpha_k, \quad (88)$$

где a_k, b_k, c_k, α_k - коэффициенты, зависящие от состава грунта, принимаем 0,0026; 0,00915; 0,014 и 0,0224 соответственно;

T - время использования заземлителя, мес. Расчётный срок службы принимается равным 20 годам, т.е. $T = 12 \cdot 20 = 240$ мес.

$$S_{\text{сп}} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,014 \ln 240 + 0,0224 = 0,782,$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (11 + 0,782) = 28,941 \text{ мм}^2,$$

Выбранный горизонтальный заземлитель должен удовлетворять следующему условию:

$$F \geq F_{кор} + F_{тер.ст}, \quad (89)$$

$$95 \geq 85,641,$$

Условие выполняется.

В качестве вертикального электрода выбирается стержень диаметром 11 мм².

Общая длина горизонтальных полос:

$$L_2 = (a + 3) \cdot \frac{b + 3}{k} + (b + 3) \cdot \frac{a + 3}{k}, \quad (90)$$

где k – расстояние между полосами. Принимаем равным 7 м.

$$L_2 = (95 + 3) \cdot \frac{40 + 3}{7} + (40 + 3) \cdot \frac{95 + 3}{7} = 1204 \text{ м},$$

Уточняется длина горизонтальных полос:

$$L_{2,y} = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (91)$$

где m – число ячеек и определяется по формуле:

$$m = \frac{L_z}{2 \cdot \sqrt{S}},$$

(92)

$$m = \frac{1204}{2 \cdot \sqrt{4214}} \approx 9,$$

$$L_{z,y} = 2 \cdot \sqrt{4214} \cdot (9 + 1) = 1298 \text{ м},$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{c},$$

(93)

где c - расстояние между вертикальными электродами, м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{4214}}{7} \approx 37,$$

Определяется стационарное сопротивление заземлителя в виде сетки:

$$R = \rho_3 \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{z,y} + n \cdot l_6} \right),$$

(94)

где ρ_3 - эквивалентное сопротивление грунта, определяется по двухслойной модели (РУ), Ом·м.

A - вспомогательный коэффициент, принимаем равным 0,441.

$$\rho_3 = K_c \cdot \rho_{изм};$$

(95)

$$\rho_3 = 50 \cdot 1,2 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$R = 60 \cdot \left(\frac{0,441}{\sqrt{4214}} + \frac{1}{1298 + 37 \cdot 6} \right) = 0,38 \text{ Ом},$$

Определяется импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_3 + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (96)$$

где I_m - амплитуда тока молнии, характерного для рассматриваемого региона, кА. Для не равнинной местности равен 60 кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4214}}{(195 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,249,$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя сетки:

$$R_u = \alpha_u \cdot R, \quad (97)$$

$$R_u = 1,249 \cdot 0,385 = 0,48 \text{ Ом},$$

$$0,48 \leq 0,5 \text{ Ом},$$

Сопротивление заземлителя не превышает нормативного значения, значит заземление выбрано верно.

7.2 Расчет и проверка молниезащиты

С целью эффективной защиты подстанции от прямого воздействия молнии применяется система из нескольких молниеотводов высотой 30 метров.

Данные устройства предназначены для безопасного отвода разрядов от критически важных объектов к земле, минимизируя возможные повреждения. Наибольшая постройка на территории подстанции – здание ЗРУ-110, имеющее высоту 11 метров. Именно этот параметр будет использоваться в качестве базового при определении защитных зон.

Количество молниеотводов составляет 4 шт. Высота молниеотвод составляет 19 м.

Рассчитаем эффективную высоту стержневого молниеотвода:

$$h_{эф} = 0.85 \cdot h, \quad (98)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,15 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (99)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне здания ЗРУ:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right), \quad (100)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, для здания ЗРУ 11 м.

$$r_x = 20,18 \cdot \left(1 - \frac{11}{20,18} \right) = 9,18 \text{ м},$$

Расстояние между молниеотводами $h \leq L_{m-m} \leq 2h$. Определим минимальную высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2:

$$h_c = h - \frac{L}{7}, \quad (101)$$

$$h_c = 19 - \frac{38}{7} = 13,57 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (102)$$

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{13,57 - 11}{13,57} = 3,82 \text{ м},$$

Рассмотри расчёт молниезащиты от двух молниеотводов 1-3.

