

Красноярский институт железнодорожного транспорта – филиал Федерального  
государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования  
«Иркутский государственный университет путей сообщения»  
(КрИЖТ ИрГУПС)

На правах рукописи



Луковенко Антон Сергеевич

**ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА**

05.14.02 – «Электростанции и электроэнергетические системы»

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель  
Христинич Р.М.  
д-р техн. наук, проф.

Красноярск 2016

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 ОСОБЕННОСТИ НАДЕЖНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ СИСТЕМЫ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ИХ РАБОТУ.....	12
1.1 Надежности силовых трансформаторов тяговых подстанций переменного тока.....	12
1.2 Характеристики и анализ качества электроэнергии в тяговой сети переменного тока и его влияние на надежность оборудования.....	21
1.3 Эффективность работы силового оборудования тяговых подстанций выработавшего свой ресурс.....	32
1.4 Выводы по разделу 1.....	37
2 МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА.....	38
2.1 Аналитическая математическая модель надежности трансформатора.....	38
2.2 Численно – математическая модель надежности силового электрооборудования электрических подстанций.....	48
2.2.1 Особенности нейронных сетей для прогнозирования надежности и эффективности элементов системы электроснабжения.....	48
2.2.2 Численно – математическая модель на основе ИНС для прогнозирования надежности электрооборудования .....	52
2.3 Математическая модель несимметричных режимов и параметров фильтрокомпенсирующих устройств в системе тягового электроснабжения.....	55
2.3.1 Общие сведения и постановка задачи.....	55
2.3.2 Расчетная модель несимметрии напряжений.....	60
2.3.3 Расчетная модель фильтрокомпенсирующего устройства с изменяемыми параметрами.....	64
2.4 Выводы по разделу 2.....	66

3 КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ И КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ СИСТЕМЫ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ПУТИ ИХ УЛУЧШЕНИЯ .....	67
3.1 Анализ надежности элементов трансформатора на основе статистических данных.....	67
3.2 Результаты прогнозирования сопротивления изоляции силового трансформатора с применением нейронных сетей на годовом перспективном участке времени.....	74
3.3 Влияние качества электроэнергии на надежность системы электрооборудования.....	86
3.4 Выводы по разделу 3.....	92
4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ И КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМЕ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОЯРСКОЙ ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ.....	93
4.1 Влияние температурных режимов на работоспособность силового трансформатора мощностью 40000 кВА.....	93
4.1.1 Особенности проведения экспериментальных исследований.....	93
4.1.2 Структура тяговой подстанции.....	95
4.1.3 Особенности тепловыделения силового трансформатора при пиковых нагрузках.....	97
4.2 Исследования режимов работы системы тягового электрооборудования.....	104
4.3 Анализ влияния повышенной электрической нагрузки на тепловой режим силового трансформатора системы тягового электрооборудования 27,5 кВ....	112
4.3.1 Основные особенности и допущения при исследовании силовых трансформаторов тяговых подстанций.....	112
4.3.2 Результаты теплового расчета силового трансформатора при повышенной нагрузке.....	121
4.4 Анализ повышения надежности оборудования электрических подстанций тягового электрооборудования при работе в критических режимах.....	129
4.5 Выводы по разделу 4.....	135

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	137
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	139
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	141
ПРИЛОЖЕНИЕ А Квантили распределения ХИ-квадрат.....	154
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Протоколы проверок отношения сопротивления изоляции $R_{60}/R_{15}$ силового трансформатора ТДТНЖ за 5 лет.....	156
ПРИЛОЖЕНИЕ В Расчетный профиль пути для расчета в программном комплексе КОРТЭС.....	164
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Загрузка силовых трансформаторов Красноярской железной дороги по результатам контрольных замеров.....	166
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Акт внедрения результатов диссертационной работы.....	171

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность научной работы.** Система электроснабжения железной дороги является одним из её основных комплексных элементов, во многом определяющим пропускную способность и надежность железнодорожного транспорта, а следовательно, во многом определяющим реализацию стратегии развития железных дорог России.

Система электроснабжения включает в себя линии электропередач, контактную сеть, питающую и отсасывающую линии, рельсовый путь, силовую подстанцию.

Уровень надежности системы тягового электроснабжения (СТЭ) непосредственно влияет как на безопасность движения поездов, так и на бесперебойность движения поездов, что особенно важно при прохождении тяжеловесных составов, так как значительно возрастают токовые нагрузки и становятся выше номинальных значений.

В связи с этим к надежному функционированию системы тягового электроснабжения предъявляются особые требования по надежности, исключающие аварийные ситуации. Надежность такого оборудования определяется следующими свойствами: вероятностью безотказной работы, техническим ресурсом оборудования и его элементов, ремонтпригодностью оборудования, качеством электроснабжения.

Повышение надежности, эффективности работы, продолжительности сроков эксплуатации, качества электроэнергии в системе тягового электроснабжения во много раз уменьшает экономические потери от простоя оборудования и снижает затраты на ремонты.

Основные положения диссертационной работы находятся в рамках плана научно-технического развития ОАО «Российские железные дороги» на 2013-2015г. и соответствуют направлениям: «Разработка системы диагностики силовых трансформаторов в режиме реального времени», «Разработка интеллектуальной

системы тягового электроснабжения переменного тока 1x25 кВ», «Разработка системы диагностики коммутационного оборудования тяговых подстанций».

Вопросам надежного функционирования и эффективной эксплуатации системы тягового электроснабжения посвящены работы ученых: Бардушко В.Д., Гука Ю.Б., Крюкова А.В., Закарюкина В.П., Львова Ю.Н., Марквардта К.Г., Молина Н.И., Пантелеева В.И., Тихомирова П.М., Фигурнова Е.П., Христинича Р.М., Худоногова А.М., Черемисина В.Т., Чижмы С.Н. и других. Известные работы не содержат готовых методик, позволяющих учесть комплексное влияние функционально не связанных параметров на надежное и эффективное функционирование СТЭ и качество электроснабжения при повышенных тяговых нагрузках.

Обеспечение надежного и эффективного функционирования системы тягового электроснабжения, повышение качества электроснабжения потребителей тяговых подстанций переменного тока при увеличении пропускной способности и прохождении составов повышенной массы, разработка методики расчета надежности СТЭ являются актуальными задачами.

**Цель исследования:** теоретическое обоснование технических решений для повышения качества электроэнергии и эффективности работы системы тягового электроснабжения, основанных на учёте взаимосвязи технического состояния и режимов работы силовых трансформаторов тяговых подстанций на различных этапах их жизненного цикла.

**Задачи исследования.** Для достижения поставленной цели в работе решены следующие задачи:

1. Выявлены причины повреждаемости силовых трансформаторов тяговых подстанций при предельных тяговых нагрузках и проведен анализ современных методов и способов их диагностики.

