

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа энергетики

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль Электроэнергетические системы и сети

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Проект реконструкции ОРУ 220 кВ подстанции 500 кВ Томская УДК 621.311.4-048.35(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А3Г1	Кошелев Виктор Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Козлова Людмила Евгеньевна	К.Т.Н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Калмыкова Екатерина Юрьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД	Амелькович Юлия Александровна	К.Т.Н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника	Шестакова В.В.	К.Т.Н., доцент		

## Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
P1	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.	Требования ФГОС (ПК-2, ПК-3, ОК-14), <i>CDIO Syllabus</i> (1.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P2	Уметь формулировать задачи в области <i>релейной защиты и автоматики</i> , анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.	Требования ФГОС (ОК-1, ПК-3, ПК-6, ПК-7), <i>CDIO Syllabus</i> (2.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P4	Уметь проектировать <i>противоаварийную автоматику, релейную защиту</i> .	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-8, ПК-9–14), <i>CDIO Syllabus</i> (4.4), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P3	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния релейной защиты и противоаварийной автоматики, интерпретировать данные и делать выводы.	Требования ФГОС (ПК-6, ПК-38–44, ПК-51), <i>CDIO Syllabus</i> (2.2), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области релейной защиты и противоаварийной автоматики.	Требования ФГОС (ПК-14, ПК-16, ПК-20–21, ПК-37), <i>CDIO Syllabus</i> (4.5), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P6	Иметь практические знания принципов и технологий релейной защиты и противоаварийной автоматики отраслей, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.	Требования ФГОС (ПК-18, ПК-23–28, ПК-30, ПК-37, ПК-45, ПК-46–51), <i>CDIO Syllabus</i> (4.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<i>Универсальные компетенции</i>		
P7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области <i>электроэнергетики</i> .	Требования ФГОС (ОК-4, ОК-10, ОК-14, ПК-14, ПК-20, ПК-28, ПК-29, ПК-31), <i>CDIO Syllabus</i> (4.3, 4.7, 4.8), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P8	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в областях <i>электроэнергетики</i> .	Требования ФГОС (ОК-2, ОК-11, ОК-12, ОК-15, ПК-1, ПК-10, ПК-19, ПК-26), <i>CDIO Syllabus</i> (3.2, 4.7), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области <i>электроэнергетики</i> .	Требования ФГОС (ОК-3, ОК-7, ПК-32, ПК-34), <i>CDIO Syllabus</i> (3.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области <i>электроэнергетики</i> .	Требования ФГОС (ОК-3, ОК-7, ПК-32, ПК-34), <i>CDIO Syllabus</i> (3.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-4, ОК-7, ОК-9, ПК-4, ПК-35), <i>CDIO Syllabus</i> (2,5), Критерий 5 АИОР (п. 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P11	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области <i>электроэнергетики</i> с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.	Требования ФГОС (ОК-8, ОК-9, ПК-5, ПК-21, ПК-22, ПК-36), <i>CDIO Syllabus</i> (4.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P12	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области <i>электроэнергетики</i> .	Требования ФГОС (ОК-5, ОК-6, ОК-10, ОК-13, ОК-16, ПК-31, ПК-33), <i>CDIO Syllabus</i> (2.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа энергетики

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль Электроэнергетические системы и сети

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП 13.03.02

\_\_\_\_\_ Шестакова В.В.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А3Г1	Кошелев Виктор Викторович

Тема работы:

Проект реконструкции ОРУ 220 кВ подстанции 500 кВ Томская	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	01.02.2018. 590/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2018
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. Д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. Д.).</i></p>	<p>Открытое распределительное устройство 220кВ.                  Режим работы – непрерывный.                  Возможность поражения электрическим током.                  Влияние на окружающую среду минимальное.</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Необходимость реконструкции ОРУ 220кВ.                  Выбор оборудования, анализ его технических характеристик.                  Технико-экономическое обоснование реконструкции, расчёт затрат на оборудование и монтаж. Релейная защита ВЛ 220кВ и шиносоединительного выключателя.                  Социальная безопасность.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>  <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Социальная ответственность	Амелькович Юлия Александровна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Калмыкова Екатерина Юрьевна

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	12.02.18
---	----------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Козлова Людмила Евгеньевна	к.т.н.		12.02.18

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А3Г1	Кошелев Виктор Викторович		12.02.18

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа энергетики

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль Электроэнергетические системы и сети

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05.03.18	Обоснование необходимости реконструкции ОРУ220.	20
02.04.18	Задачи реконструкции ОРУ220кВ, описаны главные схемы электрических соединений ОРУ220-500кВ.	20
23.04.18.	Выбор оборудования, выбор коммутационного аппарата, выбор трансформаторов тока, технические данные выбранного выключателя, расчёт показателей надёжности элементов сети.	20
21.05.18	Технико-экономическое обоснование реконструкции ОРУ220кВ, расчёт затрат на оборудование и монтаж.	20
22.05.18	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
25.05.18	Социальная ответственность	10
		100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Козлова Людмила Евгеньевна	к.т.н.		12.02.18

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника	Шестакова В.В.	к.т.н., Доцент		13.02.18

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 130 страниц, 27 рисунков, 15 таблиц, 16 источника, \_\_\_ приложения.

**Ключевые слова:** Подстанция; Реконструкция; Трансформатор тока; Короткое замыкание; Выключатель;

**Объект исследования:** Открытое распределительное устройство 220кВ подстанции «Томская-500»

В процессе работы проводились расчеты затрат на оборудование и монтаж, расчёт экономической эффективности капиталовложений. Расчет показателей надежности распределительных устройств. Полученными результатами являются числовые значения необходимости реконструкции.

**Область применения:** результаты данной работы могут быть использованы как образец для дальнейших реконструкций.

## ABSTRACT

Final qualifying work contains 130 pages, 27 figures, 15 tables, 16 sources, \_ \_ \_ applications.

**Keyword:** electric power substation; redevelopment; TT; short-to-power; disconnecter switch;

**Object of research:** the open distribution system 220 kV of substation "Tomsk-500»

In the process of work carried out calculations of the cost of equipment and installation, the calculation of the economic efficiency of investment. Calculation of reliability of switchgear. The results obtained are the numerical values of the need for reconstruction.

**Scope:** the results of this work can be used as a model for further reconstruction.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ОРУ - открытое распределительное устройство.

АПВ - автоматическое повторное включение.

РПН - регулировка под напряжением.

ПС – подстанция.

ВГТ – выключатель элегазовый.

ВМТ – выключатель маломасляный.

«ПАО ЕЭС» - публичное акционерное общество единой энергетической системы.

КЗ – короткое замыкание.

АТ – автотрансформатор.

ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности.

ВЛ – воздушная линия электропередачи.

ПКЭ – показатель качества электроэнергии.

ТН – трансформатор напряжения.

ОПН – ограничитель перенапряжения.

АВР – автоматика ввода резерва.

РОДЦ – реактор однофазный.

ВВБ – воздушный выключатель.



## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	10
Глава 1. Задача реконструкции открытого распределительного устройства-220кВ подстанции -500 кВ «Томская»	12
1.1. Назначение и местоположение подстанции в Томской энергосистеме и объединенной энергосистемы Сибири	12
1.2. Главные схемы электрических соединений открытых распределительных устройств 500-220 кВ	17
Глава 2. Обоснование необходимости реконструкции открытого распределительного устройства -220 кВ	24
2.1. Выбор оборудования	27
2.1.1. Выбор коммутационного аппарата	27
2.1.2. Выбор трансформаторов тока	28
2.2. Технические данные выбранного коммутационного аппарата	31
2.3. Расчет показателей надежности распределительных устройств	41
2.4. Релейная защита воздушных линий и шиносоединительного выключателя	54
2.5. Экспериментальное обследование показателей качества электроэнергии на шинах распределительных устройств	61
Глава 3. Техничко-экономическое обоснование реконструкции распределительного устройства ОРУ-220 кВ	76
3.1. Расчёт затрат на оборудование и монтаж	77
3.2. Расчет экономической эффективности капиталовложений	78
Глава 4. Расчет контура заземления подстанции	83
Глава 5. Социальная ответственность	90
5.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов	91
5.2. Производственная безопасность. Анализ опасности поражения электрическим током	92

5.3.	Падение с высоты	97
5.4.	Защита работников от возможности механического разрушения оборудования	99
5.5.	Освещение	103
5.6.	Повышенная напряжённость электромагнитного поля	104
5.7.	Микроклимат. Оптимальные условия микроклимата	106
5.8.	Шум	108
5.9.	Экологическая безопасность	115
5.10.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	119
5.11.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	123
	Заключение	124
	Список литературы	

## ВВЕДЕНИЕ

Формирование объединенной энергетической системы Сибири началось в 1960г. В 1963г. включением Томской ГРЭС-2 в единую энергетическую систему Сибири образовалась Томская энергосистема. Включением воздушной линии напряжением 500 кВ ПС «Ново-Анжерская - Назарово» на напряжение 220 кВ позволило увеличить пропускную способность линий для покрытия дефицита мощности в Кузбасской энергосистеме. В период с 1970 по 1990г. на территории Западной Сибири были построены и введены в эксплуатацию мощные электростанции, подстанции, воздушные линии, районного, системного и межсистемного значения. Летом 1978 г. произведено объединение энергосистем Сибири. На параллельную работу по линиям электропередачи напряжением 110 и 220 кВ были переведены три энергосистемы: Омская; Новосибирская; Кузбасская энергосистемы. Объединенная энергосистема Западной Сибири стала самой мощной и значимой энергосистемой Единой Энергетической Системы. Единая энергетическая система (ЕЭС) России была и остается высшей формой организации производства, передачи и распределения электрической энергии независимо от форм собственности в энергетике и способов формирования федеральных и региональных рынков электроэнергии.

ЕЭС России — это постоянно развивающийся высокоавтоматизированный комплекс, охватывающий практически всю территорию России, объединенный общим режимом работы и единым

					ФЮРА 130302.006. ПЗ			
И	Лист	№ Докумен.	Подп.	Дата				
Разраб.	Кошелев В.В.				Введение	Литер	Лист	Лист
Руково	Козлова Л.Е.							
						ТПУ ИНЭО Гр. 3-5А3Г1		

централизованным оперативно-диспетчерским и автоматическим управлением, который включает около 500 тепловых, 8 атомных и более 100 гидроэлектростанций, 2 млн. км линий электропередачи всех классов напряжений, в том числе свыше 30 тыс. км основных системообразующих воздушных линий электропередачи напряжением 500 и 750 кВ.

По своим масштабам ЕЭС России является крупнейшей в мире и объединяет 66 региональных энергосистем из 75 функционирующих на территории Российской Федерации. Установленная электрическая мощность электростанций в целом по России составляет 205 млн. кВт, а ЕЭС России – 192,7 млн. кВт, в том числе тепловых -131,4 млн. кВт (68,2 %), гидравлических -40 млн. кВт (20,8 %) и атомных -21,3 млн. кВт (11,1 %). Производство электроэнергии электростанциями Российской Федерации в 1997 г. составило 818,1 млрд. кВт/ч, а в ЕЭС России 779,6 млрд. кВт/ч, в том числе на тепловых электростанциях 526,2 млрд. кВт/ч (67,4 %), на гидравлических –145,1 млрд. кВт/ч (18,6 %) и атомных -108,3 млрд. кВт/ч (13,9 %). Создание Единой энергетической системы (ЕЭС) России дало возможность повысить темпы роста энергетических мощностей за счет укрупнения электростанций и повышения единичной мощности агрегатов, снизить стоимость вновь вводимых мощностей, повысить производительность труда при строительстве и эксплуатации электростанций. Регулирование межсистемных потоков в ЕЭС позволяет облегчить покрытие переменной части графика нагрузки, обеспечивая более ровный режим работы крупных атомных и тепловых электростанций за счет использования маневренных возможностей гидроэлектростанций. Объединение энергосистем позволило значительно повысить надежность энергоснабжения потребителей за счет взаимопомощи энергосистем в аварийной ситуации. Именно запас прочности, заложенный при создании ЕЭС России, позволил обеспечить устойчивое электроснабжение потребителей страны в период акционирования и разделения собственности в электроэнергетике.

Осуществляемые в настоящее время реструктуризация управления электроэнергетической отраслью страны, создание рыночных и конкурентных условий в электроэнергетике не должны вести к снижению уровня надежности работы Единой энергетической системы (ЕЭС) России и как следствие к созданию угрозы энергетической безопасности страны. Текущее снижение электропотребление на 25% по сравнению с 1990 г. является временным и должно рассматриваться, как возможность развернуть необходимое строительство по замещению выбывающего оборудования (отработавшего свой ресурс) и покрытию нарастающего энергопотребления. Объем оборудования, выработавшего эксплуатационный ресурс в ближайшие 10-12 лет, составляет 75 млн. кВт. Необходимость эксплуатации морально и физически устаревшего оборудования электростанций привела к обвальному росту его доли в установленной мощности ЕЭС. В настоящее время износ основных фондов линий электропередачи ЕЭС России превышает 25 %, подстанций-45 %, трансформаторов - более 30%, воздушных выключателей – эксплуатируются свыше 30 лет и почти пришли в негодность.

Анализ существующего состояния электростанций России показал, что значительная их часть находится в эксплуатации более 30 лет и оснащена оборудованием, выработавшим парк ресурс, например, в ОЭС Сибири около 67 %.

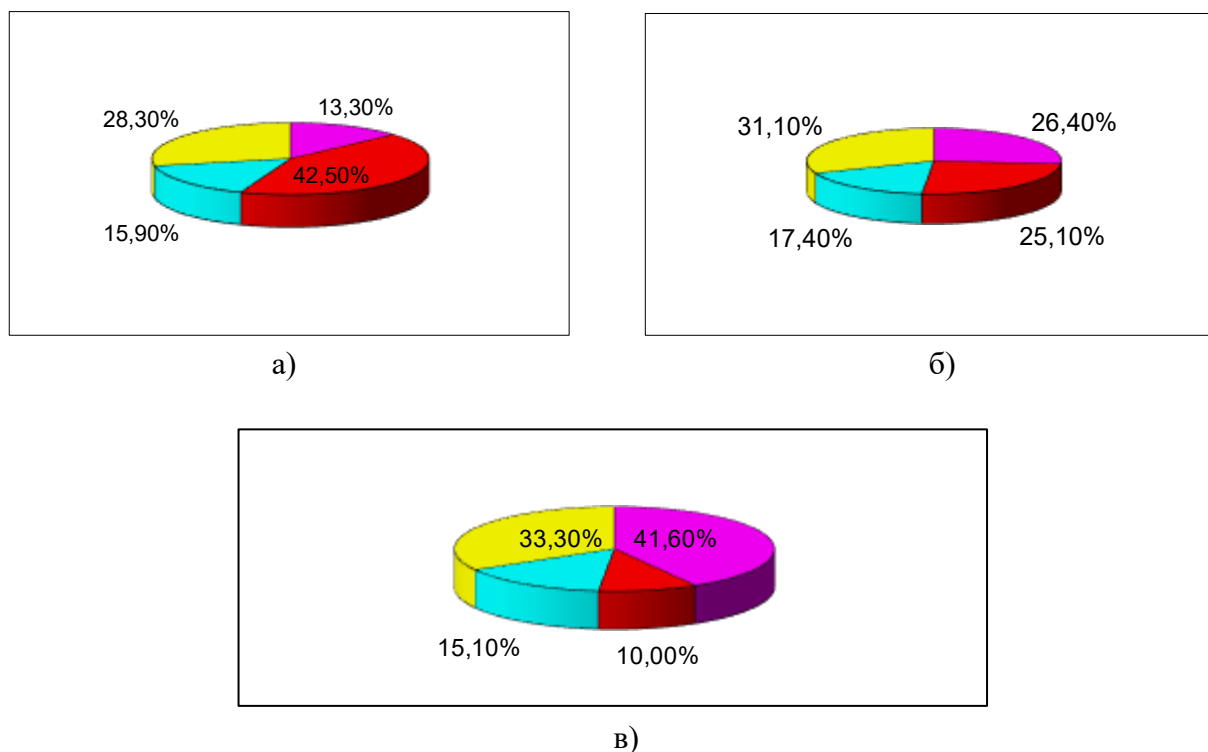


Рис. 1 - Возрастная структура установленной мощности ЕЭС России на начало, а) 2001 г, б) 2006 г, в) 2016 г.

На рисунке 1 показана возрастная структура установленной мощности ЕЭС России, характеризующая динамику процесса старения энергетических мощностей за 10 лет. На начало 1991 г. 13,3 % установленной мощности ЕЭС выработало парковый ресурс, к 1996 г. доля устаревшего оборудования увеличилась почти в 2 раза и составила 26,4 %, к концу 2016 г. выросла ещё в 1,6 раза и составила 41,6 %.

Эксплуатация воздушных и масляных выключателей на объектах ПАО «ЕЭС России» сопряжена со значительными материальными затратами. Ежегодные расчетные затраты на техническое обслуживание, проведение текущих, средних и капитального ремонта выключателей и воздухоприготовительных установок составляет 50,0 млрд руб.

Известно, что эксплуатация физически и морально устаревшего оборудования сопряжена с ростом частоты и длительности плановых и аварийных простоев оборудования электрических сетей. Рост аварийности энергетического оборудования, обусловленный его

длительной и недостаточно качественной эксплуатацией, в свою очередь оказывает негативное влияние на надежность ЭЭС и электроснабжение

потребителей. Строительство новых и модернизация старых промышленных и сельскохозяйственных предприятий требует разработки вопросов надежности и экономии электроэнергии.

Экономия энергетических ресурсов должна осуществляться путем:

- перехода на энергосберегающие технологии производств
- совершенствования энергетического оборудования;
- реконструкции устаревшего оборудования;
- сокращения всех видов энергетических потерь и повышение уровня использования вторичных энергетических ресурсов.

Эти задачи предусматривают внедрения и рациональную эксплуатацию электрооборудования, снижение потерь электроэнергии при её передаче, распределении и потреблении.

С изменением мощности нагрузок и появлением новых потребителей необходимо рассматривать вопросы обеспечения потребителей требуемой электроэнергией и надежного электроснабжения.

## ГЛАВА 1. ЗАДАЧА РЕКОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА -220 кВ ПОДСТАНЦИИ -500 кВ «ТОМСКАЯ»

1.1. Назначение и местоположение подстанции «ТОМСКАЯ- 500 кВ» в Томской энергосистеме и объединенной системы Сибири.

В соответствии с разработанной в 1969 г. Сибирском отделении института «Энергосетьпроект» схемой развития Объединенной энергосистемы Центральной Сибири в 1974 году институтом «Томскэнергосетьпроект» была спроектирована подстанция - 500 кВ «Томская». Для размещения оборудования подстанции согласно компоновочным решениям необходима площадка. Ориентировка площадки подстанции и расположение основных сооружений на ней определялась выводами линий электропередачи в требуемом направлении, положение подъездных железной и автомобильной дорог и рельефом местности. Оптимальный выбор площадки подстанции расположен на расстоянии 30 км к северо-востоку от города Томска.

Функцией подстанции является – трансформация электроэнергии с одного уровня на другой и распределение электроэнергии между потребителями.

Подстанция предназначена для усиления связи Томской энергосистемы с объединенной энергосистемой Сибири, централизованного и надёжного электроснабжения перекачивающих насосных станций нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск», компрессорных станций газопровода «Мыльджино – Кузбасс и Нижне-Вартовское – Парабель».

					<b>ФЮРА 130302.006. ПЗ</b>			
<b>И</b>	<b>Лист.</b>	<b>№ Докумен.</b>	<b>Под</b>	<b>Дата</b>	Задача реконструкции распределительного устройства 220 кВ подстанции «Томская-500	<b>Литер</b>	<b>Лист</b>	<b>Лис</b>
<b>Разраб.</b>	<b>Кошелев В.В.</b>							
<b>Руков</b>	<b>Козлова Л.Е.</b>							
						ТПУ ИНЭО Гр. 3-5А3Г1		



В настоящее время электроснабжение действующих месторождений нефти и газа Северо-Западного района Томской области осуществляется по двухцепной линии 220 кВ от подстанций «Томская» и «Сибирская». Подстанция «Сибирская» с высшим напряжением 500 кВ входит в состав объединенной энергосистемой Урала (Тюменская энергосистема).

Подстанция - 500 кВ «Томская» это мощная узловая подстанция системного значения. По характеру выдачи мощности и питанию нагрузки это подстанция, выдающая мощность через автотрансформаторы из сети высшего напряжения в сеть среднего напряжения. По местоположению – коммутационный узел системы, через который на стороне высшего напряжения по линиям проходят большие межсистемные потоки мощности. По способу управления оборудованием – с постоянным оперативным персоналом.

Учитывая, присоединение к подстанции особо важных объектов электропотребления подстанция относится к первой категории электроснабжения.

Связь подстанции с объединенной энергосистемой Сибири осуществляется воздушными линиями электропередачи напряжением 500 кВ:

- одноцепной линией с подстанцией «НАП-500» (Кузбассэнерго);
- одноцепной линией с подстанцией «Итат-1150» (Красноярскэнерго).

Связь подстанции с Томской энергосистемой осуществляется воздушными линиями электропередачи напряжением 220 кВ:

- одноцепной линией с подстанцией «Асино-220»;
- двухцепной линией с подстанцией «Восточная-220»;
- двухцепной линией с подстанцией «Володино-220»;
- одноцепной линией с подстанцией «ГПП-220»;
- одноцепной линией с подстанцией «ТЭЦ-3»;
- одноцепной линией с подстанцией «ЭС-2 СХК»;

Основными объектами подстанции являются: открытые распределительные устройства напряжением 500 и 220 кВ, установка силовых автотрансформаторов и шунтирующих реакторов, открытый склад трансформаторного масла, здания: общеподстанционный пункт управления,

релейный щит, трансформаторно-масляного хозяйства, компрессорной станции, насосная станция пожаротушения.

Источником питания цепей постоянным током являются две аккумуляторные батареи типа СН-720 ёмкостью по 720 А/ч без элементных коммутаторов. В состав потребителей постоянного тока входят:

- устройства релейных защит, противоаварийной автоматики;
- оперативные цепи управления коммутационными аппаратами;
- цепи аварийной и предупредительной сигнализации;
- аварийного освещения;
- электромагниты управления приводов выключателей.

В качестве подзарядного устройства применяется выпрямительный агрегат с твердыми выпрямителями типа ВАЗП-380/260-40/80 на напряжение 380-260 и ток 40-80А. Источником питания потребителей собственных нужд является два трансформатора собственных нужд типа ТМ-630/10/0,4 общей мощностью 1260 кВА. Трансформаторы собственных нужд подключены к обмоткам низкого напряжения автотрансформаторов. Для ограничения токов короткого замыкания и поддержания уровня напряжения на шинах трансформаторы собственных нужд подключены через токоограничивающий реактор наружной установки типа РБАН-10-1000-8. Предусмотрен резервный трансформатор собственных нужд типа ТМ-630-/10/0,4, который получает питание по кабельной линии от постороннего местного источника – шины 10 кВ подстанции ПТФ -35/10.

Коммутационными аппаратами в схеме собственных нужд приняты выключатели ВМПЭ-10 расположенные в шкафах КРУН-10 кВ.

В состав потребителей собственных нужд входят:

- электродвигатели обдува автотрансформаторов и шунтирующего реактора;
- устройства обогрева электрооборудования;
- компрессорная установка;
- система автоматического пожаротушения;
- наружное освещение распределительных устройств;
- отопление и освещение помещений;

Для всех сооружений и объектов подстанции приняты действующие типовые проекты, использованы типовые решения и унифицированные типовые конструкции.

Все основные сооружения подстанции связаны между собой внутриплощадочными автомобильными дорогами, имеющими твердое покрытие.

Для управления электроустановкой предусмотрен общеподстанционный пункт управления. В общеподстанционном пункте управления расположен

главный щит управления с панелями релейной защиты, автоматики, управления, сигнализации, щит постоянного и переменного тока.

Оперативное обслуживание подстанции принято круглосуточное с дежурством на главном щите управления оперативным персоналом по два человека в смену.

Для проведения ремонтов автотрансформаторов и реакторов на подстанции сооружена башня ревизии трансформаторов, оборудованная мостовым краном для поднятия кожуха и сердечника автотрансформаторов и реакторов и трансформаторно-масляным хозяйством с оборудованием для регенерации трансформаторного масла.

Автотрансформаторы и шунтирующие реакторы установлены на рельсовом основании на собственных катках.

Внутриплощадочный железнодорожный путь перекачки предназначен для транспортировки автотрансформаторов и шунтирующих реакторов от места установки к ремонтной башне ревизии трансформаторов для проведения капитальных ремонтов.

Система охлаждения автотрансформаторов и шунтирующих реакторов масляное дутьевое с принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители типа ДЦ. Для защиты изоляции обмоток реакторов и автотрансформаторов от коммутационных и волн атмосферных перенапряжений, набегающих с линий электропередачи, установлены ОПН-220-500кВ, РВО-10 кВ.

От прямых ударов молнии открытые распределительные устройства защищены молниеотводами, установленные на конструкциях и прожекторных мачтах.

На подстанции действует сеть маслоуловителей, маслоотводов и аварийного маслоприемника. Маслоприемник ёмкостью 75 м<sup>3</sup> рассчитан на задержание полного объёма масла одного автотрансформатора с массой трансформаторного масла 40 тонн с учетом воды на его пожаротушение.

Для тушения автотрансформаторов и шунтирующих реакторов предусмотрена автоматическая установка пожаротушения распыленной водой под давлением 7 кгс/см<sup>2</sup>. Автоматическая установка пожаротушения оборудована двумя насосами типа 8НДВ-60 с асинхронными электрическими двигателями мощностью по 190 кВт производительностью 540 м<sup>3</sup>/час, и пожарным резервуаром ёмкостью 250 м<sup>3</sup>, а также сухотрубками, снабженными на питательных линиях электрическими задвижками, открываемыми автоматически при возникновении пожара.

Пожаротушение кабельного полуэтажа, расположенного в общеподстанциином пункте управления, осуществляет стационарная автоматическая огнегасительная сплинкерная установка.

Подстанция оборудована сетью пожарного водоснабжения с гидрантами от водопроводной сети. На подстанции существует аварийный запас для ликвидации аварийных ситуаций связанный с эксплуатацией электрооборудования.

Все аппараты открытых распределительных устройств расположены на железобетонных основаниях. По территории открытых распределительных устройств предусмотрены автомобильные проезды и площадки для возможности механизации монтажа и проведения

обслуживания оборудования. Территория открытых распределительных устройств и подстанция огорожена сплошным сетчатым ограждением.

Оборудование подстанции «Томская-500 кВ» находится в

оперативном управлении объединенного диспетчерского управления (ОДУ) Сибири и оперативном ведении системного оператора Томского районного диспетчерского управления.

Эксплуатацию и ремонт оборудования подстанции осуществляет Кузбасское предприятие магистральных электрических сетей и входит в состав Федеральной сетевой компании магистральных электрических сетей Сибири (ФСК МЭС).

## 1.2. Главные схемы электрических соединений, открытых распределительных устройств 500-220 кВ.

Главная схема электрических соединений должна обладать высокой эксплуатационной надёжностью, обеспечивать в аварийном и ремонтном режимах:

- выдачу в сеть среднего и низшего напряжений максимально возможной мощности;
- сохранение, а в аварийном режиме необходимого количества электрических связей достаточной пропускной способности на высшем напряжении, поддерживающих устойчивость электропередачи в целом;
- сохранение транзитов мощности в различные пункты электрической сети на высшем и среднем напряжениях.

Главная схема подстанции является основным элементом, который определяет все свойства, особенности, техническую характеристику, конструктивную часть, размеры площадки и объёмы работ по благоустройству, способ её сооружения. Она определяет не только размеры капитальных затрат на основное электротехническое оборудование и ежегодные эксплуатационные расходы, расчетные затраты, но и также все эксплуатационные и режимные свойства в течение многих лет её последующей эксплуатации.

Открытыми распределительными устройствами (ОРУ) - называются распределительные устройства, расположенные на открытом воздухе. Применяются ОРУ на напряжениях 35-750 кВ, так как при этих напряжениях ОРУ обладает существенными преимуществами по сравнению

с закрытыми распределительными устройствами (ЗРУ): меньший объём строительных работ; существенная экономия строительных материалов; меньшие капитальные затраты; сроки сооружения; опасность распространения повреждений (вследствие больших расстояний между аппаратами); хорошая обзореваемость; удобство расширения и простота замены оборудования другим. Компоновка электрооборудования, конструктивные исполнения, монтаж токоведущих частей, ошиновка и установка изоляторов, изоляционные и другие минимальные расстояния выбрана на основании главной схемы электрических соединений таким образом, чтобы обеспечить безопасное обслуживание оборудования в нормальном режиме работы электроустановки.

Схемы подстанций, представляющих собой мощные коммутационные узлы системы, на стороне высшего напряжения должны выполняться с многократным присоединением линий преимущественно двойным. Открытое распределительное устройство напряжением 500 кВ принято по схеме «четырёхугольника» по два выключателя в линии, то есть с двойным присоединением. Эта схема, предусматривающая присоединение линий через два выключателя и автотрансформатора глухо к шинам, получили название «шины-трансформатор» (Ш-Т).

Схема четырёхугольника (квадрата) является простейшим элементом схемы «шины-трансформатор» которая может развиваться в схему с тремя и четырьмя отходящими линиями в вариантах с установкой секционного выключателя на сборных шинах и без такового. Схема обладает высокой надёжностью, экономична ( $k = n$ , то есть четыре выключателя на четыре присоединения) и имеет существенные преимущества:

- при повреждении на шинах подстанции транзит не нарушается;
- практически исключается полное погашение подстанции и, следовательно, нет ущерба от недоотпуска электроэнергии;
- вероятность отказа выключателя в нормальной эксплуатации, так и во время аварии чрезвычайно мала, так как схема позволяет в любое время производить опробование и ревизию выключателей без нарушения схемы;

- возможность осуществлять пофазное автоматическое повторное включение( АПВ) линий.
- использование разъединителей в схеме только для ремонтных работ;
- возможность поэтапного развития подстанции на базе идентичных конструктивных элементов.

К недостаткам схемы четырехугольника следует отнести более сложный выбор трансформаторов тока и разъединителей.

