

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

---

Школа ИШЭ

Направление подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Отделение школы «Электромеханические комплексы и материалы»

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Эксплуатационная надежность силовых трансформаторов с масляным охлаждением напряжением 6-35кВ</b>

УДК 621.314.222.6-027.45

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6М	Викулин Михаил Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Муравлев О.П.	д.т.н., профессор		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Попова С.Н.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Ю.В.	к.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Леонов А.П.	к.т.н.		

Томск – 2018г.

## ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения
P1	<i>Совершенствовать</i> и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться нравственного и физического совершенствования своей личности, обучению новым методам исследования, к изменению научного и научно-производственного профиля своей профессиональной деятельности.
P2	<i>Свободно пользоваться русским и иностранным языками</i> как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.
P3	<i>Использовать</i> на практике навыки и умения в организации научно-исследовательских и производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.
P4	<i>Использовать</i> представление о методологических основах научного познания и творчества, роли научной информации в развитии науки, готовностью вести работу с привлечением современных информационных технологий, синтезировать и критически резюмировать информацию.
P5	<i>Применять углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания</i> в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной деятельности в области электроэнергетики и электротехники.
P6	Ставить и <i>решать инновационные задачи</i> инженерного анализа в области электроэнергетики и электротехники с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности.
P7	Выполнять <i>инженерные проекты</i> с применением оригинальных методов проектирования для достижения новых результатов, обеспечивающих конкурентные преимущества электроэнергетического и электротехнического производства в условиях жестких экономических и экологических ограничений.
P8	Проводить инновационные <i>инженерные исследования</i> в области электроэнергетики и электротехники, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов.
P9	Проводить <i>технико-экономическое обоснование</i> проектных решений; выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.
P10	Проводить <i>монтажные, регулировочные, испытательные, наладочные работы</i> электроэнергетического и электротехнического оборудования.
P11	<i>Осваивать новое</i> электроэнергетическое и электротехническое оборудование; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт.
P12	Разрабатывать рабочую <i>проектную и научно-техническую документацию</i> в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; организовывать метрологическое обеспечение электроэнергетического и электротехнического оборудования; составлять <i>оперативную документацию</i> , предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.

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

Школа ИШЭ

Направление подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Отделение школы «Электромеханические комплексы и материалы»

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Леонов А.П.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ6М	Викулину Михаилу Владимировичу

Тема работы:

**Эксплуатационная надежность силовых трансформаторов с масляным охлаждением напряжением 6-35кВ**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

#### **ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<i>Объект исследования:</i> <ul style="list-style-type: none"><li>• Силовой трансформатор</li></ul> <i>Исходный данные:</i> <ul style="list-style-type: none"><li>• Силовой трансформатор</li><li>• Статические данные о наработке на отказ силовых трансформаторов</li></ul>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<i>Основные неисправности и причины выхода силового трансформатора из строя</i> <i>Разработка классификаций дефектов трансформаторе и модели их развития</i> <i>Расчет эксплуатационной надежности силовых трансформаторов</i>

<b>Перечень графического материала</b>	
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Основная часть	Муравлев О.П.
Социальная ответственность	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Иностранный язык	
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b> введение; основные неисправности и причины выхода силового трансформатора из строя; разработка классификаций дефектов в трансформаторе и модели их развития; расчет эксплуатационной надежности силовых трансформаторов; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность, заключение.	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	1 сентября 2016 г.
---	--------------------

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Муравлев О.П.	Д.Т.Н., профессор		

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6М	Викулин М.В.		

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

Школа ИШЭ

Направление подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Отделение школы «Электромеханические комплексы и материалы»

Период выполнения 1 сентября 2016 г. – 30 мая 2018 г

В форме:

Магистерской диссертации
--------------------------

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**

**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30 мая 2018 г.
--	----------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела
	<i>Основные неисправности и причины выхода силового трансформатора из строя</i>	20
	<i>Разработка классификаций дефектов в трансформаторе и модели их развития</i>	20
	<i>Расчет эксплуатационной надежности силовых трансформаторов</i>	20
	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	20
	<i>Социальная ответственность</i>	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Муравлев О.П.	Д.т.н., профессор		

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Леонов А.П.	К.т.н.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ6М	Викулину Михаилу Владимировичу

Школа	ЭНИН	Отделение	ЭКМ
Уровень образования	Магистратура	Направление	Электроэнергетика и электротехника

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

<p>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</p> <p>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</p> <p>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</p>	<p>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- программное обеспечение;</li> <li>- диагностики, испытания силовых трансформаторов;</li> <li>- оборудование цеха.</li> </ul>
--	---

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<p>1. Оценка коммерческого и потенциала НТИ</p> <p>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</p> <p>3. Определение экономической эффективности</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Календарный план;</li> <li>- Анализ конкурентных технических решений;</li> <li>- Технология QuaD;</li> <li>- Расчеты всех видов затрат;</li> <li>- Определение экономической эффективности;</li> </ul>
--	---

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

<p>Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений</p> <p>График проведения и бюджет НТИ</p> <p>Оценка экономической эффективности НТИ</p>	
---	--

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Попова С.Н.	К.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6М	Викулин Михаил Владимирович		

## Форма задания для раздела «Социальная ответственность»

### ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5АМ6М	Викулину Михаилу Владимировичу

<b>Школа</b>	<b>ИШЭ</b>	<b>Отделение</b>	<b>ЭКМ</b>
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

#### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

*Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:*

- вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)
- опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)
- негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)
- чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)

*Вредные факторы:*

- шум;
  - электромагнитное и ионизирующее излучения
  - повышенный уровень вибрации;
  - недостаточность освещенности;
  - электромагнитное поле;
  - неблагоприятные условия микроклимата
- Опасные факторы:*
- механические; - физические;
  - пожарная опасность
- Трансформаторы являются источниками физических, химических загрязнений для окружающей среды. Электрическое поле, создаваемое трансформатором, оказывает неблагоприятное влияние на живые организмы. Постоянный шум от трансформатора может быть причиной функциональных изменений сердечно-сосудистой и нервной систем. Также, в качестве изолятора в трансформаторах применяется трансформаторное масло, которое оказывает вредное воздействие на окружающую среду.*

#### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем

- Токсичными компонентами являются: оксид углерода CO, углеводороды CH, оксиды азота NOx, твердые частицы, сажа, альдегиды
- Основными составляющими, опасными для человека, в выхлопных газах являются: NOx, CO, CnHm

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты;

- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое

**Источник: Шум и вибрация**

*Шум ухудшает условия труда, оказывая вредное действие на организм человека. Под воздействием шума снижается концентрация внимания, нарушаются физиологические функции, появляется усталость в связи с повышенными энергетическими затратами и нервно-психическим напряжением, ухудшается речевая коммутиация.*

<p>защиты);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p><b>Средства защиты:</b> Улучшение магнитных характеристик электротехнической стали и конструкции магнитной системы, снижения шума обмоток, снижения шума, создаваемого баком, снижение шума вентиляторов, вибро- и звукоизоляции активной части.</p> <p><b>Источник:</b> электромагнитное и ионизирующее излучения</p> <p><b>Средства защиты:</b> Увеличения расстояния между источником излучения и рабочим местом, установки отражающих или поглощающих экранов между источником и рабочим местом, размещение токоведущих элементов аппаратов и устройств в ферромагнитные оболочки кожухи</p>
<p>3. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p><b>Источники:</b> Тепловые электростанции: летучая зола, частички несгоревшего пылевидного топлива, серный и сернистый ангидрид, оксид азота, газообразные продукты неполного сгорания.</p> <p>Атомные электростанции: потенциальная опасность выброса в атмосферу значительного количества радиоактивных продуктов, незначительные загрязнения воды и воздуха, высокоактивные жидкие и твердые отходы.</p> <p>Гидроэлектрические станции: затопление и подтопление земель, изменение климата в зоне влияния водохранилища.</p> <p><b>Защита:</b></p> <p>Снижение выброса NOx до 50% может быть получено за счет уменьшения опережения впрыска, хотя при этом несколько увеличиваются выбросы CO, CH и сажи, а также удельный расход топлива. Для уменьшения выделения оксидов азота возможно применение рециркуляции части отработавших газов на впуск дизеля. Для тепловозных дизелей, которые наибольшее количество оксидов азота выбрасывают на режимах 30-50% номинальной нагрузки, рециркуляцию целесообразно применять при нагрузке до 50% от номинальной. Добавление воды к топливовоздушному заряду приводит к снижению максимальной температуры сгорания, что обусловлено затратами на испарение воды и нагрев ее паров. Существует большое количество различных конструкций сажевых фильтров. Основные типы фильтров приведены ниже:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-центробежные уловители;</li> <li>-механические фильтры;</li> <li>-электрические фильтры;</li> <li>-комбинированные фильтры;</li> </ul> <p>Для уменьшения выделения сажи в процессе сгорания к топливу добавляют антидымные присадки, которые представляют собой металлосодержащие органические соединения.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> </ul>	<p>Возможные причины и последствия техногенных ЧС: Радиационно-опасные объекты, Химически-опасные объекты, Пожаро- и взрывоопасные объекты, Газо- и</p>



<ul style="list-style-type: none"> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>нефтепроводы.</p> <p>Предупреждение чрезвычайных ситуаций как в части их предотвращения (снижения рисков их возникновения), так и в плане уменьшения потерь и ущерба от них (смягчения последствий) проводится по следующим направлениям:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-мониторингу и прогнозированию чрезвычайных ситуаций;</li> <li>-рациональному размещению производительных сил по территории страны с учетом природной и техногенной безопасности;</li> <li>-предотвращению в возможных пределах некоторых неблагоприятных и опасных природных явлений и процессов путем систематического снижения их накапливающегося разрушительного потенциала;</li> <li>-предотвращению аварий и техногенных катастроф путем повышения технологической безопасности производственных процессов и эксплуатационной надежности оборудования;</li> <li>-разработке и осуществлению инженерно-технических мероприятий, направленных на предотвращение источников чрезвычайных ситуаций, смягчение их последствий, защиту населения и материальных средств;</li> <li>-декларированию промышленной безопасности;</li> <li>-лицензированию деятельности опасных производственных объектов;</li> <li>-страхованию ответственности за причинение вреда при эксплуатации опасного производственного объекта;</li> <li>-проведению государственной экспертизы в области предупреждения чрезвычайных ситуаций;</li> <li>-государственному надзору и контролю по вопросам природной и техногенной безопасности;</li> <li>-информированию населения о потенциальных природных и техногенных угрозах на территории проживания;</li> <li>-подготовке населения в области защиты от чрезвычайных ситуаций.</li> </ul>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Техника безопасности; природоохранные требования</p>
<p><b>Перечень графического материала:</b></p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКДИШМКБ	Бородин Ю.В.	К.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6М	Викулин Михаил Владимирович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа: 124 стр., 13 рис., 27 табл., 43 источников литературы, 1 прил.

Ключевые слова: СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ, ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ НАДЕЖНОСТЬ, ОТКАЗ, ДЕФЕКТ, ДИАГНОСТИКА.

Объектом исследования и разработки являются силовой трансформатор с масляным охлаждением, используемые на предприятиях.

Предметом исследования являются методы оценки эксплуатационной надежности и методы технического обслуживания.

Целью работы является исследование работы силовых трансформаторов при эксплуатации, включающее в себя оценку эксплуатационной надежности группы трансформаторов, рассмотрение классификации дефектов и аварийных процессов в силовых трансформаторах.

В результате была исследована группа трансформаторов с масляным охлаждением, проведена их оценка эксплуатационной надежности, выполнена классификация дефектов. Данная работа предназначена для повышения надежности эксплуатации трансформаторов.

В процессе работы использовались как специальное программное обеспечение, так и стандартные программы (Microsoft Word, Microsoft Paint, Microsoft Excel, MathType).

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2016 на белой бумаге формата А4 и предоставлена на диске (в конверте, на обороте обложки).

## Оглавление

Введение .....	14
1. Основные неисправности и причины выхода силового трансформатора из строя.....	18
1.1 Состояние парка трансформаторного оборудования.....	18
1.2 Анализ повреждаемости трансформатора.....	19
1.3 Причины выхода трансформаторов из строя.....	20
1.1 Неисправности силовых трансформаторов .....	22
1.2 Жизненный цикл силовых трансформаторов.....	25
2 Разработка классификаций дефектов в трансформаторе.....	27
2.2 Анализ существующих классификаций дефектов в трансформаторе.....	30
2.3 Анализ видов дефекта.....	32
2.4 Контроль состояния трансформатора. Виды диагностики.....	34
2.5 Эксплуатационная надежность трансформатора.....	37
3 Расчет эксплуатационной надежности силовых трансформаторов.....	44
3.1 Разработка алгоритма математической модели оценки надежности .....	44
3.2 Обработка результатов наблюдения для трансформаторов типа.....	48
3.3. Расчет показателей надежности трансформаторов .....	54
3.4 Расчет долговечности.....	55
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	59
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	59
4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	61
4.3 Организация и планирование НИР .....	62
4.4 Расчет нарастания технической готовности работ .....	64
4.5 Расчет затрат на проведение НИР .....	65
4.5.1 Материальные затраты .....	66
4.5.2 Расчет затрат на электроэнергию .....	66
4.6 Расчет амортизационных расходов.....	68
4.7 Заработная плата работников. ....	68
4.8 Расчет прочих расходов .....	70

5. Социальная ответственность.....	72
5.1 Производственная безопасность.....	72
5.1.1 Анализ вредных факторов производственной среды.....	72
5.1.2 Анализ опасных факторов производственной среды.....	82
5.2 Экологическая безопасность.....	87
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	89
5.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований .....	89
5.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.....	90
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	92
5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	92
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	92
5.5 Разработка пожарной безопасности.....	93
Заключение.....	99
Список литературы.....	101
Приложение А.....	106

## Введение

Силовые трансформаторы являются критическими компонентами современных энергетических систем. Они используются для увеличения и снижения напряжения, чтобы обеспечить передачу и распределение электрической энергии. Хотя, как правило, они весьма надежны, в современном обществе отказы, которые приводят к прекращению подачи энергии в жилые дома и в промышленные здания, становятся все менее приемлемыми для потребителей и регуляторов. Это дополняется высокими финансовыми затратами и вопросами безопасности, касающихся отказов и неожиданных отключений подачи энергии.

Быстрый рост спроса на электрическую энергию в 1960-х и 1970-х годах создал предпосылки для значительных инвестиций в энергетическую инфраструктуру, включая и трансформаторы для существовавших и более высоких уровней напряжения для экономичной передачи постоянно увеличивающихся объемов энергии, требуемой потребителям. Большое количество этих трансформаторов сегодня имеют возраст, превышающий 40 лет. Со старением трансформаторов появляется обеспокоенность по поводу их способности продолжать надежную работу. Некоторые трансформаторы способны работать долгое время (более 50 лет после начальной установки), а другие могут быть подвержены отказам через относительно небольшой период времени. Хронологический возраст трансформатора и величина его старения за это время не всегда хорошо коррелируют друг с другом. К релевантным факторам, оказывающим влияние на реальный период работы трансформатора, относятся его конструкция, обслуживание, воздействие на него внешних скачков напряжения и отказов, нагрузка, температура, в которой он функционирует, периодичность работы, окружающая среда, и многое другое. Все энергоснабжающие организации и производители электрической энергии, парк трансформаторов которых достаточно стар, должны, в какой-то момент времени, задуматься о перспективах очень затратных проектов по

замене старого оборудования с тем, чтобы гарантировать высокую надежность и качество работы. Оценки всех этих активов должны включать в себя затраты,

связанные с отказом устройств, с неожиданными отключениями, с последующими повреждениями, с восстановлением напряжения, с выплатой штрафов, а также операционные затраты, относящиеся к исправлению создавшейся ситуации.

Эти стареющие трансформаторы работают в условиях увеличенной операционной температуры в связи с более высоким спросом и пониженными возможностями для его удовлетворения. Чтобы обеспечить более высокую надежность стареющего парка оборудования, необходим способ оценки, позволяющий идентифицировать трансформаторы с высоким риском отказа. К счастью, сегодня существуют проверенные средства, позволяющие смягчить эти риски. К более устойчивым, надежным электрическим системам приводят превентивные действия с хорошими диагностическими программами, процедуры обслуживания, и планы замены и обновления оборудования, а также стратегии нагрузки и экономии.

**Актуальность темы.** Безотказность и бесперебойность работы оборудования, сетей, систем, станций зависит от параметра надежности работы, потому что они являются основными элементами энергосистемы. В современное время все больше появляется необходимость в силовых трансформаторах с большим сроком службы работы, поэтому для удовлетворения цели выдвигают задачи их реализации, главными параметрами которых считаются надежность, работоспособность, жизненный цикл. Обязателен полный анализ на экономические затраты, расходы, чтобы оценить парковое состояние трансформатора, продление его срока службы. В связи с этим, используют различного рода диагностики, контроль состояния трансформатора, полный анализ работы [1].

Силовые трансформаторы являются основными элементами электрических сетей и систем, которые определяют неотъемлемую часть эксплуатационной надежности и экономичности срока службы трансформатора. Отключения при авариях, дефекты и повреждения приводят к затратам, убыткам и моральному износу оборудования.

Поэтому одной из актуальных задач повышения надежности и качества функционирования электрических систем является оценка эксплуатационной

надежности для учета ее при проектировании и совершенствования системы технического обслуживания и ремонта трансформаторов.

Продление, увеличение жизненного цикла ресурса определенного силового трансформатора осуществляют при помощи проведения комплексного обследования. Это сложная, наукоемкая и дорогая операция, проведение которой связано с исполнением исследовательских операций в согласовании с отраслевыми нормативно-техническими документами. Для целей стратегического планирования необязательно знать с безусловной точностью все данные оборудования. Чтобы определить данные и характеристики «паркового» ресурса достаточно знать их усредненные значения. Большое количество трансформаторов с немалым сроком эксплуатации приводит к противоречивой ситуации при определении

«паркового» ресурса. Нельзя получить представление о состоянии трансформатора, полагаясь только на нормативные документы. Разработка комплексного обследования разрешает получить данные о всей парке стареющих трансформаторов на протяжении 15-20 лет. Необходимо проводить диагностирование и контроль над состоянием силовых трансформаторов, а также его обслуживание в процессе всего срока службы оборудования (25-30 лет). В нынешнее время возникает необходимость в диагностике и обслуживании, чтобы с наименьшими затратами определять дефекты и повреждения в силовых трансформаторах. Для того чтобы поддержать надежную работу трансформатора, определяют ее повреждения и дефекты в начальной стадии и упрощение планирования их замены. Методологическая система анализов диагностических испытаний позволяет эффективно определять дефекты. ГОСТом 11677-85 срок службы силовых трансформаторов находится на протяжении более 20 лет [1].

**Целью работы** является исследование работы силовых трансформаторов при эксплуатации, включающее в себя оценку эксплуатационной надежности, рассмотрение классификации дефектов и аварийных процессов в силовых трансформаторах для повышения эффективности мероприятий по оценке их состояния, что в конечном итоге ведет к повышению эксплуатационной надежности силовых трансформаторов.



В работе решаются следующие задачи:

- исследование жизненного цикла трансформатора;
- расчет показателей эксплуатационной надежности для групп трансформаторов;
- анализ повреждаемости трансформатор

**Методы исследования.** В выпускной квалификационной работе применены: теория надежности технических систем, методы математической статистики и теории вероятности.

**Научная новизна работы и значимость полученных результатов** заключается в совершенствовании методов количественного расчета показателей надежности трансформаторов с учетом условий эксплуатации, и состоит в следующем:

1. Разработана компьютерная модель расчета количественных показателей эксплуатационной надежности.
2. Впервые систематизированы законы распределения времени отказов и статистические данные о показателях эксплуатационной надежности трансформаторов.

**Практическая ценность** заключается в следующем:

1. Получены зависимости для расчета эксплуатационной надежности трансформатора.
2. Определены объективные значения количественных показателей эксплуатационной надежности на основе фактических данных эксплуатации, необходимые для совершенствования их проектирования, технологии изготовления и системы технического обслуживания и ремонта.

# **1. Основные неисправности и причины выхода силового трансформатора из строя**

## **1.1 Состояние парка трансформаторного оборудования**

Развитие специфики российской электроэнергетики в нынешнее время требуют эксплуатации значительного количества силовых трансформаторов с наибольшим сроком службы, в 1,5-2 раза превышающим их расчётный ресурс. В таких условиях улучшение обслуживания сервисной системы трансформаторов, которые выходят из строя становится как проблема поддержки работоспособности данных трансформаторов, так и задачей сохранения на должном уровне надёжности электроснабжения в целом.

Чтобы оценить парковый (групповой) ресурс всего массива силовых трансформаторов как в рамках отрасли в целом, так и в рамках тех или иных энергетических объединений, нужно знать расходы на трансформатор, чтобы продлить его срок службы, поэтому жизненный цикл трансформатора продлевают до паркового ресурса только после проведения профилактического ремонта трансформаторов. В настоящее время ресурс конкретного силового трансформатора продлевается на основании так называемого «комплексного обследования» – трудоёмкой, наукоёмкой и дорогой операции, однако этот способ может являться ненужным, потому что не обязательно знать все данные о трансформаторе.

Для того чтобы определить парковый (групповой) ресурс нужно знать усреднённые данные о характеристиках надёжности, поэтому, основываясь только на действующих нормативных документах, нельзя получить расширенное определение об изношенных трансформаторах, технология «комплексного обследования», дающая возможность иметь нужные данные, слишком медлительна (данные о всей парке стареющих трансформаторов поступают на протяжении 15 - 20 лет) и относительно дорога. Устранить такое противоречие можно двумя путями: первый – обобщение существующего метода о «комплексном обследовании» и эксплуатацией большого срока службы

трансформаторов; второй – реализация новых подходов, сформулированных, в частности, в работах [2,3,4].

По данным эксплуатации силовых трансформаторов в настоящее время на напряжения 110 кВ и выше, 40 % оборудования подстанций напряжением 110-220 кВ прослужили более 25 лет, 35 % – 15-25 лет, около 25 % – менее 15 лет [1]. По данным эксплуатации известно, что наибольший процент технологических нарушений трансформаторного оборудования приходится на период его эксплуатации от 20 до 30 лет. Своевременное проведение капитальных ремонтов продлевают срок службы трансформатора. Большая часть технологических нарушений связана с повреждениями маслонаполненных вводов, обмоток и устройств регулирования.

