

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции Ледяная напряжением 220/35/10 кВ в
связи заменой оборудования на напряжении 35 кВ

Исполнитель

студент группы 742 об1

(подпись, дата)

Я.Д. Задорожина

Руководитель

Доцент

(подпись, дата)

А.Г. Ротачева

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

(подпись, дата)

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Задорожину Яну Дмитриевну

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Ледяная напряжением 220/35/10 кВ, в связи заменой оборудования на напряжении 35 кВ

(утверждено приказом от 19.03.21 № 575-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема подстанции, список оборудования, данные токов короткого замыкания

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

1. Характеристика существующего района; 2. Анализ существующей подстанции; Расчет токов короткого замыкания; 4. Выбор электрических аппаратов; 6. РЗА; 8. БЖД

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Общие положения 2. Релейная защита 3. Разрез ОРУ 4. Молниезащита 5. Заземление 6. Однолинейная схема

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

7. Дата выдачи задания 22.03.2021

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

Задание принял к исполнению (дата): 22.03.2021

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 127 с., 28 рисунков, 16 таблиц, 118 формул и 27 источников.

МИНИМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ, МАКСИМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ, КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ, ИЗДЕРЖКИ, АМОРТИЗАЦИОННЫЕ ОТЧИСЛЕНИЯ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ.

Тема выпускной квалификационной работы «Реконструкция подстанции Ледяная напряжением 220/35/6 кВ в связи заменой оборудования на напряжение 35 кВ». Основной задачей выпускной квалификационной работы являлся выбор оборудования распределительных устройств на 35 кВ подстанции «Молочное». Выполнен расчет трансформаторов собственных нужд, произведен выбор и расчет уставок микропроцессорной релейной защиты силового трансформатора «СИРИУС-Т3». Представлен расчет заземления и молниезащиты подстанции «Ледяная». Графическая часть выпускной квалификационной работы состоит чертежей на листах формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	8
1 Характеристика существующего района	10
1.1 Характеристика источников питания Свободненского района	11
2 Анализ существующей подстанции	13
2.1 Подстанция «Ледяная 220/35/6 кВ»	13
2.2 Обоснование изменений в главной схеме подстанции	14
2.3 Оборудование подлежащее замене	16
3 Расчет токов короткого замыкания и рабочих токов	23
4 Выбор электрических аппаратов	32
4.1 Выбор выключателей	32
4.2 Выбор разъединителей	35
4.3 Выбор трансформаторов тока	37
4.4 Выбор трансформаторов напряжения	42
4.5 Выбор трансформаторов собственных нужд	44
4.6 Выбор ОПН	48
5 Заземление и молниезащита	53
5.1 Заземление на подстанции	53
5.2 Защита от прямых ударов молнии	57
6 Релейная защита, автоматика и сигнализация	60
6.1 Общие положения	60
6.2 Защита трансформатора	63
6.2.1 Выбор рабочих ответвлении токовых входов трансформатора	64
6.2.2 Выбор уставок дифференциальной токовой защиты	65
6.2.3 Выбор уставок дифференциальных токовых отсеков	69
6.2.4 Выбор уставок максимальной токовой защиты	70
6.3 Защита воздушных линий 35 кВ	71
6.3.1 Расчет максимальной токовой отсечки	72
6.3.2 Расчет токовой отсечки линии	74
6.3.3 Защита от однофазных замыканий на землю	75
6.4 Автоматика на подстанции	76
6.4.1 Общие положения	76
6.4.2 Автоматика линий электропередач	79
6.4.2.1 Основные органы токовой защиты	79
6.4.2.2 Схемы соединения измерительных преобразователей тока и цепей тока вторичных измерительных органов	81
6.4.3 Выбор токов и времени срабатывания максимальной токовой защиты	82
6.4.3.1 Первая ступень токовой защиты	84

	6.4.3.2	Вторая ступень токовой защиты	86
	6.4.3.3	Третья ступень токовой защиты	88
	6.5	Сигнализация на подстанции	90
7		Технико-экономическое обоснование	93
	7.1	Расчет капитальных затрат на электрооборудование	93
	7.2	Расчет эксплуатационных затрат	95
	7.3	Расчет численности обслуживающего, ремонтного персонала	96
	7.4	Расчет стоимости потребляемой энергии	97
	7.5	Расчет эффективности инвестиций	98
8		Безопасность жизнедеятельности	103
	8.1	Безопасность	103
		8.1.1 Организация работы по охране труда на подстанции	105
		8.1.2 Производственная санитария	107
	8.2	Экологичность	107
		8.2.1 Экологичность подстанции	108
		8.2.2 Расчет системы маслоприемника силового трансформатора	111
	8.3	Чрезвычайные ситуации	118
		8.3.1 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	119
		8.3.2 Пожарная безопасность на подстанции	121
		Заключение	124
		Библиографический список	125

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматическое включение резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВЛ – воздушная линия;
- ГПЗ – Газоперерабатывающий завод;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- ДТО – дифференциальная токовая отсечка;
- ЕЭС – Единая Энергетическая система;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки;
- ЛЭП – линия электропередач;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ОПУ – общеподстанционные пункты управления;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ОЭС – Объединенная энергетическая система;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – Правила устройства электроустановок;
- РЗ – релейная защита;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- СН – собственные нужды;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТО – токовая отсечка;
- ТТ – трансформатор тока;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ТЭС – Тепловая электрическая станция;

ЦС – центральная сигнализация;

ЭДС – электродвижущая сила.

ВВЕДЕНИЕ

Реконструкция подстанции – это сложный процесс принятия решений по схемам электрических соединений, составу электрооборудования и его размещению, связанных с производством расчётов, пространственной компоновкой. Этот процесс требует системного подхода при изучении объекта реконструкции, использование результатов новейших достижений науки техники, и передового опыта проектных работ, строительного-монтажных и эксплуатационных организаций.

Процесс реконструкции электрических подстанций, электрических сетей и систем заключается в описании объектов, предназначенных для производства, передачи и распределении электроэнергии. Эти описания составляют совокупность документов для создания нового оборудования электрических подстанций.

Основные цели реконструкции подстанций:

- 1) Производство, передача и распределение заданного количества электроэнергии;
- 2) Надёжная работа установок и энергосистем в целом;
- 3) Заданное качество электроэнергии;
- 4) Снижение ежегодных издержек и ущерба при эксплуатации установок энергосистемы.
- 5) Можно выделить сразу несколько причин, приводящих к росту потребностей населения и предприятий в электрической энергии. Среди них:
 - 6) численный рост населения;
 - 7) увеличение количества энергоёмких технологий;
 - 8) появление большого количества потребителей электрического тока, которые, делая проще повседневный быт человека, способствуют прямому увеличению расхода электроэнергии.

Задачей выпускной квалификационной работы является реконструкция подстанции Ледяная в связи замены оборудования на напряжение 35 кВ. Для достижения данной цели необходимо:

- 1) Проанализировать состояние подстанции «Ледяная 220/35/6 кВ».
- 2) Выполнить расчет токов короткого замыкания.
- 3) Произвести выбор электрооборудования подстанции.
- 4) Выбрать микропроцессорные блоки релейной защиты и рассчитать уставки блока для защиты силового трансформатора.
- 5) Рассчитать молниезащиту и заземление подстанции «Ледяная 220/35/6 кВ».

При решении поставленных задач в выпускной квалификационной работе необходимо использовать только современные виды оборудования, предпочтения отдавать оборудованию российского производства. Выбор оборудования выполнять исходя из требований нормативных актов и регламентирующих документов.

В ходе выполнения задачи выпускной квалификационной работы использовались программы: Microsoft Word, Microsoft Visio.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕГО РАЙОНА

Электрическая подстанция Ледяная 220/35/6 кВ находится в пгт. Углегорск Свободненского района Амурской области.

Свободненский район — административно-территориальная единица и муниципальное образование в Амурской области России, расположенный на юго-западе Амурско-Зейской равнины. Граничит на северо-западе — с Шимановским, на северо-востоке с — Мазановским, на юге — с Благовещенским районами области, на западе — государственная граница с КНР. Площадь территории района составляет 7318,18 км²..

Климат района носит муссонный характер. Влияние материка главным образом проявляется зимой, когда сухой и сильно охлажденный воздух проникает на территорию района, вызывая суровую и малоснежную зиму с преобладанием ясной погоды.

Летом воздушные потоки проникают с Тихого океана, принося облачную и дождливую погоду. Весна и осень являются переходными периодами.

К климатическим факторам, негативно влияющим на рост и развитие древесной растительности, относятся:

- позднее образование снежного покрова (снег ложится уже на мерзлую землю), его малая мощность, что способствует глубокому промерзанию почвы, которое доходит до двух с половиной - трех метров;

- частые и сильные ветры весной и осенью, которые иссушают почву, способствуют распространению лесных пожаров, возникновению большого количества ветровалов и буреломов;

- поздние весенние и ранние осенние заморозки губительно влияют на молодые всходы древесной растительности.

В целом климат лесорастительного района благоприятен для успешного произрастания древесных и кустарниковых пород.

1) Зимы морозные и длительные. Средняя температура Января составляет -25,4 градусов.

2) Лето очень теплое и недолгое. Средняя температура Июля составляет +20,4 градусов.

Территория Свободненского района по характеру рельефа представляет собой возвышенное плоскогорье со средними высотами 250–300 м Амуро-Зейский водораздел, проходящий в меридиальном направлении, резкой выраженности не имеет. Плоско-холмистые увалы от водораздела тянутся к берегам р. Зеи и р. Амура, образуя на выходах к ним крутые склоны и обрывы.

1.1 Характеристика источников питания Свободненского района

Свободненская ТЭС – строящаяся ТЭС. Она обеспечит дополнительные условия для развития промышленного потенциала самого восточного региона России и реализации амбициозных проектов в газохимической отрасли. В первую очередь электростанция будет снабжать паром Амурский газоперерабатывающий завода (ГПЗ). Кроме того, она выступит в качестве автономного, резервного источника электроснабжения Амурского ГПЗ, который станет крупнейшим в России и вторым по мощности в мире предприятием по переработке природного газа. Реализация проекта Свободненской ТЭС синхронизирована со строительством Амурского ГПЗ.

Свободненская ТЭС обеспечит дополнительные условия для развития промышленного потенциала самого восточного региона России. Электростанция будет снабжать паром Амурский газоперерабатывающий завод (ГПЗ), который станет крупнейшим в стране и вторым по мощности в мире предприятием по переработке природного газа.

Проектная установленная мощность энергообъекта – 160 МВт, две паровые турбины мощностью по 80 МВт каждая и три котлоагрегата

паропроизводительностью 320 т/ч. В проекте также предусмотрена возможность расширения станции с увеличением мощности до 320 МВт.

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ

2.1 Подстанция Ледяная 220/35/6 кВ



Рисунок 1 – Подстанция «Ледяная» 220/35/6 кВ

Ледяная осуществляет электроснабжение потребителей Свободненского района и объектов космодрома Восточный. Подстанция была введена в эксплуатацию в середине 1970х гг.

- 1) Рабочее напряжение: 220/35/6 кВ
- 2) Количество силовых трансформаторов: 2
- 3) Установленная мощность трансформаторов: 40 МВА

ПС 220 кВ Ледяная узлового типа имеет распределительное устройство на высокой стороне «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Установлено 2 трехобмоточных трансформатора мощностью 20 МВА каждый. РУ 35 кВ и 6 кВ так же выполнены по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

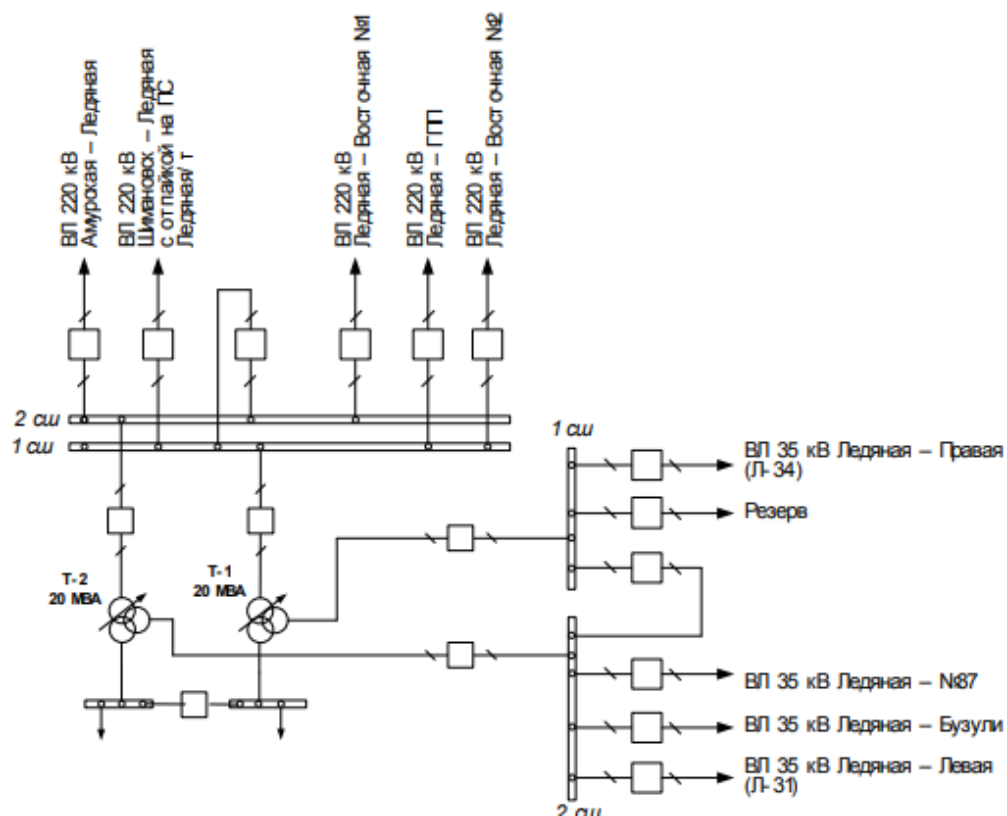


Рисунок 2 – Упрощенная схема ПС Ледяная

2.2 Обоснование изменений в главной схеме подстанции

По мере развития народного хозяйства страны и повышения уровня жизни населения повышается потребление электрической энергии и возрастают требования к надёжности электроэнергетических установок, станций, подстанций и энергетических систем.

С ростом электропотребления возникает проблема передачи и переработки электроэнергии, которая напрямую связана с проблемой физического и морального старения оборудования.

Старение оборудования и низкие темпы реконструкции способствует накоплению изношенного оборудования и, как следствие, увеличению затрат на его ремонт и ухудшению технико-экономических показателей работы энергопредприятий.

Техническое перевооружение позволяет снизить затраты на электроэнергию на 12-15%.

В настоящее время, при создании энергетических систем, надёжность учитывается как результат многолетнего опыта проектирования и эксплуатации, закреплённого в соответствующих правилах, рекомендациях и методических указаниях.

Успешная работа энергетиков во многом зависит от повышения уровня проектирования и эксплуатации, роста знаний теорий и передовой практики.

Реконструкция трансформаторной подстанции с заменой устаревшего оборудования экономически оправдана и более выгодна, так как позволяет обеспечить бесперебойную работу всех систем с минимальными затратами:

- 1) гарантирует бесперебойное электроснабжение потребителей всех категорий;
- 2) расширяет возможность подключения новых энергопотребителей;
- 3) комплексная автоматизация систем релейной автоматики и защиты позволит вести качественный учет коммерческого энергопотребления, мониторинг управления, состояния и диагностику оборудования.

Например, в связи с тем, что стандартная трансформаторная подстанция имеет определенную мощность, присоединение к ней дополнительных потребителей со временем становится практически неосуществимой задачей. Это приводит к тому, что энергоснабжающие организации не могут в полном объеме удовлетворить потребности своих клиентов, а их многочисленные потребители начинают испытывать дефицит электроэнергии. Проблема очевидна, и для ее решения следует принимать как можно более эффективные меры. Как правило, строительство новых (дополнительных) подстанций или реконструкция подстанций, которые долгое время находятся в эксплуатации, позволяют существенно снизить дефицит электроэнергии.

На фоне высокой плотности застройки городских территорий ощущается дефицит земельных участков, которые можно было бы выделить под строительство новых объектов электроснабжения. Поэтому реконструкция подстанций в таких условиях является оптимальным решением

для проблемы, связанной с существующим дефицитом электроэнергии. Кроме того, есть еще одна причина, позволяющая признать реконструкцию вполне оправданным мероприятием. Она заключается в сильном износе оборудования действующих электрических подстанций.

Результаты грамотного подхода к реконструкции электрических подстанций:

- 1) повышение общего качества электроснабжения;
- 2) увеличение надежности оборудования, используемого в составе действующих электрических подстанций;
- 3) разработка передовых проектировочных решений, позволяющих ввести в строй оборудование, которое по своим качествам и рабочим характеристикам соответствует общемировым техническим стандартам;
- 4) увеличение экономической эффективности оборудования, задействованного в работу, которое возникает по причине снижения прямых эксплуатационных затрат;
- 5) увеличение ремонтпригодности используемого оборудования;
- 6) внедрение передовых методик эксплуатации энергоснабжающего оборудования;
- 7) обеспечение требований экологической безопасности и многое другое.

2.3 Оборудование, установленное на подстанции подлежащее замене

Трехобмоточные трансформаторы

В трехобмоточном трансформаторе на каждую трансформируемую фазу приходится три обмотки. За номинальную мощность такого трансформатора принимают номинальную мощность наиболее нагружаемой его обмотки. Токи, напряжения и сопротивления других обмоток приводят к числу витков этой, наиболее мощной обмотки. Принцип работы трехобмоточного

трансформатора по существу не отличается от принципа работы обычного двухобмоточного трансформатора.

Существуют трехобмоточные трансформаторы с одной первичной и двумя вторичными обмотками и трансформаторы с двумя первичными и одной вторичной обмотками.

На ПС Ледяная 220 кВ установлены ТДТНГУ-20000/35 (Т-1; Т-2) номинальной мощностью 20 МВА. Дата изготовления и ввода в эксплуатацию – 1968 г.

Выключатели

Высоковольтный выключатель — коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме в нормальных или аварийных режимах при ручном, дистанционном или автоматическом управлении.

Высоковольтный выключатель состоит из: контактной системы с дугогасительным устройством, токоведущих частей, корпуса, изоляционной конструкции и приводного механизма (например, электромагнитный привод, ручной привод).