Полный перерыв электроснабжения при схеме «четырёхугольника» может произойти лишь в случае совпадения отказа одного выключателя или аварии одной линии или автотрансформатора с ревизией выключателя другой параллельной цепочки или другой линии, или другого автотрансформатора, а также при совпадении отказов обеих линий или обоих автотрансформаторов.

В качестве коммутационных аппаратов в открытом распределительном устройстве 500 кВ приняты воздушные выключатели серии ВВБ -500 с током отключения 35,5 кА. В цепи каждого выключателя для организации цепей релейных защит, измерений и учета установлены трансформаторы тока типа ТФЗМ-500/2000 и в каждой воздушной линии 500 кВ установлены трансформаторы напряжения типа НКФ-500.

Выключатели серии ВВБ-500 предназначены для коммутационных операций при нормальных и аварийных режимах, а также для работы в режиме АПВ (О-В-О) в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 500 кВ. Основным элементом выключателя является дугогасительный модуль с двумя разрывами в металлическом резервуаре со сжатым воздухом давлением 20 кг/см<sup>2</sup> (2 МПа).

В воздушных выключателях гашение электрической дуги происходит сжатым воздухом, изоляция токоведущих частей и дугогасительного устройства осуществляется фарфором.

В выключателях ВВБ-500 давление воздуха к моменту гашения равно номинальному, поэтому они имеют большую мощность отключения.

Дугогасительный модуль – это двухразрывная дугогасительная камера, контактная система которой находится в среде сжатого воздуха. Выключатель состоит из трех полюсов, полюс состоит из шести модулей, установленных на трех опорных колонках изоляторов, то есть 12 разрывов на фазу.

Воздушные выключатели серии ВВБ имеют следующие достоинства:

- взрыво- и пожаробезопасность;
- быстродействие и возможность выполнения быстродействующего ОАПВ;

- высокая отключающая способность;
- надежное отключение ёмкостных токов линий;
- малый износ дугогасительных контактов;
- легкий доступ к дугогасительным камерам;
- модульный принцип позволяет замену поврежденный модуль на новый;

- возможность создания серий из крупных узлов.

К недостаткам воздушных выключателей можно отнести:

- необходимость компрессорной установки;
- сложная конструкция ряда деталей и узлов;
- относительно высокая стоимость;
- необходимость установки выносных трансформаторов тока.

Ошиновка распределительного устройства и воздушные линии выполнены гибким многопроволочным сталеалюминивым проводом АСО-300, поддерживаются к линейным порталам и сборным шинам растяжками из подвесных гирлянд изоляторов типа ПС. Изоляция распределительного устройства принята опорная и подвесная. Для уменьшения потерь на

корону ошиновка распределительного устройства и воздушных линий 500 кВ выполнена проводом три в фазе с дистанционными распорками. К воздушной линии напряжением 500 кВ «Итат – Томская» через собственный выключатель типа ВВ-500Б с искровым промежутком подключен шунтирующий реактор, состоящий из трех однофазных шунтирующих реакторов типа РОДЦ-180000/500 мощностью 3 x 60 МВАр



с резервной фазой мощностью 60 МВАр для компенсации зарядной мощности генерирующей линии.

На подстанции установлены две группы из трех однофазных трехобмоточных автотрансформаторов типа АОДЦТН -500/220/10 кВ мощностью 501-МВА (3 x 167 МВА), со встроенным устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) резисторного типа на стороне среднего напряжения. Предусмотрена резервная фаза автотрансформатора мощностью 167МВА с джемперным подключением. Регулирование напряжения осуществляется с помощью трех однофазных регуляторов, имеющих электропривод с автоматическим управлением. Пределы регулирования +/- 6 x 2,1%. Соотношение мощностей по обмоткам автотрансформатора составляет 100/ 100-/30%. Нейтраль автотрансформаторов глухозаземлена. Обмотки низкого напряжения 10 кВ соединены в треугольник. С обмоток среднего напряжения автотрансформаторов через вводные выключатели напряжение поступает на открытое распределительное устройство напряжением 220 кВ.

Открытое распределительное устройство напряжением 220 кВ выполнено по схеме одна рабочая и обходная система шин. Эта схема отвечает требованиям условий для ревизии и опробования выключателей без перерыва электроснабжения потребителей. Каждый выключатель обслуживает только одну цепь. Разъединители служат только для снятия напряжения с оборудования и не используются как оперативные аппараты. Рабочая система шин, состоит из двух секций шин соединенная шиносоединительном выключателем. Наличие шиносоединительного выключателя позволяет при необходимости вывод в ремонт одного из вводных выключателей автотрансформаторов без нарушения электроснабжения и обеспечивает большую оперативную гибкость, но увеличивает капитальные затраты. В схеме предусмотрен обходной выключатель, который может быть присоединен к любой секции с помощью развилки из двух разъединителей. При необходимости обходной выключатель может заменить любой другой выключатель,

выведенный в ремонт без нарушения электроснабжения. В нормальном режиме обходная система шин находится без напряжения.

Недостатками такой схемы является:

- необходимость отключения всех цепей, присоединенных к секции, в случае ремонта шинных разъединителей или шин;
- отказ в работе выключателя при коротком замыкании на линии приводит к отключению секции;
- повреждение шиносоединительного выключателя равноценно короткому замыканию на обеих шин и приводит к отключению всех присоединений.

В качестве коммутационных аппаратов приняты баковые масляные выключатели серии У-220 с током отключения 25кА с электромагнитным приводом. В выключателе имеются два разрыва внутри дугогасительной камеры и один внешний в баке, то есть на один полюс четыре разрыва в камерах и два разрыва в баке.

Выключатель состоит из трёх отдельных полюсов, в качестве дугогасящей среды и изоляции используется трансформаторное масло. Количество залитого масла в один полюс составляет 9000 кг.

Баковые масляные выключатели серии У -220 имеют следующие достоинства:

- простота конструкций;
- высокая отключающая способность;
- пригодность для наружной установки;
- возможность установки встроенных трансформаторов тока.

К недостаткам масляных выключателей можно отнести:

- взрывоопасность -пожароопасность;
- необходимость контроля за уровнем и состоянием масла;
- необходимость больших запасов масла;
- непригодность для выполнения быстродействующего АПВ;
- большая затрата металла, большая масса, неудобство перевозки и монтажа;

- необходимость устройства подогрева трансформаторного масла;
- необходимость аккумуляторной батареи большой емкости.

## ГЛАВА 2. ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА -220 кВ

Реконструкция действующих электрических сетей – это изменение электрических параметров сетей (линий и подстанций) при сохранении (частично или полностью) строительной части объектов, а также установка дополнительных аппаратов и оборудования в этих же сетях для увеличения пропускной способности или надежности электроснабжения потребителей.

Необходимость реконструкции действующих электрических сетей возникает в связи с ростом электрических нагрузок после достижения расчетных нагрузок в результате расширения существующих и появления новых потребителей, присоединяемых к этим сетям, а также в связи с необходимостью повышения надежности электроснабжения потребителей. Реконструкция позволяет повышать пропускную способность действующих сетей, улучшать качество электроэнергии и надежности электроснабжения при минимальных затратах, то есть позволяет рационально использовать выделяемые на электроснабжение потребителей материально-технические ресурсы, что является одной из основных задач при проектировании сетей.

К реконструкции относятся следующие виды работ:

- замена проводов ВЛ на провода с большей пропускной способностью;
- перевод сетей на высшую ступень номинального напряжения;
- замена выключателей, трансформаторов и другого оборудования в связи с моральным износом, изменение мощности или напряжения;
- установка устройств регулирования напряжения на действующих подстанциях, на которых установлены трансформаторы без РПН;

					<b>ФЮРА 130302.006. ПЗ</b>			
<b>Изм</b>	<b>Лист</b>	<b>№ Докумен.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Да</b>	Обоснование необходимости реконструкции распределительного устройства 220 кВ.	<b>Литер</b>	<b>Лист</b>	<b>Листов</b>
<b>Разраб.</b>	<b>Кошелев В.В.</b>							
<b>Руков.</b>	<b>Козлова Л.Е.</b>					ТПУ ИНЭО Гр. 3-5А3Г1		

При вводе Томской ТЭЦ-3 на полную мощность одного генератора единичной мощности 140 МВт и трех генераторов единичной мощности 185 МВт величина токов короткого замыкания на шинах подстанции 500 кВ «Томская» увеличится.

Расчет токов короткого замыкания на шинах открытого распределительного устройства –220 кВ подстанции-500 кВ «Томская» выполним в следующем порядке:

- составим расчетную схему Томской энергосистемы с учётом всех связей;
- по расчетной схеме составляем электрическую схему замещения прямой, обратной и нулевой последовательности;
- путем последовательного преобразования приведем схему замещения к простому виду (источник питания был связан с т. К.З. сопротивлением  $x_{рез}$ ).
- определим начальное значение периодической составляющей тока К.З. ( $I_{по}$ ), ударный ток К.З. ( $i_y$ ).

Для каждой точки К.З. получатся свои базисные напряжения и ток

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

где:  $S_{\bar{o}} = 1000$  МВА;  $U_{\bar{o}} = U_{CP} = 230$  кВ.

Для автотрансформаторов напряжение К.З., приведенные к номинальной мощности каждой пары обмоток:  $u_{к.в-н}$ ,  $u_{к.в-с}$ ,  $u_{к.с-н}$  в %.

$$x_{*g} = \frac{1}{200} \cdot (u_{к.в-н} + u_{к.в-с} - u_{к.с-н}) \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} \quad (2)$$

$$x_{*c} = \frac{1}{200} \cdot (u_{к.в-с} + u_{к.с-н} - u_{к.в-н}) \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}}; \quad (3)$$

$$x_{*н} = \frac{1}{200} \cdot (u_{к.в-н} + u_{к.с-н} - u_{к.в-с}) \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}}. \quad (4)$$

Значение удельного сопротивления ( $x_{y\partial}$ ) и проводимостей ( $b_{y\partial}$ ):

линия: 220 кВ  $x_{y\partial} = 0,40$  Ом/км;  $b_{y\partial} = 2,7 \times 10^{-6}$  См/км

: 500 кВ  $x_{y\partial} = 0,30$  Ом/км;  $b_{y\partial} = 3,78 \times 10^{-6}$  См/км

Линии напряжением 220 кВ; 500 кВ менее 150 км входят в схему замещения как индуктивное сопротивление, относительное значение которого:

$$x_{*л} = x_{уд} \cdot l \cdot S_{\sigma} / U_{cp}^2, \quad (5)$$

где  $l$  – длина линии, км.

При большей длине линии напряжением 500 кВ учитывают ёмкостную проводимость.

Расчет величины токов короткого замыкания произведем с помощью компьютерной программы ТКЗ-3000. Программа позволяет рассчитывать электрические величины в трёхфазной симметричной сети любого напряжения при однократной продольной или поперечной несимметрии и уставки защит от замыканий на землю. С помощью программы можно получать токи, напряжения, отношение токов к напряжениям (сопротивления) в виде полных фазных и междуфазных величин.

Таблица 2.1 - Результаты выполненных расчетов токов короткого замыкания

Наименование присоединения, ВЛ	ток $I^{(3)}$ к.з., кА	ток $I^{(0)}$ к.з., кА	ток $I^{(1.1)}$ к.з., кА
на ПС «ГПП-220»	25,2	26,0	28,6
на «ЭС-2 СХК»	25,2	26,9	28,6
на ПС «Володино-220»	27,0	28,6	30,5
ч/з автотрансформатор	22,5	21,1	22,4
на ПС «Восточная-220»	24,9	27,6	29,3
на ПС «ТЭЦ-3»	23,9	26,4	28,0
на ПС «Асино-220»	27,4	28,5	30,2
на обходном выключателе	27,8	29,3	31,1
на шиносоединительном выключателе	13,9	14,7	15,6

В связи тем, что отключающая способность установленных выключателей типа У-220 с током отключения 25кА не отвечает рассчитанным и занесенным в таблицу требованиям, необходима замена на выключатели с большей отключающей способностью.

## 2.1. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ.

### 2.1.1. Выбор коммутационного аппарата.

Выключатели предназначены для включения и отключения электрических цепей под нагрузкой, а также для отключения их при коротких замыканиях, должны обладать достаточной отключающей способностью, возможно меньшим временем действия, высокой надёжностью.

Цель выбора – обеспечить подстанцию оборудованием, надёжным в работе, безопасным в обслуживании и экономичным в монтаже и эксплуатации.

При выборе выключателей необходимо учесть 12 различных параметров, но так как заводами-изготовителями гарантируются определенные зависимости параметров, например:

$$I_{\text{вкл.,ном}} \geq I_{\text{откл.,ном}} ; t_{\text{вкл.,ном}} \geq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.,ном}} \quad (6)$$

Выбор выключателей производим по важнейшим параметрам:

- по напряжению установки:  $U_{\text{вст.}} \leq U_{\text{ном}}$  ;
- по длительному току:  $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}} ; I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$  ;
- по отключающей способности:  $I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл.ном}}$  ;
- роду установки;
- конструктивному исполнению;
- отключение апериодической составляющей тока К.З

$$i_{a\tau} \leq i_{\text{ап.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100, \quad (7)$$

где:  $i_{\text{ап.ном}}$  - номинальное допустимое значение апериодической составляющей тока К.З. в отключаемом токе для времени  $\tau$  ;

$\beta$  - нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_a \tau$  - апериодическая составляющая тока К.З.;

$\tau$  - наименьшее время от начала К.З. до момента расхождения дугогасительных контактов

$$\tau = t_{\text{защ. min}} + t_{\text{с.в.}}, \quad (8)$$

где:  $t_{\text{защ. min}} = 0,01$  с – минимальное время действие релейной защиты;

$t_{\text{с.в.}} = 0,035$  с – собственное время отключения выключателя

$$i_a \tau = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нок}} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (9)$$

где:  $T_a = 0,02$  с – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока К.З.

### 2.1.2. Выбор трансформаторов тока.

Трансформаторы тока применяются в установках переменного тока всех напряжений для питания последовательных катушек измерительных приборов и релейной защиты.

Трансформаторы тока выбираем по:

1. номинальному напряжению

$$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{уст.}} \quad (10)$$

2. номинальному току

$$I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{раб. max.}} \quad (11)$$

3. классу точности;

4. номинальному току вторичной цепи;

5. роду установки и конструкции;

6. номинальной мощности вторичной нагрузки.

Проверяем выбранные трансформаторы на:

1. Термическую устойчивость:

$$B_k \leq I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм.}}, \quad (12)$$

где:  $B_k$  - тепловой импульс по расчету;

$I_{\text{терм.}}$  - ток термической стойкости;

$t_{\text{терм.}}$  - время термической стойкости по каталогу.

2. Электродинамическую устойчивость:

$$i_{\text{уд.}} \leq i_{\text{дин.}} \quad (13)$$



Таблица 2.2 - соответствие выбранного оборудования

Трансформаторы тока								
U <sub>ном</sub> кВ	U <sub>уст</sub> кВ	I <sub>ном</sub> А	I <sub>раб.мах.</sub> А	Класс точности	I <sub>ном.</sub> вторичн. цепи А	I <sub>дин.</sub> кА	T <sub>терм.</sub> сек.	I <sub>терм.</sub> кА
252	220	2000	1000	0,5	1	102	3	40

Рассмотрим несколько вариантов выбора выключателей:

- 1) - масляный малообъёмный типа ВМТ-220Б-40/2000 УХЛ1;
- 2) - воздушный выключатель типа ВВД-220-40/2000 УХЛ
- 3) - колонковый элегазовый типа ВГТ-220-40/2500;

Выключатели серии ВМТ-220 имеют следующие достоинства:

- небольшое количество масла;
- малая масса;
- более удобный доступ к дугогасительным контактам.

К недостаткам маломасляных выключателей типа ВМТ-220 можно отнести:

- взрыво- и пожароопасность;
- невозможность осуществления быстродействующего АПВ;
- необходимость установки выносных трансформаторов тока. Не в пользу выбора выключателей типа ВМТ-220 показали статистические данные Департамента ГИЭС «РАО ЕЭС России»: в период с 2003г. по 2009 г.

зарегистрировано 34 случая отказа выключателей данного типа

Воздушные выключатели серии ВВД-220 имеют следующие достоинства:

- взрыво- и пожаробезопасность;
- быстродействие и возможность осуществление ОАПВ;
- высокая отключающая способность;
- надежное отключение ёмкостных токов линий;
- малый износ дугогасительных контактов;
- легкий доступ к дугогасительным камерам;

- модульный принцип позволяет замену поврежденный модуль на новый;

- возможность создания серий из крупных узлов.

К недостаткам воздушных выключателей можно отнести:

- необходимость компрессорной установки;
- сложная конструкция ряда деталей и узлов;
- относительно высокая стоимость;
- требование высокопрочного фарфора;
- необходимость установки выносных трансформаторов тока;

Применения воздушных выключателей повлечет увеличение мощности компрессорного хозяйства, и как следствие большой расход электроэнергии на собственные нужды.

Выключатели элегазовые имеют следующие достоинства:

- пожаро и взрывобезопасность;
- быстрота действия;
- высокая отключающая способность;
- высокие изолирующие свойства элегаза;
- большая электрическая прочность;
- отключение и включение аппарата с элегазом, в отличие от воздушных аппаратов не сопровождается шумом;
- не требуется высокопрочного фарфора;
- высокие охлаждающие свойства элегаза;

В пользу выбора элегазовых выключателей типа ВГТ-220 необходимо учитывать следующие факторы:

- положительный мировой опыт эксплуатации элегазовых выключателей и освоение их производства отечественной промышленностью;
- информационным письмом ИП 04-99 (Э) Департамент стратегии развития и научно-технической политики ПАО «ЕЭС России» рекомендовал для широкого применения для объектов ПАО выключателей этой серии;

- решением № Э-1/97 Департамента электрических сетей ПАО «ЕЭС России»

«О преимущественном применении элегазовых выключателей при строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и замене оборудования ПС 330-750 кВ ПАО «ЕЭС России» рекомендуется:

1. исключить из действующих проектов строительства, реконструкции и техническом перевооружении подстанций ПАО «ЕЭС России» применение масляных и воздушных выключателей;

2. применять на ПС ПАО «ЕЭС России» элегазовые выключатели, технические условия на которые согласованы с ПАО «ЕЭС России».

Для сопоставления варианта выбора выключателя рассмотрим их текущие стоимости.

Таблица 2.3 - Варианты выбора выключателей, трансформаторов тока.

Фирма, предприятие-изготовитель оборудования, город.	Вид и тип оборудования, параметры.	Стоимость	
		без НДС	с НДС
ОАО «Уралэлектротяж маш» г. Екатеринбург	Выключатель элегазовый ВГТ-220-40/2500 У1	1,94 млн.руб.	2,32 млн.руб.
ОАО «Электроаппарат» г. Санкт-Петербург	Выключатель элегазовый ВГБУ-220-40/2000У1	3,4 млн.руб.	4,08 млн.руб.
ОАО «Энергомеханический завод» г. Санкт-Петербург	Трансформатор тока элегазовый ТГФ -220	1,42 млн.руб.	1,83 млн.руб.
ООО Сименс EVN	Выключатель элегазовый ЗАРIFI-245-40/3150	-	3,56 млн.руб.
Фирма "Electrotecnica Artech Hermanos S.A.", Испания	Трансформатор тока элегазовый СА-245	-	1,23 млн.руб.

примечание: стоимость трансформаторов тока приводится на 1 фазу.

При сопоставлении стоимости и характеристик, предложенных выключателей и трансформаторов тока выбираем оборудование:

- Выключатель элегазовый типа ВГТ-220-40/2500 У1
- Трансформатор тока элегазовый СА-245

## 2.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ ВГТ-220- 40/2500 У1

В настоящее время в мировой и отечественной энергетической практике основным конструктивным типом выключателей высоких напряжений

являются воздушные и газовые выключатели. Газовые выключатели в качестве изолирующей и дугогасящей среды используют шестифтористую серу  $SF_6$  – элегаз, его электрическая прочность при небольшом избыточном давлении на 10-20% превышает электрическую прочность трансформаторного масла и в 2 раза превышает электрическую прочность воздуха при атмосферном давлении. Добавление к чистому элегазу значительного количества воздуха мало отражается на электрической прочности искрового промежутка. Элегаз обладает исключительно высокой дугогасящей способностью. Например, дугогасящая способность по отключаемому току у элегаза примерно в 100 раз выше, чем у воздуха.

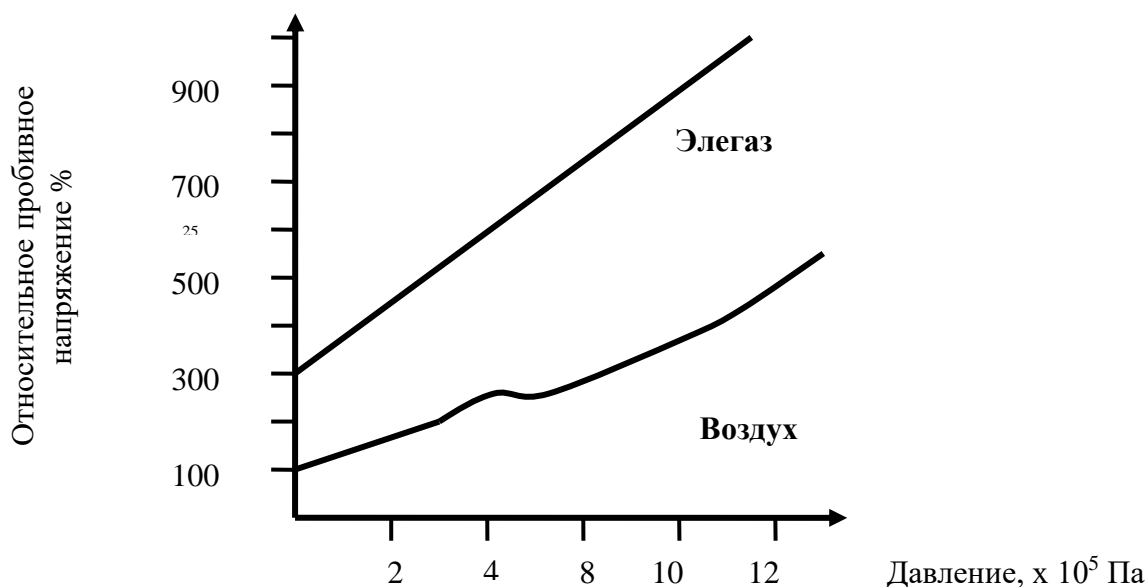


Рис.2.1 - Кривые электрической прочности элегаза по сравнению с воздухом

Из кривых видно, что вследствие высокой прочности элегаза прочность дугового промежутка после прохождения тока через нуль возрастает значительно быстрее, чем у воздуха. рис.2.1

Добавление к чистому элегазу значительного количества воздуха мало отражается на электрической прочности искрового промежутка. Смесь, состоящая из 75% элегаза и 25% воздуха, всего лишь на 6% ниже прочности чистого элегаза, при условии, что воздух сухой. При проникновении вместе с воздухом влаги электрическая прочность элегаза снижается.

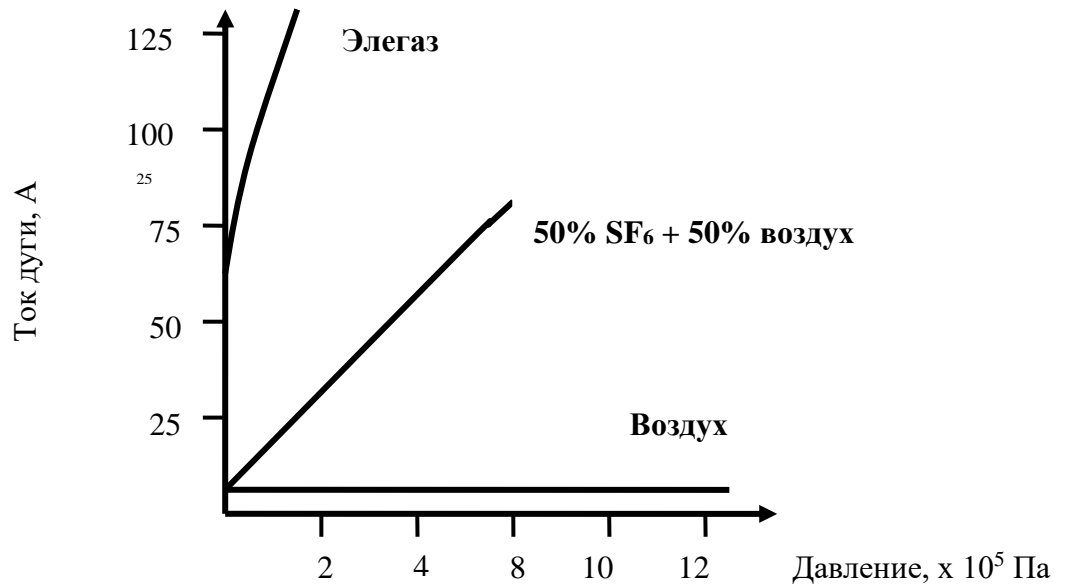


Рис.2.2. - Кривые дугогасящей способности элегаза.

Охлаждающие свойства элегаза чрезвычайно высоки. Коэффициент теплоотдачи у элегаза в 2,5 раза выше, чем у воздуха, вследствие чего отвод тепла у выключателя с элегазом лучше, чем с воздухом. Габариты выключателей высокого напряжения определяются из законов электрического поля в относительно неоднородной среде. Для этой цели используют характеристики электродов « игла-плоскость ». Новым обстоятельством в аппаратостроении на высокие напряжения с использованием в качестве изолирующей среды элегаза является определение электрических габаритов, исходя из разрядных напряжений в равномерном электрическом поле.

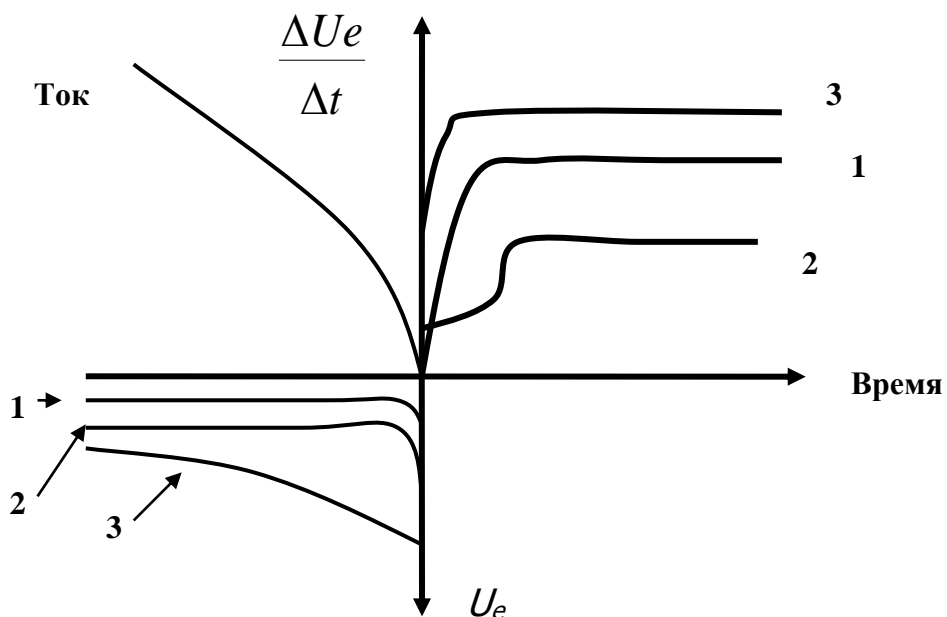


Рис. 2.3. - Процесс гашения дуги в элегазе (1), воздухе (2), масле (3).

На рисунке 2.3. представлены процессы, происходящие в элегазе, воздухе и масле при прохождении тока через нуль. Из кривых видно, что, в момент прохождения тока через нуль наименьшие напряжения на дуге, а, следовательно, и наименьшая выделяемая энергия имеет место в элегазе, в то время как в воздухе и масле эти характеристики имеют большие значения. В то же время восстановление электрической прочности элегаза происходит практически так же быстро, как и масла; в воздухе этот процесс происходит медленнее, что наглядно иллюстрируется горизонтальным участком кривой скорости восстановления электрической прочности вблизи прохождения тока через нуль. Это обстоятельство способствует повторным зажиганием дуги, что характерно для воздушных выключателей.

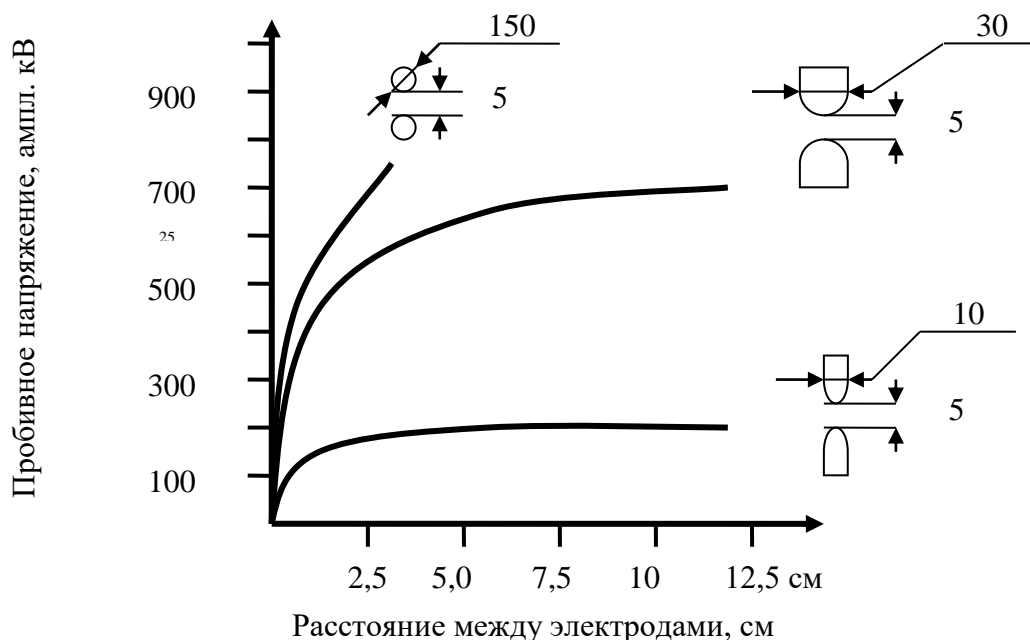


Рис.2.4. - Пробивное напряжение элегаза при различной форме электродов.