В настоящее время имеются программы обследования состояния оборудования с целью выяснения возможностей продления его срока службы. Это требует развития соответствующих методов и средств контроля и диагностики состояния. Система технической диагностики своевременно обнаруживает (выявляет) возможные и скрытые дефекты трансформаторов, а также выявляет причины их возникновения, определяет необходимость и объем ремонта. Система диагностики, предотвращая аварийные отказы, дает возможность осуществить прогноз дальнейшей безаварийной работы силовых трансформаторов в течение определенного промежутка времени. Выявленный в ходе диагностики дефект оценивают, локализируют и устраняют. Методы и средства диагностики постоянно совершенствуются.

## **1.2 Анализ повреждаемости трансформатора**

Обеспечение надёжной работы трансформаторов необходимо, прежде всего, для предупреждения катастрофических последствий/результатов, к примеру, масляные (жидкостные) отходы или возникающие возгорания пожара в дефектах трансформатора.

Во избежание таких дефектов в трансформаторах упрочняют баки, устройство мембраны, устранение вытекания жидкости, автоматизированное

пожаротушение, быстродействующие защитные системы. Вопросы транспортабельности требуют тщательной проработки при подготовке к перевозке и конструировании, потому что трансформаторы необходимо перевозить в собранном виде, и транспортные габариты ограничены, чтобы не допустить появления дефектов, которые впоследствии могут привести к аварии. В усовершенствованных силовых трансформаторах слабым звеном остается переключающее устройство (ПУ) несмотря на применяемые к нему меры.

### 1.3 Причины выхода трансформаторов из строя

Поломка усовершенствованных трансформаторов составляет около 0,2 % , в сравнении с выпусками трансформаторов 80-х годов – превышает 1% [1]. Основные повреждения силовых трансформаторов в эксплуатации – это повреждения:

- обмоток;
- высоковольтных вводов;
- устройств РПН.

Причинами повреждений являются:

- развитие дефектов под влиянием эксплуатационных факторов;
- ошибочные или недостаточные действия при монтаже, ремонте и эксплуатации.

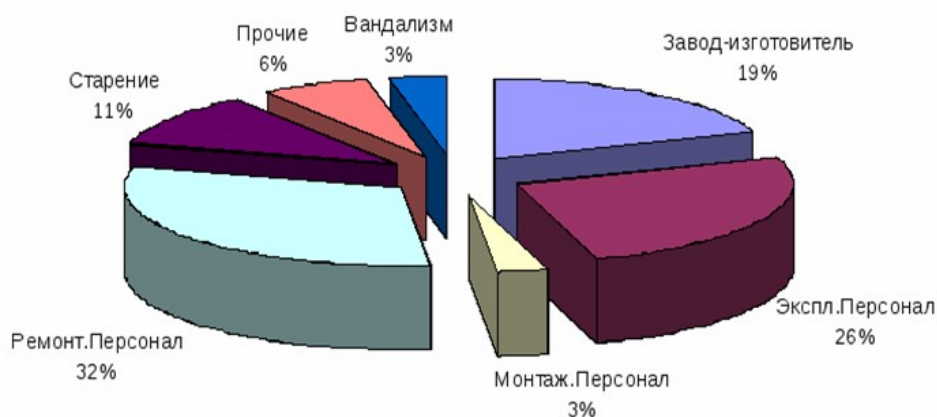


Рис.1.1 Причины повреждения трансформатора

На работу трансформатора влияют не только ненормальные режимы работы энергосистемы, но и сильные воздействия извне. Перечислим основные воздействия и их последствия.

Коммутационные и грозовые перенапряжения, приводящие к повреждениям, происходящие из-за недостатка электрической прочности. Резкое увеличение напряжения, вызывающие перевозбуждение трансформаторов опасно для изоляции и приводит к повышенному нагреву не только сердечника, но и конструкционных деталей, соприкасающаяся с ними.

Токи короткого замыкания, воздействующие ударными механическими воздействиями на обмотки. Опасное влияние со стороны сети является воздействие на трансформаторы токов коротких замыканий, вызывающих повреждения и деформацию обмоток при их динамической нестойкости.

При включении токи намагничивания, приводят к повреждению обмоток из-за механических и электрических переходных процессов. Причиной броска тока намагничивания сердечника может быть включение силового трансформатора с сеть. Так, для трансформатора мощностью 1000 МВА блока АЭС на мгновение по причине броска тока при включении на стороны ВН для генераторов создается режим форсировки возбуждения. Очень много зависит от конструкции сердечника, из-за остаточной в сердечнике трансформатора вызывает бросок тока при включении. Разрабатываются способы снижения и ликвидации бросков тока [2,3,4].

Перегрузка трансформатора по току. Так же на продолжительность службы силового трансформатора влияет по причине старения режим нагрузки.

В жаркое время года опасное влияние оказывает тепловое воздействие перегрузок, которые становятся причиной выхода из строя герметичных вводов ВН.

Наиболее нагретые верхние слои масла нагревают данные вводы в нижней части. В результате таких повреждений образуется желтый налет внутри крышки. Наиболее часто повреждается витковая изоляция 10 случаев

(22%), причиной возникновения неисправности могут быть изоляционное старение, перегрузки, динамические усилия, возникающие при токах короткого замыкания.

Второе место среди причин повреждений занимают вводы 8 случаев (17%), основные неисправности связаны с увлажнением и загрязнением изоляции негерметичных вводов, что приводит к развитию теплового и электрического пробоя изоляции ввода, также неисправности связаны с отложением, случаи течи масла из вводов через резиновые прокладки.

Третье место занимают по повреждаемости обмотки 7 случаев (15%). Наиболее часто обмотки выходят из строя по причине плохих контактных соединений и витковых КЗ.

Следующие причины повреждения занимают недостатки ПУ (переключающее устройство), которые начинаются с 14 лет эксплуатации. Максимальное количество повреждений переключающих устройств от 15-23 годов эксплуатации трансформаторов. Неисправности связаны с отсутствием контакта и оплавлением контактной поверхности.

Не редко, трансформаторы отключаются в результате недостатков релейной защиты. В последнее время наблюдается возрастания таких отказов, что, скорее всего, связано с нехваткой квалифицированных релейщиков и большой текучкой кадров в группах РЗиА.

### **1.1 Неисправности силовых трансформаторов**

Основные неисправности трансформаторов приведены в таблице 1.1. Один из наиболее чаще повреждающих элементов трансформатора являются обмотки ВН. Дефекты происходят из-за изоляции, в результате чего появляется электрический пробой между витками, что ведет к выходу из строя трансформатора.

Повреждения трансформаторов, обычно, являются следствием нарушения правил эксплуатации, аварийных и нештатных режимов работы трансформатора, изношенности изоляции обмоток и прочее. Опыт показывает, что в 70% случаев повреждения возникают в результате неудовлетворительного ремонта, монтажа и

эксплуатации, все остальные случаи неисправности силовых трансформаторов — это вследствие заводских дефектов. Основные повреждения падают на обмотки, отводы, вводы и переключающие устройства.

Серьезные неисправности трансформаторов возникают при повреждении магнитопровода, вследствие нарушения изоляции между отдельными листами электротехнической стали.

Признаки неисправности работы силовых трансформаторов:

- Перегрузка трансформатора
- Высокая температура трансформаторного помещения
- Низкий уровень масла в трансформаторе
- Внутренние повреждения трансформатора
- Ненормальное гудение в трансформаторе
- Вибрируют крайние листы магнитопровода трансформатора
- Возникают замыкания между фазами и витками
- Трансформатор работает при повышенном напряжении
- Потрескивание внутри трансформатора
- Пробой обмоток трансформатора и обрыв в них
- Ненормальное вторичное напряжение трансформатора
- Обрыв заземления

Таблица 1.1 – Основные неисправности

<b>Элемент трансформатор</b>	<b>Возможные неисправности</b>	<b>Причины возникновения неисправностей</b>
Обмотки	Витковое замыкание	Старение изоляции, постоянные перегрузки, динамические усилия при коротких замыканиях
	Замыкание на корпус (пробой), междуфазное короткое замыкание	Старение изоляции, увлажнение масла или снижение его уровня, внутренние и внешние перенапряжения, деформация обмоток вследствие прохождения больших токов короткого замыкания
	Обрыв	Отгорание выводных концов обмоток из-за низкого качества соединения или электродинамических усилий при коротком замыкании
Переключатель регулирования напряжения	Отсутствие контакта	Нарушение регулировки переключателя
	Оплавление контактной поверхности	Термическое воздействие на контакты токов короткого замыкания
	Неплотное прилегание подвижного	Ослабление контактных соединений переключателя
Вводы	Электрический пробой на корпус	Трещины в изоляторах вводов, понижение уровня масла в трансформаторе
Магнитопровод	«Пожар стали»	Нарушение изоляции между листами или стяжными болтами
Бак и арматура	Протекание масла из сварных швов, фланцев и крана	Нарушение целостности сварных швов, плотности фланцевых соединений, повреждение прокладки крана в месте соединения с фланцем



## 1.2 Жизненный цикл силовых трансформаторов

Обеспечение системного подхода к созданию, производству, эксплуатации и утилизации таких сложных объектов, как трансформатор невозможно без автоматизированных компьютерных систем, что подтверждается многочисленными разработками в этой области.

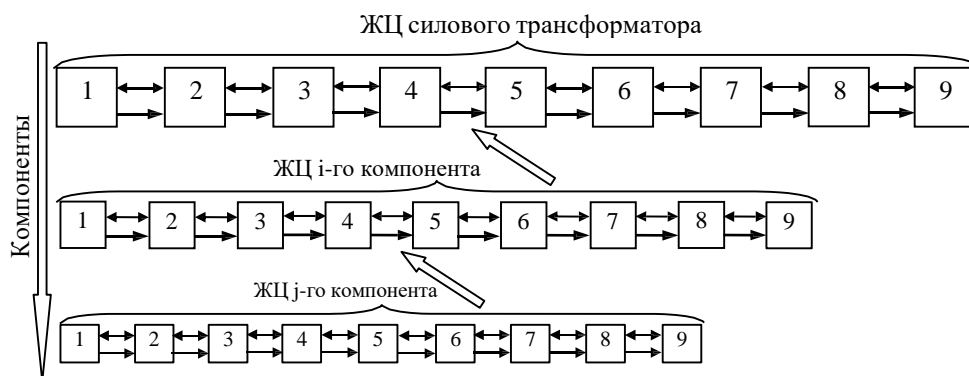


Рис.1.2 – ЖЦ силового трансформатора и его компонентов

1 – планирование; 2 – исследовательские работы; 3 – проектирование; 4 – технологическая проработка; 5 – изготовление, производство; 6 – транспортировка; 7 – монтаж; 8 – эксплуатация; 9 – утилизация;

↔ – информационный поток и обратные связи; → – материальный поток

Современные системы автоматизированного проектирования (САПР) охватывают ЖЦ проектируемого изделия от идеи до производства. При проектировании трансформаторов стремятся удовлетворить требованиям стандартов и спецификаций с оптимизацией по одному или нескольким критериям. На этапе технологической подготовки производства (ТПП) – одном из наиболее трудно формализуемых этапов создания новой техники, также стремятся получить толерантное решение, исходя из проектных альтернатив, полученных на предыдущем этапе. Однако при этом окончательным решением, образованным суммированием достигнутых на каждом из этапов свойств, зачастую не учитываются другие значительные показатели. Например, экологическая безопасность, которая важна на

последующих этапах ЖЦ. Очевидно, что при создании новых видов объектов должны использоваться статистические данные, накопленные на этапе эксплуатации.

Таким образом, проектирование силовых трансформаторов должно осуществляться с учетом взаимосвязи и взаимодействия всех этапов его ЖЦ. Поэтому целесообразно говорить о проектировании полного жизненного цикла силового трансформатора.

Под жизненным циклом понимается совокупность процессов, производимых от этапа цели оборудования в конкретном производстве до улучшения данных потребностей и утилизации продукта.

Первым этапом жизненного цикла считается планирование, характеризуемой формировкой концепции. Вторым этапом исследовательских работ являются новизна, разрабатываются варианты изначальной работы для определения вида силового трансформатора, а также рекомендации по выявлению задачи. Третьим этапом является конструирование – творческое предопределение силового трансформатора. Ошибки, вкравшиеся на этих начальных этапах, считаются неисправимыми, они «разрушают» весь жизненный цикл силового трансформатора. На следующем этапе происходит технологическая проработка конструкции, длится рассмотрение других проектных замен. Данный этап является один из наиболее тяжело реализующих. Пятый этап – это изготовление и производство, характеризуемый узловым производством силового трансформатора, его сборки в общее целое. На этом этапе проверяются теоретические результаты предыдущих этапов, а также по финансовым затратам ресурсов производят выбор силового трансформатора, так как на предыдущих этапах возможность принять неправильный выбор исходя из затрат. Разработанный силовой трансформатора транспортируется заказчику и как правило, транспортировка и перевозка в собранном виде осуществляется по путям железнодорожного сообщения. Следующим этапом для эксплуатации силового трансформатора является монтаж. Восьмой этап –

эксплуатация (функционирование) трансформатора, этот этап является самым длительным, и производят (дают) окончательную оценку теоретическим исследованиям и результатам производства. При необходимости его модернизации, усовершенствование, решив соответствующую задачу всех предыдущих этапов. Техническое обслуживание и ремонт имеет существенное значение в данном этапе. При завершении срока службы силового трансформатора, по причинам устаревания функционирование силового трансформатора становится невозможным, несоответствие требованию к надежности и безопасности производится снятие с эксплуатации и утилизация. Ликвидация силового трансформатора необходимо достичь положительного эффекта как с экологической, так и с экономической точки зрения.

Оценка состояния и надежность силового трансформатора осуществляется методом системного анализа срока службы трансформатора. Повышение надежности работы является главной целью оборудования и если этому не соответствовать может произойти значительный ущерб и урон в народном хозяйстве и т.д. [5].

## **2 Разработка классификаций дефектов в трансформаторе и модели их развития**

### **2.1 Основные опасные воздействия на трансформатор**

Силовые трансформаторы являются основными элементами электрических сетей и систем, оказывающие на них внутренние и внешние воздействия. Перечислим опасные воздействия, которые влияют на трансформатор и их дальнейшее последствия.

*Грозовые и коммутационные перенапряжения*, которые вызывают повреждения в изоляции при недостаточной электрической прочности.

Недостающая компенсация реактивной мощности и регулирования напряжения в сетях 500-750 кВ является спадом производства электричества

и создает проблемы в режимах малых нагрузок поддержание разрешенных уровней напряжения. В связи с недостающей компенсацией на ВЛ 500 кВ рост напряжения может достичь 550 кВ, из этого происходит значительное увеличение напряжения, что ведет к продолжительному перевозбуждению магнитопровода.

Еще один неблагоприятный фактор в современных сетях 330-750 кВ – неиспользования устройств РПН (либо внедрение его исключительно для сезонных переключений). В такой ситуации добавляется еще 3-5 % и оно становится опаснее.

*Токи КЗ, оказывающие ударные механические воздействия на обмотки.* Сильным воздействием считается влияние сети на трансформатор токов КЗ, которые могут вызвать деформацию обмоток из-за динамической нестойкости, такие дефекты трансформаторов занимают значительное место. По расчетам приблизительно 1,7 % 1 раз в год подвергаются автотрансформаторы 220-500 кВ опасному воздействию тока КЗ и наиболее опасным для автотрансформаторов считается с электродинамической стойкостью [6, 7].

*Токи намагничивания при включении, вызывающие дефекты обмоток из-за электрических и механических переходных процессов.* Причиной броска тока при намагничивании сердечника является включение трансформатора в сеть, из этого следует, что при включении со стороны ВН трансформатора блока АЭС мощностью 1000 МВА на несколько секунд для генераторов создается режим форсировки возбуждения. В первую очередь это зависит от остаточной индукции в сердечнике трансформатора, а также от конструкции сердечника. В настоящее время происходит разработка методов по ликвидации и снижению бросков тока.

*Сейсмические воздействия на трансформатор.* В последнее время большое внимание уделяется сейсмостойкость мощным трансформаторам, усовершенствование способов и методов испытания их на сейсмоустойчивость. Примером таких трансформаторов с повышенной

сейсмостойкостью являются трансформаторы для Рогунской ГЭС, которые были спроектированы ПО «Запорожтрансформатор», которые рассчитаны до 9 баллов сейсмичности.

*Воздействия геомагнитных токов на трансформатор.* Разработчиками Северной Америки после серьезных аварий трансформаторов были исследованы воздействия геомагнитных бурь на линии токов порядка сотен ампер с очень низкой частотой. Это относится к протяженным ЛЭП, ориентированных в меридиональном направлении. В первую очередь эти геомагнитные токи воздействуют на измерительные трансформаторы тока, что ведет к большому количеству ложных срабатываний релейной защиты. Также при анализе последствий таких аварий отмечались и местные перегревы деталей и бака силовых трансформаторов, которые образовывались протеканием больших токов по обмотке [8, 9].

*Перегрузка трансформатора по току.* Из-за старения изоляции режим нагрузки оказывает огромное влияние на надежность и работоспособность трансформатора. Ограничивают 2 фактора на максимально допустимую температуру в наиболее нагретых точках – под действием увеличения температуры изнашивается изоляция и появляются газовые пузырьки, что ведет к дефекту и повреждению оборудования. По рекомендациям института электроэнергетики США EPRI допускается температура 180°C, выше которой возможно возникновение пузырьков газа.

Воздействие тепловых перегрузок для российских трансформаторов не критично для условий нашей страны с зимним максимумом нагрузки и сравнительно холодным климатом. Кроме того, на резкий спад в промышленном производстве повлияло нагрузки наших трансформаторов, при котором уменьшились в среднем с 60-70 % до 20-40 %. Конечно сохранилось в небольшом количестве подстанции с нагрузками 60-70 %.

Имевшие место 30-35 лет назад многочисленные аварии в связи с полным тепловым износом витковой изоляции трансформаторов 110-500 кВ

происходили при нагрузке ниже номинальной, а также обусловлены грубыми дефектами в конструкции обмоток.

Воздействие опасных тепловых нагрузок ведет за собой повреждения герметичных вводов ВН, нижняя часть, которая расположена в нагретых верхних слоях масла. Отсюда и образование желтизны в крышке [10].

## **2.2 Анализ существующих классификаций дефектов в трансформаторе**

Дефекты в силовом трансформаторе классифицируются по:

а) по периоду становления: внезапные, вялотекущие и т.д.;

б) по месту нахождения: торцевые катушки обмотки НН, нижняя ярмовая балка магнитопровода;

в) по функциональному признаку: повышенные поля рассеяния, значительные циркулирующие токи и т.п.;

г) по отклонениям характеристик материалов от нормированных значений, и нарушений технологических процессов: заусенцы листов электротехнической стали, нарушение геометрических размеров охлаждающих каналов обмоток, неправильное выполнение транспозиции обмоток и др.

В автоматизированных режимах диагностирования типология повреждений обязана содействовать методичному привлечению разных исследовательских способов с целью более надёжного и экономного их раскрытия и уровня угрозы, а также с целью предельно четкой локализации зоны недостатка.

Одним из первых статей, включающих систематизацию повреждений, нацеленную на их определение, является руководящий документ (РД) [13], описывающий технологию хроматографического разбора газов в трансформаторном масле. Все дефекты подразделяются на две большие группы: тепловые и электрические. Электрические дефекты в свою очередь бывают: частичные разряды с низкой плотностью, частичные разряды с

высокой плотностью и разряды большой мощности (дуговые). В этом РД есть и недостатки, которые влекут за собой противоречия, состоящая из набора рекомендаций по выявлению дефектов, направленной на идентификацию отклонений от нормальной работы трансформатора. Все дефекты делятся на 3 группы. В первую группу входят перегревы токоведущих частей и перегревы элементов конструкции остова. Во вторую группу входят с жесткой изоляцией, которые появляются путем перегревами и дефекты жесткой изоляции, вызванные электровоздействиями. Третья группа включает частичные, искровые и дуговые разряды в масле.

В [14] изображена довольно понятная схема-конструкция видов дефектов силового трансформатора. По этой схеме дефекты состоят из: внешних, внезапных, износных и развивающихся. Недостатками силового трансформатора могут быть: не отчетливо видны повреждения конструкции и элементы СТ; сложна установка методологии хроматографического анализа на сходственную структуру повреждений.

В конечном счете, в [12] представлена своя классификация дефектов (рис. 2.2), которая наименее аргументирована согласно дальнейшему суждению:

- неточен термин «твердая, изоляция»; в трансформаторе изоляция классифицируется на главную и продольную: первая - обеспечивает изоляцию между обмотками, магнитной системой и баком, вторая - исключает электрические замыкания внутри каждой обмотки;

- дефекты дублируются для каждой конструктивной системы трансформатора.