На ПС Ледяная 220 кВ замене подлежат выключатели В-35 Т-1/Т-2 (ВМД-35/600; С-35М630-10-У1), ВЛ-35№37 (ВМД-35/600); ВЛ-35№34 Правая (ВМД-35/600); ВЛ-35№31 Левая (С-35М-630-10-У1); ВЛ-35 Бузули (ВМД-35/600).

Выключатель типа ВМД-35/600 изготовлен в 1967 году, а введен в эксплуатацию в 1968. Представляет собой трехфазный высоковольтный аппарат, каждая фаза которого смонтирована на своей крышке и помещена в отдельный бак эллиптической формы. Снабжен специальными дугогасительными устройствами. Дугогасящей средой служит трансформаторное масло.

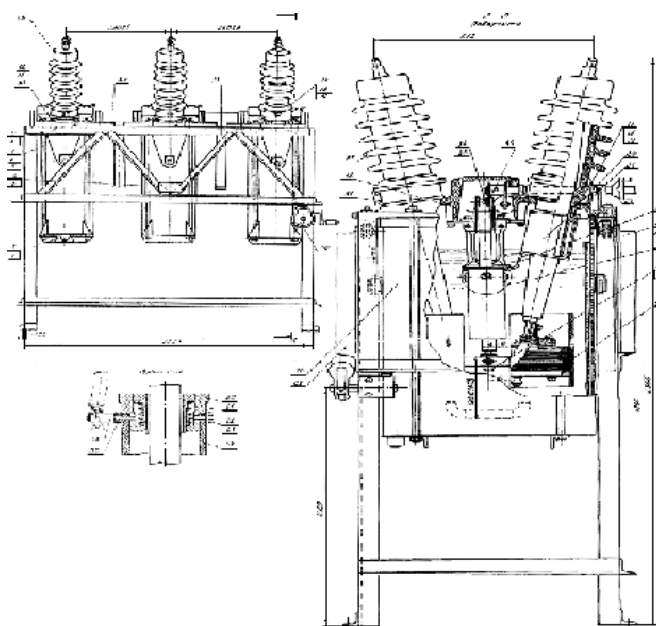


Рисунок 3 – Масляный выключатель VM-35/600

Выключатели типа С-35М630-10-У1 – высоковольтные трехполюсные выключатели, предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50(60) Гц с номинальным напряжением 35 кВ. Выключатель управляется электромагнитным приводом ПЭМУ-500 или пружинным ПП-67.

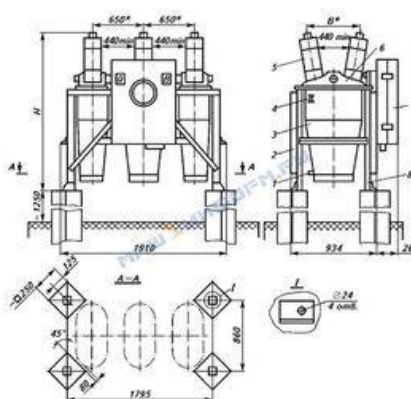


Рисунок 4 – Общий вид С-35М630-10-У1

Разъединители

С целью обеспечения максимальной степени безопасности во время выполнения работ по обслуживанию высоковольтных линий электропередач

и связанного с ними оборудования, требуются надёжные коммутационные приборы. В частности, для безопасного доступа к распределительным устройствам и к другому оборудованию, работающему под высоким напряжением, применяются высоковольтные разъединители открытого типа.

Использование разъединителей в энергетике для разрывов цепей продиктовано, в первую очередь, соображениями безопасности. Их применяют для выполнения подключений контактных сетей для запитки током от питающих линий. Эти механизмы также служат для безопасного изменения схем соединений участков цепей.

ПС Ледяная снабжена высоковольтными разъединителями типа РЛНД-35/600. Дата изготовления и ввода в эксплуатацию – 1968 г.

Высоковольтные разъединители наружной установки серий РЛНД предназначены для включения и отключения под напряжением обесточенных участков электрической цепи высокого напряжения, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей (при их наличии) составляющих единое целое с разъединителем.

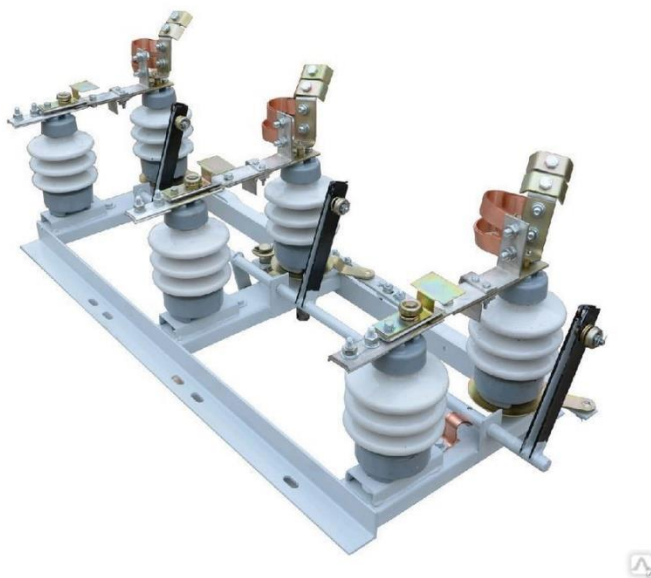


Рисунок 5 – РЛНД-35/600

ОПН

Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) — электрический аппарат, предназначенный для защиты оборудования систем электроснабжения от коммутационных и грозовых перенапряжений. ОПН на сегодняшний день являются одним из эффективных средств защиты оборудования электрических сетей.

На ПС Ледяная 220 кВ установлены ОПН типа ОПН-35/40,5-2 УХЛ1, изготовленные в 2005 году. Предназначены для защиты электрооборудования сетей с изолированной или компенсированной нейтралью класса напряжения 35 кВ переменного тока частоты 50 Гц от атмосферных и коммутационных перенапряжений.



Рисунок 6 – ОПН-35/40,5-2 УХЛ1

Трансформаторы напряжения

Трансформатор напряжения (ТН) — одна из разновидностей понижающего трансформатора, предназначенная для безопасного измерения напряжения в высоковольтных сетях (выше 1000В).

На ПС Ледяная установлены ТН типа ЗНОМ-35 и НАМИ-35 УХЛ1. Выпущенные в 1988 и 19882 гг., введены в эксплуатацию в 1994 и 1998 г.

ЗНОМ-35 - это однофазные масляные трансформаторы с естественным охлаждением, работающие в качестве масштабного преобразователя и

предназначенные для выработки сигнала измерительной информации для электрических измерительных приборов, цепей защиты и сигнализации в сетях переменного тока с изолированной нейтралью (номинальная частота 50 и 60 Гц). Режим работы - длительный.

Трансформатор НАМИ-35 УХЛ1 имеет первичную обмотку (А, В, С, Х), вторичную основную обмотку (а, в, с, о) и вторичную дополнительную обмотку (а_д, х_д).



Рисунок 7 – ТН НАМИ-35 УХЛ1

Трансформаторы тока

Измерительный трансформатор тока — представляет собой понижающий трансформатор, предназначенный для преобразования тока большой величины до значения, удобного для измерения. На ПС Ледяная установлены ТТ типа ТГМ-35 УХЛ1.

Выпущенные в 2016 году, введены в эксплуатацию в 2017 году.

Трансформаторы тока ТГМ-35 УХЛ1 предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты, сигнализации, автоматики и управления, в том числе микропроцессорным счетчикам электрической энергии в системе АИИС КУЭ.

Трансформаторы тока ТГМ-35 УХЛ1 являются масштабными преобразователями. Трансформаторы имеют герметичную конструкцию, исключающую возможность соприкосновения поверхности масла с атмосферой. Трансформаторы состоят из активной части, размещенной в металлическом корпусе с зажимами первичной обмотки и компенсатором объема масла, высоковольтного полимерного изолятора, основания трансформатора с коробкой зажимов вторичных обмоток. Активная часть трансформатора состоит из первичной обмотки и четырех магнитопроводов со вторичными обмотками.

Трансформаторы имеют две измерительную и две защитные вторичные обмотки на различные нагрузки и классы точности. Вторичные обмотки выполнены из медного провода. Выводы вторичных обмоток подключены к клеммам контактных коробок на основании трансформатора.



Рисунок 8 – ТТ ТГМ-35 УХЛ1

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И РАБОЧИХ ТОКОВ

Короткое замыкание (КЗ) – это замыкание между фазами, замыкание фаз на землю (нулевой провод) в сетях с эффективно – заземленными и глухо – заземленными нейтральями и витковые замыкания в электрических машинах.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины нарушения изоляции: старение и, как следствие, пробой изоляции, обрывы проводов с падением на землю, набросы на провода линий электропередачи, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Чаще всего короткое замыкание проходит через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Так же возникают короткие замыкания без переходного сопротивления.

В трехфазных электроустановках происходят трехфазные и двухфазные короткие замыкания. В трехфазных сетях с глухо–заземленными и эффективно–заземленными нейтральями, так же могут возникнуть, однофазное и двухфазное короткие замыкания на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

Короткие замыкания, сопровождаются повышением токов в поврежденных фазах до значений, в несколько раз превышающие номинальные значения.

Протекание токов короткого замыкания приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, потерю механической прочности шин и проводов, вызвать сваривание и выгорание контактов и т.п.

Проводники и аппараты должны быть термостойкими, т.е. должны выдерживать в течение заданного времени нагрев токами короткого замыкания.

Протекание токов короткого замыкания сопровождается значительными электродинамическими силами между проводниками. Если не принять мер, под действием этих сил токоведущие части и их изоляция может быть нарушена. Токоведущие части, аппараты, и электрические машины обязаны быть сконструированы так, чтобы выдержать без повреждений усилия, которые возникают при коротком замыкании, т.е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Короткие замыкания сопровождаются понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения.

Для обеспечения надежной работы энергосистем и предотвращения повреждений, в случае короткого замыкания необходимо быстро отключать поврежденный участок. К мерам, снижающим опасность развития аварий, относится также правильный выбор оборудования по условиям короткого замыкания, применение токоограничивающих устройств, выбор рациональной схемы сети и т.п.

Короткое замыкание сопровождается переходным процессом, при котором значение токов и напряжений, а также характер их изменения во времени зависят от соотношения мощности и сопротивления источника питания (генератор, система) и цепи, в которой произошло повреждение. С учетом этого все возможные случаи короткого замыкания можно условно разделить на две группы: короткое замыкание в цепях, питающихся от шин неизменного напряжения (энергосистемы) и короткое замыкание вблизи генератора ограниченной мощности.

Основные допущения, принимаемые при расчете тока короткого замыкания:

- 1) рассчитывается трехфазное короткое замыкание, т.к. оно симметричное, а токи максимальные;
- 2) расчетное место короткого замыкания выбирают так, чтобы ток короткого замыкания, протекающий через выбираемый аппарат, был максимально возможным;
- 3) все источники, от которых может получать питание место короткого замыкания, работают параллельно и их ЭДС сходятся по фазе;
- 4) расчетное место короткого замыкания выбирают для того, чтобы ток короткого замыкания, протекающий через выбираемый аппарат, был максимально возможным;
- 5) активным сопротивлением можно пренебречь, если оно более чем в три раза уступает индуктивному;
- 6) величина напряжения при расчете токов берется на 5% больше номинального.
- 7) сопротивление короткого замыкания считают равным нулю, т.е. анализируется металлическое короткое замыкание;
- 8) сопротивлением коммутационных аппаратов, источников, кабельных перемычек пренебрегают, т.к. оно мало;

При расчёте токов короткого замыкания учитываются два основных режима работы сети: максимальный, когда все элементы рассматриваемой энергосистемы подключены, и минимальный, когда часть элементов отключена. Результаты расчетов используются для определения устройств релейной защиты и автоматики и для определения сквозного и ударного токов при выборе устройств и проводников.

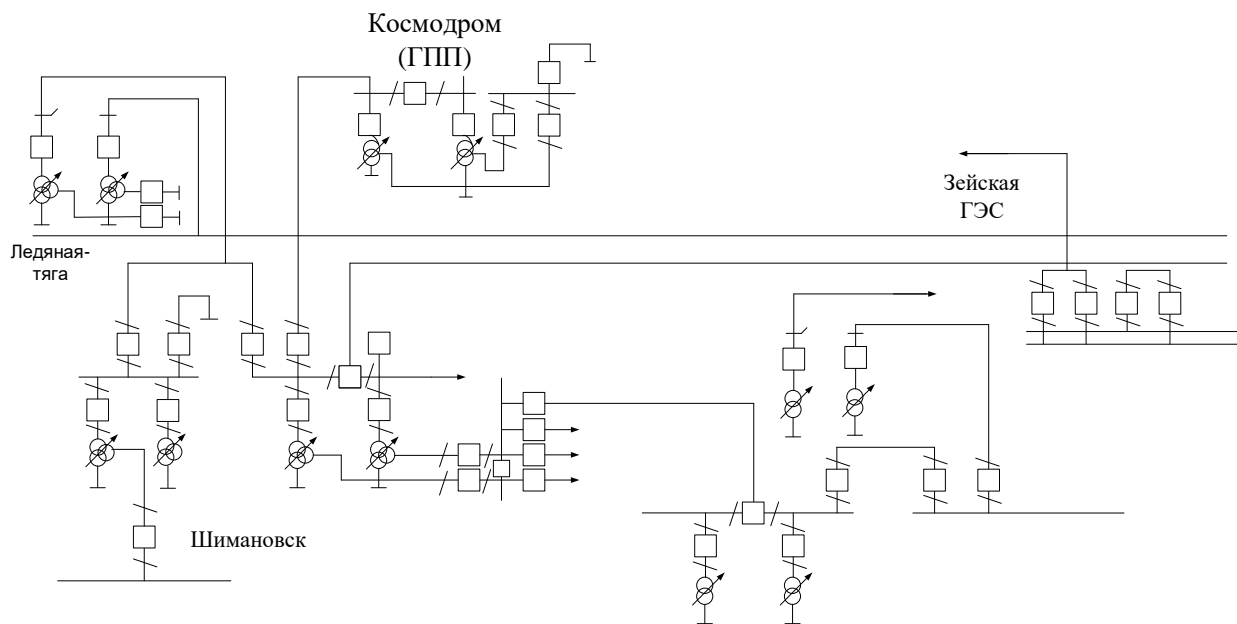


Рисунок 9 – Поясняющая схема

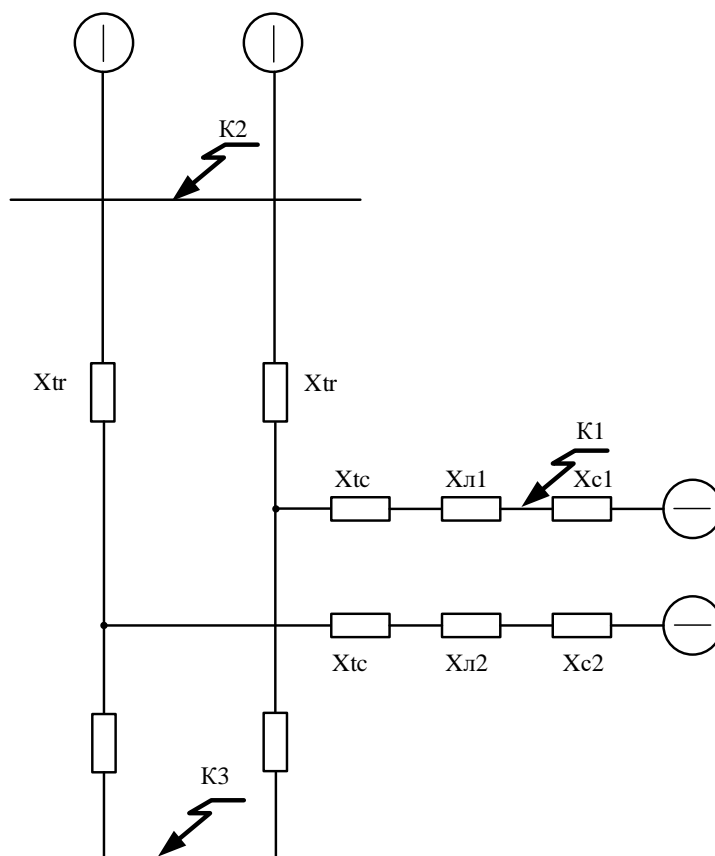


Рисунок 10 – Схема замещения

Произведем расчет в относительных единицах.