Из кривых на рис. 2.4. видно, что при пробое в элегазе не расстояние между электродами, а их форма оказывает решающее влияние на пробивное напряжение.

В этом заключается важное преимущество элегаза при определении электрических габаритов аппаратов, и в частности, хода подвижного контакта.

Благодаря этим свойствам элегаза можно уменьшить размеры аппаратов, увеличить отключающую способность, уменьшить сечение токоведущих частей при том же нагреве. Особое свойство элегаза заключается в том, что

ствол дуги в нем сохраняется при очень малых токах (0,2 А) и высоких температурах. Вследствие этого гашение дуги в элегазе практически всегда происходит при прохождении тока через нуль, благодаря чему исключаются перенапряжения и повторные пробои, характерные для воздушных выключателей.

Изоляционные свойства элегаза пропорциональны его плотности, поэтому плотность целесообразно довести до максимально возможной величины. При наружной установке аппаратов в условиях низких температур должна быть исключена конденсация газа. Зависимость критического давления элегаза от температуры приведена на рис.2.5., откуда следует, что переход элегаза от газообразного состояния к жидкому (конденсации) происходит при очень низких температурах (при атмосферном давлении). Это свойство элегаза позволяет применять аппараты в районах с низкими температурами окружающего воздуха. Постоянство изоляционных свойств элегаза или плотность его в интервале возможных эксплуатационных температур от  $-40$  до  $+75^{\circ}\text{C}$  обеспечиваются соответствующим изменением давления элегаза в пределах  $2,8-5 \times 10^5 \text{ Па}$ .

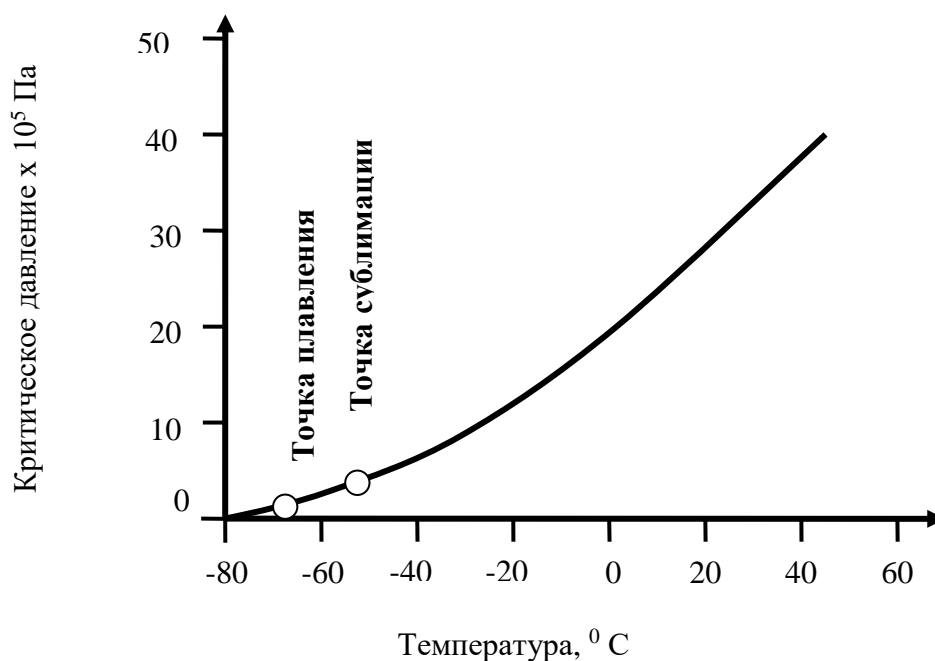


Рис.2.5. - Зависимость критического давления элегаза от температуры

Применение элегаза в современных выключателях позволяет достигнуть наибольшего напряжения, на которое рассчитан дугогасительный разрыв.

Эксплуатация выключателей с элегазом имеет существенные преимущества по сравнению с эксплуатацией аппаратов со сжатым воздухом или маслом. Элегаз негорючий и в чистом виде абсолютно безвреден. Отключение аппарата с элегазом не сопровождается шумом в противоположность аппаратам со сжатым воздухом. Аппарат с элегазом не требует высокопрочного фарфора. Элегаз не имеет цвета и запаха, не токсичен, не горит и не взрывается. При воздействии высоких температур от дугообразования элегаз может разлагаться на составляющие, в том числе ядовитые. В атмосферу ядовитые вещества не выбрасываются, а поглощаются из газовой полости активированным адсорбентом.

#### Устройство и принцип работы выключателя

Выключатели серии ВГТ относятся к электрическим коммутационным аппаратам высокого напряжения, в которых гасящей и изолирующей средой является элегаз. Выключатель состоит из трех полюсов (колон). Полюс состоит из двух 2 колонн, состоящих из опорных изоляторов и дугогасительных устройств, заполненных элегазом. Дугогасительные устройства соединены между собой шинами.

Дугогасительное устройство содержит:

- размыкаемые главные и снабженные металлокерамическими напайками дугогасительные контакты;
- поршневое устройство для создания давления в полости;
- сопла, в которых 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.

Контроль за давлением в дугогасительных устройствах осуществляется электроконтактным сигнализатором. Электроконтактный сигнализатор снабжен устройством температурной компенсации, приводящим



показания к температуре 20<sup>0</sup> С.

Каждый полюс имеет раму и управляется своим приводом типа ППрК-1800.

П-привод; Пр–пружинный ; К-кулачковый; 1800 – величина работы включения в Дж.

Включение выключателя осуществляется за счет энергии включающих пружин привода, а отключение – за счет энергии пружин отключающего устройства выключателя.

Для равномерного распределения напряжения по дугогасительным устройствам параллельно к ним подключены шунтирующие конденсаторы.

Принцип работы выключателя основан на гашении электрической дуги потоком элегаза , который создается за счет перепада давления, обеспечиваемого автогенерацией, то есть тепловой энергии дуги, а также поршневым устройством.

Элегаз для заполнения выключателя должен соответствовать ТУ6-02-1243-83. В эксплуатации контролируемым параметром элегаза является температура конденсации влаги (точка росы). Она должна быть не выше – 45<sup>0</sup>С при атмосферном давлении.

Таблица 2.4. - Технические данные элегазового выключателя ВГТ-220-40/2500 У1

№ п/п	Наименование параметра	Норма
1	Номинальное напряжение, кВ	220
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
3	Номинальный ток, А	2500
4	Номинальный ток отключения, кА	40
5	Номинальное относительное содержание аperiodической составляющей, % не более	40
6	Параметры сквозного тока короткого замыкания, кА: - наибольший пик - начальное действующее значение периодической составляющей -ток термической стойкости	102 40 40
7	Время протекания тока термической стойкости, с	3
8	Собственное время отключения, с	0,035

продолжение табл. 2.4

9	Полное время отключения, с	0,055
10	Минимальная бестоковая пауза при АПВ, с	0,3
11	Собственное время включения, с, не более	0,1
12	Расход элегаза на утечки в год, % от массы элегаза, не более	1,0
13	Избыточное давление элегаза, приведенное к + 20 <sup>0</sup> С, МПа:	
	- давление заполнения (номинальное)	0,4
	- давление предупредительной сигнализации	0,34
	- давление блокировки-запрета	0,32
14	Масса элегаза, кг	20
15	Масса выключателя, кг	5268

Выключатели выполняют следующие операции и циклы:

- отключение (О);
- включение (В);
- включение – отключение (В-О), в том числе – без преднамеренной выдержки времени между операциями В-О;
- отключение-включение (О-В) при любой бесконтактной паузе;
- отключение-включение-отключение (О-В-О) с интервалом времени;

коммутационные циклы:

О- 0,3с – ВО – 180с – ВО

О- 0,3с – ВО – 20с – ВО

О- 180с – ВО – 180с – ВО

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

Допустимое для каждого полюса выключателя без осмотра и ремонта дугогасительных устройств число операций отключения (ресурс по коммутационной стойкости) составляет:

- при токах в диапазоне свыше 60 и 100% номинального тока отключения -20 операций;
- при токах в диапазоне свыше 30 до 60% номинального тока отключения -50 операций;
- при рабочих токах, равных номинальному току - 5000 операций.

Допустимое число операций для токов короткого замыкания дополнительно составляет не более 50% от допустимого числа операций отключения.

Выключатели имеют следующие показатели надёжности и долговечности:

- ресурс по механической стойкости до капитального ремонта – 5000 циклов «включение – произвольна пауза – отключение» ( $B - t_{п.} - O$ );
- срок службы до первого ремонта – 20 лет, если до этого срока не исчерпаны ресурсы по механической или коммутационной стойкости;
- срок службы – не менее 40 лет.

Выключатели серии ВГТ имеют высокие ресурсы по коммутационной и механической стойкости и при правильной эксплуатации не требуют ремонта в течении длительного (до 20 лет) срока службы.

Однако для надёжной работы выключателя в межремонтный период требуется проведение технического обслуживания, включающего периодический визуальный осмотр и контроль состояния аппарата, а также проводимые без разборки полюсов мероприятия профилактического характера, повышающего надёжность работы выключателя.

Таблица 2.5. - Перечень операций по техническому обслуживанию выключателя и их периодичность.

Наименование операции	Рекомендуемая периодичность проведения			
	ежемесячно	5 лет	10 лет	20 лет
Контроль давления элегаза	+	+	+	
Снятие показаний счетчика механических операций	--	--	+	+
Контроль загрязненности и отсутствия повреждений фарфора	--	+	+	+
Контроль уплотнений короба горизонтальной передачи	--	+	+	+
Контроль и подтяжка резьбовых соединений	--	+	+	--
Осмотр и смазка шарнирных соединений горизонтальной передачи, а также узлов трения отключающего устройства	--	--	+	+
Контроль влажности элегаза во всех колонах выключателя	--	+	+	+
Измерение электрического сопротивления главной цепи	--	+	+	+
Оценка эрозионного износа дугогасительных контактов	--	--	+	+

продолжение таблицы 2.5

Измерение собственных времен включения и отключения	--	--	+	+
Проверка давления предупредительной сигнализации и блокировки сигнализаторов	--	+	+	+
Проведение среднего ремонта с разборкой колон выключателя	--	--	--	+

Средний плановый ремонт проводится не реже одного раза в 20 лет.

Внеочередные средние ремонты проводятся по мере использования ресурсов по механической или коммутационной стойкости.

При ремонте и эксплуатации элегазового оборудования возникает ряд необходимых специфичных требований по технике безопасности как при работе с чистым элегазом, так и с элегазом загрязненным продуктами его разложения (при ремонтах выключателей, которые коммутировали токи нагрузки или токи К.З.).

В целях безопасности допустимая концентрация элегаза в помещении для ремонта не должна превышать:

- 0,08 % ( $5 \times 10^{-3}$  г/л) – при длительном пребывании человека в помещении;
- 1 % - при кратковременном пребывании человека в помещении (при концентрации элегаза в воздухе 20 % и более) даже кратковременное пребывание человека может привести к летальному исходу).

Допустимую величину концентрации элегаза в помещении обеспечивается вентиляцией, не допуская превышения указанных норм.

Контроль концентрации элегаза в помещении производится с помощью течеискателя (ТП-2; ТП-3 или ТП2-8). Измерения производить на высоте в пределах 10 до 15 см от уровня пола.

В качестве индикатора концентрации кислорода, в случае крайней необходимости, можно использовать свечу, лучину держа их на высоте 10 до 15 см от уровня пола. Если свеча не горит, то в помещение входить нельзя. В этом случае провести интенсивную вентиляцию помещения и вновь проверить концентрацию кислорода (или элегаза).

При определении концентрации элегаза в помещении и проведении работ в помещении с концентрацией элегаза выше предусмотренной нормы необходимо пользоваться фильтрующим противогазом типа ПШ-1. Фильтрующие противогазы не защищают от недостатка кислорода.

К работе с фильтрующим противогазом допускается персонал после изучения устройства, правил эксплуатации противогаза и получения навыков в пользовании им. Указание мер безопасности при работе с элегазом, загрязнёнными продуктами его разложения.

Используемый в выключателе элегаз может разлагаться в условиях отключения электрической дуги с образованием серофторсодержащих газов или фторидов металлов. Даже небольшие количества газообразных продуктов разложения вызывают определенные предостерегающие воздействия, как, например, едкий или неприятный запах и раздражение слизистой носа, рта, глаз. Во влажном воздухе продукты разложения приобретают характерный запах.

Работы по подготовке к вскрытию полюса выключателя производятся с применением индивидуальных средств защиты: - защитная каска; перчатки резиновые; герметичные очки с бесцветным стеклом; защитный фартук; респиратор; комбинезон и высокие резиновые сапоги.

### 2.3. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ СЕТИ

Надёжность определяется, как свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки.

Согласно ГОСТ 27.002-83 – надёжность — это комплексное свойство, которое включает в себя безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость.

Безотказность – свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или некоторой наработки.

Долговечность – свойство объекта сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта.

Ремонтопригодность – свойство объекта, заключающееся в приспособленности к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов, повреждений, к поддержанию и восстановлению работоспособности путём технического обслуживания и ремонтов.

Работоспособный объект может быть в рабочем и нерабочем состоянии:

в рабочем состоянии он выполняет, в нерабочем не выполняет заданные функции.

Рабочее состояние объекта включает в себя следующие режимы:

- нормальный, когда обеспечиваются значения заданных параметров режима работы;
- ремонтный, когда часть элементов объекта находится в состоянии предупредительного или аварийного ремонта;
- аварийный – от момента возникновения отказа элемента до локализации отказа;
- послеаварийный – от момента локализации отказа до установления заданного режима.

Под надёжностью энергосистем в соответствии с принятой терминологией понимается их способность выполнять свою основную функцию - бесперебойного электроснабжения потребителей требуемого (нормативного) качества электроэнергией.

В состав подстанции как электроустановки входит следующее оборудование:

- силовые трансформаторы (автотрансформаторы), выключатели, разъединители;
- сборные шины с измерительной и защитной аппаратурой.

Повреждение сборных шин могут быть вызваны перекрытием и разрушением опорной и подвесной изоляции, повреждением измерительной аппаратуры, нарушением контактных соединений, ошибочными действиями

эксплуатационного персонала и рядом других причин.

Интенсивность отказов сборных шин 110-500 кВ относительно невелика.

Схема «шины-трансформаторы» в любых режимах при отказах в работе какого-либо выключателя или других аппаратов и устройств удовлетворяет основному требованию, предъявляемому к подстанциям III категории, - выпадению не больше одной линии и именно той, к которой присоединен отказавший выключатель. Это обстоятельство при количественной оценке надёжности главных схем является решающим для подстанций. [2]

Отказами выключателей высокого напряжения являются короткие замыкания в ячейке выключателя из-за его повреждения, как при отключении, так и без отключения короткого замыкания на присоединении, а также другие повреждения и неисправности, требующие немедленного вывода выключателя в ремонт (разрушение фарфора, отказы во включении и отключении и т.п.). Отказами разъединителей являются электрические и механические повреждения, вызывающие короткое замыкание в ячейке.

Наиболее частые ошибки персонала, которые приводят, к авариям на подстанции заключаются в ошибочном отключении или включении оборудования (26%) случаев; в подаче напряжения на неснятые заземления (31%); во включении заземляющих ножей на напряжение (12%);

в отключении разъединителей под нагрузкой (28%). Среднее время ликвидации последствий ошибки составляет 0,5 часа.

Показателями надёжности подстанции являются : средние числа погашения сборных шин, отдельных секций и присоединений, разрыва транзита за рассматриваемый промежуток времени, средние длительности восстановления электроснабжения и транзита. Отказы подстанций в функционировании наступает вследствие отказов трансформаторов, коммутационной аппаратуры, ошибочных действий персонала и отказов устройств регулирования напряжения, а также устройств релейной защиты и авто матики . При исследованиях надёжности подстанция может рассматриваться как элемент электропередачи в качестве конечного или переключательного устройства либо как элемент электроснабжения.

При этом сопоставлении вариантов главных схем электрических соединений подстанций не может производиться без учёта надёжности электропередач.

Под электропередачей понимается совокупность электротехнического оборудования, предназначенного для передачи электроэнергии от источника к потребителю или одной части энергосистемы в другую. Показателями надёжности являются средние числа снижение пропускной способности за рассматриваемый промежуток времени и средние длительности восстановления её при отказе отдельных элементов передачи.

Изменение пропускной способности передачи происходит при отказе отдельных цепей линий высокого напряжения, отказах компенсирующих и конечных (преобразовательных) устройств. На одноцепных передачах переменного тока выход из строя одного элемента приводит к полному прекращению функционирования – полному откату установки. При нескольких цепях выход из строя отдельных элементов снижает пропускную способность передачи, но может привести и к полному откату. Например, отказы компенсирующих устройств (батарей продольной компенсации, шунтирующих реакторов и шунтовых конденсационных батарей) могут привести в зависимости от предшествующего режима

и необходимости снижения мощности, и к прекращению регулирования перетока, и к невозможности включения и отключения передачи.

При расчетах надёжности электропередачи учитываются: безотказность и ремонтная пригодность трансформаторов, выключателей, линий высокого напряжения и других элементов:

1. режимы работы электропередачи;
2. число и пропускная способность цепей;
3. влияние атмосферных воздействий (гроза, гололёд, загрязнения);
4. надёжность действия релейной защиты и автоматики.

Следует также учитывать, что восстановление функционирования зависит от возможности быстрых оперативных переключений.

Следует различать требования надёжности, определяемые ролью,



местоположением и значением данной подстанции в энергосистеме, и надёжность схемы, определяемую работой оборудования и устройств, входящих в неё (трансформаторы, аппаратура высокого напряжения, сборные шины, противоаварийная автоматика и др.)

Надёжность подстанции как элемента системы электроснабжения зависит от быстрой и безотказности действия устройств релейной защиты, автоматического повторного включения линий и трансформаторов.

Устройства релейной защиты в ходе эксплуатации могут быть в нескольких состояниях:

- полной работоспособности с включением во вторичные цепи измерительных трансформаторов и в оперативные цепи аппаратуры;
- полной работоспособности, но выведены из работы по вторичным и оперативным цепям;
- нечувствительности к повреждениям в зоне действия;
- чувствительности к повреждениям вне зоны действия;
- подачи ложного сигнала в оперативные цепи при отсутствии каких-либо возмущений в первичной цепи.

Последние три состояния вызывают соответственно три вида отказов устройств УРЗА:

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

Причинами перерывов электроснабжения помимо аварийных простоев, могут быть также плановые ремонты элементов схем.

При определении вероятности перерывов электроснабжения используются отдельные положения математической теории вероятностей о несовместимых и совместимых событиях, независимых и зависимых событиях, сумме и произведении событий.

Вероятность перерыва для двух параллельно работающих линий электропередачи будет равна квадрату вероятностей перерыва электроснабжения для одного элемента:

$$h = (g + f)^2 = g^2 + 2 \cdot g \cdot f + f^2 \quad [6] \quad (14)$$

- возможно наложение лишь аварийного простоя одной линии электропередачи на плановый ремонт другой линии, что учитывает коэффициент:

$$K_f = \frac{f}{f + g} \quad [6] \quad (15)$$

- плановый ремонт одной из параллельно работающей линии не может совпадать с плановым ремонтом другой линии.

- для линии на двух цепных опорах или линий, проложенных по одной трассе на одно цепных опорах, некоторый процент аварий из общего числа приводит к повреждению с разу двух цепей и к перерыву питания потребителей.

Доля аварийных повреждений оцениваются коэффициентом  $K_g = 0,25$ .

Для оценочной линии, зная число повреждений на 100 км линии за год  $Q_l$ , среднюю длительность аварийного ремонта  $t_{ав.р.}$ , длину линии  $l$ , можно определить вероятность аварийного простоя:

$$g_l = Q_l \cdot \frac{t_{ав.р.}}{8760} \cdot \frac{l}{100} \quad [6] \quad (16)$$

для двух цепной линии:

$$g_2 = K_g \cdot Q_l \cdot \frac{t_{ав.р.}}{8760} \cdot \frac{l}{100} \quad [6] \quad (17)$$

$$g_1 = \frac{(1 - K_g) Q_l \cdot t_{ав.р.}}{8760} \cdot \frac{l}{100} \quad [6] \quad (18)$$

$g_1$ - вероятность повреждения одной линии с учётом всех последовательно включенных элементов.

Вероятность планового ремонта линии и оборудования:

$$f = \frac{t_{пл.р.}}{8760} \quad [6] \quad (19)$$

Вероятность аварийного простоя оборудования подстанции:

$$g_0 = Q_0 \cdot \frac{t_{ав.р.}}{8760} \quad [6] \quad (20)$$

Вероятность выхода из строя цепи, состоящей из нескольких параллельно соединенных элементов равна произведению вероятностей отказов элементов, составляющих цепь:

$$q_{\Sigma}^{(2)} = q_1 \cdot q_2 \cdot \dots \cdot q_n \quad [6] \quad (21)$$

В схемах подстанций с параллельными цепями независимым событием считается, совпадение отказа выключателя поврежденной линии и ревизии выключателя не поврежденной линии рисунок.

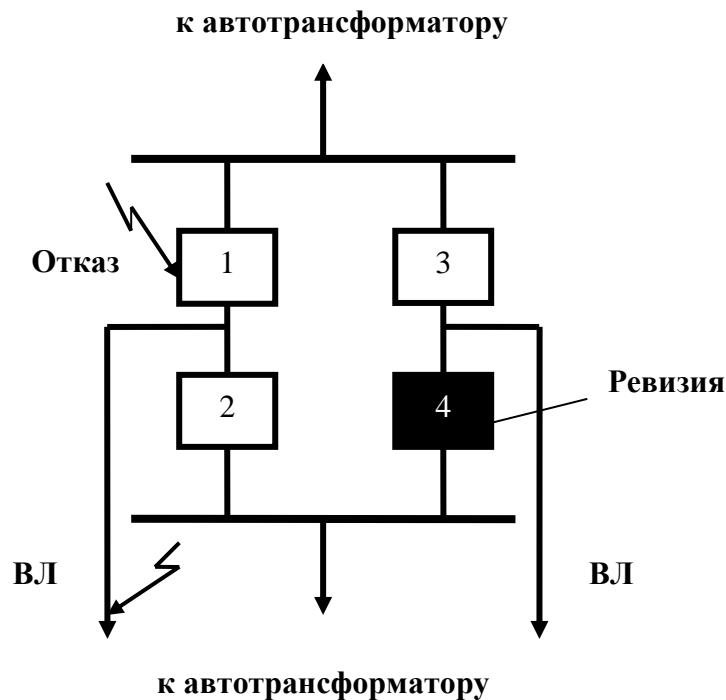


Рис. 2.6. - Схема с двойным присоединением линий

Вероятность полного перерыва электроснабжения или выпадения всех линий, присоединенных к одной секции шин в схемах с многократным присоединением, выражается равенством:

$$q_{\Sigma}^{(2)} = 2 \cdot q_{ав} \cdot q_{рем} + q_{ав}^2 \quad [6] \quad (22)$$

Первый член выражения указывает совпадения отказа выключателя или аварийного простоя линии (автотрансформатора) с ревизией второго выключателя или линии (автотрансформатора), второй член – совпадение отказов двух выключателей или аварийных выходов обеих линий или обеих автотрансформаторов. Вероятность второго члена чрезвычайно мала и в практических случаях может не учитываться.

Для выключателей устанавливают два вида отказов:

- 1) отказы, не приводящие к работе смежных выключателей и требующие вывода в ремонт;
- 2) отказы, приводящие к работе смежных выключателей и требующие вывода выключателя в ремонт;

В качестве основных показателей надежности трансформаторов (автотрансформаторов) приняты: параметр потока отказов  $\omega$ ; среднее время восстановления  $\bar{t}_в$ ; частота текущих ремонтов  $\lambda_T$ ; продолжительность текущего ремонта  $\bar{t}_{р.т.}$ . [6]

В качестве основных показателей надежности выключателей и разъединителей приняты: параметр потока отказов  $\omega$ ; среднее время восстановления  $\bar{t}_в$ ; частота капитальных ремонтов  $\lambda_K$ ; продолжительность капитального ремонта  $\bar{t}_{р.к.}$ . [6]

Данные для расчета показателей надежности распределительного устройства и воздушных линий – 220 кВ.

Таблица 2.6. – Данные воздушных линий.

п/п	Начало	Конец	Диспетчерское наименование	Длина, км	Материал опор, кол-во цепей
1	Томская-500	Володино-220	ТВ-221	108,7	2-х цепная ж/б
2	Томская-500	Володино-220	ТВ-231		
3	Томская-500	Восточная-220	Т-203	28,3	2-х цепная ж/б
4	Томская-500	Восточная-220	Т-204		
5	Томская-500	Асино-220	Т-218	33,9	1 цепная ж/б
6	Томская-500	ТЭЦ-3	Т-210	23,1	2-х цепная ж/б
7	Томская-500	ЭС-2 СХК	Т-205	22,3	1 цепная ж/б
8	Томская-500	ГПП-220	Т-213	23,3	1 цепная ж/б

Показатели надежности отдельных элементов определяются по формулам:

- воздушные линии одно цепные:

$$\omega_l = \omega_0 \cdot l / 100, \quad [6] \quad (23)$$

где:  $\omega_0$  - количество отказов в ВЛ на 100 км/год,  $\omega_{0220} = 0,7$  в год.

$l$  - длина линии;

- ВЛ двух цепные:  $\omega'$  - отказ одной цепи;

$\omega''$  - отказ 2-х цепи (наложение или одновременный);

- отказ 1-ой цепи на восстановление другой цепи.

$$\omega'_l = \omega_l \cdot (1 - k_{2l}) \quad \omega''_l = \omega_l \cdot k_{2l}, \quad (24)$$

где:  $k = 0,1 - 0,3$  – доля отказов, приводящих к одновременному простою обеих цепей, или коэффициент одновременности.

- среднее время восстановления для линий 220 кВ принимается -16 час.

- коэффициент вынужденного простоя:

$$\kappa_{\text{в}} = \frac{\omega_l \cdot t_{\text{вл}}}{8760} \quad [6] \quad (25)$$

- среднее количество плановых отключений  $\omega_n$  и среднее время планового отключения  $t_n$  для линий 220 кВ составляет 5 отключений по 8 часов.

- коэффициент планового простоя:

$$\kappa_{\text{пл}} = \frac{\mu_n \cdot t_n}{8760}, \quad [6] \quad (26)$$

где:  $\mu_n$  - частота плановых ремонтов, 1/год.

двух цепная линия:

- среднее количество отказов одной цепи

$$\omega'_l = \frac{\omega_0 \cdot l}{100} \cdot (1 - k_2), \quad [6] \quad (27)$$

где:  $k_2$  – коэффициент, учитывающий долю отказов одной цепи двух цепной линии в общем количестве отказов (принимается равным 0,2).

- среднее количество одновременных отказов двух цепей и наложений отказов одной цепи на восстановительный ремонт другой цепи:

$$\omega''_l = \frac{\omega_0 \cdot l}{100} \cdot k_2 \quad [6] \quad (28)$$

показатели надежности распределительного устройства определяются по формулам:

- количество одновременных отключений двух цепных линий вследствие

отказов в распределительном устройстве или одновременных отключений двух трансформаторов, питающих распределительное устройство, выполненное по схеме «двойная система с обходной» при постоянно включенном шиносоединительном выключателе, определяется количеством отказов шиносоединительного выключателя типа (короткое замыкание), приводящим к работе защиты сборных шин по формуле:

$$\omega = \omega'_{\text{вш}} = 0,009, \quad (29)$$

где:  $\omega'_{\text{вш}}$  - доля отказа шиносоединительного выключателя, приводящая к работе защит сборных шин и отключению смежных выключателей:

$$\omega'_{\text{вш}} = \omega'_{\text{вт}} = 0,6\omega_1 \quad (30)$$

Для расчета надежности используем программу TOPAS -2. Программа позволяет оценивать режим коммутаций ОРУ для проведения ремонтов числом конъюнкций (совпадений отказов элементов с этим режимом), идентифицируемых как авария с отключением различных присоединений.

Исходные данные для анализа – запись связей узлов схемы с выключателями, перечень номеров, отключенных в каждом режиме элементов, а также значение длительности ремонтных режимов и параметров потока отказов.

Произведем расчет:

- частоты отказов выключателей с учетом протяженности линий электропередачи, к нему присоединенных,  $l$ , км:

$$\omega_B = \omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{l}{100}, \quad [6] \quad (31)$$

где  $\omega_{1;2}$  составляющие частоты отказов, 1/год

- :  $\omega_1 = 0,020$ ;  $\omega_2 = 0,010$  - для масляных выключателей 220 кВ;
- :  $\omega_1 = 0,015$ ;  $\omega_2 = 0,010$  - для элегазовых выключателей 220 кВ.

- параметр потока внезапных отказов выключателя:

$$\omega'_B = k_{\text{в.н}} \cdot \omega_g, \quad [6] \quad (32)$$

где  $k_{\text{в.н}}$  - коэффициент, характеризующий долю отказов, равный 0,6

- параметр потока внезапных отказов, выявленных при осмотре:

$$\omega''_B = (1 - k_{\text{в.н}}) \cdot \omega_g \quad [6] \quad (33)$$

Подставив данные в формулы (27;28;29) получим следующие показатели надежности и занесем их в таблицу 2.7:

Таблица 2.7. – Показатели надежности выключателей.