найдем наименьшую высоту внутренней зоны молниеотводов по формуле:

$$h_c = 19 - \frac{25}{7} = 15,42 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{15,42 - 11}{15,42} = 5,8 \text{ м},$$

Аналогично проводится расчёт молниезащиты относительно остальных систем молниеотводов, результаты расчёта приведены в таблице 25.

Эффективная высота стержневого молниеотвода определяется по формуле (100):

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,15 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле (93):

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне здания ЗРУ по формуле (94):

$$r_x = 20,18 \cdot \left(1 - \frac{11}{20,18}\right) = 9,18 \text{ м},$$

Расстояние между молниеотводами $h \leq L_{m-m} \leq 2h$. Определим минимальную высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2 используя формулу (95):

$$h_c = 19 - \frac{38}{7} = 13,57 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле (96):

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{13,57 - 11}{13,57} = 3,82 \text{ м},$$

Рассмотри расчёт молниезащиты от двух молниеотводов 2-4.

найдем наименьшую высоту внутренней зоны молниеотводов по формуле (100):

$$h_c = 19 - \frac{25}{7} = 15,42 \text{ м,}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле (96):

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{15,42 - 11}{15,42} = 5,8 \text{ м,}$$

Таблица 25 – Параметры зон молниезащиты.

Молниеот воды	L(м)	h(м)	h _{эф} (м)	h _с (м)	r ₀ (м)	r _x (м)	r _{сх} (м)
1-2	38	19	16.5	13.57	20.18	9,18	3.82
1-3	25	19	16.5	15,42	20.18	9,18	5,8
3-4	38	9	16.5	13.57	20.18	9.18	3.82
2-4	35	19	16.5	15,42	20.18	9.18	5,8

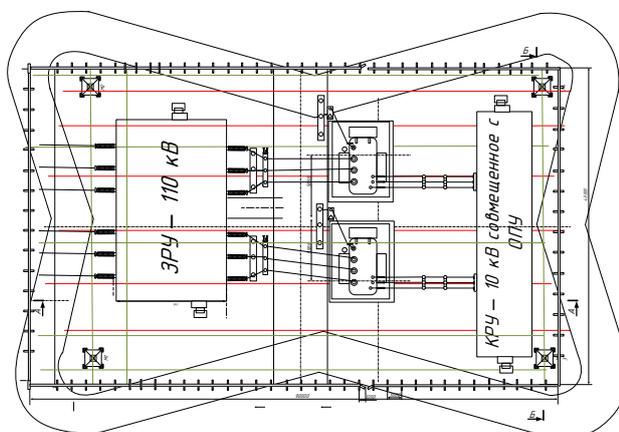


Рисунок 15 – Расстановка молниеотводов на ПС Сахарная

8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

8.1 Капиталовложения в подстанцию

Капитальные вложения включают весь комплекс материальных, трудовых и финансовых ресурсов, направляемых на создание, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение производственных объектов. В случае нового строительства речь идет о возведении зданий и сооружений на новых площадках, ранее не задействованных в производственном процессе. Выполнение строительно-монтажных работ может осуществляться двумя основными путями: с привлечением специализированных подрядных организаций либо силами временных строительных подразделений самого предприятия. В первом случае сторонние подрядчики берут на себя полный цикл строительства энергетических объектов, во втором - предприятие самостоятельно организует процесс строительства через созданные временные структуры. Финансирование капитальных вложений происходит из трех основных источников: собственных средств предприятия, заемных ресурсов и привлеченных инвестиций. При выполнении технико-экономических расчетов применяются укрупненные стоимостные показатели, которые позволяют оперативно оценить стоимость строительства энергетического объекта, но при этом не учитывают налоговые отчисления и реальную стоимость оборудования, составляющую значительную часть общих затрат. В состав капитальных вложений на строительство подстанций входит стоимость основного оборудования (трансформаторов, выключателей), а также расходы на монтаж и наладку систем противоаварийной автоматики [27].

- капиталовложения на сооружение подстанций, $K_{ПС}$;

$$K = K_{ПС}, \quad (103)$$

Строительство подстанций, это включает в себя средства, направленные на приобретение трансформаторов, установку распределительных устройств, а также стабильные расходы, связанные с покупкой земли, прокладкой коммуникаций и благоустройством территории [16].