Зададимся базисными величинами:

Базисная мощность: $S_6=100$

Базисные напряжения: $U_{61}=220$ кВ; $U_{62}=35$ кВ; $U_{63}=6$ кВ

ЭДС системы: $E=1$

Сопротивление системы:

$$X_c^* = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot S_{кз}} \quad (1)$$

$$X_{сЗея}^* = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1,6} = 0,16$$

$$X_{сШиман}^* = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 3,6} = 0,07$$

$$X_{сВост}^* = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 3,9} = 0,07$$

$$X_{сГПП}^* = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 4,3} = 0,06$$

Сопротивления ЛЭП:

$$X_{л}^* = X_{л} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} \cdot 1 \quad (2)$$

$$X_{лЗея}^* = 0,096 \cdot \frac{100}{220^2} \cdot 44 = 0,008$$

$$X_{лШиман}^* = 0,096 \cdot \frac{100}{220^2} \cdot 37,5 = 0,007$$

$$X_{лВост}^* = 0,096 \cdot \frac{100}{220^2} \cdot 12 = 0,002$$

$$X_{лГПП}^* = 0,096 \cdot \frac{100}{220^2} \cdot 7 = 0,0014$$

Эквивалентуем:

$$X_{\Sigma 3\text{ея}} = X_{с3\text{ея}} + X_{л3\text{ея}} = 0,16 + 0,008 = 0,168 \quad (3)$$

$$X_{\Sigma \text{Шиман}} = X_{сШиман} + X_{лШиман} = 0,07 + 0,007 = 0,077 \quad (4)$$

$$X_{\Sigma \text{Вост}} = X_{сВост} + X_{лВост} = 0,07 + 0,002 = 0,072 \quad (5)$$

$$X_{\Sigma \text{ГПП}} = X_{сГПП} + X_{лГПП} = 0,06 + 0,0014 = 0,062 \quad (6)$$

$$X_{\Sigma 1} = \frac{X_{\Sigma 3\text{ея}} \cdot X_{\Sigma \text{Шиман}}}{X_{\Sigma 3\text{ея}} + X_{\Sigma \text{Шиман}}} = \frac{0,168 \cdot 0,077}{0,168 + 0,077} = 0,053 \quad (7)$$

$$X_{\Sigma 2} = \frac{X_{\Sigma 1} \cdot X_{\Sigma \text{Вост}}}{X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma \text{Вост}}} = \frac{0,053 \cdot 0,072}{0,053 + 0,072} = 0,032 \quad (8)$$

$$X_{\Sigma 3} = \frac{X_{\Sigma 2} \cdot X_{\Sigma \text{ГПП}}}{X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma \text{ГПП}}} = \frac{0,032 \cdot 0,062}{0,032 + 0,062} = 0,02 \quad (9)$$

Сопротивление трансформатора:

$$U_{кВН-СН} = 12,6$$

$$U_{кВН-НН} = 19$$

$$U_{кСН-НН} = 6,52$$

$$x_B = 0,005 \cdot (U_{кВН-СН} + U_{кВН-НН} - U_{кСН-НН}) = 0,005 \cdot (12,6 + 19 - 6,52) = 0,13 \quad (10)$$

$$x_C = 0,005 \cdot (U_{кВН-СН} + U_{кСН-НН} - U_{кВН-НН}) = 0,005 \cdot (12,6 + 6,52 - 19) = 0 \quad (11)$$

$$x_H = 0,005 \cdot (U_{кВН-НН} + U_{кСН-НН} - U_{кВН-СН}) = 0,005 \cdot (19 + 6,52 - 12,6) = 0,06 \quad (12)$$

$$x_{ВЭКВ} = \frac{x_B}{2} = \frac{0,13}{2} = 0,065 \quad (13)$$

$$x_{НЭКВ} = 0,06$$

Рассчитаем базисный ток по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} \quad (14)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,26 \text{ кА};$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,65 \text{ кА};$$

$$I_{63} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6} = 9,61 \text{ кА};$$

Рассчитаем ток короткого замыкания:

$$I_{кз1}^{(3)} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma 3}} \cdot I_{61} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 0,02} \cdot 0,26 = 7,5 \text{ кА} \quad (15)$$

$$I_{кз2}^{(3)} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot (x_{\Sigma 3} + x_{ВЭКВ})} \cdot I_{62} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot (0,02 + 0,065)} \cdot 1,65 = 11,2 \text{ кА} \quad (16)$$

$$I_{кз3}^{(3)} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot (x_{ВЭКВ} + x_{НЭКВ} + x_{\Sigma 3})} \cdot I_{63} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot (0,065 + 0,06 + 0,02)} \cdot 9,61 = 38,4 \text{ кА} \quad (17)$$

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{I_{кз}^{(3)} \cdot \sqrt{3}}{2} \quad (18)$$

$$I_{кз1}^{(2)} = \frac{7,5 \cdot \sqrt{3}}{2} = 6,4 \text{ кА}$$

$$I_{кз2}^{(2)} = \frac{11,2 \cdot \sqrt{3}}{2} = 9,6 \text{ кА}$$

$$I_{кз3}^{(2)} = \frac{38,4 \cdot \sqrt{3}}{2} = 33,2 \text{ кА}$$

Рассчитаем ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{кз}^{(3)} \quad (19)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент;

$I_{кз}^{(3)}$ - ток трехфазного короткого замыкания.

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 7,5 = 18,2 \text{ кА}$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 11,2 = 28,5 \text{ кА}$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,904 \cdot 38,4 = 103,4 \text{ кА}$$

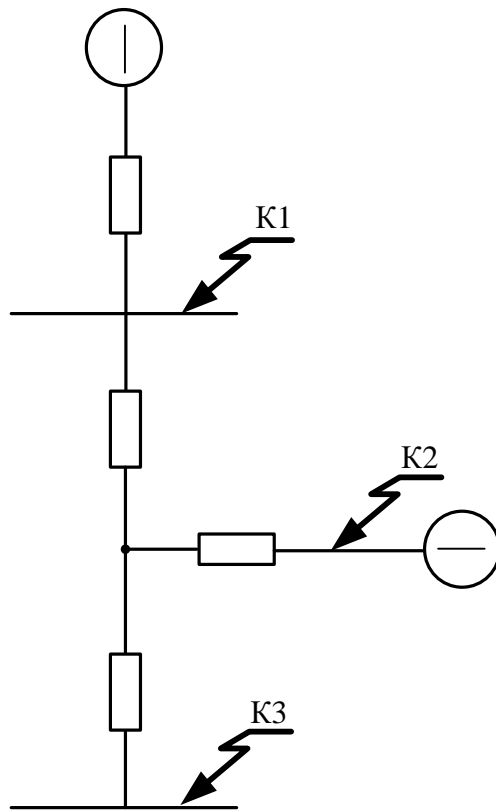


Рисунок 11 – Схема замещения

Результаты расчета токов короткого замыкания представим в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{КЗ}^{(3)}$, кА	$I_{КЗ}^{(2)}$, кА	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
1	2	3	4	5
К1	7,5	6,4	1,72	18,2
К2	11,2	9,6	1,8	28,5
К3	38,4	33,2	1,904	103,4

4 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Для предпочтения аппаратов и проводников для первичных цепей электроустановок должны учитываться:

- 1) прочность изоляции, необходимая для надежной работы в длительном режиме и при кратковременных перенапряжениях;
- 2) допустимый нагрев токами в длительных режимах;
- 3) стойкость в режиме короткого замыкания;
- 4) технико-экономическая целесообразность;
- 5) достаточная механическая прочность;
- 6) допустимые потери напряжения в нормальном и аварийном режимах.

4.1 Выбор выключателей

Выбор выключателей производится по нормальному режиму. Выключатели проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ.

Условия выбора:

- 1) Род установки (наружная, внутренняя);
- 2) Тип выключателя;
- 3) Номинальные напряжения выключателя;
- 4) Номинальный ток выключателя;

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

Выбор выключателей производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

- по длительному току

$$I_{\max} \leq I_{\text{НОМ}},$$

где I_{\max} – максимальный ток, проходящий через выключатель.

$$I_{\text{р.маx}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (20)$$

$$I_{\text{р.маx}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 329 \text{ А}$$

Проверяется:

- по отключающей способности;
- по термической устойчивости.

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$W_k = I_{\text{н.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 11,2^2 \cdot (2,35 + 0,02) = 297,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (21)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время, за которое выключатель отключается.

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания; $T_a = 0,02 \text{ с}$.

Время отключения определяем по выражению:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}} = 2 + 0,04 = 2,04 \text{ с} \quad (22)$$

где $t_{\text{с.в.}}$ – время отключения выключателя, с.

$t_{\text{р.з.}}$ – время срабатывания релейной защиты, с.

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{\text{а.НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{откл.НОМ}}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 25}{100} = 14,4 \text{ кА} \quad (23)$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе.

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о.} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 11,2 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,02}} = 0,5 \text{ кА} \quad (24)$$

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

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (25)$$

По результатам расчета выберем элегазовый выключатель ВР35НТ УХЛ1.

Таблица 2 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{p, \max} = 329 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{п.о.} = 11,2 \text{ кА}$	$I_{п.о.} \leq I_{откл. \text{ ном}}$
$I_{дин} = 25 \text{ кА}$	$i_{уд.} = 25 \text{ кА}$	$I_{п.о.} \leq I_{вк}$
$i_{а. \text{ ном}} = 49,5 \text{ кА}$	$i_{ат} = 0,5 \text{ кА}$	$I_{а. t} \leq i_{а. \text{ ном}}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$



Рисунок 12 – Общий вид выключателя ВР35НТ УХЛ1

4.2 Выбор разъединителей

Для включения и отключения обесточенных участков цепи, для обеспечения безопасного производства работ на отключенном участке, а также заземления отключенных участков при помощи заземляющих ножей предназначены разъединители.

Выбор разъединителей производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

- по току

$$I_{норм} \leq I_{ном} ,$$

$$I_{max} \leq I_{ном} ;$$

- по конструкции, роду установки;

- по электродинамической стойкости

$$I_{н.о.} \leq I_{пр.с.},$$

$$i_{уд} \leq i_{пр.с.};$$

где $i_{пр.с.}$, $I_{пр.с.}$ – амплитуда и действующее предельного сквозного тока КЗ

- по термической стойкости.

$$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

По имеющимся данным выберем разъединитель РГ-35/1000 УХЛ1.



Рисунок 13 – РГ-35/1000 УХЛ1

Таблица 3 – Выполнение проверки разъединителя РГ-35/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$

1	2	3
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p,max} = 329 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{пр.с.} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} = 25,2 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с.}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 896 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 376,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выполнена проверка разъединителя РГ-35/1000 УХЛ1, в результате которой выявлено, что он удовлетворяет всем требованиям.

4.3 Выбор трансформатора тока

Во всех цепях, где есть выключатели и в цепи генератора даже без генераторного выключателя устанавливают трансформаторы тока. Количество комплектов трансформаторов тока в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

Трансформаторы тока выбирают:

- 1) по номинальному напряжению,
- 2) по первичному и вторичному токам,
- 3) по роду установки,
- 4) по конструкции,
- 5) по классу точности

Проверяют на термическую и электродинамическую стойкость токам КЗ.

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

- по току

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}.$$

- по конструкции и классу точности
- по электродинамической стойкости

$$i_{\text{уд}} = K_{\text{уд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}} \quad (26)$$

где $K_{\text{уд}}$ – кратность электродинамической стойкости;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

$$V_k \leq (K_T \cdot I_{\text{ном}})^2 t_T$$

где K_T – кратность термической стойкости;

t_T – время термической стойкости.

- по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2$$

где R_2 – вторичная нагрузка.

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \quad (27)$$

Значение номинального тока трансформатора тока вычисляется следующим уравнением:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 164,9 \text{ А} \quad (28)$$

Чтобы приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета.

Таблица 4 – Измерительные приборы

Прибор	Тип приборы	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	Э – 335	0,5	-	-
Ваттметр	Д – 335	0,5	-	0,5
Варметр	Д – 304	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	ПСЧ-4ТМ.05	2,5	2,5	2,5
Счетчик реактивной энергии	ПСЧ-4ТМ.05	2,5	2,5	2,5
Итого		6,5	5,0	6,0

Для обеспечения класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{ДОП}} \geq \sum (Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{к}})$$

Определяем нагрузку на трансформатор тока:

$$R_{\text{нагр}} = \sum R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \quad (29)$$

$$R_{\text{пр}} = R_{2\text{ДОП}} - \sum R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} \quad (30)$$

где $R_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов;

$R_{2\text{ДОП}}$ – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum R_{\text{приб}}$ – суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока

$$\sum R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом} \quad (31)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами, $S_{\text{приб}} = 6,5 \text{ В}\cdot\text{А}$,

$I_{2\text{ном}}$ – вторичный номинальный ток

Определим сечение проводов:

$$S_{\text{пр}} = \frac{l \cdot \rho}{R_{\text{пр}}} = \frac{40 \cdot 0,0283}{0,4} = 2,83 \text{ Ом} \quad (32)$$

где l – расчетная длина соединительных проводов, для сети с номинальным напряжением 35 кВ, соединенным по схеме полная звезда, примем длину проводов равной 40 м;

ρ – удельное сопротивление материала провода, для алюминия:

$$\rho = 0,0283$$

$$R_{\text{пр}} = 0,4 \text{ Ом};$$

Сопротивление контактов $R_{\text{к}}$ примем равным 0,1 Ом.

Сопротивление нагрузки:

$$R_{\text{нагр}} = Z_{\text{нагр}} = 0,76 \quad (33)$$

Проверка по термической стойкости осуществляется следующим образом:

$$B_k = I_{\text{п.о.}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 11,2^2 \cdot (1,5 + 3) = 564,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (34)$$

$$B_{\text{к.в.}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (35)$$

Выберем трансформатор ТОЛ-СЭЩ-35-1000/5 с классом точности 0,5.



Рисунок 14 – ТОЛ-СЭЩ-35-1000/5

Таблица 5 – Проверка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-35-1000/5

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{норм}} = 164,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$
$Z_2 = 0,76 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 1,02 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \leq k_{\text{уд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}}$
$B_k = 564,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.в.}} = 896 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

Таким образом, выбранный ТТ ТОЛ-СЭЩ-35 удовлетворяет условиям проверки, следовательно, на все отходящие линии от ОРУ – 4 линии устанавливаем аналогичные трансформаторы тока.

4.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

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

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- по конструкции и схеме соединения;

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке:

$$S_2 \Sigma \leq S_{ном}$$

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

$S_2 \Sigma$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, В·А.

Таблица 6 – Нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип прибора	$S_{1обм}$	Число обмоток	Число приборов	Потребляемая мощность, В·А
1	2	3	4	5	6

1	2	3	4	5	6
Вольтметр	Э – 335	3	-	1	3
Ваттметр	Д – 335	4	2	1	8
Варметр	Д – 335	4	2	1	8
Счетчик активной энергии	ПСЧ-4ТМ.05	3,6	2	4	7,2
Счетчик реактивной энергии	ПСЧ-4ТМ.05	3,6	2	4	7,2
Итого				11	33,4

Вторичная нагрузка трансформатора напряжение складывается из мощности всех приборов, подключенных к ТН.

$$S_{2\Sigma} = S_{\text{обм}} \cdot n_{\text{обм}} \cdot n_{\text{приб}} \quad (36)$$

$$S_{2\Sigma} = 76,6 \text{ В}\cdot\text{А};$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1 в классе точности 0,5.



Рисунок 15 – НАМИ-35 УХЛ1

Таблица 7 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$S_{\text{расчт}} = 76,6 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{\text{уст}} = 360 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{\text{расчт}} \leq S_{\text{уст}}$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем требованиям. Устанавливаем аналогичные трансформаторы напряжения на все остальные отходящие присоединения.

4.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от:

- 1) Типа подстанции
- 2) Мощности трансформаторов
- 3) Наличия синхронных компенсаторов
- 4) Типа электрооборудования

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханика, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники. Кроме того, сюда так же входят устройства обогрева выключателей, шкафов КРУН, приводов отделителей и короткозамыкателей.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом учитываются летняя и зимняя нагрузки и нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

В зависимости от типа и мощности трансформаторной подстанции питание потребителей собственных нужд происходит от установленных трансформаторов одного или двух в зависимости от ответственности потребителей собственных нужд. Мощность трансформаторов собственных нужд на подстанции не должна превышать 63 кВА каждого трансформатора. На подстанциях с двумя трансформаторами 35-750 кВ устанавливаются два трансформатора собственных нужд, а на однострансформаторных ПС устанавливается один ТСН. На всех двухтрансформаторных ПС 35-750 кВ должны быть установлены два ТСН со скрытым резервом.

Для определения мощности ТСН на первоначальном этапе нужно определить все номинальные мощности электроприемников собственных нужд, а затем просуммировать мощности всех потребителей СН, учитывая коэффициент загрузки трансформаторов.

При упрощенном расчете можно по ориентировочным данным определить основные нагрузки с.н. подстанции. Приняв для двигательной нагрузки $\cos \varphi = 0,85$, определяется $Q_{уст}$ и расчетная нагрузка:

$$S_{уст} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (37)$$

где k_c – коэффициент, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки, который можно принять равным 0,8.

Мощность трансформаторов с.н. выбирается:

- 1) При двух ТСН на ПС без постоянного дежурства и при одном ТСН

$$S_T \geq S_{расч1}$$

2) При двух ТСН на ПН с постоянным дежурством

$$S_T \geq \frac{S_{расчг}}{K_n}$$

где K_n – коэффициент допустимой аварийной перегрузки, его принимаем равным 1,4;

3) Если число трансформаторов больше двух

$$S_T \geq \frac{S_{расч}}{n}$$

Мощность трансформатора собственных нужд выбирается из условия все нагрузки в аварийной и ремонтном режимах одним трансформатором.

ПС Ледяная 220/35/6 кВ является двухтрансформаторной, следовательно, ТСН устанавливается два. При установке двух трансформаторов мощность их берется по полной суммарной мощности потребителей СН.

Таблица 8 – Потребители собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		tg φ	Нагрузка	
	ед. кВт × кол-во	всего, кВт		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВар
1	2	3	4	5	6
Охлаждение трансформатора	2×1	2	0,62	2	1,24

1	2	3	4	5	6
Подогрев выключателей 220/35 кВ	15×0,5	7,5	0	7,5	Подогрев выключателей 220/35 кВ
Подогрев выключателей 220/35 кВ	15×0,5	7,5	0	7,5	
Подогрев приводов разъединителей	1×6	6	0	6	
ЗРУ 6 кВ	1×5	5	0	5	
ОПУ	1×60	60	0	60	
Освещение ОРУ 110/35 кВ	4	4	0	4	
Подзарядно-зарядный агрегат	2×32	64	0	64	
Итого				146,5	1,24

Найдем мощность трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{тсн}} = 0,8 \cdot \sqrt{146,5^2 + 1,24^2} = 146,5 \text{ кВ}$$

$$S_{\text{тр.ном}} = \frac{S}{n \cdot k_3} = \frac{146,5}{2 \cdot 0,7} = 104,6 \quad (38)$$

Принимаем два трансформатора ТМГ-СЭЦ-160/6 УХЛ1.



Рисунок 16 – Трансформатор собственных нужд ТМГ-СЭЩ-160/6 УХЛ

4.6 Выбор ОПН

Ограничители перенапряжений предназначены для защиты оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Выбор ОПН необходимо выполнять в соответствии нормативного документа: Методические указания по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35 кВ РАО «ЕЭС России».

Согласно нормативному документу, ОПН должны выбираться:

- 1) по допустимому рабочему напряжению;
- 2) по номинальному напряжению;
- 3) по величине импульсного разрядного тока;
- 4) по величине коммутационных перенапряжений;
- 5) по величине грозовых перенапряжений;
- 6) по защитному уровню ограничителя;
- 7) по величине тока срабатывания противозрывного устройства;
- 8) по механической нагрузке.



Рисунок 17 – ОПНп-35/40,5-10/550 УХЛ1

1. Выбор наибольшего длительно допустимого напряжения ОПН, согласно ГОСТ 721.

Для сети 35 кВ ближайшее значение $U_{нр0} = 40,5$ кВ. Приняты ОПНы производства «Завода энергозащитных устройств» г. Санкт-Петербург.

2. Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности. Выбранные ОПН имеют ток срабатывания противовзрывного устройства номинальный рабочий ток $I_{р1} = 10$ кА и $I_{р2} = 40$ кА, что выше тока трехфазного КЗ (11,2 кА).

3. Выбор класса энергоемкости. Величина энергоемкости ОПН – ОПНп-35/40,5-10/550 УХЛ1 – 2,9 кДЖ/кВ.

4. Проверка по защитному уровню ОПН при коммутационных перенапряжениях. Выбранный ОПН соответствует требованиям.