2. Построена математическая модель надежности повреждаемости силового трансформатора тяговой подстанций, учитывающая взаимосвязи его технического состояния и режимов работы на различных этапах его жизненного цикла.

3. Разработана методика расчета системы «симметрирующее устройство – фильтрокомпенсирующее устройство» и выявлены границы ее применения при определении качества напряжения системы тягового электроснабжения.

4. Создана методика прогнозирования режимов работы силового оборудования системы тягового электроснабжения на основе комплексного использования системы «Нейронная сеть – КОРТЭС».

5. Разработаны практические рекомендации по повышению надежности и эффективности силового оборудования и качества напряжения системы тягового электроснабжения.

**Объект исследования:** система тягового электроснабжения.

**Предмет исследования:** надежность системы тягового электроснабжения и качество электроснабжения потребителей тяговых подстанций.

**Методы исследований.** Поставленные задачи решены современными методами теории вероятности с использованием методов теории надежности, методов прогнозирования и математической статистики, нейросетевого моделирования, методов теории электрических цепей и электроснабжения, экспериментальных исследований.

**Научная новизна диссертационной работы:**

1. Предложена математическая модель повреждаемости силового трансформатора тяговой подстанции, учитывающая техническое состояние и электрические тяговые нагрузки на различных этапах его жизненного цикла.

2. Установлены математические зависимости системы «симметрирующее устройство-фильтрокомпенсирующее устройство», позволяющие определить параметры качества электроэнергии для эффективной работы системы тягового электроснабжения.

3. Выявлены взаимосвязи и характер влияния параметров и режимов работы системы тягового электроснабжения на надежность и эффективность силовых трансформаторов.

4. Разработана методика прогнозирования режимов работы силового оборудования на основе комплексного использования системы «Нейронная сеть –

КОРТЭС», позволяющая определить номинальные параметры системы тягового электроснабжения при прохождении составов повышенной массы.

**Достоверность результатов.** Достоверность полученных научных результатов, изложенных в работе, определяется строгим обоснованием расчетных методик и принимаемых допущений, корректным применением современных методов научных исследований, удовлетворительным совпадением расчетных результатов с экспериментальными данными, полученными на действующем промышленном оборудовании. Все разделы работы логически взаимосвязаны, а выводы и рекомендации органически вытекают из материалов теоретических и экспериментальных исследований.

**Реализация полученных результатов.** Результаты исследований диссертационной работы используются для повышения надежности силового оборудования и улучшения качества электроснабжения потребителей тяговых подстанций Красноярской железной дороги (КрасЖД), а также для увеличения срока безаварийной эксплуатации оборудования районных подстанций публичного акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири» (ПАО «МРСК Сибири»). Результаты диссертационной работы внедрены в учебный процесс Красноярского института железнодорожного транспорта – филиала ФГБОУ ВО «Иркутский государственный университет путей сообщения» и используются при проведении лекционных и практических занятий по дисциплинам «Электроснабжение железных дорог», «Электропитание и электроснабжение нетяговых потребителей», «Основы технической диагностики», а также в курсовом и дипломном проектировании. Использование результатов диссертационной работы подтверждено соответствующими актами.

**Практическая значимость:**

1. Разработана методика расчета вероятности отказов силового оборудования – трансформаторов, высоковольтных выключателей тяговых подстанций, которая позволяет определить время их безаварийной работы в условиях неопределенности.



2. Создан способ расчета комплексной системы «симметрирующее устройство – фильтрокомпенсирующее устройство», позволяющий определить оптимальные параметры фильтрокомпенсирующего устройства для снижения влияния высших гармоник и повышения качества электроснабжения потребителей тяговых подстанций.

3. Разработан алгоритм и предложена методика расчета надежности элементов силового трансформатора тяговой подстанции, на основе системы «Нейронная сеть – КОРТЭС».

4. Разработаны и обоснованы практические рекомендации по повышению надежности системы тягового электроснабжения Красноярской железной дороги при прохождении тяжеловесных составов.

**На защиту выносятся:**

1. Математическая модель надежности силового трансформатора, учитывающая техническое состояние и электрические тяговые нагрузки на различных этапах его жизненного цикла.

2. Математические зависимости системы «симметрирующее устройство-фильтрокомпенсирующее устройство», позволяющие определить параметры качества напряжения для эффективной работы системы тягового электроснабжения.

3. Методика диагностики и прогнозирования режимов работы силового оборудования системы тягового электроснабжения на основе комплексного использования системы «Нейронная сеть – КОРТЭС».

4. Система комплексного анализа режимов работы тягового электроснабжения с учетом эффективности работы силовых трансформаторов в критических режимах, что позволяет повысить их надежность и увеличить период безаварийной эксплуатации.

**Апробация работы.** Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на научно – практических конференциях:

- Всероссийская научно-практическая конференции с международным участием «120 лет железнодорожному образованию в Сибири», 23-24 сентября 2014 г., Красноярск;
- Международная научно-практическая конференция «Проблемы и достижения в науке и технике», 7 мая 2015 г., Омск;
- Международная научно-практическая конференция «Перспективы развития технических наук», 6 июля 2015 г., Челябинск;
- I международная конференция «Актуальные проблемы науки XXI века», 5 августа 2015 г., Москва;
- I, II международная научно-практическая конференция «Технические науки – от теории к практике», 18 октября 2015 г., Санкт-Петербург;
- Международная молодежная научно-практическая конференция: «Наука третьего тысячелетия», 20 декабря 2015 г., Нефтекамск;
- Международная молодежная научно-практическая конференция «Проблемы теории и практики современной науки», 20 февраля 2016 г., Минск;
- II научно – практической конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Современное состояние и перспективы развития транспортной системы России», 19 февраля 2016 г, Иркутск.

**Публикации:** основное содержание и результаты исследований опубликованы в 13 печатных трудах, в т.ч. без соавторов – 5 статей, 4 статьи опубликованы в изданиях, включенных в перечень ВАК РФ. В каждой работе, опубликованной в соавторстве, личный вклад автора составляет не менее 50 %.

**Личный вклад автора.** Состоит в создании и разработке модели прогнозирования надежности тягового трансформатора, которая позволит обеспечить переход от планово-предупредительного ремонта к ремонту по техническому состоянию, что способствует уменьшению затрат на содержание морально устаревшего оборудования; математической модели «симметрирующее устройство – фильтрокомпенсирующее устройство», позволяющей выработать рекомендации по загрузке (разгрузке) тягового электроснабжения при прохождении составов повышенной массы.

**Структура и объем диссертации.** Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, 7 выводов, 5 приложений, библиографического списка из 110 наименований на 13 страницах и содержит 153 страницы основного текста, 43 рисунка, 27 таблиц.