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{РУ} + K_{ПОСТ} + K_{ОТ.З}) \cdot K_{П} \cdot K_{ИНФ}, \quad (104)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора;

$K_{ОТ.З}$ – стоимость отвода земли для строительства ПС;

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

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат. В данном случае $K_{ПОСТ}=11000$ тыс.руб.;

$K_{П}$ – районный коэффициент для Дальнего востока, равен 1.3.

$$K_{ОТ.З} = S_{ОТ.З} \cdot U_{ОТ.З}, \quad (105)$$

где $S_{ОТ.З}$ - площадь, отводимой под строительство, земли. В данном случае $S_{ОТ.З}=12$ тыс.м².

$$K_{ОТ.З} = 12000 \cdot 7 = 84000 \text{ тыс.руб.}$$

Цена на трансформаторы была взята с электронного ресурса, цена была актуальна на время обращения 12.05.2024 [16].

Таблица 26 – Затраты на капиталовложение.

Вид затрат	Тип	Количество	Стоимость (тыс.руб)
Трансформатор	ТДН 16000/110/10	2	12000
Постоянная часть затрат		1	11000

Капиталовложение в ЗРУ мы найдем из расчетов. При расчете принимаем стоимость одной ячейки масляного выключателя высшего и низкого напряжения. Количество ячеек высшего напряжения равно 3, а количество ячеек низшего 11. Стоимость принимается равно согласно средним показателям за 2023 год [14].

$$K_{PY} = (n_{110} \cdot K_{110} + n_{10} \cdot K_{10}), \quad (106)$$

где n_{110} , n_{10} - количество ячеек выключателей на сторонах;

K_{110} , K_{10} - стоимость одной ячейки выключателя на стороне;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции равный 3.84.

$$K_{PY} = (2 \cdot 963 + 9 \cdot 140) = 3186 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{TP} = 2 \cdot 16000 = 32000 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{ПС} = (24000 + 3186 + 11000 + 84000) \cdot 1,3 \cdot 9,5 = 1508997 \text{ тыс.руб.}$$

8.2 Расчёт амортизационных и эксплуатационных издержек

Определим издержки:

$$I = I_{\Delta W} + I_{AM} + I_{ЭиР}, \quad (107)$$

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 (108).

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (108)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

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

Расчет издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{AM} = \frac{1508997}{20} = 75449,8 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{ЭиР} = d_{ноПС} \cdot K_{ПС}, \quad (109)$$

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

$$I_{ЭиР} = 0,059 \cdot 1508997 = 89030,8 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$I_{\Delta W} = W_{но} \cdot T_{ном}, \quad (110)$$

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

$$I_{\Delta W} = 541,07 \cdot 2 = 1082,14 \text{ тыс.руб.}$$

$$dW_{mp} = \left(\Delta P_c + \Delta P_{M.ном} \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \right) \cdot T_{\text{max}}, \quad (111)$$

где ΔP_c – потери активной мощности. Принимаем равным 25 Вт

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

Принимаем равным 120 Вт

При двух параллельно выключенных трансформаторах:

$$dW_{mp} = \left(2 \cdot \Delta P_c + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{M.ном} \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \right) \cdot T_{\text{max}}, \quad (112)$$

$$dW_{mp} = \left(2 \cdot 0,025 + \frac{1}{2} \cdot 0,12 \left(\frac{20,458}{10} \right)^2 \right) \cdot 6000 = 1806 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$W_{\text{ПО}} = dW_{mp} = 1806 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

Зная все значения издержек, определим их сумму:

$$I = 1806 + 80389 + 94860 = 177055 \text{ тыс.руб.}$$

Определение среднегодовых эксплуатационных затрат.

Затраты определяются по формуле:

$$З = K \cdot 0,1 + И, \quad (113)$$

$$З = 1508997 \cdot 0,1 + 177055 = 327954,7 \text{ тыс.руб.}$$

8.3 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.

$$O = W_{ПО} \cdot T_{ПЕР}, \quad (114)$$

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

$$O = 1806 \cdot 1900 = 1431400 \text{ тыс.руб.}$$

Определим срок окупаемости инвестиций в данный проект:

$$T_{OK} = \frac{K}{O}, \quad (115)$$

$$T_{OK} = \frac{3908997}{1431400} = 4,05 \text{ лет}$$

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Безопасность

Электрическая подстанция представляет собой сложный технологический комплекс, предназначенный для приема, преобразования и дальнейшего распределения электроэнергии. В состав подстанции входят силовые трансформаторы, коммутационные аппараты, распределительные устройства и вспомогательные системы управления [21]. При проектировании подстанций напряжением 110 кВ особое внимание уделяется обеспечению безопасности эксплуатации. Все элементы - изоляторы, ограждения, токоведущие части и несущие конструкции - должны располагаться с соблюдением нормативных расстояний, исключающих возможность возникновения опасных ситуаций. В процессе нормальной работы подстанции должны быть полностью исключены такие негативные явления, как перегрев оборудования, возникновение электрической дуги, искрение или газовыделение, которые могут привести к повреждениям оборудования или создать угрозу для персонала.