Наименование присоединения, ВЛ	показатели надежности до реконструкции			показатели надежности после реконструкции		
	$\omega_{B_{MB}}$	$\omega'_B$	$\omega''_B$	$\omega_{B_{ЭГ}}$	$\omega'_B$	$\omega''_B$
ТВ-221	0,031	0,019	0,012	0,026	0,016	0,010
ТВ-231	0,031	0,019	0,012	0,026	0,016	0,010
Т-210	0,022	0,013	0,008	0,017	0,010	0,007
Т-205	0,022	0,013	0,008	0,017	0,010	0,007
Т-204	0,023	0,014	0,009	0,017	0,010	0,007
Т-203	0,023	0,014	0,009	0,017	0,010	0,007
Т-218	0,023	0,014	0,009	0,018	0,011	0,008
Т-213	0,022	0,019	0,0013	0,017	0,010	0,007

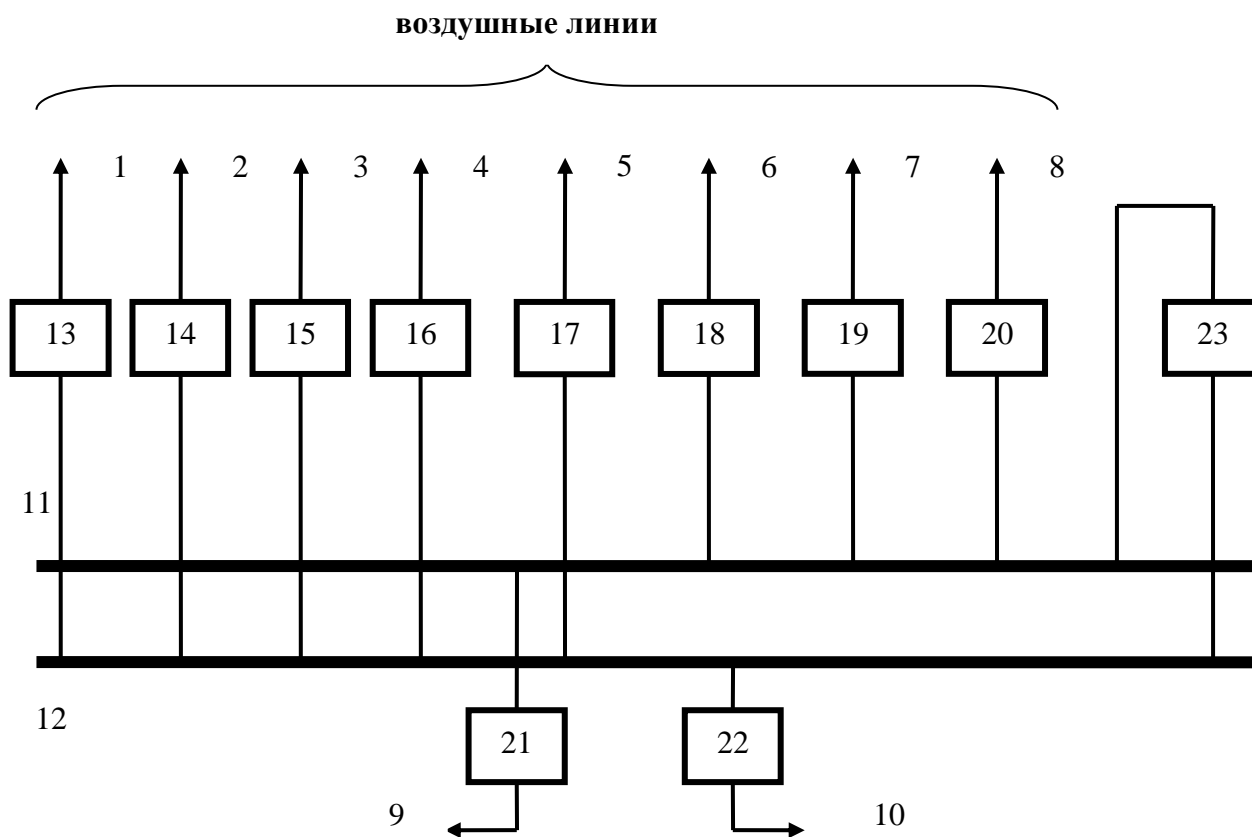


Рис. 2.7. - Блок-схема для проведения расчета надёжности

где: 1 – ВЛ ТВ-231; 2 – ВЛ Т-210; 3 – ВЛ Т-205; 4 – ВЛ Т-204;  
 5 – ВЛ Т-218;  
 6 – ВЛ ТВ-221; 7 – ВЛ Т-213; 8 – ВЛ Т-203; 9 – АТ-1; 10 – АТ-2;  
 11 – 1 с.ш.;

12 – 2 с.ш.;

13; 14; 15; 16; 17; 18; 19; 20; – линейные выключатели

21 – вводной выключатель АТ-1;

22 – вводной выключатель АТ-2;

23 – шиносоединительный выключатель.



Данные расчета									
№ п/п	Замещаемый элемент	Формулы	W, 1/год	t <sub>в</sub> , час	k <sub>в</sub> , о.е	W <sub>п</sub> , 1/год	t <sub>п</sub> , час	k <sub>п</sub> , о.е	
1	РУ-220 кВ Томская отключение 2-х цепей Т-204 и Т-203	$W=W_{св}$	0,012	0,5	$0,68 \cdot 10^{-6}$	-	-	-	
2	Отказ 2-х цепей Т-204 и Т-203	$W=0,2 \cdot W_0 \cdot 1/100$	0,03962	16	$0,724 \cdot 10^{-4}$	-	-	-	
3	Отказ цепи Т-204	$W=0,8 \cdot W_0 \cdot 1/100$	0,15848	16	$0,289 \cdot 10^{-3}$	6	8	$5,479 \cdot 10^{-3}$	
4	Отказ цепи Т-203	$W=0,8 \cdot W_0 \cdot 1/100$	0,15848	16	$0,289 \cdot 10^{-3}$	6	8	$5,479 \cdot 10^{-3}$	
5	Отказ цепи Т-210	$W=0,8 \cdot W_0 \cdot 1/100$	0,12936	16	$0,236 \cdot 10^{-3}$	6	8	$5,479 \cdot 10^{-3}$	
6	Отказ цепи Т-213	$W=0,8 \cdot W_0 \cdot 1/100$	0,13048	16	$0,238 \cdot 10^{-3}$	6	8	$5,479 \cdot 10^{-3}$	
7	Отказ 2-х цепей ТВ-221 и ТВ-231	$W=0,2 \cdot W_0 \cdot 1/100$	0,15218	16	$0,278 \cdot 10^{-3}$	-	-	-	
8	Отключение 1-0й цепи ТВ-221	$W=0,8 \cdot W_0 \cdot 1/100$	0,60872	16	$1,111 \cdot 10^{-3}$	6	8	$5,479 \cdot 10^{-3}$	
9	Отключение 1-0й цепи ТВ-231	$W=0,8 \cdot W_0 \cdot 1/100$	0,60872	16	$1,111 \cdot 10^{-3}$	6	8	$5,479 \cdot 10^{-3}$	
10	Отказ цепи Т-218	$W=0,8 \cdot W_0 \cdot 1/100$	0,18984	16	$0,347 \cdot 10^{-3}$	6	8	$5,479 \cdot 10^{-3}$	

Таблица 2.8. - Данные расчета показателей надежности

## 2.4. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ - 220 кВ И ШИНОСОЕДИНИТЕЛЬНОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ

Релейная защита, являющаяся первой ступенью многоступенчатой системы про тивоаварийной автоматики, предназначена для обеспечения надежной, устойчивой бесперебойной работы энергосистемы. Релейная защита должна срабатывать при повреждениях в защищаемой зоне и не должна срабатывать при вне защищаемой зоны, а также при отсутствии повреждений.

Требования к устройствам релейной защиты и автоматики:

- селективность (выборность);
- быстродействие;
- чувствительность;
- надежность;
- резервирование

Под селективностью понимается действие защиты, при котором отключается только поврежденный участок, а все остальные участки остаются в работе.

Быстродействие релейной защите необходимо для ограничения размеров повреждения защищаемого элемента электрической дугой, уменьшение продолжительности снижения напряжения. К быстродействующим относятся защиты, которые срабатывают в течение 0,1 сек. после короткого замыкания.

Чувствительность защиты – это способность защиты реагировать на повреждения в ранней стадии нарушение нормального режима работы.

Надёжность - работы защиты заключается в том, чтобы она обеспечивала безотказное действие во всех случаях, на которые она рассчитана.

Резервирование защиты состоит в том, что в случае несрабатывания защиты данного участка поврежденный участок должна отключить следующая по направлению к источнику питания защита.

По способам обеспечения селективности защиты разделяются на две группы:

- защиты, с абсолютной селективностью которые работают только при коротком замыкании на защищаемом участке;

- защиты с относительной селективностью которые, работают как при коротком замыкании на защищаемом участке, так и при нарушениях на смежных присоединениях.

На каждом из элементов электроустановки должна быть предусмотрена основная защита, предназначенная для ее действия при повреждениях в пределах всего защищаемого элемента со временем, меньшим, чем у других установленных на этом элементе защит. Если основная защита элемента обладает абсолютной селективностью (высокочастотная защита, продольная и поперечная дифференциальные защиты), то на данном элементе должна быть установлена резервная защита, выполняющая функции не только дальнего, но и ближнего резервирования, то есть действующая при отказе основной защиты данного элемента или выведении её из работы. Например, если в качестве основной защиты от замыканий между фазами применена дифференциально-фазная защита, то в качестве резервной может быть применена трехступенчатая дистанционная защита.

Основной называется защита, предназначенная для работы при всех или части видов коротких замыканий в пределах всего защищаемого элемента со временем, меньшим, чем у других установленных защит.

Резервной называется защита, предусматриваемая для работы вместо основной защиты данного элемента при её отказе или выводе из работы, а также вместо смежных элементов при их отказе или отказах выключателей смежных элементов.

Со гласно требованиям ПЭУ-85 для линий 220 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю. Защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сети возможен асинхронный ход, при которых вероятны излишние срабатывания защиты.

Для линий напряжением 220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки.

В качестве основной защиты линий напряжением 220 кВ используется дифференциально-фазная защита с высокочастотной блокировкой типа ДФЗ-504.

Принцип действия защит предусматривает сравнение фаз токов по концам защищаемой линии. Защита реагирует на все виды коротких замыканий, имеет высокое быстродействие и чувствительность.

Резервной защитой является комплект резервной трёхступенчатой дистанционной защиты типа ЭПЗ-16-36. Комбинированная панель защиты ЭПЗ-16-36 предназначены для применения в качестве основной, либо резервной защиты линий электропередач напряжением 110-330 кВ, осуществляющей ближнее и дальнее резервирование.

Защита включают в себя:

- защиту от междуфазных КЗ трёхступенчатую дистанционную защиту с блокировкой при качаниях и двухрелейную токовую отсечку;
- защиту от КЗ на землю – четырёхступенчатую токовую защиту нулевой последовательности (ТЗНП);
- контроль наличия тока по ВЛ в схеме устройства резервирования отказа выключателей (УРОВ);

Существующая аппаратура релейной защиты линий электропередачи напряжением 220 кВ выполнена на базе электромеханических реле, морально устаревшие и сняты с производства.

В качестве основной защиты линий напряжением 220 кВ проектом предусматривается замена устаревшей дифференциально-фазной защиты типа ДФЗ-504 на направленную с высокочастотной блокировкой защиту типа ПДЭ-2802 и трёхступенчатую дистанционную защиту на микроэлектронной базе типа ШДЭ -2801.

Панель ПДЭ-2802 предназначена для использования в качестве основной быстродействующей защиты ВЛ-220 кВ не оборудованной схемой однофазного автоматического включения (ОАПВ) совместно с высокочастотным оборудованием (АВЗК-80, АВЗ, ПВЗУ(Е) и др.). Аппаратура типа АВЗК-80 с АК-80, АВЗ, ПВЗУ (далее приемопередатчик) работает по ВЧ каналу, организованному по одной из фаз защищаемой ВЛ 220 кВ и обеспечивает передачу информации для целей релейной защиты ВЛ.

Приемопередатчик АВЗК-80 выполнен с применением транзисторов и интегральных микросхем . В комплект аппаратуры входит устройство автоматической проверки ВЧ канала ( АПК ) типа АК-80, которое периодически через 5ч 33 мин проверяет исправность ВЧ тракта защиты и приемо-передатчика противоположного конца ВЛ.

Защита действует при всех видах коротких замыканий (КЗ) на защищаемой ВЛ на отключение выключателей с двух сторон. При КЗ вне защищаемой зоны - защита производит пуск сплошных (не манипулированных) высокочастотных( ВЧ ) сигналов, которые являются блокирующими для действия защиты противоположного комплекта на отключение выключателя ВЛ.

ПДЭ 2802 является фильтровой направленной высокочастотной защитой с ускоренным пуском ВЧ передатчика для блокирования работы противоположного комплекта от:

- чувствительных органов, реагирующих на ток и напряжение обратной последовательности;
- блокирующего реле сопротивления;
- останов ВЧ передатчика (отсутствие блокирующего ВЧ сигнала разрешает работу защиты на отключение) при КЗ в защищаемой зоне;
- реле мощности отключающего;
- реле сопротивления отключающего.

В логической части защиты можно выделить следующие каналы и устройства, функционально связанные между собой , с измерительными органами и приемопередатчиком:

- основной канал отключения, действующий на выходные цепи защиты;
- дополнительный канал отключения, контролирующий основной;
- канал пуска ВЧ передатчика;
- канал приема ВЧ сигнала;
- канал пуска телеотключения;
- канал отключения при опробовании;
- выходные цепи защиты.

На вход основного канала отключения поступают сигналы от реле тока, реле напряжения, реле сопротивления, отключающего и реле мощности обратной последовательности.

Для обеспечения действия защиты, установленной на ВЛ, отходящей от шин мощной подстанции (ПС), для отстройки от небалансов токов при качаниях в сети, в схему введено реле тока обратной последовательности с торможением от максимальной разности фазных токов.

Правильное действие защиты при симметричном КЗ обеспечивается наличием блокирующего и отключающего реле сопротивления, последнее вводится в действие на отключение схемой блокировки от качаний. В защите имеется устройство непрерывного контроля, сигнализирующее о неисправности отдельных элементов и узлов. Также, для быстрой проверки защиты, имеется устройство тестового контроля.

Защита типа ШДЭ-2801 (02) предназначена для применения в качестве основной или резервной защиты ВЛ-220 кВ с двухсторонним питанием. Модификация ШДЭ-2802 позволяет обеспечить основную и резервную защиту ВЛ - 220 кВ.

ШДЭ -2801 содержит основной комплект защит, в состав которого входят:

- трехступенчатая дистанционная защита предназначена для действия при всех видах многофазных КЗ (двухфазных, двухфазных на землю, трёхфазных);

Дистанционная защита работает при междуфазных КЗ на защищаемой линии, то есть при направлении мощности КЗ от шин ПС в линию. Селективность работы обеспечивается разделением защищаемого участка на зоны:

**I зона** - 80 % защищаемой линии;

**II зона**- оставшуюся часть своей ВЛ, а так же I зону смежного участка ВЛ;

**III зона** - резервирует I и II зоны своей ВЛ и всю ВЛ смежного участка.

**I зона** как правило выполняется без выдержки времени, **II** и **III** зоны- с выдержкой времени. Имеется так же возможность ускорения **II** и **III** зоны.

- токовая защита (ТЗо) содержащая:

- четырехступенчатую токовую защиту нулевой последовательности

- от КЗ на землю (ТЗНПо)
- токовую отсечку (МТО) – от многофазных КЗ;
- реле тока (РТ) - для устройства резервирования при отказе выключателей( УРОВ);

Автоматическое повторное включение однократного действия.

Для записи, фиксации аварийных процессов и нарушений в работе в линиях электропередачи предусмотрен осциллограф и линейный импульсный фиксирующий прибор.

В качестве защиты сборных шин предусмотрена дифференциальная токовая защита без выдержки времени, охватывающая все элементы, которые присоединены к системе шин. Принцип работы дифференциальной токовой защиты основан на сравнении токов по секциям шин. При коротком замыкании защита действует на деление секций, воздействуя на шиносоединительный выключатель. Защита осуществляется с применением специальных реле тока, отстроенных от переходных и установившихся токов небаланса. В защите предусмотрена возможность изменения фиксации при переводе присоединения с одной системы шин на другую. На обходном выключателе 220 кВ предусмотрены защиты, используемые при проверке и ремонте защиты, выключателя и трансформаторов тока любого из

элементов присоединения к шинам:

- трехступенчатая дистанционная защита и токовая отсечка от многофазных КЗ;
- четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности от КЗ на землю.

Для защит сборных шин предусмотрена дифференциальная токовая защита.

Защита является весьма ответственной, чем большинство защит других элементов системы. Это определяется тем, что неправильное её функционирование (отказы срабатывания при требовании срабатывания и срабатывания при отсутствии требований в нормальном режиме и при внешнем К.З.) в определенных условиях может привести к нарушению устойчивости или даже нарушению живучести энергосистемы.

На шиносоединительном выключателе предусмотрены защиты (используемые для разделения секций шин при отсутствии УРОВ или выведении его или защиты шин из действия, а также для повышения эффективности дальнего резервирования):

- двухступенчатая токовая защита от многофазных КЗ;
- трехступенчатая токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю.

Устройство резервирования при отказе выключателей (УРОВ) предназначено для ликвидации повреждения, сопровождающего отказом выключателя,

УРОВ должно действовать и при К.З. в зоне между трансформатором тока и выключателем.

Устройство резервирования при отказе выключателей пускается при действии защит поврежденного элемента и при срабатывании осуществляет отключение выключателей, смежных с отказавшим, с выдержкой времени, большей времени отключения выключателя.

УРОВ должно действовать в следующих направлениях:

- на отключение секции шин через выходные промежуточные реле защит при К.З. на одном из отходящих от данной секции шин элементов, сопровождающемся отказом в действии выключателя поврежденного элемента, а также при К.З. на соседней секции шин, сопровождающемся отказом в действии шиносоединительного выключателя;

- на отключение автотрансформатора при К.З. на шинах, сопровождающемся отказом в действии его выключателя;

- на остановку ВЧ передатчиков ВЧ защиты с блокирующим сигналом.

Пуск устройства резервирования при отказе выключателей осуществляется от всех защит поврежденного присоединения, при отказе выключателя которого устройство должно действовать. Выполняется пуск контактами выходных промежуточных реле защит.

Устройство имеет выдержку времени необходимую для фиксации отказа выключателя которая создается с помощью реле времени.



## 2.5. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ШИНАХ ОРУ-500-220 кВ.

Качество электроэнергии (КЭ) наряду с надежностью, безопасностью и экономичностью является одним из обязательных требований, предъявляемых к электрическим сетям. КЭ характеризуется совокупностью свойств, показателей качества электроэнергии (ПКЭ), нормируемых государственным стандартом ГОСТ-13109-97. Согласно Методическим указаниям (РД 153-34.0-15.501-00) устанавливаются основные положения по контролю качества электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ 13109-97 в системах электроснабжения общего назначения однофазного и трёхфазного переменного тока с частотой 50 Гц и определяет правила оценки соответствия установленным требованиям следующих показателей качества электрической энергии (далее ПКЭ):

- установившееся отклонение напряжения;
- коэффициент  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
- отклонение частоты;
- длительность провала напряжения.

Нормы качества электрической энергии (далее КЭ).

В соответствии с ГОСТ 13109-97 для ПКЭ установлены нормально допускаемые и (или) предельно допускаемые значения.

Условия соответствия КЭ установленным нормам:

1. Качество электрической энергии по отклонению частоты и установившемуся отклонению напряжения в пункте контроля считают соответствующим установленным требованиям, если одновременно выполняются следующие условия:

а) все измеренные в течение 24 ч значения, контролируемые ПКЭ

принадлежат интервалу, ограниченному предельно допустимыми значениями этого показателя;

б) 95 % измеренных в течение 24 ч значений, контролируемые ПКЭ принадлежат интервалу ограниченному нормально допустимыми значениями этого показателя.

2. Качество электрической энергии по коэффициентам искажения кривой синусоидальности и n-ой гармонической составляющей напряжения, а также коэффициентам несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям в пункте контроля считают соответствующим установленным требованиям, если одновременно выполняются следующие условия:

а) наибольшее из всех измеренных в течение 24 ч значений контролируемого ПКЭ не превышает предельно допустимого значения ПКЭ;

б) 95 % измеренных в течение 24 ч значений, контролируемого ПКЭ, не превышают нормально допустимого значения ПКЭ.

Энергоснабжающая организация должна проводить периодический контроль качества поставляемой потребителям электрическую энергию. Потребитель по своему усмотрению проводит контроль любых ПКЭ, установленных ГОСТ 13109-97, и обязан проводить контроль КЭ по тем показателям, источником ухудшения которых он является.

При периодическом контроле КЭ рекомендуется, чтобы общая продолжительность непрерывного контроля ПКЭ составляла 7 суток.

Допускается уменьшение общей продолжительности контроля КЭ, если в недельном цикле достоверно определены сутки (несколько суток), результаты измерений КЭ за которые являются репрезентативными для недельного цикла. При этом минимальная продолжительность непрерывного контроля каждого из выше перечисленных ПКЭ (за исключением длительности провала напряжения) для определения их соответствия требованиям НД должна быть не менее 24 ч. Требования к погрешности измерений.

Погрешность измерений должна соответствовать требованиям, указанным в ГОСТ 13109-97. Значения погрешности измерений показателей КЭ должны

находиться в интервале, ограниченном предельно допустимыми значениями, указанными в таблице 2.8.

Таблица 2.8. - Погрешность измерений ПКЭ

Показатель КЭ, единица измерений	Пределы допускаемых погрешностей измерений показателя КЭ	
	абсолютной, в единицах измерения показателя КЭ	относительной, %
1	2	3
Установившееся отклонение напряжения $\delta U_v, \%$	$\pm 0,5$	--
Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения $K_U, \%$	--	$\pm 10$
Коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}, \%$	$\pm 0,5$ при $K_{U(n)} < 1$	$\pm 0,5$ при $K_{U(n)} > 1$
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности $K_{U(n)}, \%$	$\pm 0,3$	--
Отклонение частоты $\Delta f, Гц$	$\pm 0,03$	--
Длительность провала напряжения $\Delta t_{n,c}$	0,01	--

Требования к средствам измерений.

При всех видах испытаний, контроля и измерений ПКЭ, за исключением тех случаев, когда метрологического контроля должны использоваться средства измерений, реализующие алгоритмы обработки измерительной информации в соответствии с требованиями ГОСТ 13109-97 и имеющие метрологические характеристики не хуже указанных в таблице 2.9.

Таблица 2.9. Метрологические характеристики средств измерений

Наименование измеряемой величины, единица измерений	Метрологические характеристики			
	Диапазон измерений в единицах измеряемой величины	Предел абсолютной допустимой погрешности в единицах измеряемой величины	Предел относительной допустимой погрешности, %	Интервал усреднения, с
Установившееся отклонение напряжения, %	от минус 20 до плюс 20	$\pm 0,2^*$ $\pm 0,5^{**}$	--	60 с
Коэффициент n-й гармонической составляющей напряжения, %	от 0 до 15	$\pm 0,05$ при $K_{U(n)} < 1$	$\pm 5$ при $K_{U(n)} > 1$	3
Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения, %	от 0 до 15	$\pm 0,1$ при $K_U < 1$	$\pm 10$ при $K_U > 1$	3
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности, %	от 0 до 5	$\pm 0,2^*$ $\pm 0,5^{**}$	--	3
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности, %	от 0 до 5	$\pm 0,2^*$ $\pm 0,3^{**}$	--	3
Отклонение частоты, Гц	от 49 до 51	$\pm 0,03$	--	20
Длительность провала напряжения, с	от 0,01 до 60	0,01	--	--

\* - для средств измерений, подключаемых к выходам измерительных трансформаторов напряжения.

\*\* - для средств измерений, подключаемых непосредственно к электрическим сетям 380, 220 В.

$K_U, K_{U(n)}$  – соответственно коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения и коэффициент n-й гармонической составляющей напряжения.

Приборы должны обеспечивать измерения при следующих номинальных значениях напряжения на их входах:

- фазные напряжения  $100/\sqrt{3}$  и 220 В;
- междуфазные напряжения 100 и 380 В.

Средства измерений должны усреднять измеряемые ПКЭ в интервалах усреднения, с использованием следующих весовых функций (измерительных окон):

- прямоугольное измерительное окно с шириной  $T_w$  равной 0,32 с, без пробелов между окнами или измерительное окно Хеннинга с шириной  $T_w$ , равной 0,4-0,5 с, с перекрытием смежных окон на 50 %.

Средства измерений должны обеспечивать выявление кратковременное перенапряжений, провалов и отключений измеряемых напряжений длительностью более 0,01 с.

Средства измерений должны обеспечивать накопление измерительной информации за время не менее 7 суток и хранение этой информации при отключенном питании не менее 15 суток. По устойчивости к климатическим воздействиям в рабочих условиях применения приборы должны соответствовать группе исполнения не ниже 3-й по ГОСТ 22261-94.

По устойчивости к воздействию внешних электромагнитных помех средства измерений должны удовлетворять требованиям следующих стандартов: ГОСТ Р 50317.4.2-99; ГОСТ Р 50317.4.3-99; ГОСТ Р 50317.4.-99; ГОСТ Р 50-317.4.5-99; ГОСТ Р 50317.4.11-99; ГОСТ Р 50628-2000; ГОСТ Р 50648-94.

Средства измерений должны выдерживать на зажимах входных цепей и цепей сетевого питания длительное (не менее 24 ч) воздействие напряжения не менее удвоенного номинального значения и грозовых импульсов напряжения до 6 кВ.

Метод измерений.

При выполнении измерений используют метод непосредственной оценки ПКЭ. При контроле КЭ в трёхфазных и однофазных электрических сетях измерять фазные напряжения. При отсутствии в электрических сетях с изолированной нейтралью однофазных или трёхфазных заземляемых трансформаторов напряжения допускается измерять междуфазные напряжения.

Требования безопасности.

При контроле ПКЭ должны быть соблюдены требования безопасности в соответствии с ГОСТ 12.3.019-80, ГОСТ 12.2.007-75, «Правилам эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам техники безопасности электроустановок», «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей в Российской Федерации». Помещения, используемые при контроле ПКЭ, должны удовлетворять требованиям пожарной безопасности по ГОСТ 12.1.004-91.

Средства измерений, используемые при контроле ПКЭ, должны удовлетворять требованиям ГОСТ 22261-94.

Требования к квалификации операторов.

К выполнению измерений могут быть допущены лица, имеющие квалификацию не ниже 3-й группы по электробезопасности. Эти лица должны быть аттестованы на право проведения контроля ПКЭ в установленном порядке.

Анализ результатов контроля ПКЭ и оформление протоколов может проводиться лицами со средним специальным или высшим образованием.

Цель проведения измерений.

Обследование показателей качества электроэнергии на шинах ОРУ-500-220 кВ подстанции «Томская -500» Кузбасского предприятия магистральных электрических сетей.

Условия измерений.

Измерения ПКЭ проводят в нормальных и ремонтных режимах работы электрической сети. При измерениях ПКЭ обеспечивают выполнение рабочих условий применения используемых СИ в пункте контроля.

Подготовка к проведению измерений.

Получение разрешения на проведение обследования показателей качества электроэнергии на шинах ОРУ -500-220 кВ подстанции-500 кВ «Томская» Кузбасского предприятия магистральных электрических сетей.

Прибытие на подстанцию-500 кВ «Томская», прохождение вводного и первичного инструктажа по электробезопасности, ознакомление с электрической схемой и особенностями электроустановки.

Подготовка к проведению измерений.

Перед началом измерений в электрических сетях напряжением выше 1000 В следует:

- установить тип измерительного трансформатора напряжения (ТН) в пункте контроля;
  - номинальные напряжения первичной и вторичной обмоток ТН;
  - схему соединений вторичных обмоток ТН;
  - класс точности, наличие действующего о поверке или поверительного клейма;
  - схему соединений нагрузок вторичных обмоток ТН;
- определить нагрузку вторичных цепей.

Перед началом измерений КЭ:

- проверить температуру, влажность и давление (климатическое условия), а также напряжение и частоту питания с тем, чтобы используемые средства измерений были размещены в таких климатических условиях и были обеспечены такие характеристики напряжения их питания, для которых в соответствии с технической документацией указанных средств измерений обеспечиваются нормы точности измерений;

- установить средства измерений, заземлить их и подготовить к работе в соответствии с инструкциями по эксплуатации, включая прогрев прибора, корректировку, при необходимости, текущего времени и даты, введение необходимых уставок. В качестве соединительных проводов между прибором и исследуемой сетью следует использовать стандартные соединительные кабели, входящие в комплект прибора. Сечение и длина соединительных проводов должны быть выбраны из условия, что потеря напряжения в них не превышает 0,05 %;

- принять меры для исключения влияния помех на измерительные цепи прибора;

- подключить контролируемое напряжение. Определить соответствие маркировки фаз измеряемой трехфазной сети правильному чередованию фаз с помощью фазоуказателя или средства измерений КЭ. Следование фаз входных

- сигналов должно совпадать с маркировкой соответствующих измерительных каналов напряжения прибора;
- убедиться в работоспособности собранной схемы, проконтролировав текущие значения ПКЭ.

Выполнение измерений с помощью анализатора электропотребления, контроля количества и качества электроэнергии «Circutor» (Испания). Приборные замеры показателей качества электрической энергии (мощности) на предмет соответствия установленным нормативам.