# **1. АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ СИСТЕМЫ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ИХ РАБОТУ**

## **1.1 Анализ надежности силовых трансформаторов тяговых подстанций переменного тока**

Надежность оборудования – это свойство оборудования сохранять во времени в заданных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки.

Согласно ГОСТ Р 27.002-2009 «Надежность в технике. Термины и определения» [1] состояние любого электротехнического оборудования подразделяется на 4 группы: исправное, работоспособное, неработоспособное, предельное.

Исправное состояние – состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно технической и проектно – конструкторской документации.

Работоспособное состояние – состояние изделия, при котором оно способно выполнить требуемую функцию при условии, что предоставлены необходимые внешние ресурсы.

Неработоспособное состояние – состояние изделия, при котором оно неспособно выполнить требуемую функцию по любой причине.

Предельное состояние – состояние изделия, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна по причинам опасности, экономическим или экологическим.

Каждое из состояний характеризуется неисправностями, которые приводят к аварийной остановке или к аварийному отказу и долговременному выходу оборудования из строя.

Математическое описание процесса возникновения отказа называется моделью отказов. В большинстве случаев отказавшие элементы установок восстанавливаются. Процесс восстановления и профилактики оборудования не исключает полностью возможности отказов установки, но в значительной степени снижает их вероятность, т.е. повышает надежность. Математическое описание этих процессов называется моделью надежности. Модель отказов и модель надежности используется для расчета показателей надежности.

На рис. 1.1 приведена кривая изменения интенсивности отказов в течение эксплуатации, типичная для многих элементов электротехнического и энергетического оборудования, в том числе – электрооборудования тяговых подстанций.

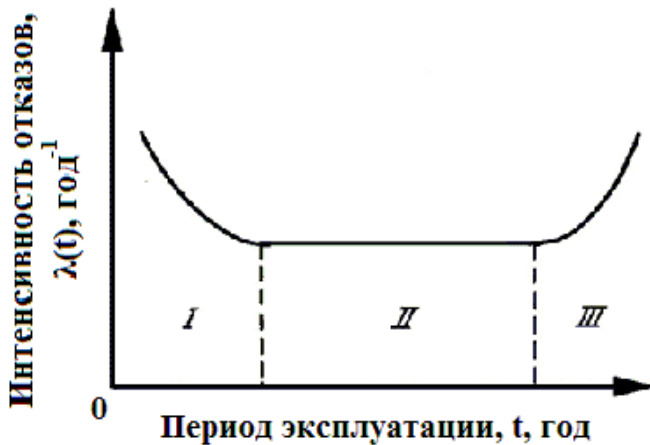


Рисунок 1.1 – Изменение интенсивности отказов в течение эксплуатации

Весь интервал времени работы можно разбить на три участка [2, 3]. На первом из них функция  $\lambda(t)$  имеет повышенное значение. Это связано с тем, что всегда имеются изделия со скрытыми дефектами, которые выходят из строя после начала работы. По этой причине первый период называют периодом приработки. Второй период называют

периодом нормальной работы. Он характеризуется постоянными или приблизительно постоянными значениями интенсивности отказов. Третий период – период старения. Необратимые физико-химические явления приводят к ухудшению качества материалов и деталей. В этот период интенсивность отказов возрастает.

Период приработки можно не рассматривать как нормальную эксплуатацию. С другой стороны, можно выводить оборудование в профилактику раньше, чем начнется заметное старение его элементов. В таких случаях можно принять  $\lambda(t) = \lambda = const$ . При этом условии вероятность безотказной работы,  $P(t)$

$$P(t) = \exp^{-\lambda t}, \quad (1.1)$$

где  $\lambda$  – средняя постоянная интенсивности внезапных отказов;  $t$  – время работы электрооборудования в годах.

Вероятность отказа  $Q(t)$  определяется выражением

$$Q(t) = 1 - \exp^{-\lambda t}. \quad (1.2)$$

Среднее время безотказной работы (средняя наработка на отказ)  $\bar{t}_0$  можно определить из выражения

$$\bar{t}_0 = \frac{1}{\lambda}. \quad (1.3)$$

Дисперсия среднего времени безотказной работы  $D[\bar{t}_0]$ , определяется

$$D[\bar{t}_0] = \frac{1}{\lambda^2}. \quad (1.4)$$

Графики функций  $Q(t)$  и  $P(t)$  приведены на рис. 1.2

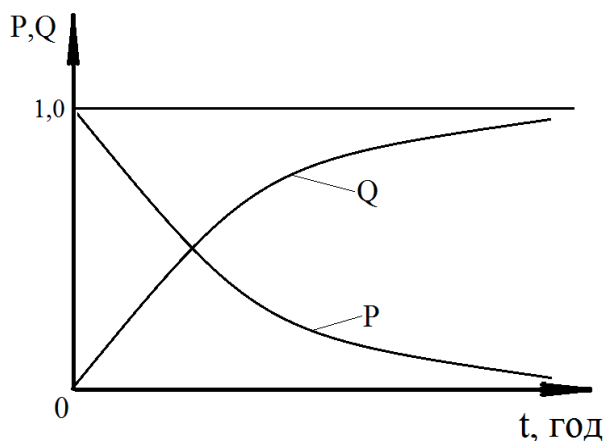


Рисунок 1.2 – Вероятность отказа и безотказной работы при экспоненциальном распределении наработки на отказ

Закон, выраженный формулой 1.2, называется экспоненциальным. Основное его свойство состоит в том, что вероятность безотказной работы не зависит от времени предшествующей работы, а зависит только от рассматриваемого интервала времени [4]. Согласно экспоненциальному закону, его распределение можно применить непосредственно к надежности работы силового трансформатора.

Силовой трансформатор (СТ) является основным элементом системы электроснабжения, выполняющим функцию преобразования напряжения для последующей передачи и распределения электроэнергии в узлах нагрузки, выход из строя которого приводит к тяжелым последствиям для энергосистемы [5 – 9].

Основными повреждаемыми элементами в системе электроснабжения являются: воздушные линии (ВЛ), силовые трансформаторы, в частности, обмотки силовых трансформаторов и коммутационные аппараты [10 – 12].

Высокая степень износа трансформаторов имеет потенциальную опасность как для обслуживающего персонала, так и для потребителей [13].

Требования к надежности трансформаторов определяются по ГОСТ 52719 – 2007 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия» [14]. Для силовых трансформаторов устанавливают следующие показатели надежности:

- установленная безотказная наработка – не менее 25000 ч;
- вероятность безотказной работы за наработку 8800 ч – не менее 0,995;
- срок службы до первого капитального ремонта – не менее 12 лет;
- полный срок службы – не менее 30 лет.