В аварийных ситуациях, связанных с короткими замыканиями, предусматривается четкий алгоритм действий: первоначальное отключение всех выключателей, создание видимого разрыва цепи с помощью разъединителей, обязательное заземление поврежденного участка и только затем устранение неисправности. Для проведения ремонтных работ на отключенных участках цепи необходимо обеспечить видимый разрыв с обеих сторон, надежное заземление токоведущих частей и полную безопасность работников, исключая воздействие соседних находящихся под напряжением цепей. Система безопасности подстанции включает комплекс организационных и технических мер: соблюдение безопасных расстояний до токоведущих частей, применение блокировочных устройств, использование предупредительных плакатов и знаков, ограничение уровня электромагнитных полей, а также обязательное применение средств индивидуальной защиты [15].

Особые требования предъявляются к температурному режиму оборудования - в обязательном порядке предусматривается подогрев приводов масляных и воздушных выключателей, блокировочных клапанов и шкафов с аппаратурой. При размещении подстанций в районах с агрессивной окружающей средой применяются дополнительные защитные меры: усиленная изоляция, специальные покрытия для шин, учет преобладающих направлений ветра. Все строительные конструкции вблизи токоведущих частей должны исключать нагрев выше 50°C для доступных и 70°C для недоступных элементов [15]. Конструктивно подстанции оборудуются разъединителями с видимым разрывом, устанавливаемыми с обеих сторон каждой цепи, что обеспечивает возможность полного отключения любого аппарата от сборных шин. Организация работ на подстанциях высокого напряжения требует строгого соблюдения правил безопасности с обязательным оформлением наряд-допусков, четким распределением ответственности между персоналом и поэтапным контролем всех производственных процессов [17].

Подстанции в обязательном порядке оснащаются аварийным освещением, системами пожаротушения, подробными однолинейными схемами и защитными блокировками, предотвращающими ошибочные действия персонала. Комплексное выполнение всех перечисленных требований и мер безопасности позволяет обеспечить надежную и безаварийную эксплуатацию энергетических объектов, минимизировать риски травматизма и сохранить здоровье персонала.

9.2 Экологичность

Эксплуатация электроустановок требует строгого соблюдения природоохранных норм, включая контроль уровней шума, вибрации, электромагнитного излучения и обеспечения электромагнитной совместимости. Особое внимание уделяется организации систем сбора и утилизации производственных отходов - химических веществ, отработанных масел, строительного мусора и технологических стоков. Действующие нормативы категорически запрещают сброс этих отходов в природные водоемы, ливневые стоки, овраги или на необорудованные территории [13].

На подстанциях существует серьезный риск загрязнения окружающей среды из-за возможных утечек трансформаторного масла при повреждении корпусов силовых трансформаторов. Для предотвращения экологических последствий таких аварий предусматривается комплекс защитных мер: установка маслосборников, маслоприемников и маслоотводоов, которые позволяют оперативно локализовать и собрать разлитое масло. Эти системы особенно важны для трансформаторов, содержащих более одной тонны масла, так как помогают минимизировать последствия возможных возгораний [13]. В данном исследовании рассматриваются вопросы экологической безопасности при эксплуатации маслonaполненных силовых трансформаторов. В качестве примера для анализа выбран трансформатор марки ТДН-16000/110, основные технические характеристики которого приведены в таблице 27 [29]. Особый акцент делается на оценке экологических рисков, связанных с большими объемами трансформаторного масла в подобном оборудовании, и мерах по предотвращению возможного загрязнения окружающей среды.

Таблица 27 - Параметры трансформатора ТДН – 16000/110 – У1

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	Н	L	В
ТДН-16000/110	16	32	8,15	4820	5000	3600

Трансформаторы ТДН-16000/110-У-1 требуют специальных маслоприемных устройств, способных вмещать от 5 до 50 тонн масла. Конструктивные особенности таких устройств включают обязательный выступ за габариты оборудования минимум на 1,5 метра, который может быть уменьшен до 0,5 метра вблизи стен или перегородок, расположенных на расстоянии от 2 метров от трансформатора. Важным требованием является обеспечение емкости для полного объема масла, содержащегося в трансформаторе. На практике применяются маслоприемники с металлической решеткой, покрытой 25-

сантиметровым слоем гравия. Конструктивно эти устройства могут быть как заглубленными, так и наземными, причем заглубленный вариант не требует дополнительных ограждений при соблюдении необходимого объема [15].