5. Проверка ОПН по механическим характеристикам. ОПН должны выдерживать механические нагрузки: от ветра со скоростью 30 м/с; от ветра со скоростью 15 м/с при гололеде с толщиной стенки льда до 20 мм.

Нелинейные ограничители напряжения предназначены для защиты изоляции электрооборудования подстанций и электрических сетей от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения производим в зависимости от номинального напряжения в месте установки.

На стороне напряжения 35 кВ выбираем ОПНп-35/40,5-10/550 УХЛ1 с параметрами:

Таблица 9 – Характеристика ОПНп-35/40,5-10/550 УХЛ1

Класс напряжения	35 кВ
Допустимое напряжение	40,5 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кА
Пропускная способность	550 А
Масса	9,5 кг

Основным средством снижения перенапряжения на изоляции электрооборудования РУ являются нелинейные ограничители перенапряжения. Необходимое количество и схема расстановки ОПН определяются на основании расчета грозозащиты РУ. Длительное допустимое рабочее напряжение на аппарате является главным обстоятельством, определяющим безаварийную работу ограничителей, является.

Для определения расчётной величины рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{н.р.}$:

$$U_{н.р.} = \frac{1,15}{\sqrt{3}} \cdot U_{ном} \quad (39)$$

$$U_{н.р.} = \frac{1,15}{\sqrt{3}} \cdot 35 = 23,26 \text{ кВ}$$

Время действия повреждения составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент $k_B = 1,23$.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе:

$$U_{p.H.P.} = \frac{U_{H.P.}}{k_B} \quad (40)$$

$$U_{p.H.P.} = \frac{23,26}{1,23} = 18,9$$

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

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n \quad (41)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 129,9$ кВ;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 70$ Ом;

T – время распространения волны;

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

Значение U можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0} \quad (42)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

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

l – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{129,9}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 12,99} = 129,2$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{1}{\beta \cdot c} \quad (43)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{2}{0,91 \cdot 2,7} = 0,814 \text{ мкс}$$

Поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{129,2 - 129,9}{70} \right) \cdot 129,9 \cdot 2 \cdot 0,814 \cdot 2 = 4,1 \text{ кДж}$$

5 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

5.1 Заземление подстанции

Заземляющие устройства являются неотъемлемой частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания в зоне обслуживания электроустановки и за нее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе от замыканий на землю.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, к которой подсоединяются вертикальные электроды, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I} \quad (44)$$

где I – расчетный ток на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Величину емкостного тока для сетей с изолированной нейтралью рекомендуется, определять следующим образом:

$$I_C = \frac{U_{\text{ном}} \cdot L_{\Sigma}}{350} \quad (45)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

L_{Σ} - суммарная длина линий, км.

Суммарная длина линий 35 кВ составляет 100,5 км.

Суммарный емкостный ток сети определяется как сумма описанных выше составляющих для всех гальванически связанных линий сети.

Суммарный емкостный ток в сети 35 кВ:

$$I_C = \frac{35 \cdot 100,5}{350} = 9 \text{ А}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{9} = 27,8 \text{ Ом}$$

Согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом. В дальнейших расчетах принимаем $R \leq 10 \text{ Ом}$.

Определим площадь подстанции для заземления:

$$S = (38 + 2 \cdot 1,5) \cdot (51 + 2 \cdot 1,5) = 2214 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: $d = 10 \text{ мм}$, $L_B = 5 \text{ м}$.

Сечение данного прутка составляет $S_{\text{пр.в.}} = 78,5 \text{ мм}^2$.

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot \delta_{\text{ср}} \cdot (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}) \quad (46)$$

где $\delta_{\text{ср}}$ – средняя глубина коррозии, по сечению проводника.

$$\delta_{\text{ср}} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T) + d_k \quad (47)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев.

a_k, b_k, c_k, d_k – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\delta_{cp} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = 0,782$$

мм;

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (10 + 0,782) = 26,47 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильный выбор сечения прутков для заземлителя подстанции:

$$S_{пр.в} \geq F_{кор}$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,47 \text{ мм}^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на число с шагом $a_q = 6$ м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей:

$$L = \left(\frac{S}{a_q}\right) \cdot 2 = \left(\frac{2214}{6}\right) \cdot 2 = 738 \text{ м} \quad (48)$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами a , тогда $a = \sqrt{2214} = 47,05$.

Число ячеек определяется:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{738}{2 \cdot 47,05} - 1 = 6,8 \quad (49)$$

Принимаем значение – 7 штук.

Длина ячейки $a_m = a/m = 47,05/8 = 5,9$ м.

Длина горизонтальных полос в этой модели:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m+1) = 2 \cdot 47,05 \cdot (7+1) = 752,8 \text{ м.} \quad (50)$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_d \cdot l_B}{l_B}} = \frac{4 \cdot 47,05}{6} = 31,4 \quad (51)$$

где a_q - расстояние между вертикальными электродами;

l_B – длина вертикальных электродов.

Округляем до ближайшего значения $n_B = 32$ шт.

Определение санитарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) \quad (52)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

A – параметр, зависящий от соотношения l_B / \sqrt{S} , равный 0,05.

$$R_{ст} = 100 \cdot \left(\frac{0,05}{\sqrt{2214}} + \frac{1}{752,8 + 32 \cdot 5} \right) = 0,21 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление определяется умножением сопротивления при стационарном режиме на импульсный коэффициент $\alpha_{и}$, в зависимости от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и} \quad (53)$$

$$\alpha_{\text{И}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{\text{МОЛ}} + 45)}} \quad (54)$$

где $I_{\text{МОЛ}}$ – ток молнии, равный 60 кА.

$$\alpha_{\text{И}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2214}}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,3$$

$$R_{\text{И}} = 0,21 \cdot 1,3 = 0,28 \leq 10 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 10 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

5.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зона защиты – часть пространства около молниеотводов, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности удара молнии при отсутствии молниеотвода.

Расчет производится для защиты объектов подстанции Ледяная, находящиеся на высоте h_x от уровня земли:

- 8 м для порталов 35 кВ;
- 6 м для остального оборудования (высота ЗРУ 6 кВ).

Принимаем высоту 1 молниеотвода равной 21 м, второго 19 м.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{\text{эф}} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли.

$$h_{\text{эф}1} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ м;} \quad (55)$$

$$h_{\text{эф}2} = 0,85 \cdot 19 = 16,1 \text{ м;}$$

$$r_{0,1}=(1,1-0,002 \cdot h_1) \cdot h_1=(1,1-0,002 \cdot 21) \cdot 21=22,2 \text{ м} \quad (56)$$

$$r_{0,2}=(1,1-0,002 \cdot h_2) \cdot h_2=(1,1-0,002 \cdot 19) \cdot 19=20,2 \text{ м}$$

Границы внутренней области зоны защиты:

$$r_{ci}=r_{c0} \cdot \frac{h_{cr}-h_i}{h_{cr}} \quad (57)$$

где h_{cr} – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами;

r_{c0} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между действующими молниеотводами одинаковой высоты:

$$h_{cr}=h_{\text{эф}}-(0,17+3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L-h) \quad (58)$$

Для 1 молниеотвода:

$$h_{cr1}=17,8-(0,17+3 \cdot 10^{-4} \cdot 21) \cdot (28-21)=16,6 \text{ м}$$

Для 2 молниеотвода:

$$h_{cr2}=16,1-(0,17+3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (28-19)=14,6 \text{ м}$$

Высота внутренней зоны защиты в середине между 1 и 2 молниеотводом:

$$h_{cr12} = \frac{h_{cr1} - h_{cr2}}{2} = \frac{16,6 - 14,6}{2} = 15,6 \text{ м} \quad (59)$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h защищаемых порталов 35 кВ:

$$r_{1.1} = r_{0.1} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф1}}\right) = 22,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{17,8}\right) = 12,3 \text{ м} \quad (60)$$

$$r_{2.1} = r_{0.2} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф2}}\right) = 20,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{16,1}\right) = 10,2 \text{ м} \quad (61)$$

При расстояниях между молниеотводами $h < L_{M-M} \leq 2 \cdot h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{c0} = r_0$.

Границы внутренней области зоны защиты на высоте порталов 35 кВ:

$$r_{c1} = r_{0.1} \cdot \left(\frac{h_{cr1} - h_{об1}}{h_{cr1}}\right) = 22,2 \cdot \left(\frac{16,6 - 8}{16,6}\right) = 11,5 \text{ м} \quad (62)$$

$$r_{c2} = r_{0.2} \cdot \left(\frac{h_{cr2} - h_{об1}}{h_{cr2}}\right) = 20,2 \cdot \left(\frac{14,6 - 8}{14,6}\right) = 9,1 \text{ м} \quad (63)$$

$$r_{c12} = \frac{r_{c1} - r_{c2}}{2} = \frac{11,5 - 9,1}{2} = 10,3 \text{ м} \quad (64)$$

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И СИГНАЛИЗАЦИЯ НА ПОДСТАНЦИИ

Релейная защита – совокупность специальных устройств и средств, обеспечивающие автоматическое отключение поврежденной части электрической установки или сети.

6.1 Общие положения

Релейная защита является важнейшим и наиболее ответственным компонентом автоматики, используемым в современных энергетических системах. Он осуществляет автоматическую ликвидацию повреждений и аномальных режимов в энергосистемах, обеспечивая надежность их работы.

В настоящее время релейная защита приобретает все большее значение в связи с ростом мощностей подстанций, повышением напряжений электрических сетей.

В электроэнергетических системах могут возникать повреждения и аномальные режимы работы. Ток повреждения может вызывать разрушения в месте повреждения и нагрев проводов. Понижение напряжения приводит к нарушению нормальной работы потребителей электрической энергии и устойчивости параллельной работы электрических станций энергосистемы.

Для обеспечения надежного электроснабжения, предотвращения разрушения оборудования и сохранения устойчивой работы элементов системы необходимы:

- 1) Быстрое отключение поврежденного участка или элемента
- 2) Ликвидация опасного аномального режима

Для вышеперечисленных целей в основном используют специальные автоматические устройства в виде релейной защиты.

Релейная защита содержит три части:

- 1) Измерительная часть;
- 2) Логическая часть;

3) Выходная часть.

В измерительную часть входят измерительные и пусковые органы защиты, которые воздействуют на логическую часть при отклонении электрических параметров (тока, напряжения, мощности, сопротивление) от значений, предварительно заданных для защищаемого объекта.

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и органов выдержки времени, которые при определенном действии измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают логическую часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления коммутационными аппаратами и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления.

Основной задачей релейной защиты на подстанции является обнаружение повреждений или ненормальных режимов и по возможности быстрая выдача управляющего сигнала на отключение поврежденной части или сигнализация о возникновении ненормальных режимов.

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных и электромеханических.

- 1) Мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1 – 0,5 ВА,
- 2) Аппаратная погрешность находится в пределах 2 – 5 %,
- 3) Коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96 – 0,97 %.

В настоящее время большинство фирм производителей, прекращая выпуск электромеханических реле и устройств, переходят на цифровую базу. Переход на новую элементную базу не приводит к изменению принципов релейной защиты и автоматики, а наоборот, расширяет ее функции и возможности, а также упрощает эксплуатацию и снижает стоимость. Именно поэтому микропроцессорные реле быстро вытесняют микроэлектронные и электромеханические.

Современные устройства релейной защиты и автоматики интегрированы в рамках Единого Информационного комплекса функций РЗ, измерения, регулирования и управления электроустановкой. В цифровых комплексах РЗ появляется возможность перехода к новым нетрадиционным измерительным преобразователям тока и напряжения – на основе оптоэлектронных датчиков, трансформаторов без ферромагнитных сердечников и т.д. Эти преобразователи технологичнее при производстве, обладают высокими метрологическими характеристиками, но не пригодны для работы с традиционной аппаратурой.

Цифровые микропроцессорные комплексы релейной защиты являются интеллектуальными техническими средствами. Так же они обладают:

- 1) Многофункциональностью и малыми размерами;
- 2) Дистанционными изменениями и проверкой уставок с пульта управления;
- 3) Ускорением противоаварийных включений и отключений;
- 4) Непрерывной самодиагностикой и высокой надежностью;
- 5) Регистрацией и запоминанием параметров аварийных режимов;

- б) Дистанционной передачей оператору информации о состоянии и срабатываниях устройств РЗ;
- 7) Отсутствием специального технического обслуживания.

6.2 Защита трансформатора

В обмотках трансформатора могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут возникать КЗ между фазами на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение температуры масла.

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты:

- 1) Защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4 МВА – максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности – дифференциальная защита.
- 2) Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН – газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.
- 3) Защита от внешних коротких замыканий – максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних напряжений.
- 4) Защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.
- 5) Защита от перегрузки с действием на сигнал.

На подстанции Ледяная 220/35/6 кВ предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 20 МВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-ТЗ».



Рисунок 18 – «Сириус-Т3»

6.2.1 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные тока для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (65)$$

где $S_{\text{НОМ.ВН}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{НОМ.ВН}}$ – номинальное напряжение стороны.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 32,9 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 192,5 \text{ А}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.}} = \frac{I_{\text{НОМ.}}}{K_{\text{ТР.ТТ.}}} \quad (66)$$

где $K_{\text{ТР.ТТ}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны;

$$K_{\text{ТР.ТТ}} = \frac{I_{\text{н.ТТ.П}}}{I_{\text{н.ТТ.В}}} \quad (67)$$

где $I_{\text{н.ТТ.П}}$, $I_{\text{н.ТТ.В}}$ – первичный и вторичный номинальные токи ТТ стороны.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{ТР.ТТ.ВН}} = \frac{1000}{5} = 200$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.НН}} = \frac{400}{5} = 80$$

$$I_{\text{ном.втор.ВН}} = \frac{32,9}{200} = 0,16 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.втор.НН}} = \frac{192,5}{80} = 2,4 \text{ А}$$

При выборе ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТ}} \leq 5$$

$$I_{\text{ном.втор.ВН}} = 0,16 \text{ А, выбираем 1 А}$$

$$I_{\text{ном.втор.НН}} = 2,4 \text{ А, выбираем 5 А}$$

6.2.2 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

ДЗТ включает в себя:

1. ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка)
2. ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройка от бросков тока намагничивания (БТН)).

ДЗТ необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке. Она построена в относительных единицах.

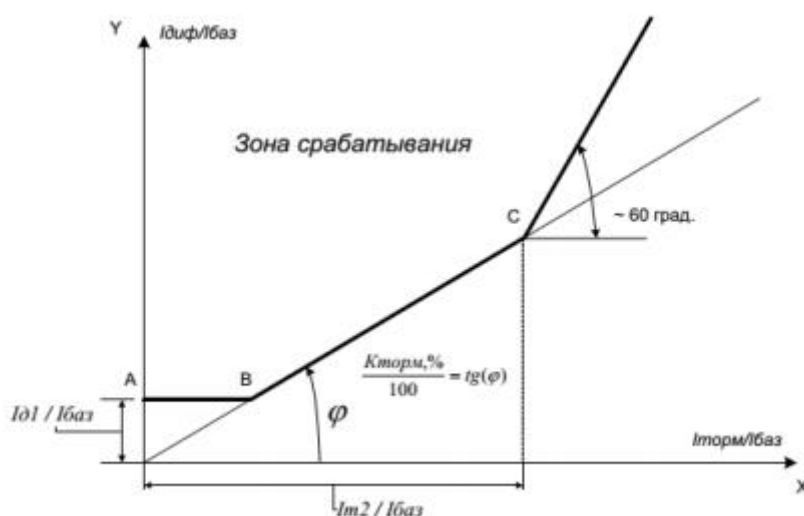


Рисунок 19 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$ – минимальный дифференциальный ток срабатывания;

$K_{торм, \%}$ - коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$ – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки $I_{ном.ВН}$.

Характеристика имеет три участка:

1) Отрезок А-В: точка В (точка первого излома характеристики) получается, как пересечение уставки ДЗТ-2 – $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ с прямой, которая проходит через начало координат и точку С. Дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

2) Между точками В и С: точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 – $K_{горм}, \%$ и ДЗТ-2 – $I_{т2}/I_{ном.ВН}$.

3) Правее точки С: начало лежит в точке С, наклон участка равен 60 градусам.

Значение $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора.

$$I_{диф}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч} \quad (68)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, равен 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока.

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч}, \quad (69)$$

где $I'_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$I''_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

$I'''_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты.

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{расч}^* \quad (70)$$

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим, рекомендуется принимать 1,0;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, равное 0,05;

$I_{расч}^*$ – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через зону при трехфазном КЗ.

$$I_{нб.расч}'' = \Delta U \cdot I_{расч}^* \quad (71)$$

где ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования.

$$I_{нб.расч}''' = f_{выр} \cdot I_{расч}^* \quad (72)$$

где $f_{выр}$ – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты, равная 0,03.

$$I_{нб.расч} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 6,8 = 0,26 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания:

$$I_{диф} / I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = 1,2 \cdot 0,26 = 0,31 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{торм}$ должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной

характеристики. Такие токи возможны при действии АВР трансформаторов и АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,26 = 0,87 \quad (73)$$

Коэффициент торможения:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}}$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,26 / 0,87 = 35\% \quad (74)$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{T2}/I_{\text{баз}}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_T/I_{\text{б}}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_T/I_{\text{б}}=1,3$). Поэтому уставка принимается равной $I_{T2}/I_{\text{б}}=1,5-2$.

6.2.3 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- 1) От бросков тока намагничивания;
- 2) От максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{ДТО}} \geq 6$$

$$I_{\text{ДТО}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,5;

$I_{\text{нб.расч}^*}$ - расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{\text{нб.расч}^*}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным $3 \div 4$. Величина $I_{\text{расч}^*}$ принимается равной току, проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 6,8 = 3,26 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{ДТО}} = 1,25 \cdot 3,26 = 4,07 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{ДТО}} = 4 \text{ о.е.}$

6.2.4 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки:

$$I_{\text{с.з.}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.маx}} \quad (75)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равен 1,2;

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. Для городских сетей общего назначения: $K_{\text{зап}} = 2,5$;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, равен 0,9;

$I_{\text{раб.маx}}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Ток срабатывания:

$$I_{с.з.ВН} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 85,78 = 283,1 \text{ А}$$

Проверка коэффициента чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{уст}}} \quad (76)$$

где $I_{\text{кз.мин}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты при расчетном виде КЗ.