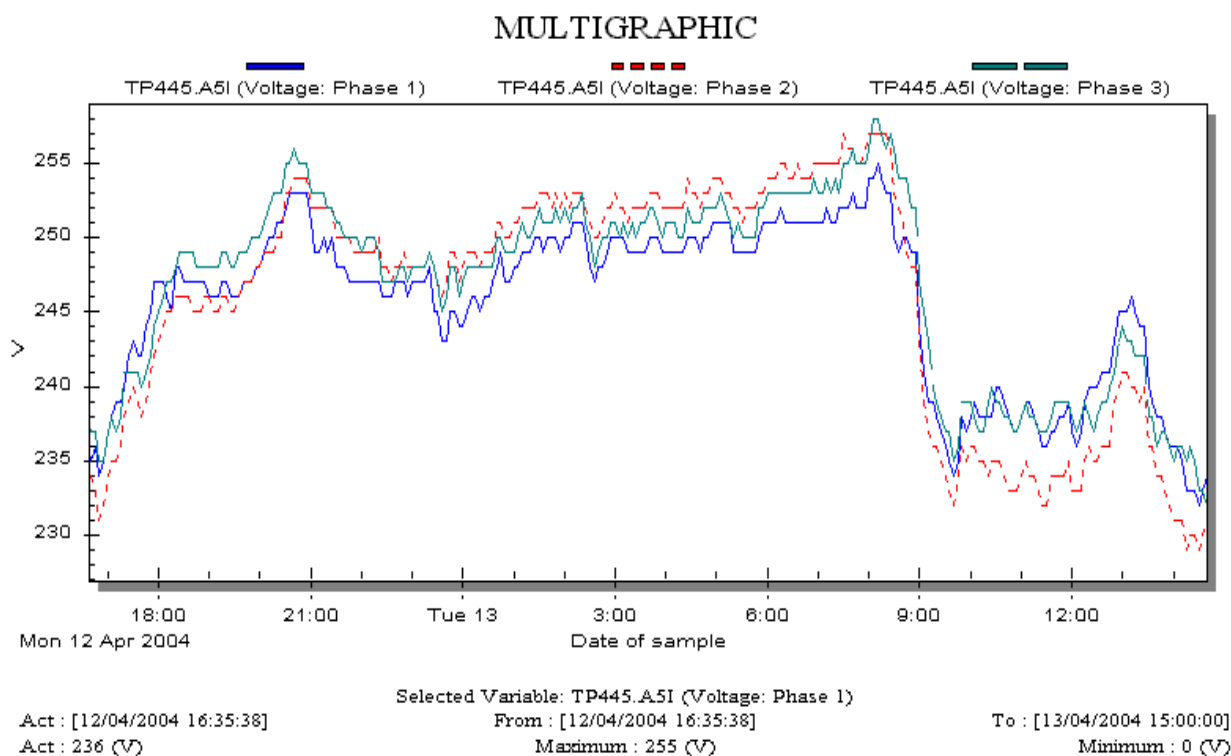


Рис.2.8 - График изменения напряжения на шинах 0,4 кВ ТСН-2.

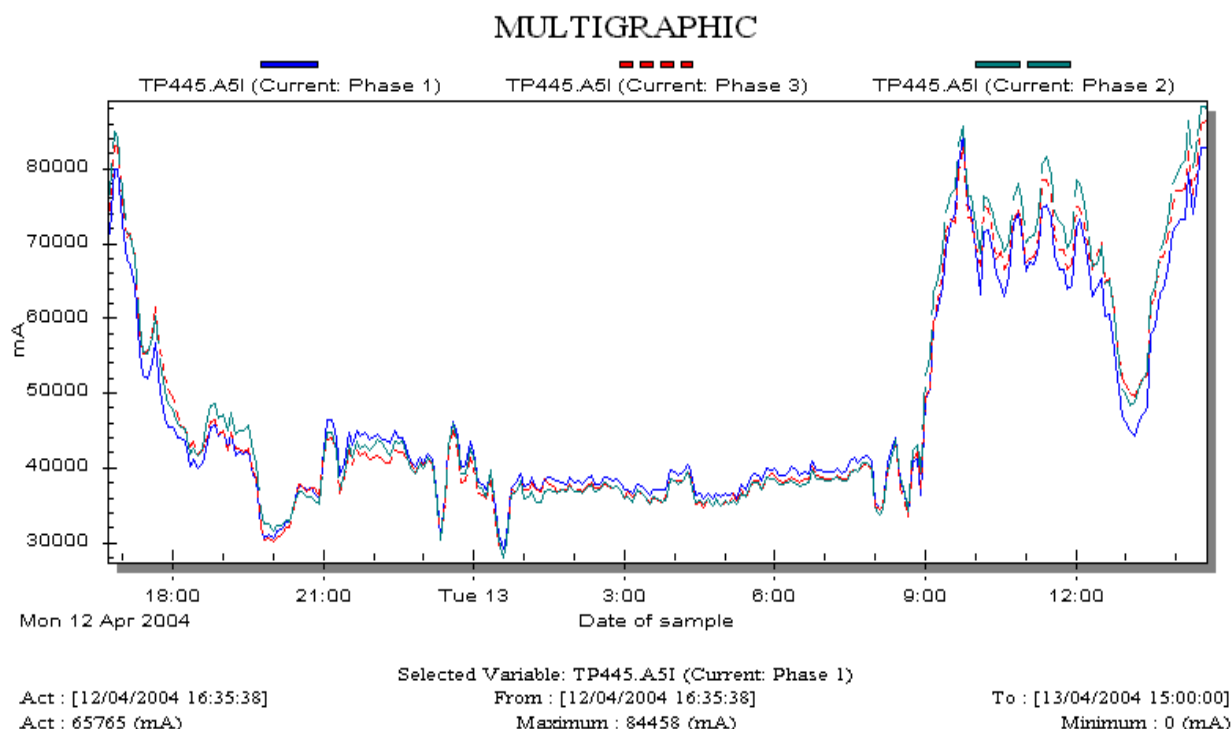




Рис.2.9 - График изменения тока нагрузки на шинах 0,4 кВ ТСН 2.

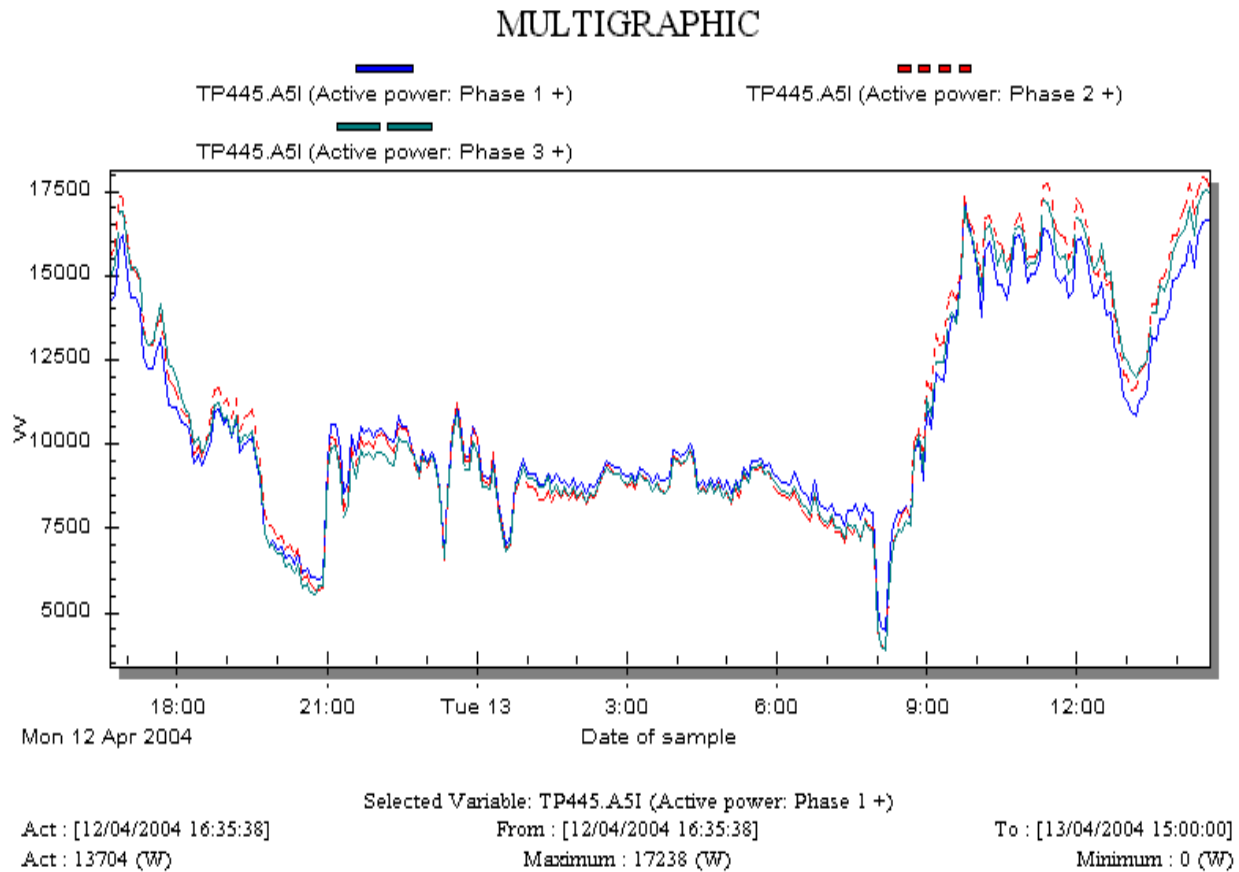


Рис.2.10 - График изменения активной мощности нагрузки 0.4кВ

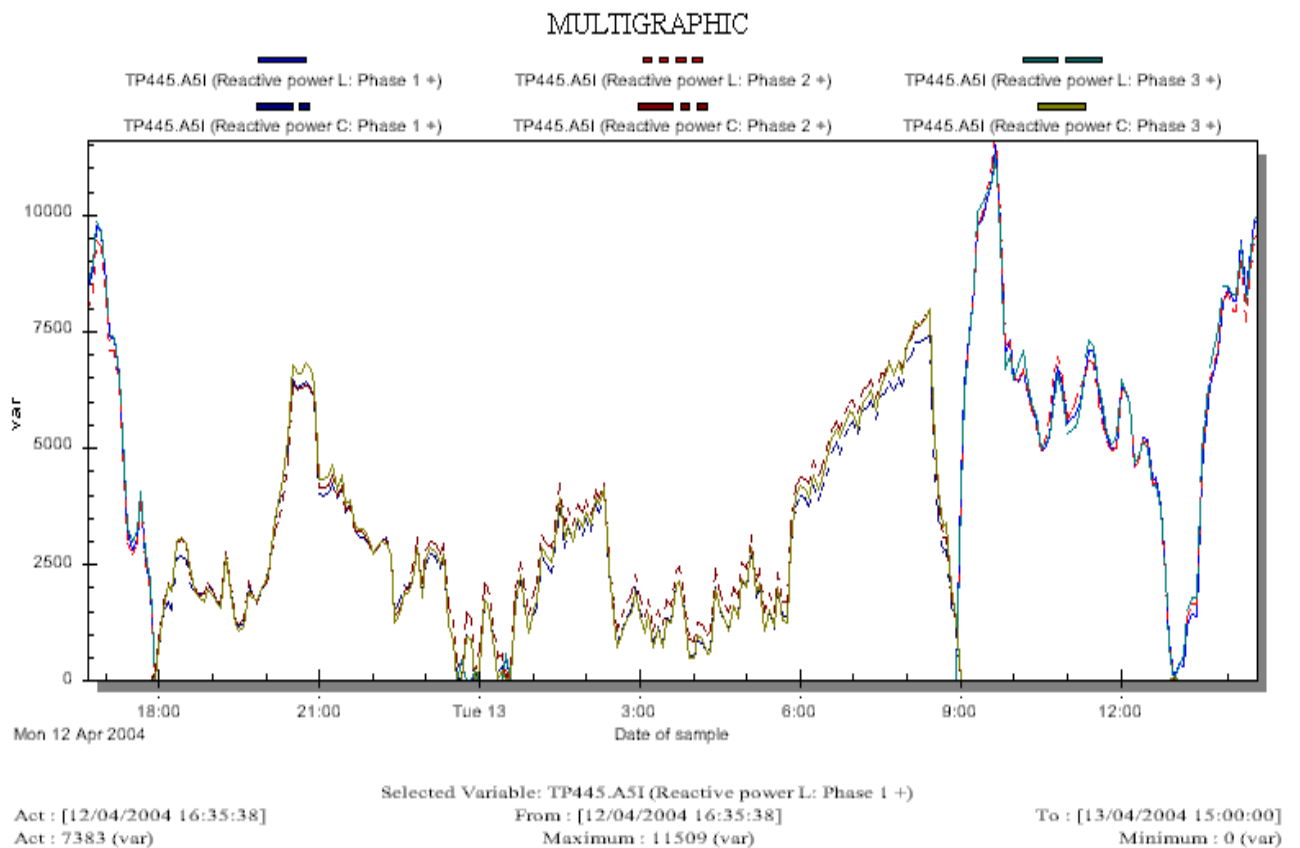


Рис.2.11 - График изменения реактивной мощности нагрузки 0.4 кВ ТСН 2.

TP445.A5I (Power factor: Phase 1 +)



Рис.2.12 - График изменения коэффициента мощности нагрузки 0.4 кВ ТСН 2.

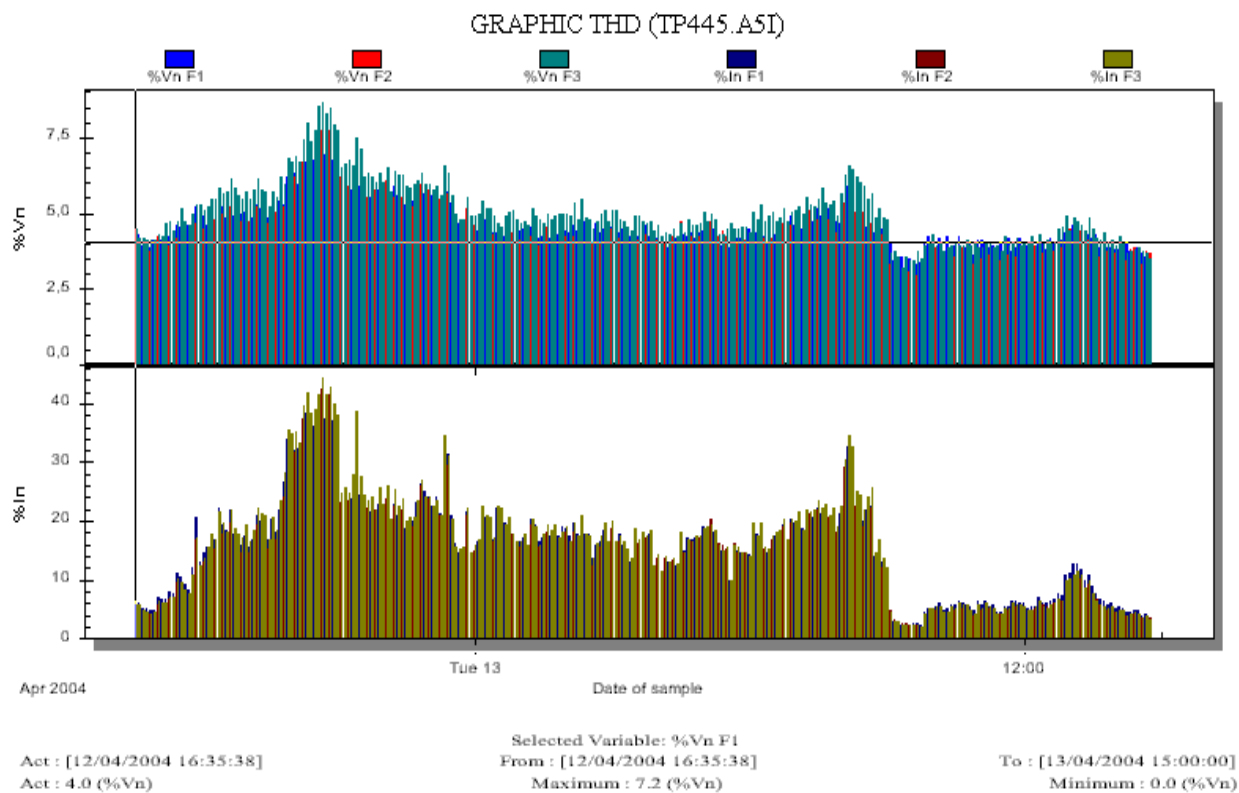
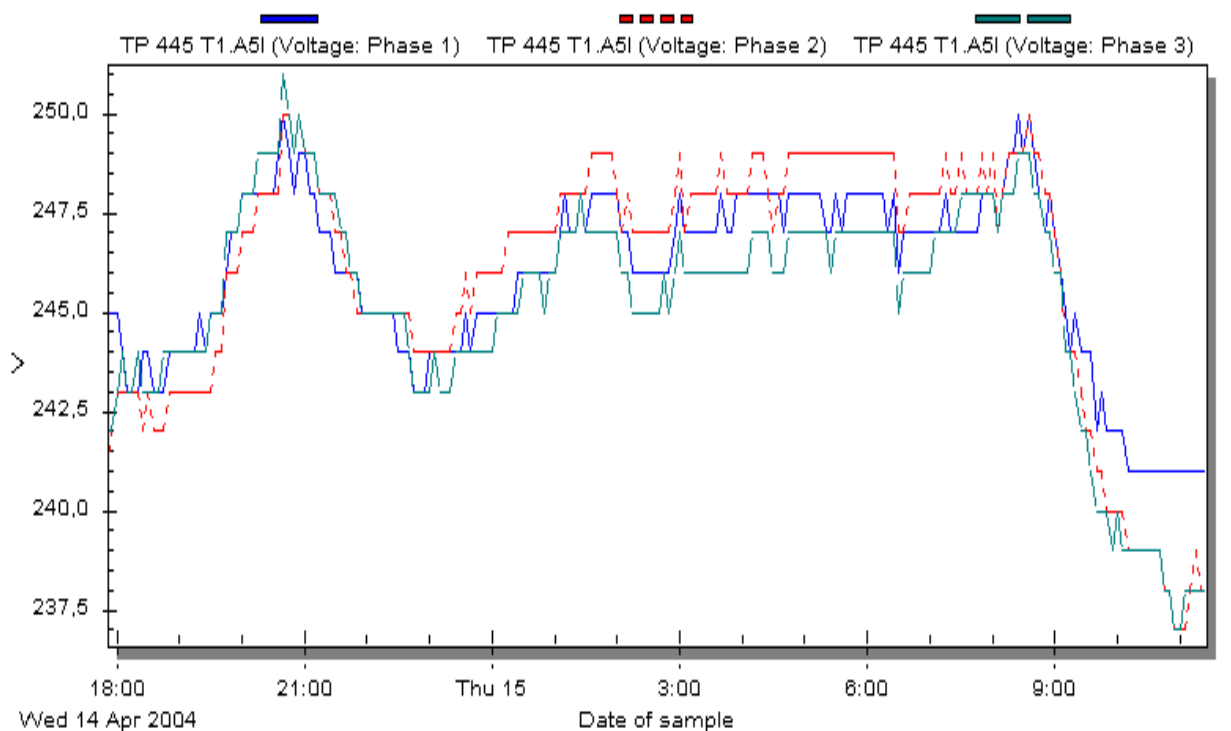


Рис.2.13 - График изменения коэффициента не синусоидальности напряжения на шинах 0.4кВ и тока нагрузки ТСН-2.



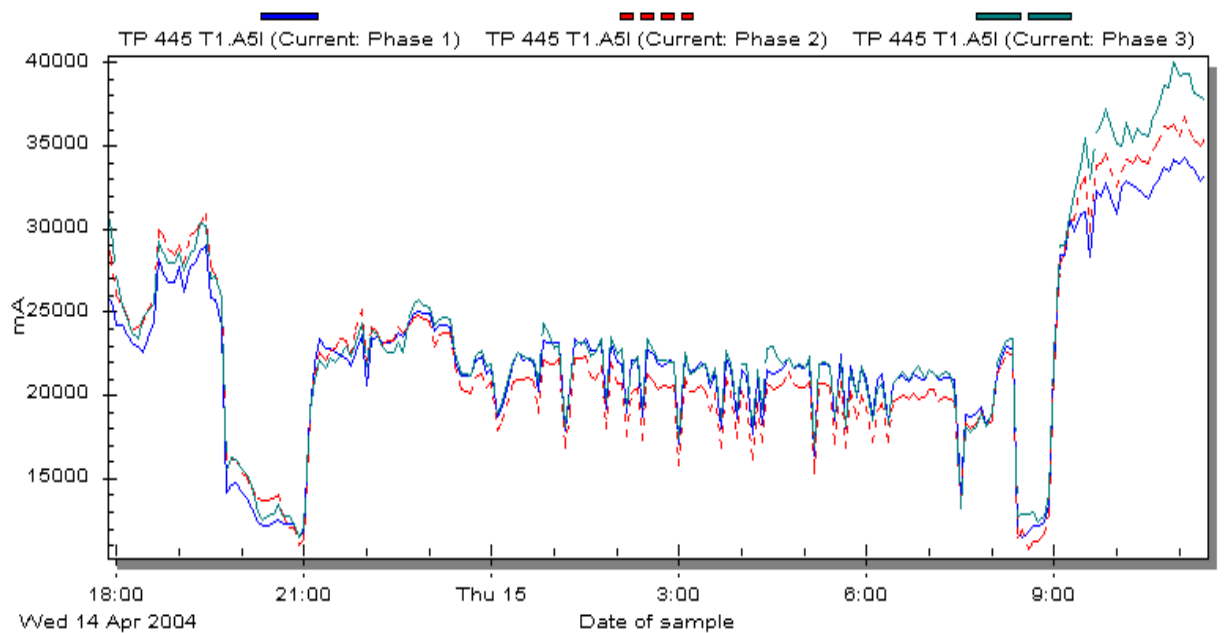
## MULTIGRAPHIC



Selected Variable: TP 445 T1.A5I (Voltage: Phase 1)  
Act : [14/04/2004 17:50:00] From : [14/04/2004 17:48:06] To : [15/04/2004 11:25:00]  
Act : 245 (V) Maximum : 250 (V) Minimum : 241 (V)

Рис.2.16 - График изменения напряжения на шинах 0,4кВ ТСН-1.

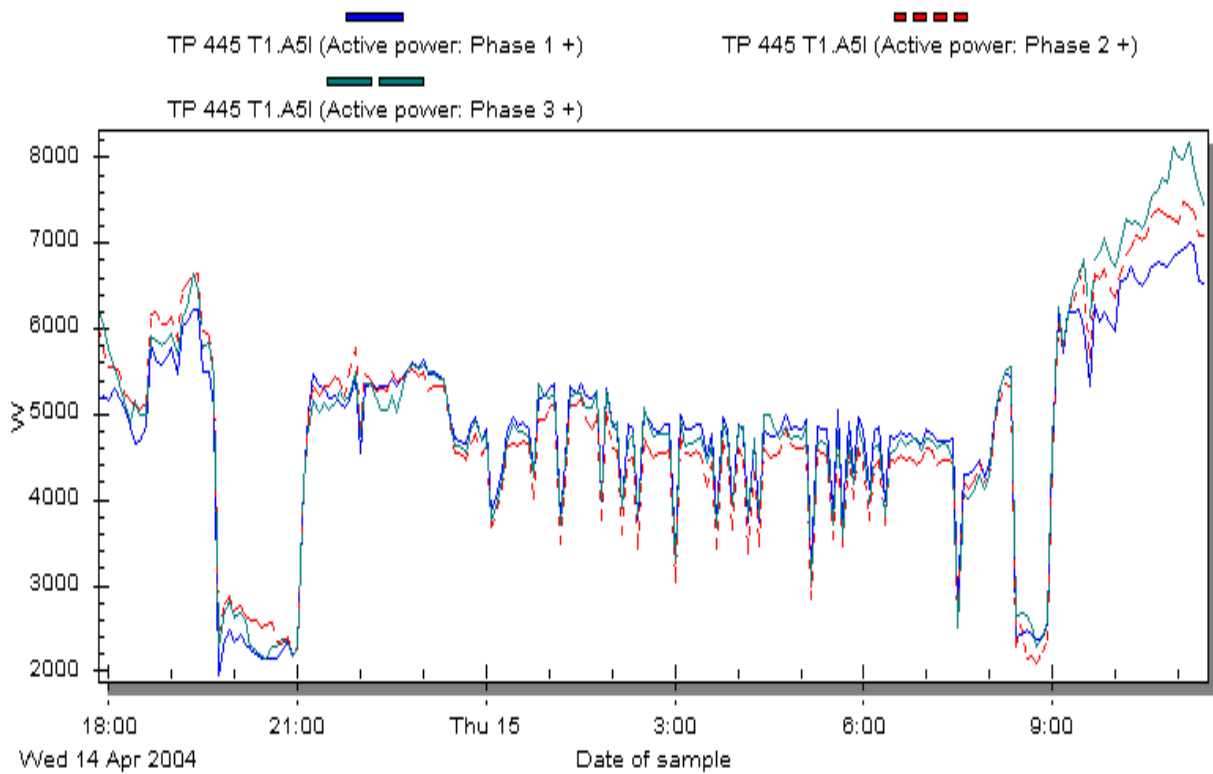
## MULTIGRAPHIC



Selected Variable: TP 445 T1.A5I (Current: Phase 1)  
Act : [14/04/2004 17:48:06] From : [14/04/2004 17:48:06] To : [15/04/2004 11:25:00]  
Act : 27017 (mA) Maximum : 34283 (mA) Minimum : 11427 (mA)

Рис.2.17 - График изменения тока нагрузки ТСН-1.

# MULTIGRAPHIC



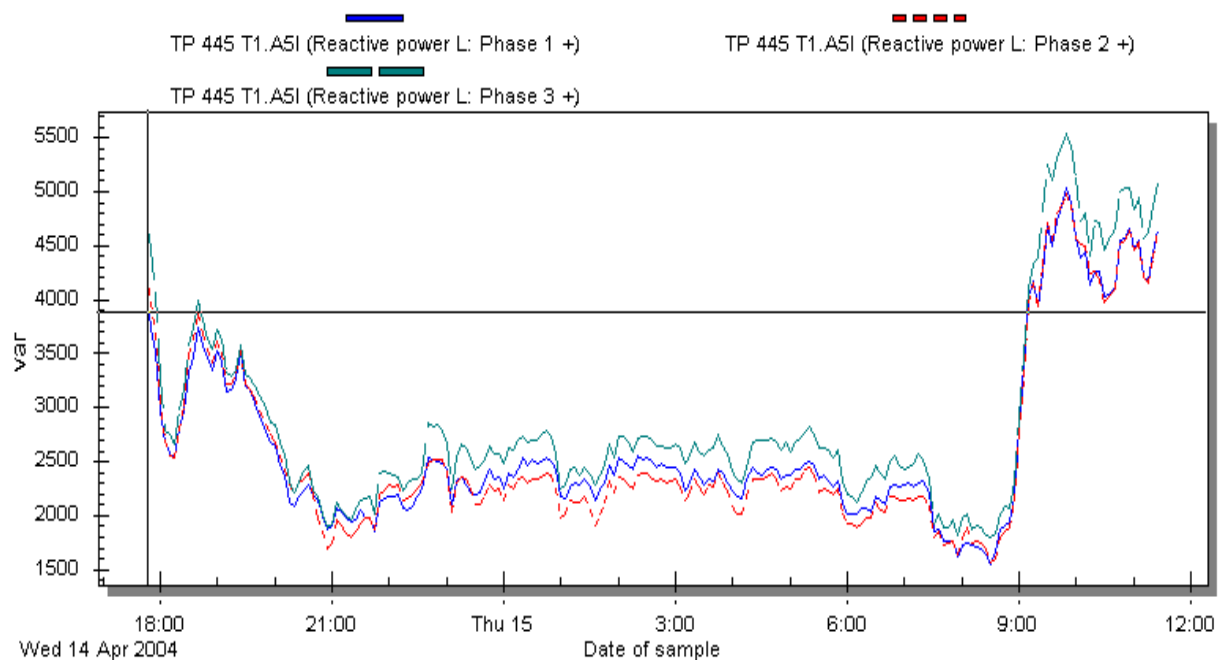
Selected Variable: TP 445 T1.A5I (Active power: Phase 1 +)

Act : [14/04/2004 17:48:06]      From : [14/04/2004 17:48:06]      To : [15/04/2004 11:25:00]

Act : 5363 (W)      Maximum : 7017 (W)      Minimum : 1967 (W)

Рис.2.18 - График изменения активной мощности нагрузки 0.4кВ ТСН-1

# MULTIGRAPHIC



Selected Variable: TP 445 T1.A5I (Reactive power L: Phase 1 +)

Act : [14/04/2004 17:48:06]      From : [14/04/2004 17:48:06]      To : [15/04/2004 11:25:00]

Act : 3883 (var)      Maximum : 5032 (var)      Minimum : 1549 (var)

Рис.2.19 - График изменения реактивной мощности нагрузки 0.4кВ ТСН-2

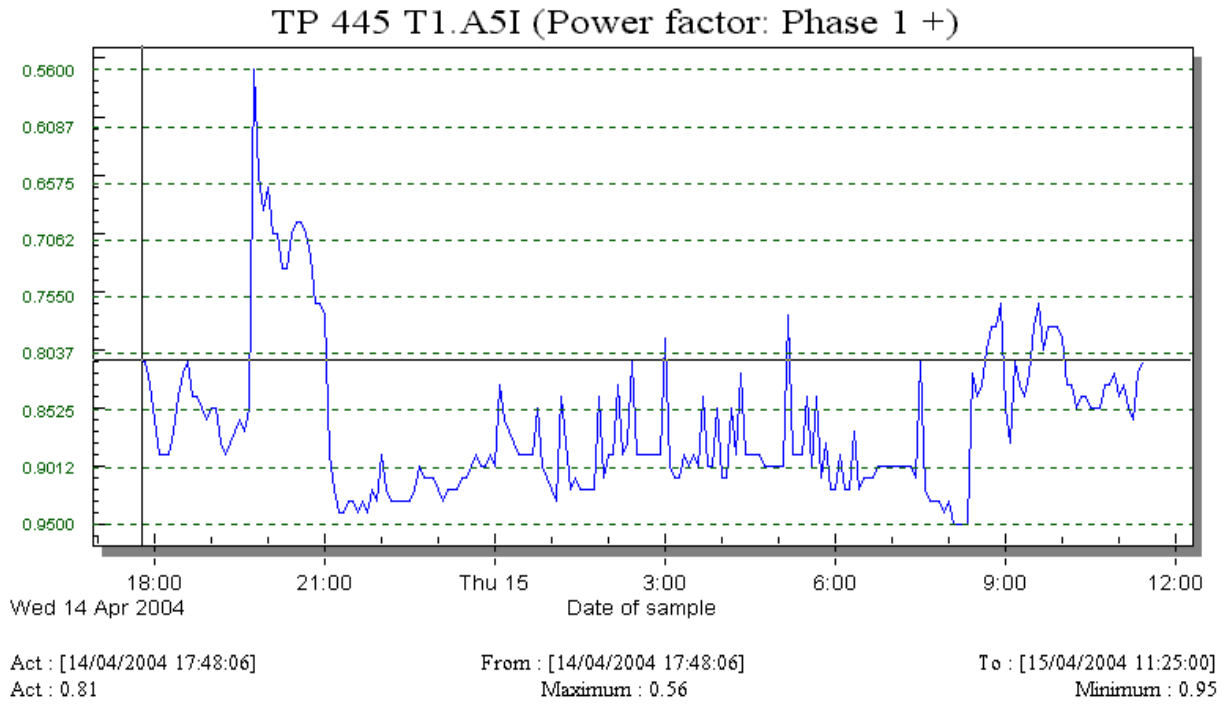


Рис.2.20 - График изменения коэффициента мощности нагрузки 0.4кВ ТСН 1.