Анализ данных об отказах силовых трансформаторов тяговых подстанций ОАО «РЖД» показывает, что в основном повреждениям подвержены трансформаторы, срок службы которых соответствует сроку до первого капитального ремонта и составляет около 12 лет.

Это объясняется тем, что по сравнению с трансформаторами подстанций энергосистем и промышленности, силовые трансформаторы тяговых подстанций работают в более тяжёлых условиях [15].

ГОСТ 52719 – 2007 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия» не дают точной оценки показателям надёжности для силовых трансформаторов тяговых подстанций электрических железных дорог. В связи с этим при эксплуатации силовых трансформаторов в системе тягового электроснабжения рекомендовано проводить дополнительную периодическую диагностику их состояния.

Основными опасными воздействиями на силовые трансформаторы являются коммутационные и грозовые перенапряжения, повышения рабочего напряжения, токи короткого замыкания, токи намагничивания при включении, перегрузка трансформатора по току, влияние высших гармоник.

Срок службы большинства силовых трансформаторов, как и другого электрического оборудования, эксплуатируемого на подстанциях, значительно выработан. В связи с этим большая часть трансформаторов и сопутствующего электрооборудования работает в недогруженном режиме, что позволяет увеличить срок его эксплуатации [16 – 18].

В процессе эксплуатации силовой трансформатор также подвергается различным внешним воздействиям. Наиболее существенное влияние оказывают следующие внешние воздействия: физические и химические загрязнения, ветер, увлажнение, изменения температурного режима [19, 20].

Климат Красноярского края резко континентальный и для него характерны значительные колебания температуры воздуха в течение года. Длительность периода с температурой более 10°C на севере края составляет менее 40 дней, на юге 110 – 120 дней.

Помимо внешних воздействий СТ подвергается внутренним воздействиям, таким как перенапряжения, обусловленные резонансом [21, 22], петлей гистерезиса [23], перегрузкой [24] и др.

Перенапряжения, обусловленные резонансными явлениями, являются наиболее опасным видом повреждения СТ. Коммутация трансформатора с вакуумным выключателем при коротком замыкании (КЗ) может сопровождаться повторными зажиганиями дуги в вакуумной камере. В этом случае перенапряжения возникают при совпадении частоты следования с собственной частотой колебаний регулировочной обмотки трансформатора.

Если входное сопротивление сети, к которой подключен трансформатор, довольно низкое в широком диапазоне частот, резонансные колебания возникают на собственных частотах колебания в обмотке [21].

Основными видами дефектов силовых трансформаторов, вызваны внутренними воздействиями, являются:



- в обмотках: выгорание витков вследствие длительно не отключаемых коротких замыканий, деформации при коротких замыканиях, увлажнение и загрязнение обмоток, износ и снижение механической и электрической прочности;
- в магнитопроводе: перегрев сердечника при возникновении контура короткого замыкания;
- в устройстве регулирования под нагрузкой: нарушение контактов, нарушение изолирующей перегородки, разгерметизация устройства, механические повреждения;
- в прочих узлах: нарушение герметичности бака, перегревы контактных соединений, течи масла, увлажнение и загрязнение негерметичных вводов, отложение осадка на герметичных вводах, старение масла в герметичных вводах, разгерметизация сифонов.

В структурированном виде классификация внутренних повреждений силовых трансформаторов представлена на рис. 1.3

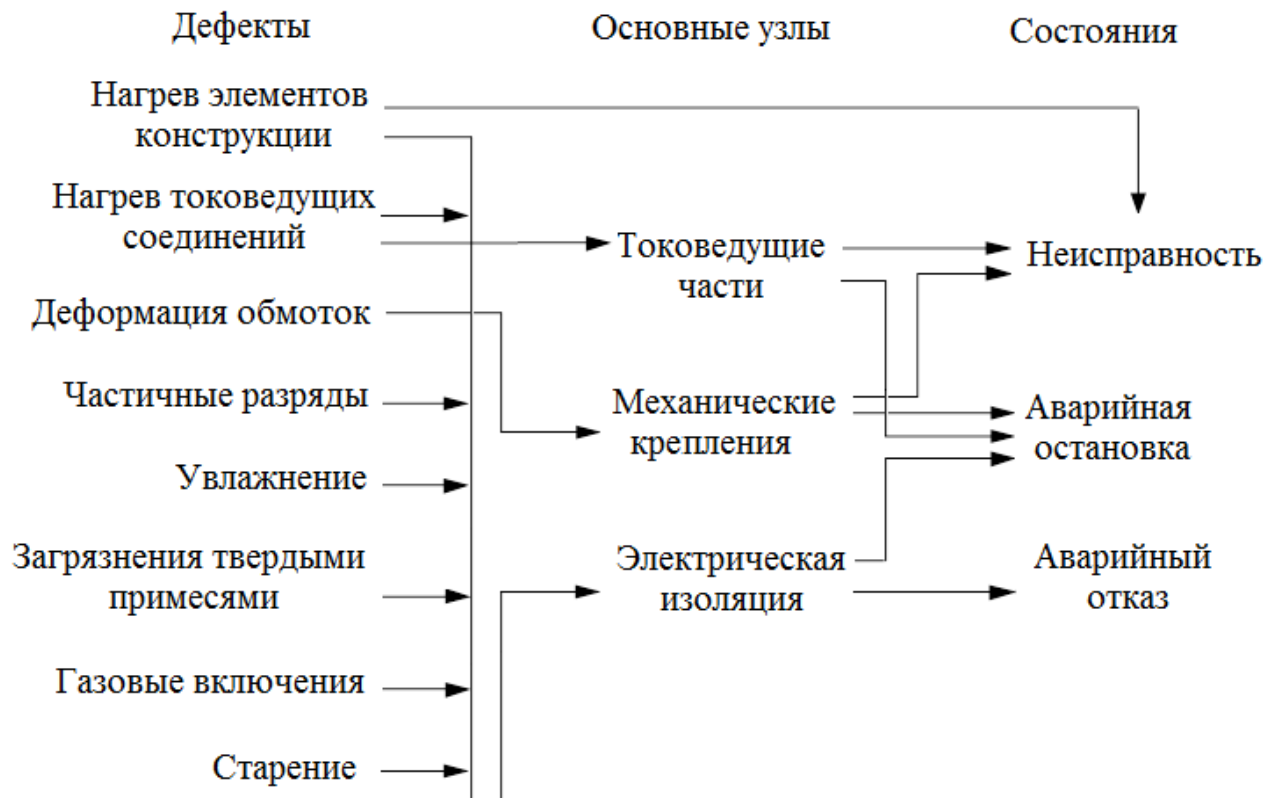


Рисунок 1.3 – Классификация внутренних повреждений СТ

Одним из существенных факторов снижения ресурса трансформатора является термический износ его изоляции. Согласно закону Аррениуса [25, 26], срок службы изоляции подчиняется экспоненциальному закону:

$$A = e^{-(\alpha + \frac{\beta}{T})}, \quad (1.5)$$

где  $\alpha, \beta$  – постоянные;  $T$  – абсолютная температура.