Существует два основных варианта исполнения маслоприемников:

1. С металлической решеткой и гравийной засыпкой толщиной 0,25 м;
2. Без решетки, но с обязательным гравийным слоем той же толщины на дне.

Для незаглубленных конструкций предусматриваются бортовые ограждения высотой до 0,5 м над уровнем земли. Гравийный слой требует регулярного обслуживания - ежегодной промывки или полной замены при наличии отложений или растительности. Конструкция дна должна иметь уклон не менее 0,005 в сторону приемки и покрываться гранитным гравием/щебнем фракцией 30-70 мм слоем от 25 см.

Особое внимание уделяется системе маслоотведения, где диаметр трубопроводов рассчитывается для обеспечения отвода 50% масла и всего объема пожарной воды в течение 15 минут. На рассматриваемых подстанциях установлены трансформаторы мощностью 16 МВА (110 кВ) общей массой 45 тонн, содержащие 11,5 тонн масла, объем которого определяется по специальной методике [5].

$$V_{mm} = \frac{m}{\rho_m}, \quad (116)$$

$$V_{mm} = \frac{8,15}{0,885} = 9,2 \text{ м}^3,$$

где ρ_m -плотность трансформаторного масла, марка масла Т-1500-
 $\rho_m = 885 \text{ кг / м}^3$ [15].

Зная размеры трансформатора, рассчитаем площадь и габариты маслоприёмника.

Отсюда габариты маслоприёмника будут равны:

$$L' = L + 2 \cdot \Delta, \quad (117)$$

$$L' = 5 + (2 \cdot 1,5) = 8 \text{ м},$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta, \quad (118)$$

$$B' = 3,6 + (2 \cdot 1,5) = 6,6 \text{ м},$$

Где $\Delta = 1,5 \text{ м}$ – это величина выступа за пределы габаритов отдельного электрооборудования, которая изменяется в зависимости от количества трансформаторного масла, находящегося внутри оборудования. Этот параметр определен для массы трансформаторного масла в интервале от 5 до 50 тонн [15].

Площадь поверхности маслоприёмника:

$$S_{mn} = L' + B', \quad (119)$$

$$S_{mn} = 8 \cdot 6,6 = 14,6 \text{ м}^2,$$

Зная площадь поверхности маслоприёмника, определим глубину маслоприёмника.

Высота маслоприёмника определяется по формуле:

$$h_{mn} = h_r + h_g + h_{mm} + h_{H_2O}, \quad (120)$$

где $h_r = 0,25 \text{ м}$ – высота засыпки щебнем или гравием,

$h_B = 0,05$ м – высота воздушного промежутка между решёткой и маслом,
 h_{TM} и h_{H_2O} - высота 100% объёма масла и 80% объёма воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площадей маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2$ л/с·м² в течении 30 минут [15].

$$h_{mm} = \frac{V_{mm}}{S_{mm}}, \quad (121)$$

$$h_{mm} = \frac{9,2}{14,6} = 0,63 \text{ м},$$

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{mm}}, \quad (122)$$

Объём воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{mm} \cdot S_{bnt}), \quad (123)$$

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

S_{bnt} – площадь боковой поверхности трансформатора, определяется как:

$$S_{bnt} = 2 \cdot H \cdot (L \cdot B), \quad (124)$$

$$S_{bnt} = 2 \cdot 4,82 \cdot (5 \cdot 3,6) = 173,52 \text{ м}^2,$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (14,6 \cdot 173,52) = 72,9 \text{ м}^3,$$

$$h_{H_2O} = \frac{72,9}{14,6} = 5 \text{ м},$$

Суммарно высота маслоприёмника составит:

$$h_{\text{мн}} = 0,25 + 0,05 + 0,23 + 0,76 = 1,3 \text{ м},$$

Схематичное изображение маслоприёмника представлена на рисунке 16.