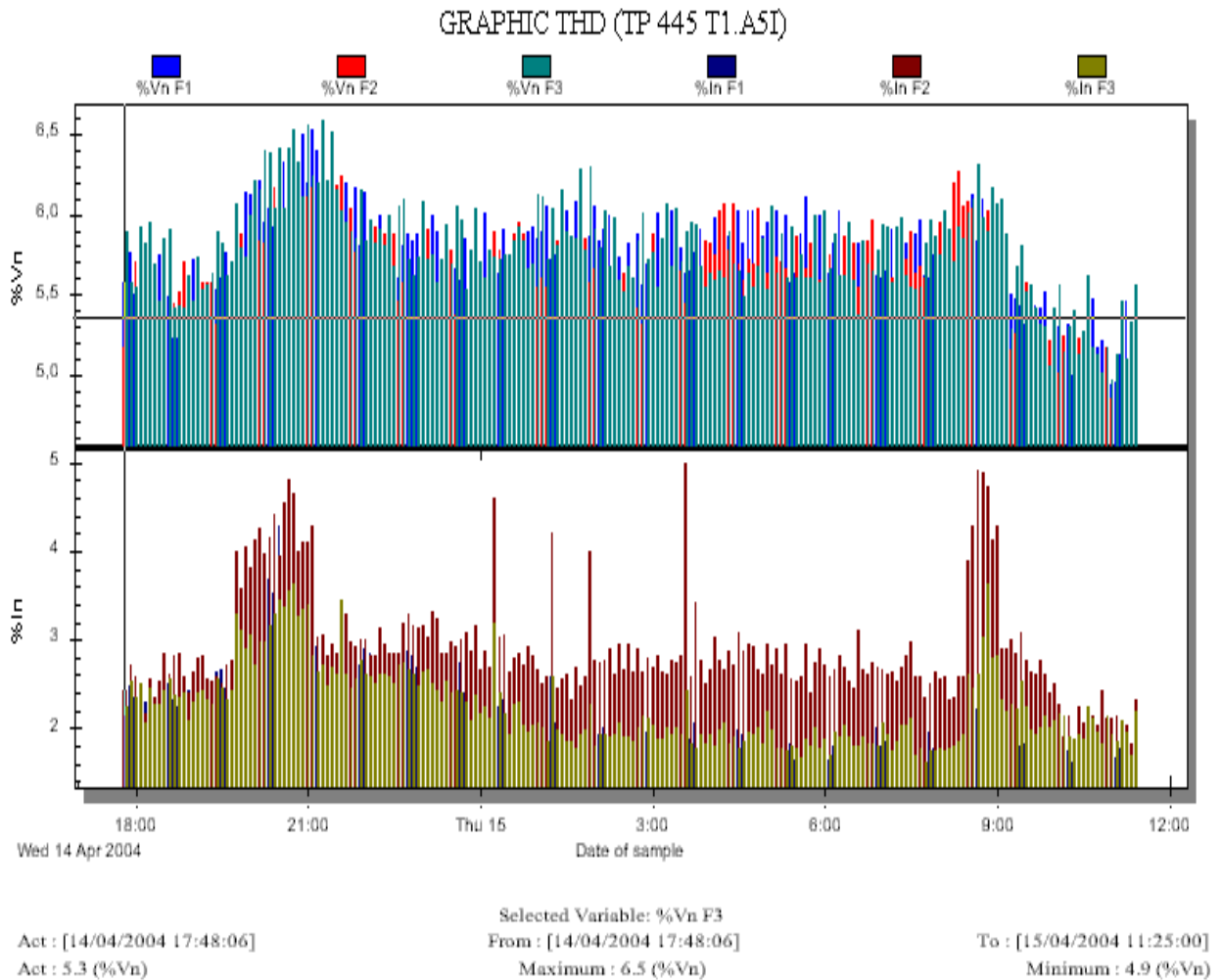


Рис.2.21 - График изменения коэффициента несинусоидальности напряжения на шинах 0.4кВ и тока нагрузки ТСН-1.

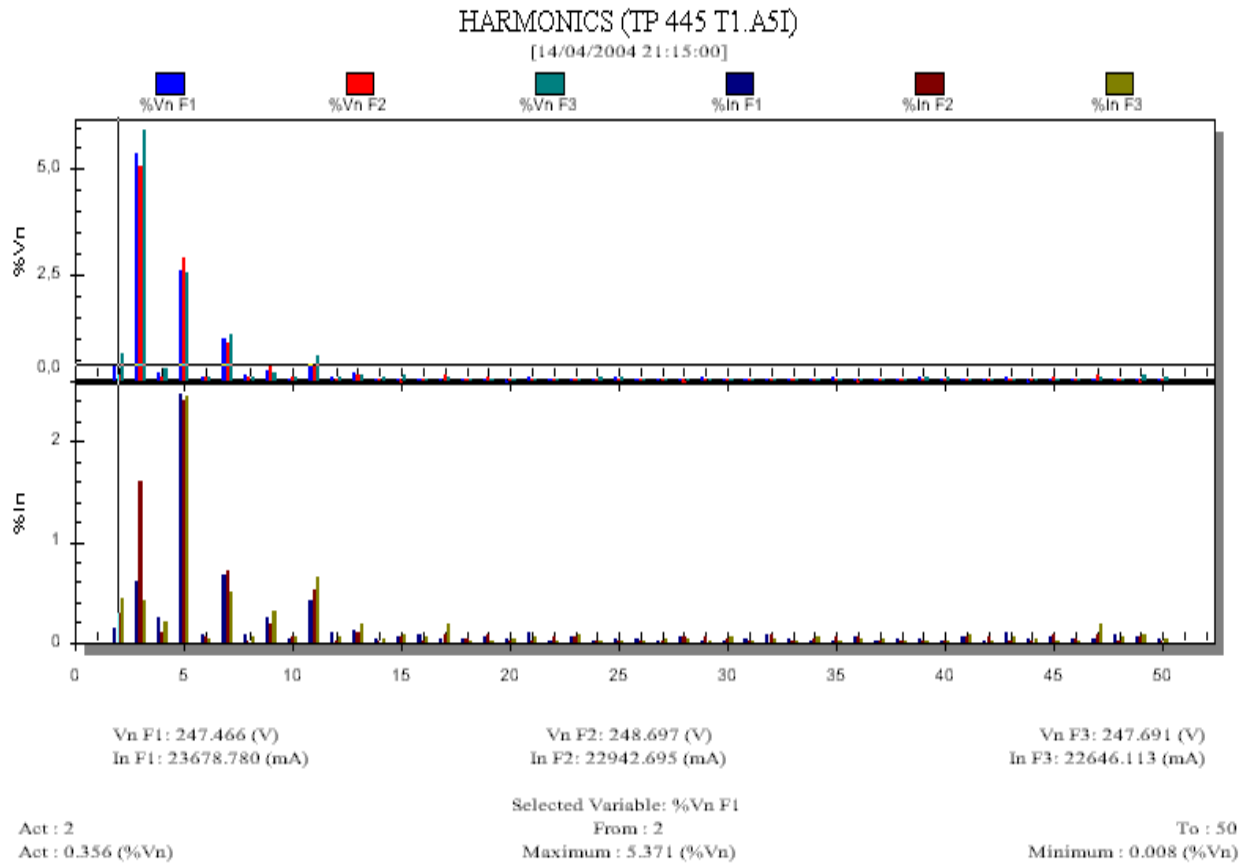


Рис.2.22 - Спектральный состав напряжения на шинах 0.4кВ и тока нагрузки ТСН 1 для времени, соответствующего наибольшему искажению.

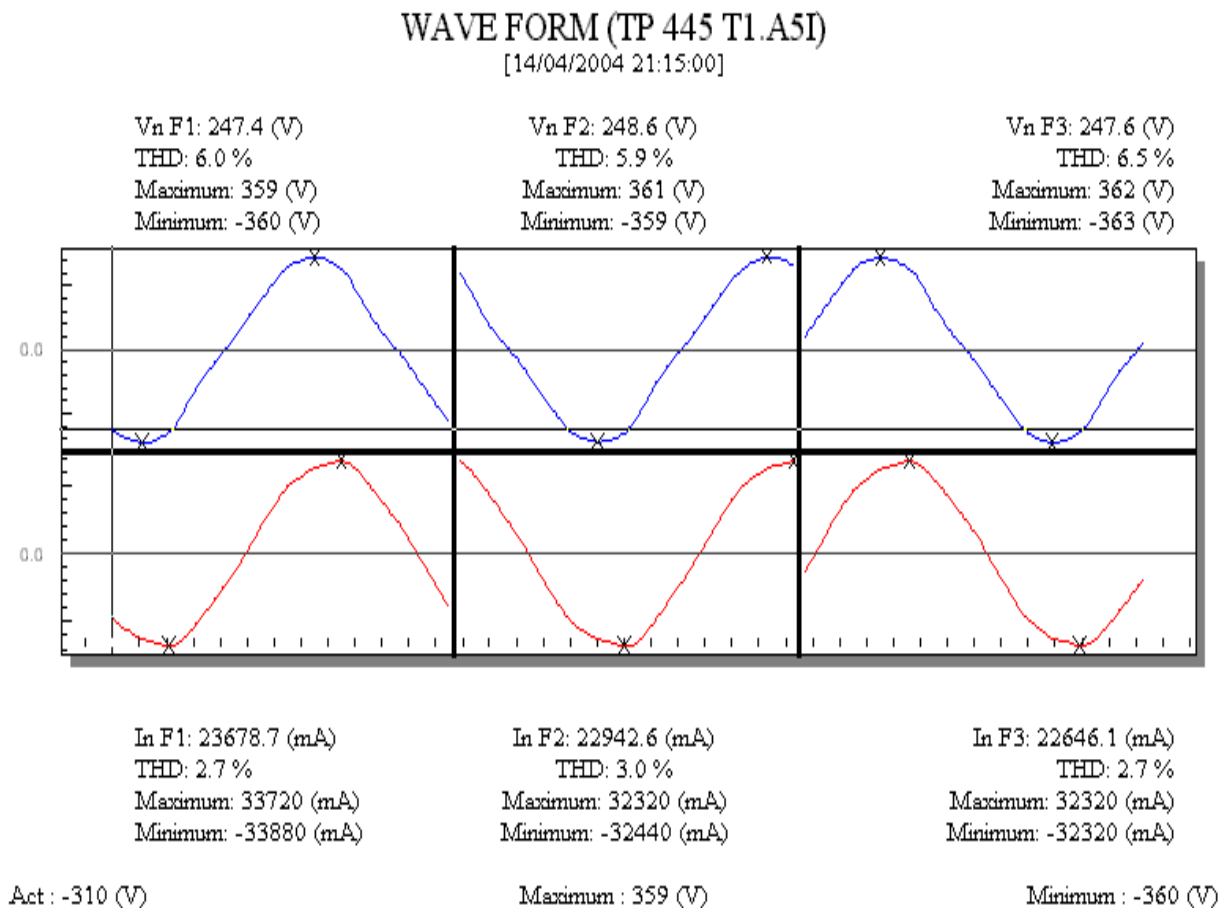


Рис.2.23 - Форма кривых напряжения на шинах 0.4кВ и тока нагрузки ТСН 1 для времени, соответствующего максимальному искажению.

### ГЛАВА 3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ОРУ-220 кВ.

Целью данного раздела является технико-экономическое обоснование реконструкции распределительного устройства – 220 кВ подстанции -500 кВ «Томская».

Реконструкция позволит повысить надежность электроснабжения потребителей, сократить расходы на собственные нужды и затраты на ремонт.

Для этого выбирается коммутационный аппарат с лучшими техническими характеристиками и минимальной стоимости.

Для технико-экономического обоснования проведения реконструкции ОРУ-220 кВ проводятся необходимые расчеты:

1. Расчет затрат на оборудование и монтаж;
2. Расчет эффективности проделанной работы.

Для того, чтобы выполнить расчет затрат на реконструкцию ОРУ-220 кВ в срок при наименьших затратах средств, составляется план-график, в котором рассчитывается поэтапная трудоёмкость всех работ. После определения трудоёмкости всех этапов темы, назначается число участников работы по этапам.

При определении трудовых затрат применяется опытно-статистический метод, а именно вероятностный.

Экономический эффект может быть получен за счет увеличения показателей надежности и снижения затрат на проведение ремонтов коммутационных аппаратов.

					<b>ФЮРА 130302.006. ПЗ</b>			
<b>Изм</b>	<b>Лис</b>	<b>№ Докумен.</b>	<b>Под.</b>	<b>Дата</b>				
<b>Разраб.</b>	<b>Кошелев В.В.</b>				Технико-экономическое обоснование реконструкции распределительного устройства 220 кВ.	<b>Литер</b>	<b>Лист</b>	<b>Листов</b>
<b>Провер.</b>	<b>Калмыкова Е.Ю</b>							
					ТПУ ИНЭО Гр. 3-5А3Г1			



Для определения ожидаемого значения продолжительности работ  $t_{о.ж.}$  применим вариант, основанный на использовании трех оценок:  $t_{max}$ ,  $t_{min}$ ,  $t_{н.в.}$

$$t_{о.ж.} = \frac{t_{min} + 4 \cdot t_{н.в.} + t_{max}}{6}$$

где:  $t_{min}$  – кратчайшая продолжительность данной работы (оптимистическая оценка);

$t_{н.в.}$  – наиболее возможная, по мнению экспертов продолжительность работы (реалистическая оценка);

$t_{max}$  – самая длительная продолжительность работы.

### 3.1. РАСЧЁТ ЗАТРАТ НА ОБОРУДОВАНИЕ И МОНТАЖ

Стоимость оборудования, монтажных работ (составляет 30% от стоимости оборудования).

Таблица 3.1. - Стоимость оборудования и монтажных работ.

Наименование оборудования	Количество шт.	Сметная стоимость		Общая стоимость	
		оборуд.	монтаж	оборуд.	монтаж
Выключатель элегазовый ВГТ-220-40/2500У1	12	2950 тыс.руб.	69 тыс.руб.	35400 тыс.руб.	828 тыс.руб.
Трансформатор тока СА-245	36	2000 тыс.руб.	36 тыс.руб.	72000 тыс.руб.	1296 тыс.руб.
Итого				107400 тыс.руб.	2124 тыс.руб.

$$K_{об} + K_{монт} = 107400 + 2124 = 109524 \text{ тыс. рублей}$$

Капиталовложения:

$$K_{кап.} = K_{об} + K_{монт} = 107400 + 2124 = 109524 \text{ тыс. рублей}$$

Затраты на амортизацию находим из формулы:

$$A_{ам} = H_{ам} \cdot C,$$

где:  $H_{ам}$  – норма амортизации;

$$H_{ам} = \frac{1}{T_{сл.}}$$

$T_{сл}$  – срок службы оборудования (для элегазовых выключателей 40 лет)

$C$  – стоимость оборудования.

тогда:

$$H_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} = \frac{1}{40} = 0,025 (\%)$$

$$A_{ам} = H_{ам} \cdot C = 0,025 \cdot 107400 = 2685 \text{ тыс. рублей}$$

### 3.2. Расчет экономической эффективности капиталовложений:

С позиции формирования положительного денежного потока от реализации проектов реконструкции данный проект не является экономически эффективным, так как не несёт прямых денежных поступлений. Целью таких проектов является повышение надёжности работы системы и снижение степени износа оборудования.

Источником таких мероприятий служит амортизационный фонд. Все мероприятия увеличивают тариф на электроэнергию в текущем году. Однако экономические эффекты от реализации таких мероприятий возникают за счёт снижения затрат на текущие и капитальные ремонты и обслуживание оборудования. Снижается также время простоя оборудования и вероятность развития аварийных ситуаций. Расчёт экономической эффективности капитальных вложений опирается на вероятностный подход. Оценивается экономическая эффективность:

$$Y = \omega \cdot \bar{t}_в \cdot P_{ср} \cdot y_0 + \omega \cdot P_{ср} \cdot y'_0,$$

где:  $y_0$  – ущерб, руб./кВт ч;

$\omega$  – показатель надёжности выключателя;

$P_{ср}$  – средняя передаваемая мощность передачи, кВт ч;

$y'_0$  – ущерб при продолжительности отключения, руб./кВт (0,5 часа)

$\bar{t}_в$  – время ликвидации аварии, (0,5 часа)

Проводится расчет ущерба до и после проведения реконструкции:

ВЛ ТВ -221 – электроснабжение предприятий по добычи нефти:

$y_0$  – 2,0 руб./кВт ч;

$\omega_1$  - 0,031 частота отказов выключателей до реконструкции;

$\omega_2$  - 0,026 частота отказов выключателей после реконструкции;

$P_{cp} - 40000$  кВт ч;

$y'_0 - 35$  руб./кВт

$Y_1 -$  ущерб до проведения реконструкции;

$Y_2 -$  ущерб после проведения реконструкции.

$$Y_{1(TB-221)} = 0,031 \cdot 0,5 \cdot 40000 \cdot 4,0 + 0,031 \cdot 40000 \cdot 35 = 45880 \text{ тыс. руб.}$$

$$Y_{2(TB-221)} = 0,026 \cdot 0,5 \cdot 40000 \cdot 4,0 + 0,026 \cdot 40000 \cdot 35 = 38480 \text{ тыс. руб.}$$

ВЛ ТВ -231 – электроснабжение предприятий по добычи нефти:

$y_0 - 4,0$  руб./кВт ч;

$\omega_1 - 0,031$  частота отказов выключателей до реконструкции;

$\omega_2 - 0,026$  частота отказов выключателей после реконструкции;

$P_{cp} - 40000$  кВт ч;

$y'_0 - 35$  руб./кВт

$$Y_{1(TB-231)} = 0,031 \cdot 0,5 \cdot 40000 \cdot 4,0 + 0,031 \cdot 40000 \cdot 35 = 45880 \text{ тыс. руб.}$$

$$Y_{2(TB-231)} = 0,026 \cdot 0,5 \cdot 40000 \cdot 4,0 + 0,026 \cdot 40000 \cdot 35 = 38480 \text{ тыс. руб.}$$

ВЛ Т -210 – электроснабжение предприятий по нефтепереработке:

$y_0 - 6,0$  руб./кВт ч;

$\omega_1 - 0,022$  частота отказов выключателей до реконструкции;

$\omega_2 - 0,017$  частота отказов выключателей после реконструкции;

$P_{cp} - 35000$  кВт ч;

$y'_0 - 15$  руб./кВт

$$Y_{1(T-210)} = 0,022 \cdot 0,5 \cdot 35000 \cdot 6,0 + 0,022 \cdot 35000 \cdot 15 = 13860 \text{ тыс.руб.}$$

$$Y_{2(T-210)} = 0,017 \cdot 0,5 \cdot 35000 \cdot 6,0 + 0,017 \cdot 35000 \cdot 15 = 10710 \text{ тыс.руб.}$$

ВЛ Т -205 – электроснабжение предприятий приборостроения:

$y_0 - 12$  руб./кВт ч;

$\omega_1 - 0,022$  частота отказов выключателей до реконструкции;

$\omega_2 - 0,017$  частота отказов выключателей после реконструкции;

$P_{cp} - 35000$  кВт ч;

$y'_0 - 15$  руб./кВт

$$Y_{1(T-205)} = 0,022 \cdot 0,5 \cdot 35000 \cdot 12 + 0,022 \cdot 35000 \cdot 15 = 16170 \text{ тыс.руб.}$$

$$Y_{2(T-205)} = 0,017 \cdot 0,5 \cdot 35000 \cdot 12 + 0,017 \cdot 35000 \cdot 15 = 12495 \text{ тыс.руб.}$$

ВЛ Т -204 – электроснабжение завода резинотехнических изделий:

$y_0 - 6,0$  руб./кВт ч;

$\omega_1 - 0,023$  частота отказов выключателей до реконструкции;

$\omega_2 - 0,017$  частота отказов выключателей после реконструкции;

$P_{cp} - 35000$  кВт ч;

$y'_0 - 20$  руб./кВт

$$Y_{1(T-204)} = 0,023 \cdot 0,5 \cdot 35000 \cdot 6,0 + 0,023 \cdot 35000 \cdot 20 = 40250 \text{ тыс.руб.}$$

$$Y_{2(T-204)} = 0,017 \cdot 0,5 \cdot 35000 \cdot 6,0 + 0,017 \cdot 35000 \cdot 20 = 29750 \text{ тыс.руб.}$$

ВЛ Т -203 – электроснабжение электромеханического завода:

$y_0 - 2,0$  руб./кВт ч;

$\omega_1 - 0,023$  частота отказов выключателей до реконструкции;

$\omega_2 - 0,017$  частота отказов выключателей после реконструкции;

$P_{cp} - 35000$  кВт ч;

$y'_0 - 5,0$  руб./кВт

$$Y_{1(T-203)} = 0,023 \cdot 0,5 \cdot 35000 \cdot 2,0 + 0,023 \cdot 35000 \cdot 5,0 = 12075 \text{ тыс.руб.}$$

$$Y_{2(T-203)} = 0,017 \cdot 0,5 \cdot 35000 \cdot 2,0 + 0,017 \cdot 35000 \cdot 5,0 = 8925 \text{ тыс.руб.}$$

ВЛ Т -218 – электроснабжение деревообрабатывающего предприятия:

$y_0 - 8,0$  руб./кВт ч;

$\omega_1 - 0,023$  частота отказов выключателей до реконструкции;

$\omega_2 - 0,018$  частота отказов выключателей после реконструкции;

$P_{cp} - 15000$  кВт ч;

$y'_0 - 1,5$  руб./кВт

$$Y_{1(T-218)} = 0,023 \cdot 0,5 \cdot 15000 \cdot 8,0 + 0,023 \cdot 15000 \cdot 1,5 = 14317 \text{ тыс.руб.}$$

$$Y_{2(T-218)} = 0,017 \cdot 0,5 \cdot 15000 \cdot 8,0 + 0,017 \cdot 15000 \cdot 1,5 = 10582 \text{ тыс.руб.}$$

ВЛ Т -213 – электроснабжение производства смол и пластмасс:

$$y_0 - 8,0 \text{ руб./кВт ч;}$$

$$\omega_1 - 0,022 \text{ частота отказов выключателей до реконструкции;}$$

$$\omega_2 - 0,018 \text{ частота отказов выключателей после реконструкции;}$$

$$P_{cp} - 15000 \text{ кВт ч;}$$

$$y'_0 - 3,0 \text{ руб./кВт}$$

$$Y_{1(T-213)} = 0,022 \cdot 0,5 \cdot 15000 \cdot 8,0 + 0,022 \cdot 15000 \cdot 3,0 = 14190 \text{ тыс.руб.}$$

$$Y_{2(T-213)} = 0,017 \cdot 0,5 \cdot 15000 \cdot 8,0 + 0,017 \cdot 15000 \cdot 3,0 = 10965 \text{ тыс.руб.}$$

$$\begin{aligned} \Sigma_{Y(1)} = & Y_{1(TB-221)} + Y_{1(TB-231)} + Y_{1(T-210)} + Y_{1(T-205)} + Y_{1(T-204)} \\ & + Y_{1(T-203)} + Y_{1(T-218)} + Y_{1(T-213)} \end{aligned}$$

тогда:

$$\begin{aligned} \Sigma_{Y(1)} = & 45880 + 45880 + 13860 + 16170 + 40250 + 12075 + 14317 + \\ & + 14190 = 202622 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Sigma_{Y(2)} = & Y_{2(TB-221)} + Y_{2(TB-231)} + Y_{2(T-210)} + Y_{2(T-205)} + Y_{2(T-204)} + \\ & Y_{2(T-203)} + Y_{2(T-218)} + Y_{2(T-213)} \end{aligned}$$

тогда:

$$\begin{aligned} \Sigma_{Y(2)} = & 38480 + 38480 + 10710 + 12495 + 29750 + 8925 + 10582 + \\ & + 10965 = 160387 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

$$\Theta = \Sigma_{Y(1)} - \Sigma_{Y(2)} = 202622 - 160387 = 42235 \text{ тыс. руб.}$$

Годовые эксплуатационные расходы (издержки):

$$I_{\text{годузд}} = p_{\Sigma} \cdot K + c_{\Theta} + Y, \text{ руб./год}$$

$$\text{где: } p_{\Sigma} = p_a + p_p + p_o - 0,058 + 0,02 = 0,078$$

$p_a$  - норма отчисления на амортизацию (для ПС 220 кВ - 0,058);

$p_p + p_o$  - отчисления на ремонт и обслуживания (0,02);

$c_{\text{Э}}$  - стоимость электроэнергии (для промышленных предприятий-3,20);

К – капиталовложения;

У – ущерб.

$$I_{\text{годузд}} = 0,078 \cdot 109524 + 3,3 + 160387 = 8703262 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости проекта:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{кап}}}{\text{Э} - I_{\text{годузд}}}$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{109524000}{42235000 - 8703262} = 3,3 \approx 3 \text{ года.}$$

Проведя расчёты сделаем вывод что необходимость реконструкции действительно оправдана и имеет неоспоримые доказательства того что установка нового оборудования повлечёт за собой значительную экономическую выгоду . А также значительно снизит время простоя оборудования из-за аварийных ситуаций, время на техническое обслуживание и ремонт.

#### ГЛАВА 4. РАСЧЁТ КОНТУРА ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ.

Электрический ток, протекающий через тело человека, вызывает раздражение или поражение отдельных участков или всего тела: ожоги, электрический удар и пр. Смертельные случаи возможны в результате как тяжелого ожога, так и электрического удара.

Электрический удар сопровождается появлением судорог, потерей сознания, прекращением или сильным ослаблением деятельности органов дыхания и кровообращения. При этом возможно исчезновение видимых признаков жизни и наступления так называемой мнимой смерти. Поражение человека электрическим током возможно при непосредственном соприкосновении его с частями электроустановок, которые нормально находятся под напряжением. Для предупреждения этого в электроустановках предусматривают специальные ограждение частей, нормально находящиеся под напряжением, соблюдают определенную ширину проходов и т.д.

Поражение человека электрическим током возможно при непосредственном соприкосновении его с теми частями электроустановок, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под напряжением при неисправности изоляции фазы. В этих случаях безопасность обеспечивается заземлением всех частей установки, нормально не находящихся под напряжением, но могут оказаться под напряжением при неисправности изоляции фазы.

					ФЮРА 130302.006. ПЗ			
Изм	Лис	№ Докумен.	Подп	Дата				
Разраб.	Кошелев В.В.				Расчет контура заземления подстанции	Литер	Лист	Листов
Руков	Козлова Л.Е.							
						ТПУ ИНЭО Гр. 3-5А3Г1		

Заземление выполняют путем присоединения соответствующих частей установки к заложенным в грунте электродам заземления, образуемым так называемый заземлитель. Металлические проводники, соединяющие части установки с заземлителем, называются заземляющими проводами. Совокупность заземлителя и заземляющих проводов называют заземляющим устройством или заземлением.

В целях обеспечения безопасности обслуживания электроустановок необходимо заземлять: станины и кожухи электрических машин и аппаратов; вторичные обмотки измерительных трансформаторов; каркасы распределительных щитов и щитов управления; металлические конструкции закрытых и открытых распределительных устройств и т.д.

При устройстве заземлений следует различать электроустановки с большими и малыми токами замыкания на землю.

Электроустановками с большими токами замыкания на землю – это электроустановки напряжением выше 1000 В, в которых нейтрали заземлены глухо или через малые сопротивления и ток однофазного замыкания на землю превышает 500 А.

Электроустановками с малыми токами замыкания на землю – это электроустановки напряжением выше 1000 В, в которых нейтрали не заземлены или заземлены через значительные сопротивления и ток однофазного замыкания на землю не превышает 500 А.

В электроустановках напряжением выше 1000 В с большими токами замыкания на землю при всех замыканиях на землю срабатывает соответствующая релейная защита, отключающая поврежденную часть установки. Поэтому эти установки характеризуются кратковременным появлением потенциала на заземляющих устройствах при замыкании на землю. Вследствие малой вероятности одновременного замыкания на землю и прикосновения персонала к частям установки, кратковременно оказавшимся под напряжением, равным  $U_3$ , ПУЭ-85 не нормирует наибольшую допустимую величину  $U_3$ , но требует, чтобы в этих установках сопротивление заземления в любое время года не превышало 0,5 Ом:

$$r_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$$



В электроустановках с несколькими распределительными устройствами различных напряжений, объединенных территориально (общее здание, участок), выполняют одно общее заземление. Сопротивление общего заземления должно удовлетворять требованиям той установки, для которой сопротивление получается наименьшим.

При выполнении заземлений следует, возможно, шире использовать естественные заземлители, каковыми являются проложенные в земле трубы (кроме трубопроводов горючих жидкостей и газов), металлические конструкции зданий и сооружений, имеющие соединения с землей и алюминиевые оболочки проложенных в земле кабелей.

Искусственные заземлители наиболее часто выполняют из вертикально забитых в грунт стальных труб и уголков длиной 2-3 м. Трубы применяют с внешним диаметром 35-50 мм, при толщине стенки не менее 4 мм. Забивают трубы и уголки в грунт так, чтобы верхний конец их располагался на 0,4-1,5 м ниже поверхности земли. Этим достигается меньшие колебания сопротивления заземления вследствие промерзания почвы зимой и уменьшения влажности летом. Сопротивление заземления одной трубы или одного уголка обычно составляет 20-50 Ом. Диаметр трубы и ширина полки уголка мало влияют на сопротивление заземления. При увеличении длины труб или уголка свыше 3 м значительно возрастает стоимость забивки их в грунт. Число труб и уголков в заземляющем устройстве определяется расчётом, но не менее двух. Забитые в грунт трубы или уголки соединяют между собой стальными полосами, которые прокладывают на глубине не менее 0,3 м и приваривают к верхним концам труб или уголков. Такой сложный заземлитель, состоящий из ряда труб или уголков, соединенных параллельно стальными полосами, является основным типом заземлителей на подстанциях.