$I_{\text{уст}}$ – принятое значение тока срабатывания.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ на стороне НН трансформатора и не менее 1,2 на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{уст}}} \geq 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{уст}}} \geq 1,5$$

6.3 Защита воздушной линии 35 кВ

Защиту от многофазных КЗ следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети напряжения для обеспечения отключения с большей вероятностью только одного места повреждения при двойных замыканиях на землю и исключения несрабатывания защиты при двойных замыканиях в фазах, где не установлены трансформаторы тока.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных КЗ, должна устанавливаться двухступенчатая токовая защита, первая ступень

которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая – в виде максимальной токовой защиты.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена в виде:

1. Селективной, действующей на сигнал;
2. Селективной, действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности;

Защита должна быть установлена на всех линиях электрически связанной сети со стороны питания.

Согласно ПУЭ, для воздушных линий должны быть предусмотрены следующие защиты:

- 1) Максимальная токовая защита (МТЗ).
- 2) Токовая отсечка (ТО).
- 3) Защита от однофазного замыкания на землю.

Максимальный рабочий ток в ВЛ:

$$I_{\text{раб.маx}} = \frac{S_{\text{маx. ВЛ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{8,96}{\sqrt{3} \cdot 35} = 148 \text{ А}$$



Рисунок 20 – «Сириус-ДЗ-35»

6.3.1 Расчет максимальной токовой защиты

Максимальная токовая защита с выдержкой времени выступает в качестве первой ступени трехступенчатой защиты линии. Для расчета необходимо рассчитать ток срабатывания защиты, ток уставки, выдержку времени и отстроиться от соседних защит.

На первом этапе определяем ток срабатывания защиты с учетом токов самозапуска и других сверхтоков, которые протекают при ликвидации КЗ на предыдущем элементе:

$$I_{с.з.} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сам}}{k_B} \cdot I_{раб.мах} \quad (77)$$

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$k_{сам}$ – коэффициент самозапуска, равный 1,1;

k_B – коэффициент возврата максимальных реле тока, равный 0,85.

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 1,1}{0,85} \cdot 148 = 229,8 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{раб.мах} \cdot k_H}{k_T \cdot k_B} = \frac{148 \cdot 1,2}{80 \cdot 0,85} = 2,6 \text{ А} \quad (78)$$

где k_H – коэффициент надежности;

k_T – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{ч} = \frac{I_{HH}^{(2)}}{I_{ср} \cdot K_T} = \frac{193}{2,6 \cdot 80} = 0,9 < 1,5 \quad (79)$$

Время срабатывания МТЗ выбирается из условий селективности защиты и термической стойкости защищаемого элемента. Время срабатывания защиты:

$$t_{c2pz} = t_{c1pz} + \Delta t = 0,5 + 0,6 = 1,1 \text{ с} \quad (80)$$

6.3.2 Расчет токовой отсечки линии

ТО может выполняться как с выдержкой времени, так и без нее. При расчете ТО отстраивается от максимального тока короткого замыкания в конце защищаемой линии. ТО трансформатора также отстраивается от броска тока намагничивания.

$$I_{c.з} \geq \frac{U_{c.мин}}{\sqrt{3} \cdot k_H \cdot (z_{c.мин} + k_0 \cdot z_{c.мин})} \quad (81)$$

где $U_{c.мин}$ – междуфазное напряжение системы в минимальном режиме работы (0,9...0,95);

k_H – коэффициент надежности;

$z_{c.мин}$ – сопротивление системы до места установки отсечки;

k_0 – коэффициент, зависимости остаточного напряжения в месте установки отсечки от удаленности трехфазного КЗ. Определяется по зависимости графической.

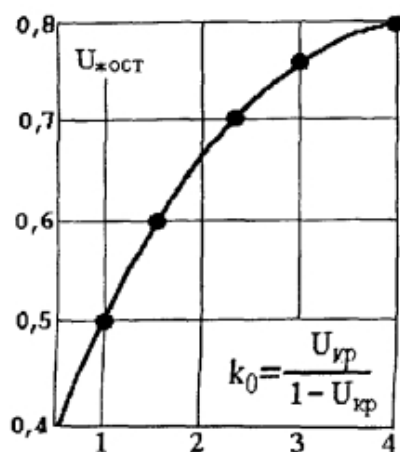


Рисунок 21 – Графическая зависимость

Остаточное напряжение - это напряжение, при котором обеспечивается динамическая стойкость работы синхронных генераторов ($U_{ост} > 0,6$) и электродвигателей ($U_{ост} > 0,5$).

Данная неселективная ТО применяется совместно с автоматикой (АВР, АПВ), что обеспечивает быстроедействие при отключениях опасных КЗ.

Однако, для совместной работы необходимо выполнить ряд мероприятий:

- 1 Отстроить ТО от токов намагничивания трансформаторов.
- 2 Отстроить ТО от КЗ на шинах НН трансформаторов, находящихся в её зоне действия.
- 3 Согласовать ТО с предохранителями, выключателями и другими устройствами, находящимися в её зоне действия.

6.3.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Для защиты от однофазных замыканий на землю воздушных линий используются устройства контроля изоляции. Для осуществления избирательности действий защиты линия снабжается кабельным вводом. Защита осуществляется специальными трансформаторами тока нулевой последовательности. Защита от замыканий на землю работает на сигнал, если не требуется отключение по специальным требованиям.

Ток срабатывания защиты выбирают из условия несрабатывания защиты при внешнем однофазном замыкании на землю:

$$I_{c.з} = k_{отс} \cdot k_б \cdot I_c \quad (82)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, 1,2-1,3;

$k_б$ – коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока в момент зажигания дуги, 2-2,5;

I_c – значение собственного емкостного тока защищаемого присоединения.

$$I_{c.з} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,5 = 1,2 \text{ А}$$

Емкостной ток воздушной линии I_c , в первом приближении, можно рассчитать:

$$I_c = \frac{U_\phi \cdot L}{350} = \frac{35 \cdot 37,5}{350} = 3,75 \text{ А} \quad (83)$$

В сети с изолированной нейтралью допускается работа, если емкостной ток не превышает:

- 1) 30А для сети 6кВ
- 2) 20А для сети 10кВ

Если же значение емкостного тока превышает полученное значение, то необходимо компенсировать его с помощью реактора, то есть перейти на другой тип заземления нейтрали.

6.4 Автоматика на подстанции

6.4.1 Общие положения

Действие противоаварийной автоматики должно быть селективным и не должно приводить к каскадному развитию аварийного режима. Алгоритм функционирования и противоаварийная автоматика, параметры настройки устройств и комплексов противоаварийной автоматики должны соответствовать схемно-режимным условиям работы энергосистемы и

обеспечивать минимизацию управляющих воздействий. При получении, в пределах установленного интервала времени на объекте электроэнергетики, команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию одного вида УВ должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

При получении в пределах установленного интервала времени на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию разных видов УВ на одном и том же оборудовании должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечить передачу диспетчерскому центру субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике телесигналов о срабатывании устройств и комплексов противоаварийной автоматики, являющихся объектам диспетчеризации.

Противоаварийная автоматика должна обеспечивать выполнение своих функций при любом отказе одного устройства противоаварийной автоматики, не связанном с аварийным событием, требующим срабатывания противоаварийной автоматики.

Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости предназначена для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генераторов электростанций, двигательной нагрузки потребителей электрической энергии, контролируемого сечения, энергорайона и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования. Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости должны устанавливаться на объектах электроэнергетики. Должна быть предусмотрена возможность работы комплексов локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в автономном режиме и/или в качестве низового устройства централизованная система противоаварийной автоматики.

При работе комплекса локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в качестве низового устройства должен быть обеспечен его автоматический перевод в автономный режим работы при выявлении неисправности ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматик или каналов связи с ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики.

В комплексах локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости используются пусковые факторы:

1. Отключение ЛЭП;
2. Одновременное отключение двух ЛЭП;
3. Отключение системы шин;
4. Отключение энергоблока;
5. Отключение трансформатора (автотрансформатора);
6. Близкое к шинам электростанции или затяжное короткое замыкание;
7. Превышение перетока активной мощности по контролируемому сечению заданной величины;
8. Другие факторы при необходимости.

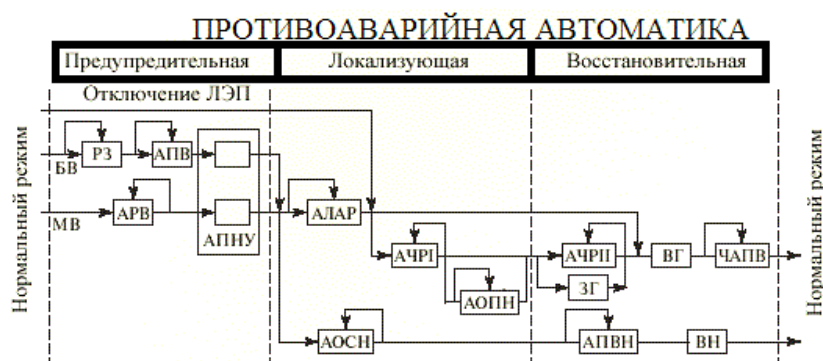


Рисунок 22 – Структура противоаварийной автоматики ЭЭС:

БВ – большое возмущение; МВ – малое возмущение; РЗ – релейная защита; АПВ – автоматическое повторное включение АРВ – автоматическое регулирование возбуждения; АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости; АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного

хода; АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения; АОПН – автоматика ограничения повышения напряжения; АЧР – автоматическая частотная нагрузка; ЗГ – загрузка генераторов; ВГ – включение гидрогенераторов; ЧАПВ – АПВ по частоте; АПВН – АПВ по напряжению; ВН – включение нагрузки

Главное предназначение современных противоаварийных систем:

1. своевременное обнаружение аварийных ситуаций;
2. качественный анализ аварийных ситуаций;
3. своевременное реагирование и исполнение соответствующих управляющих воздействий.

Осуществление данных действий может производиться как с помощью отдельных устройств (пусковых – ПУ, исполнительных – ИУ, предусматривающих автоматическую дозировку управляющих воздействий – АДВ), так и комбинированных, в которых возможно выполнение сразу нескольких операций по автоматическому регулированию.

6.4.2 Автоматика линий электропередачи

На линиях электропередачи, трансформаторах и электродвигателях – элементах системы электроснабжения промышленных предприятий – применяются токовые, токовые направленные, дифференциальные защиты, а также максимальные и минимальные защиты напряжения. На этих элементах предусматриваются соответствующие устройства автоматики. Релейная защита и автоматика дополняют друг друга, влияют на выбор схем, параметров устройств релейной защиты и автоматики. Принципы действия и взаимодействия этих устройств целесообразно начать рассматривать применительно к защите и автоматике линий электропередачи.

6.4.2.1 Основные органы токовой защиты

Токовая защита – защита, для которой воздействующей величиной является ток, проходящий в месте их включения. Первыми токовыми

защитами были плавкие предохранители. Параметрами защиты, требующими определения, являются: ток срабатывания $I_{с.з.}$, выдержка времени, коэффициент чувствительности, ток возврата. Для первичных реле (рис. 22, а) $I_{с.з.} = I_{с.р.}$, $I_{в.з.} = I_{в.р.}$. Токи срабатывания и возврата связаны коэффициентом возврата $k_B = I_{в.р.} / I_{с.р.} = I_{в.з.} / I_{с.з.}$.

В общем случае токовые защиты выполняются трехступенчатыми. Быстродействующая первая ступень защиты – токовая защита без выдержки времени, токовая отсечка имеет только измерительный орган, а вторая и третья ступени – токовая отсечка с выдержкой времени и максимальная токовая защита – содержат два органа: измерительный и выдержка времени. Вторая ступень выполняется с независимой от тока выдержкой времени, а третья – с независимой и зависимой. Функции измерительного органа выполняют реле тока КА. Они реагируют на повреждения или нарушения нормального режима работы и вводят в действие орган выдержки времени, если он имеется, - чаще всего это реле времени КТ. Они реагируют на повреждения или нарушения нормального режима работы и вводят в действие орган выдержки времени, если он имеется, - чаще всего это реле времени КТ. В схемах токовых защит имеются также вспомогательные реле, промежуточные КЛ и указательные КН.

В качестве примера на рисунке 23 приведена в однофазном изображении принципиальная схема МТЗ на оперативном токе. Защита действует на электромагнитные отключения У АТ привода Q.

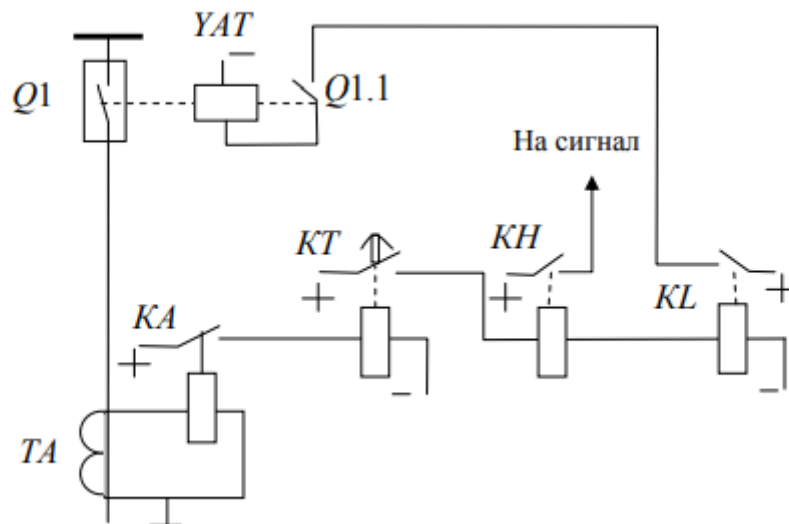


Рисунок 23 – Схема МТЗ на постоянном оперативном токе

6.4.2.2 Схемы соединения измерительных преобразователей тока и цепей тока вторичных измерительных органов

В зависимости от назначения защиты и предъявляемых к ней требований применяются следующие схемы соединения измерительных преобразователей и цепей тока измерительных органов:

- 1) Трехфазная схема соединения в полную звезду;
- 2) Двухфазная двух- и трехрелейная схема соединения в неполную звезду;
- 3) Трехфазная схема соединения ТА в полный треугольник, а измерительных органов – в полную звезду;
- 4) Двухфазная однорелейная схема соединения в неполный треугольник (на разность токов двух фаз).

Значения коэффициентов схемы $k_{сх}^{(m)} = I_p / I_{2ф} = I_p \cdot k_A / I_{1ф}$, зависящих от режима работы защищаемого объекта, приведены в таблице 9; при определении токов срабатывания $I_{с.з.}$ рассматривается симметричный режим, для которого $k_{сх}^{(3)} = I_{с.р} \cdot k_A / I_{с.з.}$ (k_A – коэффициент трансформации ТА, $I_{1ф}$, $I_{2ф}$ – первичный вторичный токи ТА).

Чувствительность токовых защит характеризуется коэффициентом чувствительности $k_{\text{ч}}^{(m)}$, под которым понимают отношение тока в реле при металлическом КЗ в конце защищаемого участка к току срабатывания реле (при КЗ вида m), т.е. $k_{\text{ч}}^{(m)} = I_{\text{р.мин}}^{(m)} / I_{\text{с.р}}$, $k_{\text{ч}}$ можно выразить через минимальный ток повреждения, тогда:

$$k_{\text{ч}}^{(m)} = \frac{k_{\text{сх}}^{(m)} \cdot I_{\text{мин}}^{(m)}}{k_{\text{сх}}^{(3)} \cdot I_{\text{с.з}}} \quad (84)$$

6.4.3. Выбор токов и времени срабатывания МТЗ

Ток срабатывания пусковых токовых реле должен удовлетворять условиям:

- 1) Защита не должна реагировать на максимальные токи нагрузки;
- 2) Защита должна надежно действовать при КЗ на защищаемом участке и иметь $k_{\text{ч}}$ в конце этого участка не менее 1,5;
- 3) Защита должна действовать при КЗ на смежном (резервируемом) участке и иметь $k_{\text{ч}}$ в конце смежного участка не менее 1,2.

Рассмотрим значения токов и времени срабатывания защит по ступеням.

В таблицах 9 и 10 приведены формулы для определения расчетных токов в реле МТЗ.

Таблица 10 – Формулы для определения расчетных токов в реле МТЗ при двухфазных КЗ

Схема выполнения максимальной токовой защиты	Коэффициент схем при симметричном режиме $k_{\text{сх}}^{(3)}$	Токи в реле при двухфазном КЗ	
		В месте установки защиты или за трансформатором Y/Y ₀ -12	За трансформатором Y/Δ-11
1	2	3	4

1	2	3	4
Полная звезда	1	$I_p = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к.3}^{(3)}}{2 \cdot k_A}$	$I_p = \frac{I_{к.3}^{(3)}}{k_A}$
Неполная звезда с двумя реле	1	$I_p = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к.3}^{(3)}}{2 \cdot k_A}$	$I_p = \frac{0,5 \cdot I_{к.3}^{(3)}}{k_A}$
Неполная звезда с тремя реле	1	$I_p = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к.3}^{(3)}}{2 \cdot k_A}$	$I_p = \frac{I_{к.3}^{(3)}}{k_A}$
Треугольник с тремя реле	$\sqrt{3}$	$I_p = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к.3}^{(3)}}{2 \cdot k_A}$	$I_p = \frac{I_{к.3}^{(3)}}{k_A} \cdot 1,5$
Треугольник с двумя реле	$\sqrt{3}$	$I_p = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к.3}^{(3)}}{2 \cdot k_A}$	$I_p = \frac{I_{к.3}^{(3)}}{k_A} \cdot 1,5$
Схема включения одного реле на разность токов двух фаз А и С	$\sqrt{3}$	$I_p = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к.3}^{(3)}}{2 \cdot k_A}$	Схема не применяется (отказывает при к.з. фаз А и В)

Таблица 11 – Формулы для определения расчетных токов в реле МТЗ на стороне 6(10) кВ при однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ трансформаторов Y/Y и Δ/Y

Схема выполнения максимальной токовой защиты	Коэффициент схем при симметричном режиме	Токи в реле при двухфазном КЗ за трансформатором	
		Y/Y	Δ/Y
1	2	3	4
Полная звезда	1	Не применяется	Не применяется

1	2	3	4
Неполная звезда с тремя реле	1	$I_p = \frac{I_{к.з}^{(1)}}{3 \cdot k_A}$	$I_p = \frac{2 \cdot I_{к.з}^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot k_A}$
Треугольник с тремя реле	$\sqrt{3}$	Не применяется	$I_p = \frac{I_{к.з}^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot k_A}$
Треугольник с двумя реле	$\sqrt{3}$	Не применяется	

6.4.3.1. Первая ступень токовой защиты – токовая отсечка без выдержки времени

Селективность этой ступени достигается тем, что ее ток срабатывания принимается большим максимального тока КЗ, проходящего через защиту при повреждении вне защищаемого элемента.