Основываясь на данных статистики, наиболее повреждаемой частью силовых трансформаторов, является обмотка – 52% , повреждаемость вводов – 27%. Процент повреждения обмоток распределяется по ее элементам следующим образом: главная изоляция – 12%, витковые и межкатушечные замыкания – 28%, термические и динамические воздействия – 12% и прочие повреждения – 48% (рис. 1.4) [27, 28, 29, 30].

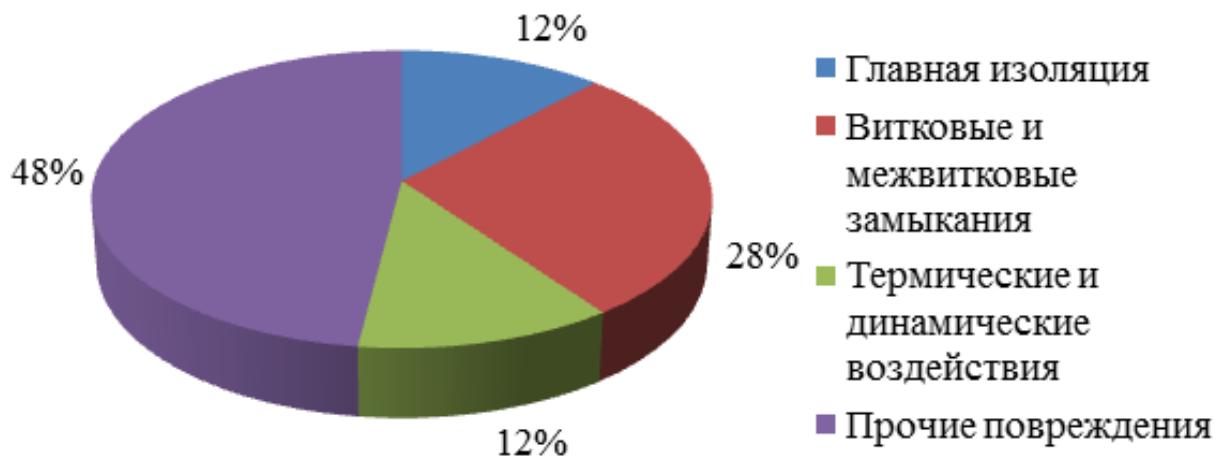


Рисунок 1.4 – Процент повреждаемости обмоток трансформатора

В соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации железных дорог Российской Федерации (ПТЭ РФ) [47] ремонт трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется по мере необходимости на основе их технического состояния, определяемого измерениями, испытаниями и внешним осмотром.

По данным [31] парк эксплуатируемых силовых трансформаторов тяговых подстанций на Красноярской железной дороге (КрасЖД) составляет 74 единицы силовых трансформаторов тяговых подстанций, 2 автотрансформатора 220/110 кВ и 1 преобразовательный трансформатор для питания контактной сети на напряжение 3,3кВ.

На контроле с предполагаемыми повреждениями состоят 9 тяговых трансформаторов, 6 из них отработали нормативный срок эксплуатации – 25 лет, в 3-х трансформаторах со сроком эксплуатации менее 25 лет диагностируются частичные разряды, термические дефекты высокой температуры.

До настоящего момента в эксплуатации на КрасЖД находятся силовые трансформаторы мощностью 20 и 31,5 МВА.

Перечень силовых трансформаторов тяговых подстанций по КрасЖД мощностью менее 40 МВА приведен в табл. 1.1

Таблица 1.1 – Перечень трансформаторов отработавших срок службы

№	Наименование ЭЧЭ	Тип тягового трансформатора	Год выпуска/ установки
1	Критово 2Т	ТДТГЭ – 31,5 – 110/27,5/35	1959/1985
2	Чернореченская 3Т	ТДТНГЭ – 31,5 – 110/27,5/35	1960/1976
3	Теба 2Т	ТДТНГУ – 20 – 220/27,5/35	1965/1967
4	Чарыш 1Т	ТДТНГУ – 20 – 220/27,5/35	1964/2010
5	Камышта 2Т	ТДТНГУ – 20 – 220/27,5/35	1964/1965
6	Мана 1Т	ТДТНГ – 20 – 220/27,5/10	1965/1965
7	Ирбейская 2Т	ТДТГЭ – 31,5 – 110/27,5/35	1959/1984
8	Абакумовка 2Т	ТДТГЭ – 31,5 – 110/27,5/10	1987/1987
9	Кварцит 2Т	ТДТНГЭ – 20 – 110/27,5/35	1966/1980
10	Запань 2Т	ТДТНГЭ – 20 – 110/27,5/35	1964/1980

По состоянию на 01.01.2015 г. в эксплуатации находятся 40 силовых трансформаторов со сроком службы до 30 лет и 34 трансформатора со сроком эксплуатации более 30 лет.

Согласно приказу начальника дороги 12Н «Об эксплуатации, ремонте и повышении надежности устройств электрификации и электроснабжения» в течение

2014 года проводилась работа по комплексной диагностике силовых трансформаторов тяговых подстанций.

С помощью передвижной лаборатории диагностики трансформаторов ЛДТ-1 проведена диагностика 16 силовых трансформаторов на 13 тяговых подстанциях в 6 дистанциях электроснабжения Красноярской дирекции инфраструктуры. Из числа проверенного оборудования было выявлено 8 трансформаторов, не соответствующих требованиям ПТЭ РФ.

По рекомендации Дорожной электротехнической лаборатории (ДЭЛ) составлены мероприятия по увеличению надежности работы электрооборудования тяговых подстанций:

1. Замена трансформаторов и выключателей, выработавших срок службы, на новые.
2. Замена опорной фарфоровой изоляции на полимерную.
3. Оснащение ДЭЛ и бригад ремонтно – ревизионных участков (РРУ) современными и высокоточными приборами диагностики оборудования тяговых подстанций.
4. Полная ревизия контуров заземления тяговых подстанций.
5. Необходимо разграничить затраты на содержание инфраструктуры и затраты, необходимые для нормальной работы оборудования.

Перечисленные мероприятия носят технический характер и могут быть реализованы при выявлении дефектов или определении условий их образования.

Старение парка силовых трансформаторов в России, анализ повреждаемости, накопленный опыт обследований технического состояния силовых трансформаторов, результаты исследовательских работ, опыт заводоизготовителей и ремонтных организаций выявили необходимость разработки дополнительных мер, ориентированных на развитие и совершенствование системы оценки состояния и методов диагностики силовых трансформаторов [32 – 34].