По условиям устойчивости против коррозии, заложенные в грунт стальные трубы должны иметь толщину стенок не менее 3,5 мм, а уголки, ленты и полосы не менее 4 мм. При устройстве заземлений необходимо стремиться к возможно более равномерному распределению потенциала на площади установки в целях уменьшения напряжения прикосновения и шага.

Расчёт защитного заземления распределительного устройства 220 кВ подстанции 500/220/10/0,4 кВ.

Сеть 500/220 кВ работает с глухозаземленной нейтралью. Нейтраль 10 кВ изолирована. Однофазный ток короткого замыкания на стороне 220 кВ составляет:

$$I''^{(1)} = I_{\infty}^{(1)} = 22 \text{ кА}$$

Время отключения под действием основной защиты  $t_{отк} = 0,1 \text{ сек}$ .

Протяженность кабельной сети 10 кВ – 1 км. Защита от однофазных замыканий на землю сети 10 кВ выполнена с действием на сигнал.

Для питания собственных нужд подстанции установлены понижающие трансформаторы 10000/380-220 В. На стороне 380/220 нейтрали заземлены глухо. В качестве естественных заземлителей могут быть использованы металлические оболочки проложенных в земле силовых кабелей 10 кВ, сопротивления которых примем  $r_k = 1,8 \text{ Ом}$ .

Грунт в месте сооружения заземления – суглинок с удельным сопротивлением  $0,3-0,5 \times 10^4 \text{ Ом} \times \text{см}$ .

Предполагаем сооружение общего заземления для распределительных устройств всех напряжений подстанции.

Расчетным током замыкания на землю для сети 220 кВ является ток однофазного короткого замыкания:

$$I''^{(1)} = 22 \text{ кА}$$

Расчетным током замыкания на стороне 10 кВ является ёмкостный ток однофазного замыкания на землю:

$$I_{з(10)} = \frac{U \cdot l}{10} = \frac{10 \cdot 1}{10} = 1 \text{ А} \quad (46)$$

Сопротивление заземления. Для установки 220 кВ с глухозаземленной нейтралью сопротивление заземления должно быть:

$$r_{з(220)} \leq 0,5 \text{ Ом}$$

Для установки 10 кВ сопротивление заземления определяем из условия:

$$r_3 \leq \frac{250}{I_3}, \text{ тогда } r_{з(10)} \leq \frac{250}{I_3} = \frac{250}{1} = 250 \text{ Ом}$$

Сопrotивление заземления нейтрали трансформаторов собственных нужд подстанции на стороне 380/220 В должно быть:

$$r_{z(0,38)} = 4 \text{ Ом}$$

Таким образом, сопротивление заземления подстанции должно быть не более 0,5 Ом. Сопротивление искусственного заземления (без учета сопротивления заземляющих проводов) должно быть:

$$r_{u.z.} = \frac{r_3 \cdot r_{e.z.}}{r_{e.z.} - r_3} = \frac{0,5 \cdot 1,8}{1,8 - 0,5} \approx 0,69 \text{ Ом}$$

Площадь территории подстанции составляет 500 x 600 м<sup>2</sup>.

Минимальное допускаемое сечение полос можно определить по формуле:

$$s_{\min} = \frac{I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{\phi}}}{C} \quad (47)$$

При максимальной допустимой температуре нагрева стальных полос, равной 400<sup>0</sup> С, коэффициент С=70. Так как  $t_{\phi} = t_{omk} = 0,1$  сек, то

$$s_{\min} = \frac{22000 \cdot \sqrt{0,1}}{70} = 99,36 \text{ мм}^2$$

Принимаем размер стальных полос 4 x 30 мм.

Определим сопротивление горизонтальных заземлителей (соединительной полосы) контура, Ом:

$$r_z = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.}}{l} \lg \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t} \quad (48)$$

где:  $\rho_{расч.} = 3 \cdot 86$  Ом - расчетное сопротивление земли для горизонтальных

заземлителей;

$l$  - 600 м – длина полосы;

$b$  - 30 мм – ширина полосы;

$t$  - 0,5 м - глубина заложения.

$$r_z = \frac{0,366 \cdot 3 \cdot 86}{600} \lg \frac{2 \cdot 600^2}{30 \cdot 10^{-3} \cdot 0,5} = 1,209 \text{ Ом}$$

Учитывая небольшую величину удельного сопротивления, а также большую площадь подстанции, для получения нормированного сопротивления контура применение вертикальных заземлителей не требуется, за исключением мест присоединения заземляющих спусков молниеотводов и разрядников.

По территории ОРУ проложить заземляющие полосы на глубине 0,5 м вдоль оборудования и в поперечном направлении, образуя заземляющую сетку, к которой присоединяется заземляемое оборудование. Расстояние между полосами должно быть не более 30 м.

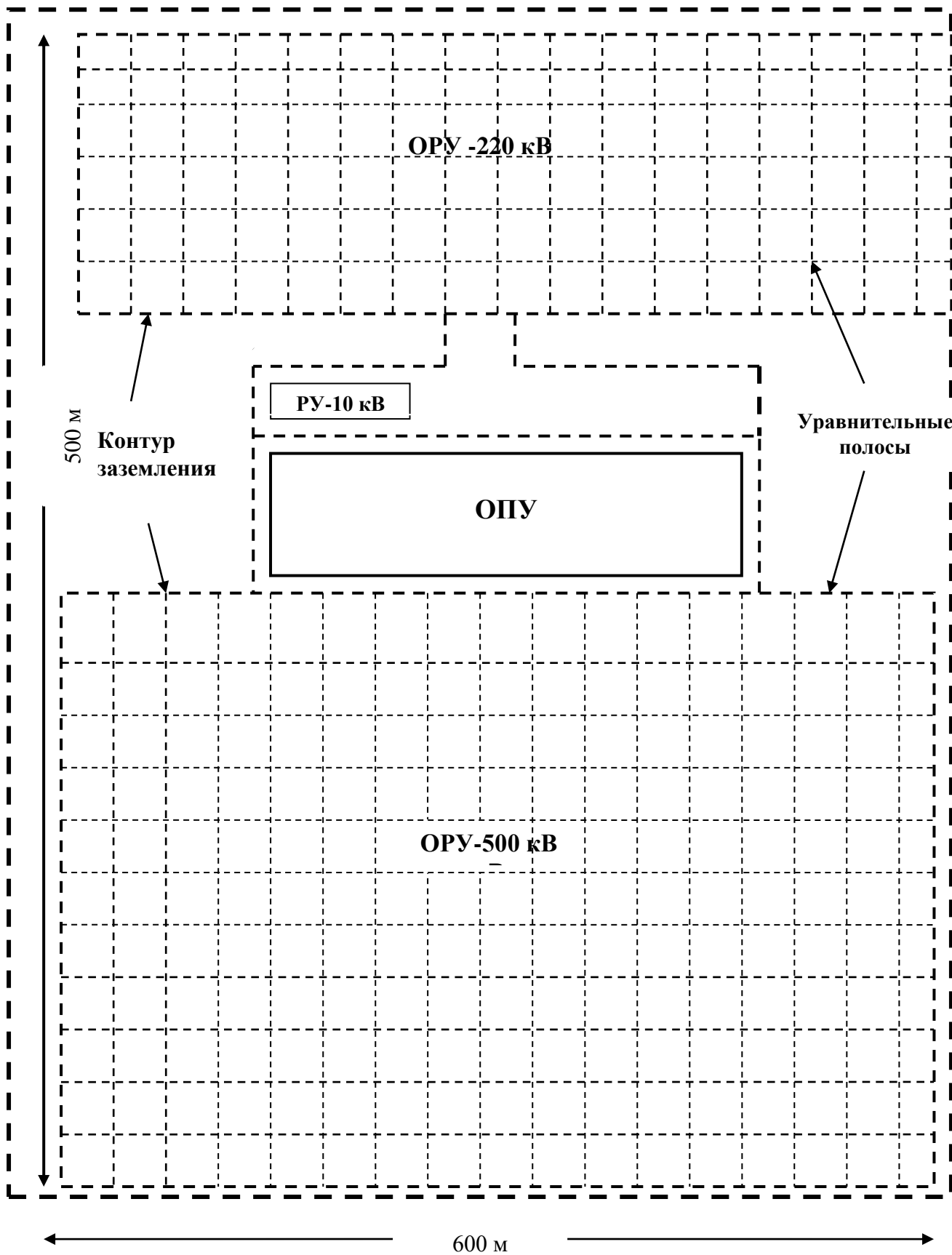


Рис. 4.1 - План заземляющего устройства подстанции.

## ГЛАВА 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данного раздела является выявление и анализ опасных и вредных факторов, имеющих место на объекте, а также разработка мер по уменьшению воздействия опасных и вредных факторов на работающий персонал. Необходимо отметить, что важным вопросом при рассмотрении производственной и экологической безопасности является соблюдение правил, норм, инструкций и других документов, утвержденных в установленном порядке законом.

Объектом рассмотрения раздела является трансформаторная подстанция – 500 кВ. Подстанция предназначена для приема, преобразования и распределения электроэнергии между потребителями. В состав подстанции входят открытые распределительные устройства напряжением 500-220 кВ, группа однофазных автотрансформаторов и общеподстанционный пункт управления.

Во время эксплуатации электрооборудование подстанции подвергается атмосферным, электрическим, механическим, тепловым воздействиям. Чтобы обеспечить бесперебойную, безаварийную и безопасную работу подстанции, её оборудование, строительную часть подвергают осмотрам, ремонтам и испытаниям. По обслуживанию и ремонту оборудования подстанций установлены следующие виды работ:

- оперативное обслуживание и осмотр электроустановок;
- профилактическое испытание;
- текущий ремонт;
- капитальный ремонт;

					<b>ФЮРА 130302.006. ПЗ</b>			
<b>Изм</b>	<b>Лист</b>	<b>№ Докумен.</b>	<b>Подп</b>	<b>Дата</b>	<b>Социальная ответственность</b>	<b>Литер</b>	<b>Лист</b>	<b>Листов</b>
<b>Разраб.</b>		<b>Кошелев В.В.</b>						
<b>Провер.</b>		<b>Амелькович Ю.А.</b>						
<b>Руковод</b>		<b>Козлова Л.Е.</b>						
						<b>ТПУ ИНЭО Гр. 3-5А3Г1</b>		

Оперативное обслуживание оборудования подстанции принято круглосуточное с дежурством на главном щите управления оперативным персоналом по два человека в смену. В оперативное обслуживание электроустановок входит – осмотры оборудования; производство оперативных переговоров и переключений; подготовка рабочих мест и допуск ремонтных бригад. Осмотры оборудования проводят для своевременного обнаружения неисправностей и принятия мер к их устранению. Оборудование подстанции осматривается один раз в сутки и два раза в месяц в ночное время для выявления мест искрения и коронирования. Единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже 3, из числа оперативного персонала, обслуживающий данную электроустановку в рабочее время, либо работник из числа административно-технического персонала, имеющий группу 5, для электроустановок напряжением выше 1000 В, и работник, имеющий группу 4, для электроустановок напряжением до 1000 В и право единоличного осмотра на основании письменного распоряжения руководителя организации. Оперативные переключения, подготовку рабочих мест и допуск должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал. Профилактические испытания изоляции проводят с целью выявления и замены непригодных участков изоляции. Испытание изоляции повышенным напряжением является частью текущей профилактической работы и проводятся, как правило, специализированной бригадой.

## 5.1. АНАЛИЗ ОПАСНЫХ И ВРЕДНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ.

При эксплуатации энергетического оборудования, распределительных устройств, оборудования, вспомогательных служб персонал сталкивается с опасными и вредными производственными факторами. Опасным производственным фактором называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях человека приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья.

Опасными производственными факторами на ОРУ являются:

- поражение человека электрическим током ;
- сосуды работающие под давлением;
- падение человека с высоты;
- работа оборудования при различных температурных режимах;
- работа оборудования при повышенной влажности;
- возможное механическое разрушение оборудования при аварийной ситуации.

К вредным производственным факторам относят факторы, воздействие которых на работающего приводят к профессиональным заболеваниям.

Вредными производственными факторами на ОРУ являются:

- вредное воздействие климатических условий ;
- электромагнитные излучения;
- плохая освещенность.
- шум

5.2. Производственная безопасность. Анализ опасности поражения электрическим током

В процессе эксплуатации распределительных устройств оперативный и ремонтный персонал производит определенную работу, связанную с осмотром и техническим обслуживанием электрооборудования . Так же при необходимости проводятся оперативные переключения. Осмотр электрооборудования , находящегося под напряжением, сопряжен с опасностью поражения электрическим током. Возникает это при случайном прикосновении к незаизолированным токоведущим частям или приближение к ним на расстояние, когда возможно перекрытие воздушного промежутка. Так же возможно поражение электрическим током от нетоковедущих частей ( напряжение прикосновения) возникающее из-за внезапного ухудшения изоляции , то есть её увлажнения, разрушения и т.д. Для защиты от напряжения прикосновения на каждом ОРУ должен быть выполнен контур заземления и осуществлена металlosвязь с ним всего электрооборудования. Перед началом работ в условиях производственного риска необходимо



выделить опасные для людей зоны, в которых постоянно действуют или могут действовать опасные факторы, связанные или не связанные с характером выполняемых работ. Согласно [10 табл.1.] в электроустановках выше 1000В при осмотре не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям на расстояние менее указанных в таблице 5.1.

Таблица 5.1. – Допустимые расстояния до токоведущих частей, находящихся под напряжением

Напряжение, кВ		Расстояние от людей и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	Расстояние от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении, от стопоров, грузозахватных приспособлений и грузов, м
До 1	На ВЛ	0,6	1,0
	В остальных электроустановках	Не нормируется (без прикосновения)	1,0
1-35		0,6	1,0
60*, 110		1,0	1,5
150		1,5	2,0
220		2,0	2,5
330		2,5	3,5
400*, 500		3,5	4,5
750		5,0	6,0
800*		3,5	4,5
1150		8,0	10,0

\* – Постоянный ток

Электроустановки и их части должны быть выполнены таким образом, чтобы работники не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока и электромагнитных полей, и соответствовать требованиям электробезопасности. Согласно ПУЭ (см.п.1.1.13) в отношении опасности поражения людей электрическим током территория ОРУ приравнивается к особо опасным помещениям. При производстве работ на действующем ОРУ необходимо

соблюдать требования к защите людей от опасного и вредного воздействия электрического тока в соответствии со следующими нормативными документами:

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ);
- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок;
- СНиП 12-03-99 «Безопасность труда в строительстве».

Персонал строительных организаций, выполняющий работы в действующих электроустановках, относится к командированному персоналу.

Допуск к работе этого персонала производится в соответствии с требованиями глав XLVI и XLVII - Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок. Строительно-монтажные работы с применением машин в охранной зоне действующей линии электропередачи и на ОРУ подстанции следует производить под непосредственным руководством лица, ответственного за безопасность производства работ, при наличии письменного разрешения организации владельца линии и наряда-допуска, определяющего безопасные условия работ и выдаваемого в соответствии с требованиями п.4.12 СНиП12-03-99 при выполнении требуемых мер безопасности [10].

Электробезопасность – это система организационных и технических мероприятий и механических средств, обеспечивающих защиту людей от воздействия электрического тока, электрической дуги электромагнитного поля и статического электричества [10].

Электробезопасность должна обеспечиваться:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям применяются следующие способы и средства:

- защитные оболочки (трубы, лотки, броня кабелей);
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- безопасное расположение токоведущих частей;

- изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную);

- изоляцию рабочего места;

- защитное отключение;

- предупредительная сигнализация, блокировка, знаки безопасности

- средства индивидуальной защиты.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы [10]:

- защитное заземление;

- зануление;

- выравнивание потенциала;

- малое напряжение;

- контроль изоляции.

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

Для защиты обслуживающего персонала от поражений электрическим током выше 1000В в распоряжении персонала имеются следующие защитные средства:

а) основные:

- изолирующие штанги;

- изолирующие и электроизмерительные клещи;

- указатели напряжения;

- указатели напряжения для фазировки.

б) дополнительные:

- диэлектрические перчатки, боты, коврики;

- изолированные подставки, накладки;

- диэлектрические колпаки;

- переносные заземления;

- оградительные устройства;

- плакаты и знаки безопасности.

К работе в электроустановках допускаются лица, прошедшие инструктаж и обучение безопасным методам труда, проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии с занимаемой должностью применительно к выполняемой работе с присвоением соответствующей квалификационной группы по технике безопасности и не имеющие медицинских противопоказаний [10].

Для обеспечения безопасности работ в электроустановках выполняется:

- отключение установки (части установки) от источника питания;
- проверка отсутствия напряжения;
- механическое запирающее устройство приводов коммутационных аппаратов, снятие предохранителей, отсоединение концов питающих линий и другие меры, исключающие возможность ошибочной подачи напряжения к месту работы;
- заземление отключенных токоведущих частей (наложение переносных заземлений, включение заземляющих ножей);
- ограждение рабочего места или остающихся под напряжением токоведущих частей, к которым в процессе работы можно прикоснуться или приблизиться на недопустимое расстояние.

При проведении работ на токоведущих частях, находящихся под напряжением проводится выполнение работ по наряду не менее чем двумя лицами, с применением электрозащитных средств, с обеспечением безопасного расположения работающих и используемых механизмов и приспособлений [10].

Мероприятия на ОРУ:

- ОРУ ограждается забором, аппараты устанавливаются на металлических конструкциях с высотой до токоведущих частей 3,2 м, ввод в ЗРУ выполняется на высоте 3,2 м;
- к обслуживанию электрооборудования допускается персонал с группой допуска не ниже IV группы;
- в тёмное время суток на ОРУ предусматривается освещение двумя мачтовыми прожекторами и светильниками, установленными на здании закрытого распределительного устройства (ЗРУ) и на площадке молниеотвода;
- защитное заземление ПС выполняется искусственными заземлителями, соединёнными стальной полосой; сопротивление заземления не более 0,5 Ом;

- для молниезащиты на ПС устанавливаются три стержневых молниеотвода, обеспечивающие надёжную защиту от прямых ударов молнии и грозозащитные тросы на вводах ВЛ 220 кВ на расстоянии 0,5 км перед ПС, для защиты от перенапряжения оборудование защищено ограничителями перенапряжения нелинейными типа ОПН;

- освещение запитывается от трансформаторов собственных нужд, предусматривается АВР;

- предусматриваются пожарный щит, ящики с песком, углекислотные огнетушители;

- для исключения ошибочных действий персонала при производстве оперативных переключений в распределительных устройствах подстанции предусмотрена электромагнитная блокировка;

- для работы под напряжением рабочие обеспечиваются средствами защиты (резиновыми перчатками, изолирующими штангами, диэлектрическими ботами, резиновыми ковриками, инструментом с изолирующими рукоятками).

5.3. Падение с высоты  
Причины падения работников с высоты:

а) технические – отсутствие ограждений, страховочной привязи, недостаточная прочность и устойчивость лесов, настилов, лестниц;

б) технологические – недостатки в проектах производства работ, неправильная технология ведения работ;

в) психологические – потеря самообладания, нарушение координации движений, неосторожные действия, небрежное выполнение своей работы;

г) метеорологические – сильный ветер, низкая и высокая температура воздуха, дождь, снег, туман, гололёд.

Согласно должны выполняться следующие требования безопасности при работе на высоте:

1. Работники, выполняющие работу на высоте, находящиеся в опасной зоне падения с высоты или падения на них предметов сверху, должны быть в защитных касках.

2. Не допускается производить сварочные работы, работы с применением

электрифицированного, пневматического, пиротехнического инструмента с приставных переносных лестниц и стремянок. Выполнение таких работ следует производить с лесов, подмостей, стремянок с верхними площадками, имеющими перильное ограждение, с люлек, вышек, подъемников.

3. При электромонтажных работах, когда работнику не представляется возможным закрепить строп страховочной системы за конструкцию, опору и т.п., следует пользоваться страховочным канатом, верхолазной страховочной системой.

4. При работе на конструкциях, под которыми расположены находящиеся под напряжением токоведущие части, приспособления и инструмент, применяемые при работе, во избежание их падения необходимо привязывать.

5. Электро-газосварщики должны применять страховочную систему со стропом из металлической цепи.

6. Если рабочее место и подходы к нему расположены над не огражденными токоведущими частями, находящимися под напряжением, а расстояние от металлической цепи в случае ее опускания будет меньше указанного работа должна выполняться с отключением этих токоведущих частей.

7. Установка и работа стреловых грузоподъемных механизмов непосредственно под проводами высоковольтной линии электропередачи (ВЛ), находящихся под напряжением, не допускается. Установку грузоподъемной машины (механизма) на выносные опоры и перевод ее рабочего органа из транспортного положения в рабочее производит управляющий ею машинист. Привлекать для выполнения этих операций других работников не допускается.

8. При проезде, установке и работе грузоподъемных машин, механизмов и транспортных средств расстояние от их подъемных и выдвижных частей, элементов конструкций, стропов, грузозахватных приспособлений, грузов до токоведущих частей, находящихся под напряжением, должно быть не менее указанных в правилах [10 табл .1.1].

9. У телескопических вышек и гидropодъемников перед началом работы приводятся в действие выдвижная и подъемная части, а у телескопических вышек, кроме того, подъемная часть устанавливается вертикально и в таком положении фиксируется.

10. Не допускается при работе грузоподъемных машин и механизмов нахождение людей под поднимаемым грузом, корзиной телескопической вышки, а также в непосредственной близости (ближе 5 м) от натягиваемых проводов (тросов), упоров, креплений и работающих механизмов.
11. При работе с телескопической вышки (гидроподъемника) должна быть зрительная связь между работником, находящимся в корзине (люльке), и водителем. При невозможности обеспечения такой связи у вышки должен находиться другой работник, передающий водителю команды на подъем или спуск корзины (люльки). Работать с телескопической вышки (гидроподъемника) следует стоя на дне корзины (люльки) и закрепившись стропом страховочной системы.
12. Переход работника из корзины (люльки) на опору или оборудование и обратно допускается только с разрешения производителя работ.
13. В случае соприкосновения стрелы крана или корзины (люльки) подъемного механизма с токоведущими частями, находящимися под напряжением, машинист крана, подъемника (вышки) принимает меры к быстрейшему разрыву возникшего контакта и отводит подвижные части механизма от токоведущих частей на расстояние не менее указанного в правилах [10 табл. 1.1].
14. Не допускается спускаться с машины (механизма) на землю или подниматься на машину (механизм), а также прикасаться к машине (механизму) стоя на земле, если машина (механизм) остается под напряжением.
15. В случае возникновения пожара на грузоподъемном или транспортном средстве, находящемся под напряжением, водитель (машинист) должен спрыгнуть на землю, соединив ноги и не касаться руками не машины и не земли. Затем он должен удалиться от машины на расстояние не менее 8 м, передвигая при этом ступени по земле, не отрывая их одну от другой.

#### 5.4. Защита работников от возможности механического разрушения оборудования

Масштабы возможных разрушений при взрыве аппарата зависят от многих факторов, основными из которых являются химические свойства вещества, концентрация его в смеси с воздухом, объем аппарата, давление и температура смеси до взрыва. Характерным и главным признаком взрыва

является быстрое нарастание давления, образование в локальной зоне повышенного давления, распространение в окружающую среду взрывной волны. И именно быстро нарастающее давление внутри аппарата является основным показателем, разрушающим аппарат при взрыве. После реконструкции на ОРУ было установлено элегазовое оборудование в котором в качестве диэлектрика применяется элегаз находящийся внутри оборудования под давлением. В связи с этим возникает необходимость защиты оперативного и ремонтного персонала от механического травмирования при разрушении оборудования из-за возникновения аварийной ситуации. В первую очередь это предохранительный клапан, который должен быть установлен на оборудовании и содержаться в исправном состоянии. Предохранительный клапан предназначен для защиты от механического разрушения оборудования избыточным давлением путём автоматического выпуска избытка жидкой, паро-и газообразной среды из систем и сосудов с давлением сверх установленного. Клапан также должен обеспечивать прекращение сброса среды при восстановлении рабочего давления. Всё оборудование должно быть оснащено контрольными манометрами с помощью которых ведётся периодический мониторинг максимального и минимального давления. На всех металлических частях оборудования должна быть проведена антикоррозийная обработка. Коррозией называют разрушение металлов под воздействием окружающей среды и применяют следующие виды их обработки: -покрытие лакокрасочными материалами (нитроэмали, нефтяные и синтетические лаки). –неметаллические покрытия (эмалирование, покрытие стеклом, цементно-казеиновым составом, напыление пластмасс). -металлические покрытия (оцинкование). -металлизация.

При производстве каких-либо работ персоналом в обязательном порядке должны применяться необходимые средства защиты: спецодежда, спецобувь, защитные каски. ОРУ должно быть оборудовано предупреждающими плакатами и знаками.



Комплекс методов и средств защиты технологического оборудования должен включать:

1. предотвращение образования и воспламенения горючей смеси внутри технологического оборудования;
2. подавление возникшего внутри оборудования загорания в начальной стадии;
3. применение прочного оборудования, способного выдержать полное давление взрыва;
4. применение устройств для безопасного сброса взрыва (взрывные клапаны и предохранительные мембраны);
5. применение внешних ограждений для защиты окружающего пространства от поражающего воздействия взрывной волны и разлетающихся осколков.

Защита от механических опасностей. Устойчивость. (ГОСТ ИСО/ТО 12100-1-2001)[40]

Машины, механизмы, компоненты безопасности и их составные части должны быть сконструированы таким образом, чтобы иметь достаточную устойчивость и стабильность при заранее предусмотренных условиях эксплуатации и управления (при необходимости с учетом климатических условий) и чтобы их можно было использовать без риска опрокидывания, падения или неожиданного движения. [40]

Риск разрушения в процессе эксплуатации.

Различные части машин и механические соединения должны выдерживать нагрузки, которым они могут быть подвергнуты при использовании по назначению, как это предусмотрено изготовителем.

Используемые материалы должны иметь достаточную прочность в заданных условиях применения, особенно в отношении усталости, старения, коррозии и износа.

Изготовитель обязан указывать в руководстве по эксплуатации тип и периодичность проверок и текущего обслуживания, необходимого для безопасной эксплуатации. Он должен также при необходимости указывать быстроизнашивающиеся части и приводить критерии для их замены.

Там, где, несмотря на принятые меры, остается возможность разрушения и разрыва деталей, движущиеся детали должны быть смонтированы и расположены таким образом, чтобы в случае разрушения их фрагменты и частицы не разлетались во все стороны. [40]

Жесткие и гибкие трубы, предназначенные для подачи жидкостей, особенно находящихся под высоким давлением, должны выдерживать заранее предусмотренные внешние и внутренние воздействия, должны быть надежно закреплены и/или защищены от всех видов внешних воздействий, ударов и напряжений, должны быть приняты все меры предосторожности, чтобы предотвратить риск разрушения (от внезапных движений, повышения давления и т.д.). Каждая машина (или механизм) должна быть снабжена одним или несколькими устройствами аварийного останова, которые бы позволяли предотвратить возникшую либо вероятную опасность.

Требования к конструированию и конструкции защитных ограждений и предохранительных устройств. Общие требования.

При конструировании типы защитных ограждений и предохранительных устройств выбирают с учетом механических и других источников опасности.

Защитные ограждения и предохранительные устройства должны соответствовать рабочим условиям и быть сконструированы так, чтобы их нельзя было легко преодолеть. Они должны, по возможности, не мешать всем видам деятельности в производстве и другим этапам эксплуатации, чтобы уменьшить любое побуждение к их обходу.

Защитные ограждения и предохранительные устройства безопасности должны:

- быть жесткой конструкцией;
- не вызывать любой дополнительной опасности;
- не допускать возможности обхода или бездействия;
- быть расположены на соответствующем расстоянии от опасной зоны (ГОСТ Р 51334-99); [41]
- не препятствовать производственному процессу;
- обеспечивать необходимые доступы при установке и/или смене инструментов, а также при работах, связанных с обслуживанием,

по возможности без удаления защитного ограждения или предохранительного устройства, причем доступ в зону, необходимую для работы, должен быть ограничен.

Опасность от взрыва.

Машины и механизмы должны быть сконструированы и изготовлены таким образом, чтобы избежать любого риска взрыва, вызванного самой машиной либо газами, жидкостями, пылью, либо другими субстанциями, производимыми или используемыми машиной. [41]

Для этого изготовитель должен предпринять следующие меры:

- избегать опасных концентраций веществ;
- предотвращать воспламенение потенциально взрывоопасной атмосферы;
- свести к минимуму любой взрыв, который может произойти, таким образом, чтобы он не был опасен для окружения. Те же меры предосторожности необходимо принять, если изготовитель предусматривает использование машины в потенциально взрывоопасной атмосфере. [41]

Электрическое оборудование, являющееся частью машины, должно соответствовать положениям специальной директивы в том, что касается опасности взрыва.

## 5.5. Освещение

Рабочее и аварийное освещение во всех помещениях, на рабочих местах и на открытой территории должно обеспечивать освещенность согласно ведомственным нормам и "Санитарным нормам проектирования промышленных предприятий". СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\* Светильники аварийного освещения должны отличаться от светильников рабочего освещения отличительными знаками или окраской. Аварийное и рабочее освещение в нормальном режиме должно питаться от общего источника.

Присоединение к сети аварийного освещения переносных трансформаторов и других видов нагрузок, не относящихся к этому освещению, запрещается. Сеть аварийного отключения должна быть без штепсельных розеток. Питание сети освещения по схемам, отличных от проектных, запрещается.

Переносные ручные светильники ремонтного освещения должны питаться от сети напряжением не выше 42 В, а при повышенной опасности поражения электрическим током – не выше 12 В.

Вилки 12-42 В не должны подходить к розеткам 127 и 220 В. Розетки должны иметь надписи с указанием напряжения. Оперативно-ремонтный персонал даже при наличии аварийного освещения должен быть снабжен переносными электрическими фонарями. Очистку светильников должен выполнять по графику специально обученный персонал. Периодичность очистки должна быть установлена с учетом местных условий. Осмотр и проверка осветительной сети должны проводиться в следующие сроки:

проверка исправности аварийного освещения при отключении рабочего освещения

– 2 раза в год;

измерение освещенности рабочих мест – при вводе в эксплуатацию и в дальнейшем по мере необходимости;

испытание изоляции стационарных трансформаторов 12-42 В – 1 раз в год, переносных трансформаторов и светильников 12-42 В – 2 раза в год.