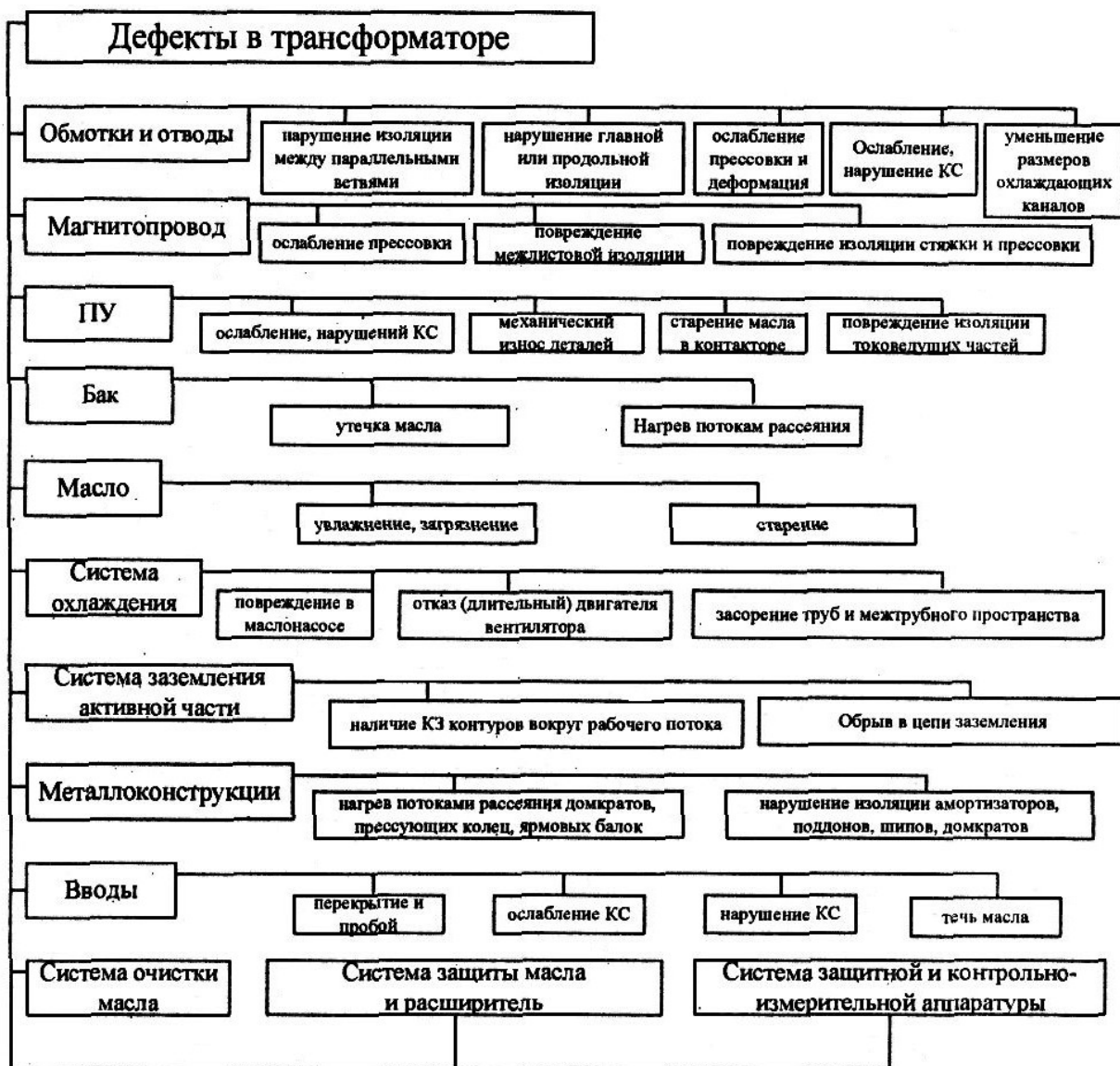


Рис.2.1 Дефекты в трансформаторе

### 2.3 Анализ видов дефекта

Анализ видов дефектов показывает, что их можно разделить на три группы по времени развития:

- медленно развивающиеся дефекты с временем развития более года;
- быстро развивающиеся дефекты с временем развития менее года;
- внезапные отказы с временем развития от долей секунды до нескольких часов. В количественном отношении доля различных дефектов меняется. Если для трансформаторов, работающих в рамках нормативного ресурса, доля быстро развивающихся дефектов и внезапных отказов не



превышает 35-

40 %, то для состаренного оборудования доля медленно развивающихся дефектов снижается до 40 % за счет увеличения быстро развивающихся дефектов – 40 % и внезапных отказов – 20 %.

Медленно и быстро развивающиеся дефекты при своевременном их выявлении обычно удается устранить, и при этом физический ресурс трансформатора не меняется. Внезапные отказы чаще приводят к необратимым изменениям, и даже своевременное выявление и устранение таких дефектов снижает физический ресурс.

Таблица 2.1 Аварийность трансформаторов с разным сроком эксплуатации

Срок эксплуатации	% отказов
До 10 лет	15
От 10 до 20 лет	30
От 20 до 30 лет	29
От 30 до 40 лет	18
Свыше 40 лет	8

Наибольшее количество отказов происходит именно в период нормальной эксплуатации, и основное количество трансформаторов не «дотягивает» до износных отказов.

Причиной высокой аварийности трансформаторов в период «нормальной» эксплуатации является, по-видимому, уровень капитальных ремонтов (на 12-м и 24-м году эксплуатации).

Именно поэтому столь остро для силовых трансформаторов встала проблема перехода от ремонтов по сроку эксплуатации к ремонту по состоянию.

Таблица 2.2 – Состояние трансформаторов, работающих с превышением нормативного ресурса

Не требует вмешательства	30%
Учащенный контроль	30%
Ремонт отдельных узлов	23%
Капитальный ремонт	15%
Немедленное вмешательство	2%

Как видно из данных таблицы, 83 % трансформаторов вполне работоспособны. Однако проблемы диагностики становятся для таких трансформаторов значительно более остро.

Этот же путь пригоден и для перехода от ремонта по сроку эксплуатации к ремонту по состоянию. Как видно из анализа аварийности, количество трансформаторов, вырабатывающих свой физический ресурс, определяемый состоянием твердой изоляции, не превышает (по разным источникам) 7-20 %.

Определить остаточный ресурс путем обследования трансформатора можно с достаточной степенью точности.

Но при этом никто не в состоянии гарантировать его работоспособность, так как зарождение и развитие дефекта может произойти в любой момент, и при этом время развития дефекта может оказаться меньше периодичности контроля.

Для решения этой проблемы необходимо применение систем автоматического или непрерывного контроля.

#### **2.4 Контроль состояния трансформатора. Виды диагностики**

В любых различных режимах и внешних воздействиях силовой трансформатор может эксплуатироваться годами (есть случаи, когда силовой трансформатор работал на протяжении 40 лет и более). Обязательно должны

проводиться мероприятия по оценке состояния трансформатора, которые производятся на производстве.

Для того чтобы исследовать силовой трансформатор организуют пределы, которые оговариваются в рамках нормативно-технической и конструкторской документацией. Необходимость замены оборудования и его срок службы определяют в следующих случаях:

- выход из строя оборудования;
- при большой нагрузке на оборудование, что ведет к физическому износу;
- затраты на экономические расходы.

В этом случае необходимо провести полный и предварительный анализ по состоянию трансформатора, а также его дальнейшее использование. Перечислим некоторые методы, которые следят за контролем трансформатора и его состоянием.

Внешние исследования включают в себя: контроль приборов и устройств измерения; контроль уровня, давление, температура и цвет масла; оценка масла, газовая защита, автоматика, сигнализация; осмотр за состоянием вводов, изоляторов, кабелей и контактных соединений, ошиновки.

Контроль производится осмотром и специальными устройствами, приборами. Одним из наиболее эффективных контролей над состоянием оборудования считается тепловизионный контроль, который включает в себя термографию. Термографию используют при наличии или обнаружения какого-либо повреждения, неисправности и соответственно делаются предположения о дефекте в оборудовании, к примеру: разрушения изоляции шпилек может привести к нагреву стенок бака силового трансформатора; увеличение и повышение температуры; нагрев обмоток приводит к разрушению и деструкции изоляции; виткового замыкания в обмотках оборудования; возможное образование шламообразования при повышении

температуры при работе силового трансформатора в режиме холостого хода; при низкой температуре труб радиаторов возможность появления

коррозии труб и шламообразование; нагрев расширителя герметичного маслonaполненного высоковольтного ввода возможен при образовании короткозамкнутого контура внутри расширителя; попадании влаги и нарушении герметичности прокладок маслорасширителя; неравномерность температуры приводит к нарушению циркуляции масла в нем.

Осмотр за состоянием маслоочистительных и маслосборных устройств производится при помощи изменения цвета индикаторного силикагеля, который при впитывании влаги розовеет и приобретает яркую окраску.

Периодически и тщательно производят контроль над состоянием систем охлаждения, РПН, маслonaсосов, потому как нарушения в работе устройств РПН и ПБВ составляют 14-24 %, а элементов системы охлаждения

– 8,6 %.

Главными и основными узлами, где образуются дефекты в трансформаторе, являются устройства регулирования напряжения. Из-за плохого состояния контактов РПН возможно быстрое развитие аварии.

На трансформатор воздействуют внешние воздействия, как вибрация. При вибрации возможны нарушения бака трансформатора, фундамента, жесткости установки. В режиме нагрузки увеличивается вибрация силового трансформатора, что может привести к ухудшению запрессовки обмоток и магнитопровода. Резонансные колебания, вызванные вентиляторами и маслonaсосами приводят к распрессовке или дефекту сборки магнитопровода. При переходе от режима холостого хода к режиму нагрузки вибрация бака силового трансформатора уменьшается, значит, вибрационные дефекты отсутствуют.

Результаты, полученные при проведении внешнего исследования, производят в карту осмотра, в котором показывают анализ деталей, элементов оборудования, а также его состояние. Дефекты, которые обнаружили, записываются дежурным персоналом. Осуществление ресурсной диагностики необходимо.

Вторым уровнем исследования считается контроль внутреннего состояния трансформатора. На этом этапе диагностики ставится более точная цель: определить физический, экономический, экологический и моральные износы, обоснование увеличения срока службы трансформатора, найти внутренние дефекты и повреждения.

Наиболее опасным внутренним дефектом в трансформаторе являются частичные разряды, которые возникают между обмоткой и барьерной изоляцией, это говорит о том, что циркуляция масла ухудшается. Следует проверить масло и систему охлаждения. Если помехи частичных разрядов превышает в 5 раз, то следует опасаться развивающегося дефекта.

В ресурсную диагностику входят три этапа проверки: лабораторный – физико-химический анализ масла и хроматографический анализ растворенных газов; тестовый – испытание и контроль; аналитический – диагностика состояния.

В результаты лабораторных испытаний масла входят 2 области его эксплуатации: область нормального состояния и область риска.

Нормальное состояние масла соответствует интервалу от предельных значений его характеристики после заливки до значений, ограничивающих область нормального состояния масла в эксплуатации. Состояние масла, гарантирующее надежную работу трансформатора минимально, определяется контролем трех показателей – пробивного напряжения, кислотного числа и температуры вспышки в закрытом тигле [15].

## **2.5 Эксплуатационная надежность трансформатора**

Надежность является самым важным показателем качества работы трансформатора, определяющее ее безотказную работу в определенный промежуток времени. При широком применении электрических машин в различных системах электроприводов и автоматического регулирования производственными процессами технический уровень производства в значительной степени определяется надежностью этих машин. И, как

следствие, различного рода дефекты и повреждения, оказывают большое влияние на урон.

Надежность энергетической системы является комплексным свойством и определяется как способность энергосистемы выполнять функции по производству, передаче, распределению и снабжению потребителей электрической энергией в требуемом количестве и нормированного качества путем взаимодействия генерирующих установок, электрических сетей и электроустановок потребителей, в том числе: [17]

- удовлетворять в любой момент времени общий спрос на электроэнергию;
- противостоять возмущениям, вызванным отказами элементов энергосистемы, включая каскадное развитие аварий и наступление форс-мажорных условий;
- восстанавливать свои функции после их нарушения.

Последняя функция как способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму работы после различного рода возмущений характеризует устойчивость энергосистемы.

Все вопросы надежности электрических машин можно условно подразделить на 2 основных вида: заводскую конструкционную надежность машины и эксплуатационную ее надежность.

Конструкционная надежность любой электрической машины в целом зависит от количества и качества примененных в ней исходных активных и конструкционных материалов, от конструкции машины, качества изготовления и надежности ее основных частей или деталей. Для улучшения конструкционной надежности электрической машины необходимо повышение качества исходных материалов, увеличение точности и улучшение качества изготовления деталей и совершенствование технологии сборки машин. Однако важнейшим из этих мероприятий являются повышение качества и нагревостойкости корпусной изоляции и обмоточных

проводов, поскольку много повреждений в электрических машинах в процессе их эксплуатации относится к обмоткам трансформаторов и их изоляции, а также совершенствование узлов трансформаторов.

Следует отметить, что конструкционная надежность электрической машины является основной характеристикой ее качества, которая в значительной мере определяет в дальнейшем ее высокую эксплуатационную надежность. Последняя представляется достаточно сложной проблемой по причине трудности самого определения этого понятия и ограниченности статистических сведений по эксплуатации различных электрических машин.

В процессе эксплуатации большого количества однородных технических изделий, таких, как электрические машины, в них периодически появляются случайные неисправности в работе или вынужденные остановки. Располагая статическими данными об отказах в работе машин и используя теорию вероятностей и методы математической статистики, можно установить некоторое среднее время безотказной работы этих машин между 2 следующими друг за другом неисправностями или отказами в работе. Это среднее время исправной или отказами служит одним из важных количественных показателей эксплуатационной надежности машины.

На эксплуатационную надежность электрических машин оказывает влияние ряд факторов. Главнейшими из них являются следующие:

- а) качество активных и конструкционных материалов, используемых при изготовлении этих машин;
- б) качество изготовления машин;
- в) условия окружающей среды при эксплуатации машин;
- г) неправильное применение машин по их исполнению, пусковым и рабочим характеристикам;
- д) отсутствие надлежащего ухода за машинами и недостаточное качество их ремонта.

В процессе эксплуатации электрических машин под действием рабочей температуры происходит ухудшение, механических и электрических свойств

изоляции обмоток, или тепловое старение изоляции. Следовательно, для повышения надежности машин нужно повысить нагревостойкость изоляции и снизить местные нагревы ее по отношению к средней температуре обмотки, измеренной по сопротивлению.

Понятие надежности электрической машины тесно связано с понятием ее долговечности и сроком службы. Срок службы машины – календарная продолжительность ее эксплуатации до момента, оговоренного в технической документации.

Надежность – 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 транспортирования.

Надежность является сложным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения состоит из сочетаний свойств: безотказности, долговечности, ремонтпригодности и сохраняемости. Работоспособность – состояние изделия, при котором оно способно выполнять заданные функции с параметрами, установленными требованиями технической документации [16].

- Объект – предмет определенного целевого назначения, рассматриваемый в период проектирования, производства, эксплуатации, изучения, исследования и испытаний на надежность. Объектами могут быть как системы, так и их элементы.

- Безотказность – свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени.

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

- Ремонтпригодность – свойство объекта, заключающееся в приспособлении к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов (повреждений), к поддержанию и восстановлению работоспособного



состояния путем проведения технического обслуживания и ремонтов.

- Сохраняемость – свойство объекта сохранять значения показателей безотказности, долговечности и ремонтпригодности в течение и после хранения и (или) транспортировки.

- Работоспособное состояние (работоспособность) – состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской документации.

- Предельное состояние – состояние объекта, при котором его дальнейшее применение по назначению недопустимо или нецелесообразно либо восстановление его исправного или работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

- Отказ – событие, заключающееся в нарушении работоспособности объекта.

В сложных технических изделиях и системах применяют резервирование – способ повышения надежности. Резервирование – это применение дополнительных средств и (или) возможностей с целью сохранения работоспособного состояния объекта при отказе одного или нескольких его элементов. Резерв – совокупность дополнительных средств и (или) возможностей, используемых для резервирования.

Показатель надежности – количественная характеристика одного или нескольких свойств, составляющих надежность объекта [18].

- Вероятность безотказной работы – вероятность того, что в заданном интервале времени не возникает отказа изделия.

- Нарботка на отказ – среднее значение наработки ремонтируемого изделия между отказами. Может применяться также термин «среднее время безотказной работы».

- Средняя наработка до первого отказа – среднее значение наработки изделий из партии до первого отказа. Для неремонтируемых изделий этот термин равнозначен термину «средняя наработка до отказа».

- Интенсивность отказов – вероятность отказа неремонтируемого изделия в единицу времени после данного момента времени при условии, что отказ до этого момента не возник.

Законы распределения случайных величин практически могут быть получены: путем аналитического исследования и путем обработки данных эксперимента. В первом случае закон распределения находят путем анализа физической природы какого-то явления или процесса и определенных математических операций. Во втором случае производится сбор необходимых экспериментальных данных (статистики). Эта статистика может быть получена либо в результате специально поставленного эксперимента, либо в результате наблюдений. Статистическая обработка накопленной информации позволяет получить аналитическую зависимость искомого закона распределения вероятностей.

Экспериментальное определение закона распределения случайной величины играет особую роль: как бы глубоко и тщательно ни было проведено аналитическое исследование, в результате которого получен закон распределения, окончательное заключение можно сделать, только базируясь на эксперименте. Путем статистического исследования могут быть получены любые функции распределения и любые числовые характеристики случайных величин. Говоря более строго, это будут статистические эквиваленты, оценки, называемые статистическими функциями распределения и статистическими числовыми характеристиками.

Обеспечение надёжной работы трансформаторов необходимо, прежде всего, для предупреждения катастрофических последствий/результатов, к примеру, масляные (жидкостные) отходы или возникающие возгорания пожара в дефектах трансформатора. Во избежание таких дефектов в трансформаторах упрочняют баки, устройство мембраны, устранение вытекания жидкости, автоматизированное пожаротушение, быстродействующие защитные системы. Вопросы транспортабельности требуют тщательной проработки при подготовке к перевозке и конструировании, потому что трансформаторы необходимо

перевозить в собранном виде, и транспортные габариты ограничены, чтобы не допустить появления дефектов, которые впоследствии могут привести к аварии. В усовершенствованных силовых трансформаторах слабым звеном остается переключающее устройство (ПУ) несмотря на применяемые к нему меры.

### 3 Расчет эксплуатационной надежности силовых трансформаторов

#### 3.1 Разработка алгоритма математической модели оценки надежности

Оценку эксплуатационной надежности СТ наиболее целесообразно проводить вероятностно-статистическим методом. Для реализации этого метода необходимо сформировать массив исходных данных. В качестве данных будем использовать значения наработок СТ. Согласно ГОСТ наработка – это продолжительность или объем работы изделия [30].

С целью дальнейшего исследования автором собрана эксплуатационная информация по 45 силовым трансформаторам.

Как было определено ранее, наибольшее количество отказов приходится на первое время эксплуатации трансформатора. Надежность СТ в начальный период эксплуатации определяет его дальнейшую работу и требует более детального исследования.

I. Исходные параметры:

1.  $t$  – наработка до отказа (ч);
2.  $n$  – общее число наблюдаемых значений случайной величины;
3.  $n_i$  – количество значений случайной величины в каждом интервале;
4.  $k$  – число интервалов статистического распределения;
5.  $\Delta t$  - границы интервалов;

II. Выходные параметры:

1. Интенсивность отказов  $\lambda$
2. Нарботка на отказ  $a(t)$
3. Средняя наработка на отказ  $T_{ср}$
4. Вероятность безотказной работы  $P(t)$
5. Среднее время безотказной работы  $T$

Одним из важных способов получения информации о надежности технических изделий являются сбор и статистическая обработка данных об износе

и отказах, происшедших в процессе эксплуатации. Решаются следующие задачи:

1. Определения вида функции плотности распределения или интегральной функции распределения.
2. Вычисление параметров полученного распределения.
3. Установление с помощью критериев согласия степени совпадения эмпирического с предполагаемым теоретическим распределением.

Законы распределения случайных величин практически могут быть получены: путем аналитического исследования и путем обработки данных эксперимента.

Процедура нахождения математической модели закона состоит из двух этапов: выдвижение гипотез и проверки соответствия выдвинутых гипотез имеющимся данным.

Наиболее распространенными теоретическими распределениями являются нормальное распределение, экспоненциальное, логарифмически-нормальное, Вейбулла и гамма-распределение.

Для подбора вида теоретического распределения, совпадающего в наибольшей степени с полученным эмпирическим, чаще всего применяется метод максимума правдоподобия или метод наименьших квадратов, причем последний применяется для определения параметров распределения при полных выборках.

Для оценки степени совпадения эмпирической и теоретической кривых распределения применяются так называемые критерии согласия: критерий Пирсона или критерий Колмагорова. В критерии Колмагорова исходные данные представляются в виде упорядоченной статистической совокупности. Мерой близости сопоставляемых распределений является величина максимального расхождения гипотетической и статистической интегральных функций.

Оценка по критерию Пирсона(аналитический метод). Процесс аналитической оценки закона распределения разбивается на два этапа: построение гистограмм и кумулятивных прямых и проверку допустимости принятого закона распределения отказов по критериям согласия.

Гистограмма, составленная из прямоугольников, аппроксимируется кривой, по виду которой предварительно устанавливается закон распределения

путем визуального сравнения с теоретическими кривыми.

График накопленных частот и соответствующая ему кумулятивная кривая строятся по данным таблицы, которую необходимо заполнить по данным отказа трансформатора. Накопленные частоты получаются в результате последовательного сложения следующих друг за другом частот. Кумулятивная кривая имеет более плавный характер, чем гистограмма.

Далее проверяются совпадение эмпирической кривой распределения с выбранной теоретической по критерию Пирсона. Полученные значения критерия сравниваются с табличными значениями для соответствующей доверительной вероятности и сила степеней свободы. Если рассчитанное значение меньше табличного, то гипотеза об идентичности эмпирического и теоретического законов применяется, в обратном случае гипотеза отвергается и проверяется иной закон.