В настоящее время существующая система обеспечения надежности работы основного высоковольтного оборудования ориентирована на поддержание технического состояния путем жестко регламентированных объемов и

периодичности испытаний и ремонтов в заданные сроки, независимо от их реальной необходимости и зачастую в ущерб экономической целесообразности. Это связано, в первую очередь, с низкой эффективностью раннего обнаружения развивающихся дефектов традиционными методами контроля.

В связи с этим актуальным и своевременным является разработка методов прогнозирования состояния силовых трансформаторов в условиях вероятностной информации и уточнения граничных значений параметров для определения технического состояния объекта на следующий временной интервал и повышения его эксплуатационной надёжности. Для прогнозирования остаточного ресурса силовых трансформаторов предлагается использовать искусственные нейронные сети, реализующие виртуальный метод диагностики [5, 35-39].

## **1.2 Характеристики и анализ качества электроэнергии в тяговой сети переменного тока и его влияние на надёжность оборудования**

Качество электроэнергии является ключевым показателем, влияющим на надёжность работы технологического оборудования и энергосистемы в целом.

В соответствии с ГОСТ 32144 – 2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [40], качество электрической энергии (КЭ) определяется как степень соответствия характеристик электрической энергии в данной точке электрической системы.

Показатели качества электроэнергии (ПКЭ) подразделяют на две категории – продолжительные изменения характеристик напряжения и случайные события.

К продолжительным характеристикам относятся отклонение частоты, медленные изменения напряжения, колебания напряжения и фликер [41], несинусоидальность напряжения, несимметрия напряжений в трехфазных системах.

К случайным событиям относятся прерывания напряжения, провалы напряжения и перенапряжения [42], импульсные напряжения.

Показатели качества электроэнергии, в том числе в СТЭ железной дороги, определяются следующими основными характеристиками.

**Отклонение частоты.** Показателем КЭ, относящимся к частоте, является отклонение значения основной частоты напряжения электропитания от номинального значения,  $\Delta f$ , Гц

$$\Delta f = f_m - f_{ном}, \quad (1.6)$$

где  $f_m$  – значение основной частоты напряжения электропитания, Гц, измеренное в интервале времени 10 с;  $f_{ном}$  – номинальное значение частоты напряжения электропитания, Гц.

**Медленные изменения напряжения.** Показателями КЭ, относящимися к медленным изменениям напряжения электропитания, являются отрицательное  $\delta U_{(-)}$  и положительное  $\delta U_{(+)}$  отклонения напряжения электропитания в точке передачи электрической энергии от номинального согласованного значения, %:

$$\delta U_{(-)} = \left[ \frac{(U_0 - U_{m(-)})}{U_0} \right] \cdot 100, \quad (1.7)$$

$$\delta U_{(+)} = \left[ \frac{(U_{m(+)} - U_0)}{U_0} \right] \cdot 100, \quad (1.8)$$

где  $\delta U_{(-)}$ ,  $\delta U_{(+)}$  – значения напряжения электропитания, меньшие  $U_0$  и большие  $U_0$  соответственно, усредненные в интервале времени 10 мин;  $U_0$  – напряжение, равное стандартному номинальному напряжению  $U_{ном}$  или согласованному напряжению  $U_c$ .

**Колебания напряжения и фликер.** Колебания напряжения электропитания (как правило, продолжительностью менее 1 мин), в том числе одиночные быстрые изменения напряжения, обуславливают возникновение фликера. Показателями КЭ,

относящимися к колебаниям напряжения, являются кратковременная доза фликера  $P_{st}$ , измеренная в интервале времени 10 мин и длительная доза фликера  $P_{lt}$ , измеренная в интервале времени 2 ч, в точке передачи электрической энергии. Для указанных показателей КЭ установлены следующие нормы: кратковременная доза фликера  $P_{st}$  не должна превышать значения 1,38, длительная доза фликера  $P_{lt}$  не должна превышать значения 1,0 в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

**Несинусоидальность напряжения.** Несинусоидальность напряжения подразделяется на гармонические составляющие напряжения и интергармонические составляющие напряжения.

Гармонические составляющие напряжения обусловлены нелинейными нагрузками пользователей электрических сетей, подключаемых к электрическим сетям различного напряжения.

Уровень интергармонических составляющих напряжения электропитания увеличивается в связи с применением в электроустановках частотных преобразователей и другого управляющего оборудования.

Несинусоидальность напряжения характеризуется разложением в ряд Фурье. Этот ряд может быть также записан в виде

$$f(x) = \sum_{k=-\infty}^{+\infty} f_k \cdot e^{i \cdot 2 \cdot \pi \frac{k}{\tau} \cdot x}, \quad (1.9)$$

где  $2 \cdot \pi \frac{k}{\tau}$  – круговая частота гармонического колебания,  $f_k$  –  $k$ -я комплексная амплитуда.

**Несимметрия напряжений в трехфазных системах.** Несимметрия трехфазной системы напряжений обусловлена несимметричными нагрузками потребителей электрической энергии или несимметрией элементов электрической сети. Показателями КЭ, относящимися к несимметрии напряжений в трехфазных системах, являются коэффициент несимметрии напряжений по обратной

последовательности  $K_{2U}$  и коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности  $K_{0U}$ .

**Прерывания напряжения.** Прерывания напряжения относят к создаваемым преднамеренно, если пользователь электрической сети информирован о предстоящем прерывании напряжения, и к случайным, вызываемыми длительными или кратковременными неисправностями, обусловленными, в основном, внешними воздействиями, отказами оборудования или влиянием электромагнитных помех.

Случайные прерывания напряжения подразделяют на длительные (длительность более 3 мин) и кратковременные (длительность не более 3 мин).

**Провалы напряжения и перенапряжения.** Провалы напряжения обычно происходят из-за неисправностей в электрических сетях или в электроустановках потребителей, а также при подключении мощной нагрузки. Длительность провала напряжения может быть до 1 мин.

Перенапряжения, как правило, вызываются переключениями и отключениями нагрузки. Перенапряжения могут возникать между фазными проводниками или между фазными и нейтральным, или заземляющими проводниками.

**Импульсные напряжения.** Импульсные напряжения в точке передачи электрической энергии пользователю электрической сети вызываются, в основном, молниевыми разрядами или процессами коммутации в электрической сети и электроустановке. Время нарастания импульсных напряжений может изменяться в широких пределах (от значений менее 1 микросекунды до нескольких миллисекунд).