Проверка состояния стационарного оборудования и электропроводки аварийного и рабочего освещения, испытание и измерение сопротивления изоляции должны проводиться при пуске в эксплуатацию, а в дальнейшем - по графику, утвержденному главным инженером энергопредприятия.

Нормирование естественного освещения согласно СНиП 23-05-95, по назначению помещений предусмотрены следующие уровни освещенности в помещениях:

- коридоры/коммуникации - 300 люкс;
- канцелярии - 500 люкс;
- производственные помещения – 500 - 600 люкс.

Повышенная напряженность электромагнитного поля

Вредное воздействие на работников подстанции оказывают электрические поля промышленной частоты (50 Гц).

На ОРУ 220 кВ токоведущими частями создается переменное электромагнитное поле. Предельно допустимые уровни (далее ПДУ) напряженности согласно СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях» представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2. – ПДУ напряженности магнитного поля, кА/м

Время воздействия за рабочий день, минуты	ПДУ напряженности, кА/м	
	Общее	Локальное
0-10	24 000	40 000
11-60	16 000	24 000
61-480	8 000	12 000

Электрическое поле неблагоприятно влияет на центральную нервную систему человека, вызывает учащенное сердцебиение, повышенное кровяное давление и температуру тела. Работоспособность человека падает. Он быстро утомляется. Воздействие на человека электрического поля зависит от его напряженности и длительности пребывания в зоне влияния. Нормирование электромагнитных полей осуществляют по предельно допустимым уровням напряженности электрического и магнитного полей частотой 50Гц в зависимости от времени пребывания в нем и регламентируется СанПиН 2.2.4.1191-03, ГОСТ 12.1.002-84, а для электромагнитных полей радиочастот - в ГОСТ 12.1.006-84.

Нормы для электрической напряженности (без применения защитных средств), согласно ГОСТ 12.1.002-84 приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3. – Допустимое время пребывания в электромагнитном поле

Напряженность поля E, кВ/м		10	15	20	25
Допустимое время пребывания в электрическом поле	8ч	3ч	1,5ч	10мин	5мин

В электроустановках 220кВ и выше для снижения воздействия электромагнитного поля на персонал применяют сетчатые экраны, навешивают экранирующие козырьки и тросы, которые надежно заземляют. Козырьки устанавливают под шкафами аппаратуры управления, щитками и сборками.

На весы устанавливают над проходами и участками ОРУ, с которых осматривается оборудование.

Также используют временные передвижные экраны . Для защиты от воздействия электрического поля применяют защитные костюмы из металлизированной ткани, снабженные гибким проводом для заземления. Этот костюм полностью экранирует тело человека и исключает протекание по нему емкостного тока.

На реконструируемом ОРУ защита эксплуатационного персонала выполняется путем соблюдения расстояний до токоведущих частей и ограничения пребывания персонала в электромагнитном поле. Время пребывания эксплуатационного персонала на ОРУ распределяют таким образом , чтобы оно не превышало допустимых значений в зависимости от напряженности поля. В местах, где время пребывания персонала невозможно ограничить, выполнено экранирование рабочих мест при помощи козырьков и навесов над шкафами управления. При ремонтных работах используются съемные экраны.

#### 5.6. Микроклимат. Оптимальные условия микроклимата

Холодный и летний период года - ( $t$  ниже  $+10^{\circ}\text{C}$ ) на постоянных рабочих местах.

Характеристика производственных помещений:

- помещения, характеризующиеся незначительными избытками явной теплоты ( $23 \text{ Вт/м}^2$  и менее)

Категория работ: средней тяжести-Пб (233-290) Вт

Температура воздуха-  $17,0-19,0^{\circ}\text{C}$

Относительная влажность воздуха – 60-40%

Скорость движения воздуха: Не более  $0,2 \text{ м/с}$ ,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест:  $13-20^{\circ}\text{C}$ ,

Тёплый период года - ( $t +10^{\circ}\text{C}$  и выше) на постоянных рабочих местах

Характеристика производственных помещений:

- помещения, характеризующиеся незначительными избытками явной теплоты (более  $23 \text{ Вт/м}^2$ )

Категория работ: средней тяжести -Пб (233-290) Вт

Температура воздуха-  $19,0-21,0^{\circ}\text{C}$

Относительная влажность воздуха – 60-40%

Скорость движения воздуха:  $0,2 \text{ м/с}$ ,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: не более чем на 3 °С выше средней температуры наружного воздуха в 13 ч. самого жаркого месяца.

#### Допустимые условия микроклимата

Допустимые микроклиматические условия установлены по критериям допустимого теплового и функционального состояния человека на период

8- часовой рабочей смены. Они не вызывают повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности.

Допустимые величины показателей микроклимата устанавливаются в случаях, когда по технологическим требованиям, техническим и экономически обоснованным причинам не могут быть обеспечены оптимальные величины.

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах должны соответствовать значениям, приведенным в табл. применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года.

При обеспечении допустимых величин микроклимата на рабочих местах:

- перепад температуры воздуха по высоте должен быть не более 3 °С;
- перепад температуры воздуха по горизонтали, а также ее изменения в течение смены не должны превышать:

при категориях работ Пб - 5 °С;

При этом абсолютные значения температуры воздуха не должны выходить за пределы величин, указанных в табл. 4 для отдельных категорий работ.

При температуре воздуха на рабочих местах 25 °С и выше максимально допустимые величины

относительной влажности воздуха не должны выходить за пределы:

70% - при температуре воздуха 25 °С;

65% - при температуре воздуха 26 °С;

60% - при температуре воздуха 27 °С;

55% - при температуре воздуха 28 °С.

При температуре воздуха 26 - 28 °С скорость движения воздуха, указанная в табл. 4 для теплого периода года, должна соответствовать диапазону:

0,2 - 0,5 м/с - при категории работ Пб.

Таблица 5.4. Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах

Период года	Категория работ по уровням энерго- затрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Пб (233 - 290)	17 – 19	16 – 20	60 – 40	0,2
Теплый	Пб (233 - 290)	19 – 21	18 – 22	60 – 40	0,2

### Шум

Шум на производстве наносит большой ущерб, вредно действуя на организм человека и снижая производительность труда.

На подстанции установлены трансформаторы типа ТДН 10000кВА. Уровень звука от трансформатора должен быть не более допустимого 75 дБА, согласно « СНиП 23-03-2003 защита от шума ». Для снижения уровня звука до допустимого, проектом предусматривается у силовых трансформаторов установка шумозащитных перегородок.

Для измерения шума применяют шумометры, анализаторы и другие приборы. Все измерения производят в соответствии ГОСТ 23941-2002.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ защита от шума, создаваемого на рабочих местах внутренними источниками, а также шума, проникающего из вне, осуществляется следующими методами:

- уменьшение шума в источнике;
- предупреждение распространения шума;
- изоляция источника шума и поглощение шума;
- применение средств коллективной (ГОСТ 12.1.029-80) и индивидуальной (ГОСТ 12.4.275-2014) защиты;
- рациональной планировкой и акустической обработкой рабочих мест.

Наиболее рациональной мерой является уменьшение шума в источнике или же изменение направления излучения.



Электромагнитный шум ослабляется уменьшением потока рассеяния, устранением близко расположенных магнитных материалов.

Снижение шума достигается следующими методами:

1. Звукоизоляция ограждающих конструкций.
2. Использование экранов и зеленых насаждений.
3. Применение глушителей аэродинамического шума, звукопоглощающей облицовки в газовоздушных трактах вентиляционных систем.

Сосуды, работающие под давлением

К обслуживанию сосудов могут быть допущены лица, обученные, аттестованные и имеющие удостоверение на право обслуживания сосудов.

Подготовка и проверка знаний персонала, обслуживающего сосуды, должны проводиться в учебных заведениях, а также на курсах, специально создаваемых организациями, согласно [10].

Лицам, сдавшим экзамены, выдаются удостоверения с указанием наименования, параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых эти лица допущены.

Аттестация персонала, обслуживающего сосуды с быстросъемными крышками, а также сосуды, работающие под давлением вредных веществ 1, 2, 3 и 4-го классов опасности по [11], проводится комиссией с участием инспектора Госгортехнадзора России, в остальных случаях участие инспектора в работе комиссии необязательно.

Периодическая проверка знаний персонала, обслуживающего сосуды, должна проводиться не реже одного раза в 12 месяцев. Внеочередная проверка знаний проводится:

- при переходе в другую организацию;
- в случае внесения изменения в инструкцию по режиму работы и безопасному обслуживанию сосуда;
- по требованию инспектора Госгортехнадзора России.

При перерыве в работе по специальности более 12 месяцев персонал, обслуживающий сосуды, после проверки знаний должен перед допуском

к самостоятельной работе пройти стажировку для восстановления практических навыков.

Допуск персонала к самостоятельному обслуживанию сосудов оформляется приказом по организации или распоряжением по цеху.

Организацией должна быть разработана и утверждена в установленном порядке инструкция по режиму работы и безопасному обслуживанию сосудов. Для сосудов ( автоклавов ) с быстросъемными крышками в указанной инструкции должен быть отражен порядок хранения и применения ключа-марки. Инструкция должна находиться на рабочих местах и выдаваться под расписку обслуживающему персоналу. Схемы включения сосудов должны быть вывешены на рабочих местах.

#### Расчёт контура заземления подстанции

В целях защиты от поражения электрическим током обслуживающего персонала, предусматривают защитное заземление. Всё оборудование ОРУ заземляется при помощи проводников на общий контур заземления. В качестве заземлителей оборудования ОРУ используются как естественные (опоры, порталы ) так и искусственные заземлители . Размещение элементов искусственного заземления электроустановок проводится таким образом, чтобы было достигнуто равномерное распределение электрического потенциала на площади занятой ОРУ. С этой целью вдоль осей оборудования проложены выравнивающие проводники (полосы стали) на глубине 0,7 м и на расстоянии 0,8-1 м от фундаментов или оснований оборудования. Расстояние от границ заземлителя до забора электроустановки с внутренней стороны должно быть не менее 3 метров. В электроустановках с большими токами замыкания на землю сопротивление заземляющих устройств в любое время года должно быть не более 0,5 Ом [13].

Искусственные заземлители наиболее часто выполняют из вертикально забитых в грунт стальных труб и уголков длиной 2-3 м. Трубы применяют с внешним диаметром 35-50 мм, при толщине стенки не менее 4 мм. Забивают трубы и уголки в грунт так, чтобы верхний конец их располагался на 0,4-1,5 м ниже поверхности земли. Этим достигается меньшие колебания сопротивления

заземления вследствие промерзания почвы зимой и уменьшения влажности летом.

Забитые в грунт трубы или уголки соединяют между собой стальными полосами, которые прокладывают в земле и приваривают к верхним концам труб или уголков. Такой сложный заземлитель, состоящий из ряда труб или уголков, соединенных параллельно стальными полосами, является основным типом заземлителей на ОРУ.

В качестве контура заземления используется существующий контур заземления, присоединение вновь устанавливаемого оборудования планируется выполнить к действующему контуру заземления в соответствии с ПУЭ [2].

Расчёт заземления ПС сводится к определению числа вертикальных заземлителей и длины соединительной полосы. Считаем, что естественные заземлители отсутствуют. Расчёт производится в следующем порядке:

– определяется норма сопротивления заземления, согласно ПУЭ  $R_3 = 0,5 \text{ Ом}$ ;

– определяется сопротивление одиночного заземлителя  $R_{од.3}$  с учётом расчётного удельного сопротивления грунта  $\rho_{расч} = \rho_{изм} \cdot k$ .

Грунт в районе ОРУ суглинок,  $\rho_{изм} \approx 100 \text{ Ом/м}$  при влажности 10-12% к весу грунта,  $k = 1,5$  при глубине заложения 0,7-3,7 м, тогда:

$$\rho_{расч} = 100 \cdot 1,5 = 150 \text{ Ом/м.}$$

В качестве искусственных вертикальных заземлителей используются отрезки угловой стали длиной 5 метров, при этом в формуле вместо диаметра трубы представляется эквивалентный диаметр  $d_3 = 0,95b$ , где  $b$  - ширина полки. Принимаем угловую сталь 63х63х6. Тогда  $d_3 = 0,95 \cdot 63 \approx 0,06 \text{ м}$ . Глубина заложения верхнего конца 0,7 м. Сопротивление одиночного вертикального электрода  $R_{од.3}$  определяется по формуле:

$$R_{од.3} = \frac{\rho_{расч}}{2\pi l} \cdot \left( \ln \frac{2l}{d_3} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right);$$

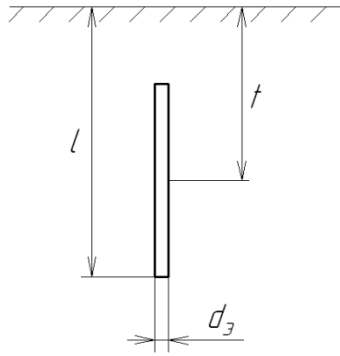


Рисунок 5.1 – Вертикальный заземлитель

$$l=5,7\text{м}; t = 3,2\text{м}; d = 0,06 \text{ м};$$

$$R_{од.з} = \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 5,7} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot 5,7}{0,06} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 3,2 + 5,7}{4 \cdot 3,2 - 5,7} \right) = 23,98 \text{ Ом};$$

Периметр заземляющего контура равен 220м.

Определим примерное число вертикальных заземлителей для установки по контуру при отношении расстояния между электродами ( $a$ ) к их длине ( $l$ )  $a/l=1$  и предварительно принятом коэффициенте использования  $\eta_B = 0,38$ :

$$n_{B.з} = \frac{R_{од.з}}{\eta_B \cdot R_з} = \frac{23,98}{0,38 \cdot 0,5} \approx 126 \text{ шт.}$$

Коэффициент использования горизонтальных заземлителей из полосы 40х4, для установки по контуру при отношении расстояния между электродами ( $a$ ) к их длине ( $l$ )  $a/l=1$ ,  $\eta_r = 0,19$ .

Сопротивление растеканию полосы:

$$R_r = \frac{1}{\eta_r} \cdot \frac{\rho_{расч}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t};$$

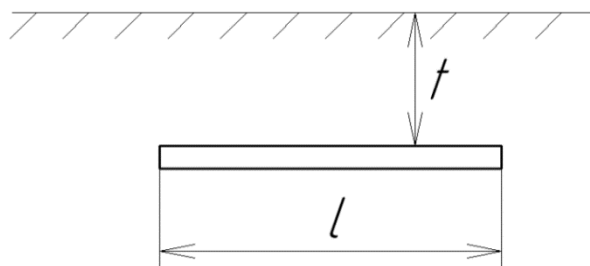


Рисунок 5.2. – Горизонтальный заземлитель

$$l=140 \text{ м}; t=0,7 \text{ м}; b=0,04\text{м};$$

$$R_r = \frac{1}{0,19} \cdot \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 220} \cdot \ln \frac{2 \cdot 220^2}{0,04 \cdot 0,7} = 8,6 \text{ Ом};$$

Уточненное сопротивление вертикальных электродов:

$$R_B = \frac{R_\Gamma \cdot R_H}{R_\Gamma - R_H};$$
$$R_B = \frac{8,6 \cdot 0,5}{8,6 - 0,5} = 0,531 \text{ Ом.}$$

Уточнённое число вертикальных электродов при  $\eta_B = 0,38$ :

$$n = \frac{R_{\text{од.з}}}{\eta_B \cdot R_B};$$
$$n = \frac{23,98}{0,38 \cdot 0,531} = 118,8 \text{ шт.}$$

Определяют результирующее сопротивление искусственного группового заземлителя:

$$R_{\text{и}} = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{(R_\Gamma \cdot \eta_\Gamma + n \cdot R_B \cdot \eta_B)} = \frac{0,531 \cdot 8,6}{(8,6 \cdot 0,19 + 119 \cdot 0,531 \cdot 0,38)} = 0,178.$$

Условие  $R_{\text{и}} = 0,178 < R_3 = 0,5$  удовлетворяет требованиям.

Окончательно принимаем 119 уголков. Дополнительно к контуру на территории ОРУ устанавливается сетка из продольных полос на расстоянии 0,8-1 м от оборудования с поперечными связями через шесть метров. Для выравнивания потенциалов у входов и выездов, а также по краям контура прокладываются полосы на глубине 1 м.

Экологическая безопасность

При разработке проекта реконструкции были учтены требования законодательства об охране природы и основ земельного законодательства России.

Площадь ОРУ размещена на продуктивных землях. После проведения реконструкции земельные участки, используемые при строительстве во временном пользовании, приводятся в прежнее состояние.

Реконструируемое ОРУ не имеет в нормальных условиях выделений, загрязняющих водоемы, почву и атмосферный воздух.

Водоотвод с ОРУ предусматривается открытой системой за счёт естественного уклона в сторону понижения рельефа местности. Территория ОРУ благоустраивается, свободные от сооружений участки засеиваются многолетними травами.

Трасса линий электропередачи размещена с учётом рационального использования земельных угодий. Земля, отводимая в постоянное использование для

установки опор, должна быть восстановлена путем освоения новых земель с учётом проведения на вновь осваиваемых землях мероприятий по их окультуриванию и повышению плодородия почв.

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

В период реконструкции ОРУ:

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

- реконструкция ОРУ не сопряжена с каким-либо существенным воздействием на геологическую среду и подземные воды, и таким образом, не приведет к отрицательным изменениям данных компонентов ОС;

- строительство реконструируемого объекта не окажет негативного воздействия на состояние природных вод;

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

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

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

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

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

Вывод:

Проведенный анализ свидетельствует об отсутствии сильного негативного воздействия на окружающую среду при реконструкции ОРУ 220кВ.

### **Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация ( ЧС ) - состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте, определённой территории или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде.

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация (ГОСТ Р.22.0.02-2016).

Основными причинами возникновения ЧС могут быть:

- 1) результат стихийных бедствий и особо опасных инфекций;
- 2) воздействие внешних природных факторов, приводящих к старению или коррозии металлов, конструкций, сооружений и снижение их физико-механических показателей;
- 3) проектно-производственные дефекты сооружений ( ошибки при изысканиях и проектировании, плохое качество строительных материалов и конструкций, нарушения в технологии изготовления и строительства);
- 4) воздействия технологических процессов промышленного производства на материалы сооружений (нагрузки, высокие температуры, вибрация);
- 5) нарушение правил эксплуатации сооружений;
- 6) нарушение правил техники безопасности при ведении работ;
- 7) ошибки, связанные с низким уровнем профессиональной подготовки рабочих и их некомпетентностью, и безответственностью.

Согласно ГОСТ Р22.8.01-96 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Ликвидация чрезвычайных ситуаций. Общие требования», Федеральным законам: «О защите населения от ЧС природного и техногенного характера», повышение устойчивости функционирования объектов в ЧС заключается в заблаговременной

разработке и осуществлении комплекса инженерно-технических мероприятий, организационных и экономических, направленных:

- на предотвращение производственных аварий и катастроф; средств поражения, от вторичных факторов и стихийных бедствий;
- на создание условий для восстановления нарушенного производства в минимальные сроки;
- на обеспечение жизнедеятельности населения.

Надежная защита работающих является важнейшей задачей повышения устойчивости работы любого предприятия.

Важнейшим элементом подготовки к защите является обучение работающих умелому применению средств и способов защиты в условиях ЧС.

Здания и сооружения на предприятии необходимо размещать рассредоточено. Между зданиями должны быть противопожарные разрывы шириной не менее суммарной высоты двух соседних зданий.

Само оборудование должно располагаться под специальными устройствами в виде кожухов, шатров, зонтов, защищающих его от повреждения обломками разрушающихся конструкций. Кроме того, оборудование должно быть прочно закреплено на фундаменте болтами. Целесообразно также размещать наиболее ценное оборудование в отдельно стоящих зданиях павильонного типа.

Для повышения устойчивости систем электроснабжения электроэнергия должна поступать с двух направлений, а при питании с одного направления необходимо предусмотреть автономный (аварийный) источник, например, передвижную электростанцию. При реконструкции ОРУ220кВ, в связи с сохранением генплана, дополнительных мероприятий по гражданской обороне и ЧС не требуется. Инженерно – технические мероприятия по предупреждению ЧС природного и техногенного характера предусматриваются:

- для предотвращения постороннего вмешательства в деятельность объекта используется существующее ограждение ПС;
- эвакуация людей с территории объекта предусматривается через существующие ворота и калитку, имеющие специальные замки, открывающиеся изнутри без ключа, а снаружи – только ключом;



- для въезда на ПС специальных машин и механизмов предусмотрены существующие ворота, обеспечивающие возможность подъезда к оборудованию.

#### ЧС Пожар

Пожар - это стихийно развивающееся горение, не предусмотренное технологическими процессами, причиняющее материальный ущерб, вред жизни и здоровью граждан, интересам общества и государства.

Пожары вызываются в основном взрывами емкостей с взрывоопасными жидкостями и газами, коротким замыканием электропроводки, взрывами и возгоранием некоторых веществ и материалов.

Основные причины пожаров на производстве:

нарушение правил пожарной безопасности;

неосторожное обращение с огнем;

неисправности в электро – и других системах обеспечения технологического процесса;

использование неисправного и устаревшего оборудования;

несвоевременное и некачественное проведение работ по ремонту, реконструкции объектов;

недисциплинированность производственного персонала.

С точки зрения производства работ, связанных с тушением пожаров, спасением людей и материальных ценностей, классификация пожаров производится по трем зонам:

- отдельных пожаров;

- массовых и сплошных пожаров;

- затухающих пожаров и тления в завалах. Пожары также подразделяются на лесные, торфяные, степные, пожары в населенных пунктах, газовые, газонефтяные и нефтепродуктов, пожары на электроустановках.

Если в электроустановке не удалось избежать пожара, необходимо следовать твердо установленному порядку действий при пожаре.

Руководитель учреждения, сотрудники и обслуживающий персонал в случае возникновения пожара или его признаков (дыма, запаха горения или тления различных материалов и т. п.), а также каждый гражданин обязаны:

-немедленно сообщить о пожаре по телефону в пожарную охрану (при этом необходимо назвать адрес объекта, место возникновения пожара, а также сообщить свою фамилию);

-принять по возможности меры по эвакуации людей, тушению пожара и сохранности материальных ценностей.

Прибывшие к месту пожара обязаны:

-продублировать сообщение о возникновении пожара в пожарную охрану, четко назвав адрес учреждения, по возможности место возникновения пожара, что горит и чему пожар угрожает (в первую очередь – какова угроза для людей), а также сообщить свою должность и фамилию, номер телефона, дать сигнал тревоги местной добровольной пожарной дружине, сообщить дежурному по учреждению или руководителю (в рабочее время)

-прекратить все работы (если это допустимо по технологическому процессу производства), кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации пожара;

-удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;

-осуществить общее руководство по тушению пожара (с учетом специфических особенностей объекта) до прибытия подразделения пожарной охраны;

-обеспечить соблюдение требований безопасности работниками, принимающими участие в тушении пожара;

-одновременно с тушением пожара организовать эвакуацию и защиту материальных ценностей;

-организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара.

По прибытии пожарного подразделения руководитель объекта (или лицо, его замещающее) обязан четко проинформировать руководителя тушения пожара о том, все ли люди эвакуированы; о конструктивных и технологических особенностях объекта, прилегающих строений и сооружений; о наличии и местах хранения ядовитых и взрывчатых веществ, установок, не подлежащих

отключению по специальным требованиям, для чего он должен иметь списки с указанием количества этих веществ и числа установок для каждого помещения, и т.д., а также организовать привлечение сил и средств объекта к осуществлению необходимых мероприятий, связанных с ликвидацией пожара и предупреждением его распространения.

Так же он обязан указать места заземления пожарных машин и обеспечить персонал пожарной службы средствами индивидуальной защиты от поражения электрическим током . Для тушения электроустановок применяется исключительно пожарная пена, электроустановки же в свою очередь должны быть по возможности обесточены.

Категории наружных установок определяются, исходя из пожароопасных свойств находящихся в установках горючих веществ и материалов, их количества и особенностей технологических процессов.

Исследуемое ОРУ-220 относится к категории ДН пониженная пожароопасность. [39]

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, является:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевод на другое рабочее место, окончания работы.

Ответственными за безопасность работ являются:

- а) лицо, выдающее наряд, отдающее распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- б) допускающий - ответственное лицо из оперативного персонала;
- в) ответственный руководитель работ (далее ответственный руководитель);
- г) производитель работ;
- д) наблюдающий;
- е) члены бригады.

Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения:

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры , препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;

- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях , которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

- установлено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);

- вывешены указательные плакаты « Заземлено », ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

Под правовые вопросы обеспечения безопасности подпадают:

- обязанность работодателя проводить повышение квалификации работников своей организации. Работодатель проводит профессиональную подготовку , переподготовку, повышение квалификации работников, обучение их вторым профессиям в организации , а при необходимости - в образовательных учреждениях начального, среднего, высшего профессионального и дополнительного образования на условиях и в порядке, которые определяются коллективным договором, соглашениями, трудовым договором.

Образовательное учреждение повышения квалификации реализует следующие виды дополнительного профессионального образования : повышение квалификации, стажировку, профессиональную переподготовку.

Целью повышения квалификации является обновление теоретических и практических знаний специалистов в связи с повышением требований к уровню квалификации и необходимостью освоения современных методов решения профессиональных задач.

Повышение квалификации проводится по мере необходимости, но не реже одного раза в 5 лет в течение всей трудовой деятельности работников. Периодичность прохождения специалистами повышения квалификации и устанавливается работодателем.

- проведение медицинских осмотров работников, связанных с опасными условиями труда.

Работники, занятые на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда (в том числе на подземных работах), а также на работах, связанных с движением транспорта, проходят обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (для лиц в возрасте до 21 года –

ежегодные) медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы и предупреждения профессиональных заболеваний. В соответствии с медицинскими рекомендациями указанные работники проходят внеочередные медицинские осмотры (обследования). Работники, осуществляющие отдельные виды деятельности, в том числе связанной с источниками повышенной опасности (с влиянием вредных веществ и неблагоприятных производственных факторов), а также работающие в условиях повышенной опасности, проходят обязательное психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет в порядке, устанавливаемом уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти.

-обеспечение соблюдения требований охраны труда в организации, численность работников которой превышает 50 человек. В целях обеспечения соблюдения требований охраны труда, осуществления контроля за их выполнением у каждого работодателя, осуществляющего производственную деятельность, численность работников которого превышает 50 человек, создается служба охраны труда или вводится должность специалиста по охране труда, имеющего соответствующую подготовку или опыт работы в этой области.

-обеспечение работников работодателем полным комплектом всей необходимой спецодежды, полностью всем необходимым инструментом и приспособлениями.

Создание условий труда полностью обеспечивающими безопасное проведение работ, а также всеми необходимыми средствами защиты.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время износ основных фондов линий электропередачи ЕЭС России превышает 25 %, подстанций -45 %, трансформаторов - более 30%, воздушных выключателей – эксплуатируются свыше 30 лет и почти пришли в негодность.

В ходе выполнения дипломного проекта была собрана информация о необходимости проведения реконструкции распределительного устройства -220 кВ подстанции -500 кВ «ТОМСКАЯ» в частности замена коммутационных аппаратов. Составлена схема замещения Томской энергосистемы с учётом всех связей. Произведен расчет токов короткого замыкания на шинах распределительного устройства -220 кВ из которого видно, что максимальный ток короткого замыкания составляет 31,1 кА. Выбран коммутационный аппарат, удовлетворяющий техническим требованиям и условиям. Выполнен расчет показателей надежности до и после проведения реконструкции с помощью программы ТОРАЗ.

Измерены показатели качества напряжения на шинах 220 и 500 кВ.

Проведен расчет экономической части. Срок окупаемости капитальных вложений в проведение реконструкции составляет 3 года.

Проведен анализ опасных и вредных производственных факторов производства.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Справочник по электротехническим установкам высокого напряжения. / Под ред. И.А. Бурштейна, С.А. Бажанова. – 3-е изд. перераб. и доп.-М.: Энергоиздат, 1989-768 с.: ил.
2. Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. 3-е изд., перераб., и доп.-М.: Энергоатомиздат, 1987.-648с.: ил.
3. Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов – 4-е изд., перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 1987.-648с.: ил.
4. Л.И. Двоскин. Схемы и конструкции распределительных устройств. Изд. 2-е, перераб., и доп.-М.: «Энергия», 1974.
5. Г.С. Лисовский, М.Э. Хейфиц. Главные схемы и электротехническое оборудование подстанций 35-750 кВ.
6. Ю.Б. Гук. Теория надёжности в электроэнергетике: Учеб. пособие для вузов. – Л.: Энергоатомиздат. 1990.-208с.: ил.
7. В.М. Блок, Г.К. Обрушев. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов: Учеб. пособие для студентов электроэнергет. спец. вузов, 2-е изд., перераб. и доп.- М.:Высш. шк., 1990.-383с.: ил.
8. В.А. Рубинчик. Резервирование отключения коротких замыканий в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 120с.: ил.
9. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. РД 153–34.0-15.501-00. Москва, 2000
10. В.В. Литвак., М.И. Яворский., В.А. Силич. Региональный вектор энергосбережений. 2-е изд. – Томск: СТТ, 2001. -342 с.
11. В.В. Кривенков., В.Н. Новелла. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебн. пособие для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1981. 328 с., ил.



12. Л.Г. Борисов, Б.А. Князевский. Охрана труда в энергетике: Учебник для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 376 с., ил.
13. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. - 216  
ПОТРМ – 016 – 2001 РД 153-34.0-03.150-00.
14. Правила технической безопасности электрических станций и сетей РФ.  
РД 34.20.501-95 15-е издание с изменениями.
15. Правила устройства электроустановок 6-е изд., переаб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 640 с.
16. В.В. Афанасьев., Ю.И. Вишневский. Воздушные выключатели. Л.: Энергоиздат. Ленингр. отделение, 1981. – 384 с., ил.