Расчетным при выборе тока $I_{с.з}$ защиты АІ является трехфазное КЗ у шин подстанции в максимальном режиме:

$$I_{с.р} = k_H \cdot k_{сх} \cdot I_{к.з. вн \max}^{(3)} / k_A \quad (85)$$

где k_A – коэффициент трансформации ТА,

$I_{к.з. вн \max}^{(3)}$ – начальное ($t=0$) действующее значение периодической составляющей тока внешнего к.з.

k_H – аperiodическая составляющая тока КЗ учитывается коэффициентом надежности: $k_H = 1,2-1,3$ – для электромагнитных реле тока, $k_H = 1,5-1,6$ – для индукционных реле тока, для отсечек с реле прямого действия $k_H = 1,8-2,0$.

Ток срабатывания защиты $I_{с.з}$ не зависит от режима работы и места повреждения. Отсечка сработает при $I_{к.з} \geq I_{с.з}$. Это условие выполняется при к.з. в пределах ψ_1 и L_2 защищаемой линии.

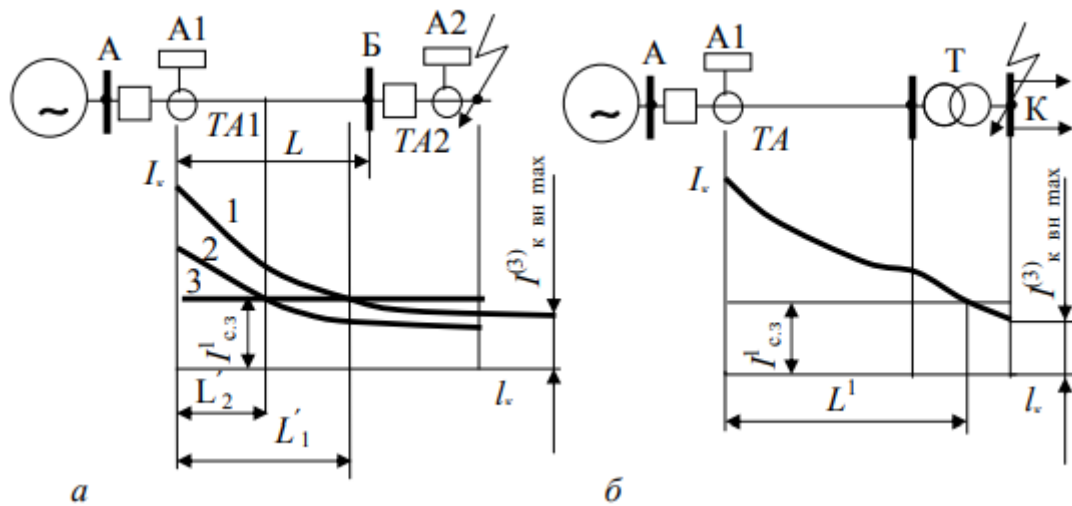


Рисунок 24 – Выбор тока срабатывания и определения защищаемой зоны токовой отсечки без выдержки времени

Участки L'_1, L'_2 являются зонами, защищаемыми отсечками. Защищаемая зона тем больше, чем меньше $I_{c,3}$, и чем меньше крутизна кривой изменения тока КЗ. Чувствительность защиты определяется коэффициентом чувствительности $k_{\text{ч}}$. При КЗ у места установки защиты в минимальном режиме должен быть $k_{\text{ч}} \geq 2$.

Токковые отсечки используются также на линиях с двухсторонним питанием. В этом случае они устанавливаются с обеих сторон защищаемой линии (защита A1 и A2). Кривые 1 и 2 (рис. 24,б) показывают изменения токов КЗ, от источников А и Б при перемещении точки КЗ вдоль защищаемой линии. При повреждении в точке K_B по защищаемой линии проходит $I_{\text{к.з. ВНmaxA}}^{(3)}$ и $I'_{\text{с.31}} = I'_{\text{с.32}} \geq I_{\text{к.з. ВНmaxA}}^{(3)}$. При повреждении в точке K_A по защищаемой линии и через места установки защит от источника Б проходит максимальный ток. При этом защиты также не должны действовать:

$$I'_{\text{с.3}} = I'_{\text{с.31}} = I'_{\text{с.32}} \geq I_{\text{к.з. ВНmaxB}}^{(3)}$$

Из двух значений выбирается больший ток срабатывания, что является первым условием его выбора.

В эксплуатации возможны случаи качаний генераторов источника А относительно генератора источника Б и выхода из синхронизма. При этом по линии АБ могут проходить большие уравнильные токи. Отсечка в этом случае не должна действовать, поэтому:

$$I'_{c.3} = I'_{c.31} = I'_{c.32} \geq k'_H \cdot I_{yp.max} \quad (86)$$

Это второе условие выбора тока срабатывания отсечки на линиях с двусторонним питанием. Определяющим условием является условие с большим значением тока срабатывания.

Максимальный уравнильный ток возникает, когда векторы E_A и E_B смещены на угол π (рис. 24, в). Принимая $\underline{E}_A = E_B = \underline{E}_B$:

$$I_{yp.max} = 2 \cdot E \cdot (X_{1A} + X_{1yy} \cdot L + X_{1B}) \quad (87)$$

где X_{1A} , X_{1B} – сопротивления прямой последовательности генераторов.

Защищаемые зоны отсечек L'_1 , L'_2 определяются точками пересечения кривых 1 и 2 с прямой 3. При этом L'_1 и $L'_2 < L$ и повреждения в середине линии на длине $(L'_1 + L'_2) - L$ отключаются отсечками с двух сторон. При КЗ вне этой зоны срабатывает только отсечка А1 или А2.

6.4.3.2. Вторая ступень токовой защиты – токовая отсечка с выдержкой времени

На рисунке 25 – схема сети с двумя последовательно соединенными участками АБ и БВ, для защиты которых установлены токовые отсечки без выдержки времени А1 и А2 с токами срабатывания $I_{c.3.A1}$ и $I_{c.3.A2}$. Отсечки имеют защищаемые зоны, которые охватывают часть линий. Участки L' и L'' в

конце линии за пределами зон L'_{A1} и L'_{A2} остаются незащищенными. Поэтому возникает необходимость во второй ступени токовой защиты.

Так как вторая ступень должна быть селективной, в ее действия необходимо ввести выдержку времени. Для исключения срабатывания защиты при КЗ в зоне L'_{A2} токовой отсечки 2 линии БВ выдержка времени второй ступени А должна быть больше времени срабатывания отсечки на время Δt . Должно выполняться условие:

$$t''_{A1} = t'_{A2} + \Delta t \quad (88)$$

С учетом этого:

$$\Delta t = t''_{o.в} + t_{n1} + t_{n2} + t_{зап} \quad (89)$$

В расчетах Δt принимают 0,3-0,6 с.

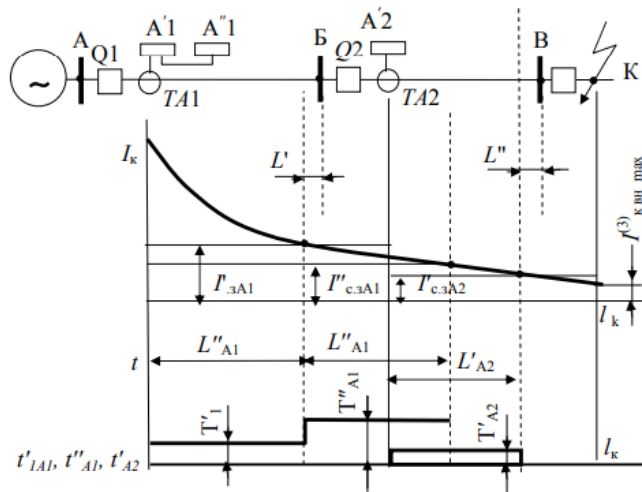


Рисунок 25 – Защищаемые зоны и время действия токовой защиты со ступенчатой характеристикой выдержки времени

Селективность обеспечивается, если принять:

$$I''_{с.з.А1} = k_H'' \cdot I'_{с.з.А2} \quad (90)$$

где $k_H''=1,1 \dots 1,05$ для второй ступени защиты.

Если выдержка времени второй ступени оказывается приемлемой, то первая ступень может отсутствовать.

Чувствительность второй ступени проверяется по минимальному току повреждения при металлическом КЗ в конце защищаемой линии и $k_{\text{ч}}'' \geq 1,3-1,5$. Токовая отсечка с выдержкой времени сохраняет селективность и на линиях с двухсторонним питанием при определенных условиях.

6.4.3.3. Третья ступень токовой защиты – максимальная токовая защита

Выбор тока срабатывания.

При выборе $I_{\text{с.з}}'''$ необходимо исходить из условия возврата измерительного органа в начальное положение после его срабатывания при внешних КЗ.

При КЗ в точке К2 (рис. 26) срабатывают измерительные органы защиты А2, расположенной ближе к месту повреждения, и защиты А1. При этом действует только защита А2, так как имеет меньшую выдержку времени, а измерительный орган защиты А1 должен возвратиться в начальное состояние. Для этого необходимо, чтобы ток возврата $I_{\text{в.з}}'''$ защиты А1 был больше максимально возможного тока в линии $I_{\text{з.мах}}'''$ после отключения внешнего КЗ.

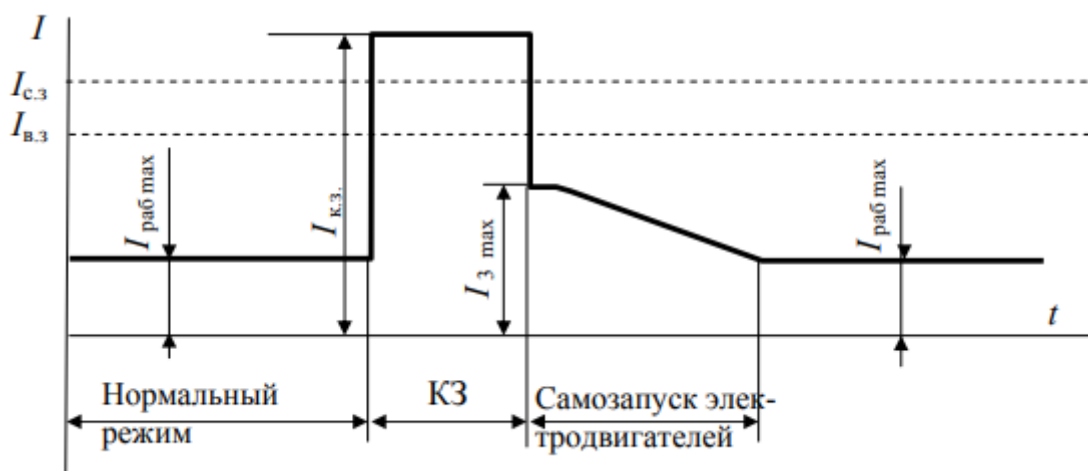


Рисунок 26 – График изменения тока в линии при нормальном режиме, коротком замыкании и после его отключения

Ток $I_{зmax}$ обычно больше длительного максимального рабочего тока, что учитывается коэффициентом самозапуска $k_{сзп}=2,5\dots3$. Селективность действия защиты обеспечивается, если:

$$I_{вз}''' > k_{сзп} \cdot I_{раб.мах}$$

Или с учетом коэффициента надежности:

$$I_{вз}''' = k_H''' \cdot k_{сзп} \cdot I_{раб.мах} \quad (94)$$

где $k_H''' = 1,1\dots1,2$.

С учетом:

$$k_B''' = I_{вз}''' / I_{сз}''' \quad (95)$$

Получаем:

$$I_{вз}''' = k_H''' \cdot k_{сзп} \cdot I_{раб.мах} / k_B''' \quad (96)$$

Таким образом, для вторичного реле:

$$I_{с.р}''' = (k_H''' \cdot k_{сзп} / k_B''') \cdot k_{сх}^{(3)} \cdot (I_{раб.мах} / k_A) \quad (97)$$

Для обеспечения селективности необходимо, чтобы по мере приближения к источнику питания $I_{с.з1}'''$ увеличивался, а именно, $I_{с.з1}'''$ защиты А1, расположенной ближе к источнику питания, должен быть не меньше $I_{с.з2}'''$ защиты А2. Следовательно должно выполняться условие:

$$I_{с.з(n-1)}''' \geq I_{с.з.n}'''$$

При использовании в схемах МТЗ индукционного реле РТ-80 источником оперативного тока является трансформатор тока.

Селективность действия МТЗ в сетях с двухсторонним питанием, а также в сложных сетях с одним или несколькими источниками питания не всегда обеспечивается, поэтому редко применяется.

6.5. Сигнализация на подстанции

Кроме своего основного назначения - автоматического отключения поврежденного участка от остальной неповрежденной сети, релейная защита служит так же для сигнализации - выявления и фиксации нарушений нормального режима работы оборудования, или неисправностей, которые в дальнейшем могут привести к аварии, и подачи предупредительных сигналов обслуживающему персоналу.

На электрических станциях и подстанциях предусматриваются следующие виды сигнализации:

- 1) сигнализация положения коммутационных аппаратов, положения РПН;
- 2) сигнализация действия отдельных устройств релейной защиты и автоматики (указательные реле);
- 3) аварийная сигнализация – об аварийных отключениях коммутационных аппаратов;
- 4) предупредительная сигнализация – о наступлении ненормального режима, или ненормального состояния отдельных элементов электроустановки.

Цепи индивидуальных аварийных и предупредительных сигналов отдельных элементов электростанции или подстанции собираются в общую схему сигнализации объекта.

Центральная сигнализация – общая для всех элементов объекта схема сигнализации, собранная на панели (в релейном шкафу), воспринимающая и фиксирующая сигналы от отдельных элементов, формирующая аварийный и предупредительный сигналы для обслуживающего персонала.

При нарушении нормального режима работы оборудования, или при появлении его неисправности, обычно с выдержкой времени, позволяющей отстроиться от кратковременных процессов и самоустраняющихся неисправностей, срабатывает предупредительная звуковая сигнализация.

В зависимости от вида оперативного тока подстанции, схема центральной сигнализации выполняется на переменном, или на постоянном токе. Вид оперативного тока определяет особенности построения схемы центральной сигнализации.

Для построения систем центральной сигнализации на подстанциях служит устройство «Сириус-ЦС». Оно позволяет обрабатывать сигналы, поступающие от микропроцессорных или электромеханических устройств защиты по шинкам сигнализации, фиксировать время появления и снятия сигналов от конкретных устройств защиты, подключаемых к дискретным оптронным входам, а также формировать сигналы обобщенной сигнализации. Его рабочий диапазон температур: от -20оС до +55оС, а габаритные размеры не превышают 305х190х215 мм.

Система сигнализации подстанции организуется с помощью нескольких блоков «Сириус-ЦС», один из которых является блоком центральной сигнализации подстанции, а остальные – участковыми блоками сигнализации.

Светодиоды блока отображают наличие сигнализации и состояние бленкеров участков. Участковые блоки формируют сигналы для центрального блока и сигналы телемеханики состояния участка, а их светодиоды указывают на конкретное устройство, которое выдает сигнал.

«Сириус-ЦС» накапливает, обрабатывает, отображает информацию о состоянии объекта и по запросу передает ее на вышестоящий уровень.

Устройство ЦС имеет четыре входа для подключения шинки сигнализации. Для каждого входа программируется тип сигнализации, выдержка срабатывания (от 0 до 99,9 с), номинальное значение импульса тока (50 или 200 мА).

Устройство имеет специальное исполнение «И5», обеспечивающее наиболее полный функционал при построении «цифровых подстанций» и развертывании «Smart Grid».



Рисунок 27 – «Сириус-ЦС»

Иногда в процессе проектирования или реконструкции, или в случае увеличения производственных мощностей предприятий возникает необходимость сравнить экономическую целесообразность сооружения новой установки или реконструкции старой.

В современных условиях рыночной экономики одним из важнейших условий является доход, а также окупаемость рассматриваемого проекта.

Целью данного раздела является расчет необходимых капиталовложений в рассматриваемый проект.

7.1. Расчёт капитальных затрат на электрооборудование

Капитальные вложения – инвестиции в основной капитал, в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, инструмента, инвентаря, проектно-изыскательские работы и другие затраты.

Производственные капитальные вложения по формам воспроизводства основных фондов различают:

- 1) на основное строительство;
- 2) на реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий;
- 3) на расширение действующих предприятий;
- 4) на модернизацию оборудования.

План капитального строительства состоит из следующих разделов:

1. Плановое задание по вводу в действие производственных мощностей и основных фондов;
2. Объем капитальных вложений и их структура;
3. Титульные списки строек и объектов;
4. План проектно-изыскательских работ;

5. Программа строительно-монтажных работ;
6. Экономическая эффективность капитальных вложений.

Источником финансирования капитальных вложений являются собственные средства предприятия. Источником собственных средств предприятия для капитальных вложений являются фонд развития предприятия, образуемый за счет:

- 1) отчислений от прибыли;
- 2) части амортизационных отчислений, оставляемых в распоряжении предприятия;
- 3) выручка от реализации излишнего и неиспользуемого оборудования;
- 4) выручка от попутной добычи нефти при разведочном бурении и др.

В таблице 12 приводится первичная стоимость электрооборудования при реконструкции ПС «Ледяная» 220/35/6 кВ и расчёт балансовой стоимости электрооборудования.

Таблица 12 – Расчёт стоимости электрооборудования

Тип электрооборудования	Количество единицы, шт.	Цена единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
1	2	3	4
ТСН ТМГ-СЭЩ-160/6 УХЛ1	2	161 611	323 222
Разъединитель РГ-35/1000 УХЛ1	6	37 900,60	227 403,60
ТН НАМИ-35 УХЛ1	2	9 000	18 000

1	2	3	4
ТТ ТОЛ СЭЩ-35/1000 УХЛ1	2	54 084,66	108 169,32
Выключатель ВР35НТ УХЛ1	7	1 950,67	13 654,69
ОПН ОПНп-35/40,5-10/550 УХЛ1	2	15 020	30 040
Сириус-ДЗ 35	1	101 698	101 698
Сириус-ЦС	1	81 579	84 579
Сириус-Т	2	104 684	209 368
Сети связи и сигнализации	218 000	218 000	

7.2. Расчет эксплуатационных затрат

Плановое перенесение стоимости основных фондов на продукцию называется амортизацией, а сумма средств, включаемых в себестоимость продукции – амортизационными отчислениями.

$$A_{\text{ГОД}} = \frac{\Phi_{\text{пер}} \cdot N_a}{100} \quad (98)$$

Где N_a – норма амортизационных отчислений (%) для каждого вида оборудования принимается по данным предприятия.