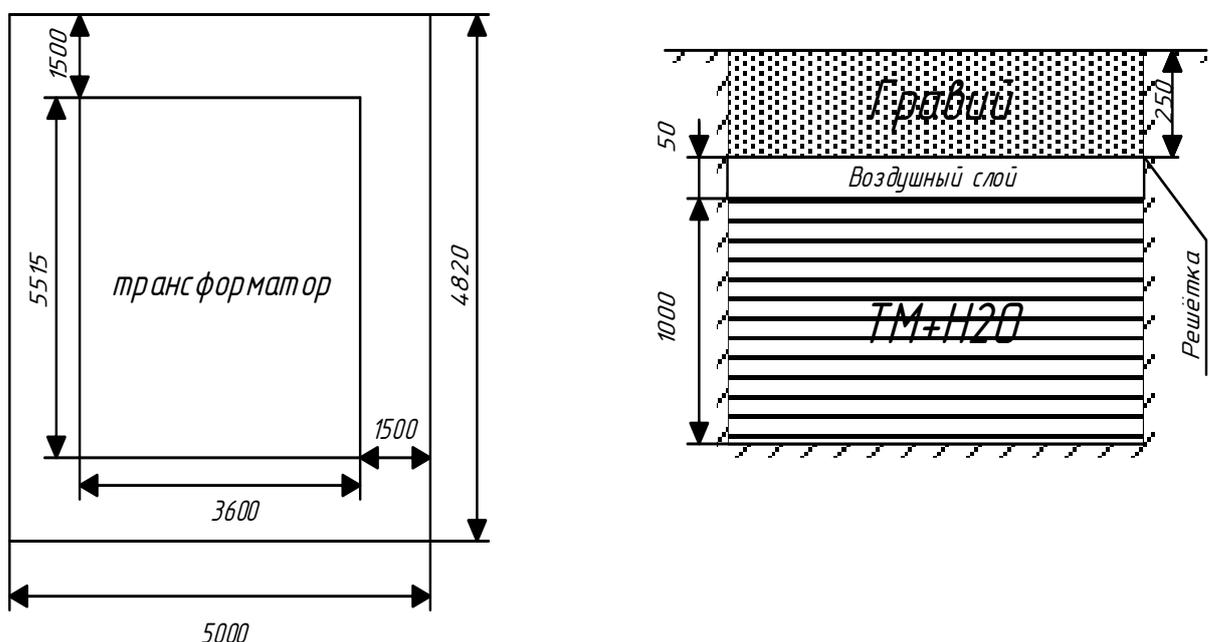


Рисунок 16 – Схема маслоприёмника.

При работе с трансформаторным маслом необходимо строго соблюдать меры безопасности. Все шланги должны оснащаться наконечниками из материалов, исключающих искрообразование при ударе или трении. Слив масла разрешается проводить только через герметичные системы, при этом категорически запрещено использовать открытые сливные устройства или выполнять работы во время грозы. Для открытия сливных кранов и соединений следует применять специальный искробезопасный инструмент. Во избежание разбрызгивания масла обязательно использование защитных лотков или кожухов. При обнаружении свежих масляных пятен на гравийной засыпке или

элементах маслоприемника необходимо немедленно выявить и устранить источник утечки, соблюдая все меры предосторожности. Стационарные маслоочистительные установки должны быть оборудованы исправной дренажной системой, при этом баки для грязного масла оснащаются защищенными мерными стеклами.

Под фильтр-прессами устанавливаются специальные поддоны для сбора возможных протечек с последующим отводом масла в предназначенные емкости. Слив масла при ремонтных работах выполняется с помощью переносных шлангов, подключенных к централизованной системе маслопроводов, с обязательным использованием специализированных емкостей для сбора. После завершения всех операций необходимо тщательно убрать все следы пролитого масла и проверить чистоту рабочей зоны. Особое внимание уделяется герметичности соединений и недопущению разливов, все работы должны проводиться с применением оборудования, исключающего возможность искрообразования.

9.3 Чрезвычайная ситуация

Чрезвычайные ситуации на электрических подстанциях представляют собой сложные события, возникающие вследствие различных факторов техногенного и природного характера. К числу потенциальных угроз относятся производственные аварии, стихийные бедствия и умышленные акты вмешательства в работу энергообъектов.

Техногенные аварии на подстанциях проявляются как внезапные нарушения технологического процесса, приводящие к выходу из строя оборудования, разрушению инфраструктуры и создающие угрозу жизни персонала. Характерными примерами таких инцидентов служат разрушения изоляторов, обрушения опор ЛЭП или возгорания электрооборудования, провоцирующие короткие замыкания. Природные катастрофы включают последствия грозовых разрядов, повреждения линий электропередач от ураганного ветра или налипания льда на проводах.