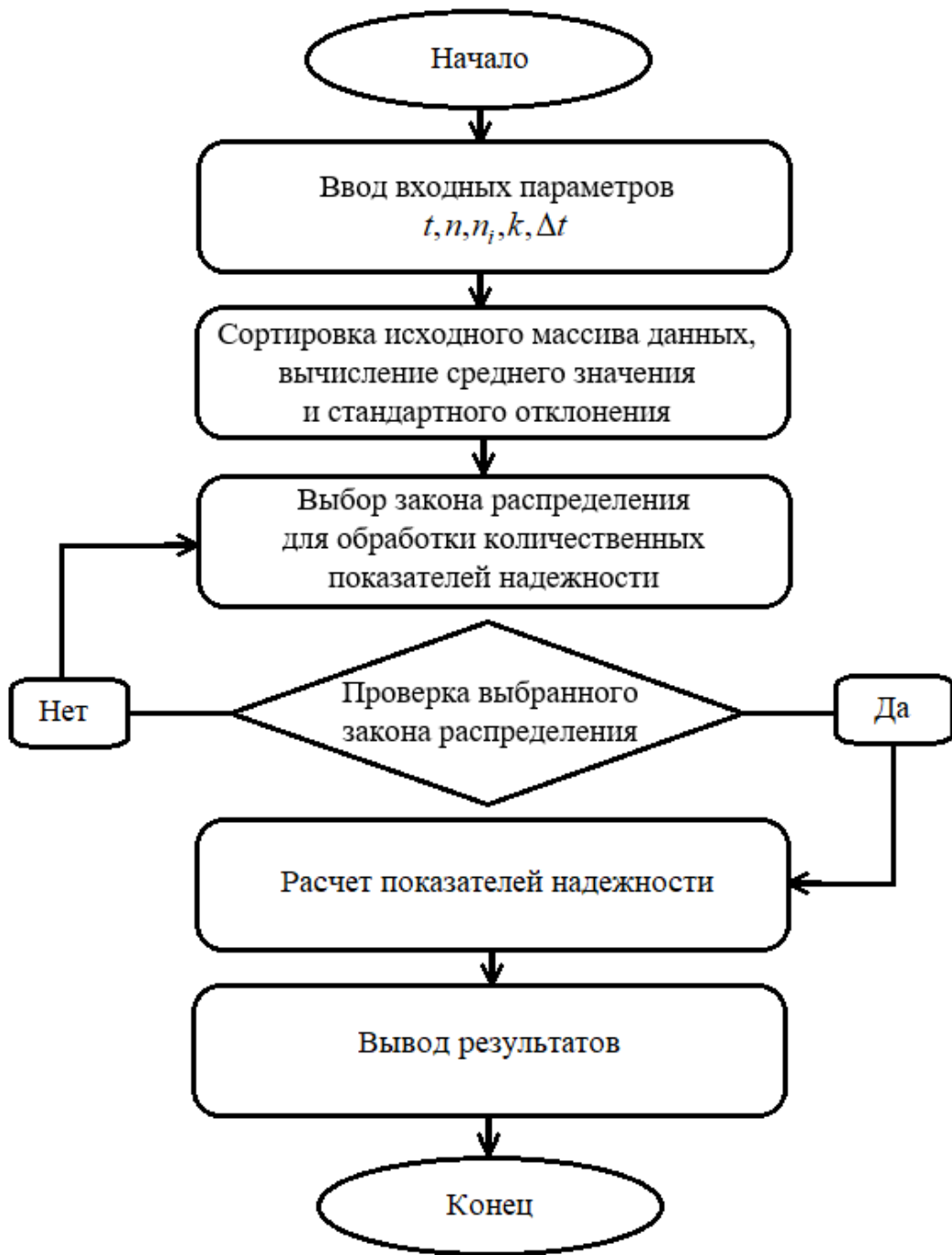


Рис.3.1 Алгоритм математической модели оценки надежности

### 3.2 Обработка результатов наблюдения для трансформаторов типа

По данным, полученным в ходе производственной практики, были собраны данные по отказам силовых трансформаторов.

Таблица 3.1 – Статические данные о наработке на отказ силовых трансформаторов

250	700	2600	4850	8300
260	1240	2600	4900	8620
300	1300	3000	5000	10000
350	1400	3070	5020	11570
430	1590	3200	6000	13990
500	1650	3600	6150	15150
550	1920	3850	6400	16580
600	2100	4350	7400	18500
650	2250	4560	8150	20900

В множестве данных легко находится минимальный член ряда – 250 ч и максимальный – 20900 ч

Размах ряда составляет  $t_{\max} - t_{\min} = 20900 - 250 = 20650$

Весь диапазон значений случайной величины  $t_i$  ( $n = 45$ ) разбиваем на интервалы. Для удобства расчетов принимаем интервалы равными.

Примерная величина интервала  $\Delta t$  определяем по формуле:

$$\Delta t = \frac{t_{\max} - t_{\min}}{1 + 2.3 \lg 45} = 4390$$

Принимаем ширину интервала равную 2000.

$$\Delta t = 2000$$

Для каждого интервала проведем подсчеты и представим их в табл.



Таблица 3.2 – Обработка статистических данных

	Интервал	$\Delta t$	$n_i$	$P_i = \frac{n_i}{n}$	$t_i$	$P_i \cdot t_i$	$\sum \left( \frac{n_i}{n} \right)$	$\frac{n_i}{\Delta t \cdot 10^{-6}}$	$\left[ P_i (t_i - M(t))^2 \right]$
1	0-2000	2000	16	0,36	1000	356	0.36	178	6074469
2	2000-4000	2000	9	0,20	3000	600	0.56	100	1800000
3	4000-6000	2000	7	0,16	5000	778	0.71	78	3888889
4	6000-8000	2000	3	0,07	7000	467	0.8	33	3251750
5	8000-10000	2000	4	0,09	9000	800	0.84	44	7185607
6	10000-12000	2000	1	0,02	11000	244	0.91	11	2685468
7	12000-14000	2000	1	0,02	13000	289	0.91	11	3753822
8	14000-16000	2000	1	0,02	15000	333	0.93	11	4997334
9	16000-18000	2000	1	0,02	17000	378	0.96	11	6421467
10	18000-20000	2000	1	0,02	19000	422	0,98	11	8021378
11	20000-22000	2000	1	0,02	21000	467	1	11	9799067
$\Sigma$			45			5133			57879251

Статистическая дисперсия  $D(t)$  будет равна:

$$D(t) = \sum \left[ P_i (t_i - M(t))^2 \right] = 57879251 \text{ ч.}$$

Среднеквадратичное отклонение:

$$\sigma(t) = \sqrt{D(t)} = \sqrt{57879251} = 7610 \text{ ч.}$$

Коэффициент вариации:

$$V(t) = \frac{\sigma(t)}{M(t)} = \frac{7610}{5133} = 1,48$$

Часто в статистических исследованиях используют следующие характеристики: среднеквадратическая ошибка определения среднего арифметического (математическое ожидание):

$$M(t) = \frac{\sigma(t)}{\sqrt{n}} = \frac{7610}{\sqrt{45}} = 1134 \text{ ч.}$$

Среднеквадратическая ошибка определения среднеквадратического отклонения:

$$\Delta\sigma(t) = \frac{\sigma(t)}{\sqrt{2n}} = \frac{7610}{\sqrt{90}} = 802 \text{ ч.}$$

Тогда округляя значения отклонений получим

$$M(t) = 5133 \pm 1134 \text{ (ч)}$$

В результате полученных расчетных данных строим гистограмму наработки на отказ, которая представлена на рис. 3.2

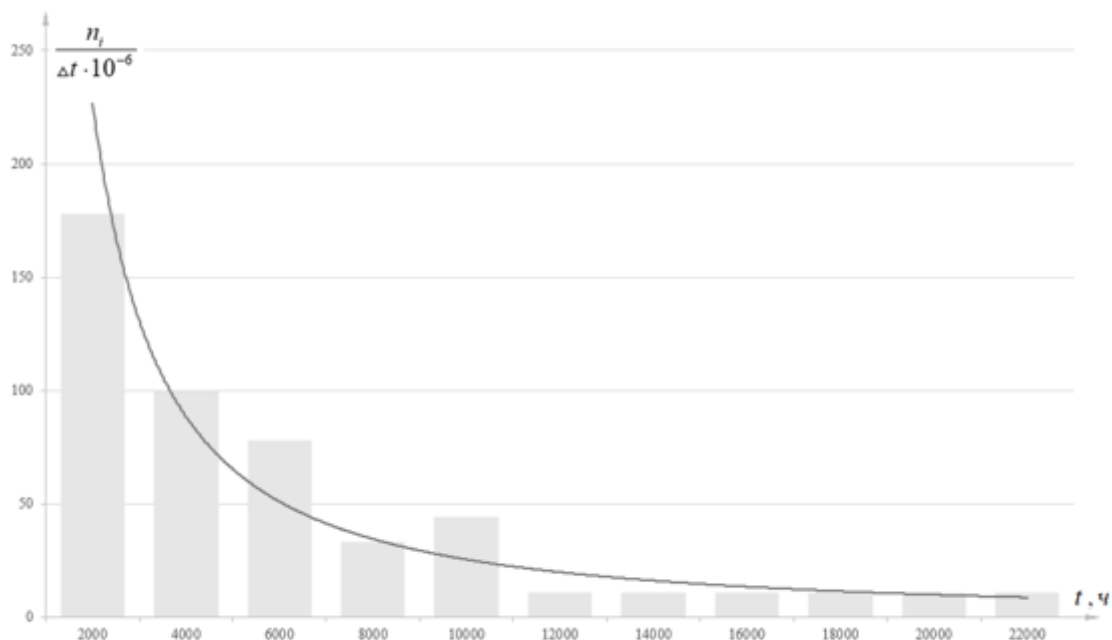


Рис.3.2 Гистограмма распределения и выравнивающая кривая

Исходя из характера гистограммы можно предположить, что исследуемая случайная величина распределена по экспоненциальному закону. Это доказывает также почти полное совпадение по величине математического ожидания и среднеквадратического отклонения случайной величины  $t$ . На гистограмме, приведенной на рисунке 3.2, построена выравнивающая кривая распределения, представляющая собой график

Функции (табл. 3.2), которая, сохраняя существенные особенности статистического распределения, свободна от случайных неправильностей хода

гистограммы.

Приняв в качестве математического ожидания наработки на отказ его оценку (статистическое среднее)  $M(t) = 5133$  ч, можно написать:  $f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$ .

Поскольку при экспоненциальном законе распределения, то  $\lambda = \frac{1}{M(t)} = const$

, то

$$f(t) = \lambda \exp(-\lambda t) = 0.00019 e^{-0.00019t}$$

При подборе теоретической кривой распределения между ней и статистическим распределением неизбежны некоторые расхождения. При этом необходимо знать, объясняются ли эти расхождения только случайными обстоятельствами, связанными с ограниченным числом опытных данных, или они являются существенными и связанными с тем, что подобранная кривая плохо выравнивает данные распределения.

Установить это можно с помощью критерия согласия Пирсона:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^k \frac{[n_i - nP'(t_i)]^2}{nP'(t_i)}$$

где  $k$  – число интервалов статистического распределения,  $k = 11$ ;

$n_i$  – количество значений случайной величины в каждом интервале;

$n$  – общее число наблюдаемых значений случайной величины,  $n = 45$ ;

$P'(t_i)$  - теоретическая вероятность попадания случайной величины в  $i$ -ый интервал.

Значение вероятностей попадания случайной величины в  $i$ -ый интервал приведены в табл. Они численно равны приращению функции распределения на интервале:  $P'(t_i < t < t_i + 1) = F(t_i + 1) - F(t_i)$ .

Таблица 3.3 – Теоретическое значение вероятностей

	$t_i$	$\lambda t_i$	$e^{-\lambda t_i}$	$P'(t_i)$	$nP'(t_i)$	$\sum_{i=1}^k \frac{(n_i - nP'(t_i))^2}{nP'(t_i)}$
1	0-2000	0	1,00	0,32	14,23	0,22
2	2000-4000	0,38	0,68	0,22	9,73	0,05
3	4000-6000	0,76	0,47	0,15	6,65	0,02
4	6000-8000	1,14	0,32	0,10	4,55	0,53
5	8000-10000	1,52	0,22	0,07	3,11	0,25
6	10000-12000	1,9	0,15	0,05	2,13	0,60
7	12000-14000	2,28	0,10	0,03	1,46	0,14
8	14000-16000	2,66	0,07	0,02	1,00	0,00
9	16000-18000	3,04	0,05	0,02	0,68	0,15
10	18000-20000	3,42	0,03	0,01	0,47	0,61
11	20000-22000	3,8	0,02	0,01	0,32	1,46
		4,18	0,02			$\sum = 4.04$

Распределение  $\chi^2$  зависит от параметра R – числа степеней свободы.

Число степеней свободы равно числу интервалов k за вычетом числа независимых условий S, наложенных на частоты  $n_i/n$ :  $R = k - S$ . Для экспоненциального закона распределения случайной величины число связей

$S = 2$ . Определяем  $R = 11 - 2 = 9$ . В справочной литературе для доверительной вероятности  $Q = 0,9$  и числа степеней свободы  $R = 9$  находим значение  $\chi^2 = 10,64$ .

Рассчитанное значение  $\chi^2_{расч} = 4,04 < 10,64$ , следовательно, гипотеза об экспоненциальном распределении и отказов принимается.

К наиболее часто употребляемым критериям согласия относится также критерий Колмагорова, в котором в качестве меры расхождения между теоретическим и эмпирическим распределениями рассматривают максимальное значение абсолютной величины разности между эмпирической функцией распределения и соответствующей теоретической функцией распределения.

Схема применения критерия Колмогорова следующая:

- Строятся эмпирическая функция распределения  $F'(t)$  и предполагаемая теоретическая функция распределения  $F(t)$ .
- Определяется мера расхождения между теоретическим и эмпирическим распределением по формуле:

$$D = \max |F'(t) - F(t)|$$

и вычисляется величина:

$$\lambda' = D\sqrt{n}.$$

Если вычисленное значение  $\lambda'$  окажется больше критического  $\lambda_\alpha$ , определенного на уровне значимости, то нулевая гипотеза о том, что случайная величина  $X$  имеет заданный закон распределения, отвергается (односторонний критерий). Если  $\lambda' \leq \lambda_\alpha$ , то считают, что гипотеза не противоречит опытным данным.

Величина  $D$  находится из графиков  $F'(t)$  и  $F(t)$ . Для построения интегральной эмпирической функции распределения  $F'(t)$  используется накопленная частота  $\frac{\sum n_i}{n}$ . Для построения теоретической функции распределения используется выражение для этой функции:

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t} = 1 - e^{-0.00019t}$$

Из рисунка видно, что максимум  $D=0.07$ . Далее определяем величину  $\lambda' = 0.07\sqrt{45} = 0,47$ . Из статистических таблиц получим  $\lambda_\alpha = 0,984$ . Поскольку  $\lambda' \leq \lambda_\alpha$ , то наша гипотеза принимается, т.е. можно считать, что данные подчиняются распределению.

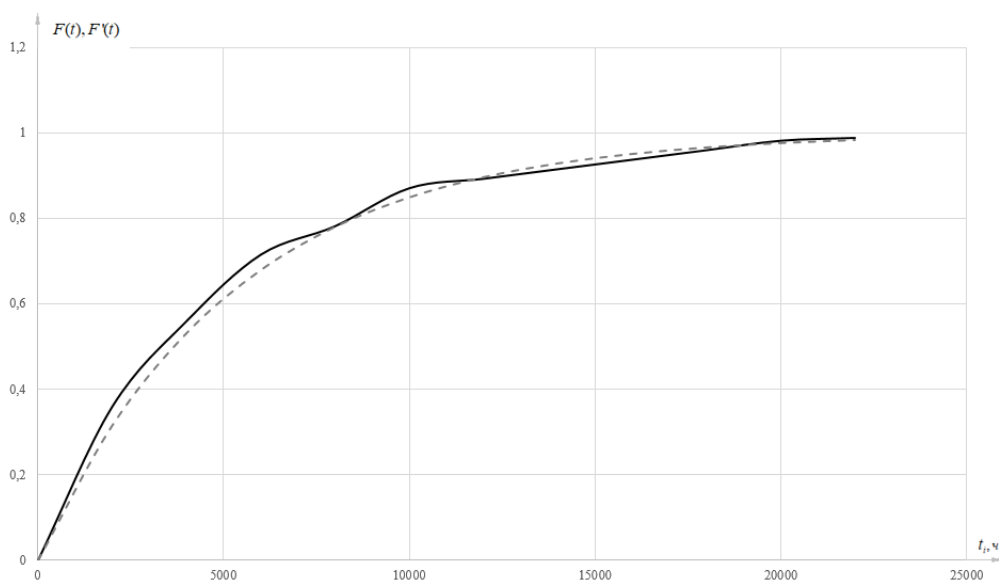


Рис.3.3 – График статистической и теоретической функций распределения

### 3.3. Расчет показателей надежности трансформаторов

Определим вероятность безотказной работы и среднюю наработку на отказ трансформатора времени  $t_i$  8000, 14000, 20000 ч, если интенсивность отказов  $\lambda = 1,9 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}$ . Закон распределения отказов – экспоненциальный.

При экспоненциальном законе распределения справедливы соотношения:

$$P(t) = e^{-\lambda t}; f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$$

$$T_{cp} = \frac{1}{\lambda}; \lambda = const$$

Отсюда

$$T_{cp} = \frac{1}{\lambda} = \frac{10^4}{0,19} = 5263, \text{ ч}$$

$$P(4000) = \exp\left[-\frac{4000}{5263}\right] = 0,468$$

$$P(10000) = \exp\left[-\frac{10000}{5263}\right] = 0,150$$

$$P(18000) = \exp\left[-\frac{18000}{5263}\right] = 0,033$$

В результате полученных расчетных данных строим график зависимости вероятности безотказной работы от времени для трансформатора изображенный на рис. 3.4

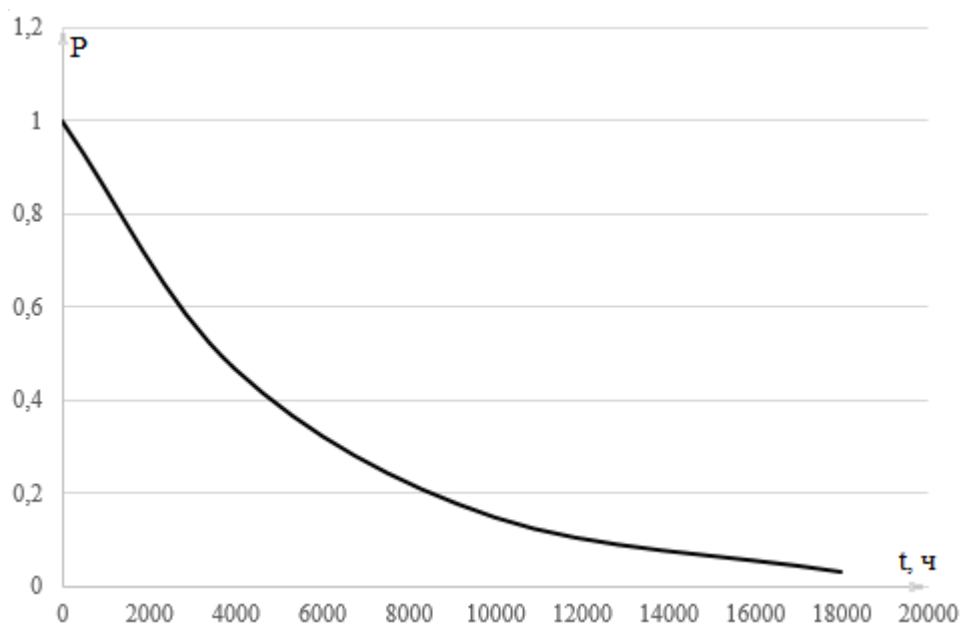


Рисунок 3.4 – Вероятность безотказной работы трансформаторов

Определяем вероятность отказа:

$$Q_{4000} = 1 - 0,468 = 0,532$$

$$Q_{10000} = 1 - 0,150 = 0,850$$

$$Q_{18000} = 1 - 0,033 = 0,933$$

Таким образом, можно сделать вывод о том, что с увеличением времени эксплуатации трансформатора вероятность безотказной работы будет снижаться согласно кривой рис. 3.3

### 3.4 Расчет долговечности

Исследование статических данных эксплуатации силового трансформатора подтверждают их значительный износ, и как следствие, уменьшение остаточного ресурса.

Для анализа использованы статистические данные более чем 200 трансформаторов напряжением до 35 кВ за 45-летний срок эксплуатации.

Проведем анализ однородности исходного статистического материала с целью объединения объема информации в одну генеральную совокупность для проведения дальнейших исследований, доверительных интервалов значений показателей надежности с доверительной вероятностью 0.95. Для обработки статистического материала воспользуемся пакетами программ Microsoft Excel и

MathCad. А для описания статистических данных используем: закон распределения Вейбулла и равномерный закон распределения.

На рис.3.5 представлена гистограмма, аппроксимирующая плотность вероятности на отказ более 200 трансформаторов мощностью до 35 кВ чей срок службы превышает 40 лет.

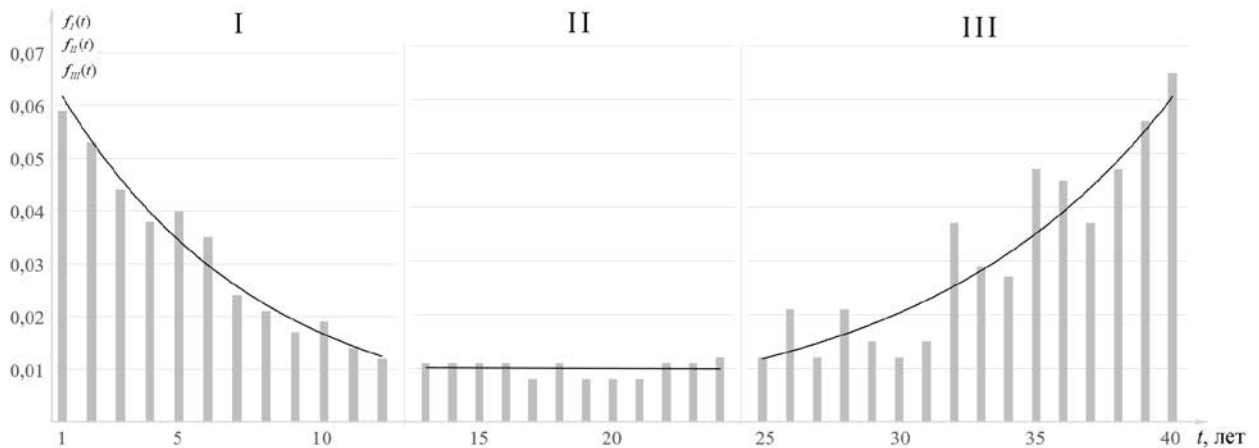


Рис.3.4 Гистограмма и плотность вероятности распределения на отказ силовых трансформаторов до 35 кВ

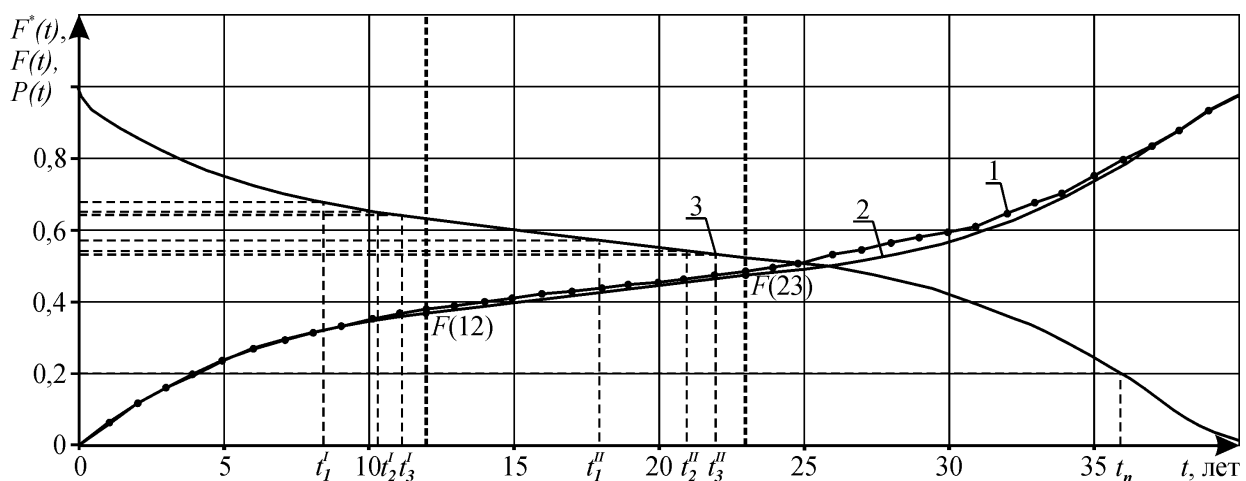


Рис.3.5 Вероятностная функция распределения на отказ СТ до 35 кВ

(1 – эмпирическая кривая распределения вероятности отказов; 2 – теоретическая кривая распределения отказов; 3 - теоретическая кривая распределения вероятности безотказной работы СТ)

Получено, что для трёх интервалов ресурсов (I – приработочный, II - нормальной эксплуатации, III - деградационный) наработка на отказ СТ описывается распределением Вейбулла с параметрами  $\alpha_1 = 0,1598$  и  $\delta_1 = 0,998$  на интервале  $0 \dots 12$  лет, на интервале  $23 \dots 40$  лет - также распределением Вейбулла,



с параметрами  $\alpha_3 = 0,025 \cdot 10^{-9}$  и  $\delta_3 = 6,5485$ , а на промежуточном интервале 12...23 – равномерным законом распределения с коэффициентом,  $a = 0,0099$

Постоянные параметра  $\alpha$  и  $\beta$  носят название:  $\alpha$  - параметр формы  $\beta$  - параметр масштаба. В экспоненциальном распределении постоянная одна, в распределении Вейбулла их две, поэтому распределение более сложное.