Таблица 13 – Расчет амортизационных отчислений

Тип электрооборудования	Балансовая стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Амортизационные отчисления, руб
1	2	3	4
ТСН ТМГ-СЭЩ-160/6 УХЛ1	161 611	4	6 464,4
Разъединитель РГ-35/1000 УХЛ1	37 900,60	4	1 516,02
ТН НАМИ-35 УХЛ1	9 000	4	360
ТТ ТОЛ СЭЩ-35/1000 УХЛ1	54 084,66	4	2 163,4
Выключатель ВР35НТ УХЛ1	1 950,67	4	78,02
ОПН ОПНп-35/40,5-10/550 УХЛ1	15 020	4	600,8
Сириус-ДЗ 35	101 698	4	4 067,92
Сириус-ЦС	81 579	4	3 263, 16
Сириус-Т	104 684	4	4 187,36
Сети связи и сигнализации	218 000	4	8 720

7.3. Расчет численности обслуживающего и ремонтного персонала

Количество ремонтных рабочих определяется на основе годового объема ремонтных работ по текущим ремонтам и данным баланса рабочего времени одного рабочего.

Таблица 14 – Баланс рабочего времени на одного рабочего в году.

Составные части баланса	Непрерывный режим работы предприятия
1	2
Число нерабочих дней:	115
- выходные	104
- праздничные дни	11
Номинальный фонд рабочего времени	
- дни	250
- часы	2 000
Неявки на работу:	33
- отпуск основной и дополнительный	28
- болезни	3
- выполнение государственных обязанностей	2
Эффективный фонд рабочего времени:	
- дни	215
- часы	1 720
Номинальная продолжительность рабочего времени	
- часы	8

7.4 Расчет стоимости потребляемой энергии

Затраты на потребляемую энергию за год определяются по одноставочному тарифу.

$$C_{п.э.} = v \cdot W_{ГОД} \text{ руб/год} \quad (99)$$

где v – тарифная ставка за 1 кВт·час, потребляемой электроэнергии, на данный момент – 3,92 руб;

$W_{ГОД}$ – потери электроэнергии, кВт·час;

Примерное потребление электроэнергии за год на подстанции:

$$W_{ГОД} = 250\,290\,000 \text{ кВт·час.}$$

Затраты на потребление электроэнергии:

$$C_{п.э.} = 3,92 \cdot 250\,290\,000 = 981\,136\,800 \text{ руб.}$$

Величина экономии электроэнергии при реконструкции может составлять от 12 до 20 %. В среднем по опыту установки эта величина колеблется в районе 12%. Экономия за год составит 117 736 416 руб.

7.5 Расчет эффективности инвестиций

Расчет эффективности инвестиций представляет собой описание ожидаемых экономических результатов от запланированных капитальных вложений. Эффективность инвестиционных проектов характеризуется системой показателей.

- 1) Чистый дисконтированный доход (ЧДД) или интегральный доход;
- 2) Индекс доходности (ИД);
- 3) Внутренняя норма доходности (ВНД);
- 4) Срок окупаемости (T_{OK}).

$$ЧДД = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t^*) \cdot \frac{1}{(1+E)^t} - K \quad (100)$$

где R_t – результаты, достигаемые на t -ом шаге расчета;

Z_t^* - затраты, осуществляемые на том же шаге;

E – норма дисконта;

t – номер шага расчета ($t=0,1,2\dots7$);

K – дисконтированные капиталовложения.

Для проведения разновременных затрат, результатов и эффектов используется норма дисконта, равная приемлемой для инвестора норме дохода на капитал.

Для расчета дисконтированного дохода определим норму дисконта:

$$E = \left(\frac{1+r}{1+i} - 1 \right) + \frac{p}{100} \quad (101)$$

где r – ставка рефинансирования, объявленная ЦБ РФ на данный период, 13%;

i – темп инфляции, объявленный Правительством РФ на данный период 8%;

p – поправка на предпринимательский риск в зависимости от целей проекта. Величина p может быть принята 5%.

$$E = \left(\frac{1+0,13}{1+0,08} - 1 \right) + \frac{5}{100} = 0,09$$

В качестве поправки на риск – взята норма для проектов вложений при интенсификации на базе освоенной техники. $E=9\%$.

Коэффициент дисконтирования для постоянной нормы дисконта:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+E)^t} \quad (102)$$

где t – номер шага расчета ($t=0,1,1\dots n$).

ЧДД – это разность между текущей дисконтированной на базе расчетной ставки процента стоимости поступлений от инвестиций и величиной капитальных вложений.

На практике часто пользуются модифицированной формулой. Для этого из состава Z_t исключают капитальные вложения и обозначают через K :

$$K = \sum_{t=0}^T K_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t} \quad (103)$$

где K_t – капитальные вложения на t -ом шаге;

K – сумма дисконтированных капиталовложений.

Тогда формула ЧДД будет:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t^*) \cdot \frac{1}{(1+E)^t} - K \quad (104)$$

где Z_t^* – затраты на t -ом шаге учета капиталовложений.

Индекс доходности представляет собой отношение суммы приведенных эффектов к величине капиталовложений:

$$\text{ИД} = \frac{1}{K} \cdot \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t^*) \cdot \frac{1}{(1+E)^t} \quad (105)$$

Если ЧДД > 0, а ИД > 1, то проект эффективен.

Внутренняя норма доходности представляет собой норму дисконта, при которой величина приведенных эффектов равна приведенным капиталовложениям. ВНД определяется:

$$\text{ВНД} \rightarrow \sum_{t=0}^T \frac{(R_t - Z_t^*)}{(1+E_{\text{ВН}})^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1+E_{\text{ВН}})^t} \quad (106)$$

По которому при ставке дисконта чистый дисконтированный доход окажется равным нулю:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{(R_t - \mathcal{E}_t^*)}{(1 + E_{\text{ВН}})^t} - \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + E_{\text{ВН}})^t} \quad (107)$$

Если ВНД равна или больше требуемой нормы дохода на капитал, то инвестиции в данный проект оправданы.

Срок окупаемости проекта – время, за которое поступления от производственной деятельности предприятия покроют затраты на инвестиции. СО измеряется в годах или месяцах.

Результаты и затраты, связанные с осуществлением проета, можно вычислить с дисконтированием или без него. Соответственно получается два различных срока окупаемости. Срок окупаемости рекомендуется определять с использованием дисконтирования.

$$\text{СО} = \frac{K}{\mathcal{E}_{\text{ГОД}}} \quad (108)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ГОД}}$ – годовая величина экономии при реализации проектных решений.

На основе ЧДД определим ВНД.

ВНД определим графическим методом.

ЧДД₁ – значение ЧДД с расчетным значением $E = E_1$.

ЧДД₂ – новое значение ЧДД при значении $E_{\text{ВН}} = E_2$ ($E_2 > E_1$).

$E_1 = 0,1$; ЧДД = 18 892 326.

$E_2 = 0,2$; ЧДД = 15 806 834.

ЧДД₁ – значение ЧДД с расчетным значением $E = E_1$.

ЧДД₂ – новое значение ЧДД при значении $E_{\text{ВН}} = E_2$ ($E_2 > E_1$).

$E_1 = 0,1$; ЧДД = 18 892 326.

$E_2=0,2$; ЧДД=15 806 834.

Получаем значение ВНД = 27%.

Таблица 15 – Показатели эффективности проекта

Показатели	Величина
1	2
Инвестиции в реализацию проекта	33 057 340 руб.
ЧДД за 5 лет	53 892 893 руб.
ЧДД	6 548 264 руб.
ИД	1,19
ВНД	27 %
Срок окупаемости	5 лет

8.1 Безопасность

Подстанцией является электроустановка, в которую входят трансформаторы или другие преобразователи энергии, распределительные устройства, устройства управления и вспомогательные сооружения. Подстанции промышленных предприятий могут быть пристроенными к основному зданию, встроенными, а также внутрицеховыми.

Электромонтажники выполняют при этом слесарно-сборочные и такелажные работы:

- 1) Выполнение электромонтажных заготовок в мастерских;
- 2) Выполнение электрических соединений первичных и вторичных цепей;
- 3) Включение приборов и автоматики;
- 4) Наладка смонтированного оборудования.

При электромонтаже и ремонте оборудования подстанции необходимо соблюдать технику безопасности. Персонал электромонтажной организации независимо от наличия квалификационной группы по технике безопасности не приравнивается к эксплуатационному персоналу, и ему запрещается производить какие-либо работы по эксплуатации электроустановок на строительных площадках.

Подъем деталей оборудования или конструкций массой более 20 кг следует выполнять двоим электромонтажникам. При массе груза более 50 кг поднимать его следует с применением дополнительного оборудования.

Подъем на высоту и крепление тяжелых деталей электрооборудования РУ является травмоопасным. Поэтому при перемещении и подъеме на места установки разъединителей, отделителей и короткозамыкателей их необходимо устанавливать в положение «включено», так как при таком положении ножей

исключается возможность травмирования рабочих ножевыми контактами рубящего типа.

Перед перемещением автоматических выключателей, электромагнитных приводов и других аппаратов, их необходимо отключить. При включенном положении этих аппаратов возможно случайное срабатывание на отключение и внезапное движение механизма может травмировать рабочего, производящего перемещение аппарата.

Согласно требованиям ПТБ работы, производимые в действующих электроустановках, в отношении принятия мер безопасности разделяются на четыре категории:

1. Работы, выполняемые при полном снятии напряжения, производимые в электроустановках, где со всех токоведущих частей, в том числе и вводов, снято напряжение. Нет незапертого входа в помещения, в которых размещены электроустановки, находящиеся под напряжением. Так, например, текущий ремонт силового трансформатора осуществляется при полном снятии напряжения со стороны как высшего напряжения (со стороны питания), так и низшего напряжения.

2. Работы, выполняемые при частичном снятии напряжения, производимые в открытой электроустановке или в электроустановке, расположенном в отдельном помещении, где снято напряжение только с тех присоединений, на которых производится работа или где напряжение полностью снято, но есть незапертый вход в помещение соседней электроустановки, находящийся под напряжением.

3. Работы выполняемые без снятия напряжения вблизи токоведущих частей и на токоведущих частях электроустановок, находящиеся под напряжением. К ним относятся работы, требующие принятия технических или организационных мероприятий по предотвращению возможности приближения работающих людей и используемой ремонтной оснастки и инструмента к токоведущим частям на опасное расстояние, а также работы,

производимые непосредственно на токоведущих частях, находящихся под напряжением, с помощью специальных средств защиты и приспособлений.

4. Работы, выполняемые без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением, при котором исключено случайное прикосновение или приближение к токоведущим частям на опасное расстояние и не требуется принятия технических и организационных мер для предотвращения такого приближения. К таким работам относятся, чистка от пыли кожуха электрооборудования при наличии в РУ постоянного ограждения токоведущих частей, уборка территории РУ и другие работы в пределах до постоянных ограждений токоведущих частей.

До начала ремонтных или наладочных работ необходимо выполнить технические и организационные мероприятия по обеспечению электробезопасности работающих.

Техническими мероприятиями являются:

- 1) отключение ремонтируемого электрооборудования и принятия мер против ошибочного его обратного включения или самовыключения;
- 2) установка временных ограждений не отключенных токоведущих частей и вывешивание запрещающих плакатов;
- 3) присоединение переносного заземления - закоротки к заземляющей шине стационарного заземляющего устройства и проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях;
- 4) наложение переносных заземлений на отключенные токоведущие части электроустановки сразу после проверки отсутствия напряжения или включение специальных заземляющих ножей разъединителей, имеющихся в РУ;
- 5) ограждение рабочего места и вывешивание на нём разрешающего плаката “работать здесь”.

8.1.1 Организация работы по охране труда в организации

Законодательные акты, которые имеют особо важное значение при организации службы охраны труда:

Федеральный закон «Трудовой кодекс РФ» № 197-ФЗ от 30.12.2001
Закон РФ «О коллективных договорах и соглашениях» № 2490-1 от 11.03.1992.

Постановление Министерства труда и социального развития РФ от 8.02.2000 № 4 «Об утверждении рекомендаций по организации работы службы охраны труда в организации».

ГОСТ Р 12.0.006-2002 «Общие требования к управлению охраной труда в организации».

В соответствии с этими документами на каждом предприятии с численностью более 50 работников создается служба охраны труда или вводится специалист по охране труда. Если на предприятии отсутствует служба, то работодатель заключает договор со специалистами или организациями, оказывающими услуги в области охраны труда.

Направления работы по охране труда на предприятии:

1. Организация работы по обеспечению выполнения работниками требований охраны труда.
2. Контроль за соблюдением работниками законодательства по охране труда.
3. Организация профилактической работы по предупреждению травматизма и профессиональных заболеваний. Работодатель должен организовать проведение обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических медицинских осмотров.
4. Перспективное, годовое и текущее планирование по улучшению условий и охраны труда.
5. Организация кабинета по охране труда.
6. Организация обучения и инструктирования.
7. Разработка инструкций по охране труда.
8. Определение компенсаций.

9. Расследование и учет несчастных случаев.

10. Специальная оценка условий труда с последующей сертификацией работ по охране труда (ФЗ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»).

11. Пропаганда охраны труда.

8.1.2 Производственная санитария на подстанции

ГОСТ 12.0.002-80 определяет ПС как систему организационных, гигиенических и санитарно-технических мероприятий и средств, предотвращающих или уменьшающих воздействие на работающих производственных факторов.

Для обеспечения оптимальных условий труда важное значение имеют вопросы производственной санитарии, обеспечивающие санитарно-гигиенические условия на рабочем месте и тем самым снизить риск профессиональных заболеваний и производственного травматизма. Необходимо знать основные положения, составляющие сущность перечисленных вопросов, чтобы успешно выполнять функции по организации безопасных условий труда.

На любом предприятии должны быть помещения для отдыха, приема пищи, хранения, стирки, ремонта и обезвреживания одежды, оказания медицинской помощи и др. Состав, размеры и устройство бытовых помещений определяются соответствующими нормативами (СНиП).

Работающим должна быть предоставлена чистая питьевая вода. В горячих цехах предусматриваются сатураторные установки, в воду добавляется поваренная соль. К санитарно-техническим средствам нормализации условий труда относятся: вентиляция, отопление, кондиционирование воздуха, освещение, оборудование для очистки воздуха от пыли и газов, оборудование для очистки сточных вод, емкости для сбора и временного хранения отходов производства и потребления и др.

8.2 Экологичность

Экологическая безопасность – состояние защищенности природной среды и жизненно важных интересов человека от возможного негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, их последствий.

Для подстанций, находящихся в районе жилой и промышленной застройки, должны предусматриваться мероприятия по снижению шума, создаваемого работающим электрооборудованием (трансформаторами), до значений, допустимых санитарными нормами.

Для комплектных, столбовых, мачтовых, КТП шкафного типа с вертикальной компоновкой оборудования и киоскового типа с воздушными вводами и выводами расстояние от жилых зданий до трансформаторных подстанций следует принимать не менее 10 м при условии обеспечения допустимых нормальных уровней звукового давления (шума).

8.2.1 Экологичность подстанций

Для снижения негативного воздействия на окружающую среду и человека рекомендуется осуществлять:

- применение сухих трансформаторов и конденсаторов с экологически чистым жидким диэлектриком;
- снижение уровня шума электрооборудования;
- применение электрооборудования, обеспечивающего электрическую, пожарную и взрывобезопасность;
- снижение отвода земель для подстанции и (а также) восстановления нарушенных в процессе строительно-монтажных работ участков земли;
- принятие мер по полному предотвращению попадания трансформаторного масла на поверхность земли;
- применение устройств, предотвращающих гибель животных и птиц.

Для маслonaполненного оборудования должно быть организовано централизованное масляное хозяйство, оборудованное резервуарами для хранения масла, насосами, оборудованием для очистки, осушки и регенерации

масел, передвижными маслоочистительными и дегазационными установками, емкостями для транспортировки масла.

На территории ОРУ подстанций следует предусматривать устройства по сбору и удалению масла (при наличии маслonaполненного оборудования) с целью исключения возможности растекания его при аварии по территории и попадания в водоемы.

При массе масла или негорючего экологически безопасного диэлектрика в одном баке более 600 кг должен быть устроен маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, или на удержание 20% масла с отводом в маслосборник.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1т в единице, должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований.

Одним из важнейших факторов влияния на окружающую среду является хозяйственная деятельность человека - промышленность, транспорт, строительство сельское хозяйство. Деятельность человека вносит существенные изменения в биосферу в целом. В результате выбросов в атмосферу отходов производства изменяется ее химический состав, стоки промышленных загрязненных вод в водоемы загрязняют почву и источники водоснабжения, гидростроительство влияет на климат прилегающих районов.

Мероприятия по охране природы регламентируются ГОСТ 17.0.001-76 (основные положения), ГОСТ 17.2.1.01-76 (атмосфера), ГОСТ 17.1.1.02-77 (гидросфера) и другими нормативными документами, которые предусматривают:

- 1) ограничение поступления в окружающую среду промышленных, Транспортных, сельскохозяйственных и бытовых сточных вод, и выбросов в атмосферу;

- 2) рациональное использование и охрану водоемов; - рациональное использование и охрану биологических ресурсов;
- 3) сохранение и рациональное использование земли;
- 4) обеспечение воспроизводства диких животных, поддержание в благоприятном состоянии условий их обитания;
- 5) улучшение использования недр и др.

Федеральный закон от 10 января 2002г. N 7-ФЗ "Об охране окружающей среды", который в комплексе с мерами организационного, правового, экономического и воспитательного воздействия призван способствовать формированию и укреплению экологического правопорядка, и обеспечению экологической безопасности.

При работе электроустановок должны применяться меры для предупреждения или ограничения прямого, или косвенного воздействия на окружающую среду выбросов загрязняющих веществ, сбросов сточных вод в водоемы.

Для исключения загрязнения почвы и сточных вод трансформаторным маслом, на данной подстанции предусмотрены:

- 1) в связи с наличием в ОРУ маломасляных выключателей устанавливаются стационарные баки и маслоочистительные устройства;
- 2) доставка чистого масла и вывозка отработанного масла предусматривается в передвижных емкостях, под трансформатором предусмотрены маслоприемники, рассчитанные на 110 % объема масла, содержащегося в трансформаторе. Маслоприемники оборудованы металлическими решетками с насыпанным на них слоем гравия или щебня, заменяемыми по мере загрязнения.

