

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой ЭПП
Бакенов К.А. к.т.н., доцент
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
« » 2014 г.
(подпись)

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: Повышение надежности подстанции

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Альжанова А.О. группа ЭснУ-10
(Фамилия и инициалы) группа

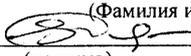
Научный руководитель Поберей И.Л.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Алимжанова Л.М., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

ст.пр. Мананбаева С.Е.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
 « » 20 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

Поберей И.Л.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

Нор#оконтролер:

Казанина И.В., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

Рецензент:

Селицкий А.В.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
* Специальность 5В071800 - Электроэнергетика
Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Студент Альжанова Айгерим Орынбаевна
(фамилия, имя, отчество)
Тема проекта Повышение надежности подстанции

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.
Срок сдачи законченной работы «26» мая 2014 г.

Исходные данные к работе требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта:

Подстанция «Сагабуен» является понижающей 110/10 кВ, проходной, схема внешнего питания данной подстанции данна]. Подстанция «Сагабуен» получает питание: с одной стороны, от опорной подстанции «Талдыкорган» по линиям 110 кВ, транзитом через подстанцию «Кызылагаши»; с другой стороны – от опорной подстанции «Сарканд» по линиям 110 кВ транзитом через подстанцию «Жансугуров». На данной подстанции расположены два главных силовых трансформатора типа ТМН-2500/110-80У1, оборудованных устройством РПН. Подстанция имеет две секции сборных шин 10 кВ. На подстанции установлены физически и морально устаревшее высоковольтное оборудование, требующее замены - выключатель ВМТ-110 и вентильные разрядники РВС-110.

Перечень подлежащих разработке вопросов дипломной работы или краткое содержание дипломной работы:

Произвести аналитические исследования по теме проекта; выполнить анализ повышения надежности районных подстанций; обосновать постановку задачи; разработать схему внешнего электроснабжения; выбрать оборудования для понизительной подстанции 110/10 кВ; произвести программный расчет ;произвести расчеты в экономическом разделе; разработать инженерные решения и выполнить расчеты по обеспечению безопасности жизнедеятельности и экологии.

Г Р А Ф И К
подготовки дипломной работы

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Аналитические исследования по теме проекта	4.02.14 г.- 9.02.14 г.	выполнено
2	Общая характеристика проблемы надежности энергосистем	11.02.14 г.- 16.02.14 г.	выполнено
3	Методы расчета показателей надежности	18.02.14 г.- 23.02.14 г.	выполнено
4	Обоснование постановки задачи	25.02.14 г.- 2.03.14 г.	выполнено
5	Выбор структурной схемы районной подстанции	4.03.14 г.- 9.03.14 г.	выполнено
6	Замена масляного выключателя ВМТ-110 на элегазовый выключатель ВГТ-110	11.03.14 г.- 18.03.14 г.	выполнено
7	Замена вентильных разрядников на нелинейные ограничители перенапряжения	25.03.14 г.- 30.03.14 г.	выполнено
8	Расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка выключателей и ограничителей перенапряжения	1.04.14 г.- 12.04.14 г.	выполнено
9	Выбор высоковольтных выключателей	15.04.14 г.- 30.04.14 г.	выполнено
10	Выбор устройств защиты от перенапряжения	30.04.14 г.- 13.05.14 г.	выполнено
11	Безопасность жизнедеятельности	6.05.14 г.- 11.05.14 г.	выполнено
12	Экономическая часть	13.05.14 г.- 18.05.14 г.	выполнено
13	Графический материал	20.05.14 г.- 25.05.14 г.	выполнено

* Дата выдачи задания «01» октября 2013 г.

Заведующий кафедрой _____ (Бакенов К.А.)
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ (Поберей И.Л.)
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент  _____ (Альжанова А.О.)
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Андатпа

Дипломдық жоба подстанцияның сенімділігінің көтермелеуінің сұрақтарына арналған. Негізгі ұғым және электржабдықтарының сенімділігінің көрсеткіштері қарастырылған. Майлы ажыратқышты элегазды ажыратқышқа, сонымен қатар разрядтаушыны сызықты емес асқын кернеуді шектеуіштерге ауыстыру жүргізілді. Қысқа тұйықталу тоқтарына есептеме жүргізілді, қажетті электржабдықтарына таңдау мен тексеру орындалды. «Өмір тіршілік қауіпсіздігі» және «Экономикалық бөлімдері» орындалды.

Аннотация

Дипломный проект посвящен вопросам повышения надежности подстанции. рассмотрены основные понятия и показатели надежности электрооборудования. Проведена замена масляного выключателя на элегазовый выключатель, а так же замена разрядников на линейные ограничители перенапряжения. Выполнен расчет токов короткого замыкания выбор, и проверка необходимого электрооборудования выполнены разделы: «Безопасность жизнедеятельности» и «Экономическая часть».

Annotation

The degree is devoted to questions of increase of reliability of substation. The basic concepts and indicators of reliability of electric equipment are considered. Replacement of the oil switch by the gas-insulated switch, and also replacement of rated sportsmen by nonlinear limiters of an overstrain is made. Calculation of currents of short circuit, choice and check of necessary electric equipment is executed. Completed section: “ Safety of life” and “economic part”.

Содержание

Введение.....	9
1 Общая характеристика проблемы надежности энергосистем	12
1.1 Общие сведения о надежности.....	12
1.2 Надежность электроэнергетических систем.....	12
1.3 Основные понятия и показатели надежности электроэнергетического оборудования.....	13
1.3.1 Определение основных понятий.....	13
1.3.2 Характеристики и показатели надежности электроэнергетического оборудования.....	15
1.3.3 Последствия отказов электроэнергетических установок энергосистем.....	22
1.4 Методы расчета и анализа надежности электротехнических установок.....	25
1.4.1 Техничко-экономический анализ надежности по методу приведенных затрат.....	25
1.4.2 Методы расчета показателей надежности электроэнергетических установок.....	27
1.5 Повышение надежности подстанции.....	29
1.6 Постановка задач работы.....	31
2 Анализ и исследование повышения надежности подстанции путем замены устаревшего высоковольтного оборудования	33
2.1 Замена масляного выключателя ВМТ-110 на элегазовый выключатель ВГТ-110.....	33
2.1.1 Сравнение выключателей по способу гашения дуги.....	33
2.1.2 Сравнение выключателей по конструктивным особенностям.....	39
2.1.3 Сравнение выключателей по техническим характеристикам	52
2.2 Замена вентильных разрядников на нелинейные ограничители перенапряжения.....	58
2.2.1 Сравнение разрядников с ограничителями перенапряжения по конструктивным и эксплуатационным особенностям.....	58
2.2.2 Сравнение разрядников с ограничителями перенапряжения по техническим характеристикам.....	64
3 Расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка выключателей и ограничителей перенапряжения.....	66
3.1 Расчет токов короткого замыкания.....	66
3.2 Расчет максимальных рабочих токов основных присоединений подстанции.....	72
3.3 Выбор высоковольтных выключателей.....	73
3.4 Выбор устройств защиты от перенапряжения	75
4 Безопасность жизнедеятельности.....	77

4.1 Обеспечение электробезопасности обслуживающего персонала на подстанции 110/10 кВ «Сагабуен».....	77
4.2 Меры обеспечивающие электробезопасность.....	80
4.3 Расчет токов проходящих через тело человека находящегося вблизи ВЛ СВН.....	81
4.4 Прожекторное освещение подстанции	84
4.5 Выбор высоты установки прожектора.....	85
4.6 Выбор угла наклона прожекторов.....	85
4.7 Расчет прожекторного освещения.....	86
5 Техничко-экономическое обоснование повышения надежности подстанции 110/10 кВ «Сагабуен».....	92
5.1 Общие исходные условия.....	92
5.2 Рынок и мощность предприятия.....	92
5.3 Организация предприятия и трудовые ресурсы.....	92
5.4 Финансово-экономическая оценка проекта.....	94
5.5 Расчет экономической эффективности вложенных средств и срока окупаемости.....	94
5.6 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций.....	94
Заключение.....	98
Перечень сокращений слов, применяемых в основных надписях, технических требованиях и таблицах и спецификациях.....	98
Список литературы.....	100

Введение

Электроэнергетика это очень большая и важная сфера деятельности человека. В наше время большая часть населенной местности электрифицировано. В Республике Казахстан существует национальная энергетическая сеть, с множеством подстанций и линий и все они очень сложно устроены, которые нуждаются в качественном уходе в своевременном ремонте и модернизации.

На сегодняшний день от электроэнергии зависят все сферы деятельности человека. Требуется обеспечить качественную и бесперебойную подачу электроэнергии. Для этого строятся новые объекты и реконструируются старые. Также в данный момент ведутся работы по обеспечению надежности системы энергоснабжения в частности подстанций т.к. огромную роль в системах электроснабжения играют электрические подстанции – электроустановки, предназначенные для преобразования и распределения электроэнергии. Они являются важным звеном в системе электроснабжения. Современные подстанции имеют большое число присоединений к линиям электропередачи разного напряжения, к различным трансформаторам и другим электрическим приборам, что значительно усложняет главную электрическую схему подстанции.

В нашей повседневной жизни мы постоянно сталкиваемся с электроэнергией, и мы зависим от неё и её работы. От качественной и бесперебойной поставки нередко зависит человеческая жизнь. Наши потребности полностью зависят от электричества. Обеспечение надежности снабжения электроэнергией особенно важная часть для функционирования современной нормальной деятельности человечества.

Современный уровень развития электрификации требует от поставщиков бесперебойного и качественного электричества. Электрическая энергия является наиболее удобным и дешевым видом энергии. Широкое распространение электрической энергии обусловлено относительной легкостью ее получения, преобразования и возможностью ее передачи на большие расстояния. В настоящее время система энергоснабжения и передачи электроэнергии развита как некогда сильно и является очень сложной системой с множеством компонентов, каждый из которых является важным звеном в цепи. Для передачи электроэнергии необходима ее качественная и бесперебойная подача. В свою очередь качество передачи зависит от надежности всех частей системы.

Надежность электроснабжения обеспечивается следующими факторами:

- надежностью оборудования центров питания (ЦП);
- схемой построения распределительных и трансформаторных подстанций (РП и ТП);
- схемой построения распределительной сети;
- конструкцией ячеек, которая гарантировала бы безопасное обслуживание и минимальные;
- эксплуатационные затраты;

— техническими характеристиками коммутационных аппаратов и устройств релейной защиты.

При комплектовании РП или ТП необходимо отдавать отчет в том, что подстанция, которая строится сегодня, должна прослужить не менее 40 лет и применение в ней оборудования, разработанного почти 50 лет назад (хотя и более дешевого), вряд ли экономически обосновано.

Производство и потребление электроэнергии представляют собой неразрывный процесс, характерной особенностью которого является совпадение по времени выработки электроэнергии с ее потреблением. Поэтому электрические станции, передающие сети и электроприёмники потребителей объединяют в энергетические (электрические) системы, связанные в одно целое общностью режима.

Важнейшими элементами энергетических и электрических систем, объединяющих ряд электростанций с целью лучшего использования их мощности, являются передающие электрические сети, распределительные устройства и подстанции. Передающая электрическая сеть состоит из воздушных или кабельных линий электропередачи, по которым электроэнергия поступает от ее источника (электростанций) к потребителю.

При комплектовании РП или ТП необходимо отдавать отчет в том, что подстанция, которая строится сегодня, должна прослужить не менее 40 лет и применение в ней оборудования, разработанного почти 50 лет назад (хотя и более дешевого), вряд ли экономически обосновано.

В данное время большинство электрооборудования находится на грани своего износа, и сейчас требуют замены или модернизации. Также остро стоит вопрос о моральном и физическом устаревании оборудования. Уже давно чувствуется необходимость замены устаревшего оборудования на совершенно новые, экономичные, более надежные установки.

Проблема обоснования целесообразного уровня надежности систем электроснабжения на современном этапе развития имеет большое значение. Аварийные и внезапные перерывы электроснабжения потребителей вызывают большой экономический ущерб, обусловленный поломкой оборудования, порчей сырья и материалов, затратами на ремонты, невыпуском продукции, простоями технологического оборудования и рабочей силы, а также издержками связанными с другими факторами.

Сегодня методы анализа надежности используются уже во многих отраслях техники. Однако проблема надежности в ее количественной постановке при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения необыкновенно сложна. Так для рассмотрения вопросов надежности, при эксплуатации систем электроснабжения необходимо учесть как современные достижения современной теории надежности, так и специфику функционирования систем силового типа, подверженных в значительной степени влиянию неблагоприятных воздействий внешней среды и непосредственно связанных с электрической системой.

1 Общая характеристика проблемы надежности энергосистем

1.1 Общие сведения о надежности

Наука о надежности занимается анализом общих закономерностей, определяющих долговечность работы различных устройств и сооружений, разработкой способов предупреждения отказов на стадиях проектирования, сооружения, эксплуатации, оценивает количественно вероятность того, что характеристики объекта будут в пределах технических норм на протяжении заданного периода времени. Математический аппарат теории надежности основан на применении таких разделов современной математики как теория случайных процессов, теории массового обслуживания, математическая логика, теория графов, теория распознавания образов, теория экспертных оценок, а также теория вероятностей, математическая статистика и теория множеств. Проблема надежности в технике вызвала к жизни новые научные направления такие как теория надежности, физика отказов, техническая диагностика, статистическая теория прочности, инженерная психология, исследование операций, планирование эксперимента и т.п.

Вообще под надежностью понимается свойство оборудования, установки или системы выполнять заданные функции, сохраняя свои эксплуатационные показатели в пределах, оговоренных в нормативных документах. Следовательно, надежность электроэнергетической системы — есть свойство обеспечивать потребителей электроэнергией при отклонениях частоты и напряжения в определенных пределах, обусловленных ПУЭ.

Оценка надежности электроснабжения должна производиться на стадиях разработки элементов, планирования развития объединенных электроэнергетических систем, проектирования отдельных систем и объектов, а также в процессе эксплуатации. Даже при хорошем качестве оборудования и высоком уровне эксплуатации отказы оборудования в работе неизбежны в силу ряда объективных причин случайного характера и, прежде всего, из-за того, что в условиях эксплуатации оборудование может подвергаться нерасчетным воздействиям, учет которых при его разработке потребовал бы введения неоправданно больших запасов.

В практической деятельности инженеру-энергетику приходится принимать различные решения. Например, выбирать проектный вариант энергосистемы или ее части, производить реконструкцию ее сетей и станций, назначать режимы. В энергетике на выбор решения влияет большое количество факторов. Одни из них можно численно проанализировать и сократить область вариантов решения. Другие не имеют теоретической ясности для количественного описания. Появляется неопределенность, преодолеть ее помогают знания, опыт, интуиция, качественный анализ. Появляется риск выбора неоптимальных и некачественных решений.

Среди других факторов, надежность имеет особое место, ее надо учитывать всегда. Последствия от ненадежности такие серьезные, что требуется постоянное совершенствование методов проектирования, строительства, эксплуатации энергосистем, позволяющих полнее учитывать надежность. Основной задачей энергосистем является снабжение потребителей электроэнергией в нужном количестве и при необходимом качестве. На это влияют непредвиденные причины - отказы или аварии в энергосистемах, перебои в топливоснабжающей системе, нерегулярное поступление топлива, гидроресурсов и т.п. Известны различные средства, повышающие надежность энергосистем: релейная защита от коротких замыканий, автоматические повторные включения, автоматический ввод резерва, автоматическое регулирование возбуждения, автоматическая частотная разгрузка, автоматическое регулирование частоты и мощности, автоматизация генераторов, автоматическое отключение генераторов на гидростанциях. Кроме этого, специальные схемные и режимные мероприятия по повышению надежности (неполнофазные режимы, плавка гололеда, дублирование генераторной мощности, увеличение пропускной способности межсистемных связей, трансформаторных подстанций, специальное автоматическое отключение нагрузки при системных авариях, резервирование мощности). Деление потребителей на категории по надежности и рекомендации по построению схем способствует обеспечению структурной надежности энергосистем. От надежности электроснабжения зависят промышленность, быт, сельское хозяйство. Зависимость эта такая сильная, что ее нарушение приводит к огромному материальному ущербу, имеющему масштабы национального бедствия.

1.2 Надежность электроэнергетических систем

Обеспечение надежности энергетических систем стало ключевой проблемой современной энергетики. Связь между энергосистемой, ее элементами и внешней средой носит стохастический (вероятностный) характер и можно говорить лишь о вероятности полного достижения энергосистемой своей цели - передачи электроэнергии потребителю. Поэтому надежность работы энергосистемы всегда включает отказ (нарушение). Неполнота надежности энергосистемы дает потери выходного эффекта ее работы, на практике - недоотпуск энергии потребителям.

Повышение надежности энергосистем и обеспечение ее оптимального уровня достигаются резервированием генерирующей мощности и пропускной способности электрических сетей и противоаварийным управлением. Последнее предназначено для обеспечения полного использования резервов мощности как по генерации, так и по пропускной способности сетей, а при их недостаточности — для минимизации ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям.

Надежность электроэнергетической системы (ЭЭС) в основном можно характеризовать безотказностью и ремонтпригодностью. При этом под отказом системы будем понимать событие, приводящее к недоотпуску электроэнергии потребителям (всем или части) как при прекращении или ограничении электроснабжения, так и при снижении частоты электроэнергии. Ремонтпригодность определяет продолжительность перерыва электроснабжения или работы со сниженной частотой и зависит от времени ликвидации аварии или восстановления отказавшего элемента.

Надежность электроэнергетических систем определяется надежностью ее отдельных элементов (генерирующих агрегатов, линий электропередачи, коммутационной аппаратуры, устройств защиты и автоматики и др.). схемы (степенью резервирования) и режима (запасами статической и динамической устойчивости), а также живучестью системы, т. е. способностью выдерживать системные аварии цепочного характера без катастрофических последствий, иначе говоря, без перерывов электроснабжения потребителей, не подключенных к автоматической частотной разгрузке (АЧР).

1.3 Основные понятия и показатели надежности электроэнергетического оборудования

1.3.1 Определение основных понятий

Согласно ГОСТ 13377-67 надежность определяется, как свойство изделия выполнять заданные функции, сохраняя свои эксплуатационные показатели в заданных пределах в течение требуемого промежутка времени или требуемой наработки. Этот ГОСТ полностью применим к оборудованию электроэнергетических установок. Сложные технические системы, какими являются энергетические системы и их объединения, системы электроснабжения потребителей, электрические станции, линии электропередач, трансформаторные и преобразовательные подстанции, не вполне подходят под определение «изделие». Поэтому при изложении вопросов надежности электроэнергетических установок наряду с терминами ГОСТ 13377-67 используется общепринятая в энергетике терминология.

Постоянными функциями для электроэнергетического оборудования и установок: являются поддержание нормального состояния (без перегрева и коррозии) контакторов и токоведущих частей, сохранения изоляции на допустимом уровне, выдача номинальной мощности, поддержание заданных параметров режима работы и т.д. Заявками для электроэнергетического оборудования являются: каждое изменение состояния оборудования – для устройств защиты и автоматики; каждая команда персонала или автоматики – для коммутационной

аппаратуры; каждое включение и отключение – для исполнительных механизмов, двигателей, трансформаторов, генераторов.

Эксплуатационные показатели для электроэнергетического оборудования закладываются паспортными данными, инструкциями по эксплуатации, а текущие их значения задаются службой режимов, диспетчерами и дежурным эксплуатационным персоналом.

Надежная работа электроэнергетического оборудования в зависимости от его назначения может требоваться: в течение промежутка времени между плановыми ремонтами, в течение определенного сезона года, в период прохождения максимума или минимума нагрузки.

Для эксплуатационной аппаратуры устройств релейной защиты и автоматики и защитных разрядников надежная работа требуется в пределах заданной наработки, измеряемой числом срабатываний или циклов. При устойчивом числе заявок на срабатывание в единицу времени допустимо наработку «измерять только в единицах времени».

Согласно ГОСТ 13377-67 состояние изделия, при котором оно способно выполнять заданные функции с параметрами, установленными требованиями технической документации, называется работоспособностью. Нарушение работоспособности является отказом. Отказы электроэнергетических установок целесообразно разделить на полные и частичные. При полной утрате работоспособности (полном отказе) оборудование или установку надо выводить из работы в ремонт. При частичной утрате работоспособности (частичном отказе) оборудование или установка может выполнять часть заданных функций какое-то ограниченное время. Можно под повреждениями понимать разрушение, поломку деталей, нарушение целостности электрических и магнитных цепей, порчу изоляции и т. п., под неисправностями — ошибки при сборке и обслуживании, недосмотр персонала, неправильную регулировку без разрушения и порчи.

Отказом в работе будем называть отказ, выявившийся в момент выполнения заданной функции, а дефектом — отказ, обнаруженный при наладке, профилактическом осмотре или плановом ремонте.

Отказ установки в выполнении заданных функций наступает в результате отказов оборудования, отказов смежных установок и отказов противоаварийной автоматики. При наличии в установке резервных элементов, возможности замены отказавшего оборудования, возможности ремонта без прекращения работы надежность установки будет определяться не только частотой отказов, но и скоростью восстановления основных и резервных элементов. Отказы и восстановления элементов — вот те случайные события, которые определяют надежность любой электроэнергетической установки.

Взаимные связи между отказами, действиями противоаварийной автоматики и восстановлениями элементов определяют реализацию некоторого случайного процесса, в ходе которого установки переходят из одного состояния в другое, с тем или иным сочетанием работающих элементов; с течением времени установка может перейти в такое состояние, при котором выполнение ею рабочих функций прекращается. Отказы в работе оборудования и установок в

зависимости от длительности перерыва в работе и принесенного ущерба в энергосистемах считаются авариями или браком в работе,

1.3.2 Характеристики и показатели надежности электроэнергетического оборудования

Если произвести n опытов испытания какого-либо технического устройства, в ходе которых в m опытах отказ наблюдался, то отношение

$$Q = \frac{m}{n} \quad (1.1)$$

называемое частностью отказов данной серии опытов, характеризует вероятность отказа данного устройства.

При увеличении числа опытов частность отказов теряет свой случайный характер и приближается к величине вероятности отказа. На практике частность отказов при достаточно большом числе опытов принимают в качестве приближенной оценки вероятности отказа Q .

При ограниченном числе опытов n частность отказов является случайной величиной. Если к тому же и число отказов m невелико (или даже равно нулю), то частность отказов оказывается распределенной по биномиальному закону. Пользуясь методом доверительных интервалов, можно оценить число опытов n , при котором с доверительной вероятностью β можно ожидать, что разность между вероятностью отказа и частностью не превзойдет заданного значения.

Отказ и восстановление — это два противоположных случайных события. На практике, в эксплуатации и при испытаниях, эти события регистрируются во времени.

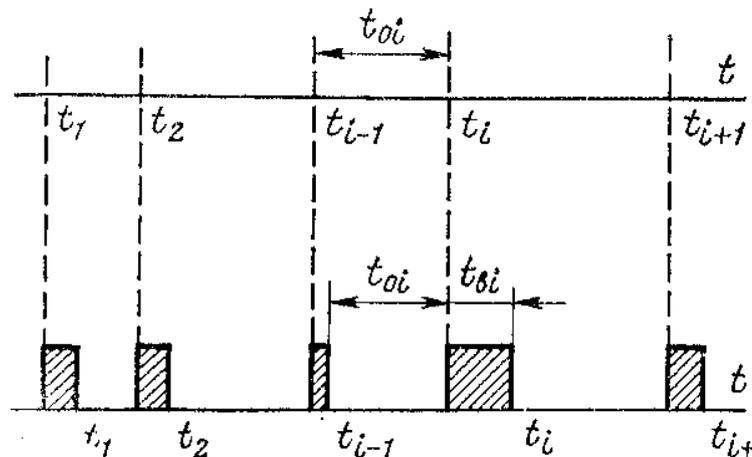


Рисунок 1.1 Поток отказов и повреждений

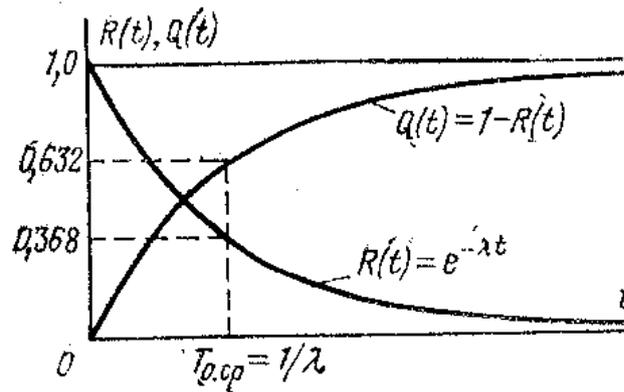


Рисунок 1.2 Кривые вероятности безотказной работы $R(t)$ и вероятности отказа $Q(t)$

Отрезки времени между этими событиями являются случайными величинами, которые также характеризуют вероятность отказа.

Под потоком событий в теории массового обслуживания понимается последовательность событий, происходящих одно за другим в какие-то моменты времени t . События, образующие поток, в общем случае могут быть и различными. Мы будем рассматривать потоки однородных событий, различающихся только моментами их появления.

Графически поток отказов и восстановлений можно представить в виде бесконечно коротких импульсов при нулевом времени восстановлений либо в виде прямоугольных импульсов (рис. 1-1) при конечном времени восстановления.