Для трех интервалов ресурсов (приработочный, нормальной эксплуатации и деградационный) получены три кривые. Проверка гипотезы о аппроксимирующих законах распределении по критерию Пирсона показала, что эмпирические и теоретические отличаются незначительно и с доверительной вероятностью не ниже 0.95 по критерию согласия Пирсона, наработка на отказ анализируемого массива СТ описывается двумя законами распределения по выражениям с плотностью вероятностей, представляющую собой многостадийную модель накопления повреждений.

Функции распределения вероятности отказов, представленные на рис.3.4 подчиняются различным законам распределения (табл. 3.1).

Табл. 3.1 Функция распределения вероятности отказов

Период эксплуатации, лет	Модель надежности	Функция распределения
1-12	Вейбулла	$f_I(t) = 0,069 \cdot t^{-0,002} \cdot e^{-0,1598 \cdot t^{0,998}}$
13-24	Равномерная	$f_{II}(t) = 0,0099$
25-40	Вейбулла	$f_{III}(t) = 0,165 \cdot 10^{-9} \cdot t^{5,5485} \cdot e^{-0,25 \cdot 10^{-10} \cdot t^{6,5485}}$

Проверка гипотезы о аппроксимирующих законах распределения по критерию  $\chi^2$  – Пирсона показала, что эмпирические и теоретические частоты отличаются незначительно и, с доверительной вероятностью не ниже 0,95 по критерию согласия  $\chi^2$  – Пирсона, наработка на отказ анализируемого массива СТ описывается двумя законами распределения по выражениям с плотностью вероятностей (3), представляя собой многостадийную модель накопления повреждений.

Среднее время работы определено как математическое ожидание:

$$T = \int_{T=0}^{T_1=12} t \cdot 0,0692 \cdot t^{-0,002} \cdot e^{-(0,1598 \cdot t^{0,998})} dt + \int_{T_1=12}^{T_2=23} t \cdot 0,0099 dt +$$

$$+ \int_{T_2=23}^{T_3=40} t \cdot 0,0165 \cdot 10^{-8} \cdot t^{5,5485} \cdot e^{-(0,025 \cdot 10^{-9} \cdot t^{6,5485})} dt = 21,34 \text{ года}$$

При анализе вероятностной характеристики интенсивности отказов СТ можно дать рекомендацию о ограничении эксплуатации СТ сроком, когда на интервале деградации интенсивность отказов не будет превышать интенсивность отказов периода приработки. Тогда максимальный срок эксплуатации СТ будет ограничен 30,97 годами с целью повышения надёжности работы и обновления эксплуатируемого парка трансформаторов

#### **4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Основной задачей технико-экономического расчёта является определение величины экономического эффекта от использования в производстве основных и сопутствующих результатов, получаемых при решении поставленной задачи в данной выпускной квалификационной работе.

Целью данного раздела является расчет затрат на создание прогнозирования силовых трансформаторов. Прогнозирование трансформатора – это процесс исследования надежности компонент или системы до ее ввода в эксплуатацию. Наиболее часто для прогнозирования силовых трансформаторов используются методы анализа деревьев неисправностей и структурных схем надежности. Входные параметры для прогнозирования могут быть получены из разных источников, то есть из справочников, отчетов об испытаниях и эксплуатации и т.п. В любом случае, данные должны быть использованы с большой осторожностью, так как прогнозы верны тогда, когда данные получены при тех же условиях, при которых компоненты будут применяться в системе.

##### **4.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

Основными потребителями силовых распределительных трансформаторов являются электрические сети для снабжения энергией предприятий, городского транспорта, электроснабжения домов, больниц, торговых центров и т.д. Рост потребления электроэнергии стимулирует строительство новых трансформаторных подстанций и модернизацию эксплуатируемых. Наиболее ответственный и дорогостоящий элемент подстанции – распределительный трансформатор должен соответствовать высоким требованиям эксплуатации.

Основные производители силовых трансформаторов в России перечислены в таблице 4.

Таблица 4 - Основные производители силовых трансформаторов в России.

Крупные производители	Количество трансформаторов (шт./год)
1)ОАО «ЭТК «БирЗСТ», г. Биробиджан;	2000
2)ЗАО «Группа компаний Электрощит-ТМ-Самара», г. Самара;	3000
3)ОАО «Алттранс», г. Барнаул;	4000
4)ЗАО «Трансформер», г. Подольск;	2000
5) ОАО «Электрощит», г. Чехов;	3000
6)ОАО «Курганский электромеханический завод», г. Курган;	1000
7) ООО «Завод НВА», г. Рассказово, Тамбовская обл.	1000
Всего	16000

## 4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Для реализации проекта необходимо реализовать спектр задач, связанных с научными, техническими и экономическими проблемами. Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, которая приведена в таблице 4.1. Для этого необходимо отобрать не менее трех-четырёх конкурентных товаров и разработок.

В таблице приведены трансформаторы типа ТМ мощность 16 МВА от 3 разных производителей.

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
2. Удобство в эксплуатации	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
3. Помехоустойчивость	0,05	4	3	3	0,2	0,15	0,15
4. Энергоэкономичность	0,05	5	4	3	0,25	0,2	0,15
5. Надежность	0,2	5	5	4	1	0,1	0,8
6. Уровень шума	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
7. Безопасность	0,2	5	4	4	0,1	0,8	0,8
8. Простота	0,05	5	5	3	0,25	0,25	0,15

эксплуатации							
Экономические критерии оценки эффективности							
9. Конкурентоспособность продукта	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
10. Уровень проникновения на рынок	0,05	4	4	5	0,2	0,2	0,25
11. Цена	0,1	3	4	4	0,3	0,4	0,4
12. Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
Итого	1				3,75	3,5	3,9

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot \Phi_i,$$

Где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$\Phi_i$  – балл  $i$ -го показателя.

### 4.3 Организация и планирование НИР

Для реализации проекта необходимо реализовать спектр задач, связанных с научными, техническими и экономическими проблемами. Основные решаемые в данном проекте задачи указаны в таблице 4.3.

При организации процесса реализации конкретного проекта необходимо оптимально планировать занятость каждого из его участников и сроки проведения отдельных работ.

На начальном этапе составляется полный перечень проводимых работ, и определяются их исполнители и оптимальная продолжительность.

Результатом планирования работ является сетевой, либо линейный график реализации проекта. Наиболее удобным, простым и наглядным способом для этих целей является использование линейного графика. Для его построения составим перечень работ и соответствие работ своим исполнителям, продолжительность выполнения этих работ сведем в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Перечень работ и продолжительность их выполнения

Этап	Виды работ	Начало	Длительность рабочих дней	Завершение	Исполнители
Научно теоретические исследования					
1	Формулирование задачи	15.10.14	15	30.10.14	С
2	Составление технического задания на проект	05.11.14	10	15.11.14	С
3	Подбор и изучение литературы	16.11.14	10	26.11.14	С
4	Разработка календарного плана	27.11.14	4	01.12.14	С
5	Обсуждение литературы	02.12.14	3	05.12.14	С
6	Расчет схемы. Оформление расчетно - пояснительной записки	10.01.15	15	25.01.15	С
Опытно - конструкторские работы					
7	Эскизное проектирование	26.01.15	15	11.02.15	С
8	Изготовление экспериментального образца	12.02.15	50	04.04.15	С
9	Техническое проектирование	05.04.15	30	05.05.15	С
10	Рабочее проектирование	06.05.15	35	10.06.15	С.
11	Изготовление опытного образца	10.10.15	45	24.11.15	С
12	Лабораторные испытания	24.11.15	70	26.03.16	С
13	Доработка и доводка опытного образца по результатам лабораторных испытаний	27.03.16	20	24.04.16	С
14	Завершающий этап	25.04.16	30	28.05.16	С
Всего			352		

В работе задействованы: С-студент

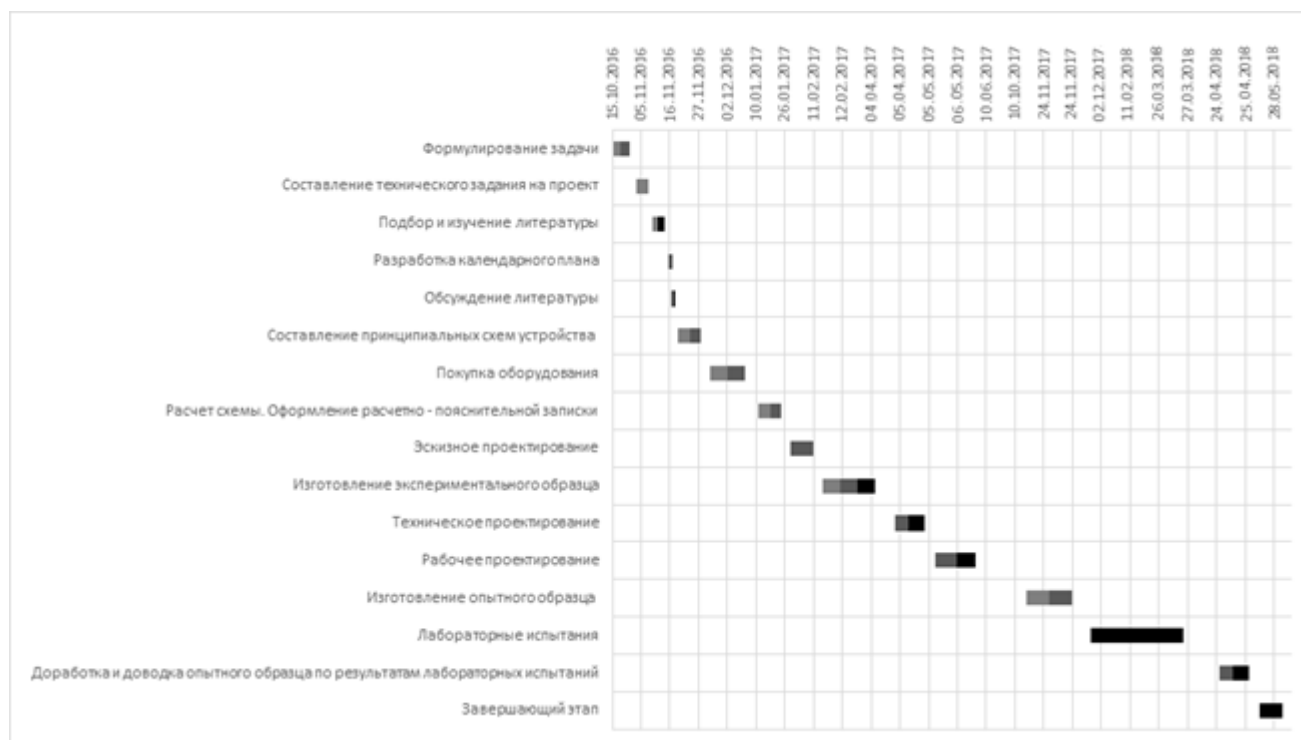


Рисунок 4.1 – Линейный график работ

#### 4.4 Расчет нарастания технической готовности работ

Величина нарастания технической готовности работы показывает, на сколько процентов выполнена работа на каждом этапе.

Таблица 4.4 – Нарастание технической готовности работы и удельный вес каждого этапа

Этап	Виды работ	$H_i, \%$	$Y_i, \%$
<b>Научно теоретические исследования</b>			
1	Формулирование задачи	4,26	4,26
2	Составление технического задания на проект	7,1	2,84
3	Подбор и изучение литературы	9,94	2,84
4	Разработка календарного плана	11,08	1,14
5	Обсуждение литературы	11,93	0,85
6	Расчет схемы. Оформление расчетно-пояснительной записки	16,19	4,26
<b>Опытно - конструкторские работы</b>			
7	Эскизное проектирование	20,45	4,26
8	Изготовление экспериментального образца	34,66	14,2
9	Техническое проектирование	43,18	8,52
10	Рабочее проектирование	53,125	9,94
11	Изготовление опытного образца	65,9	12,78
12	Лабораторные испытания	85,8	19,88



13	Доработка и доводка опытного образца по результатам лабораторных испытаний	91,48	5,68
14	Завершающий этап	100,00	8,52

#### 4.5 Расчет затрат на проведение НИР

Затраты на НИР подразделяются на капитальные (единовременные) и текущие. Капитальные затраты на НИР включают: стоимость лабораторного оборудования, приборов, стоимость зданий и сооружений, необходимых для проведения НИР. Состав текущих затрат: затраты на проведение испытаний экспериментальных образцов, затраты на проектирование и конструирование изделий, на разработку технологий и т.д. Определение затрат на конструирование и изготовление испытательной установки производим путем составления калькуляции плановой себестоимости.

Калькуляция плановой себестоимости проведения НИР производится путем составления следующих статей расходов:

1. Материальные затраты;
2. Спецоборудование и услуги сторонних организаций;
3. Амортизация основных фондов;
4. Расчет затрат на электроэнергию;
5. Прочие затраты.

К материальным затратам относятся затраты на сырье, основные и вспомогательные материалы, покупные полуфабрикаты, комплектующие изделия, необходимые для выполнения данного проекта. Затраты по данной статье определяются по действительным ценам с учетом расходов на их изготовление.

К затратам на спецоборудование и услуги сторонних организаций относят затраты на приобретение и изготовление сторонними организациями специального оборудования, стенов, аппаратов и других специальных приборов, необходимых для реализации данного проекта.

К прочим затратам относят выплаты, предусмотренные законодательством за

работу во внерабочее время, отпускные выплаты и т.д.

#### 4.5.1 Материальные затраты

Материальные затраты – часть издержек производства, затрат на производство продукции, товаров, услуг, в которую включаются затраты на сырье, основные и вспомогательные материалы, топливо, энергию и другие затраты, приравняемые к материальным. Материальные затраты (расходы) образуют часть себестоимости продукции.

Таблица 4.5 – Стоимость и типовая номенклатура работ по текущему ремонту трансформаторов 6-10 кВ

Мощность трансформатора, кВА	До 63	63-100	160-250	400	630	1000	1600
Стоимость ремонта с НДС, руб.	25000	32000	49000	75000	98000	150000	250000

Таблица 4.6 – Стоимость диагностики, испытаний силовых трансформаторов и трансформаторного масла

Испытания, измерения силового трансформатора (5 основных параметров) с НДС, руб.	От 6 706
Физико-химический анализ трансформаторного масла (7 параметров) с НДС, руб.	5 568
Хроматографический анализ растворенных газов с НДС, руб.	2 868

#### 4.5.2 Расчет затрат на электроэнергию

Данный вид расходов включает в себя затраты на электроэнергию при работе оборудования а также затраты на электроэнергию, потраченную на освещение. Затраты на электроэнергию при работе оборудования для технологических целей рассчитываются по формуле:

Затраты на электроэнергию для технологических целей приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Затраты на электроэнергию для технологических целей

Наименование оборудования	Количество рабочих дней	Время работы оборудования $t_{об}$ , час	Потребляемая мощность $P_{об}$ , кВт	Затраты $\mathcal{E}_{об}$ , руб.
Персональный компьютер	352	2816	0,18	1039,104
Работа цеха (Суммарная нагрузка цеха вместе с освещением)	1	8	250	4100
Итого				5139,104

Общие затраты на электроэнергию определяются по формуле:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{об} + \mathcal{E}_{об} = 1039,104 + 4100 = 5139,104 \text{ руб.} \quad (4.8)$$

#### 4.6 Расчет амортизационных расходов

В статье «Амортизационные отчисления» от используемого оборудования рассчитывается амортизация за время выполнения работы для оборудования, которое имеется в наличии.

Амортизационные отчисления рассчитываются на время использования оборудования по формуле:

$$C_A = \frac{H_A \cdot C_{OB} \cdot t_{BT}}{F_D} \quad (4.9)$$

где  $H_A$  – годовая норма амортизации,  $H_A = 5\%$ ;

$C_{OB}$  – цена оборудования;

$F_D$  – действительный годовой фонд рабочего времени;

$t_{BT}$  – время работы вычислительной техники при создании

программного продукта.

Итак, затраты на амортизационные отчисления для оборудования составляют:

- Для компьютера за два года:

$$C_{A1} = \frac{0,1 \cdot 25000 \cdot 2816}{2534} = 2778,22 \text{ руб.}$$

- Для работы оборудования в цеху:

$$C_{A2} = \frac{0,1 \cdot 25000 \cdot 8}{7} = 2857,14 \text{ руб.}$$

Общие затраты на амортизационные отчисления составили:

$$C_{AM} = 2778,22 + 2857,14 = 5635,36 \text{ руб.}$$

#### 4.7 Заработная плата работников.

В данную тему включается заработная плата инженера.

Основная заработная плата (инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p$  где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.(из раздела планирование работ);  $Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для 5- дневной недели:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{29\,005,2 \cdot 11,2}{262} = 1309,9 \text{ руб.},$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.:

Пример расчета

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 14\,874,45 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 29\,005,2 \text{ руб.}$$

где  $Z_{тс}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;  $k_{пр}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3;  $k_d$  – коэффициент доплат и надбавок составляет 0,2;  $k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для города Томска);  $M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: При отпуске в 24 раб. дня –  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя;  $F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 5).

Таблица 4.7.1 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Инженер
Календарное число дней	366
Количество нерабочих дней: <ul style="list-style-type: none"> <li>• выходные дни и праздничные дни</li> </ul>	119
Потери рабочего времени: <ul style="list-style-type: none"> <li>• отпуск и невыходы по болезни</li> </ul>	28
Действительный годовой фонд рабочего времени	219

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 4.7.2:

Таблица 4.7.2 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$Z_{мс}$ , руб.	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м}$ , руб	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Инженер	14 874,45	0,3	0,2	1,3	29 005,2	1309,9	98	128370,2

#### 4.8 Расчет прочих расходов

В статье «Прочие расходы» отражены расходы на разработку проекта, которые не учтены в предыдущих статьях. Прочие расходы составляют 16 % от единовременных затрат на выполнение технического продукта и проводятся по формуле:

$$C_{ПРОЧ} = (C_{МАТ} + Э + C_{АМ}) \cdot 0,16 \quad (4.10)$$

$$C_{ПРОЧ} = (25000 + 5139,104 + 5635,36) \cdot 0,16 = 5723,91 \text{ руб.}$$

Таблица 4.8 – Смета затрат на разработку проекта

Статья затрат	Условное обозначение	Сумма, руб.
Стоимость оборудования в цеху	$C_{об}$	25000
Расходы на электроэнергию	$\mathcal{E}$	5139,104
Амортизационные отчисления	$C_{ам}$	5635,36
Заработная плата	$Z_{осн}$	128370,2
Прочие расходы	$C_{проч}$	5723,91
Итого:		169868,57

Таким образом, расходы на производство составили  $C = 169868,57$  руб.

## **5. Социальная ответственность**

Объектом исследования является силовой трансформатор. Предметом исследования является анализ силовых трансформаторов и способы повышения его надежности. Целью работы является исследование путей повышения эксплуатационной надежности силового трансформатора.

### **5.1 Производственная безопасность**

#### **5.1.1 Анализ вредных факторов производственной среды**

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности.

- Рассмотрены следующие вредные факторы:
- повышенный уровень шума;
- повышенный уровень вибрации;
- недостаточность освещенности;
- электромагнитное поле;
- неблагоприятные условия микроклимата;

#### **Повышенный уровень шума**

Находящееся в эксплуатации на промышленных предприятиях и в жилых районах трансформаторное оборудование производит шум, неблагоприятно воздействующий на здоровье обслуживающего персонала. Одновременно вибрация оборудования, являющаяся причиной его шума, влияет на его собственную механическую прочность, снижая срок службы и повышая возможность возникновения внутренних повреждений. Силовые трансформаторы являются одним из источников шума для производственных территорий и окружающего района.

Шум трансформаторов вызывается вибрацией активной части, а также вентиляторами системы охлаждения. Существенное влияние на шум трансформатора оказывают резонансные явления, возникающие в его отдельных элементах.



Нормативным эквивалентным уровнем звука на рабочих местах является 80 дБА. [СанПиН 2.2.4.3359-16].

При разработке технологических процессов, проектировании, изготовлении и эксплуатации машин, производственных зданий и сооружений, а также при организации рабочего места следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека на рабочих местах, до значений, не превышающих допустимые:

разработкой шумобезопасной техники;

применением средств и методов коллективной защиты по ГОСТ 12.1.029-80;

применением средств индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.051-87.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБА должны быть обозначены знаками безопасности по ГОСТ 12.4.026.-2001. Работаящих в этих зонах администрация обязана снабжать средствами индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.051-87. На предприятиях, в организациях и учреждениях должен быть обеспечен контроль уровней шума на рабочих местах не реже одного раза в год [ГОСТ 12.1.003-83].