Особую опасность представляют пожары на энергообъектах, основными причинами которых становятся:

- Аварийные режимы работы электрооборудования
- Превышение допустимых нагрузок
- Нарушения правил технической эксплуатации
- Механические повреждения элементов подстанции

Кроме того, важно помнить о правилах хранения и использования огнетушителей. Они должны быть доступны на каждом этаже ПС, в хорошем состоянии, срок службы не должен истекать, а персонал должен знать, как правильно использовать огнетушитель.

Правила и порядок устранения пожара на энергетическом объекте[24]:

1) Если кто-либо замечает пожар на энергообъекте, он обязан немедленно сообщить о происшествии в пожарную охрану и старшего по смене. Также первый обнаруживший должен попытаться потушить огонь с помощью имеющихся у него средств.

2) Старший по смене или дежурный персонал должны определить точное место возгорания, потенциальные пути распространения огня, а также угрозы для электрооборудования и участки электрической сети, которые находятся в опасной зоне.

3) После обнаружения очага пожара старший по смене или дежурный персонал должны проверить работу автоматической (стационарной) системы пожаротушения. Они должны создать безопасные условия для персонала и пожарных подразделений, чтобы ликвидировать пожар. Для этого может потребоваться отключение оборудования, снятие напряжения или слив масла. Кроме того, необходимо назначить человека, знакомого с расположением подъездных путей и источников воды, чтобы встретить пожарных по их прибытии.

4) До прибытия первой пожарной бригады руководитель энергопредприятия или старший по смене должны управлять процессом

тушения пожара. Однако по прибытии старшего командира пожарной бригады на место происшествия руководство тушением огня переходит на него.

5) Дежурный персонал имеет право отключать электрические соединения, на которых возник пожар, без предварительного разрешения вышестоящего руководителя, ответственного за оперативное руководство. Однако после выполнения отключения необходимо сообщить о произведенных действиях.

6) Пожарные бригады могут приступить к тушению пожара после проведения инструктажа со стороны старшего технического персонала и получения письменного разрешения на тушение огня.

7) Работа пожарных бригад при тушении пожара осуществляется с учетом указаний старшего технического персонала, чтобы соблюдать правила безопасности и предотвратить возможное возгорание соседнего оборудования. Необходимо согласование действий по размещению сил и средств пожаротушения.

8) Персоналу пожарной службы запрещено проникать за ограждения электроустановок, находящихся под напряжением. Во время пожара необходимо усилить охрану территории и предотвратить доступ посторонних лиц на место чрезвычайной ситуации.

Кроме того, необходимо расположить инвентарь для тушения пожаров на хорошо видимом месте, обеспечивая свободный доступ к нему. Кроме того, следует окрасить его масляной краской ярко-красного цвета [19].

Для эффективной борьбы с возгораниями применяются различные типы огнетушащих средств: порошковые, газовые и жидкостные системы, а также специализированные установки автоматического пожаротушения, включая пенные и газовые комплексы [19].

Для превентивного предотвращения пожаров на подстанции с установленными трансформаторами мощностью 25 МВА можно применить автоматическую систему пожаротушения, основанную на распылении воды. Эта система включает в себя насосную станцию с Д320-50 насосами, камеру

переключения задвижек, сухотрубопроводы, трубную обвязку автотрансформаторов с ОПДР-15 оросителями и пожарные резервуары.

Для внутреннего пожаротушения на подстанции установлены пожарные краны с расходом 5 л/с, а для наружного пожаротушения используются передвижные устройства, подключаемые к пожарным гидрантам, с расходом 10 л/с.

Противопожарная защита энергооборудования требует комплексного подхода, особенно при работе с маслонаполненными трансформаторами. Специальные маслоприемные сооружения, представляющие собой гравийные фильтры в защитных ямах, служат эффективным средством локализации возгораний. При аварии трансформаторное масло, просачиваясь через слой гравия, теряет температуру и интенсивность горения, что существенно ограничивает площадь пожара.

Автоматизированные системы пожаротушения интегрированы с различными типами датчиков - от дымовых до газовых анализаторов, что обеспечивает оперативное реагирование на любые признаки возгорания. Управление системой возможно как в автоматическом режиме по сигналу датчиков, так и в ручном - с местного пульта или дистанционно. Для защиты соседнего оборудования применяют современные установки тонкораспыленной воды, создающие водяной туман, который эффективно охлаждает поверхности без риска распространения горящего масла.