Важной характеристикой потока является мгновенный параметр потока $\omega(t)$, определяемый пределом

$$\omega(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Omega(t, t + \Delta t)}{\Delta t} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\sum k P_k(t, t + \Delta t)}{\Delta t}, \quad (1.2)$$

и мгновенная плотность потока, равная

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\sum P_k(t, t + \Delta t)}{\Delta t}, \quad (1.3)$$

где $P_k(t, t + \Delta t)$ — вероятность появления на промежутке $(t, t + \Delta t)$ k событий;

$\sum P_k(t, t + \Delta t)$ — вероятность появления на промежутке $(t, t + \Delta t)$ не менее k событий;

$\Omega(t, t + \Delta t)$ среднее число событий на промежутке $(t, t + \Delta t)$

Потоки событий, встречающиеся в практике, обладают рядом свойств. Наиболее простым является свойство ординарности потока. Поток называется ординарным, если вероятность совмещения двух или более событий в один и тот же момент времени настолько мала, что практически такое совмещение является невозможным, т. е.

$$\lim_{\Delta t} \frac{\sum P_k(t, t + \Delta t)}{\Delta t} = 0. \quad (1.4)$$

В этом смысле поток отказов одного какого-либо элемента оборудования является ординарным. Поток отказов нескольких единиц оборудования, например генераторов станции, в общем случае не ординарен, но практически условие (1.4) в большинстве случаев выполняется.

Поток восстановлений для большого числа единиц оборудования также может быть ординарен.

Для ординарных потоков выражения (1.2) и (1.3) упрощаются и принимают вид:

$$\omega(t) = \lambda(t) = \lim_{\Delta t} \frac{\sum P_1(t, t + \Delta t)}{\Delta t} + 0(t), \quad (1.5)$$

где $P_1(t, t + \Delta t)$ — вероятность появления на промежутке $(t, t + \Delta t)$ одного отказа;
 $0(t)$ — условное обозначение бесконечно малой величины более высокого порядка малости, чем Δt .

Поток событий является стационарным, если его вероятностный режим не изменяется во времени, т. е. если вероятность появления k отказов на отрезке времени $(t, t + \tau)$ зависит только от τ . Для стационарного потока, следовательно, интенсивность потока и параметр потока не зависят от времени t , т. е.

$$\omega(t) = \omega = const \quad \text{и} \quad \lambda(t) = \lambda = const. \quad (1-6)$$

Если поток событий к тому же и ординарный, то

$$\omega = \lambda = const. \quad (1-7)$$

Поток событий называется потоком без последствия, если для любых неперекрывающихся интервалов времени число событий, появляющихся в одном из них, не зависит от числа событий, появляющихся в другие интервалы.

Ординарные потоки без последствия называются пуассоновскими потоками. Такое наименование связано с применением для вычисления вероятности наступления m событий за время t формулы Пуассона. Пуассоновские по-

токи могут быть как стационарными, так и нестационарными. Стационарный пуассоновский поток считается простейшим.

Реальные потоки событий в общем случае нестационарны. Доказать стационарность потока, например отказов, можно только путем статистической обработки результатов наблюдения. Однако иногда стационарность потока принимают в качестве гипотезы для упрощения расчетов. Основываются при этом на предельных теоремах К. Пальма, А. Я. Хинчина и Б. И. Григелиониса, которые сводятся к следующему простому правилу.

Если оборудование или установка состоит из большого числа частей, каждая из которых может отказать лишь с малой вероятностью и эти отказы для разных частей независимы между собой, то суммарный поток отказов может считаться близким к простейшему, если сумма вероятностей более чем одного отказа бесконечно мала. У хорошо спроектированной и правильно эксплуатируемой технической системы поток отказов — простейший.

Нестационарность потока отказов у отдельных типов электроэнергетического оборудования вызывается наличием периода приработки, когда выявляются скрытые дефекты изготовления и монтажа, и наличием явления старения изоляции, износа и разрегулировки механических частей и т. п. Оборудование высокого напряжения, кроме того, имеет сезонную нестационарность потока отказов, связанную с воздействием гроз или гололеда. Интенсивность потока повреждений в грозные месяцы возрастает в десятки раз.

Для нестационарного пуассоновского потока математическое ожидание числа событий на отрезке времени (t_1, t_2)

$$a = \int_{t_2}^{t_1} \omega(t) dt. \quad (1.8)$$

Для стационарного пуассоновского потока

$$a = \omega t \quad (1.9)$$

и закон Пуассона записывается в виде

$$P_k = \frac{(\omega t)^k}{k!} \exp(-\omega t) = \frac{(\lambda t)^k}{k!} \exp(-\lambda t). \quad (1.10)$$

Вероятность отсутствия событий ($k = 0$) за время τ

$$P_0 = \exp(-\omega t) = \exp(-\lambda t) \quad (1.11)$$

будет являться вероятностью безотказной работы $R(t)$ в случае рассмотрения потока отказов. Вероятность отказа

$$Q(t) = 1 - R(t) = 1 - \exp(-\omega t) = 1 - \exp(-\lambda t), \quad (1.12)$$

т. е. закон распределения времени безотказной работы T_0 — экспоненциальный с параметром

$$T_{0 \text{ нб.}} = \dot{\lambda} [T_0] = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{\omega} \quad (1.13)$$

Функции $Q(t)$ и $R(t)$ построены в соответствии с (1.12) на рис. (1.2). В теории надежности поток восстановлений характеризуется по аналогии с потоком отказов следующими характеристиками:

1) вероятностью восстановления за время t

$$V(t) = P[T_{\dot{a}} < t]; \quad (1.14)$$

2) вероятностью невосстановления за время t

$$G(t) = 1 - V(t) = P[T_{\dot{a}} \geq t]; \quad (1.15)$$

3) средним временем восстановления

$$T_{\dot{a} \text{ нб.}} = M[T_{\dot{a}}] = \int_0^{\infty} t dV(t) dt; \quad (1.16)$$

4) интенсивностью восстановления

$$\mu = \frac{1}{T_{\dot{a} \text{ нб.}}} \quad (1.17)$$

Электроэнергетические установки относятся к восстанавливаемым техническим системам. После отказа установки или ее оборудования следует восстановление. Под восстановлением понимается обнаружение повреждения или неисправности и их устранение.

Случайная величина времени восстановления складывается из двух составляющих:

$$T_{\dot{a} \text{ нб.}} = T_{\dot{a} 0} + T_{\dot{a} \delta}$$

где $T_{\dot{a} 0}$ — время на обнаружение места повреждения или неисправности;

$T_{\dot{a} \delta}$ — время на устранение неисправности, замену или ремонт поврежденного элемента.

Закон распределения случайной величины. $T_a V(t)$ для различного оборудования может быть описан экспонентой, гаммафункцией или функцией распределения Вейбулла. Экспоненциальный закон распределения времени восстановления справедлив при следующих условиях:

- 1) когда восстановление связано с рядом попыток, каждая из которых приводит к необходимому результату с какой-то вероятностью;
- 2) когда плотность распределения времени восстановления убывает с возрастанием аргумента t .

Обнаружение неисправностей в электроэнергетической установке осуществляется, как правило, рядом последовательных проверок и удовлетворяет первому условию. Второму условию соответствует требование быстрого восстановления основной массы отказов. Значительные задержки в восстановлении в энергосистемах наблюдаются редко, что подтверждается аварийной статистикой. Следовательно, с этой стороны нет препятствий к применению экспоненциального закона.

В качестве показателей надежности используются:

вероятность безотказной работы $R(t)$;

коэффициент готовности $\hat{E}_{\bar{a}}$;

параметр потока отказов $\omega(t)$;

интенсивность отказов $\lambda(t)$;

наработка, на отказ $T_{0\bar{a}}$;

ресурс T_D ;

срок службы $T_{\bar{a}}$;

среднее время восстановления $T_{a\bar{a}}$;

коэффициент технического использования $T_{\text{д.э.}}$.

Большинство из этих показателей уже упоминалось в предыдущем изложении. Некоторые определения и зависимости между показателями приведены ниже.

Интенсивность отказов — есть отношение скорости изменения вероятности отказа к вероятности безотказной работы:

$$\lambda(t) = \frac{dQ(t)}{R(t)} = -\frac{R'(t)}{R(t)} = \frac{d}{dt} \ln[R(t)]. \quad (1.17)$$

В терминах вероятностей $\lambda(t)$ — есть плотность условной вероятности отказа в момент t при условии, что до этого момента изделие работало безотказно.

Вероятность безотказной работы $R(t)$ через $k(t)$ выразится следующим образом:

$$R(t) = \exp\left[-\int_0^t \lambda(x)dx\right]. \quad (1-19)$$

Наработка на отказ или среднее время безотказной работы определится как математическое ожидание T_0 :

$$M[T_0] = \int_0^{\infty} R(t)dt. \quad (1-20)$$

Функции распределения случайных величин \dot{O}_0 и \dot{O}_a и $(\dot{O}_0 + \dot{O}_a)$ полностью описывают надежность восстанавливаемых и невосстанавливаемых изделий с вероятностной точки зрения. Однако для получения этих функций на практике требуется очень большой объем наблюдений, поэтому во многих случаях ограничиваются некоторыми числовыми величинами, которые легче получить из эксперимента, но которые достаточно полно характеризуют надежность для практических целей.

Параметр потока отказов, т. е. среднее количество отказов, приходящееся на единицу оборудования в единицу времени, в энергетике часто определяют через удельную рождаемость по выражению

$$\bar{\omega}(t) = \bar{\lambda}(t) \approx \frac{m(t)}{n(t)\Delta t}, \quad (1.21)$$

где $m(t)$ — число отказов в интервале $(t - \frac{\Delta t}{2}, t + \frac{\Delta t}{2})$,

$n(t)$ — среднее число единиц оборудования, работающего в этом интервале.

Наработка на отказ определяется как

$$T_{0 \text{ н\ddot{o}}} = \frac{1}{n_t} \sum_{i=1}^{n_t} T_{0i}, \quad (1.22)$$

где T_{0i} — одно из n_t зарегистрированных значений T_0 .

Наработкой в теории надежности называют продолжительность или объем работы оборудования, измеряемые в часах, километрах, циклах, кубометрах или в других единицах.

Ресурс — наработка оборудования до предельного состояния, оговоренного в технической документации. Предельное состояние изделия определяется невозможностью его дальнейшей эксплуатации по техническим или экономическим соображениям. Различают «ресурс до первого ремонта», «межремонт-

ный' ресурс», «назначенный ресурс». Средние значения ресурса определяют по данным эксплуатации или испытаний, используя выражения, аналогичные (1.22).

Сроком службы называется календарная продолжительность эксплуатации оборудования до предельного состояния, например срок службы до первого капитального ремонта, срок службы до списания, межремонтный период.

Коэффициентом готовности называется вероятность того, что оборудование будет работоспособно в произвольно выбранный момент времени в промежутках между выполнениями планового технического обслуживания.

При экспоненциальном законе распределения времени безотказной работы T_0 и времени восстановления T_a коэффициент готовности

$$K_A = \frac{T_{0cp}}{T_{0cp} + T_{acp}}. \quad (1.23)$$

Коэффициент технического использования K_A — это отношение наработки оборудования в единицах времени за некоторый период эксплуатации к сумме этой наработки и времени всех простоев, вызванных техническим обслуживанием и ремонтами за тот же период эксплуатации.

В энергетике вместо коэффициентов готовности и технического использования чаще применяют коэффициенты аварийного и планового простоя:

$$q_{\hat{a}\hat{a}} = 1 - \hat{E}_A; \quad (1.24)$$

$$q = 1 - \hat{E}_{\hat{o}\hat{e}}; \quad (1.25)$$

$$q = q_{\hat{a}\hat{a}} - q_{\hat{r}\hat{e}}; \quad (1.26)$$

В зависимости от условий функционирования оборудования и оценки последствий отказов для характеристики надежности необходимо иметь несколько основных и дополнительных показателей.

1.3.3 Последствия отказов электроэнергетических установок энергосистем

Отказы оборудования и аварии в электроэнергетических установках энергосистем наносят ущерб не только потребителям, которые могут быть отключены от источников электроснабжения, но и самим энергосистемам.

Внеплановые и аварийные ремонты и ревизии энергетического оборудования наносят вполне определенный прямой ущерб, связанный с расходами на производство и содержание клипе ремонтного персонала.

Изменения режима работы энергосистемы после отключения отказавшего оборудования вызывают перерасход топлива, так как резервные источники обычно имеют более низкий коэффициент полезного действия. Перерасход топлива имеет место и при увеличении потерь в сетях в послеаварийном режиме. Изменения режима по сравнению с нормальным, если они значительны, приводят к дополнительному ущербу.

Наконец, косвенный ущерб народному хозяйству приносит неиспользование отказавшего оборудования и персонала простаивающих установок по прямому назначению. Это ведет к недоиспользованию основных и оборотных фондов энергосистемы.

Не следует упускать из виду, что отказы оборудования и аварии установок энергосистем при неблагоприятном стечении обстоятельств могут развиваться в тяжелые системные аварии. Системные аварии наносят невозместимый материальный и моральный ущерб всему обществу и отдельным гражданам. Поэтому недопустимость таких аварий, живучесть энергосистем и объединений рассматривается как государственная задача особой важности, где экономический подход отступает на второй план. Под живучестью энергосистемы понимается способность ее не допускать развития аварий и продолжать работу после повреждений, являющихся резкими возмущениями режима всей системы, выводящими из строя отдельные электроэнергетические установки. Показателем живучести является обеспечение запаса по динамической устойчивости при различных авариях. Таким образом, вопросы живучести и надежности энергосистемы неразрывно связаны.

Средняя величина прямого ущерба

$$\dot{O}_n = \sum_{i=1}^n \dot{E}_{1pi} a_i, \quad (1.34)$$

где \dot{E}_{1pi} — издержки на один аварийный ремонт i -го оборудования (равно чаще всего издержкам на капитальный ремонт);
 a_i — среднее число аварий с i -м оборудованием.

Средняя величина дополнительного ущерба (без учета изменения потерь в сетях)

$$\dot{O}_{\bar{A}} = (\beta_{\delta} \zeta_{\delta} - \beta_0 \zeta_0) W_{\delta, \bar{n}\delta}, \quad (1.35)$$

где β_{δ} , β_0 — частичные удельные расходы топлива;
 ζ_{δ} , ζ_0 — стоимость топлива на резервных и основных электростанциях систем;
 $W_{\delta, \bar{n}\delta}$ — количество энергии, вырабатываемой на резервных электростанциях.

Средняя величина косвенного ущерба

$$\dot{O}_{\hat{E}} = \sum_{i=1}^n (C_i + A_i + p_i K_i) q_i, \quad (1.36)$$

где C_i — годовой фонд зарплаты эксплуатационного персонала;

A_i — годовой размер амортизационных отчислений на элемент оборудования энергосистемы (в энергетике от 4 до 7% основных фондов);

p_i — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений в энергетике, равный 0,12;

K_i — стоимость основных фондов;

q_i — коэффициент простоя i -го оборудования или установки.

Удельная величина народнохозяйственного ущерба определяется как отношение ущерба системы и потребителей к средней величине недоотпущенной энергии из-за отказов оборудования энергосистемы и системы электро-снабжения:

$$y_0 = \frac{\dot{O}_{\hat{y}\bar{n}} + \dot{O}_{\hat{i}\bar{i}\bar{o}\bar{o}}}{\sum_{i=1}^n \Delta W_i}. \quad (1.37)$$

Величина недоотпущенной энергии при отказе i -го оборудования

$$\Delta W = k_{Mi} N_{\hat{o}\bar{n}\bar{o}} i T_M \frac{\tau_{\hat{a}\bar{a}i}}{8760}, \quad (1.38)$$

где T_M — число часов использования максимума;

$N_{\hat{o}\bar{n}\bar{o}} i$ — установленная мощность или пропускная способность i -го оборудования;

$\tau_{\hat{a}\bar{a}i}$ — среднее время ликвидации аварийного дефицита мощности при отказе i -го оборудования в течение года;

k_{Mi} — коэффициент дефицита мощности

$$k_{Mi} = \frac{N_{\hat{i}\bar{o}\bar{e}\bar{e}i}}{N_{\hat{o}\bar{n}\bar{o}} i}, \quad (1.39)$$

Где $N_{\hat{i}\bar{o}\bar{e}\bar{e}i}$ — средняя мощность потребителей, питание которых прекращается при отказе i -го оборудования.

Среднестатистические значения коэффициента дефицита мощности k_M равны: 1,0 — для оборудования тупиковых линий, 0,1 — для оборудования сетей ПО — 220 кВ, 0,2 — для оборудования сетей 330 кВ, 0,3 — для оборудования сетей 500 кВ.

При дефиците мощности в энергосистеме, вызванном аварийными простоями элементов схемы, работает автоматика частотной разгрузки (АЧР). При этом производится Отключение потребителей. Очередность отключения определяется по категориям потребителей. В первую очередь отключаются потребители, имеющие при перерыве электроснабжения наименьший народнохозяйственный ущерб.

При глубоком дефиците мощности в энергосистеме возможно также отключение предприятий, перерыв питания которых наносит большой ущерб народному хозяйству. Удельный ущерб будет зависеть от глубины дефицита.

Если известна величина дефицита мощности в энергосистеме и его длительность, то можно определить, какие потребители будут ограничены или полностью отключены АЧР. Для этого случая можно найти величину народнохозяйственного ущерба, а следовательно, и удельный ущерб с учетом фактического простоя предприятий и установок.

В настоящее время расчеты с учетом величины народнохозяйственного ущерба ведутся при определении оптимального резерва активной мощности, выборе схем электрических соединений и схем выдачи мощности от станций.

При выборе оптимальной величины резерва активной мощности, выборе варианта главной схемы электрических соединений районных электростанций и подстанций целесообразно, пользоваться средней величиной удельного ущерба.

1.4 Методы расчета и анализа надежности электротехнических установок

1.4.1 Технико-экономический анализ надежности по методу приведенных затрат

В настоящее время еще нет строгой единой системы оценки надежности работы энергетических систем при проектировании. Вопросы учета надежности при эксплуатации электроэнергетических установок находятся еще в стадии разработки.

При проектировании энергосистем выделяются следующие три основные этапа:

1. Рассмотрение перспектив развития на 15—20 лет.
2. Перспективное проектирование на период до 10 лет.

3. Уточнение перспектив развития на период до 5 лет.

На первом этапе проектирования выполняются технико-экономические доклады по развитию энергетики в целом (ТЭД).

Фактор надежности на этом этапе проектирования учитывается лишь при оценке возможного резерва мощности. При этом принимается во внимание надежность работы генерирующего оборудования (агрегаты, блоки).

На втором этапе перспективного проектирования разрабатываются схемы развития энергосистем, объединений энергосистем и единой энергетической системы.

На этом этапе вопросы надежности должны учитываться при выборе резерва мощности в объединении энергосистем, размещения резерва в отдельных частях объединения, оптимизации структуры энергосистемы, а также в требованиях к пропускной способности межсистемных и внутрисистемных электрических связей.

На третьем этапе производится уточнение и приведение в соответствие схем развития энергетического хозяйства страны, крупного объединения, отдельной системы и района.

На этом этапе выполняются детальные расчеты режимов электрических сетей, выбираются компенсирующие устройства, производятся расчеты устойчивости и т. д. В целом на этом этапе проверяется техническая допустимость плановых решений.

Учет фактора надежности сводится в основном к соблюдению правил, требований, рекомендаций и методических указаний, обобщающих опыт проектирования и эксплуатации. При этом оценка надежности в численном виде позволяет проводить технико-экономическое сравнение вариантов.

Для выбора вариантов технических решений различны)Электроэнергетических установок с учетом надежности их работы, как правило, необходимо несколько численных показателей. Выбор решения производится либо сопротивлением полученных показателей с нормативными или заданными, либо сравнением их между собой и отбором наиболее надежных вариантов, либо использованием этих показателей в технико-экономических расчетах.

В энергетике, как и в любой другой отрасли народного хозяйства, постоянно встречается задача определения оптимального варианта технических решений. Указанную задачу рекомендуется решать при помощи метода приведенных затрат. Основные расчетные формулы указанного метода имеют следующий вид:

а) если строительство энергетического объекта осуществляется в течение одного года,

$$C = \delta_i \hat{E} + \dot{E}_i = \min; \quad (1.40)$$

б) если строительство объекта ведется на протяжении нескольких лет, а потом начинается его нормальная эксплуатация,

$$C = \delta_i \sum_{t=1}^T (1 + \delta_i)^{T-t} + \dot{E}_i = \min; \quad (1.41)$$

в) если в период строительства частично эксплуатируются вновь созданные основные фонды,

$$C = \delta_i \sum_{t=1}^T (\hat{E}_t + \dot{E}_t)(1 + \delta_i)^{T-t} + \dot{E}_i = \min, \quad (1.42)$$

где \hat{E}_t и \dot{E}_t — капиталовложения в объект и ежегодные издержки на его эксплуатацию в году t ;

\dot{E}_t — ежегодные издержки периода нормальной эксплуатации;

δ_i — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;

\dot{O} — продолжительность строительства или освоения объекта.

Эти формулы можно использовать для технико-экономических расчетов только при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый производственный эффект и имеют одинаковую надежность.

В действительности по ряду причин сравниваемые варианты энергетических установок обладают неодинаковой степенью надежности. Несоблюдение условия одинаковой надежности в сравниваемых вариантах приводит к нарушению основного требования — равенства производственного и народнохозяйственного эффекта.

При сравнении вариантов с неодинаковой степенью надежности требуется введение в расчетные формулы элемента, учитывающего возможный народнохозяйственный ущерб от перерыва электроснабжения.

ванном) перерывом электроснабжения, можно рассматривать как математическое ожидание дополнительных ежегодных издержек $M(Y)$, которые несет народное хозяйство помимо основных затрат на содержание объекта и его нормальную эксплуатацию.

Расчетные формулы (1.40) — (1.42) примут вид:

$$C = \delta_i \hat{E} + \dot{E}_i + \dot{I} (\dot{O})_i = \min; \quad (1.43)$$

$$C = \delta_i \sum_{t=1}^T \hat{E}_t (1 + \delta_i)^{T-t} + \dot{E}_i + \dot{I} (\dot{O})_i = \min, \quad (1.44)$$

$$C = \delta_i \sum_{t=1}^T [\hat{E}_t + \dot{E}_t + \dot{I} (\dot{O})_i] (1 + \delta_i)^{T-t} + \dot{E}_i + \dot{I} (\dot{O})_i = \min, \quad (1.45)$$

где $\dot{I}(\dot{O})_i$ и $\dot{I}(\dot{O})_i$ — математическое ожидание народнохозяйственного ущерба при перерыве электроснабжения на стадии нормальной эксплуатации и в t -й год.

1.4.2 Методы расчета показателей надежности электроэнергетических установок

Современные методы расчета надежности делятся в зависимости от принципа учета отказов на методы, учитывающие момент появления отказов, и методы, учитывающие процесс появления отказов.

В зависимости от учета ремонта и восстановления они делятся на методы, не учитывающие ремонт и восстановление оборудования, и методы, учитывающие ремонт и восстановление оборудования.

Решение задачи расчета надежности установки можно выполнять пятью способами:

- 1) с помощью основных теорем теории вероятностей;
- 2) путем составления и решения системы дифференциальных уравнений марковского процесса перехода установки от состояния к состоянию;
- 3) путем эквивалентных преобразований расчетной схемы в сочетании с первым и вторым способами;
- 4) на основе применения топологических и логических методов;
- 5) путем статистического моделирования случайного процесса перехода установки от состояния к состоянию (метод Монте-Карло).

Первый способ в настоящее время получил наибольшее распространение. В нем используются теоремы сложения и умножения вероятностей и формула полной вероятности.

Второй способ тоже достаточно распространен и предполагает, что математическая модель установки должна учитывать как возможные состояния отдельных элементов и установки в целом, так и переход установки из состояния в состояние.

Аналитический расчет по третьему способу заключается в поэтапном расчете сложных систем с помощью ряда выражений, полученных первым или вторым способом для простейших соединений элементов, т. е. путем последовательного эквивалентирования элементов расчетной схемы.

Топологическими называются методы анализа системы, основанные на понятии состояния и переходов между состояниями.

Методы могут быть реализованы как с помощью матриц (переходных вероятностей или интенсивностей перехода), так и с помощью ориентированных графов.

В совокупность логических методов входят: логико-вероятностный, логико-аналитический, логико-статистический, таблично-логический.

Общей частью для всей этой группы методов является этап получения логической функции системы. Для простых систем логическая функция системы получается непосредственно по схеме, для сложных случаев разработаны специальные методы. Второй этап у этих методов различен.

У логико-вероятностного метода этот этап заключается в непосредственном вычислении логической функции. В простейшем случае это осуществляется непосредственной подстановкой показателей надежности элементов в логическую функцию. Для более сложных случаев целесообразно произвести предварительное упрощение логической функции. Процесс упрощения заключается в преобразовании логической функции в систему независимых в совокупности членов. В целом этот метод нашел достаточно широкое применение, как у нас, так и за рубежом, при расчете надежности систем электроснабжения.

Логико-аналитический метод заключается в нахождении показателей надежности системы по ее логической функции. Для невозстанавливаемых систем он известен давно, а для восстанавливаемых впервые предположен в.

Таблично-логические методы заключаются в записи логических связей между отказами элементов, состояниями и авариями в установке в форме таблиц или матриц с последующим вычислением показателей надежности с помощью этих таблиц.

Метод статистического моделирования получил достаточно широкое распространение главным образом за счет того, что позволяет производить расчет надежности систем, не накладывая никаких ограничений на вид законов распределения случайных величин, их числа, способов резервирования и обслуживания и т. п.