Одним из источников шума трансформаторов является обмотка, проводники которой вибрируют под действием сил взаимного притяжения при протекании в них переменного тока в режиме нагрузки. Генерирующими звук поверхностями в данном случае являются торцевые части обмоток, прессующие кольца, ярмовые балки, детали крепления [ГОСТ 12.1.028-80]. Шум. Определение шумовых характеристик источников шума: Ориентировочный метод].

Уровни звуковой мощности трансформаторов пропорциональны их массогабаритным параметрам, хотя на практике эта зависимость может значительно меняться под действием разного рода конструктивно технологических факторов. Уровень звуковой мощности трансформатора прямо пропорционален длине стержня магнитной системы и зависит от свойств электротехнической стали, распределения поперечных магнитных

потоков в углах и над средним стержнем магнитной системы, а также от высших гармоник магнитострикции и магнитного потока на отдельных участках магнитной системы, что определяет известную приближенность расчета. При прочих равных условиях увеличение длины стержня вдвое повышает уровень звука на 6 дБ. Резонанс магнитной системы может увеличить уровень звука трансформатора на 5 дБ.

Существует прямая зависимость уровней звуковой мощности трансформаторов от их электрической мощности. Эта зависимость может меняться с изменением конструкции и материалов, индукции или массы при сохранении на прежнем уровне прочих параметров. Для геометрически подобных трансформаторов их уровень звуковой мощности пропорционален массе (М) или линейным размерам в третьей степени, а также пропорционален электрической мощности трансформатора в степени 3/4 [ГОСТ 21427.2-83. Сталь электротехническая холоднокатаная изотропная тонколистовая. Технические условия].

Влияние индукции: уровень звука трансформатора изменяется на 3 дБ при изменении индукции на 10 %. Это соотношение характерно для основной гармоники шума трансформатора. Высшие гармоники (3-я и 5-я) при снижении индукции уменьшаются быстрее: на 4-5 дБ при снижении индукции на 10 %, что связано с улучшением синусоидальности индукции в отдельных участках магнитной системы.

Бак обычно повышает уровень звука источника, т.е. активной части трансформатора, как за счет увеличения поверхности звукового излучения, так и за счет резонанса стенок бака. Это повышение характерно для низших гармоник звука. Более высокие гармоники источника, звукоизолированного баком, могут и снижаться.

Включение трансформатора в работу приводит к повышенному шуму вследствие остаточной намагниченности магнитопровода. Из-за перенасыщения магнитопровода уровень шума может превысить уровень при

нормальной работе на 20 дБ. Снижение шума до установившегося состояния после включения может длиться до 6 часов [ГОСТ 12.2.024-87. Шум.

Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.].

Наиболее шумными являются симметричные пространственные магнитные системы 3-фазных трансформаторов, укомплектованные 3-образными навитыми магнитными элементами. Повышенная виброактивность такой системы обусловлена резкой несинусоидальностью индукции в отдельных элементах, низкой жесткостью конструкции и собственными частотами, находящимися в диапазоне 100-300 Гц.

Более всего распространены 3-фазные трансформаторы с шихтованной магнитной системой. Шум активной части таких трансформаторов без кожуха невелик. Однако он резко возрастает у полностью собранного трансформатора с кожухом, который увеличивает поверхность звукоизлучения трансформатора и к тому же не обладает достаточной жесткостью, будучи изготовлен из тонколистовой стали.

Наибольший шум (иногда в области частот 1000 Гц) имеет место во внутренних углах окон магнитопровода. На этих участках имеет место повышенная индукция (до 2 Тл), вызывающая возрастание вибрации и, собственно, шума. Поскольку такие участки трансформаторов доступны, снижение шума осуществляется путем заливки внутренних углов окон магнитопровода эпоксидным компаундом.

Повышенный уровень вибрации

Во время работы оборудования в цеху образовывается вибрация и каждый работник в различной степени подвергается ей. При изучении вибраций, воздействующих на тело человека, принято выделять общую вибрацию (передается через опорные поверхности) и локальную (передается на руки при работе с ручными машинами). Общую вибрацию по источнику возникновения подразделяют на три категории: транспортную, транспортнотехнологическую, технологическую.[22]

Вибрация активной части трансформатора обусловлена магнитострикционными и электромагнитными силами в магнитной системе и динамическими силами в обмотках. В трансформаторах преобладает магнитострикционная составляющая вибрации.

Проявление магнитных сил наиболее выражено в стыковых соединениях. В шихтованных магнитных системах магнитный поток вынужден перетекать из листа в лист в воздушном зазоре, образующемся за счет неплотной стыковки листов стали. При этом возникают поперечные силы, приводящие к изгибным колебаниям листов. Поскольку листы стали на участках, соседствующих с зазорами, перенасыщаются, здесь увеличиваются также и магнитострикционные силы.

Уровни вибрации и звука трансформатора зависят от характера распределения магнитных потоков по сечению сердечника. Индукция во внутренних углах шихтованных рамных магнитных систем может достигать удвоенного значения от номинального, что является предпосылкой повышения вибраций и шума.[22]

Таблица 5.1 – Допустимые величины вибрации в производственных помещениях предприятий [1]

Вид вибрации	Категория вибрации	Направление действия	Коррекция	Нормативные эквивалентные скорректированные значения и уровни виброускорения		
				м/с <sup>2</sup>	дБ	
Локальная		Хл, Yл, Zл	Wh	2,0	126	
Общая	1	Zo	Wk	0,56	115	
		Xo, Yo,	Wd	0,40	112	
	2	Zo	Wk	0,28	109	
		Xo, Yo,	Wd	0,2	106	
	3а	Zo	Wk	0,1	100	
		Xo, Yo,	Wd	0,071	97	
	3б	Zo	Wk	0,04	92	
		Xo, Yo	Wd	0,028	89	
	3в	Zo	Wk	0,014	83	
		Xo, Yo	Wd	0,0099	80	
	<p>Примечание.</p> <p>Wh, - фильтр частотной коррекции по <a href="#">ГОСТ 31192.1-2004</a>.</p> <p>Wd, Wk- фильтры частотной коррекции по <a href="#">ГОСТ 31191.1-2004</a>.</p> <p>Wm - фильтр частотной коррекции по <a href="#">ГОСТ 31191.2-2004</a>.</p>					

При таких параметрах вибрации даже сверхпрочные клепочные конструкции до полного своего разрушения выдерживают не более 30 минут

Воздействие производственной вибрации на человека вызывает изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Изменения в функциональном состоянии организма проявляются в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Все это ведет к снижению производительности труда. Изменения в

физиологическом состоянии организма – в развитии нервных заболеваний, нарушении функций сердечно-сосудистой системы, нарушении функций опорно-двигательного аппарата, поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций органов внутренней секреции. Все это приводит к возникновению вибрационной болезни.

### **Недостаточность освещенности**

От степени освещенности напрямую зависит не только здоровье глаз и работоспособность человека, но еще и его физическое и психоэмоциональное состояние. Причем в помещениях различного назначения требования по освещенности должны различаться.

Таблица 5.2 – Нормы освещенности производственных помещений [23]

	Характеристики зрительной работы	Наименьший размер или объект различения	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристики фона	Освещенность, лк
Рабочее место в цеху	Средней точности	Свыше 0.5 до 1.0	<u>IV</u>	г	Средний, большой	Светлый, средний	200

### **Электромагнитное поле**

Распределительные устройства сетей энергоснабжения, такие как силовые трансформаторы, кабели являются источниками электромагнитного поля промышленной частоты. Исследования биологического воздействия электрического поля обнаружили неблагоприятное влияние на нервную систему человека, что ведет к нарушениям эндокринного аппарата и обмена веществ в организме, нарушает физиологические функции: ритм сердечных

сокращений, уровень кровяного давления. Допустимые значения напряженности электрического поля для рабочих мест указаны в СанПиН

СанПиН 2.2.4.3359-16 «Электромагнитные поля в производственных условиях». Предельно допустимый уровень напряженности электрического поля 50 Гц на рабочем месте в течение всей смены устанавливается равным 5 кВ/м. Допустимые значения напряженности электрического поля для жилых домов и территории жилой застройки приведены в СанПиН 2.1.2.1002-00 «Санитарно-эпидемиологические требования к жилым зданиям и помещениям».

Напряженность электрического поля промышленной частоты 50 Гц в жилых помещениях (на расстоянии от 0,2 м от стен и окон и на высоте 0,5 - 1,8 м от пола) не должна превышать 0,5 кВ/м. Напряженность электрического поля промышленной частоты 50 Гц на территории жилой застройки не должна превышать 1 кВ/м на высоте 1,8 м от поверхности земли [СанПиН

2.1.2.1002-00 «Санитарно-эпидемиологические требования к жилым зданиям и помещениям»].

Электрическое поле, создаваемое трансформатором, оказывает неблагоприятное влияние на живые организмы. На изолированном от земли проводящем объемном тела на землю и на провода высоковольтных линий. Чем меньше емкость на землю (чем тоньше, например, подошва обуви), тем больше наведенный потенциал, который может составлять несколько киловольт и даже достигать 10 кВ. При приближении тела к заземленному пролету происходит искровой разряд, сопровождающийся звуковым эффектом (потрескивание) с протеканием импульса тока через тело. В этих условиях максимум импульса тока через человека может достигать 100-200 мА. Такие импульсы тока безопасны для здоровья человека, но могут привести к вторичным травмам вследствие испуга и непровольного движения. Напряженность на рабочем месте при работе с магнитными устройствами не должна превышать 8 кА/м.

Согласно ГОСТ 12.1.002-84 облучение электрическим полем регламентируется как по величина напряженности, так и по продолжительности воздействия.

Таблица 5.3 – Допустимые уровни напряженности электрического поля и продолжительности пребывания работающих без средств защиты.

Напряженность электрического поля, кВ/м	Допустимая продолжительность пребывания человека в течении суток в электрическом поле, мин.
Менее 5	Без ограничений
5...10	Не более 180
10...15	Не более 90
15...20	Не более 10
20...25	Не более 5

Напряженность электрического поля, Ослабление мощности электромагнитного поля на рабочем месте достигается путем увеличения расстояния между источником излучения и рабочим местом, установки отражающих или поглощающих экранов между источником и рабочим местом, размещение токоведущих элементов аппаратов и устройств в ферромагнитные оболочки кожухи. Наиболее эффективна установка экранов, экранируют либо источник излучения, либо рабочее место.

### **Неблагоприятные условия микроклимата**

Научно-исследовательская работа относится к работе средней тяжести (категория IIa), микроклиматические условия на рабочих местах должны соответствовать требованиям, указанным в таблице 5.4 [24].

Таблица 5.4 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений



Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхности, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин			для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более **
Холодный	Па (175 - 232)	17,0 - 18,9	21,1 - 23,0	16,0-24,0	15 - 75	0,1	0,3
Теплый	Па (175 - 232)	18,0 - 19,9	22,1 - 27,0	17,0-28,0	15 - 75	0,1	0,4

Неблагоприятные условия микроклимата приводят к нарушению теплового баланса. Понижение температуры окружающего воздуха приводит к увеличению теплоотдачи от организма за счет теплопроводности, конвекции и излучения. Понижение температуры и повышение скорости движения воздуха также увеличивает теплоотдачу от организма и может привести к переохлаждению организма за счет возрастания отдачи теплоты конвекцией и при испарении пота. При переохлаждении организма уменьшается функциональная деятельность органов человека, скорость биохимических процессов, снижается внимание, затормаживается умственная деятельность и, в конечном счете, снижается активность и работоспособность.

При повышении температуры, тепловыделения человека начинают превышать теплоотдачу, может возникать перегрев организма. Ухудшается самочувствие и падает работоспособность. Действие высокой температура воздуха на организм нередко вызывает серьезные и стойкие изменения в деятельности сердечно-сосудистой системы, наблюдаются изменения со стороны дыхания, снижается секреция желудочного и поджелудочного сока, желчи, угнетается моторика желудка, снижается сила условных рефлексов, ослабляется внимание, ухудшается координация движения, что может быть причиной роста травматизма, снижение работоспособности и производительности труда.

При обеспечении допустимых показателей микроклимата температура внутренних поверхностей конструкции, ограждающих рабочую зону (стен, потолка, пола) не должна превышать предел допустимых величин температуры воздуха.

В холодный период года следует применять средства защиты рабочего места от радиационного охлаждения от остекленных поверхностей оконных проемов, в теплый период от попадания прямых солнечных лучей. Производственное помещение располагается в цокольном этаже и не имеет оконных проемов.

Интенсивность теплового облучения работающих от нагретых поверхностей оборудования, осветительных приборов не должна превышать  $70\text{Вт/м}^2$  при величине облучения поверхности от 25 % до 50 % на постоянных рабочих местах [25].

Температура в рабочей зоне поддерживается отоплением в холодный период и системой вентиляции в теплый период.

### **5.1.2 Анализ опасных факторов производственной среды**

Опасным производственным фактором (ОПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья. Травма - это повреждение тканей организма и нарушение его функций внешним воздействием. Травма является результатом несчастного случая на производстве, под которым понимают случай воздействия опасного производственного фактора на работающего при выполнении им трудовых обязанностей или заданий руководителя работ.

### **Поражение электрическим током**

Наличие напряжения является основным опасным фактором при эксплуатации силовых трансформаторов, так как существует опасность включения человека в электрическую цепь и поражения током.

Поражение человека электрическим током возможно в следующих случаях:

- П  
прикосновение или приближение на опасное расстояние к токоведущим частям под напряжением без изоляции или с повреждённой изоляцией;
- П  
прикосновение к корпусу силового трансформатора, который оказался под напряжением вследствие нарушения изоляции;
- П  
опадание под шаговое напряжение при нахождении в зоне растекания тока замыкания на землю.

Степень опасного и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей зависит от: рода и величины напряжения и тока;

- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия электрического тока или электромагнитного поля на организм человека;
- условий внешней среды [ГОСТ Р 12.1.019-2009.
- Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты].
- Электробезопасность должна обеспечиваться:
- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Электроустановки и их части должны быть выполнены таким образом, чтобы работающие не подвергались опасным и вредным воздействиям

электрического тока и электромагнитных полей, и соответствовать требованиям электробезопасности.

Требования (правила и нормы) электробезопасности к конструкции и устройству электроустановок должны быть установлены в стандартах безопасности труда, а также в стандартах, технических условиях и технических регламентах на электротехнические изделия, электрифицированное оборудование и инструменты.

Предусматривается переработка требований электробезопасности при переоснащении производственных объектов, производстве и внедрении новой техники и технологий [ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность.

Общие требования и номенклатура видов защиты].

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в таблице 5.5 [ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов].

Таблица 5.5 – Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека

Род тока	$U$ , В	$I$ , мА
	не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0
Примечания: Напряжения прикосновения и токи приведены при продолжительности воздействий не более 10 мин в сутки и установлены, исходя из реакции ощущения.		

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза.

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:

защитное заземление;

зануление [ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты].

По поражению электрическим током цех относится к помещениям без повышенной опасности [ПУЭ (6-е изд.) раздел 1.1.13]. В таблице 5.6 приведены граничные значения напряжений, при превышении которых требуется выполнение защиты от косвенного прикосновения в зависимости от категории помещения [26].

Таблица 5.6 – Граничные значения напряжений

Категория помещения	ПУЭ (6-издание) п. 1.7.33	Проект новой редакции ПУЭ
Без повышенной опасности	$\geq 380$ В перем. тока $\geq 440$ В пост. тока	$> 50$ В перем. тока $> 120$ В пост. тока
С повышенной опасностью, особо опасные и наружные электроустановки	$> 42$ В перем. тока $> 110$ В пост. тока	$> 25$ В перем. тока $> 60$ В пост. тока

Из таблицы следует, что в новой редакции ПУЭ предъявляют гораздо более высокие требования по обеспечению условий электробезопасности.

## **Падение с высоты**

Падение работников с высоты является одним из наиболее распространённых видов несчастных случаев на производстве. По статистическим данным Роструда каждый пятый случай с тяжкими последствиями происходит из-за падений с высоты, и каждый второй из них заканчивается летальным исходом.

К работам на высоте относятся работы, при которых [30]:

а) существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты 1,8 м и более, в том числе:

при осуществлении работником подъема на высоту более 5 м, или спуска с высоты более 5 м по лестнице, угол наклона которой к горизонтальной поверхности составляет более  $75^\circ$ ;

при проведении работ на площадках на расстоянии ближе 2 м от не огражденных перепадов по высоте более 1,8 м, а также, если высота защитного ограждения этих площадок менее 1,1 м;

б) существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты менее 1,8 м, если работа проводится над машинами или механизмами, поверхностью жидкости или сыпучих мелкодисперсных материалов, выступающими предметами.

Работы на высоте являются опасным видом работ, с производством которых связано большое количество несчастных случаев. При производстве работ на высоте основными средствами, предохраняющим работника от падения, являются предохранительный (монтажный) пояс и страховочный канат. Опасным фактором работ на высоте является расположение рабочего места на высоте от земли, пола или другой поверхности и связанная с этим возможность падения работника с высоты или падения предметов на работника.

При работе на высоте основным средством, предохраняющим работника от падения являются предохранительный пояс и страховочный канат. Для защиты головы работника применяются каски. Все применяемые СИЗ должны иметь сертификаты качества, быть проверены [ГОСТ 23407-78 Ограждения инвентарные строительных площадок и участков производства строительномонтажных работ. Технические условия].

## **5.2 Экологическая безопасность**

Трансформаторы являются источниками физических, химических загрязнений (тепловых, электромагнитных и т.д.) для окружающей среды.

Утилизация силовых трансформаторов – это сложный многоэтапный процесс. Подобные конструкции после истечения срока службы нельзя просто выбросить на свалку, так как они содержат вредные вещества. Диэлектрическая жидкость, которая содержится в трансформаторах и конденсаторах, состоит из полихлорированных дифенилов (ПХД) или бифенилов (ПХБ) – именно они могут нанести значительный вред. В качестве изолятора в трансформаторах применяется трансформаторное масло, которое оказывает вредное воздействие на окружающую среду. Это минеральное масло, которое содержит полихлорбифенил. Полихлорбифенил относится к ядовитым синтетическим органическим соединениям – это хлорированный углеводород.

При неправильной эксплуатации, а также в аварийных режимах при его контакте с высокими температурами, выделяется хлороорганическое соединение с низкой температурой кипения. Происходит выделение хлора, который оказывает вредное воздействие на все живые организмы. Полихлорбифенил может усваиваться организмом и взаимодействовать с некоторыми ферментами и другими системами. Организм может отказаться способным разлагать их или включить в метаболизм иным путем, т.е. они небиodeградирующие. В результате они нарушают его функционирование. При вдыхании человеком происходит сильное отравление, парализующее

дыхание. При растекании трансформаторного масла и попадании его на почвенный слой происходит его загрязнение щебнем, который связывает, впитывает и защищает почву от попадания масла

Среди различных физических факторов окружающей среды, которые могут оказывать неблагоприятное воздействие на человека и биологические объекты, большую опасность представляют электромагнитные поля неионизирующей природы, особенно относящиеся к радиочастотному излучению. Здесь не приемлем замкнутый цикл производства без выброса загрязняющего фактора в окружающую среду, поскольку используется уникальная способность радиоволн распространяться на далекие расстояния. Неизбежность воздействия электромагнитного излучения (ЭМИ) на население и окружающую живую природу стало данью современному техническому прогрессу и все более широкому применению телевидения и радиовещания, радиосвязи и радиолокации, использования СВЧ-излучающих приборов и технологий и т.п. [СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»].

При утилизации трансформатора необходимо:

- отработанное трансформаторное масло слить в технологические емкости и направить на регенерацию. Регенерацию масла производить в специализированных предприятиях, либо силами «Заказчика», при наличии технологического оборудования;
- металлические составные части трансформатора (медь и алюминий обмоток и отводов, сталь электротехническую и конструкционную) сдать на предприятия по переработке цветных и черных металлов;
- фарфоровые изоляторы, электрокартон, резиновые уплотнения, пластмассовые материалы, силикагель (для трансформаторов ТМ) отправить на полигон твердых бытовых отходов.



## **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **5.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований**

Наиболее распространенными источниками возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного характера являются пожары и взрывы, которые происходят:

на промышленных объектах;

на объектах добычи, хранения и переработки

легковоспламеняющихся, горючих и взрывчатых веществ;

на транспорте;

в шахтах, горных выработках, метрополитенах;

в зданиях и сооружениях жилого, социально-бытового и культурного назначения.

Пожар – это вышедший из-под контроля процесс горения, уничтожающий материальные ценности и создающий угрозу жизни и здоровью людей. В России каждые 4-5 минут вспыхивает пожар и ежегодно погибает от пожаров около 12 тысяч человек.

Основными причинами пожара являются: неисправности в электрических сетях, нарушение технологического режима и мер пожарной безопасности (курение, разведение открытого огня, применение неисправного оборудования и т.п.).

Основными опасными факторами пожара являются тепловое излучение, высокая температура, отравляющее действие дыма (продуктов сгорания: окиси углерода и др.) и снижение видимости при задымлении. Критическими значениями параметров для человека, при длительном воздействии указанных значений опасных факторов пожара, являются:

температура – 70° С;

плотность теплового излучения – 1,26 кВт/м<sup>2</sup>;

концентрация окиси углерода – 0,1% объема;

видимость в зоне задымления – 6-12 м.

Взрыв – это горение, сопровождающееся освобождением большого количества энергии в ограниченном объеме за короткий промежуток времени. Взрыв приводит к образованию и распространению со сверхзвуковой скоростью взрывной ударной волны (с избыточным давлением более 5 кПа), оказывающей ударное механическое воздействие на окружающие предметы.

Основными поражающими факторами взрыва являются воздушная ударная волна и осколочные поля, образуемые летящими обломками различного рода объектов, технологического оборудования, взрывных устройств.

Пожар может произойти вследствие перегрева электродов или проблем с изоляцией. Взрыв может произойти вследствие разрушения емкости, содержащей взрывоопасные вещества. В цехе по производству кабельно-проводниковой продукции используется азотная станция. Имеется инструкция по технике безопасности для работников, использующих при работе со сжатыми и сжиженными газами.

### **5.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС**

В число предупредительных мероприятий могут быть включены мероприятия, направленные на устранение причин, которые могут вызвать пожар (взрыв), на ограничение (локализацию) распространения пожаров, создание условий для эвакуации людей и имущества при пожаре, своевременное обнаружение пожара и оповещение о нем, тушение пожара, поддержание сил ликвидации пожаров в постоянной готовности.