Основные формы ущерба, который несут потребители [42, 43] и энергосистема вследствие ухудшения качества электроэнергии, следующие:

- снижение эффективности процессов генерации, передачи и потребления электроэнергии за счет увеличения потерь в элементах сети;
- уменьшение срока службы и выход из строя электрооборудования из-за нарушения его нормальных режимов работы и старения изоляции [44, 45];



- нарушение нормальной работы и выход из строя устройств релейной защиты, автоматики и связи [46];
- снижение производительности;
- остановка производства с затратами на его возобновление;
- порча технологического оборудования.

Согласно ПТЭ РФ уровень напряжения на токоприемнике электроподвижного состава (ЭПС) должен быть не менее 21 кВ при переменном токе, 2,7 кВ при постоянном токе, не более 29 кВ при переменном токе и 4 кВ при постоянном токе.

Номинальное напряжение переменного тока на устройствах сигнализации, централизации, блокировки и связи должно быть 110, 220 или 380В. Отклонения номинального напряжения (в том числе кратковременные) от указанных величин допускаются в сторону уменьшения и увеличения, но не более чем 10%.

Основная доля нагрузки тяговой подстанции приходится на электрическую тягу, т.е. на мощность, потребляемую поездами на данном участке железной дороги. Как правило, поезд находится в одном из трех режимов: ускорение, движение с постоянной скоростью и торможение до полной остановки (рис. 1.5).

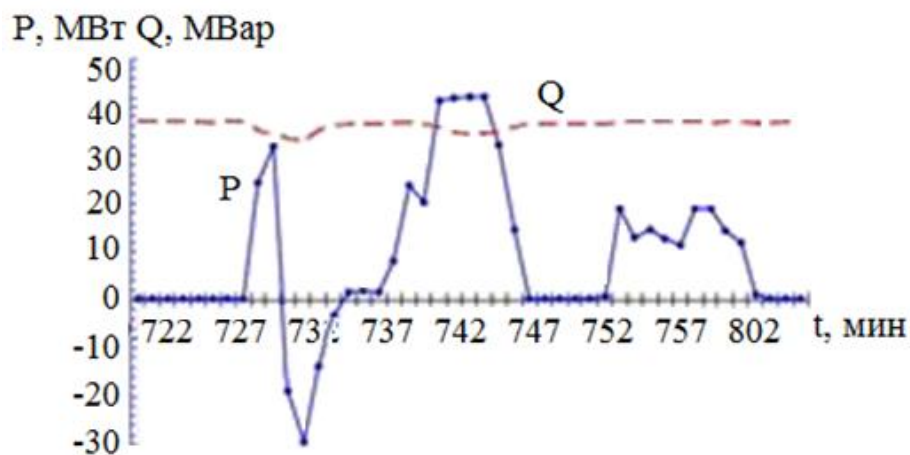


Рисунок 1.5 – Изменение тяговой нагрузки во времени

Активная мощность изменяется в зависимости от дорожной ситуации. При ускорении поезда потребляется наибольшая активная мощность, а при торможении она даже становится отрицательной, т.е. отдается в сеть.

Источником реактивной мощности преимущественно является распределенная емкость распределительного кабеля, которая не зависит от режимов работы железной дороги.

Поскольку активная нагрузка тяговой подстанции зависит от интенсивности движения по железной дороге, она будет испытывать непрерывные флуктуации, как показано на рис.1.5.

Для уменьшения потерь энергии и повышения коэффициента мощности, применяют компенсирующие устройства (КУ) [48-51], которые могут включаться параллельно (поперечная компенсация) или последовательно (продольная компенсация).

При этом коэффициент мощности определяется по выражению

$$\cos \varphi = \frac{Pt}{\sqrt{(Pt)^2 + (Qt)^2}}, \quad (1.10)$$

где  $P(t)$  и  $Q(t)$  – соответственно активная и реактивная мощность в момент времени  $t$ .

Устройства поперечной компенсации (УПК) и продольной компенсации (УПрК) предназначены для улучшения коэффициента мощности, компенсации потери напряжения, уменьшения несимметрии напряжения, вызванной однофазными тяговыми нагрузками. КУ располагаются на тяговых подстанциях, постах секционирования и защиты и существенно отличаются, например, от защиты линий.

В настоящее время применение УПрК возрастает в связи с увеличением интенсивности движения тяжеловесных поездов при больших тяговых нагрузках. УПрК обладают положительным свойством – они «автоматически» при постоянно изменяющейся нагрузке поддерживают напряжение в контактной сети (КС) путём компенсации индуктивного сопротивления КС своим емкостным сопротивлением, что приводит к уменьшению суммарного сопротивления участка электроснабжения до токоприёмника и, как следствие, к уменьшению потерь напряжения [52].

Установки продольной ёмкостной компенсации включаются последовательно с нагрузкой несколькими способами:

- в рассечку контактной сети;
- в фазу С тягового трансформатора, соединённую с рельсами;
- одновременно в фазы А, В, С.

При включении УПрК в рассечку контактной сети она подключается параллельно изолирующему сопряжению (ИС) (воздушному промежутку) с помощью разъединителей. Конденсаторы установки делятся на две ветви, соединённые параллельно. Защита установки продольной компенсации действует не на отключение (как в поперечной), а на её шунтирование. При этом электроснабжение тяги не нарушается.

Вопросу качества электроэнергии в системе тягового электроснабжения (СТЭ) уделяется большое внимание на железной дороге. Перемещение электровоза в пространстве и изменение потребляемой им мощности означает изменение не только электрических нагрузок, но и сопротивления ветвей, соединяющих нагрузку с питающими узлами. Это является основной причиной значительных и резких отклонений напряжения от номинального значения в электрических сетях, питающих тяговую нагрузку. Электровозы питаются от сети переменного тока через выпрямители, которые являются источниками токов высших гармоник (ВГ).

Электровозы являются однофазными электроприемниками, и их наличие вызывает несимметрию токов и напряжений в питающей сети, установление несинусоидальных режимов.

Негативное влияние ВГ оказывают на трансформаторы, установленные в электрических сетях, что в частности, ведет к увеличению активных потерь в них. При этом следует иметь в виду, что срок эксплуатации силовых трансформаторов, как правило, превышает нормативный срок службы, стоимость потерь в них за этот период может значительно превосходить стоимость самого трансформатора [53-55].

В трансформаторах дополнительные потери активной мощности на частотах ВГ выражаются формулой

$$\Delta P_{T\nu} = 3 \sum_{\nu=2}^n I_{T\nu}^2 \cdot R_{k\nu}, \quad (1.11)$$

где  $I_{T\nu}$  – ток  $\nu$ -й гармоники, проходящей через трансформатор;  $R_{k\nu}$  – сопротивление КЗ трансформатора на частоте  $\nu$ -й гармоники.

$$\Delta P_{T\nu} = 0,47 \cdot \Delta P_{kT} \sum_{\nu=2}^n K_{I(\nu)}^2 \cdot \sqrt{\nu}, \quad (1.12)$$

где  $\Delta P_{kT}$  – потери КЗ на частоте первой гармоники;  $K_{I(\nu)} = \frac{I_{\nu}}{I_{ном.тр}}$  – относительное значение ВГ тока.