Логико-статистический метод заключается в статистическом моделировании логической функции системы для получения и анализа состояний работы и отказа системы. За счет того, что время нормальной работы исследуется аналитически и лишь время восстановления — методом Монте-Карло, достигается существенное ускорение процесса решения. Большинство исследователей надежности электроэнергетических установок предпочитает иметь дело с аналитическими, логическими методами и методом статистических испытаний. Выбор метода диктуется потребностями задачи.

1.5 Повышение надежности подстанции

Подстанции являются важной частью электрической системы. Они исполняют роль связующего звена между поставщиком электроэнергии, и ее потребителем. Поэтому обеспечение качественной и надежной работы подстанций является первостепенной задачей.

Функциями подстанции являются: трансформация электроэнергии с одного уровня на другой, распределение электроэнергии между присоединителями на всех уровнях напряжения.

Нарушение первой функции сопровождается погашением секции сборных шин. Нарушение второй функции на стороне питания приводит к погашению всей или части подстанции либо разрыву транзита (если он предусмотрен). Нарушение второй функции на стороне выдачи мощности приводит к погашению одного из присоединений или всех присоединений секции шин.

В состав подстанции как установки входит следующее оборудование: силовые трансформаторы, выключатели, разъединители, отделители и особые шины с измерительной и защитной аппаратурой.

Повреждения сборных шин могут быть вызваны перекрытием и разрушением опорной изоляции, повреждениями измерительной аппаратуры, нарушением контактов, ошибочными действиями эксплуатационного персонала и рядом других причин.

Отказами разъединителей являются электрические и механические повреждения, вызывающие к.з. в ячейке, а также другие повреждения и неисправности, требующие немедленного вывода в ремонт. К отказам короткозамыкателя, кроме того, относятся самопроизвольные включения и отказ во включении, а к отказам отделителя – отказ в отключении в бестоковую паузу. Подавляющее большинство отказов этой аппаратуры вызывает к.з. в месте их установки. Предохранители высокого напряжения помимо повреждения отказывают еще и в случае неселективного и ложного срабатывания.

Наиболее частые ошибки персонала, которые приводят и к авариям на подстанциях, заключаются в ошибочном отключении или включении оборудования; в подаче напряжения на неснятые заземлители; во включении заземляющих ножей на напряжение; в отключении разъединителей под нагрузкой.

Показателями надежности подстанций являются: средние числа погашений сборных шин, отдельных секций и присоединений и разрыва транзита за рассматриваемый промежуток времени, и средние делительности восстановления электроснабжения и транзита.

Отказы подстанции в функционировании наступают вследствие отказов трансформаторов, коммутационной аппаратуры, ошибочных действий персонала и отказов устройств регулирования напряжения и реактивной мощности, а также устройств релейной защиты и автоматики.

Отказами выключателей высокого напряжения являются К.З. в ячейке выключателя из-за его повреждения как при отключении, так и без отключения К.З. на присоединении, а также другие повреждения и неисправности, требующие немедленного вывода выключателя в ремонт (разрушение фарфора, отказы во включении и отключении и т. п.)

Статистические исследования показали, что масляные выключатели в значительном числе случаев (от 17 до 35%) отказывают при отключении токов К.З. и в большинстве случаев их отказ сопровождается К.З. в ячейке (от 66 до 100%), а следовательно, и на шинах РУ. Отказы выключателей, таким образом, являются источником большего числа К.З.

При исследованиях надежности подстанция может рассматриваться как элемент электропередачи в качестве концевого или переключательного устрой-

ства либо как элемент системы электроснабжения. При этом сопоставление вариантов главных схем электрических соединений подстанций не может производиться без учета надежности линий. Следует также учитывать, что восстановление функционирования зависит от возможности быстрых оперативных переключений.

Надежность подстанций как элемента системы электроснабжения зависит от быстроты и безотказности действия устройств релейной защиты, автоматического повторного включения линий и трансформаторов. Устройства релейной защиты в ходе эксплуатации могут быть в нескольких состояниях: 1) полной работоспособности с включением во вторичные цепи измерительных трансформаторов и в оперативные цепи аппаратуры, 2) полной работоспособности, но выведены из работы по вторичным и оперативным цепям, 3) нечувствительности к повреждениям в зоне действия, 4) чувствительности к повреждениям вне зоны действия, 5) подачи ложного сигнала в оперативные цепи при отсутствии каких-либо возмущений в первичной цепи. Последние три состояния вызывают соответственно три вида отказов устройств РЗА:

- а) отказы в срабатывании при появлении повреждения или ненормального режима;
- б) неселективные срабатывания при повреждениях на соседнем участке;
- в) ложные срабатывания при отсутствии повреждений и ненормальных режимов.

Организация системы ремонтов и профилактики также значительно влияет на надежность подстанций как элемента электроснабжения.

Оценка надежности подстанций необходима при выборе схемы подключения к энергосистеме различных потребителей, электростанций и линий электропередачи. При этом выбирается и схема электрических соединений подстанций. Оценка надежности также необходима при выборе числа и мощности трансформаторов, выборе формы обслуживания для подстанций сети высокого напряжения.

1.6 Постановка задач работы

Подстанция «Сагабуен» является понижающей 110/10 кВ, проходной, схема внешнего питания данной подстанции приведена в приложении [лист 1]. Подстанция «Сагабуен» получает питание: с одной стороны, от опорной подстанции «Талдыкорган» по линиям 110 кВ, транзитом через подстанцию «Кызылагаш»; с другой стороны – от опорной подстанции «Сарканд» по линиям 110 кВ транзитом через подстанцию «Жансугуров». На данной подстанции расположены два главных силовых трансформатора типа ТМН–2500/110–80У1, оборудованных устройством РПН. Подстанция имеет две секции сборных шин 10 кВ. На подстанции установлены физически и морально устаревшее высоко-

вольтное оборудование, требующее замены - выключатель ВМТ-110 и вентильные разрядники РВС-110.

Современное состояние подстанций таково, что их надежность находится на низком уровне. Надежность – одно из требований необходимых для нормальной работы подстанции. Она зависит от ряда факторов, и повысить надежность можно несколькими способами. Одним из способов является замена оборудования. В данной дипломной работе на тему: «Повышение надежности подстанции» предлагается произвести анализ и исследование повышения надежности подстанции путем замены устаревшего высоковольтного оборудования на подстанции «Сагабуен», в частности, замены масляных высоковольтных выключателей ВМТ-110 и разрядников РВС–110 на технически совершенное и перспективное оборудование – ВГТ-110 и ОПН-110.

Для реализации поставленной задачи необходимо выполнить: сравнение выключателей по способу гашения дуги, по конструктивным особенностям, по техническим характеристикам; сравнение разрядников с ограничителями перенапряжения по конструктивным и эксплуатационным особенностям, по техническим характеристикам. Рассчитать токи короткого замыкания, максимальные рабочие токи и произвести проверку и выбор высоковольтных выключателей, устройств защиты от перенапряжения.

2 Анализ и исследование повышения надежности подстанции путем замены устаревшего высоковольтного оборудования

2.1 Замена масляного выключателя ВМТ-110 на элегазовый ВГТ-110

2.1.1 Сравнение выключателей по способу гашения дуги

В масляных выключателях, используются трансформаторные масла. Трансформаторные масла получают благодаря глубокой очистке нефтяных масел различными способами. Главное требование, предъявляемое к трансформаторным маслам – их чистота. В их составе совершенно не должно быть ни воды, ни механических примесей. В противном случае - под угрозой будет находиться их диэлектрическая прочность. Свежее трансформаторное масло светло-желтого цвета и имеет высокие физико-химические и диэлектрические свойства. Старение масла в эксплуатации связано с его окислением. При соблюдении всех правил монтажа трансформатора и заливки масла на первом этапе процесс окисления происходит медленно. Изменения в масле обычными методами почти не обнаруживаются, но стабильность масла постепенно снижается. На втором этапе масло приобретает коричневый цвет, становится мутным, увеличивается кислотное число и зольность, появляются низкомолекулярные кислоты, которые оказывают вредное воздействие, как на бумажную изоляцию, так и на металлы. Появляются осадки, которые могут ухудшить условия охлаждения обмоток. Помимо внутренних, так сказать "естественных", причин старения масла (высокая температура, изоляционный лак, остаточная влага в масле и бумажной изоляции, медь и другие материалы, с которыми соприкасается масло), сказываются и внешние причины - недостаточная очистка трансформатора при смене масла, попадание воды, неисправность контактов, наличие короткозамкнутых контуров и других причин местных перегревов и т.д. Так, при попадании воды снижается пробивная прочность масла. В общем случае вязкость и температура вспышки масла в эксплуатации увеличиваются за счет испарения легких фракций масла. Но при наличии местных перегревов за счет разложения масла при высокой температуре без доступа воздуха температура вспышки может понизиться.

Гашение дуги в масляных выключателях обеспечивается воздействием на неё дугогасящей среды – масла. Процесс сопровождается сильным нагревом, разложением масла и образованием газа. В газовой смеси содержится до 70% водорода, что и определяет высокую дугогасящую способность масла.

Гашение дуги в масляных выключателях обеспечивается воздействием на неё дугогасящей среды – масла. Процесс сопровождается сильным нагревом, разложением масла и образованием газа. Чем больше значение отключаемого тока, тем интенсивнее газообразование и тем успешнее гашение дуги.

Скорость расхождения контактов в выключателе также играет важную роль. При высокой скорости движения контактов дуга быстро достигает своей критической длины, при котором восстанавливающееся напряжение оказывается недостаточным для пробоя промежутка между контактами. Вязкость масла в выключателе отрицательно сказывается на скорости движения контактов. Вязкость увеличивается с понижением температуры. Загустение и загрязнение смазки трущихся частей передаточных механизмов и приводов в большой степени отражается на скоростные характеристики выключателей. Случается, что движение контактов становится замедленным или вообще прекратиться, и контакты зависнут.

Гашение дуги в трансформаторном масле, является очень эффективным, так как образующиеся газообразные продукты разложения масла при высокой температуре электрической дуги интенсивно деионизируют ствол дуги. Если контакты отключающего аппарата поместить в масло, то возникающая при размыкании дуга приводит к интенсивному газообразованию и испарению масла. Вокруг дуги образуется газовый пузырь, который состоит в основном из водорода. Быстрое разложение масла приводит к повышению давления, что способствует лучшему охлаждению дуги и деионизации. Из-за сложности конструкции этот способ гашения дуги в аппаратах низкого напряжения не применяется.

В масле возникает дуга, рабочее вещество испаряется, и вокруг дуги образуются пузырьки газа. Этот сильно сжатый газ, на 80 % состоящий из водорода, препятствует ионизации и перемещается по каналам, окружающим дугу. Это улучшает конвекцию масла, что, в свою очередь, способствует гашению остатков дуги при переходе тока через ноль.

Масло является хорошим электрическим изолятором и при размыкании выключателя способно изолировать напряжение между контактами. Аналогичный уровень изоляции обеспечивает и воздух, но только если его сжать до нескольких МПа. Процесс гашения дуги показан на рисунке 2.1.

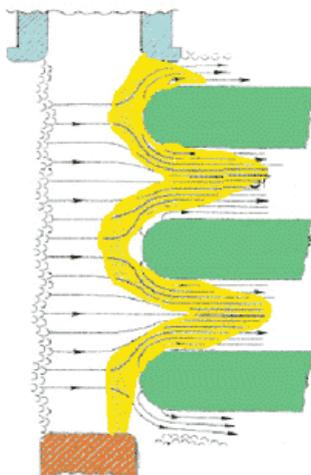


Рисунок 2.1 – Процесс гашения дуги в масле

Использовать в качестве рабочей среды масло не очень удобно. Оно склонно к возгоранию и требует тщательного обслуживания

Интенсивность процесса гашения дуги в масле тем выше, чем ближе соприкасается дуга с маслом и быстрее движется масло по отношению к дуге. Учитывая это, дуговой разрыв ограничивают замкнутым изоляционным устройством — дугогасительной камерой. В этих камерах создается более тесное соприкосновение масла с дугой, а при помощи изоляционных пластин и выхлопных отверстий образуются рабочие каналы, по которым происходит движение масла и газов, обеспечивая интенсивное обдувание (дутье) дуги.

Дугогасительные камеры по принципу действия разделяют на три основные группы: с автодутьем, когда высокие давление и скорость движения газа в зоне дуги создаются за счет выделяющейся в дуге энергии, с принудительным масляным дутьем при помощи специальных нагнетающих гидравлических механизмов, с магнитным гашением в масле, когда дуга под действием магнитного поля перемещается в узкие щели.

Дугогасительное устройство (модуль) состоит из токоотвода 1 (рисунок 2.2), сля чанного через токосъемные устройства с подвижным контактом 2, дугогасительной камеры 3 встречно-поперечного дутья, неподвижного контакта 5. Все эти элементы расположены в полем фарфоровом изоляторе 4, заполненном трансформаторным маслом и закрытом сверху колпаком 6. Колпак снабжен манометром для контроля избыточного давления в дугогасительном устройстве, устройством для заполнения сжатым газом, выпускным автоматическим клапаном, указателем уровня масла 8. В процессе гашения дуги уровень масла поднимается, занимая частично объем 7.

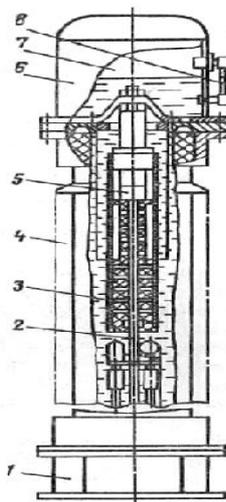


Рисунок 2.2 – Габаритные размеры дугогасительной камеры выключателя ВМТ-110

Маслонаполненные колонны герметизированы и находятся под избыточным давлением газа (азота или воздуха). Избыточное давление поддерживает высокую электрическую прочность межконтактного промежутка, по-

вышает износостойкость контактов, обеспечивает надежное отключение как токов КЗ, так и емкостных токов ненагруженных линий электропередачи. Избыточное давление создается сжатым газом, который подается от баллонов или компрессора, перед вводом выключателя в эксплуатацию и сохраняется без пополнения до очередной ревизии.

Масло имеет ряд недостатков таких как: взрыво- и пожароопасность, является едким веществом, и у него значительно ухудшаются дугогасящие свойства. Масло требует очень тщательного ухода и периодической замены так как со временем стареет. Также масло необходимо содержать в частоте.

Далее рассматривается элегаз как среда для гашения электрической дуги. Ниже приведены химические свойства элегаза. Элегаз плохо растворим в воде (1 объём SF₆ в 200 объёмах воды), этиловом спирте и диэтиловом эфире, хорошо растворим в нитрометане.

Плотность элегаза при $\vartheta = 273 \text{ }^{\circ}\text{E}$, и давлении $\delta = 0,1 \text{ } \ddot{\text{a}}$, составляет $6.56 \text{ } \ddot{\text{a}}/\text{m}^3$. Абсолютная диэлектрическая постоянная — 1.0021. Полное число степеней свободы молекулы элегаза равно 36. Из них три степени свободы — в поступательном движении, три — во вращательном, а остальные — в колебательном. Диаметр молекулы равен $5.33 \text{ } \text{Å}$.

Чистый газообразный элегаз совершенно безвреден, химически не активен, поэтому в обычных эксплуатационных условиях, он не действует ни на какие материалы, применяемые в аппаратостроении, обладает повышенной теплопроводящей способностью и является очень хорошей дугогасительной средой, позволяющей производить отключение очень больших токов при больших скоростях восстановления напряжения. В однородном поле электрическая прочность элегаза в 2,3-2,5 раза выше прочности воздуха.

Низкие температуры сжижения и сублимации дают возможность при обычных условиях эксплуатировать элегазовые аппараты без специального подогрева.

Элегаз не горит и не поддерживает горения, следовательно, элегазовые аппараты являются взрыво- и пожаробезопасными. Стоимость элегаза существенно зависит от объёма его производства. При большом его потреблении стоимость единицы объёма элегаза, имеющего такую плотность, при которой достигается равная с маслом электрическая прочность, незначительно будет отличаться от стоимости единицы объёма масла. Но при правильной эксплуатации элегаз не стареет и не требует поэтому такого тщательного ухода за собой, как масло.

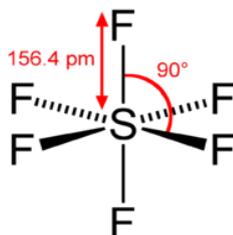
В центре молекулы элегаза расположен атом серы, а на равном расстоянии от него в вершинах правильного октаэдра располагаются шесть атомов фтора. Это определяет высокую эффективность захвата электронов молекулами, их относительно большую длину свободного пробега и слабую реакционную способность. Поэтому элегаз обладает высокой электрической прочностью.

Элегаз SF₆, строение атома, которого представлено на рисунке 2.3, обладает высокими дугогасящими свойствами, которые используются в различных

аппаратах высокого напряжения. Он представляет собой инертный газ, плотность которого превышает плотность воздуха в 5 раз. Электрическая прочность элегаза в 2—3 раза выше прочности воздуха; при давлении 0,2 МПа электрическая прочность элегаза сравнима с прочностью масла.



Рисунок 2.3
газа



– Строение атома эле-

В элегазе
лении может

током, который в 100 раз превышает ток, отключаемый в воздухе при тех же условиях. Способность элегаза гасить дугу объясняется тем, что его молекулы улавливают электроны дугового столба и образуют относительно неподвижные отрицательные ионы. Потеря электронов делает дугу неустойчивой, и она легко гаснет. В струе элегаза поглощение электронов из дугового столба происходит еще интенсивнее.

при атмосферном дав-
быть погашена дуга с

В элегазовых выключателях применяют автопневматические дугогасительные устройства, в которых газ в процессе отключения сжимается поршневым устройством и направляется в зону дуги. Элегазовый выключатель представляет собой замкнутую систему без выброса газа наружу.

Выключатели нагрузки элегазовые во многом напоминают конструкцию отделителей. Однако для успешного отключения тока в них предусматриваются устройства для вращения дуги в элегазе (рисунок. 2.4).

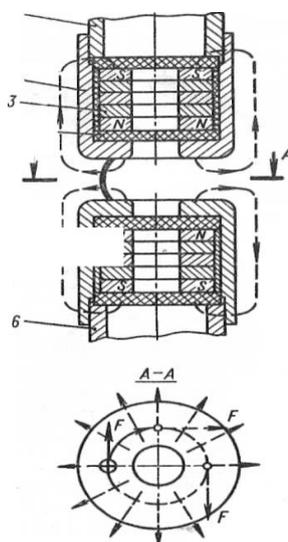


Рисунок 2.4 – Устройство для вращения дуги в элегазе

В подвижный и неподвижный контакты встроены постоянные магниты из феррита, которые создают магнитные поля, направленные встречно. При размыкании контактов образуется дуга, ток которой взаимодействует с радиальным магнитным полем, в результате чего создается сила F (рисунок 2.4), перемещающая дугу по кольцевым электродам. Вращение дуги в элегазе способствует быстрому гашению. Чем больше отключаемый ток, тем больше скорость перемещения дуги, это защищает контакты от обгорания. Контактная система описанной конструкции помещается внутри фарфорового корпуса, заполненного элегазом и герметически закрытого. Давление внутри камеры 0,3 МПа. Подпитка при возможных утечках происходит из баллона со сжатым элегазом. Процесс гашения дуги в элегазе представлен на рисунке 2.5.

Выключатели 110 кВ имеют по одной камере на полюс. Кроме того, разработаны конструкции выключателей на два и три направления. Такой аппарат заменяет два или три выключателя, что дает значительную экономию при установке их на объект.

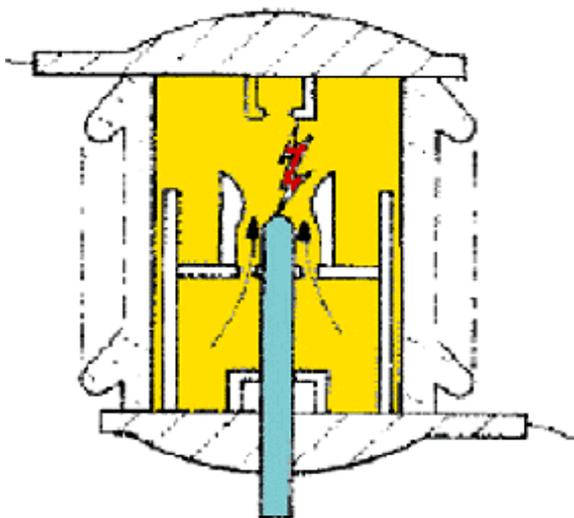


Рисунок 2.5 – Процесс гашения дуги в элегазе

На основе вышеперечисленных характеристик масла и элегаза, и описаний процесса гашения электрической дуги можно сделать вывод о том, что использование элегаза гораздо целесообразнее. Так как недостатки масла перед элегазом:

- 1) взрыво- и пожароопасность;
- 2) невозможность осуществления быстродействующего АПВ;
- 3) необходимость периодического контроля, доливки, относительно частой замены масла в дугогасительных бочках;
- 4) трудность установки встроенных трансформаторов тока;
- 5) относительно малая отключающая способность.

Для демонстрации наглядности преимуществ элегаза над маслом представлена таблица 2.1

Т а б л и ц а 2.1 – Сравнение масла и элегаза как среды гашения электрической дуги

Среда гашения - масло	Среда для гашения - элегаз
1	2
1) едкое вещество;	1) совершенно безвреден;
2) взрывоопасно;	2) химически не активен;
3) электрическая прочность масла такая же, как и у сжатого воздуха;	3) электрическая прочность элегаза в 2,3-2,5 раза выше прочности сжатого воздуха;
4) обладает хорошими дугогасящими свойствами;	4) обладает более высокими дугогасящими свойствами, чем масло;
5) требует замены при неправильной эксплуатации;	5) элегаз не стареет;
6) необходим тщательный уход	6) не требует эксплуатационных затрат
7) меньшая отключающая способность по сравнению с элегазом;	7) обладает повышенной; теплоотводящей способностью
8) масло с понижением температуры становится более вязким;	8) незначительно отличается от стоимости единицы объёма масла;
9) постоянный контроль за качеством масла	

Итак, как видно из таблицы 2.1, в которой приведены сравнения между средами гашения – маслом и элегазом - преимущество имеет элегаз. Он проще в эксплуатации, безвреден, имеет преимущества в химических свойствах, обладает большей электрической прочностью (коло 2,3-2,5 раз, чем масло), незначительно отличается по стоимости и обладает более высокими дугогасящими свойствами по сравнению с маслом.

Кроме того в настоящее время альтернативы элегазу нет. Можно сделать вывод что, для замены масляного выключателя, в целях повышения надежности подстанции «Сагабуен», следует отдать предпочтение выключателю с дугогасящей средой – элегазом.

2.1.2 Сравнение выключателей по конструктивным особенностям

Выключатели высокого напряжения служат для коммутации электрических цепей во всех эксплуатационных режимах: включения и отключения токов нагрузки, токов намагничивания трансформаторов и зарядных токов линий и шин, отключения токов КЗ, а также при изменениях схем электрических установок.

Каждый режим работы имеет свои особенности, определяемые параметрами электрической цепи, в которой установлен выключатель. Тяжелым режимом работы является отключение тока КЗ, когда выключатель подвергается воздействию значительных электродинамических сил и высоких температур. Отключение сравнительно малых токов намагничивания и зарядных токов линий имеет свои особенности, связанные с возникновением опасных коммутационных перенапряжений, утяжеляющих работу выключателей.

Требования, предъявляемые к выключателям во всех режимах работы, следующие:

- 1) надежное отключение любых токов в пределах номинальных значений;
- 2) быстродействие при отключении, т. е. гашение дуги в возможно меньший промежуток времени, что вызывается необходимостью сохранения устойчивости параллельной работы станций при КЗ;
- 3) пригодность для автоматического повторного включения после отключения электрической цепи защитой;
- 4) взрыво- и пожаробезопасность;
- 5) удобство обслуживания.

Для оперативного обслуживания необходимо, чтобы каждый выключатель или его привод имел хорошо видимый и безотказно работающий указатель положения ("Включено", "Отключено"). Если выключатель не имеет открытых контактов и его привод отделен стенкой от выключателя, то указатель должен быть и на выключателе, и на приводе.

На подстанциях применяют выключатели разных типов и конструкций. В них заложены различные принципы гашения дуги и используются различные дугогасящие среды (трансформаторное масло, сжатый воздух, элегаз, твердые газогенерирующие материалы и т. д.). Однако преимущественное распространение получили масляные баковые выключатели с большим объемом масла, маломасляные выключатели с малым объемом масла и воздушные выключатели. Перспективны элегазовые и вакуумные выключатели.

Основными конструктивными частями выключателей всех типов являются токопроводящие и контактные системы с дугогасительными устройствами, изоляционные конструкции, корпуса и вспомогательные элементы (газоотводы, предохранительные клапаны, указатели положения и т. д.), передаточные механизмы и приводы.

Для определения целесообразности замены масляного выключателя ВМТ–110 на элегазовый ВГТ–110, рассматриваются их конструктивные особенности и технические характеристики.

Ниже рассматривается масляный выключатель Промышленностью выпускаются маломасляные выключатели и на напряжение 110 кВ серии ВМТ. Отличительной особенностью конструкций этой серии выключателей являются маслonaполненные фарфоровые колонны, каждая из которых состоит из опорного и камерного изоляторов. В камерных изоляторах размещены дугогасительные устройства и механизмы управления. Маслonaполненные колонны герметичны. Надмасляное пространство в них заполнено газом (азотом), нахо-

дящимся под постоянным давлением (0,5-1 МПа). Давление создается перед вводом выключателя в работу и сохраняется без пополнения до очередного ремонта.