Соблюдение технологических режимов производства, содержание оборудования, особенно энергетических сетей, в исправном состоянии позволяет, в большинстве случаев, исключить причину возгорания.

Своевременное обнаружение пожара может достигаться оснащением производственных и бытовых помещений системами автоматической пожарной сигнализации или, в отдельных случаях, с помощью организационных мер.

На рабочем месте баллоны должны находиться в металлических шкафах или в специально оборудованных местах, обеспечивающих их защиту от воздействия солнечных лучей, осадков, нагревания, механического воздействия и падения. В свою очередь баллоны должны быть надежно укреплены с помощью хомутов, цепочки или троса. Расстояние от ближайшего радиатора или отопительного прибора до баллона должно быть не менее 1 м, от газовых горелок – не менее 1,5 м, от печей и других источников тепла с открытым пламенем – не менее 5 м. Работа с газами, находящимися в баллонах опасна и требует большой осторожности, внимания и соблюдения установленных правил и инструкций. Для предотвращения возникновения пожара применяются следующие шаги: проверка персонала на предмет знаний пожарной безопасности, выполнение работ в соответствии с правилами, плановый осмотр установок.

Помещение цеха имеет категорию Г (умеренная пожароопасность) [НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности]. Помещение цеха имеет «Знак зоны-1» и «Зона класса В-I» класса зоны по ПУЭ [27]

Если все же возникнет пожар, персонал будет действовать в следующем порядке:

1. Сообщить о пожаре по телефону 01 в пожарную охрану;
2. Отключить все электроустановки;
3. Закрыть окна и двери, чтобы убрать сквозняк и доступ кислорода для горения;
4. Организовать эвакуацию и параллельно приступить к ликвидации очага пожара первичными средствами пожаротушения (огнетушитель ОУ-5ВСЕ, пожарный рукав). При невозможности – покинуть опасную зону [СП 12.13130.2009] Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности].

## **5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

К работе допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, имеющие профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы, прошедшие обучение, инструктаж на рабочем месте и проверку знаний требований безопасности в комиссии на допуск работы [31]:

по электробезопасности;  
работа с электрооборудованием.

### **5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

При производстве работ в электроустановках выполняются технические и организационные мероприятия (меры) предосторожности для того, чтобы исключить случайную подачу напряжения к месту работы и случайное приближение или прикосновение к токоведущим частям, оставшимся под напряжением.

Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках, выполняют в следующем порядке:

1. Отключают напряжение и принимают меры, исключаяющие его ошибочную подачу к месту работы,
2. Вывешивают предупредительные плакаты на коммутационной аппаратуре, на постоянных и временных ограждениях,
3. Проверяют, есть ли напряжение на отключенной для работы части установки и накладывают на токоведущие части установки переносное заземление.

Чтобы подготовить рабочее место к работе, следует произвести необходимые отключения и принять меры, препятствующие подаче напряжения к месту работы из-за самопроизвольного или ошибочного включения коммутационной аппаратуры, вывесить запрещающие плакаты и, при необходимости, установить ограждения, проверить отсутствие

напряжения, наложить переносные заземления, вывесить предупредительные и разрешающие плакаты (при работах с полным снятием напряжения данное требование не обязательно).

Оставшиеся под напряжением токоведущие части ограждают. Если оперативное обслуживание установки осуществляется двумя лицами в смену, подготовка рабочего места выполняется вдвоем. При единоличном обслуживании – одним лицом.

Весь оперативный персонал применяет следующие средства индивидуальной защиты (СИЗ):

костюм;

кожаные ботинки (защищают от высоких температур);

подшлемник термостойкий;

перчатки термостойкие;

перчатки диэлектрические;

каска термостойкую с защитным экраном с термостойкой окантовкой.

В качестве основного электрозащитного средства оперативный персонал применяет указатель высокого напряжения УВН-10, у которого имеется штамп о пройденном испытании [ГОСТ 12.1.009-82.

Электробезопасность. Термины и определения].

## **5.5 Разработка пожарной безопасности**

Одним из самых пожароопасных объектов на подстанциях это трансформаторы. Опасны они тем, что содержат в качестве изоляции и охлаждающей жидкости горючее масло. При нормальной эксплуатации масло само не вспыхивает, но если происходит внутреннее короткое замыкание и дуга поджигает масло, то могут быть плачевные последствия. Оперативный персонал в первое время, в таких случаях, работает на минимизацию масштаба развития аварии и пожара, экстренно снимая напряжение с оборудования, и переводит потребителей на резервы. Затем действия оперативников

направлены на допуск бригад МЧС к тушению (постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 О противопожарном режиме). [43].

Чтобы уменьшить масштабы повреждения оборудования трансформаторы (не все) оснащаются автоматической системой пожаротушения.

В качестве огнетушащего вещества применяется комбинированный углекислотно-хладоновый состав.

Расчетная масса комбинированного углекислотно-хладонового состава  $m_d$  кг, для объемного пожаротушения определяется по формуле:

$$m_d = k \cdot g_n \cdot V;$$

где  $k = 1,2$  – коэффициент компенсации не учитываемых потерь углекислотно-хладонового состава;

$g_n = 0,4$  – нормативная массовая концентрация углекислотнохладонового состава ;

$V$  – объем помещения;

$$V = A \cdot B \cdot H;$$

$$S = 6\text{ м} \cdot 6\text{ м} = 36\text{ м}^2$$

$$V = 36\text{ м}^2 \cdot 2,5\text{ м} = 90\text{ м}^3$$

$$m_d = 1,2 \cdot 0,4 \cdot 90 = 43\text{ кг}$$

При наличии постоянно открытых проемов, площадь которых составляет то 1% до 10% площади ограждающих конструкций помещений, следует принять дополнительный расход углекислотно-хладонового состава, равный 5 кг на 1 м<sup>2</sup> площади проемов.

Расчетное число баллонов  $E$  определяется из расчета вместимости в 40 - литровый баллон 25 кг углекислотно-хладонового состава.

Внутренний диаметр магистрального трубопровода  $d_i$ , мм, определяется по формуле:

$$d_i = 12 \cdot \sqrt{2} = 17 \text{ мм}$$

Эквивалентная длина магистрального трубопровода  $l_2$ , м определяется по формуле:

$$l_2 = k_1 \cdot l;$$

ГД

е  $k_1 = 1,2$  – коэффициент увеличения длины трубопровода для компенсации не учитывающих местных потерь;  $l = 33 \text{ м}$  – длина трубопровода по проекту, тогда

$$l_2 = 1,2 \cdot 33 = 40 \text{ м}$$

Площадь сечения выходного отверстия оросителя  $A \text{ мм}^2$  определяется по формуле:

$$A_3 = \frac{S}{\varepsilon_1};$$

где  $S$  – площадь сечения магистрального трубопровода,  $\text{мм}^2$ ;

$\varepsilon_1$  – число оросителей

$$A_3 = \frac{3,14 \cdot 8,5^2}{3} = 75 \text{ мм}^2$$

Расход углекислотно-хладонового состава  $Q$ ,  $\text{кг с/}$ , в зависимости от эквивалентной длины и диаметра трубопровода равна  $1,4 \text{ кг/с}$ .

Расчетное время подачи углекислотно-хладонового состава  $t$ ,  $\text{мин}$ , определяется по формуле:

$$t = \frac{m_d}{60 \cdot Q};$$

$$t = \frac{43}{60 \cdot 1,4} = 0,5 \text{ мин}$$

Масса основного запаса углекислотно-хладонового состава  $m$ , кг , определяется по формуле:

$$m = 1,1 \cdot m_d \cdot \left(1 + \frac{k_2}{k}\right);$$

где  $k_2 = 0,2$  – коэффициент учитывающий остаток углекислотнохладонового состава в баллонах и трубопроводах;

$$m = 1,1 \cdot 43 \cdot \left(1 + \frac{0,2}{1,2}\right) = 55 \text{ кг}$$

Из полученных результатов сделаю вывод, что для обеспечения нормального функционирования системы автоматического пожаротушения потребуется 2 баллона углекислотно-хладонового состава вместимостью 40 литров, с массой смеси 25 кг и рабочим давлением 12,5 Мпа. В помещении установлено 3 оросителя, продолжительность выпуска заряда составляет 0,5 с.

После расчетов выбираем систему автоматического пуска углекислотно–хладонового состава. Из множества видов автоматических систем пожаротушения выбрал побудительно-пусковую секцию типа ПСР.



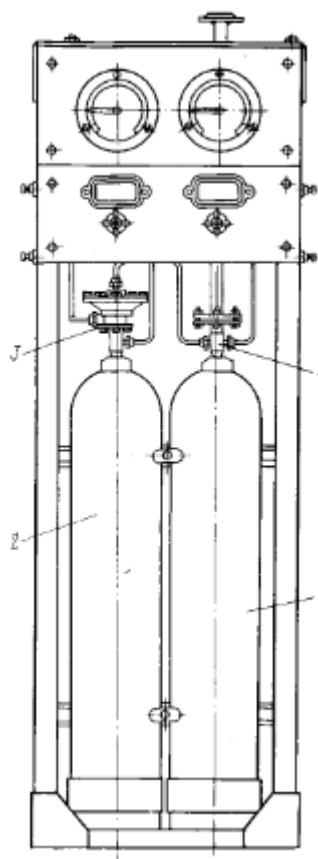


Рис.5.1 Побудительно-пусковая секция типа ПСР-50:

1 — пусковой баллон; 2 — пусковой воздушный клапан; 3 — манометры; 4 — трубопровод для транспортировки огнетушащего заряда;

Побудительно-пусковая секция типа ПСР (рисунок 5.1) предназначена для комплектования установок тушения пожаров газовыми составами, имеющих пневматическую систему пуска. Секции ПСР автоматически включают установки и подают огнетушащий заряд в помещение, где возник пожар [43].

В состав секции входят пусковой баллон с пусковым воздушным клапаном и побудительная труба с системой трубок для подсоединения манометров, пускового воздушного клапана, побудительной системы и т.п. Пусковой баллон соединен с распределительным клапаном и пусковым баллоном батареи БАП. От клапана вверх выведены трубопроводы для транспортирования огнетушащего заряда в защищаемое помещение. Число секций ПСР соответствует числу защищаемых установкой помещений.

Основные технические характеристики секций ПСР-50 Рабочее давление, МПА: в пусковом баллоне 2,5 в побудительном трубопроводе 0,2 в коллекторе 12,5

Число пусковых баллонов вместимостью 40 л – 1

Габариты – 655x745x1885

Масса (без заряда), кг – 195

Автоматические установки газового пожаротушения имеют устройства для автоматического пуска в соответствии с ГОСТ 12.4.009-83.

Магистральные и распределительные трубопроводы выполняются из стальных труб ГОСТ 8734-75.

Кроме того в помещении находятся ручные огнетушители, плакаты, запрещающие использование открытого пламени, пожарные щиты, а также плакаты запрещающие курение, так как в помещении установлен дымовой извещатель ионизационного вида, размещенный под потолком на высоте 2,45 м.

Установка работает следующим образом: при возникновении пожара срабатывает электрический импульс, который подается на щит управления и приёмную станцию пожарной сигнализации, включается световая и звуковая сигнализация. Командный сигнал управления поступает на включение пускового клапана. Клапан приводит в действие установку, далее газ заполняет помещение и тем самым, не допуская кислород к месту возгорания [43].

## Заключение

Данная магистерская диссертация посвящена вопросам исследования работы силовых трансформаторов, которые включают оценку эксплуатационной надежности по данным наработки на отказ, классификацию и исследование дефектов, аварийных процессов в силовых трансформаторах, а также разработка рекомендаций при проектировании и ремонте.

Проектирование силовых трансформаторов должно осуществляться с учетом взаимосвязи и взаимодействия всех этапов его жизненного цикла. Проведен расчет надежности на всех этапах жизненного цикла трансформатора и дано четкое представление, какие этапы требуют тщательного внимания. Исследование работы трансформаторов, а именно полного жизненного цикла и оценки эксплуатационной надежности является важной задачей при проектировании, эксплуатации и совершенствовании системы технического обслуживания и ремонта. Это позволяет повысить качество, надежность трансформаторов, а также существенно снизить затраты, связанные с устранением внезапных отказов и постановкой на внеплановые ремонтновосстановительные работы.

При анализе вероятностной характеристики интенсивности отказов силового трансформатора можно дать рекомендацию по ограничению эксплуатации трансформатора сроком, когда на интервале деградации интенсивность отказов не будет превышать интенсивности отказов периода приработки. Тогда максимальный срок эксплуатации будет ограничен 37,418 годами с целью повышения надежности работы и обновления эксплуатируемого парка трансформаторов.

Среднее же время безотказной работы силового трансформатора равно 20,12 года.

В результате полученных расчетных данных построен график зависимости вероятности безотказной работы от времени первого трансформатора. Сделан

вывод о том, что с увеличением времени эксплуатации трансформатора вероятность безотказной работы будет снижаться согласно кривой рис.3.3

Полученные результаты будут использованы при проектировании, изготовлении и эксплуатации трансформаторов, а также для принятия решения при работе с оборудованием, исчерпавшим свой нормативный ресурс.

## Список литературы

1. Хлыстиков А.В., Игнатъев И.В. Проблемы надежности работы силовых трансформаторов. Братский государственный университет, г. Братск, Россия, 2013 г.
2. Соколов В. В. Ранжирование состаренного парка силовых трансформаторов по техническому состоянию // Современное состояние и проблемы диагностики силового электрооборудования: материалы совместного заседания совета специалистов по диагностике силового электрооборудования при УРЦОТ и секции «Техническое обслуживание, мониторинг и диагностика электрооборудования» Четвертой Всерос. науч.-техн. конф. Новосибирск: НГТУ, 2006.
3. Осотов В. Н. Опыт обследования трансформаторов с большим сроком службы // Диагностика электрических установок: материалы Второго науч.-практ. семинара Общественного совета Сибири и Востока по проблемам диагностики электрических установок / под ред. А. Г. Овсянникова, В. Т. Чернева. Новосибирск, 2008.
4. Объем и нормы испытаний электрооборудования / под общ. ред. Б. А. Алексеева, Ф. Л. Когана, Л. Г. Мамиконянца. 6-е изд., с изм. и доп. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
5. Рогожников Ю.Ю. Исследование методов и разработка алгоритмов для поддержки жизненного цикла силовых трансформаторов. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Иваново, 2003 г.
6. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. - 216 с.: ил. - (Основное электрооборудование в энергосистемах: обзор отечественного и зарубежного опыта).
7. Технические средства диагностирования: Справочник / В.В. Клюев, П.П. Пархоменко, В.Е. Абрамчук и др.; Под общ. ред. В.В.Клюева. М.: Машиностроение, 1989.

8. Дробышевский А.А. Диагностика механического состояния обмоток силовых трансформаторов методом частотного анализа // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Выпуск 16. СПб: ПЭИПК, 2001.-С. 176-181.
9. Русов В.А., Софьина Н.Н. Вибрационное обследование и диагностика состояния силовых трансформаторов // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Выпуск 11. СПб: ПЭИПК, 2000.-С. 38-53.
10. Дробышевский А.А., Левицкая Е.И. Диагностика механических деформаций обмоток трансформаторов в эксплуатации // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Выпуск 11. - СПб: ПЭИПК, 2000.-С. 61-68.
11. Аль Хамри Саид Сейф Сабир. Исследование дефектов в силовых трансформаторах и разработка мероприятий по повышению эффективности их диагностирования. Иваново, 2005 г.
12. Субетто А.И. Системогенетика и теория циклов. – СПб.: Наука, 1994. – 365 с.
13. Структура электродиагностической и информационной системы оценки состояния высоковольтного оборудования. И.В. Давиденко, В.П. Голубев, В.И. Комаров, В.Н, Осотов // Электрические станции. – 1997. - №6. – с. 25-27.
14. Беркович Я.Д. О диагностике электрического оборудования // Электрические станции. – 1998. -№6. – с.16-20.
15. <http://leg.co.ua/transformatori/praktika/kontrol-sostoyaniya-transformatora.html>
16. Могузов В.Ф. Обслуживание силовых трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1991ю – 192 с.
17. Действующий каталог серии: 03.00. трансформаторы общего назначения, масляные, переключаемые без возбуждения. Класс напряжения 35 кВ включительно.

18. Кузнецов Н. Л. Сборник задач по надежности электрических машин: учеб. Пособие для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 407
19. Бородулин Ю.Б, Гусев В. А. Попов Г.В. Автоматизированное проектирование силовых трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 351 с.
20. Савваитов Д.С., Тимашова Л.В. Техническое состояние основного оборудования подстанций и ВЛ, мероприятия по повышению надежности. // Электрические станции. – 2004. - №8. – с. 18-20.
21. Алексеев Б.А., Несвижский Е.И. Система контроля и диагностики состояния трансформаторов // Электрические станции. – 2000. - №3. – с. 48-50.
22. ГОСТ 31319-2006 Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. Требования к проведению измерений на рабочих местах.
23. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. – М.: Минздрав России, 2003.
24. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Минздрав России, 1997.
25. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
26. ПУЭ (6-е изд.) в разд. 1.1.13. Классификация помещений по степени опасности поражения людей электрическим током. Госэнергонадзор Москва, 2000.
27. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
28. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
29. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и

ТОВОК.

30. ГОСТ 23407-78. Ограждения инвентарные строительных площадок и участков производства строительного-монтажных работ.

Технические условия

31. ГОСТ 12.0.004-90. Организация обучения безопасности труда.

32. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

33. ГОСТ 12.1.029 – 80. Средства и методы защиты от шума.

Классификация.

34. ГОСТ 12.4.051-87. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний.

35. ГОСТ Р 12.4.026-2001. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.

36. ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности.

37. СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях».

38. СанПиН 2.1.2.1002-00 «Санитарно-эпидемиологические требования к жилым зданиям и помещениям».

39. ГОСТ 12.1.002-84 .Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах.

40. ГОСТ 12.1.028-80. Шум. Определение шумовых характеристик источников шума: Ориентировочный метод.

41. ГОСТ 21427.2-83. Сталь электротехническая холоднокатаная изотропная тонколистовая. Технические условия

42. ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.

Методика расчета «Разработка пожарной безопасности»

43. Баклашов Н. И. и др. Охрана труда на предприятиях связи и



охрана окружающей среды: Учебник для вузов/Н. И. Баклашов, Н. Ж. Китаева, Б. Д. Терехов. – М.: Радио и связь, 1989.—288 с.

## Приложение А

### Forecasting operational reliability of the transformers voltage 6 - 35 kV

Студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5АМ6М	Викулин Михаил Владимирович		

Консультант отделения ЭКМ:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Профессор	Муравлев О.П.	д.т.н		

Консультант – лингвист ОИЯ:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Федорина З.В.	к.п.н		

## **Introduction**

Since the publication of the first volume of Electric Furnace Steelmaking in 1962, important advances in design and powering have been made to bring the electric arc furnace into the forefront as a prime tool for producing iron and steel. The advances in the technology of electric furnace electrical equipment led to many major advances in the electric arc furnace steel production. The development of a strong interconnecting grid system by the utility companies led to a much stiffer power supply to the electric furnace melt shop facilities. The advancement in transformer technology led to the design and manufacture of larger transformers and the triangulation of the secondary bus system all contributed significantly to the improvements seen in the last several years.

In our work we'll review the arc furnace electrical system with emphasis on circuit impedance and transformer powering. The power characteristic curve, the heat cycle, and the interpretation of these operating characteristics are discussed providing pertinent information which can be used as a guide to predict efficient power utilization and furnace operation. As there have been significant changes in the electrical design and construction of arc furnaces in the last several years, there have been equally important developments in the operation of the arc furnaces. In this work we will attempt to deal with some of these operating techniques, discuss how some of the changes evolved, and the final result is improved production and reduced operating costs.

Utility of power systems were upgraded in the period of the 1960's and 1970's to meet the increased electric arc furnace loads. Arc furnace loads of 160 MVA/furnace with up to 3 furnaces per shop (totaling 480 MVA) are supplied by utility system fault capacities at the substation voltage bus (1345 KV) in the range of 10,000 MVA. Due to increased arc furnace loads, system supply voltages have been increased to 69 KV at the primary terminals of the furnace transformer. In several installations, supply voltages of 115 KV or higher are fed directly into primary terminals of the arc furnace transformer. Figure 3 presents 5 methods of supplying

power to the arc furnace load. These include single, 2 and 3 transformer schemes with a selection of on-load or off-load tap changing.

These schemes can be adaptable to an arc furnace load. A selection of one is based primarily on the considerations between the furnace user (his design requirements) and utilities supply available. The major components of the power system are designed to fit the requirements of the individual furnace considering essentially the desired melting rate (tons/hour).

In electrical power transmission and distribution networks power transformers represent a crucial group of assets both in terms of reliability and of investments. The major concerns which drive asset managers to decisions are related either to the age of equipment or to the power demands that have increased over the years. In order to safeguard the required quality at acceptable cost, it is of great importance to base decisions on a reliable forecast of future behavior. The presented work is a part of the research project aiming at a transformer reliability forecasting model.

**The aim of the present work** is to develop an integral transformer lifetime model which involves all relevant degradation mechanisms for all relevant subsystems, applicable to individual power transformers and transformer populations, and allowing for a variety of external input to improve the forecast accuracy, such as measured data and historical information. In this project we focus on forecasting power transformer reliability or, more accurately, on forecasting power transformer failure probability. We'll present a predictive model which involves three essential ingredients: failure statistics, physical understanding of the degradation process, and actual knowledge of the present condition.

**The objectives of the work are:**

- to analyze the benchmark data;
- to study literature on patents;
- to propose a methodology for research;
- to calculate the electrical reliability of transformer;
- to model algorithm of calculation;
- to provide recommendations for optimizing electrical reliability of transformer.

Power transformers are the basic elements of electric networks and systems defining reliability and profitability of their functioning. Failures or emergency cut off lead to substantial damages.

**The research object** is the power transformer TM-250-10/0,4.

**The research methods** are reliability theory of technical systems, methods of mathematical statistics and probability theory.

**The scientific novelty of the work** is that it develops methods for simulating the reliability quantitative indicators of transformers taking into account the operating conditions.

**The practical value of the work** is accounted for by the possibility to provide no-failure operation, time between failures, reliability of transformer, and recommendations for improving the system of maintenance and repair.