Твердые отходы такие как пластик, стекло, металлы утилизируются на специальный полигон.

В период реконструкции подстанции:

1) уровень загрязнения атмосферного воздуха от источника предприятия не превысит санитарных нормативов, даже с учетом существующего фона;

2) строительство объекта не сопряжено с каким-либо существенным воздействием на геологическую среду и подземные воды, и таким образом, не приведет к отрицательным изменениям данных компонентов ОС;

3) строительство проектируемого объекта не окажет негативного воздействия на состояние природных вод;

4) строительство объекта не приведет к негативному воздействию на растительный и животный мир прилегающих к участку отвода территорий;

5) основным источником шума в период строительства объекта будет являться работа строительной техники. Вклад в общий уровень шума будет крайне незначительным;

б) при проведении строительных работ возведение и использование крупных источников загрязняющих веществ, могущих повлиять на ОС и здоровье населения - не планируется;

7) основными источниками отходов, образующихся в данный период, будут являться строительные материалы. Преобладающим видом отходов будет – отходы битума, демонтированный песок. Остальные виды представлены только небольшим количеством. Все, образующиеся в результате реконструкции объекта, отходы запланировано временно хранить и утилизировать (по мере накопления) в соответствии с действующими санитарно – экологическими требованиями;

8) реконструкция объекта не приведет к ухудшению современного состояния здоровья населения ближайших жилых зон.

8.2.2 Расчет системы маслоприемника силового трансформатора

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице в соответствии с ПУЭ п. 4.2.69 (7 ред.)

должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м.

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

3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

4) маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непо- 70 ристого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется

выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике;

5) маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного телеприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника.

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

1) с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

2) без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

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

Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего края борта (при устройстве маслоприемников с бортовыми ограждениями) или уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений).

Допускается не производить засыпку дна маслоприемников по всей площади гравием. При этом на системах отвода масла от трансформаторов 71 (реакторов) следует предусматривать установку огнепреградителей;

б) при установке маслonaполненного электрооборудования на железобетонном перекрытии здания (сооружения) устройство маслоотвода является обязательным;

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

8) маслоборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслоборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждений маслоприемника и маслоборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

В рассматриваемой теме выпускной квалификационной работы требования экологичности, а значит и наличие системы приемки масла и его отвода будут актуальны для силового трансформатора ТДТНГУ-20000/35.

Расчет проведем в соответствии с методическим пособием А.Б. Булгакова.

Таблица 16 – Параметры трансформатора

Наименование параметра	Значение параметра
1	2
Длина (А);	6,7;
Ширина (Б);	5,3;
Высота (Н);	6,25;
Масса масла (М _{т.м.});	50 т

Так как объем масла в трансформаторе превышает 20т, следовательно, при расчете системы маслоприемника необходимо учитывать отвод масла по

маслоотводу в маслосборник. Принята конструкция маслоприемника с отводом масла и воды

Как говорилось ранее габариты маслоприемника должны быть больше габаритов трансформатора на 1,5 м для рассматриваемого случая:

$$A_{МП} = A_T + 2 \cdot \Delta \quad (109)$$

где $A_{МП}$ – длина маслоприемника;

A_T – длина трансформатора;

Δ - нормативное расстояние, на которое габариты маслоприемника должны превышать габариты трансформатора для данного типа трансформатора;

$$A_{МП} = 6,7 + 2 \cdot 1,5 = 9,7$$

$$B_{МП} = B_T + 2 \cdot \Delta \quad (110)$$

где $B_{МП}$ – ширина маслоприемника;

B_T – ширина трансформатора.

$$B_{МП} = 5,3 + 2 \cdot 1,5 = 8,3$$

Далее рассчитаем площадь, занимаемую маслоприемником $S_{МП}$:

$$S_{МП} = A_{МП} \cdot B_{МП} = 9,7 \cdot 8,3 = 80,5 \text{ м}^2 \quad (111)$$

Далее для расчетов примем конструкцию маслоприемника с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий с толщиной слоя 0,25 м.

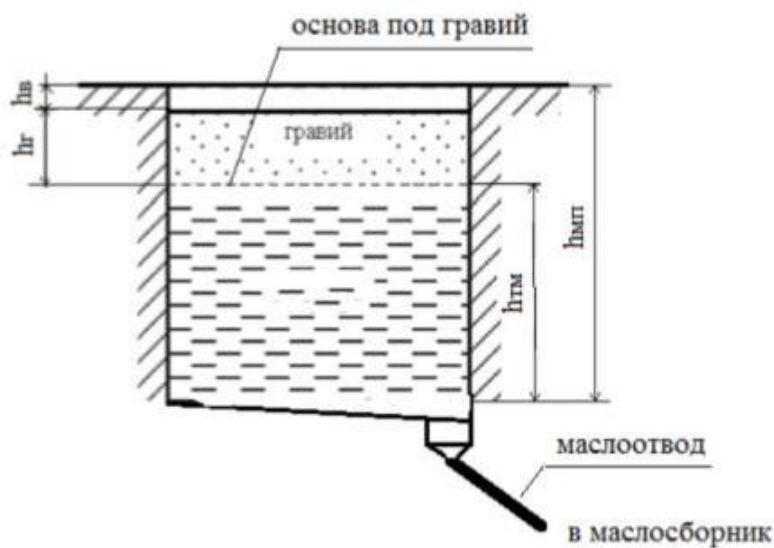


Рисунок 28 – Конструкция маслоприемника с отводом масла и воды

Определим объем трансформаторного масла $V_{\text{ТМ}}$:

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{ТМ}}}{\rho_{\text{ТМ}}} \quad (112)$$

$M_{\text{ТМ}}$ – масса трансформаторного масла;

$\rho_{\text{ТМ}}$ – плотность трансформаторного масла кг/м³ ($\rho_{\text{ТМ}} = (880-890)$);

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{50000}{880} = 56,8 \text{ м}^3;$$

Глубина маслоприемника:

$$h_{\text{МП}} = h_{\text{ТМ}} + h_{\text{В}} + h_{\text{ТР}} \quad (113)$$

где $h_{\text{ТМ}}$ – глубина маслоприемника для приема 100% масла;

$h_{\text{В}}$ – размер воздушного зазора между гравием и нулевой отметкой ОРУ
(принимается не менее 75 мм);

$h_{\text{ТР}}$ – толщина прослойки гравия (принимается равной 0,25 м);

Глубина маслоприемника рассчитывается по формуле:

$$h_{TM} = \frac{V_{TM}}{S_{TM}} = \frac{56,8}{80,5} = 0,7 \quad (114)$$

Глубина маслоприемника будет равна:

$$h_{МП} = 0,7 + 0,075 + 0,25 = 1,03$$

Далее произведем расчет необходимого объема маслосборника $V_{МС}$:

$$V_{МС} \geq V_{TM} + V_{\text{воды}} \quad (115)$$

где V_{TM} – объем используемого трансформаторного масла;

$V_{\text{воды}}$ – объем воды, используемой при тушении пожара;

$$V_{\text{воды}} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{\text{бПТ}}) \quad (116)$$

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

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

$S_{\text{бПТ}}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м²;

Площадь боковой поверхности трансформатора определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{бПТ}} = 2 \cdot H_T \cdot (A_T + B_T) = 2 \cdot 6,25 \cdot (6,7 + 5,3) = 150 \quad (117)$$

Определим объем воды, используемый для тушения пожаров:

$$V_{\text{воды}} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (80,5 + 150) = 66,4$$

Минимальный объём маслосборника будет равен:

$$V_{MC} = V_{TM} + V_{\text{воды}} = 56,8 + 66,4 = 123,2 \quad (118)$$

8.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей (закон от 21.12.94 № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», далее – закон № 68-ФЗ)

Предупреждение чрезвычайных ситуаций – это комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно и направленных на максимально возможное уменьшение риска возникновения чрезвычайных ситуаций, а также на сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей природной среде и материальных потерь в случае их возникновения (закон № 68-ФЗ).

Источник чрезвычайной ситуации – это опасное природное явление, авария или опасное техногенное происшествие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация (ГОСТ Р 22.0.02-94 «БЧС. Термины и определения основных понятий» – далее ГОСТ Р 22.0.02-94)

Опасность в чрезвычайной ситуации – это состояние, при котором создалась или вероятна угроза поражающих факторов и воздействий источника чрезвычайной ситуации на население, объекты народного

хозяйства и окружающую природную среду в зоне чрезвычайной ситуации (ГОСТ Р 22.0.02-94)

Поражающий фактор источника чрезвычайной ситуации – это составляющая опасного явления или процесса, вызванная источником чрезвычайной ситуации и характеризуемая физическими, химическими и биологическими действиями или проявлениями, которые определяются или выражаются соответствующими параметрами (ГОСТ Р 22.0.02-94).

Чрезвычайные ситуации классифицируются по основным признакам:

- 1) По сфере возникновения (технологические, природные, экологические, социально-политические и т.д.).
- 2) По ведомственной принадлежности (в промышленности, строительстве, сельском хозяйстве, на транспорте и т.д.).
- 3) По масштабу возможных последствий (глобальные, региональные, местные).
- 4) По масштабу и уровням привлекаемых сил, средств и органов управления для ликвидации последствий.
- 5) По сложности обстановки и тяжести последствий.
- 6) По характеру лежащих в ее основе явлений и процессов.

8.3.1 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Различные виды ПС строятся на участках земли не пригодных для жилищного использования, поэтому территория ПС может пострадать от наводнения, паводковых вод, землетрясения и т.д., поэтому на энергетических предприятиях постоянно действуют комиссии, в функции которых входит контроль и незамедлительное принятие мер по устранению угрозы затопления энергообъекта, предотвращения разрушений фундаментов под оборудованием, зданий сооружений. К таким работам относятся:

- 1) Ремонты и укрепление фундаментов
- 2) Возведение дамб (при угрозе затопления)
- 3) Откачка воды из кабельных каналов, полуэтажей и подвалов

ПС находящие в лесных массивах опахиваются по периметру ограждения для защиты от лесных пожаров. На ПС с местным дежурным и ремонтным персоналом, при подземных толчках, персонал должен быть немедленно выведен из зданий, во избежание завала людей разрушающимися конструкциями.

Основные причины возникновения ЧС:

- 1) Результат стихийных бедствий и особо опасных инфекций.
- 2) Воздействие внешних факторов, которые приводят к старению или коррозии металлов, конструкций, сооружений и снижение их физико-механических показателей.
- 3) Проектно-производственные дефекты сооружений.
- 4) Воздействие технологических процессов промышленного производства на материалы сооружений.
- 5) Нарушение правил эксплуатации сооружений и технических процессов.
- 6) Нарушение правил техники безопасности при ведении работ и технологических процессов.
- 7) Ошибки, связанные с системой отбора руководящих кадров, низким уровнем профессиональной подготовки рабочих и их некомпетентностью, безответственностью.

Объекты электроэнергетики находятся в зоне, где возможные следующие ЧС:

- 1) Наводнение вследствие весеннего паводка.
- 2) Повреждение высоковольтных ЛЭП при порывах сильного ветра.
- 3) Повреждение высоковольтного оборудования вследствие удара молнии.

Предупредительные меры:

Основой предупреждения и ликвидации ЧС на электроэнергетических системах является предупреждение, своевременная и быстрая реакция спец.

сил. Более того необходимо своевременно ремонтировать эл. оборудование и проводить информирование и разъяснительные работы со специалистами, работающими на таком оборудовании.

- 1) Правильно определить мероприятия по предупреждению аварий;
- 2) Предусмотреть необходимые меры по защите людей и снижению ущерба в случае возникновения аварии.

Большое значение имеют своевременность и полнота проведенных организационных мероприятий по предупреждению аварий и катастроф. К таким мероприятиям относятся:

- 1) Организация устойчивости системы управления в любых возможных условиях обстановки;
- 2) На каждом объекте должен быть разработан план ликвидации возможных аварий, организована подготовка рабочих и служащих к работе в аварийных условиях, предусмотрен резерв сил и средств для ликвидации последствий аварии.

Разработка этих мероприятий позволяет заблаговременно подготовить необходимые силы и средства, обеспечивающие успешную ликвидацию аварий в кратчайшие сроки.

8.3.2 Пожарная безопасность на подстанции.

Согласно ГОСТ 12.1.004-91 и электроустановки высокого напряжения требуют к себе постоянного внимания с точки зрения повышенной пожароопасности. Необходимы неукоснительное соблюдение всеми работниками подстанции мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности:

- 1) регулярное проведение занятий по умению пользоваться средствами пожаротушения и оказанию первой медицинской помощи;
- 2) проверка наличия и исправности средств индивидуальной защиты;
- 3) принятие строгих мер к нарушителям техники пожарной безопасности.

На проектируемой подстанции пожарная опасность заключается в электрооборудовании горючих материалов (трансформаторное масло, изоляция кабелей). Наибольшая опасность исходит от маслонаполненных электроустановок (силовые трансформаторы, выключатели).

Витковые замыкания в трансформаторе сопровождаются выделением газовой смеси. В случае несрабатывания газовой защиты возможен взрыв трансформатора и выброс горящего масла на территорию ОПУ, вследствие чего может пострадать и другое оборудование. Из-за этого трансформаторы устанавливаются на фундамент из негорючих материалов и устанавливаются маслоотводы, во избежание растекания масла.

Согласно ГОСТ 12.1.004-91, в зависимости от характера веществ, используемых в производстве, производственные объекты подразделяются по пожарной и взрывной опасности. Согласно этого ГОСТа, и сооружения регламентируются по степеням огнестойкости.

Здание ОПУ на подстанции имеет степень огнестойкости II. Оно имеет два эвакуационных выхода размером 140х200 см, расстояние до которых из комнаты дежурного составляет 12 и 30 м соответственно.

На силовом оборудовании предусмотрены тепловые датчики, которые действуют на сигнал и на отключение оборудования.

В помещении ОПУ на подстанции предусмотрены следующие средства пожаротушения: пожарный щит с необходимыми инструментами для тушения пожара (топор, лопаты, ломик, ведра), ящик с песком и огнетушители типа ОУ-8. Эти средства имеются в ОПУ на подстанции в двух экземплярах: одни на одной стороне ОПУ, другие – на другой стороне.

Для тушения пожара силовых трансформаторов на подстанции имеются специально подведенные к ним пожарные краны, вода в которые поступает из резервуара с водой на подстанции.

При возникновении очагов пожара, дежурные сперва докладывает диспетчеру, а затем звонит в пожарную охрану, при этом руководителем тушения пожара на подстанции до их прибытия является по должности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа, представленная пояснительной запиской и графической частью.

Исходя из полученных значений токов короткого замыкания выполнен выбор оборудования подстанции «Ледяная». Выполненный проект реконструкции электрической части подстанции «Ледяная» на напряжение 35 кВ, который соответствует техническим требованиям и выполнен в соответствии с современными методиками расчета и выбора электрооборудования.

Также, был решен ряд промежуточных задач темы ВКР. Далее был произведен расчет ток короткого замыкания на подстанции, что далее позволило произвести выбор и проверку необходимого электротехнического оборудования.

Были выбраны типы защит воздушных линий 35 кВ и трансформаторов. Помимо этого, были рассчитаны уставки срабатывания данных защит.

После были рассчитан весь объем необходимых для строительства капиталовложений, а также посчитаны издержки, включающие в себя периодические амортизационные отчисления, а также издержки, связанные с эксплуатацией данного оборудования.

В разделе по безопасности были рассмотрены такие вопросы как: организация работы по охране труда и производственная санитария на подстанции. В разделе по экологичности был рассмотрен вопрос об экологии на подстанции и произведен расчет системы маслоприемника силового трансформатора. Так же, в разделе по чрезвычайным ситуациям были описаны правила безопасности в чрезвычайных ситуациях и при пожарах на подстанции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Конституция Российской Федерации : офиц. текст. – М. : Приор, 2011. – 32с.
- 2 Булгаков, А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А. Б. Булгаков. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014.
- 3 Муравей, Л. А. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.пособие для вузов / Под ред. проф. Л. А. Муравья. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2002. – 431 с.
- 4 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
- 5 ГОСТ 12.1.002 «МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ. Система стандартов безопасности труда. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПОЛЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах».
- 6 ГОСТ 17.2.1.01-76 «Охрана природы. Атмосфера. Классификация выбросов по составу».
- 7 ГОСТ Р 12.0.006-2002 «Система стандартов безопасности труда. Общие требования к системе управления охраной труда в организации».
- 8 ГОСТ 12.0.002-80 «Система стандартов безопасности труда. Термины и определения».
- 9 ГОСТ 17.0.0.01-76 «Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. Основные положения».
- 10 ГОСТ 17.1.1.02-77 «Охрана природы. Гидросфера. Классификация водных объектов».
- 11 ГОСТ Р 22.0.02-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСНОВНЫХ ПОНЯТИЙ».

- 12 Долин, П. А. Справочник по технике безопасности. – М. : Энергоатомиздат, 1984.
- 13 Киреева, Э. А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебник для студ. сред. проф. образования – М. : Издательский центр «Академия», 2013. – 282с.
- 14 Макаров, Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. Т.2. Москва, 2003. – 398с.
- 15 Морозова Н. Ю. Электротехника и электроника – М. : Академия, 2013. – 288 с.
- 16 Неклепаев, Б. П. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. П. Неклепаев, И. Л. Крючков. – Петербург, 2014. – 607с.
- 17 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ.
- 18 Кузнецов, В. И. Пожарная безопасность электроустановок / В. И. Кузнецов. – М. : Спецтехника, 2000. – 259с.
- 19 Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп.: Норматика, 2017. – 704с.
- 20 РД 153-340-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрического оборудования М.: 2001.
- 21 РД 153-34.0-49.101-2003 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.
- 22 Рожкова, Л. Д. Электрическое оборудование электрических станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, Л. К. Корнеева. – М. : Издательский центр «Академия», 2005. – 448с.
- 23 Степкина, Ю. В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / Ю. В. Степкина, В. М. Салтыков – Тольятти : ТГУ, 2007. – 124 с.

24 «Схемы принципиальные электрические ОРУ напряжением 6-750 кВ подстанций», инв. № 14198-т1, Энергосетьпроект, 1993 г. – 25с.

25 Сибикин, Ю. Д. Электрические подстанции. Учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования / Ю. Д. Сибикин. – М. : Директ-Медиа, 2014. – 414с.

26 СО 153-34.20.501-03 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утверждены приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229).

27 Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей : моногр. / М. А. Шабад. – 4-е изд., перераб. и доп. – СПб. : ПЭИПК, 2003. – 350с.