Гашение дуги в масляных выключателях обеспечивается воздействием на нее дугогасящей среды - масла. Процесс сопровождается сильным нагревом, разложением масла и образованием газа в виде газового пузыря (температура газовой смеси в камере выключателя $T=800-2500$ К). В газовой смеси содержится до 70% водорода, что и определяет высокую дугогасящую способность масла, так как в водороде дугой отдается в десятки раз больше энергии, чем в воздухе. Быстрое нарастание давления в газовом пузыре до значений, превышающих атмосферное (при отключении тока КЗ давление может достичь 3-8 МПа), способствует эффективной деионизации межконтактного пространства в выключателе.

Дуга между расходящимися контактами гаснет в момент прохождения тока через нулевое значение, так как в это время к ней практически не подводится мощность, температура дуги падает, и дуговой промежуток почти теряет проводимость. Однако первое погасание дуги не исключает ее повторного зажигания. Все зависит от двух принципиально отличных друг от друга обстоятельств: скорости нарастания так называемого восстанавливающегося напряжения, стремящегося пробить промежуток между контактами, и скорости нарастания изолирующих свойств промежутка, препятствующих пробоям. Если скорость восстановления напряжения на контактах полюса выключателя окажется выше скорости восстановления изолирующих свойств среды, дуга загорится и процесс ее гашения повторится. Прекращение процесса зажигания дуги наступит лишь тогда, когда восстанавливающееся напряжение станет недостаточным для пробоя все увеличивающегося промежутка вследствие движения подвижных контактов. В современных масляных выключателях применяются эффективные дугогасящие устройства, ускоряющие восстановление электрической прочности промежутка. Помогают снизить скорость восстановления напряжения в выключателях некоторых типов шунтирующие резисторы, присоединяемые параллельно главным контактам дугогасительных камер. Кроме скорости восстановления напряжения на длительность горения дуги в масляных выключателях влияют следующие факторы: сила тока, отключаемого выключателем; высота слоя масла над контактами; скорость расхождения контактов.

При отключении небольших токов гашение дуги может затянуться, так как энергии, выделяемой при этом дугой, бывает недостаточно для ее гашения. При отключении токов намагничивания процесс гашения сопровождается возникновением перенапряжений, связанных с обрывом (срезом) тока до момента его естественного прохождения через нуль. Перенапряжения приводят к повторным пробоям. Упомянутые выше шунтирующие резисторы позволяют снизить кратность перенапряжений. Положительную роль они играют и при отключении зарядных токов линий электропередачи. Через шунтирующие резисторы разряжается емкость отключаемой линии, благодаря чему напряжение на

проводах, созданное остаточным зарядом, понижается. При сниженной амплитуде напряжения, воздействующего на каждый полюс выключателя, уменьшается вероятность повторных пробоев. Высота слоя масла над контактами имеет существенное значение при гашении дуги. Чем больше слой масла, тем больше давление в газовом пузыре, тем интенсивнее процесс деионизации. Вместе с тем высокий уровень масла в баке снижает объем воздушной подушки, что может привести к опасному повышению давления внутри бака и сильному удару масла в крышку.

При небольшом слое масла над контактами горючие газы, проходя через него, не успевают охладиться и в результате смешения с кислородом воздуха могут образовать гремучую смесь.

Скорость расхождения контактов в выключателе играет важную роль. При высокой скорости движения контактов дуга быстро достигает своей критической длины, при которой восстанавливающееся напряжение оказывается недостаточным для пробоя большого промежутка. Одним из способов увеличения скорости удлинения дуги является увеличение числа последовательных разрывов в каждом полюсе выключателя.

Вязкость масла в выключателе отрицательно сказывается на скорости движения контактов. Вязкость увеличивается с понижением температуры масла.

Загустение и загрязнение смазки трущихся частей передаточных механизмов и приводов в значительной степени отражаются на скоростных характеристиках выключателей. В ряде случаев движение контактов может оказаться замедленным или вообще прекратиться, контакты зависнут. При ремонтах необходимо удалять старую смазку в узлах трения и заменять ее новой консистентной незамерзающей смазкой.

Приводы выключателей. Приводы служат для включения и отключения масляных выключателей за счет энергии, поступающей в них от внешнего источника. По виду используемой энергии они могут быть электромагнитными, пневматическими и пружинными. По способу включения и отключения выключателей приводы подразделяют на полуавтоматические, осуществляющие включение выключателя с помощью приложения мускульной силы, а отключение как дистанционно от ключа (устройства релейной защиты), так и вручную, и автоматические, осуществляющие включение и отключение выключателя дистанционно (от релейной защиты), а также отключение вручную.

Основными частями привода являются:

- силовое устройство, служащее для преобразования подведенной к приводу энергии в механическую;
- операционный и передаточный механизмы, служащие для передачи движения от силового устройства к механизму выключателя и для удержания его во включенном положении;
- отключающее устройство.

Электромагнитные приводы постоянного тока применяются для управления всеми типами масляных выключателей напряжением 10-220 кВ. Привод

представляет собой корпус с электромагнитом включения и операционным механизмом. В корпусе размещены также электромагнит отключения, контакты вспомогательных цепей, механизм ручного отключения и в ряде случаев механический указатель положения выключателя, жестко связанный с его валом.

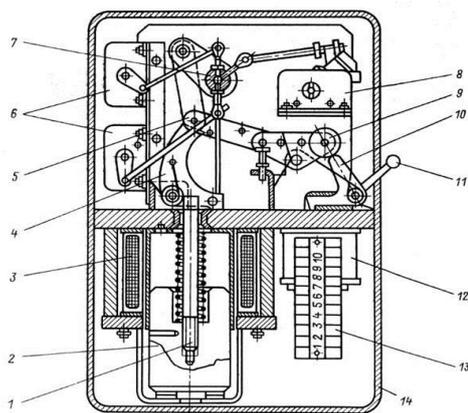
На рисунке 2.6 показан привод для маломасляного выключателя. Силовое устройство - электромагнит включения - представляет собой магнитопровод с обмоткой 3 и сердечником 2 со штоком 1. Тяговое усилие, необходимое для включения выключателя, создается сердечником 2, который втягивается электромагнитом при прохождении по его обмотке тока. Усилие передается выключателю системой рычагов операционного и передаточного механизмов.

После завершения операции включения выключателя цепь электромагнита автоматически разрывается и сердечник под действием силы тяжести (и пружины) опускается вниз.

Для отключения выключателя в обмотку электромагнита отключения подается оперативный ток. Сердечник втягивается электромагнитом, и его боек ударяет в одно из звеньев механизма свободного расцепления 9. Звенья механизма свободного расцепления складываются, вал выключателя поворачивается под действием встроенных отключающих пружин - происходит отключение выключателя.

Остановимся более подробно на некоторых элементах электромагнитного привода, с которыми часто сталкивается оперативный персонал в своей практической деятельности. К таким элементам относятся запирающий механизм, отключающее устройство и механизм свободного расцепления.

Для надежной работы запирающего механизма трущиеся поверхности ролика и защелки подвергаются шлифовке, они должны содержаться в чистоте и регулярно смазываться незамерзающей смазкой.



1 - шток с пружиной; 2 - сердечник; 3 - обмотка электромагнита включения; 4 - удерживающий рычаг; 5 - ролик; 6, 8 - контакторы вспомогательных цепей; 7 - вал привода; 9 - рычаги механизма свободного расцепления; 10 - защелка; 11 - рычаг ручного отключения; 12 - электромагнит отключения; 13 - сборка зажимов; 14 - корпус привода

Рисунок 2.6 - Привод электромагнитный для маломасляных выключателей

Запирающий механизм необходим для удержания выключателя во включенном положении.

Отключающее устройство состоит из электромагнита и перемещающегося внутри обмотки ферромагнитного сердечника со штоком. При подаче напряжения на обмотку электромагнита (ключом или от реле) его сердечник втягивается и, ударяя по "хвосту" защелки, расцепляет запирающий механизм привода. Основные требования, которые могут быть предъявлены к электромагнитным механизмам отключения, - это быстродействие и постоянство динамических характеристик независимо от колебаний (в допустимых пределах) напряжения источника питания и температуры окружающей среды. Для этого должно быть обеспечено свободное (без "заеданий") перемещение сердечника электромагнита на всем его пути, отрегулирован запас хода сердечника, проверена надежная работа электромагнитного механизма отключения при отклонениях напряжения от номинального на его выводах.

Механизм свободного расцепления - система складывающихся рычагов в приводе является связующим звеном между силовым устройством и передаточным механизмом. Он разобщает силовое устройство с передаточным механизмом для последующего отключения выключателя в любой момент времени независимо от того, продолжает или нет действовать сила, осуществляющая включение. Необходимость такого механизма связана с требованием немедленного отключения выключателя действием релейной защиты в случае включения его на неустраненное КЗ.

Заметим, что реальные схемы управления выключателями выглядят более сложными: они содержат цепи блокировок и сигнальные цепи. Важнейшей блокировкой является блокировка против повторения операций включения и отключения, когда предпринимается попытка включения выключателя после его автоматического отключения на неустраненное КЗ. В этом случае команда на включение, поданная ключом, сможет затянуться, а выключатель тем временем отключится релейной защитой. Такое состояние схемы управления приводит к повторному включению выключателя. Блокировка запрещает в данном случае повторные включения.

Схемы управления обычно дополняются устройствами сигнализации в виде сигнальных ламп, показывающих включен или отключен выключатель после снятия соответствующей команды. В схемах предусматривается световая и звуковая сигнализация о несоответствии положения выключателя и его ключа управления (например, в случае автоматического отключения выключателя релейной защитой), а также сигнализация контроля цепей включения и отключения выключателя.

В электрических схемах управления и сигнализации выключателей всегда имеются контакты, коммутирующие вспомогательные цепи: электромагнитов включения и отключения, сигнальных ламп и другие цепи постоянного тока. Контакты управляются с помощью кинематических передач между валом при-

вода и валом контактора. Скорость срабатывания контактов определяется технологической необходимостью: есть контактные пары, которые должны быстро размыкаться (или замыкаться) в конце выполнения операции или даже после ее завершения; имеются контакты, скорость срабатывания которых зависит от скорости движения перемещающихся частей, и т. д. Конструкции контактов весьма разнообразны. В отечественных приводах используются наборные контакты типа КСА (контакты сигнальные Аксентона). В эксплуатации необходимо следить за состоянием контакторов, нарушение в работе которых может привести к отказу в работе привода.

Схемы управления и сигнализации применяются на подстанциях в различных вариантах в зависимости от типа выключателя и его привода, использования устройств телемеханики и других условий.

В приводах установлены электромагниты включения и отключения, кнопки подачи команд на электромагниты, имеется указатель готовности привода к включению, а также механический указатель положения выключателя.

Неполадки в работе масляных выключателей и их устранение. Неполадки (отказы и повреждения) в работе масляных выключателей, как правило, приводят к крупным авариям с образованием пожаров в распределительных устройствах. Наиболее часто повторяющимися неполадками являются отказы выключателей в отключении токов короткого замыкания, неисправности контактных систем, перекрытия элементов внутренней и внешней изоляции, поломки изолирующих частей, а также отказы передаточных механизмов и приводов.

Случаи отказов в отключении токов КЗ объясняются главным образом несоответствием фактической отключающей способности выключателей условиям их эксплуатации. В результате развития энергосистем токи КЗ возрастают до значений, недопустимых для отключения ранее установленными на подстанциях выключателями. В связи с этим в эксплуатации необходимо систематически проверять соответствие параметров выключателей реальным условиям их работы. Кроме того, на практике не должны создаваться такие схемы работы подстанций, при которых мощность короткого замыкания превышает отключающую способность выключателей. В аварийных и ремонтных ситуациях при необходимости соединения на параллельную работу двух систем шин и более (например, включением секционных выключателей) эта операция должна сопровождаться проведением мероприятий, приводящих к ограничению токов КЗ.

К неполадкам контактных систем относят недовключения подвижных контактов, зависания контактов в промежуточном положении, разрушения металлокерамики, поломки розеточных контактов.

Неполадки в контактных системах, как правило, препятствуют отключениям и включениям выключателей и заканчиваются образованием дуги с последующим взрывом выключателя.

Перекрытия изоляции являются самым массовым видом повреждений выключателей. Они происходят при коммутационных и грозовых перенапряжениях, а также в результате загрязнения изоляции уносами промышленных предприятий, расположенных вблизи подстанции.

Внутрибаковые перекрытия в выключателях наружной установки наблюдались при попадании в них влаги, всплытии льда при наступлении положительных температур, снижении диэлектрических свойств масла, вытекании масла из бака. В эксплуатации необходимо тщательно следить за целостью сварных соединений баков, уплотнением крышек, появлением неплотностей под болтами и заглушками, исправностью кранов и масловыпускателей.

Отказы в работе передаточных и операционных механизмов приводов происходят в результате поломок отдельных деталей и нарушений регулировки. Это приводит к заеданию валов, застреванию тяг и ненормальной работе контактных систем, что являлось источником серьезных аварий. Распространенными причинами отказа приводов являются некачественная регулировка, затирания в механизме расцепления и сердечников электромагнитов, дефекты пружин, нарушения связей между частями механизма привода из-за выпадения осей, пальцев.

Часты отказы в работе выключателей с пружинными приводами, например типа Отмечены случаи самопроизвольного включения выключателей этого типа во время завода пружин.

При наружном осмотре проверяют действительное положение каждого выключателя по показанию его сигнального устройства и соответствие этого положения изображенному на оперативной схеме. Проверяют состояние поверхности фарфоровых покрышек вводов, изоляторов и тяг, целость мембран предохранительных клапанов и отсутствие выброса масла из газоотводов, отсутствие следов просачивания масла через сварные швы, разъемы, краны. На слух определяют отсутствие треска и шума внутри выключателя. По цвету термомоленок устанавливают температуру контактных соединений. Обращают внимание на уровень масла в баках и соответствие его температурным отметкам на шкалах маслоуказателей.

При значительном понижении уровня или уходе масла из бака принимают меры, препятствующие отключению выключателем тока нагрузки и тем более тока короткого замыкания. Для этого отключают автоматические выключатели (снимают предохранители) на обоих полюсах цепи электромагнита отключения. Затем создают схему, при которой электрическая цепь с неуправляемым выключателем отключается другим выключателем, например шиносоединительным или обходным.

В зимнее время при температуре окружающего воздуха ниже -25°C условия гашения дуги в масляных выключателях резко ухудшаются вследствие повышения вязкости масла и уменьшения в связи с этим скорости движения подвижных частей.

Для улучшения условий работы масляных выключателей при длительном (более суток) понижении температуры должен включаться электроподогрев, отключение которого производится при температуре выше -20°C . На скорость и надежность работы выключателей большое влияние оказывает четкая работа их приводов при возможных в эксплуатации отклонениях напряжения от номинального в сети оперативного тока. При пониженном напряже-

нии усилие, развиваемое электромагнитом отключения, может оказаться недостаточным и выключатель откажет в отключении. При пониженном напряжении в силовых цепях привод может недовключить выключатель, что особенно опасно при его работе в цикле АПВ. При повышенном напряжении электромагниты могут развивать чрезмерно большие усилия, которые приведут к поломкам деталей привода и сбоям в работе запирающего механизма. Для предупреждения отказов в работе приводов их действие периодически проверяют при напряжении $0,8$ и $1,15 U_{\text{н}}$. Если выключатель оборудован АПВ, опробование на отключение целесообразно производить от защиты с включением от АПВ. При отказе в отключении выключатель должен немедленно выводиться в ремонт.

Внешний вид и габаритные размеры ВМТ-110 и представлены на рисунках 2.7 и 2.8. В установках 110 кВ находят применение выключатели серии ВМТ (рисунок. 2.7). Три полюса выключателя ВМТ-110 установлены на общем сварном основании 4 и управляются пружинным приводом 1. Полюс выключателя представляет собой маслonaполненную колонну, состоящую из опорного изолятора 2, дугогасительного устройства 5, механизма управления 5 и электроподогревательных устройств.



Рисунок 2.7 – Внешний вид выключателя ВМТ-110

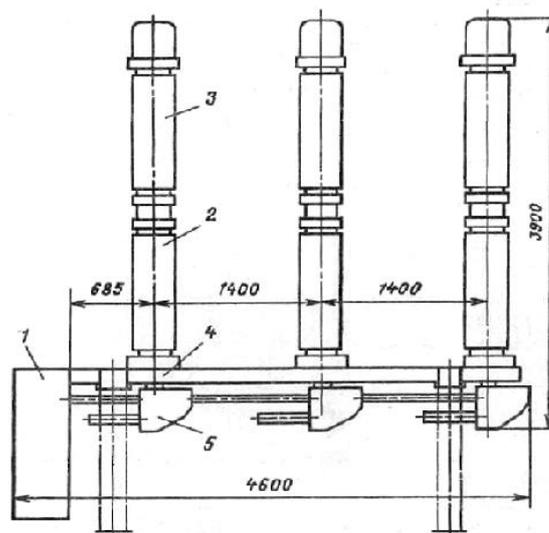


Рисунок 2.8 – Габаритные размеры выключателя ВМТ-110

Учитывая перечисленные свойства элегаза, в выключателях применяют простые конструкции дугогасительных устройств при небольшом числе разрывов и малой длительности горения дуги.

Полюс элегазового выключателя представляет собой герметичный заземленный металлический резервуар, в котором размещено дугогасительное устройство. Резервуар заполнен сжатым элегазом (в выключателях серии ЯЭ на напряжение 110 кВ номинальное давление элегаза 0,6 МПа). На рисунке 2.10 приведена конструктивная схема одного разрыва автоматического дугогасительного устройства элегазового выключателя. Во включенном положении (ри-

сунок 2.10, а) ламели главного подвижного контакта 3 плотно охватывают неподвижный трубчатый контакт 1, создавая цепь электрическому току. В процессе отключения выключателя (рисунок 2.9,б) подвижная система, состоящая из цилиндра 4, подвижного контакта 3 и фторопластового сопла 2, опускается вниз, при этом элегаз, находящийся в полости А неподвижного цилиндра 5, сжимается и давление в этой полости повышается. Сжатый газ направляется в зону дуги и гасит ее по выходе контакта 1 из сопла 2. Таким образом, элегазовый выключатель работает без выброса газа наружу; гашение дуги происходит быстро (20-25 мс) с выделением лишь незначительного количества энергии, генерируемой дугой.

Электрическая дуга частично разлагает элегаз. Основная масса продуктов разложения рекомбинирует (восстанавливается), оставшаяся часть поглощается фильтрами-поглотителями, встроенными в резервуары выключателей. Продукты разложения, не поглощенные фильтрами, взаимодействуют с влагой, кислородом и парами металла и в небольших количествах выпадают в выключателях в виде тонкого слоя порошка. Сухой порошок - хороший диэлектрик. Подвижные части дугогасительного устройства выключателя перемещаются изоляционной тягой, связанной с пневматическим приводом, шток которого входит в резервуар. Дугогасительное устройство крепится к стенкам резервуара с помощью эпоксидных опорных изоляторов специальной конструкции.

Обслуживание элегазовых выключателей. Персонал обязан следить за давлением элегаза в резервуарах выключателей, чтобы предотвратить чрезмерные утечки элегаза и возможные в этих случаях снижения электрической прочности изоляционных промежутков. Давление контролируется по показаниям манометров, а также плотномеров, когда температура окружающей среды изменяется в широких пределах и контроль за изоляцией измерением давления неприменим. Специальное устройство сигнализации предупреждает персонал о внезапном появлении утечек элегаза.

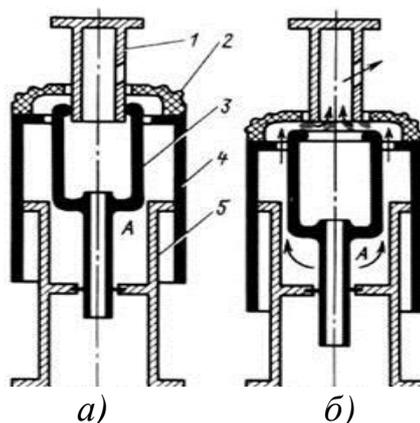
В условиях нормальной эксплуатации практически невозможно добиться абсолютной герметизации резервуаров, поэтому неизбежны утечки элегаза, которые, однако, не должны превышать 3% общей массы в год. В случае отклонения давления элегаза от номинального необходимо принятие мер по пополнению резервуаров элегазом.

Проводить операции с выключателями при пониженном давлении элегаза не допускается.

При осмотрах выключателей проверяется их общее состояние: чистота наружной поверхности, отсутствие звуков электрических разрядов, треска, вибраций. Проверяется работа приточно-вытяжной вентиляции, температура воздуха в помещении РУ (температура должна поддерживаться на уровне не ниже 5°C). Проверяется давление сжатого воздуха в резервуарах пневматических приводов выключателей (оно должно находиться в пределах 1,6-2,1 МПа). Обращается внимание на состояние заземляющих проводок резервуаров.

Подвижные части зачернены, неподвижные заштрихованы. Положение элегазовых выключателей определяется по механическому указателю положе-

ния. При обслуживании элегазовых установок персоналу следует помнить, что элегаз в 5 раз тяжелее воздуха и при утечках скапливается на уровне пола и в других пониженных местах (подвалах, траншеях, кабельных каналах); персонал, находясь в таких местах, может почувствовать недостаток кислорода и удушье. Безопасный уровень концентрации чистого (не загрязненного продуктами разложения) элегаза в помещении - не более 0,1% (5000 мг/м³), а при кратковременном пребывании - до 1%.



a) - в положении "включено"; *б)* - в процессе отключения

Рисунок 2.9 - Автопневматическое дугогасительное устройство элегазового выключателя 110 кВ

В среде с большой концентрацией элегаза человек может внезапно потерять сознание без каких-либо тревожных симптомов. Чтобы избежать это, необходим доступ свежего воздуха.

Поэтому проведение работ (в том числе и оперативных переключений) в помещениях РУ, где обнаружена утечка элегаза, только при включенной приточно-вытяжной вентиляции и применении индивидуальных средств защиты объясняется тем, что выбросы элегаза в атмосферу в случае прожига резервуаров выключателя, разрывов предохранительных мембран и т. д. могут быть загрязнены продуктами разложения. В продуктах разложения элегаза электрической дугой содержатся активные высокотоксичные фториды и сернистые соединения. Наличие продуктов разложения обнаруживается по неприятному едкому запаху. Эти химические соединения в газообразном и твердом состояниях чрезвычайно опасны для человека

Элегазовые выключатели принадлежат к группе газовых выключателей. Основными преимуществами элегазовых выключателей перед другими являются:

Простота конструкции и, как следствие, высокая надежность; меньшее число дугогасительных разрывов на фазу.

Периодичность ремонтов составляет около 20 - 25 лет. Нормативный срок эксплуатации до 45 лет. Малые габариты оборудования

Для гашения электрической дуги в элегазе требуется гораздо меньшая длина расхождения контактов, т.е., требуется гораздо меньший расход энергии на разрыв дуги. Как следствие, возникает возможность применения маломощных пружинных приводов на напряжения 110 кВ.

Очень низкий уровень шума при коммутационных операциях, в пределах нескольких дБ, в то время как у воздушных выключателей уровень шума даже на расстоянии 30 – 50 м составляет несколько сот дБ.

Минимальные эксплуатационные расходы. Не требуется сооружение и эксплуатация компрессорных установок, осушительных установок, магистральных воздухопроводов, как в случае эксплуатации воздушных выключателей, или сооружение и эксплуатация складов масла, маслосборников, маслоуловителей и т.п. в случае эксплуатации масляных выключателей.

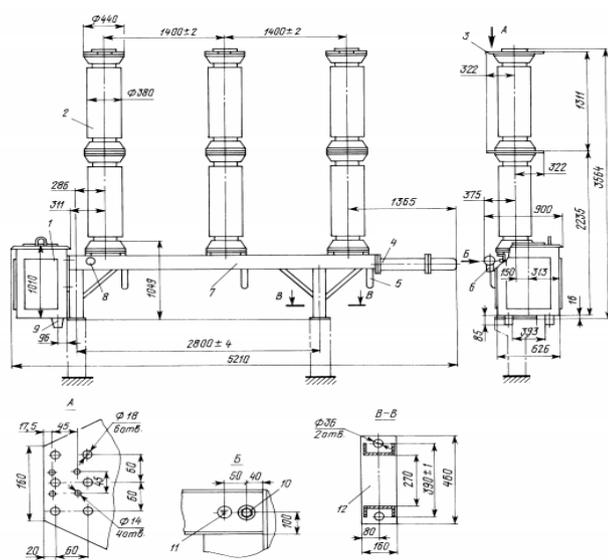
Отсутствие делителей напряжения на выключателях. Таким образом, практически, отсутствует возможность феррорезонанса.

Конструкция и чертёж выключателя ВГТ-110П-40/2500 на 110кВ показаны на рисунке 2.10.

Рассмотрев конструктивные особенности и технические характеристики выше приведенных масляного и элегазового выключателей, можно выделить достоинства и недостатки элегазовых выключателей перед масляными. Достоинства элегазовых выключателей: пожаро- и взрывобезопасность, быстрота действия, высокая отключающая способность, малый износ дугогасительных контактов, возможность создания серий с унифицированными узлами, пригодность для наружной и внутренней установки. Недостатки: необходимость специальных устройств для наполнения, перекачки и очистки SF_6 , относительно высокая стоимость SF_6 .