#### **Structure and volume of the work**

Our work has of 124 pages (excluding appendix) and consists of introduction, five basic units, conclusion, reference and appendices. Each unit consists of several logically interconnected chapters followed by a conclusion where we enumerate the results of our work concerning that very unit. The total outcome of the research is summarized in a separate conclusion. Our references consist of 43 sources represented by books of Russian and foreign authors.

## **1. Forecasting of the power transformer in operation**

Over the last decade there has been a renewed and increased interest in transformer life evaluation and monitoring. The main reason is that a large number of the transformers world population is approaching its expected end-of-life and the need increases for better methods to see whether the transformers are still fit for use or need to be retrofitted or replaced. In this article we describe a methodology for evaluating transformers. It is an adaptable three-step evaluation approach. Output of such a condition assessment survey is a ranking of the population with priorities for investment and recommended maintenance actions plan for each unit. Such advanced diagnosis of the transformer condition is used to identify defects before even check the transformer and therefore is from great support in order to speed up repair time especially in the case of Site Repair.

Normal maintenance and retrofit of a power transformer not requiring winding replacement or other major step of action is normally performed at site. However, when a major repair is required, the failed unit is normally transported to a transformer factory where the required space and equipment is available.

For a large transformer and when the distance to the transformer factory is long the transportation time will have a major influence on when the transformer can be put back in service and the capacity can be restored. Also the cost and risk of such a heavy transport has to be considered.

Since some years ago ABB started to develop processes to perform also major repair, including replacement of windings and repair the core at site. In total some 200 units including utility, industrial and HVDC transformers and reactors have been repaired until to today. In many cases together with an upgrade of the unit to an increased rating.

By introduction of state-of-the-art technology in combination with extensive experience this site repair process, TrafoSiteRepair, can today offer even greater speed, minimizing the outage time of the transformer, unavailability of the power supply and the loss of revenues for the owner.

## **2. Understanding the status of the assets and defining risk mitigation actions “MTM Program” (Mature Transformer Management Program)**

A statistical approach based on international figures about transformer reliability is useful in a first step to setup rough maintenance and investment budgets. However, ABB's experience shows that each unit should be considered as a specific case once the user need to decide about precise maintenance actions or wants to take solid decisions to relocate, retrofit or replace the unit by a new one.

The method presented here is a modular approach to meet different levels of expectation defined by the end-user in term of population's size, level of information requested and budget available. The strategy we have taken for the evaluation is to identify the most critical transformers and use a fast screening to reduce the number of concerned units to be studied closer. The ambition level will then judge how deep the investigation should go. Our evaluation approach has been to make the evaluation in steps [2]. It is not necessary to spend efforts on units that are very well suited for their purpose or which looks to be in a very good shape. The steps are normally linked together in order to reuse the information gained in an earlier step. The assessment methodology is then based on the three steps described below:

### *Step 1: Fleet Screening*

This is a quick scanning of a large population (20 - 200 units) using easily accessible data such as name plate data from the units, oil and dissolved gas in oil data, load profile and history of the unit (maintenance, operation and events).

One idea with this step is to reduce the number of units, which could be of interest for further deeper studies. All units that look normal do not need to be treated further. This also means that the ambition level is reduced.

Only factors available fast and easily, are used at this step; however, the evaluation methodology is based on our transformer engineering expertise and previous cases performed. One does not use the extra information, which could be extracted from the relations between the factors. They are treated as separate and independent factors.

The evaluation is directed towards a relative comparison (ranking) among several transformers. Units are ranked according their strategic importance in the network (cost of energy not delivered, cost of repair / replacement, consequential damages) versus their assessed condition.

This first step provides higher-level management and asset managers with a cockpit view of their assets as shown on Fig. 1. It gives relevant inputs for maintenance or investment budget strategy. It is also used to select units that must be further investigated either because they are strategic units or because they are in a critical status.

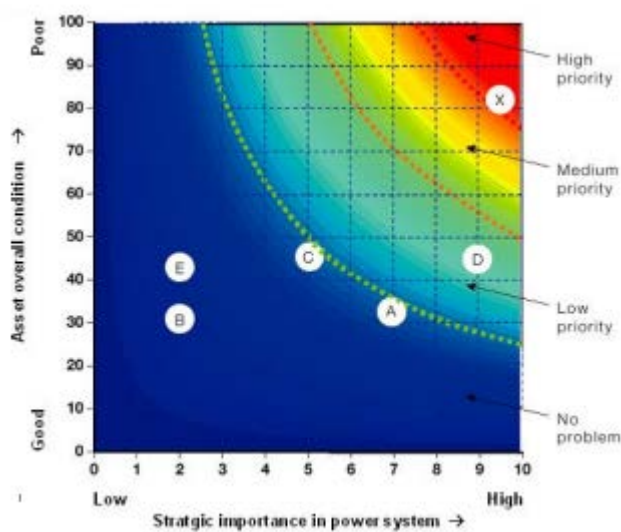


Fig. 1 – Example of a MTMP level 1: Fleet Screening

*Step 2: Life Assessment.*

The experts here focus on a smaller number of units (10 to 20 units) identified during step 1. The normal evaluation step needs more information. It uses the results from the screening evaluation, but adds some calculations, site inspections and measurements. Experts use modern design rules and tools to evaluate the original design. Advanced diagnosis tests [3] are performed (DGA, Furanes, Frequency Response Analysis, Dielectric Response, Partial Discharge) to assess each of the main properties of the transformer in a structured way: mechanical status, thermal status and ageing of the insulation, electrical status of the active part as well as the



condition of the accessories such as tap changer(s), bushings, over-pressure valves, air-dryer system, pumps and relays.

In terms of serviceability the end user gets richer information since a ranking is done on different criteria for each of the key properties. For example, a transformer could be suitable to withstand overload but not short circuit.

Taking into account the results of this detailed assessment, the experts elaborate for each unit an action plan to improve each key properties and as a result their overall reliability. Assets, maintenance and operation managers take full benefits of this second part of the survey. Valuable inputs - such as a list of spare parts to be kept in stock, a list of maintenance actions to be done at site with clear priorities, proposals to relocate or reload units, to repair or change for new - will help them strengthening their daily decisions with solid understanding and explanations.

### Step 3: Risk Assessment

The last step uses the data from step 2 but adds some more data and extra analysis (Fig. 2). The number of units to be further analyzed is usually limited to two or three out of a population of 100 units. International experts are involved using state of the art simulation tools to perform thermal simulations such as hot spot and ageing, mechanical calculations such as short-circuit withstand and electro-magnetic field computations.

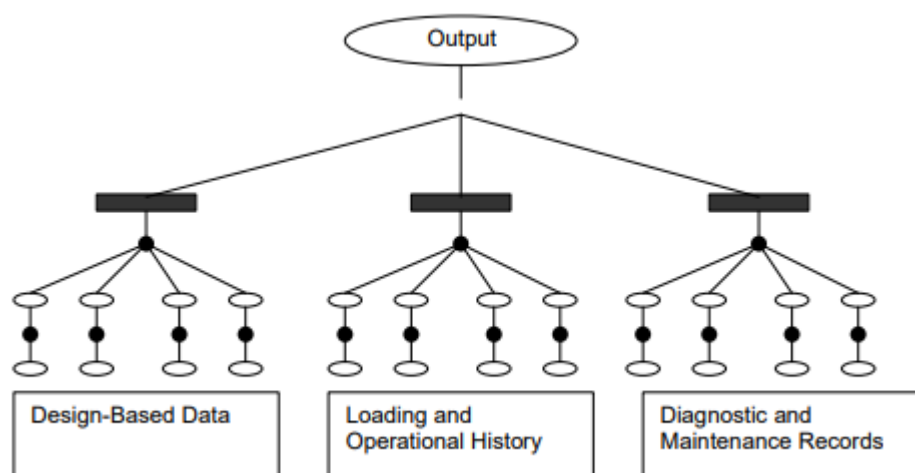


Fig. 2 – Chart illustrating the structure of a Risk Assessment survey using the influence between the different evaluation criteria

The goal is to define weak points of the units that need to be improved in order to meet defined serviceability constraints.

The assessment is here very detailed and provides a deep evaluation of each main properties including remaining life time and risks in operation. This third module within the assessment process provide accurate information to the end-user's engineering manager that want to overload a transformer, upgrade a unit to increase its nominal power [4] or voltage rating, or extend its life time.

It could also be used to understand root causes after failures and support decisions related to the possibility of a workshop or site repair [5].

### **3. Repair of Power Transformers at Site**

As discussed above the increased age of the installed base of transformers has increased the interest for assessment of the condition of the transformers. The above described program for condition assessment will assist the owner of the transformers to take early measures to prevent failures that may require an extensive repair or a replacement of the transformer. However, with the aging stock of transformers also the failure rate of transformers will increase and create an increased demand for repair or replacement of units. The result of the condition assessment and a required increase of production or transmission of power may also lead to decision to upgrade the rating of transformers. Such an upgrade will normally include replacement of the windings and insulation and also an upgrade of the cooling system.

A repair or of a power transformer not requiring winding replacement or another major action is normally performed at site. However, when a major repair or upgrade has been required in the past the transformer has been transported to a transformer factory where the required space and equipment were available.

For a large transformer the transportation will have a major influence on the time until the transformer can be put back in service and the capacity be restored. Such heavy transportation may also be very risky. In some cases, it may not even be possible to get the transformer to a transformer workshop due to changes of the infrastructure that not any longer support the transportation of the heavy loads of large power transformers.

To reduce the outage time of a failed transformer and to solve the difficult cases when transportation is not possible site repair offers a solution. It will save time and avoid risks of transportation damages. However, a repair of a large power transformer is a demanding process, requiring clean environment, highly qualified workmanship, an advanced drying process and verifying high voltage dielectric tests. Would all this be possible to fulfill at remote site far away from the wellorganized transformer factory?

In the middle of the 80-ties this was a challenge taken by ABB and some utilities for the first time. Since then the site repair concept has been developed to be

an important alternative to increase the availability of transformers, power generation plants and sub-stations. Until a few years ago site repair was mainly performed by ABB in three countries, Brazil, Italy and Spain. Today, the TrafoSiteRepair is a concept being developed to be applied globally and since the successful first projects were performed some 20 years ago, more than 200 transformers have been repaired successfully on-site in 25 different countries.

### **3.1 The TrafoSiteRepair process**

Power transformer factories and workshop are characterized by their orderliness, cleanliness and well controlled atmospheres which are conditions required for manufacturing and repair of high voltage equipment. They also possess heavy lifting equipment, special tools and fixtures, high voltage test laboratories and experienced and well trained operators for each step of the process. To perform a site repair of a transformer, the same capabilities have to be set up at site to meet the individual circumstances of each case. The ABB TrafoSiteRepair concept will include:

- As a site repair should be performed in a controlled environment it should be performed indoors, in a facility where the required levels of cleanliness and orderliness may be achieved. The facility should as far as possible, allow for the performance of all critical steps of the repair inside the facility. If the customer does not have a repair area a temporary workshop will be set up;
- Heavy lifting equipment will be brought to the site. The largest transformers may require a capacity of up to 400 metric tons for untanking and tanking of the active part. If the customer possesses a maintenance area which may be used for the repair an overhead crane may be available;
- The same type of tools and equipment as used in a factory are brought to the site and used for the repair;
- Maintaining the dryness of the insulation of highest importance for the result of the repair. Windings are manufactured at transformer factory and insulation components

are vapor-phased prior to shipment. They are then specially packed to maintain the dryness and shipped for assembly at site:

- Following the complete assembly of active part it is tanked and prepared for final drying. The On-Site Drying process will reduce the moisture level to below 1%. There are several methods available for On-Site Drying. To further save time of the repair a special method for On-Site Drying has been developed by ABB;
- High voltage test of the assembled transformer is carried out on-site according to the agreed test schedule. To meet the requirement of portability and flexibility an On-Site. High Voltage test system has been developed together with a test equipment supplier.

### **3.2 Facilities for TrafoSiteRepair**

#### **Temporary workshops**

Based on the experience gained within the ABB Service centers that have performed site repair projects a maintenance shop owned by the customer is available for approximately 50% of the repair projects. Those may also be equipped with an overhead crane for lifting of active parts and winding blocks. For the remaining 50% of the projects it is necessary to set up a temporary facility. When a permanent facility is available at site to be used for the transformer repair it should be separated from the rest of the facility to maintain the cleanliness required.

A temporary workshop may be set up based on a steel structure with a cladding of corrugated sheets of steel or aluminum. This type of building is primarily used when more than one transformer will be repaired at the same site or when there is a desire to keep the building for any future repair or maintenance. Another very flexible solution is to use a large tent consisting of a steel structure and claddings of flexible sheet material such as PVC giving a tight the hot oil spray supports the heating process by heating outer parts of the insulation system.

The LFH process combined with hot oil spray allows to reduce the drying time essentially. It is possible to reach the same low levels of moisture in the whole insulation as with a factory repair within approx. Compared to "conventional"

systems like oil circulation or hot oil spray, this is a time reduction by approximately a factor of 4.

Using the most advanced techniques, the repair process including On-Site Drying, ensures low final moisture and high-quality insulation of the transformer, compatible with advanced on-factory drying processes.

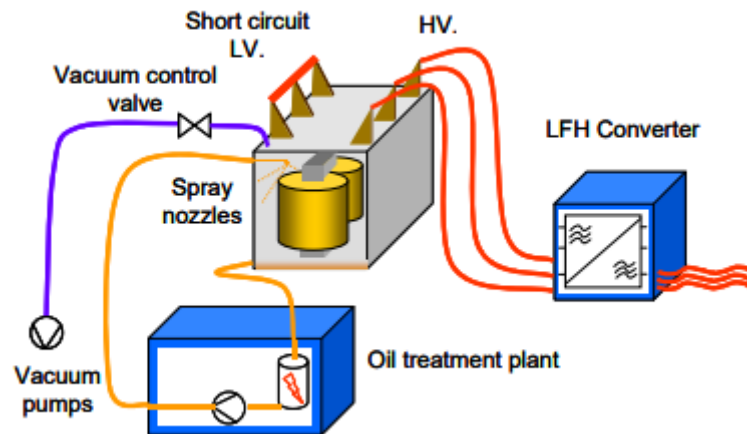


Fig. 3 – Plant concept for a mobile LFH drying process in combination with hot oil spray.

### 3.3 On-Site High Voltage testing

For most of TrafoSiteRepair projects that have been performed by ABB the quality of the repair has been verified by high voltage tests including applied voltage test and induced voltage test with measurement of partial discharge. This is in addition to all other type of quality control identical or exceeding what is performed when manufacturing new transformers or repairing transformers in a factory.

The performance record after performed site repairs is excellent. None of the transformers repaired have failed and in total it represents some 700 transformer years of operation without a single failure in operation after site repair. This confirms that the quality of the TrafoSiteRepair process as such is very high and that the performed verifying high voltage tests have been appropriate. (hi-Site high voltage test may except for verifying the quality of a TrafoSiteRepair or refurbishment also is applied for:

- As a part of a diagnostic procedure to confirm that the insulation still is free from defects or for provide reference values for future tests or to confirm results from earlier test;
- As a commissioning test to demonstrate the condition after shipment and the installation at site.

To perform On-Site high voltage tests one need a test system that is easily transported and set up and prepared for test in short time. The test system should also be flexible to easily be set up for test of transformers with different characteristics. So far mobile high voltage test equipment has been built based on motor generators set completed with adaptation transformers, components for reactive compensation and measurement and recording equipment. To improve the portability and flexibility of such equipment ABB has together with a test system supplier developed a new concept for On-Site high voltage test based on high power electronics as a variable frequency power source.

The new Mobile High voltage system is equipped to perform Applied Voltage test and Induced voltage test with measurement of Partial discharge. In addition, measurement of Load losses and No-Load losses may be performed. The test system is designed for test of transformers with a rating corresponding the largest installed.

For performing applied voltage test a capacitance of the test object and the resonance circuit is set up between the capacitance reactor supplied with the test set up. The resonance circuit is fed by the frequency converter through the adaptation transformer. The block diagram shows schematically the test set up for applied voltage test.

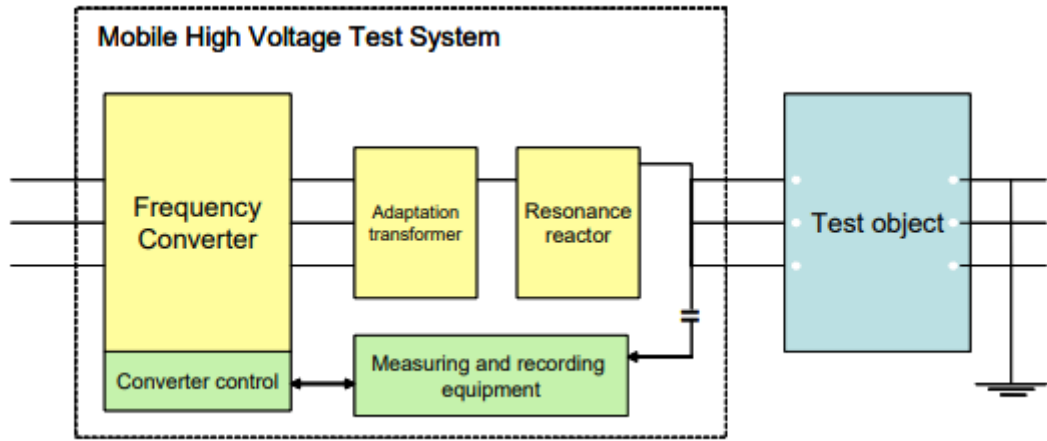


Fig. 4 – Mobile High Voltage Test System set up for applied voltage test

For performing Induced voltage test the advantage of the variable frequency converter is used to find the self-compensation of the test object. The self-compensation frequency of a power transformer is normally between 50 and 150 Hz. By performing the test at the self-compensation frequency the power compensation of the test circuit will be limited. The adaptation transformer is designed to match the normal voltage range applied for tertiary voltage windings of power transformers. The block diagram shows schematically the test set up for Induced voltage test.

The Mobile High Voltage Test System is built in to a 40' container for easy transportation by truck, by sea or by air. The picture shows the test system set up at a substation for test of a large single phase transformer.



#### **4. Transformer repaired at site in the Philippines using the ABB TrafoSiteRepair technology**

A Generator Step Up Transformer (GSU) located in Limay Bataan, Philippines failed in service. The power plant is owned by the National Power Corporation (NPC) in the Philippines and operated by Alstom Power. The operator did not have any spare transformers and required the quickest option to repair and return the GSU to service.

Initial electrical measurements and oil analysis indicated that the windings of the transformer were damaged and needed to be replaced. ABB offered both on site and factory repair. Alstom decided to order ABB's TrafoSiteRepair and to perform the repair on site to achieve the shortest possible delivery time.

One of the key success factors was the close cooperation between the ABB transformer operations in the USA, Germany and Thailand. ABB in the US, who was the original manufacturer of the transformer, provided the original transformer design data, which significantly reduced the design time for the replacement windings.

For the repair on-site the key challenge was to create the same environmental conditions on-site as in the factory. ABB erected a temporary workshop equipped with an air conditioner and dehumidifier. After delivery of the windings from the ABB factory in Thailand the ABB team exchanged the windings and rebuilt the transformer to new condition. After tanking of the active part, a drying process in vacuum and hot oil circulation technology was carried out.

The significant advantage ABB offered Icy this project was the ability to perform all high voltage tests on site. A Mobile High Voltage test system was brought to site and Applied Voltage test, Induced Voltage test and Partial Discharge measurement were performed on the repaired transformer. All tests were performed according to international standards.

## **5. Project references**

In total ABB has repaired more than 200 transformers on-site. The largest units have been rated 750 MVA, 800 kV ac. More than 60 transformers above 200 MVA but also a number of HVDC transformers for up to 600 kV dc have been repaired on-site. As regards to transportation the largest transformers are naturally the units for which the most time may be saved by TrafoSiteRepair. Time savings of 2-3 months or more compared to factory repair are common for the large units, in some cases even more. However, the reference list also contains some 100 of transformers on or below 50 MVA. In one case some 30 transformers of 30 - 40 MVA were upgraded and refurbished in the same temporary workshop set up close to the location of the customer's substations.

## **Conclusion**

Summing up the results, it can be concluded that a group of transformers and their functioning reliability were improved, defects and states refuse are classified, and the calculation reliability of the power transformer was done.

Calculation of reliability was made at all stages of transformer's life cycle. It allows to increase quality and reliability of transformers, and to reduce expenses associated with the elimination of unexpected failures.

From the outcome of our investigation it is possible to conclude that results will be used in design, production and operation of transformers, and for decisionmaking during the work with the equipment which has established the resource standard.

## References

Bartley W. Analysis of Transformer Failures. Proceedings of the 67<sup>th</sup> Annual Int. Conf. of Doble Clients, Paper 8N, March 2000.

1. Carrander K., Pettersson L., Melzer L., Fantana N., Lorin P. Methodology for life assessment on power transformers, TRAFOTECH-ZOOZ  
Sixth International Conference on Transformers. 24-25 January 2002, Mumbai, India.
2. Fazlagic A., Perkins M., Lorin P. Transformer life assessment and advanced diagnostics as tools in pro-active and advanced risk asset management. Seventh European Electric Steelmaking conference, Venise, Italy, May 2002
3. Marek R., Duart JC. Power Transformer Refurbishment: The Benefits of Hybrid Insulation, CIGRE Paris Session 2004
4. Albuquerque R., Mendes J.C., Marcondes R. TrafoSiteRepair of a HVDC Transformer, CIGRE Paris Session 2004
5. Mendes R.A. Marcondes, J. Nakamura, On-Site Tests on HV Power Transformers, CIGRE Paris Session 2004
6. Koestinger P., Bruarury T. Drying of power transformers in the field, applying the LFH-Technology in combination with oil reclamation, CIGRE Paris Session 2006
7. Berg O., Herdlevar K., Dahlund M., Renstrum K., Danielsen A. Thiess, U. Experiences from on-site transformer oil reclaiming, CIGRE Paris Conference. Paper 12-103, 2002 Session
8. Koestinger P., Aronsen E., Boss P. Practical experience with the drying of power transformers in the field, applying the Low Frequency Heat (LFH), CIGRE Paris Session 2004.

Mendes J.C., Eklund L., Capuano P. Meet the challenges of tomorrow: Increase the power of your transformer in record time, Power-Gen Middle East, Bahrain 2008.