Критически важным при тушении электрооборудования является строгое соблюдение последовательности действий: первоочередное обесточивание, обязательное заземление, и только затем применение специальных огнетушащих составов. Особую осторожность следует проявлять при работе с кабельными линиями и распределительными устройствами, где малейшее нарушение правил безопасности может привести к тяжелым последствиям.

Инженерные решения по противопожарной защите дополняются организационными мерами: регулярными проверками оборудования, обучением персонала и поддержанием в рабочем состоянии всех систем безопасности. В

помещениях с повышенной опасностью, таких как аккумуляторные, устанавливается взрывозащищенное оборудование и дублирующие системы вентиляции.

Эффективность противопожарной защиты на энергообъектах достигается только при комплексном подходе, сочетающем современные технические решения, грамотную эксплуатацию и постоянный контроль состояния оборудования. Соблюдение всех нормативных требований позволяет минимизировать риски возникновения чрезвычайных ситуаций и обеспечить надежную работу энергетических объектов. [10,19]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данного дипломного проекта выполнено проектирование подстанции 110 кВ, предназначенной для электроснабжения жилого комплекса "Сахарный". Основной целью работы стало создание проекта электрической подстанции 110/10 кВ, необходимость которой обусловлена подключением новых потребителей в составе жилого комплекса. Реализация проекта обеспечит бесперебойное и качественное энергоснабжение как существующих, так и перспективных энергопотребителей.

В процессе проектирования были последовательно решены следующие технические задачи:

- определены и обоснованы параметры силовых трансформаторов (16 МВА);
- проведены расчеты токов короткого замыкания;
- осуществлен выбор и проверка коммутационного оборудования (выключатели, разъединители);
- подобраны шинные конструкции (гибкие и жесткие шины);
- выбраны ограничители перенапряжений и комплектные распределительные устройства;
- разработана схема релейной защиты;
- выполнены расчеты заземляющего устройства и системы молниезащиты;
- проведен экономический анализ, включающий оценку стоимости строительства и расчет периода окупаемости;
- в разделе по безопасности жизнедеятельности разработаны мероприятия по охране труда персонала и выполнен расчет маслоприемных устройств для силовых трансформаторов.

Реализация проекта обеспечит:

- надежное электроснабжение потребителей;
- минимальные капитальные затраты на строительство;
- соответствие современным требованиям энергоэффективности;

- соблюдение всех норм безопасности при эксплуатации.

Проектные решения учитывают принцип экономической целесообразности, что позволило оптимизировать затраты на строительство без ущерба для надежности и качества электроснабжения. Все технические решения обоснованы соответствующими расчетами и соответствуют действующим нормативным документам.

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 Графическая часть курсовых проектов и выпускных квалификационных работ [Электронный ресурс] : учеб. - метод. пособие. Ч. 2 / АмГУ, Эн.ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 168с.

- 10 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.
- 11 Каталог оборудования среднего напряжения: КРУ СЭЩ 63 [Электронный ресурс] / Schneider Electric. – Электрон. дан. – (Москва), 2023. – Режим доступа: <https://www.se.com/ru/ru/product-range-presentation/61945-seg/#documents> (Дата обращения: 01.06.2025).
- 12 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.
- 13 Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, В.Н. Неклепаев и др.; под 129 ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. – 2-е изд. – М.: издательский центр «академия», 2006. – 416 с
- 14 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.
- 15 Особенности расчета коэффициента нагрузки трансформатора // О трансформаторе URL: <https://otransformatore.ru/vopros-otvet/koeffitsient-nagruzki-transformatora/> (дата обращения: 20.04.2023).
- 16 Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003;
- 17 Прайс Трансформаторы // РУССЕТИ URL: <http://russete.ru/prays-transformatory> (дата обращения: 29.05.2-23).
- 18 Приказ Минтруда РФ от 15.12.2020 N 903Н "Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок"

19 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: РАО «ЕЭС России», 2008, - 131 с.

20 РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.-116 с

21 Релейная защита и автоматика в электрических сетях [Электронный ресурс] / – Электрон. текстовые данные. – М.: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, Альвис, 2012. – 632 с.

22 Силовые трансформаторы ТДН, ТДНС: Технические характеристики и габаритные чертежи [Электронный ресурс] / Группа компаний «ТМГ». – Электрон. дан. – (Москва), 2024. – Режим доступа: <https://tmgroup.ru/production/power-transformers/tmgn/> (Дата обращения: 12.05.2025).

23 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.

24 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

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

26 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

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

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

29 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);

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

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