а)



б)

- а) внешний вид элегазового выключателя ВГТ-110П-40/2500;
- б) габаритные размеры выключателя ВГТ-110

Рисунок 2.10 Элегазовый выключатель ВГТ-110Ш-40/2500

Для удобства рассмотрения преимуществ элегазового высоковольтного выключателя ВГТ-110 над масляным выключателем ВМТ-110 приводится таблица 2.2

Т а б л и ц а 2.2 - Сравнение масляного и элегазового выключателя

Масляный выключатель	Элегазовый выключателя
1	2
1) белее крупная по габаритам дугогасительная камера	1) меньший вес при идентичных установочных габаритах.
2) требуют тщательной эксплуатации	2) не требуют тщательной эксплуатации
3) взрыво- и пожароопасные	3) взрыво- и пожаробезопасные
4) при утечке масла опасны для человека	4) элегаз не опасен при утечке.
5) сложность конструкции	5) простота конструкции, следовательно, надежность
6) достаточно большой расход энергии для гашения электрической дуги	6) маленькое количество расходуемой энергии
7) сооружение и эксплуатация складов масла, маслосборников, маслоуловителей и т.п	7) не требуют каких либо дополнительных затрат
8) срок службы 28 лет	8) срок службы 45 лет

Так как масляный выключатель находятся в эксплуатации уже не малое время, то он более подвержен всякого рода поломкам в отличие от нового элегазового выключателя. Тем более что срок эксплуатации элегазового выключателя 45 лет а это больше чем у масляного(28 лет). Элегазовый выключатель имеет более простую конструкцию, нежели масляный, что означает большую надежность. Более того элегаз является лучшей средой для гашения электрической дуги чем масло. В эксплуатации элегазовый выключатели намного удобнее, не требуют замены газа. При поломке из-за простоты конструкции легко устраняются какие-либо неисправности. Гораздо безопаснее чем масляный выключатель. Для повышения надежности необходима замена морально и физически устаревшего на сегодняшний день масляного выключателя на элегазовый. Так как данный элегазовый выключатель схож по установочным габаритам и по техническим характеристикам с масляным, то он не потребует больших объемов работ по замене.

2.1.3 Сравнение выключателей по техническим характеристикам

Далее приводятся технические данные масляного выключателя ВМТ-110.

- Номинальное напряжение, кВ: 110
- Наибольшее рабочее напряжение, кВ: 126
- Номинальный ток, А: 2000
- Номинальный ток отключения, кА: 40
- Номинальное относительное содержание апериодической составляющей, не более 40 %.
- Параметры сквозного тока короткого замыкания, кА:
 - наибольший пик: 102
 - начальное действующее значение периодической составляющей: 40
 - ток термической стойкости, кА: 50
 - время протекания тока термической стойкости, с: 3
- Параметры тока включения кА:
 - наибольший пик: 102
 - начальное действующее значение периодической составляющей: 40
- Емкостный ток ненагруженных линий, отключаемый без повторных пробоев, А: 0 - 150
- Емкостный ток одиночной конденсаторной батареи с глухозаземленной нейтралью, отключаемый без повторных пробоев, А: 0-300
- Собственное время отключения, с: $0,03 \pm 0,0005$
- Полное время отключения, с: $0,05 \pm 0,005$
- Минимальная бестоковая пауза при АПВ, с: 0,3
- Собственное время включения, с — 0,13-0,03

Выключатель выполняет следующие операции и циклы операции:

- 1) отключение (О);
- 2) включение (В);
- 3) включение — отключение (ВО), в том числе — без преднамеренной выдержки времени между операциями (В) и (О);
- 4) отключение — включение (ОВ) при любой бестоковой паузе (тбт), начиная с минимального значения, согласно табл. 1;
- 5) отключение — включение — отключение (ОБО) с интервалами времени между операциями согласно ли. 3 и 4 раздела 3.2;
- 6) коммутационные циклы по ГОСТ 687—78:
 - цикл 1: О—0,3 с — ВО— 180 с — ВО;
 - цикл 1а: О —0,3 с —ВО —20 с —ВО;
 - цикл 2: О— 180 с — ВО— 180 с— ВО.

После выполнения одного из указанных циклов, последующее оперативное включение выключателя должно производиться не ранее чем через 15 мин;

7) выключатель выполняет операции отключения во всем диапазоне токов вплоть до поминального тока отключения, не гарантируется нормальная работа выключателя при включении на ток к.з., а также в цикле ЛПВ. При снижении давления ниже допустимого не разрешается отключать ненагруженные воздушные линии и конденсаторные батареи.

Допускаемое для каждого полюса выключателя без осмотра и ремонта дугогасительных устройств суммарное число операций отключения (ресурс по коммутационной стойкости)

составляет:

для выключателей ВМТ-110Б-40/2000 УХШ1:

— при токах в диапазоне свыше 60 до 100 % номинального тока отключения - 7 операций;

— при токах в диапазоне свыше 30 до 60% поминального тока отключения - 15 операций;

— при токах, равных 30% поминального тока отключения, - 30 операций ;

— при рабочих токах, ранних номинальному току,- 500 операций;

— при рабочих токах ниже номинального - не более 1000 операций, при суммарном токе не более 1000 кА.

Для выключателей на напряжение 110 кВ допускаемое число операций отключения емкостных токов одиночных конденсаторных батарей до 300 А равно допускаемому числу операции отключения рабочих токов. Для всех типоразмеров выключателей допускаемое число операций включения для токов короткого замыкания составляет 50 % от допускаемого числа операций отключения.

Из приведенных данных необходимо исходить при установлении сроков ремонтов выключателей. Для этой же цели могут быть использованы зависимости допускаемого числа операций отключения от величины отключаемого тока. Выключатель имеет следующие показатели надежности и долговечности:

— ресурс по механической стойкости до капитального ремонта—5300 циклов «В - произвольная пауза - О» (В - тп-О);

— средний срок службы до среднего ремонта — 10 лет с момента выпуска выключателя заводом-изготовителем (если до этого срока не исчерпаны ресурс по механической стойкости или ресурс по коммутационной стойкости);

— срок службы до капитального ремонта — 20 лет с момента выпуска выключателя заводом-изготовителем;

— срок службы до списания — 28 лет.

— для выключателей ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1— не более 50% указанного числа операций;

— для выключателей ВМТ-110Б-40/2000 УХЛ1 — не более 25 % указанного числа операций.

Характеристики выключателя ВГТ-110П-40/2500У1

Выключатели типа ВГТ-110П предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах

АПВ в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ.

— Номинальное напряжение, кВ: 110

— Наибольшее рабочее напряжение, кВ: 126

— Номинальный ток, А: 2500

— Номинальный ток отключения, кА: 40

— Номинальное относительное содержание аperiodической составляющей, не более 40 %.

— Естественный уровень утечек — не более 0,5% в год.

— Элегазовые выключатели изготовлены в климатическом исполнении У и ХЛ, категории размещения 1 ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1. ВГТ-110П-40/2500У1, ВГТЗ-110П-40/2500У1 (нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха — -45°C при заполнении выключателя элегазом). ВГТ-110П-40/2500ХЛ1, ВГТЗ-110П-40/2500ХЛ1 (нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха — -55°C при заполнении выключателя газовой смесью (элегаз SF6 и тетрафторметан CF4)).

— Верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха $+40^{\circ}\text{C}$; относительная влажность воздуха: при температуре $+15^{\circ}\text{C}$ — 75% (верхнее значение 100% при температуре $+25^{\circ}\text{C}$); Допустимая скорость ветра до 40 м/с, при гололеде с толщиной корки льда до 20 мм до 15 м/с.

— Высота установки не более 1000 м над уровнем моря.

— Сейсмичность – до 9 баллов по шкале MSK-64, имеющие сваи С35 с поперечным сечением 35х35 см.

— Натяжение проводов в горизонтальном направлении – не более 1000 Н.

Выключатели предназначены для эксплуатации на открытом воздухе в районах с умеренным и холодным климатом при следующих условиях приведенных в таблице

Допустимое число операций включения для токов КЗ дополнительно должно составлять не более 50% от допустимого числа операций отключения, допустимое число операций включения для нагрузочных токов равно допустимому числу операций отключения.

Наибольшее рабочее напряжение - 126 кВ.

Выключатель выполняет следующие операции и циклы операций:

1) отключение (О);

2) включение (В);

3) включение - отключение (ВО);

4) отключение - включение (ОВ);

5) отключение - включение - отключение (ОВО);

6) цикл 1: О - 0,3с - ВО - 180с - ВО;

цикл 2: О - 0,3с - ВО - 20с - ВО;

цикл 3: О - 180с - ВО - 180с - ВО.

После выполнения одного из указанных циклов последующее оперативное включение выключателя должно производиться не ранее, чем через 15 минут.

Срок службы до первого капитального ремонта – 20 лет, если до этого срока не исчерпаны ресурсы по механической или коммутационной стойкости.

Срок службы выключателя – 40 лет.

Выключатель состоит из трех полюсов (колонн), установленных на общей раме и механически связанных друг с другом. Все три полюса выключателя управляются одним пружинным приводом.

Полюс выключателя ВГТ-110 II представляет собой колонну, заполненную элегазом (SF_6) – ВГТ-110 II – 40/2500У1 или газовой смесью (элегаз SF_6 – 50 % и тетрафторметан $\tilde{N}F_4$ - 50%) – ВГТ-110 II – 40/2500ХЛ1 состоящую из опорного изолятора, дугогасительного устройства с токовыми выводами, механизма управления с изоляционной тягой.

Дугогасительное устройство содержит размыкаемые главные и снабженные металлокерамическими напайками дугогасительные контакты, поршневое устройство для создания давления в его внутренней полости, в которой потоки элегаза приобретают направление, необходимое для эффективного гашения дуги. В верхней части дугогасительного устройства расположен контейнер, наполненный активированным адсорбентом, поглощающим из газовой полости влагу и продукты разложения элегаза.

Принцип работы выключателей основан на гашении электрической дуги потоком элегаза или газовой смеси, который создается за счет перепада давления, обеспечиваемого автогенерацией, т.е. тепловой энергии дуги и поршневым устройством в дугогасительной камере.

Включение выключателя осуществляется подачей напряжения на электромагнит включения, который выбивает собачку включения из-под ролика рычага. Рычаг, получив возможность вращения, отклоняется под действием зуба и тем самым освобождает ведущий рычаг, который под действием рабочих пружин (на разжимание) увлекает за собой ведомый рычаг, соединенный с изоляционной тягой механизма управления выключателя. Она в свою очередь через рычаги передает движение вверх тягам полюсов выключателя, которые соединены с подвижными контактами дугогасительных камер и через упорную пластину пружинам отключения отключающего устройства которые сжимаются, подготавливая операцию отключения. Выключатель включен. В начале поворота рычагов в направлении включения выключателя происходит включение катушки пускателя электродвигателя завода пружин, пружины сжимаются, подготавливая новую операцию включения.

Выключатель ВГТ имеет два соленоида отключения. Ключ управления выключателем и защиты воздействуют одновременно на оба соленоида. Питание основного соленоида отключения осуществляется через автомат "Цепи управления и автоматики", а резервного - через автомат "Питание резервного соленоида".

Отключение выключателя осуществляется подачей напряжения на электромагнит отключения, который поворачивает собачку отключения, давая возможность повернуться промежуточному рычагу находящегося под действием зуба. Промежуточный рычаг освобождает ведомый рычаг и отключающие пружины.

жины устройства отключения, которые приводят в движение изоляционную тягу, соединенную через рычаги с тягами полюсов выключателя которые соединены с подвижными контактами дугогасительных камер.

Под действием отключающих пружин происходит движение вниз подвижных контактов. При отключении сначала размыкаются главные контакты при замкнутых дугогасительных, а затем размыкаются дугогасительные. Выключатель отключен.

Включение выключателей осуществляется за счет энергии включающих пружин привода, а отключение - за счет энергии пружины отключающего устройства выключателя.

Завод пружин привода может выполняться тремя способами:

- вручную;
- с помощью электродвигателя, управляемого вручную;
- электродвигателем, работающим в автоматическом режиме.

Вручную пружины взводятся, как правило, при отсутствии электропитания электродвигателя. Завод пружин осуществляется путем вращения червячного вала редуктора с помощью рукоятки по ходу часовой стрелки. Вращать вал нужно до момента переключения блока контактов, т.е. до достижения кулаком положения, при котором он не будет мешать операции включения.

Завод пружин с помощью электродвигателя, управляемого вручную (кнопкой "Пуск" в шкафу управления), чаще всего используется при регулировочных работах и ремонте. Перед заводом пружин необходимо ключ режимов перевести в положение "Ручной", и подать питание на электродвигатель кнопкой "Пуск". Двигатель запустится, и пружины будут взводиться до момента отпускания кнопки "Пуск".

Автоматический завод пружин имеет место при нормальной эксплуатации привода, при котором ключ режимов находится в положении "Автомат".

Контроль давления элегаза осуществляется электроконтактным сигнализатором давления показывающего типа, установленным на каждом полюсе. Сигнализатор давления снабжен устройством температурной компенсации, приводящим показания давления к температуре +20°C, и двумя парами нормально замкнутых контактов. Первая пара контактов размыкается при снижении давления до:

- 3,4 кгс/см² (0,34 МПа) - для ВГТ-110 П-40/2500У1,
- 6,2 кгс/см² (0,62 МПа) - для ВГТ-110 П-40/2500ХЛ1 подавая сигнал о необходимости пополнения полюса элегазом или газовой смеси.

Вторая пара размыкается при давлении:

- 3,2 кгс/см² (0,32 МПа) - для ВГТ-110 П-40/2500У1,
- 6,0 кгс/см² (0,60 МПа) - для ВГТ-110 П-40/2500ХЛ1 и блокирует подачу команды на электромагниты управления ВГТ.

Устройство подогрева привода выключателя состоит из:

- двух блоков, размещенных на днище шкафа у его боковых дверей, каждый из которых содержит по 2 трубчатых электронагревателя (ТЭН) мощ-

ностью 400 Вт установленной в нижней части плиты панели с термодатчиком и контактором автоматического управления работой ТЭНов;

— постоянно включенного резистора антиконденсатного подогрева мощностью 50 Вт.

Автоматическое включение основного обогрева (ТЭНов) обеспечивается при температуре в шкафу привода 1 ± 1 °С, отключение при температуре 8 ± 2 °С.

Для удобства рассмотренные технические характеристики приведены ниже в таблице 2.3.

Т а б л и ц а 2.3 – Сравнение технических характеристик выключателей

Технические характеристики	Выключатель ВМТ-110	Выключатель ВГТ-110
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный ток, А	2500	2500
Номинальный ток отключения, кА	40	40
Номинальное относительное содержание аperiodической составляющей, %	40	40
Параметры сквозного тока, кА		
1) наибольший пик	102	102
2) начальное действительное значение периодической составляющей	40	40
3) время протекания тока термической стойкости, с	3	3
Параметры тока включения, кА		
1) наибольший пик	102	102
2) начальное действующее значение периодической составляющей	40	40
Емкостный ток ненагруженных линий, отключаемый без повторных пробоев, А	31,5	31,5
Емкостный ток одиночной конденсаторной батареи с глухозаземленной нейтралью, отключаемый без повторных пробоев, А	0-300	0-300
Минимальная бестоковая пауза при АПВ, с	0,3	0,3
Собственное время отключения	0,03-0,005	0,035-0,005
Полное время отключения, с	0,05±0,005	0,055-0,005
Собственное время включения, с	0,13-0,03	0,13-0,03
Масса выключателя, кг	1950	1650
Масса дугогасящего вещества, кг	340	6,3

Как видно из таблицы 2.3 технические характеристики обоих выключателей практически идентичны, а отличия состоят в разнице сред гашения элект-

трической дуги. В п.п. 2.1.1 было показано, что элегаз обладает лучшими дугогасящими свойствами, чем масло. За счет элегаза выключатель имеет более простую конструкцию, что положительно влияет на надежность.

2.2 Замена вентильных разрядников на ограничители перенапряжения

2.2.1 Сравнение разрядников с ограничителями перенапряжения по конструктивным и эксплуатационным особенностям

Для того чтобы понять целесообразность замены разрядников на ОПН необходимо рассмотреть их конструктивные и эксплуатационные особенности характеристики.

По настоящее время для защиты изоляции от коммутационных и атмосферных (грозовых) перенапряжений в сетях применялись вентильные разрядники. Согласно статистическим данным, после 15 – 20 лет эксплуатации характеристики вентильных разрядников значительно снижаются, что ухудшает грозозащиту в 3 – 4 раза.

Электрическое оборудование может оказаться под повышенным (по сравнению с номинальным) напряжением при грозе и коммутации электрических цепей. Для ограничения перенапряжений, воздействующих на изоляцию подстанций, применяются вентильные разрядники. В эксплуатации находятся различные типы разрядников (РВП, РВС, РВМ, РВМГ, РВМК). Обязательными элементами вентильного разрядника являются искровой промежуток и последовательно включенный с ним нелинейный резистор. В нормальных условиях работы электроустановки искровой промежуток отделяет токоведущие части от заземления, и он же при появлении импульса перенапряжений срезает волну опасного перенапряжения, обеспечивая при этом надежное гашение дуги сопровождающего тока (тока промышленной частоты, проходящего вслед за импульсным током) при первом прохождении его через нулевое значение. На рисунке 2.11 показан блок искровых промежутков вентильного разрядника серии РВС

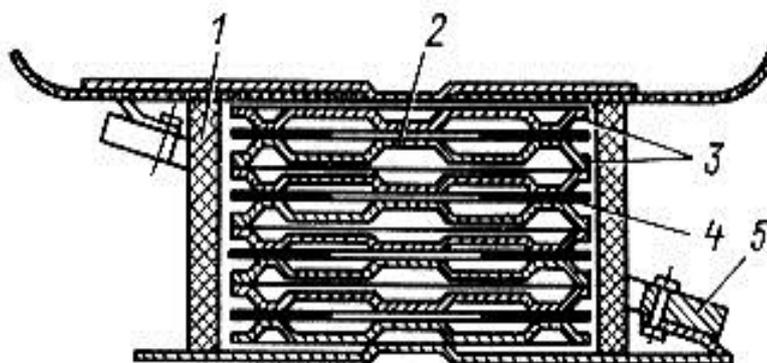


Рисунок 2.11 – Блок искровых промежутков вентильного разрядника серии РВС

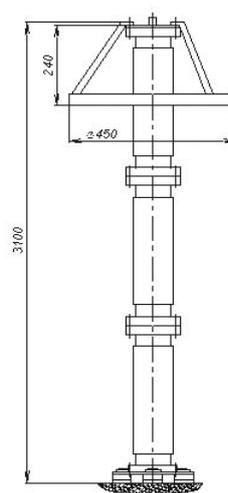
Искровой промежуток разрядника на соответствующий класс напряжения набирается из блоков искровых промежутков., состоит из четырех единичных искровых промежутков 2, помещенных в фарфоровый цилиндр 1. У разрядников серии РВС каждый единичный искровой промежуток создается двумя штампованными латунными шайбами 3, разделенными тонкой миканитовой или электрокартонной прокладкой 4. Дробление горячей дуги на короткие дуги в единичных искровых промежутках повышает дугогасящие свойства разрядника. Для равномерного распределения напряжения промышленной частоты по единичным искровым промежуткам блок шунтирован подковообразным тиритовым резистором 5.

В вентильных разрядниках (рисунок. 2.12) последовательно с блоками искровых промежутков включают нелинейные резисторы. Они состоят из вилитовых, а у разрядников высших классов напряжения - тервитовых дисков, собранных в блоки. Диски обладают свойством изменять сопротивление в зависимости от значения приложенного к ним напряжения. С увеличением напряжения сопротивление их уменьшается, что способствует прохождению больших импульсных токов молнии при небольшом падении напряжения на разряднике. Сопротивление резисторов подбирают таким образом, чтобы они ограничивали сопровождающий ток промышленной частоты 80-100 А.

Диски нелинейных резисторов невлажостойкие. Во влажной атмосфере они резко ухудшают свои характеристики. Поэтому все элементы вентильных разрядников размещают в герметичных фарфоровых покрышках. Герметичность покрышек обеспечивается тщательным армированием фланцев и уплотнением торцевых крышек озоностойкой резиной.



а)



б)

а) внешний вид, б) габаритные размеры

Рисунок 2.12 - Вентильный разрядник типа РВС

Вентильные разрядники отвечают своему назначению только при наличии хорошего заземления нижнего фланца. При отсутствии заземления разрядник работать не будет.

Заземляют разрядники присоединением к общему заземляющему устройству подстанции, сопротивление которого нормируется. Эффективность защиты вентильными разрядниками определяется расстоянием их от защищаемого оборудования: чем ближе (считая по соединительным шинам) к защищаемому оборудованию они установлены, тем эффективнее их защита. Поэтому устанавливают их возможно ближе к наиболее ответственному оборудованию (например, к трансформаторам).

Наблюдение за работой вентильных разрядников ведется по показаниям регистраторов срабатывания. Они включаются последовательно в цепь разрядник - земля, и через них проходит импульсный ток. Регистраторы типа РВР рассчитаны на 10 срабатываний. При появлении в смотровом окне красной риски регистратор перезаряжают (устанавливают новые плавкие вставки). Регистраторы типа РР, отличающиеся по устройствам от регистраторов типа РВР, допускают до 1000 срабатываний. При осмотрах вентильных разрядников обращают внимание на целостность фарфоровых покрышек, армировочных швов и резиновых уплотнений. Поверхность фарфоровых покрышек должна быть всегда чистой, так как вентильные разрядники обычной конструкции не рассчитаны на работу в районах с загрязненной атмосферой. Грязь на поверхности покрышек искажает распределение напряжения вдоль разрядника, что может привести к его перекрытию даже при номинальном рабочем напряжении.

Если головки и гайки болтов фланцевых соединений окажутся неокрашенными, на поверхности фланцевых покрышек могут появиться подтеки ржавчины, образующие проводящие ток дорожки, что может привести к перекрытию разрядника по поверхности. Такие разрядники следует отключать и очищать их поверхность.

Представляет опасность высокая трава около разрядника, которая может зашунтировать его нижние элементы. В случае загрязнения изоляции разрядника его необходимо отключить и протереть, а траву выкосить. Эффективным способом уничтожения травы является химическая обработка почвы в зоне установки разрядников.

Опыт эксплуатации показывает, что внутри разрядников тоже могут быть повреждения: разрывы в цепях шунтирующих резисторов, увлажнение дисков последовательных резисторов и т.д. Такие повреждения обычно выявляются профилактическими испытаниями. Однако в процессе развития повреждения внутри разрядника могут возникать потрескивания, необычные для разрядников шумы, которые могут быть обнаружены на слух.

Все виды работ на разрядниках должны производиться с лестниц-стремян. Использование приставных лестниц приводит к поломке фарфоровых покрышек особенно у разрядников типа РВС.

Заземлять присоединение разрядника следует стационарными заземлителями, а при их отсутствии - переносными заземлениями, устанавливаемыми вблизи разъединителей

Ниже будут рассмотрены эксплуатационные, конструктивные особенности ограничителей перенапряжения.

Нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) предназначены для использования в качестве основных средств защиты электрооборудования станций и сетей среднего и высокого классов напряжения переменного тока промышленной частоты 48–62 Гц от коммутационных и грозовых перенапряжений. При их разработке были использованы последние технологические достижения и опыт эксплуатации в отечественной и зарубежной практике. Ограничители рекомендуется применять вместо вентильных разрядников соответствующих классов напряжения при проектировании, эксплуатации, техническом перевооружении и реконструкции электроустановок.

ОПН–110 предназначены для защиты электрооборудования подстанций и воздушных линий электропередачи от грозовых и коммутационных перенапряжений в сетях класса напряжения 35 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью и 110 кВ или 220 кВ с эффективно заземленной нейтралью. Предназначены для эксплуатации на высоте над уровнем моря до 1000 м при температуре окружающей среды от минус 60°С до плюс 55°С в условиях наружной установки (УХЛ1 по ГОСТ 15150). Влажность окружающей среды в эксплуатации:

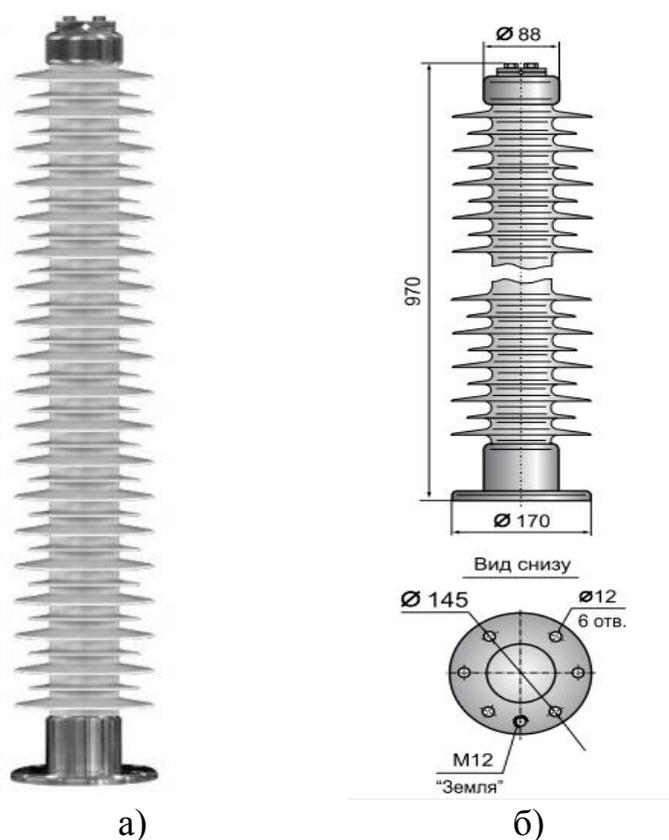
- среднегодовое значение 80 % при 15°С;
- верхнее значение 100 % при 25°С.

Наряду с известными преимуществами металлооксидных ограничителей перенапряжений, таких, как отсутствие сопровождающего тока после затухания волны перенапряжения, непрерывное подключение к защищаемой сети, способность поглощать большие энергии, и пр. ОПН обладают дополнительным набором привлекательных характеристик благодаря применению металлооксидных резисторов с нестареющими характеристиками в сочетании с применением уникальной технологии сборки в полимерный корпус:

- необслуживаемость на протяжении всего срока службы
- неограниченный коммутационный ресурс
- глубокий уровень ограничения перенапряжений
- широкий номенклатурный ряд рабочих напряжений.
- стабильность нестареющих характеристик
- взрывобезопасность и сейсмостойкость
- высокая надежность в эксплуатации
- стойкость к атмосферным загрязнениям
- удобство встраивания в распределительные устройства
- малые вес и габариты

При эксплуатации ОПН не требуется применение счетчика срабатывания, в следствие неограниченного коммутационного ресурса.

Конструктивно ограничитель перенапряжения ОПНп (ОПН) представляет собой высоконелинейное сопротивление (варистор), заключенный в высокопрочный герметизированный корпус. Внешний вид и габаритные размеры представлены на рисунке 2.12. При возникновении волн перенапряжения сопротивление варисторов изменяется на несколько порядков (от мегомов до десятков Ом) с соответствующим возрастанием тока от миллиампер при воздействии рабочего напряжения до тысяч ампер при воздействии волны перенапряжения. Этим объясняется защитное действие ограничителя перенапряжения, а выконелинейная вольтамперная характеристика варисторов позволит реализовать низкий защитный уровень для всех видов перенапряжений и отказаться от использования искровых промежутков, характерных для традиционных разрядников, со всеми вытекающими отсюда преимуществами.



а) внешний вид; б) габаритные и присоединительные размеры

Рисунок 2.12 – Внешний вид и габаритные размеры ОПН-110

Преимущества ограничителей перенапряжения по сравнению с вентильными разрядниками.

- 1) по сравнению с разрядниками, более глубокое ограничение перенапряжения;
- 2) стойкость к внешнему загрязнению изоляционного корпуса;
- 3) способность ограничивать внутренние перенапряжения;

- 4) большая взрывобезопасность у ограничителей перенапряжения с полимерным корпусом;
- 5) меньшие габариты и масса, чем у разрядников;
- 6) могут использоваться в сетях постоянного тока;
- 7) простота конструкции и высокая надежность;

Отсутствие искрового промежутка обеспечивает постоянное подключение ограничителей перенапряжений к защищаемому оборудованию.

Область применения:

- 1) Ограничители перенапряжений ОПНп (ОПН) применяются для защиты:
 - 2) электрооборудования подстанций открытого и закрытого типа;
 - 3) кабельных сетей;
 - 4) воздушных линий электропередач;
 - 5) генераторов, синхронных компенсаторов и электродвигателей сетей собственных нужд электростанций и промышленных предприятий;
 - 6) батарей статических конденсаторов и фазокомпенсирующих устройств;
 - 7) оборудования электроподвижного состава;
 - 8) контактной сети переменного и постоянного тока электрифицированных железных дорог;
 - 9) устройств электроснабжения электрифицированных железных дорог;

Основным отличием ОПН от разрядников являются более низкие уровни (на 30 – 50%) ограничения перенапряжений (до 1,8 – 2,0 U_n , соответственно, при коммутационных и грозовых перенапряжениях). Показатели надежности грозозащиты при установке ОПН в два раза выше, чем при установке вентильных разрядников.

Кроме того, с переходом от разрядников к ограничителям перенапряжений в сетях 110 – 220кВ впервые появляются аппаратные средства защиты от внутренних перенапряжений.

Принцип действия ОПН на металлооксидных сопротивлениях основан на использовании нелинейной вольтамперной характеристики оксида цинка. При приложении к ОПН номинального напряжения ток через него носит емкостной характер и очень мал, при возникновении перенапряжений ток через него лавинообразно растет и может достигнуть нескольких тысяч ампер. После прохождения импульса тока, обусловленным ростом напряжения на ОПН, его изоляция восстанавливается, и ток через него вновь возвращается до номинальных десятков микроампер.

ОПН, которые приходят на смену вентильным разрядникам, могут устанавливаться совместно с ними в одной электроустановке. Поэтому реконструкция системы защиты от перенапряжения может производиться постепенно.

2.2.2 Сравнение разрядников с ограничителями перенапряжения по техническим характеристикам

Рассмотрев подпункт 2.2.1 в котором было установлено, что использование ограничителей перенапряжения выгоднее чем разрядников. Деле необходимо рассмотреть технические характеристики разрядников, чтобы выбрать ограничитель перенапряжения.

Технические характеристики вентильных разрядников представлены в таблице 2.4, а технические характеристики выбираемого ОПН представлены в виде таблицы 2.5.

Т а б л и ц а 2.4 - Технические характеристики разрядника РВС-110

Наименование параметра	РВС-110
1	2
Класс напряжения сети, кВ (действующее)	110
Номинальное напряжение, кВ действующее	102
Пробивное напряжение при частоте 50 Гц в сухом состоянии и под дождем, кВ действующее:	
- не менее	200
- не более	250
Импульсное пробивное напряжение при предразрядном времени от 2 до 20 мкс, кВ	
- не более	285
Остающееся напряжение при волне импульсного тока 8/20 мкс, кВ, не более	
- с амплитудой тока 3000А	315
- с амплитудой тока 5000А	335
- с амплитудой тока 10000А	367
Токовая пропускная способность мкс, кА:	
- 20 импульсов тока волной 16/40	10,0
- 20 импульсов тока прямоугольной волной длительностью 2000	150
Длина пути утечки внешней изоляции, см,	
- не менее	345
Допустимое натяжение проводов, Н,	
- не менее	500
Высота, (Н), мм,	
- не более	1280
Масса, кг	
- не более	175,0

Т а б л и ц а 2.5 – Технические характеристики ОПН

Наименование параметра	ОПН - У/TEL
	110/77
1	2
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	77
Номинальный разрядный ток, кА	10
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100
Пропускная способность, не менее, А	450
Классификационное напряжение ОПН - У/TEL (при амплитуде тока 3,0 мА), $U_{\text{кл}}$, кВ, не менее	138
Удельная энергия, кДж/кВ	4,0
Длина пути утечки по ГОСТ 99-20, для степеней загрязнения, не менее, мм	
II	2800
III	3150
IV	3900
Высота Н, мм	1200
Масса, не более, кг	30

Из таблиц видно, что ОПН по своим техническим характеристикам лучше, чем разрядники. Также они имеют более совершенную конструкцию по сравнению с РВС, имеют меньший вес и высоту. Также ОПН не требуют эксплуатационных затрат, и у них гораздо больший срок эксплуатации. ОПН гораздо лучше защищают от перенапряжений и менее прихотливы в эксплуатации.

3 Расчет токов короткого замыкания, выбор выключателей и ограничителей перенапряжения

3.1 Расчет токов короткого замыкания

Рассмотрев эксплуатационные, габаритные и технические характеристики можно прийти к выводу, что предполагаемая замена оборудования приведет к повышению надежности подстанции. В результате проведенной работы исследования и сравнения оборудования по разным критериям видно, что элегазовые выключатели имеют более простую конструкцию, что облегчает плановый осмотр и ремонт данного оборудования. Элегазовые выключатели гораздо легче, чем масляные. Элегаз имеет лучшие характеристики гашения электрической дуги, чем масло. ОПН по конструкции гораздо совершеннее, чем разрядники и проще в эксплуатации. Они имеют лучшие технические характеристики, чем разрядники. Для подтверждения правильности выбора замены масляных выключателей ВМТ – 110 на элегазовые ВГТ – 110 и вентильных разрядников РВС-110 на ограничители перенапряжения ОПН - У/TEL. Необходимо проверить выбранное оборудование. Для этого следует рассчитать токи короткого замыкания, рабочие максимальные токи и сравнить по необходимым критериям.

Основными причинами возникновения короткого замыкания является: старение изоляции, нарушение изоляции, как токоведущих частей, так и электрической аппаратуры. Временное нарушение изоляции, которое устраняется после отключения поврежденного участка, возникает при прямых ударах молнии, схлестывания проводов воздушной сети во время ветра и гололеда, набросах проводников на токоведущие части, перекрытии изоляции при направленных операциях разъединителями, перекрытии или уменьшении изолирующих промежутков птицами, насекомыми и т.п. Постоянное нарушение изоляции, не исчезающее и после отключения аварийного участка, возникает при пробое изоляции вследствие ее старения или недоброкачества, механических повреждениях кабелей при земляных работах и т.п.

Для предотвращения возникновения короткого замыкания, ограничения их развития и обеспечения надежности электроснабжения следует сделать правильный выбор: схемы электрических соединений электроустановки; оборудования, стойкого против динамических и термических действий токов короткого замыкания; средств ограничения токов короткого замыкания; надежной релейной защиты, предотвращающей развитие аварий или их возникновение; заземляющих устройств.

Так как во время короткого замыкания токи в фазах сети резко увеличиваются до значений, во много раз превышающих максимальный ток рабочего режима, то наступает аварийный режим короткого замыкания, при котором токоведущие части и аппараты подвергаются значительным электродинамиче-

ским и термическим воздействиям и поэтому должны быть выбраны с учетом этих воздействий.

Расчет выполняем по относительным сопротивлениям элементов цепи до точки к.з. при базисной мощности $S_{\dot{a}} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и средних напряжений U_{cp} . В дипломном проекте принимаем средние значения U_{cp} , согласно следующей шкале: 10,5; 37; 115; 230 кВ.

Расчетная схема с указанием всех элементов цепи к.з., их номинальных мощностей и напряжений, - составляется для правильного вычисления токов к.з. (рисунок 3.1).

Расчет токов к.з., производится для двух режимов – минимального и максимального. Максимальные токи необходимы для проверки выбираемого оборудования и токоведущих частей, а также для расчета защит. Для проверки устройства защиты – минимальные токи.

Расчетным режимом для проверки оборудования является режим 3-х фазного короткого замыкания.

Вычисление относительных сопротивлений для максимального режима. По расчетной схеме и схеме замещения (рисунок 3.2) найдем:

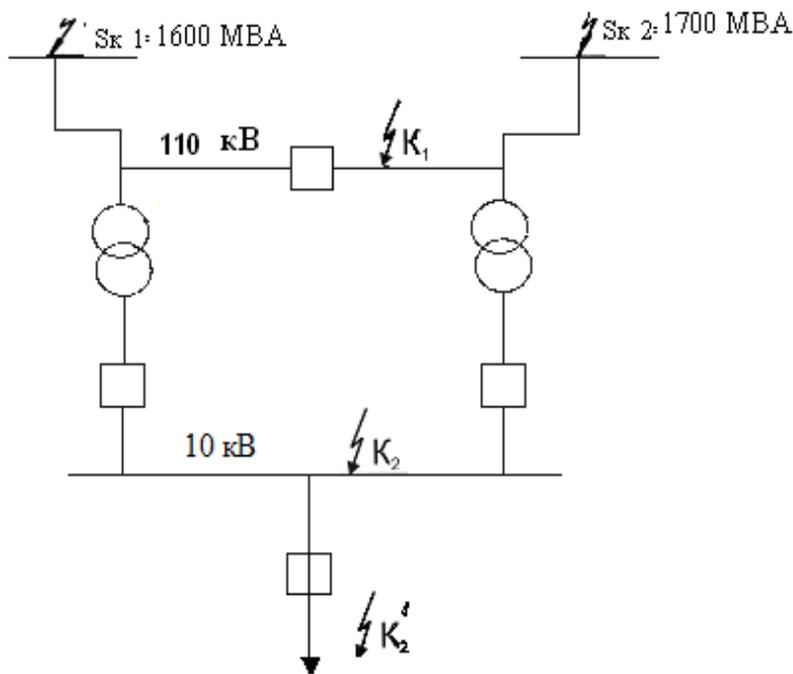


Рисунок 3.1 - Расчетная схема

$$x_* \ \bar{b}_c = \frac{S_{\bar{b}}}{S_{K3}}, \quad (3.1)$$

где S_{K3} - мощность к.з. на шинах 110 кВ подстанции; $S_{\bar{b}}=100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ – базисная мощность.

$$x_{*á1} = \frac{S_{á}}{S_{êñ}} = \frac{100}{1600} = 0,063;$$

$$x_{*á2} = \frac{S_{á}}{S_{êñ}} = \frac{100}{1700} = 0,059.$$

Относительные сопротивления линий определяются по формуле:

$$x_{*б} = x_0 \cdot l \frac{S_{б}}{U_{cp}^2}, \quad (3.2)$$

где X_0 индуктивное сопротивление 1 км линии, Ом/км;

l – длина линии в км;

U_{cp} – среднее напряжение вместе установки данного элемента.

Рассчитываем по формуле (3.2):

$$x_{*б3} = 0,4 \cdot 41 \frac{100}{115^2} = 0,124;$$

$$x_{*б4} = 0,4 \cdot 24,3 \frac{100}{115^2} = 0,073.$$

Относительные сопротивления обмоток трансформаторов Тр1 и Тр2:

$$x_{*б} = \frac{u_k}{100} \frac{S_{б}}{S_{НОМ. ТР}}, \quad (3.3)$$

где u_k – условное напряжение КЗ обмотки трансформатора;

$S_{i\dot{i}.\dot{o}\dot{o}}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$u_{k\%} = x_{\dot{o}\%} \quad (3.3)$$

Относительные сопротивления обмотки трансформатора:

$$x_{*á5} = \frac{u_{k1}}{100} \frac{S_{á}}{S_{i\dot{i}. \dot{o}\dot{o}}} = \frac{10,5\%}{100} \cdot \frac{100}{2,5} = 0,042;$$

По схемам преобразования (рисунок 3.2, (а - д)) рассчитаем:

$$x^* \delta_6 = x^* \delta_1 + x^* \delta_3 = 0,063 + 0,124 = 0,187;$$

$$x^* \delta_7 = x^* \delta_2 + x^* \delta_4 = 0,058 + 0,073 = 0,131;$$

$$x^* \delta \hat{e}_1 = \bar{\delta}^* \delta_8 = \frac{x^* \delta_6 \cdot x^* \delta_7}{x^* \delta_6 + x^* \delta_7} = \frac{0,187 \cdot 0,131}{0,187 + 0,131} = 0,077;$$

$$x^* \delta_9 = x^* \delta_5 / 2 = 0,042 / 2 = 0,021;$$

$$x^* \delta \hat{e}_2 = x^* \delta_{10} = x^* \delta_8 + x^* \delta_9 = 0,077 + 0,021 = 0,098.$$

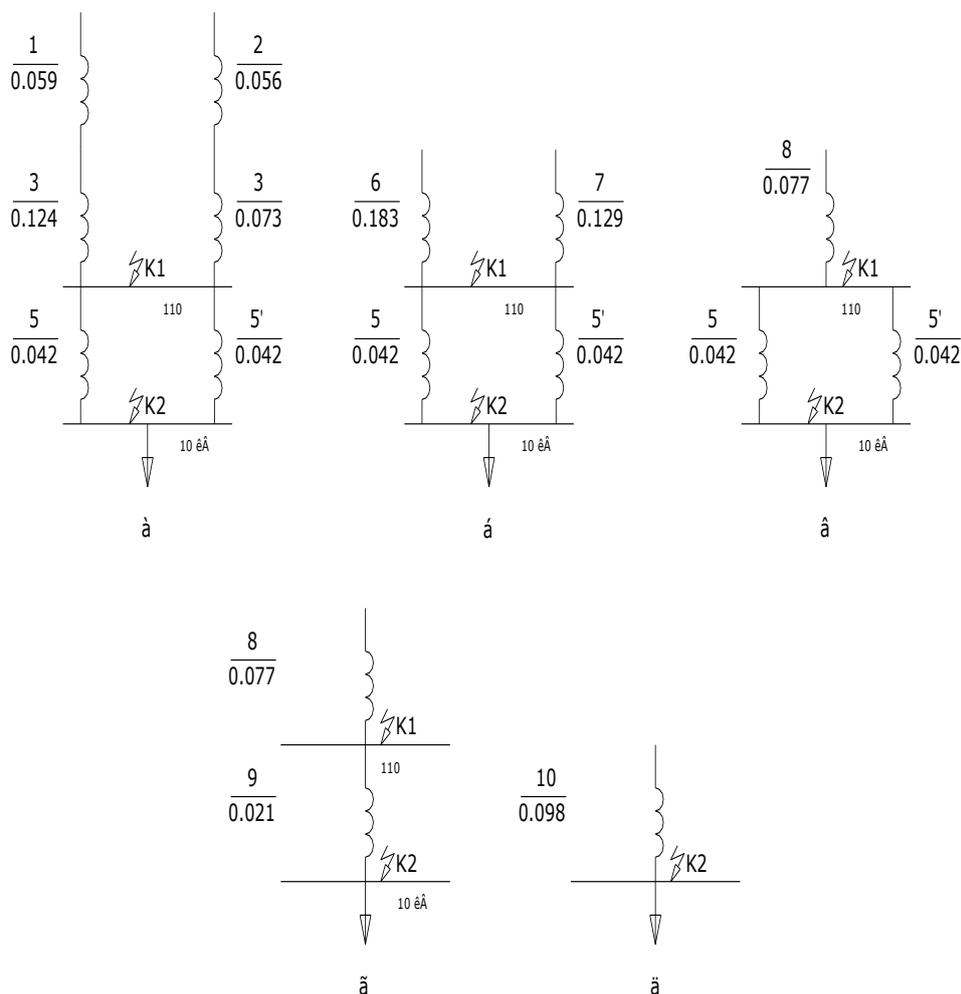


Рисунок 3.2 – Схемы замещения и преобразования для максимального режима

Относительные сопротивления, соответствующие максимальным значениям токов к.з. сведем в таблицу. 3.1.

Вычисление токов и мощностей к.з. выполнено в виде таблицы 3.2 При вычислении использованы выражения, приведенные в таблице 3.2.

Т а б л и ц а 3.1 Относительные сопротивления

Точки к.з.	Относительные сопротивления
	Максимальных токов к.з.
К1	0,077
К2	0,098

Т а б л и ц а 3.2 Вычисление токов и мощностей к.з.

Точки к.з.	Расчетные выражения	Макс. значения токов и мощностей к.з.
1	2	3
К1	$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{cp}}$ $I_K = \frac{I_{\sigma}}{x_{*\sigma K1}}$ $i_{a\tau} = \sqrt{2}I_K \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$ $S_K = \frac{S_{\sigma}}{x_{*\sigma K1}}$ $i_{y\delta} = 2,55 \cdot I_K$ $t_{омк} = t_{cp} + t_{pз} + t_{св}$ $B_K = I_K^2(t_{омк} + T_a)$	$I_{\sigma} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502$ $I_{\hat{E}} = \frac{0,502}{0,077} = 6,52$ $i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 6,52 \hat{a}^{\frac{0,05}{0,03}} = 1,742 \hat{e}\hat{A}$ $S_{\hat{E}} = \frac{100}{0,077} = 1298,7 \hat{A} \cdot \hat{A}$ $i_{\hat{\alpha}\hat{i}} = 2,55 \cdot 6,52 = 16,6 \hat{e}\hat{A}$ $t_{\hat{i}\hat{\delta}\hat{e}} = 0,1 + 0,5 + 0,04 = 0,64 \tilde{n}$ $\hat{A}_{\hat{E}} = 6,52^2(0,64 + 0,03) = 28,48 \hat{e}\hat{A}^2\tilde{n}$
К2	$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{cp}}$ $I_{\hat{E}} = \frac{I_{\hat{a}}}{\tilde{\delta}_{*\hat{a}\hat{E}2}}$ $i_{a\tau} = \sqrt{2}I_K \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$ $S_{\hat{E}} = \frac{S_{\hat{a}}}{\tilde{\delta}_{*\hat{a}\hat{E}2}}$ $i_{y\delta} = 2,55 \cdot I_K$ $t_{омк} = t_{cp} + t_{pз} + t_{св}$ $B_K = I_K^2(t_{омк} + T_a)$	$I_{\sigma} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \kappa A$ $I_{\hat{E}} = \frac{5,5}{0,098} = 57,37 \hat{e}\hat{A}$ $i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 18,3 \hat{a}^{\frac{0,06}{0,07}} = 10,893 \hat{e}\hat{A}$ $S_{\hat{E}} = \frac{100}{0,287} = 348,43 \hat{l} \hat{A} \cdot \hat{A}$ $i_{\hat{\alpha}\hat{i}} = 2,55 \cdot 18,3 = 46,67 \hat{e}\hat{A}$ $t_{\hat{i}\hat{\delta}\hat{e}} = 0,1 + 1,8 + 0,05 = 1,95 \tilde{n}$ $\hat{A}_{\hat{E}} = 18,3^2(1,95 + 0,07) = 676,4 \hat{e}\hat{A}^2\tilde{n}$

Расчет проводим на программе ТКЗ, по исходным данным рассчитанным по формулам 2.1 - 2.3. Этот комплекс позволяет рассчитывать электрические величины в трехфазной симметричной сети любого напряжения при однократной продольной или поперечной несимметрии и уставки защит от замыканий на

3.2 Расчет максимальных рабочих токов основных присоединений подстанции

Все оборудование на тяговой подстанции, которое предназначено для отключения токов кз согласно ПТЭ, должно обладать способностью производить эти операции при всех возможных токах К.З., не подвергаясь электрическим, механическим, и иным разрушениям или деформациям, препятствующим их дальнейшей эксплуатации.

Электрические аппараты выбирают по условиям длительного режима работы сравнением рабочего напряжения и наибольше длительного рабочего тока той цепи, где предполагается установить данный аппарат, с его номинальными напряжением и током.

За наибольший рабочий ток принимается ток с учетом допустимой перегрузки длительностью не менее 0,5 ч.

Сечение токоведущих частей выбирается с учетом перегрузочных способностей аппаратов и оборудования, которые они питают.

Все аппараты и токоведущие части электроустановок, выбранные по условиям их длительной работы при нормальном режиме, проверяется по режиму короткого замыкания. Согласно ПУЭ проверке по режиму КЗ не подлежат:

аппараты и проводники, защищенные плавкими предохранителями с вставками на номинальный ток до 60 А – по электродинамической стойкости;

аппараты и проводники, защищенные плавкими предохранителями независимо от их номинального тока и типа – по термической стойкости;

проводники к неответственным индивидуальным электроприемникам;

провода воздушных линий электропередачи при ударном токе к.з., меньшим 50 кА, и отсутствии быстродействующих устройств АПВ.

Вычисление максимальных рабочих токов присоединений приведено в таблице 3.6

Т а б л и ц а 3.6 – Вычисление максимальных рабочих токов

Наименование присоединений и сборных шин	Формула для расчета $I_{раб\max}$	Значение $I_{раб\max}, A$
1	2	3
Вводы № 1.2 ОРУ 110 КВ	$I_{\delta\delta\delta\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{i.\delta\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{i1}}$	$\frac{1,4 \cdot 25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7$

Первичная обмотка понижающего трансформатора	$\frac{\kappa_{пер} S_{Н.ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1}}$	$\frac{1,4 \cdot 25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7$
<i>Продолжение таблицы 3.6</i>		
1	2	3
Вторичная обмотка понижающего трансформатора	$\frac{\hat{e}_{i\delta\delta} S_{i.\delta\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{i2}}$	$\frac{1,5 \cdot 25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2165,13$
Ввод РУ 10 кВ	$I_{\delta\delta\delta\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{i.\delta\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{i2}}$	$\frac{1,4 \cdot 25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2020,73$

В таблице 3.3 приняты следующие обозначения: $\kappa_{пер}$ - коэффициент перспективы развития потребителей, равный 1,3; $S_{Н.ТР}$ - номинальная мощность понижающего трансформатора; $\kappa_{пер}$ - коэффициент допустимой перегрузки трансформатора, равный 1,5; $\kappa_{рн1}$ - коэффициент распределения нагрузки по шинам первичного напряжения, равный 0,6-0,8; $U_{н1}$ - номинальное напряжение первичной обмотки ВН трансформатора; $U_{н2}$ - номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора НН;

3.3 Выбор высоковольтных выключателей

Условия Выбора выключателей приводятся в согласно таблице 3.6.

Т а б л и ц а 3.6 – Выбор выключателей

Характеристика условий выбора выключателей	Формула
По месту установки (наружная, внутренняя)	—
По номинальному напряжению	$U_n \geq U_p$
По номинально допустимому току	$I_{доп} \geq I_{p\max}$
По отключающей способности:	
по номинальному периодическому	$I_{н\отк} \geq I_k$
По термической стойкости	$I_T^2 t_T \geq B_k$

В таблице 3.6 приняты следующие обозначения: U_i – номинальное напряжение, кВ; U_δ – рабочее напряжение РУ, кВ; $I_{\delta\max}$ – максимальный рабочий ток присоединения, где устанавливается выключатель, А; $I_{i\delta\delta}$ – номинальный ток отключения выключателя по каталогу, кА; I_δ – максимальный ток КЗ, ко-

торый предстоит отключать выключателю по расчету, кА; I_{∂} – предельный ток термической стойкости по каталогу, кА; t_{∂} – время прохождения тока термической стойкости по каталогу, с; \hat{A}_{∂} – тепловой импульс тока КЗ по расчету, кА²·с.

Выбор выключателя с тем или иным приводом зависит от вида оперативного тока, применяемого в электроустановке. На подстанции применяем электромагнитные привода, как наиболее простые и надежные.

Выключатели изготавливают в различном климатическом исполнении, для наружной и внутренней установки, для работы в условиях нормальной и загрязненной атмосферы. В данном случае выбираем выключатели наружной установки, для работы в условиях нормальной атмосферы.

Выбор выключателя для ОРУ-110кВ: предварительно выбираем выключатель ВГТ-110П-40/2500У1

Номинальное напряжение $U_{\Gamma} = 110$ кВ, номинальный ток:

$$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ A}, I_{\text{дв.макс}} = 183,7 \text{ A};$$

$$2500 \text{ A} > 183,7 \text{ A} \text{ (условие выполняется).}$$

По динамической стойкости:

$$i_{\text{дин}} = 64 \text{ кА} > i_y;$$

$$i_y = 16,6 \text{ кА};$$

$$64 \text{ кА} > 16,6 \text{ кА} \text{ (условие выполняется).}$$

Проверяем по термической стойкости:

$$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$\hat{A}_{\partial} = I_{\partial}^2 \cdot t_T = 6,52^2 \cdot 3 = 127,53 \text{ А}^2 \cdot \text{с};$$

$$1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 127,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \text{ (условие выполняется).}$$

По номинальному отключаемому току:

$$I_{\text{ном.откл.}} > I_{\kappa}; \tag{3.4}$$

$$I_{\partial} = 6,52 \text{ кА};$$

$$25 \text{ кА} > 6,52 \text{ кА} \text{ (условие выполняется).}$$

Проверка выключателей по параметрам восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя в учебном проектировании обычно не производится, так как в большинстве энергосистем реальные условия восстановления напряжения соответствуют условиям испытания выключателя. Если возникает необходимость проверки выключателя по параметрам восстанавливающегося напряжения, то по конкретным данным электроустановки - мощности источников, реактивным сопротивлениям, емкостям трансформаторов, шин, аппаратов и т. д. - производят расчет и построение кривой переходного процесса восстанавливающегося напряжения

Выбранный выключатель прошел проверку по аварийному режиму.

Выбор выключателей для фидеров 10кВ, производим по выше указанным параметрам, данные сводим в таблицу 3.7.

Т а б л и ц а 3.7 – выбор высоковольтных выключателей

Наименование. присоединения	Тип выключателя	Соотношение паспортных и расчетных данных			
		$V_n / V_{раб}$ кВ	$I_n / I_{р.маx}$	$I_{н.откл} / I_k$ кА	$\frac{I_n^2 \cdot t_T}{B_k}$
1	2	3	4	6	7
ОРУ-110 кВ	ВГТ-110П-40/2500У1	$\frac{110}{110}$	$\frac{2500}{183,7}$	$\frac{64}{6,52}$	$\frac{1875}{127,53}$

Проверка оборудования показала, что заменяемое оборудование проходит по всем критериям выбора.

3.4 Выбор устройств защиты от перенапряжения

В электрических сетях часто возникают импульсные всплески напряжения, вызванные коммутациями электроаппаратов, атмосферными разрядами или иными причинами. Несмотря на кратковременность такого перенапряжения, его может быть достаточно для пробоя изоляции и, как следствие, короткого замыкания, приводящего к разрушительным последствиям. Для того чтобы устранить вероятность короткого замыкания, можно применять более надежную изоляцию, но это приводит к значительному увеличению стоимости оборудования. В связи с этим в электрических сетях использовались разрядники.

Ограничители перенапряжений ОПНп (ОПН) – аппараты современного поколения, пришедшие на смену вентильным разрядникам. Ограничители перенапряжений ОПНп предназначены для защиты электрооборудования распределительных электрических сетей переменного тока с изолированной или ком-

пенсированной нейтралью от грозových и коммутационных перенапряжений в соответствии с их вольт-амперными характеристиками и пропускной способностью. С технической стороны выбор ОПН сводится к его вольтамперной характеристике – для его безопасной работы в электрической сети ВАХ поднимают (снижается тепловая стабильность и ток проводимости ОПН, при снижении классификационного напряжения), а с другой, для того чтобы обеспечить координационный интервал для защищаемой изоляции, ВАХ необходимо снижать.

Наибольшее рабочее напряжение сети – определяющая величина при выборе ОПН.

Далее принимаются во внимание: длительность и ток однофазного замыкания на землю, наиболее вероятные виды перенапряжения, кратность внутреннего перенапряжения, структура сети и характеристики ее элементов (при установке в кабельных сетях – расстояние от источника питания к защищаемой электроустановке), для коммутационных перенапряжений – значения осциллограмм во время коммутаций на защищаемом оборудовании.

Для защиты ОРУ-110 кВ выбираем ограничители перенапряжений нелинейные ОПН-110 кВ, которые представляют собой разрядники без искровых промежутков. Выбор ОПН сводим в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Выбор ограничителей перенапряжений

Наименование присоединения	Тип ограничителя перенапряжений	$\frac{V_n}{V_{раб}}$, кВ
Вводы в ОРУ-110кВ	ОПН - У/TEL	$\frac{110}{110}$

Оборудование проходит все условия выбора.

4 Безопасность жизнедеятельности

Вопросы безопасной жизнедеятельности человека необходимо решать на всех стадиях жизненного цикла, будь то разработка, внедрение в жизнь или эксплуатация аппаратуры связи.

Обеспечение безопасной жизнедеятельности человека в значительной степени зависит от правильной оценки опасных, вредных производственных факторов. Одинаковые по тяжести изменения в организме человека могут быть вызваны различными причинами. Это могут быть какие-либо факторы производственной среды, чрезмерная физическая и умственная нагрузка, нервно-эмоциональное напряжение, а также разное сочетание этих причин.

Для нормальных условий труда обслуживающего персонала на подстанции необходимо обеспечить такие меры безопасности, как электробезопасность, пожаробезопасность, обеспечение прожекторным освещением.

В данной дипломной работе на тему «повышение надежности подстанции 110/10 кВ» подстанции «Сагабуен» будут рассматриваться такие вопросы, как электробезопасность, прожекторное освещение и расчет тока проходящего через человека находящегося вблизи ВЛ СВН.

4.1 Обеспечение электробезопасности обслуживающего персонала на подстанции 110/10 кВ «Сагабуен»

Электропитание аппаратуры в помещении диспетчерского пункта осуществляется от сети трехфазного переменного тока напряжением 380/220 В с глухо-заземленной нейтралью. По периметру на стенах комнаты в нижней части проложена металлическая полоса сечением 20x4 мм, для организации зануления аппаратуры. Используемое помещение, по степени опасности поражения электрическим током относится к помещениям с повышенной опасностью, т.к. имеется возможность одновременного прикосновения к корпусу аппаратуры и металлическим частям металлоконструкций здания.

Защитные меры от поражения электрическим током: защитные заземления, зануления, устройства защитного отключения.

Вес металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения.

Заземление обязательно во всех электроустановках при напряжении 380 вольт и выше переменного тока, 110 вольт и выше постоянного тока.

В электрических установках заземляются корпуса электрических машин, трансформаторов аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформа-

торов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов и другие металлические конструкции, связанные с установкой электрооборудования.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением. К рабочему заземлению относится заземление нейтральной трансформаторов, генераторов, дугогасительных катушек.

Без рабочего заземления аппарат не может выполнить своих функций или нарушается режим работы электроустановки.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется гроза защита с помощью разрядников, искровых промежутков, стрелевых и тросовых молниеотводов, которые присоединяется к заземлителям. Такое заземление называется гроза защитным.

Обычно для выполнения всех трех типов заземления используют одно заземляющее устройство.

Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители.

В качестве естественных заземлителей применяют водопроводные трубы, металлические трубопроводы, проложенные в земле, за исключением трубопроводов горючих жидкостей и газов.

В качестве искусственных заземлителей применяют круглую прутковую сталь диаметром не менее 10 мм (неоцинкованная) и 6 мм (оцинкованная), полосу сталь толщиной не менее 4 мм и сечением не менее 48 мм².

Принцип действия зануления – превращение замыкания на корпус в однофазное короткое замыкание (т.е. между фазным и нулевым проводниками) с целью вызвать большой ток, способный обеспечить срабатывание защиты и тем самым автоматически отключить поврежденную электроустановку от питающей сети.

Такой защитой являются: плавкие предохранители или максимальные автоматы, устанавливаемые для защиты от токов короткого замыкания; магнитные пускатели со встроенной тепловой защитой; контакторы в сочетании с тепловыми реле, осуществляющие защиту от перегрузки; автоматы с комбинированными расцепителями, осуществляющие защиту одновременно от токов короткого замыкания и перегрузки.

Устройство защитного отключения (сокр. УЗО; более точное название: устройство защитного отключения, управляемое дифференциальным (остаточным) током, сокр. УЗО–Д) — механический коммутационный аппарат или совокупность элементов, которые при достижении (превышении) дифференциальным током заданного значения при определенных условиях эксплуатации должны вызвать размыкание контактов. Может состоять из различных отдельных элементов, предназначенных для обнаружения, измерения (сравнения с заданной величиной) дифференциального тока и замыкания и размыкания электрической цепи (разъединителя).

Основная задача УЗО — защита человека от поражения электрическим током и от возникновения пожара, вызванного утечкой тока через изношенную изоляцию проводов и некачественные соединения.

Широкое применение также получили комбинированные устройства, совмещающие в себе УЗО и устройство защиты от сверхтока, такие устройства называются УЗО–Д со встроенной защитой от сверхтоков, либо просто диф-автомат.

УЗО предназначены для защиты человека от поражения электрическим током при косвенном прикосновении (прикосновение человека к открытым проводящим нетоковедущим частям электроустановки, оказавшимся под напряжением в случае повреждения изоляции), а также при непосредственном прикосновении (прикосновение человека к токоведущим частям электроустановки, находящимся под напряжением). Данную функцию обеспечивают УЗО соответствующей чувствительности (ток отсечки не более 30 мА). Предотвращения возгораний при возникновении токов утечки на корпус или на землю.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется гроза защита с помощью разрядников, искровых промежутков, стрелевых и тросовых молниеотводов, которые присоединяется к заземлителям. Такое заземление называется гроза защитным.

Обычно для выполнения всех трех типов заземления используют одно заземляющее устройство.

Действительные (вычисленные) значения токов однофазного к.з. превышают наименьше допустимые токи срабатывания защиты, т.е. отключающая способность системы зануления обеспечена.

При коротком замыкании между проводами ток резко возрастает и потеря напряжения в проводах достигает почти 100% U . U_{np} возрастает практически пропорционально увеличению в проводе и может достигать опасных для человека значений. Однако благодаря занулению защита сработает быстро и человек оказавшийся под напряжением не пострадает от краткосрочного действия тока.

Кроме того при работе в электроустановках в целях предупреждения электротравматизма используем ряд организационных и технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относятся:

- 1) Допуск к работе подготовленного персонала;
- 2) Оформление работ нарядом или распоряжением;
- 3) Оформление допуска к работе;
- 4) Надзор во время работы;
- 5) Оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончания работы;

Использование электрозащитных средств: монтажный инструмент с защитными ручками, диэлектрические перчатки, диэлектрические коврики.

Система организационных мероприятий позволяет предотвратить многие аварии и несчастные случаи в электроустановках.

4.2 Меры обеспечивающие электробезопасность

Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей проявляются в виде электротравм и профессиональных заболеваний. Степень опасного и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей зависит от: рода и величины напряжения и тока, частоты электрического тока, пути тока через тело человека, продолжительности воздействия электрического тока или электромагнитного поля на организм человека, условий внешней среды.

Средства защиты работающих в зависимости от характера их применения подразделяют на две категории: средства коллективной защиты, средства индивидуальной защиты.

Средства коллективной защиты в зависимости от назначения в электробезопасности подразделяют на классы: средства защиты от повышенного уровня электромагнитных излучений, средства защиты от повышенной напряженности магнитных и электрических полей, средства защиты от поражения электрическим током, средства защиты от повышенного уровня статического электричества, Средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения в электробезопасности подразделяют на классы: костюмы изолирующие, средства защиты органов дыхания, одежда специальная защитная, средства защиты ног, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица, средства защиты глаз, средства защиты органа слуха, средства защиты комплексные.

Рассмотрим средства коллективной защиты. К средствам защиты от повышенного уровня электромагнитных излучений относятся: оградительные устройства, защитные покрытия, герметизирующие устройства, устройства автоматического контроля и сигнализации, устройства дистанционного управления, знаки безопасности.

К средствам защиты от повышенной напряженности магнитных и электрических полей относятся: оградительные устройства, защитные заземления, изолирующие устройства и покрытия, знаки безопасности.

К средствам защиты от поражения электрическим током относятся: оградительные устройства, устройства автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления, устройства автоматического отключения, устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения, устройства дистанционного управления, предохранительные устройства, молниеотводы и разрядники, знаки безопасности.

К средствам защиты от повышенного уровня статического электричества относятся: заземляющие устройства, нейтрализаторы, увлажняющие устройства, антиэлектростатические вещества, экранирующие устройства.

Перечислим средства индивидуальной защиты: пневмокостюмы, респираторы, пневмошлемы, пневмомаски, костюмы, куртки, комбинезоны, полукомбинезоны, боты, рукавицы, перчатки, полуперчатки, напальчники, наладонники, напульсники, нарукавники, налокотники, каски защитные, шлемы, подшлемники, шапки, шляпы, колпаки, очки защитные, щитки защитные лицевые, противошумные шлемы, противошумные вкладыши, противошумные наушники.

4.3 расчет токов проходящих через тело человека находящегося вблизи ВЛ СВН

Необходимо рассчитать величину тока проходящего через тело человека в землю, если рост человека 1.8 м; масса тела $G=75$ кг; среднее значение плотности тела человека $\rho=1.05$ г/см³; напряженность поля на уровне роста человека $E=13.5$ кВ/м (максимальное рассчитанное значение).

Принимаются допущения: 1. замена тела человека равной ему по высоте и объему половиной вытянутого эллипсоида вращения с полуосями h и b , стоящего на земле так, что большая полуось перпендикулярна поверхности земли; 2. материал эллипсоида однородный с электрической проводимостью, равной средней электрической проводимости тела человека; однако вначале следует считать, что полуэллипсоид выполнен из непроводящего материала с относительной диэлектрической проводимостью ϵ_r ; 3. электрическое поле до внесения в него полу эллипсоида было однородным, поэтому результирующее поле внутри непроводящего полу эллипсоида также будет однородным; 4. вектор напряженности внешнего электрического поля E направлен вертикально, т.е. по большей полуоси эллипсоида. Определяются размеры половины эллипсоида, эквивалентной телу человека, зная высоту и объем тела человека:

$$V_h = \frac{2}{3} \cdot \pi \cdot h \cdot b^2, \quad (4.1)$$

откуда

$$b = \sqrt{\frac{3 \cdot V_h}{2 \cdot \pi \cdot h}}; \quad (4.2)$$

$$V_h = \frac{G}{\rho}, \quad V_h = \frac{75}{1.05 \cdot 10^3} = 7.14 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3;$$

$$b = \sqrt{\frac{3 \cdot 7.14 \cdot 10^{-2}}{2 \cdot \pi \cdot 1.8}} = 0.138 \text{ м.}$$

Напряженность поля внутри диэлектрика (полу эллипсоида) E_r , в/м определяется как:

$$\dot{A}_r = E - \frac{P_a \cdot N_a}{\epsilon_0}, \quad (4.3)$$

где $P_r = \epsilon_0 \cdot (\epsilon_r - 1) \cdot E_r$ - поляризованность диэлектрика, Кл/м²;
 $\epsilon_0 = 8.85 \cdot 10^{-12}$ - электрическая постоянная, Ф/м;
 N_a - коэффициент деполяризации эллипсоида вдоль оси вращения, т.е. оси h :

$$N_a = \frac{\frac{k}{\sqrt{k^2 - 1}} \cdot \ln(k + \sqrt{k^2 - 1}) - 1}{k^2 - 1}, \quad (4.4)$$

где $k = h/b = 1.8/0.138 = 13.04$ - отношение полуосей эллипсоида.

Если подставить значение k в формулу, тогда получится точное значение коэффициента деполяризации:

$$N_a = \frac{\frac{13.04}{\sqrt{13.04^2 - 1}} \cdot \ln(13.04 + \sqrt{13.04^2 - 1}) - 1}{13.04^2 - 1} = 0.0134.$$

При большом значении k можно принять $\sqrt{k^2 - 1} = k$, приближенное значение коэффициента деполяризации:

$$N_a = \frac{b^2}{h^2} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot h}{b} - 1 \right) = \frac{0.138^2}{1.8^2} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 1.8}{0.138} - 1 \right) = 0.0189.$$

После подстановок напряженность поля внутри диэлектрика:

$$E_r = \frac{E}{1 + N_a \cdot (\epsilon_r - 1)}. \quad (4.5)$$

Электрическое смещение в диэлектрике, Кл/м² :

$$D_r = \epsilon_0 \cdot \epsilon_r \cdot E_r. \quad (4.6)$$

На полу эллипсоиде, находящемся в электрическом поле, индуцируется некоторый заряд, значение которого неизвестно. Выражение для расчета мгновенного значения этого заряда q , Кл, имеет следующий вид:

$$q = -Q_{\max} \cdot \cos(\omega t). \quad (4.7)$$

Дифференцируя заряд по времени, можно получить уравнение для определения мгновенного значения тока, стекающего с эллипсоида i_h , А:

$$i_h = \frac{dq}{dt} = Q_{\max} \cdot \omega \cdot \sin(\omega t), \quad (4.8)$$

известно, что $i_h = I_{\max} \cdot \sin(\omega t)$, откуда

$$I_h = \omega \cdot Q_h, \quad (4.9)$$

где Q_h - действующее значение заряда, индуцированного на эллипсоиде, Кл; ω - угловая частота;
 I_h - действующее значение тока, стекающего с полу эллипсоида на землю, А.

Заряд Q_h можно определить из выражения:

$$Q_h = \int \sigma dS, \quad (4.10)$$

где S - площадь поверхности полу эллипсоида, м ;
 σ – поверхностная плотность заряда полуэллипсоида, Кл/м .

Далее происходит переход к решению задачи с проводящим полу эллипсоидом. Поскольку электрическое смещение в любой точке диэлектрика, непосредственно примыкающего к поверхности проводящего тела, т.е. $D_r = \sigma$, решая совместно (4.8), (4.9), (4.10), можно получить:

$$Q_h = \int \frac{E \cdot \varepsilon_0}{\frac{1}{\varepsilon_r} + N_a \cdot \left(1 - \frac{1}{\varepsilon_r}\right)} dS. \quad (4.11)$$

Так как для проводящего материала можно принять $\varepsilon_r \rightarrow \infty$ то после интегрирования по площади основания полу эллипсоида $S = \pi \cdot b^2$ получится:

$$Q_h = E \cdot \varepsilon_0 \cdot \frac{\pi \cdot b^2}{N_a}. \quad (4.12)$$

Можно получить искомое выражение для расчета тока, проходящего через человека:

$$I_n = E \cdot \varepsilon_0 \cdot \frac{\pi \cdot b^2 \cdot \omega}{N_a}. \quad (4.13)$$

Величину тока рассчитаю при точном значении N_a :

$$I_{n1} = 13.5 \times 8.85 \times 10^3 \times 10^{-12} \times \frac{\pi \times 0.138^2 \times 314}{0.0134} = 167 \text{ à } \hat{A}.$$

4.4 Прожекторное освещение подстанции

Особенности работы подстанции высоких напряжений (110 кВ и выше) является то, что они обслуживаются оперативным персоналом круглосуточно. Кроме того подобные крупные подстанции занимают большую площадь и имеют высокую насыщенность территории энергетическим оборудованием, находящимся под высоким напряжением. В связи с перечисленными выше факторами территорию крупных подстанций, в темное время суток, необходимо освещать при помощи группы прожекторов. Размещенных на территории подстанции так, чтобы она была освещена равномерно. Прожекторное освещение в этих случаях необходимо как для безопасности работы и передвижения по территории подстанции, но также и для повышения производительности труда.

На территории подстанции ОРУ классов напряжения 110, 10 кВ. А также ОПУ подстанции, два трансформатора мощностью 25 МВА. Для безопасности обслуживающего персонала и технологических нужд необходимо рассчитать прожекторное освещение территории, где расположены трансформаторы и автотрансформаторы и ОРУ всех классов напряжений.

Для более рационального использования территории подстанции совмещаем установку прожекторного освещения с молнезащитой подстанции.

На прожекторных мачтах будем устанавливать прожекторы серии ПЗС-45. Этот прожектор не очень совершенен, но наиболее распространен и выпускается промышленностью серийно. Техническая характеристика прожектора ПЗС-45 приведена в таблице 4.1.

Т а б л и ц а 4.1- Техническая характеристика прожектора

Тип прожектора	Тип линии	max сила света, кд	Угол рассеяния		Размеры, мм			Масса, кг
			В горизонтальной плоскости	В вертикальной	Высота	Ширина	Длина	
ПЗС-45	Г220-1000	130	26	24	730	600	380	21
	Г220-1500	225	25	26				
	ДРЛ-700	30	100	100				

4.5 Выбор высоты установки прожектора

Высота установки, по «Минимально допустимой высоте установки прожекторов и светильников прожекторного типа», прожектора типа ПЗС-45 с лампой Г220-1000 равна:

$$H_{\text{мин1}} = 6\text{ м}$$

$$\text{или } H_{\text{мин2}} = 7\text{ м}$$

При окончательном выборе высоты установки прожекторов, кроме фактора слепимости, учитываются еще и местные условия, например наличие высотных объектов, на которых можно установить прожекторы, а также условия тенеобразования, необходимые соотношения значений вертикальной и горизонтальной освещенности и, самое главное, протяженность освещаемого пространства. Совершенно ясно, что экономика вопроса имеет существенное значение. Стоимость прожекторных мачт резко возрастает с увеличением их высоты.

4.6 Выбор угла наклона прожекторов

Коэффициент использования светового потока в случае когда угол наклона прожектора θ , превышает половину угла рассеяния в вертикальной плоскости ($\theta > \beta_b$) будет наибольшим. Так как весь световой поток прожектора в пределах угла рассеяния попадает на освещаемую поверхность.

Угол наклона прожектора, при котором площадь, ограниченная кривой одинаковой заданной освещенности, имеет максимальное значение, является наиболее выгодным. Определить этот угол можно путем измерения и сравнения площади светового пятна, при различных углах наклона прожектора.

Р. А. Сапожников в своих исследованиях пришел к заключению, что наиболее выгодное значение угла наклона, соответствующее определенному значению горизонтальной освещенности E_1 .

Значения EH^2 , соответствующее наиболее выгодным углам наклона прожектора

В нашем случае расстояние от прожекторной мачты до освещаемого участка территории колеблется от 10 до 70 метров, а высота установки прожекторов $H = 7\text{ м}$ U, следовательно, примем для рассмотрения углы наклона прожектора:

$$\theta_1 = 8^\circ, \theta_2 = 10^\circ, \theta_3 = 12^\circ, \theta_4 = 14^\circ, \theta_5 = 16^\circ, \theta_6 = 20^\circ.$$

4.7 Расчет прожекторного освещения

На освещаемой территории намечаем возможные места размещения прожекторных мачт, затем выясним возможность установки прожекторов на высотных сооружениях, если они имеются на освещаемой территории.

В виду того, что на подстанции единственными высотными сооружениями являются молниеотводы, поэтому в точках установки молниеотводов устанавливаем прожекторные мачты, а уже на них устанавливаем молниеотводы (что улучшит молниезащиту подстанции).

Принимаем для места установки прожекторных мачт места установки молниеотводов М-4, М-8, М-12, М-18, М-22, М-25: ОРУ-110 кВ освещается с мачт М-4, М-8, М-12; ОРУ-10 кВ освещается с мачт М-18, М-22, М-25; 1Т и 2Т освещается с мачт М-18, М-25;

Далее намечаем наиболее выгодное их расположение, для освещения подстанции. Желательно добиться полного (без пропусков) перекрытия всей освещаемой площади и избегать излишнего перекрытия одного светового пятна другим. Шаблоны для удобства изготавливаем из кальки. При вычислении изолюкс следует иметь ввиду, что освещенность, соответствующая этой кривой, должна быть равна:

$$E \cdot k / 2, \quad (4.14)$$

где E - требуемая освещенность данной территории;
 k -коэффициент запаса.

В данном случае принимается $E_i = 2$ лк, но так как невозможно добиться полного перекрытия освещаемой территории, то для расчета изолюкс берем $E'_n = 2$ лк .

Следовательно расчет координат точек через которые проходит изолюксы производятся по следующим данным: $E_{if} = 2.25$ лк, $H = 7$ м. $\theta_1 = 8^\circ$,

$$\theta_2 = 10^\circ, \theta_3 = 12^\circ, \theta_4 = 14^\circ, \theta_5 = 16^\circ, \theta_6 = 20^\circ.$$

Изолюксы рассчитываются для прожектора типа ПЗС-45 с лампой 1000 Вт 220в. Расчет ведется в следующем порядке: задаются значения x и x/n , полученные данные заносятся в таблицу 4.2. По формуле определяется для каждого значения θ_i величину относительной освещенности и записывается это все в таблицу.

$$\varepsilon = E_{\text{н.аб.}} \cdot H^2 \cdot \rho^3, \quad (4.15)$$

По графику “Изолюксы на условной плоскости для прожектора типа ПЗС-45 с лампой 1000Вт, 220В “по значениям ξ и ε находится η .

Рассчитывается координата Y :

$$Y = \eta \cdot \rho \cdot H, \quad (4.8)$$

В масштабе строятся изолюксы $\theta_1=8^0$, $\theta_2=10^0$, $\theta_3=12^0$, $\theta_4=14^0$, $\theta_5=16^0$, $\theta_6=20^0$. Этот алгоритм одинаков для всех значений углов θ_i , поэтому результаты расчета сводятся в таблицу 4.2

Т а б л и ц а 4.2 – Сводные данные изолюкс для различных углов наклона θ прожектора ПЗС – 45

х/Н	х	θ	ξ	ρ	ρ^3	ε	η	у
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	7	8	0.75	1.13	1.42	157	-	-
		10	0.7	1.16	1.54	170	-	-
		12	0.63	1.19	1.60	183	-	-
		14	0.6	1.21	1.77	195.1	-	-
		16	0.56	1.24	1.9	208	-	-
		20	0.47	1.28	2.1	231.5	-	-
2	14	8	0.34	2.1	9.8	1047	0.62	9.11
		10	0.3	2.1	9.8	1080	0.586	8.61
		12	0.25	2.2	10	1100	0.61	9.39
		14	0.23	2.2	10	1103	0.612	9.42
		16	0.13	2.2	11	1213	0.595	9.13
		20	0.12	2.2	11	1213	0.593	9.13
3	21	8	0.19	3.1	30	3308	0.32	6.94
		10	0.15	3.1	30	3308	0.349	7.57
		12	0.12	3.1	31	3420	0.35	7.6
		14	0.08	3.2	31	3418	0.369	8.27
		20	0,05	3,2	32	3530	0,369	8,27
4	28	8	0,11	4,1	68	7500	0,26	7,46
		10	0,07	4,1	69	7607	0,273	7,84
		12	0,04	4,1	70	7718	0,281	7,06
		14	0	4,1	70	7700	0,284	8,15
		16	0,04	4,1	70	7700	0,281	8,07
		20	0,11	4,1	68	7500	0,261	7,49
4,5	31,5	8	0,08	4,6	97	10700	0,246	7,92
		10	0,05	4,6	98	10804	0,256	8,24
		12	0,01	4,6	98	10804	0,261	8,4
		14	0,03	4,6	98	10800	0,259	8,34
		16	0,06	4,6	97	10700	0,253	8,15
		20	0,13	4,6	95	10470	0,225	7,25

Продолжение таблицы 4.2

x/H	x	θ	ξ	ρ	ρ^3	ε	η	y
1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	35	8	0,06	5,1	132	14500	0,238	8,5
		10	0,03	5,1	132	14553	0,248	8,85
		12	0,01	5,1	132	14553	0,25	8,93
		14	0,05	5,1	132	14500	0,24	8,57
		16	0,09	5,0	130	14300	0,23	8,05
		20	0,15	5,0	128	14100	0,187	6,55
5,5	38,5	8	0,04	5,6	173	19000	0,23	9,02
		10	0,01	5,6	174	19200	0,235	9,21
		12	0,03	5,6	174	19200	0,229	8,98
		14	0,07	5,6	173	19000	0,222	8,702
		16	0,1	5,6	172	19000	0,209	8,19
		20	0,17	5,5	167	18400	0,137	5,27
6	42	8	0,03	6,1	225	24800	0,218	9,31
		10	0,01	6,1	225	24800	0,22	9,39
		12	0,05	6,1	225	24800	0,212	9,05
		14	0,08	6,1	222	24500	0,2	8,54
		16	0,12	6	220	24300	0,17	7,14
		20	0,19	6	213	23500	-	-
7	49	8	0	7,1	350	38600	0,2	9,94
		10	0,04	7,7	353	38900	0,188	9,34
		12	0,07	7	350	38600	0,168	8,23
		14	0,11	7	345	38000	0,124	6,08
		16	0,14	7	343	38000	0,002	0,01
7.5	52.5	8	0,01	7,6	430	47400	0,182	9,68
		10	0,04	7,6	432	47600	0,168	8,94
		12	0,08	7,5	425	46900	0,132	6,93
		14	0,11	7,5	429	46900	-	-
		16	0,15	7,5	415	45800	-	-
8	56	8	0,02	8,1	520	57300	0,155	8,79
		10	0,05	8,1	520	57300	0,137	7,77
		12	0,09	8	515	56800	0,079	4,424
		14	0,12	8	512	56500	-	-
8,5	59,5	8	0,03	8,6	625	69000	0,118	7,1
		10	0,06	8,5	625	68900	0,089	5,3
		12	0,1	8,5	620	68400	-	-
9	63	8	0,03	9	740	82000	0,053	3,34
		10	0,07	9	735	81000	-	-
9,5	67,5	8	0,04	9,5	860	95000	-	-

Лучшими вариантами являются углы наклона прожектора $\theta_1=8^\circ, \theta_2=10^\circ, \theta_3=12^\circ$. По ним построим шаблонные графики на рисунке 4.1. Графики построим в том-же масштабе в котором представлен план подстанции (1:1500). Для шаблона выбираем вариант, где $\theta_1=8^\circ$. Вырезав необходимое количество шаблонов из кальки и накладывая их к местам установки прожекторных мачт выявляем оптимальное расположение прожекторов, а также количество прожекторов на каждой прожекторной мачте наиболее оптимальных.

Но при компоновке изолюкс необходимо учитывать. Что при малом угле θ в близи мачты образуется «мертвое пространство» в пределах расстояния от мачты $X_{мп}$, рассчитываемого по формуле (4.9)

$$X_{мп} = H \cdot ctg(\gamma - \theta) \quad (4.9)$$

где γ -защитный угол прожектора (для прожекторов с лампами накаливания – около 45°)

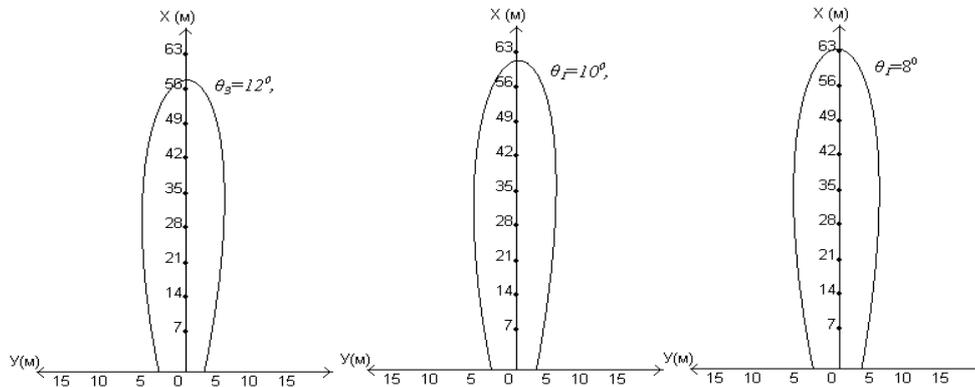


Рисунок 4.1-Шаблонные графики для различных углов наклона прожектора

$$X_{мп} = 7 \cdot ctg(45^\circ - 8^\circ) = 7 \cdot ctg \cdot 37^\circ = 7 \cdot 1,33 = 9,29 \text{ м}$$

Расположив изолюксы на плане подстанции видно сколько установлено прожекторов на каждой прожекторной мачте:

- на мачте ПМ-1 (м- 4) устанавливаем 4хПЗС-45,
- на мачте ПМ-2 (м-12) устанавливаем 6хПЗС-45,
- на мачте ПМ-3 (м- 8) устанавливаем 7хПЗС-45,
- на мачте ПМ-4 (м-18) устанавливаем 6хПЗС-45,
- на мачте ПМ-5 (м-25) устанавливаем 6хПЗС-45,
- на мачте ПМ-6 (м-22) устанавливаем 2хПЗС-45.

В виду того, что при компоновке изолюкс на плане подстанции остаются «затемненные участки» произведем расчет в этих местах по минимальной освещенности ($E_n=2\text{лк}$)

Определяем освещенность в проверяемой точке от прожектора ПЗС-45 с лампой 1000 Вт, установленного на высоте 7м при $\theta_1=8^0$.

1. Освещенность в точке Т-1 (освещение от прожектора на ПМ-1) Координаты точки Т-1: $x=46$ м, $y=10$ м. Отсюда:

$\frac{x}{H} = \frac{46}{7} = 6,57 \approx 6,5$ и зная параметры x/H и θ по «Значениям ξ , ρ и ρ^3 для расчета прожекторного освещения» находим $\xi = 0,02$, $\rho = 6,6$ и

$$\rho^3 = 284$$

находим

$$\eta = \frac{y}{\rho \cdot H} = \frac{10}{6,6 \cdot 7} = 0,218,$$

а в соответствии с «Изолюксами на условной плоскости» $\mathcal{E} = 30000$ лк отсюда находим

$$A = \frac{\mathcal{E}}{(\rho^3 \cdot I^2)} = \frac{30000}{(284 \cdot 49)} = 2,16 \text{лк, что подходит по условию}$$

$$E_{Ti} \geq E_{\min} (2,16 \geq 2).$$

Оснащенность в точке Т-2 (освещение от ПМ-2) координаты точки Т-2, $x=60$ м, $y=7$ м. Отсюда

$$\frac{x}{H} = \frac{60}{7} = 8,57 \approx 8,5 \text{ и находим параметры } \xi = 0,03, \rho = 8,6 \text{ и}$$

$$\rho^3 = 625$$

$$\eta = \frac{y}{\rho \cdot H} = \frac{7}{8,6 \cdot 7} = 0,116,$$

$$\mathcal{E} = 70000 \text{лк}$$

отсюда находим

$$E = \frac{\mathcal{E}}{(\rho^3 \cdot H^2)} = \frac{70000}{(625 \cdot 49)} = 2,27 \text{лк,}$$

что подходит по условию $E_{Ti} \geq E_{\min} (2,27 \geq 2)$.

3. Оснащенность в точке Т-3 (освещение от ПМ-2)
 координаты точки Т-3, $x=36$ м, $y=8,6$ м. Отсюда

$$\frac{x}{H} = 5 \text{ и находим параметры } \xi = 0,06, \rho = 5,1 \text{ и } \rho^3 = 132$$

по формуле (10.2) находим

$$\eta = \frac{y}{\rho \cdot H} = \frac{8,6}{5,1 \cdot 7} = 0,241,$$

в соответствии с «Изолюксами на условной плоскости» $\mathcal{E} = 12800_{\text{лк}}$
 отсюда по выражению находим

$$E = \frac{\mathcal{E}}{\left(\rho^3 \cdot H^2\right)} = \frac{12800}{(132 \cdot 49)} = 1,98 \approx 2 \text{ лк,}$$

что подходит по условию $E_{Ti} \geq E_{\min} (2 \geq 2)$.

Расчеты освещенности E_{Ti} в остальных проверяемых точках производятся аналогично расчетам приведенным выше поэтому результаты расчетов сведем в таблицу 4.3

Таблица 4.3 – Значения освещенности в проверяемых точках.

T_i	x	y	x/H	ξ	ρ	ρ^3	η	\mathcal{E}	E
Т-1	46	10	6,5	0,02	6,6	284	0,218	30000	2,16
Т-2	60	7	8,5	0,03	8,6	625	0,116	70000	2,27
Т-3	36	8,6	5	0,06	5,1	132	0,241	12800	1,98
Т-4	26,7	8	4	0,11	4,1	68	0,27	7000	2,1
Т-5	62	7	9	0,03	9	740	0,11	72000	1,99
Т-6	60	7,5	8,5	0,03	8,6	625	0,125	68000	2,22
Т-7	50	9,9	7	0	7,1	350	0,2	38000	2,21
Т-8	57,3	8,66	8	0,02	8,1	520	1,53	54000	2,11

По таблице 4.3 видно, что освещенность в проверяемых точках удовлетворяет условию $E_{Ti} \geq E_{\min}$. Следовательно данное распоряжение прожекторов на территории подстанции создает необходимое освещение на территориях ОРУ-110 кВ, РУ-10 кВ и местах установки трансформаторов.

5 Технико-экономическое обоснование повышения надежности подстанции 110/10 кВ «Сагабуен»

5.1 Общие исходные условия

Целью разработки проекта является оценка экономической эффективности повышения надежности замены оборудования на подстанции 110/10 кВ для надежного и бесперебойного электроснабжения Алматинской области.

Подстанция находится в АО «ТАТЭК».

Основной задачей ТЭО является оформление результатов маркетинговых и технико-экономических исследований, обосновывающих целесообразность и возможности реализации инвестиционного проекта, выбор наиболее эффективных организационных, технических и экономических решений для ввода в действие новых производственных мощностей.

5.2 Рынок и мощность предприятия

Подстанция принадлежит АО «ТАТЭК» и является важным звеном в надежном обеспечении электроэнергией южной части Казахстана. В настоящее время южная часть Казахстана занимает первое место по количеству и плотности заселения проживающих граждан. В настоящее время этот регион активно развивается и надежное его электроснабжение – первостепенная задача электросетевой компании.

Подстанция на напряжении 110 кВ осуществляет связь между тремя энергосистемами, от шин 10 кВ осуществляется электроснабжение местных потребителей.

Подстанция является двухтрансформаторной, с мощностью трансформаторов по 2,5 МВ·А каждый. Оборудование установлено с учетом будущего роста энергопотребления данного региона.

5.3 Организация предприятия и трудовые ресурсы

Модернизация части оборудования, арматуры и токопроводов выполняется силами персонала подстанции, включаемого в штатное расписание. Особо сложные ремонтные работы выполняются с привлечением персонала специализированных ремонтных организаций.

5.4 Финансово-экономическая оценка проекта

Для финансово-экономической оценки проекта необходимо произвести расчет экономической эффективности вложенных средств и срока окупаемости, рассчитать дисконтированную сумму капитальных вложений.

Капитальные вложения в проектирование включают в себя несколько составляющих: стоимость оборудования, монтажных работ и транспортных услуг. Кроме того учитываются затраты на строительство здания, сооружения и т.д. Общая сумма капитальных вложений (ΣK) рассчитывается по формуле:

$$\Sigma \hat{E} = \hat{E}_0 + \hat{E}_{\bar{n}} + \hat{E}_i + \hat{E}_{i\delta} \quad (5.1)$$

где \hat{E}_0 – капитальные вложения на приобретение оборудования;

$\hat{E}_{\bar{n}}$ – капитальные вложения на строительные работы, 30 % от $\Sigma \hat{E}$;

\hat{E}_i – капитальные вложения на монтажные и пуско-наладочные работы, 11% от $\Sigma \hat{E}$;

$\hat{E}_{i\delta}$ – капитальные вложения на прочие расходы, 6% от.

Определим капиталовложения на приобретение оборудования. Капиталовложения состоят из стоимости оборудования в результате установки которого будет повышена надежность подстанции (согласно прайс-листам, опубликованным в СМИ).

Т а б л и ц а 5.1 – Капитальные вложения на замену оборудования подстанции

Оборудование	Количество	цена, тыс.тг.	сумма, тыс.тг.
Выключатель 110кВ	1	4165,00	4165
Выключатель 10кВ	7	4556,38	31894,66
ОПН 110 кВ	2	127,89	255,78
ОПН 35кВ	2	60,37	120,76
ОПН 10 кВ	2	17,22	34,44
Итого			36470,64

Суммарные капитальные вложения на приобретение оборудования релейной защиты подстанции согласно формуле 5.1 составят:

$$\sum \hat{E} = 36407,64 + 19329,43 + 10941,19 + 4011,77 = 68812,52 \text{ тыс. тенге.}$$

5.5 Расчет экономической эффективности вложенных средств и срока окупаемости

Подстанция «Сагабуен» находится в ведомости АО «ТАТЭК», у которого годовой объем передаваемой электроэнергии составляет около 0,5 млрд. кВтч. Тариф на передачу электроэнергии в данном регионе Казахстана составляет на период замены оборудования подстанции 2,8 тенге/кВтч. Тогда рассчитаем годовой доход предприятия; \dot{A} :

$$\dot{A} = 500000,00 \cdot 2,8 = 140000,00 \text{ тыс.тенге.}$$

Ежегодно АО «ТАТЭК» в тарифной смете утверждает план модернизации оборудования и нового строительства. Эта сумма составляет порядка 10% суммарных затрат компании. Также учитываются затраты на прочие расходы. В тарифную смету АО «ТАТЭК» планирует ежегодно включать расходы по замене оборудования в размере 140000,00 тыс. тенге.

Общая сумма капитальных вложений $\sum \hat{E}$ на модернизацию РЗ подстанции составляет 68812,52 тыс. тенге. Предприятие на покрытие капитальных вложений вкладывает 14000,00 тыс.тенге ежегодно. Тогда срок окупаемости вложенных средств:

$$68812,52/14000,00 \approx 4,9 \text{ года.}$$

Так как срок окупаемости установки более года, то необходимо рассчитать дисконтированную сумму необходимых капитальных вложений.

5.6 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

Определение экономической эффективности любого проекта заключается в расчете NPV (чистой дисконтированной стоимости). Определение NPV заключается в том, чтобы найти соотношение между инвестициями и будущими доходами, выраженное в скорректированной во времени и приведенное к началу реализации проекта денежной величине:

$$NPV = CI + PV \quad (5.2)$$

где CI – сумма первоначальных инвестиций, имеющая отрицательный знак при расчетах;
 PV – текущая стоимость денежного потока на протяжении жизненного цикла проекта:

$$PV = \sum (D_i \cdot k_i), \quad (5.3)$$

где D_i – денежный поток в i -том году ($i = 1 \div n$);
 k_i – коэффициент дисконтирования.

$$1/(1+r)^n, \quad (5.4)$$

где r – норма дисконта или ставка дисконтирования (принимается из расчета ежегодного коэффициента инфляции, равного 8%);
 n – срок реализации проекта в годах.

$$\frac{1}{(1+0,08)} = 0,93; \quad \frac{1}{(1+0,08)^2} = 0,86.$$

Т а б л и ц а 5.2 – Расчет коэффициента дисконтирования

Года	1	2	3	4	5	6	7
k	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58

Рассчитаем текущую стоимость денежного потока на протяжении жизненного цикла проекта:

$$PV = (14000,00 \cdot 0,86) = 12040,00 \text{ ù ù ñ. òã};$$

$$PV = (14000,00 \cdot 0,86) = 12040,00 \text{ ù ù ñ. òã};$$

$$PV = (14000,00 \cdot 0,79) = 11060,00 \text{ ù ù ñ. òã};$$

$$PV = (14000,00 \cdot 0,74) = 10360,00 \text{ ù ù ñ. òã};$$

$$PV = (14000,00 \cdot 0,68) = 9520,00 \text{ ù ù ñ. òã};$$

$$PV = (14000,00 \cdot 0,63) = 8820,00 \text{ ù ù ñ. òã};$$

$$PV = (14000,00 \cdot 0,58) = 8120,00 \text{ ù ù ñ. òã};$$

$$PV_{\Sigma} = 13020,00 + 12040,00 + 11060,00 + 10360,00 + 9520,00 + 8820,00 + 81120,00 = 72940,00 \text{ ðù ñ. ðã.}$$

Определение экономической эффективности любого проекта заключается в расчете NPV (чистой дисконтированной стоимости) $NPV = CI + PV$:

$$NPV = -68812,52 + 13020,00 = 55792,52 \text{ ðù ñ. ðã.}$$

$$NPV = -55792,52 + 12040,00 = 43752,52 \text{ ðù ñ. ðã.}$$

$$NPV = -43752,00 + 11060,00 + 32965,52 \text{ ðù ñ. ðã.}$$

$$NPV = -32965,52 + 10360,00 = -22392,52 \text{ ðù ñ. ðã.}$$

$$NPV = -22392,52 + 92520,00 = -12872,52 \text{ ðù ñ. ðã.}$$

$$NPV = -12872,52 + 8820,00 = -4052,52 \text{ ðù ñ. ðã.}$$

$$NPV = -4052,52 + 8120,00 = 4067,48 \text{ ðù ñ. ðã.}$$

Расчет ведется до первого положительного значения NPV , т.е. до 7-го года. Расчеты для наглядности представлены в таблице 5.3

Т а б л и ц а 5.3 – Расчет NPV

Год	CF денежный поток, тыс. тенге	Коэффициент дисконтирования $r = 8\%$	PV , тыс. тенге	NPV , тыс. тенге
0	-68812,52	1	-68812,52	
1	14000,00	0,93	13020,00	- 55792,52
2	14000,00	0,86	12040,00	- 43752,52
3	14000,00	0,79	11060,00	- 32965,52
4	14000,00	0,74	10360,00	- 22392,52
5	14000,00	0,68	9520,00	- 12872,52
6	14000,00	0,63	8820,00	- 4052,69
7	14000,00	0,58	8120,00	4067,69

Индекс рентабельности, PI , представляет собой отношение суммы приведенных эффектов к величине инвестиционных затрат и рассчитывается по формуле:

$$PI = \left(\sum_{t=1}^n \frac{PV_t}{(1+E)^t} \right) / I_0$$

$$PI = \left(\frac{13020,00}{0,93} + \frac{12040,00}{0,86} + \frac{11060,00}{0,79} + \frac{10360,00}{0,74} + \frac{9520,00}{0,68} + \frac{8820,00}{0,63} + \frac{8120,00}{0,58} \right) / 68812,52 = 1,424$$

Исходя из расчетов, можно сделать вывод о том, что чистая дисконтированная стоимость NPV получилась положительной на 7-ой год и это означает, что в течение своей жизни проект возместит первоначальные затраты в 68812,52 тыс. тенге, а на 7 год расчетного периода обеспечит получение прибыли, а также получение некоторой дополнительной прибыли, равной 4067,48 тыс. тенге.

Индекс рентабельности $PI > 1$, следовательно проект прибыльный и его следует принять.

Технико – экономическое обоснование замены оборудования подстанции показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 68812,52 тыс. тенге, с учетом дисконтированной стоимости, составляющей 72940,00 тыс. тенге, окупятся за 7 лет, т.е. замену электрооборудования можно считать экономически целесообразной.

Заключение

В ходе выполнения дипломной работы на тему «Повышение надежности подстанции» был произведен анализ различных аспектов повышения надежности подстанций, приведены показатели по которым оценивается надежность в целом. Подробно рассмотрен один из способов повышения надежности данной подстанции – замена морально и физически устаревших высоковольтных выключателей и устройств защиты от перенапряжений. Выполнены аналитические исследования по выбору оборудования. Рассчитаны токи короткого замыкания, максимально рабочие токи и произведена проверка заменяемого оборудования по критериям выбора.

Произведено сравнение эксплуатационных, габаритных и технических характеристик, сделаны выводы о правильности выбора оборудования и для проверки произведен расчёт токов короткого замыкания. По данным расчёта было выбрано силовое оборудование подстанции (выключатели, ограничители перенапряжения). Расчётным путем установлено, что выбранное оборудование соответствует всем нормам.

В дипломной работе были рассмотрены разделы безопасность жизнедеятельности и приведено технико-экономическое обоснование замены оборудования.

В разделе безопасность жизнедеятельности были рассмотрены обеспечение электробезопасности обслуживающего персонала на подстанции 110/10 кВ, «Сагабуен», меры, обеспечивающие электробезопасность, расчет токов проходящих через тело человека, находящегося вблизи ВЛ СВН, прожекторное освещение подстанции выбор высоты установки прожектора, выбор угла наклона прожекторов, расчет прожекторного освещения.

В технико-экономическом обосновании представлены расчеты экономической выгоды повышения надежности подстанции «Сагабуен». Срок окупаемости составляет 7 лет. На седьмой год прибыль составит 4067,48 тыс. тг..

Перечень сокращений слов, применяемых в основных надписях, технических требованиях и таблицах и спецификациях

Полное наименование	Сокращение
Акционерное общество	АО
Автоматическое повторное включение	АН В
Государственное унитарное предприятие	ГУЛ
Воздушная линия	ВЛ-
Высокое напряжение	ВН-
год, город	г
Закрытое распределительное устройство	ЗРУ
Короткое замыкание	КЗ
короткое замыкание	к.з
Капитальный ремонт	КР
Комплектное распределительное устройство	КРУ
Линия электропередачи	ЛЭП
Низкое напряжение	НИ
Отделитель	ОД
Подстанция	ПС
Правила технической эксплуатации	ПТЭ
Правила устройство электроустановок	ПУЭ
Производственное энергическое объединение	ПЭО
Распределительный пункт	РП
Регулирование под напряжением	РПН
Распределительное устройство	РУ
Распределительная электрическая кампания	РЭК
Система	С
Среднее напряжение	СН
Технические испытание	ТИ
Текущий ремонт	ТР
трансформатор тока	ТТ
то есть	т. е.
тысяч	тыс
Фонд оплаты труда	ФОТ
Человек	чел
штук	шт

Список литературы

1. Работы учебные. Фирменный стандарт. СТ НАО 56023-1910-01-2009.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985 г.
3. Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
4. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем. Под ред. В.Н. Казанцева. – М.: Энергоатомиздат, 1983.
5. Идельчик В.И. Электрические сети и системы. Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
6. Электрические сети и системы. Учебное пособие для ВУЗов. – М.: Высшая школа, 1986.
7. Оценка надежности электроустановок. Под редакцией Б.А. Константинова. – М.: Энергия, 1974.
- 8 Ю.А. Фокин. Надежность и эффективность сетей электрических систем. – М.: Высш. шк., 1989
9. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. – М.: Наука, 1986.
10. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках.- М.: Энергоатомиздат, 1984.
11. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей: Учебное пособие для студентов ВУЗов; под ред. В.М. Блок – М.: Высшая школа, 1981 – 304с.Правила устройства электроустановок.- М.: Энергоатомиздат, 2000.
12. Р. Хэвиленд. Инженерная надежность и расчет на долговечность. М.: Энергия, 1966.
12. <http://www.wikipedia.com>.
13. <http://www.forca.ru>
14. <http://www.twirpx.com>.