Кроме потерь КЗ в активном сопротивлении, на частотах ВГ возникают добавочные потери  $\Delta P_{0\nu}$ , вызываемые вихревыми токами в сердечнике трансформатора, которые определяются по формуле

$$\Delta P_{0\nu} = 0,05 \cdot \Delta P_{T\nu} \cdot \nu^2. \quad (1.13)$$

В результате полные дополнительные потери  $\Delta P_{\Sigma\nu}$ , обусловленные токами ВГ, составляют

$$\Delta P_{полн.\nu} = \sum_{\nu=2}^n \Delta P_{T\nu} (1 + 0,05 \cdot \nu^2). \quad (1.14)$$

Суммарные потери активной мощности, т.е. потери на основной частоте с учетом потерь на частотах ВГ, будут определяться по выражению

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_i + \Delta P_{полн.\nu}, \quad (1.15)$$

где  $\Delta P_i$  – потери активной мощности в трансформаторе на основной частоте (от

первой гармонике);  $\Delta P_{полн.v}$  – полные дополнительные потери активной мощности, обусловленные токами ВГ.

Для системы тягового электроснабжения является справедливым:

- доля токов ВГ составляет от 10 % до 40 %, что соответствует наличию ВГ в сетях большинства промышленных предприятий;
- учет гармоник осуществляется по 11–ю включительно.

Решение проблемы несинусоидальности принципиально возможно при установке на каждой тяговой подстанции пассивных, гибридных и параллельных активных фильтров высших гармоник [56].

Для защиты от гармоник, вызванных наличием в сети нелинейных нагрузок, используются пассивные фильтры, включенные параллельно источнику гармоник, как настроенные на определенную гармонику, так и на гармоники верхних частот. Варианты схем пассивных фильтров:

- настроенные фильтры: с последовательным соединением R-L-C либо с цепочкой R-L-C, включенной последовательно с параллельной цепочкой R-C/L-R;
- фильтры верхних частот: звено R-C (первого порядка) либо звено C-RL или C-RC параллельно с L (второго порядка).

Для тиристорных выпрямителей обычно применяются фильтры, настроенные на 3-5-7-11-13-ю гармоники и плюс фильтр верхних частот – на 17-ю гармонику и выше. Добротность фильтров обычно составляет от 20 до 100 %.

Недостатками пассивных фильтров являются значительные капитальные затраты на реактивные элементы, большие требуемые площади. Им свойственно снижение эффективности фильтрации при колебаниях частоты и температуры элементов схемы. Ограничение числа звеньев фильтра вызывает ухудшение фильтрации.

Этих недостатков лишены фильтры, активно воздействующие на защищаемый от гармоник участок сети с помощью схем силовой электроники, управляемых маломощной схемой выделения гармоник в точке присоединения (активные фильтры).

Широкие возможности активных фильтров позволяют использовать их для решения большинства задач кондиционирования качества электроэнергии - это фильтрация гармоник, их подавление практически вплоть до полной ликвидации, управление реактивной мощностью для коррекции  $\cos \varphi$  и регулирования напряжения, балансирование несимметрии нагрузки, снижение фликера и др.

Ограничивает применение чисто активных фильтров их высокая стоимость, определяемая большой мгновенной мощностью, необходимой для фильтрации. Чисто активные фильтры должны при этом выдавать полную мощность нелинейной нагрузки по максимальным величинам токов и напряжений. Выход из положения – комбинация активных фильтров с простыми и надежными, хорошо освоенными пассивными фильтрами (гибридные фильтры).

Автоматическая коррекция параметров гибридных фильтров при изменениях режима в сети дает следующие преимущества:

- коррекция частотных характеристик в статических режимах работы сети;
- снижение отрицательного воздействия на фильтрацию от изменения частоты и параметров элементов фильтра во время работы;
- исключение возникновения резонансов на частотах, близких к фильтруемой гармонике;
- демпфирование резонансных явлений в пассивных элементах фильтров;
- снижение уровня гармоник тока в сети от разных источников высших гармоник [57].

Основываясь на [47], требования к показателям качества электроэнергии в устройствах тягового электроснабжения учитывают, что на электрифицированных участках железных дорог от шин тяговых подстанций получают питание нетяговые железнодорожные потребители, которые относятся к потребителям первой категории по обеспечению надежности электроснабжения (нагрузки СЦБ, связи и др.). Вследствие этого можно считать, что качество электроэнергии, отпускаемой нетяговым потребителям от шин тяговой подстанции, в лучшем случае, должно соответствовать требованиям качества напряжения для сетей общего назначения [58].

Согласно [59] планирование расхода электрической энергии на нетяговые нужды, учитывающие влияние условий производства, уровень использования достижений научно-технического прогресса и степень внедрения мероприятий по энергосбережению, должно учитывать современные требования, предъявляемые к методологии планирования электропотребления.

На основании приведенного материала можно сделать следующие выводы:

- тяговая нагрузка, связанная с работой железной дороги, носит колебательный характер и является источником высших гармоник [60] и токов обратной последовательности, что оказывает негативное влияние на энергосистему в целом;
- мероприятия системы тягового электроснабжения, рассмотренные в данной работе, интегрируются в энергосистему с большой мощностью короткого замыкания, что позволяет нивелировать влияние тяговой нагрузки на качество электроэнергии;
- наиболее существенным фактором, влияющим на качество электроэнергии, является небаланс трехфазного тока, обусловленный тяговой нагрузкой.

Коэффициент небаланса по току при наличии большой тяговой нагрузки может достигать 90%, поэтому должен производиться мониторинг этого показателя. Кроме того следует принимать во внимание возможное влияние этого небаланса на средства релейной защиты. Динамичное развитие железных дорог может привести к значительному повышению доли тяговых нагрузок. При этом возникает необходимость создания более надежных систем электроснабжения, что требует тесного взаимодействия между сетевыми операторами и железнодорожными компаниями для решения проблем, связанных со строительством и эксплуатацией перспективных систем электроснабжения железных дорог.

### 1.3 Эффективность работы силового оборудования тяговых подстанций, выработавшего свой ресурс

В настоящее время острой остается проблема функционирования основного трансформаторного и коммутационного оборудования. Это вызвано, в первую очередь, тем, что в эксплуатации находится много морально и физически устаревшего оборудования, изготовленного в 1950-1960-е годы.

В частности, уровень электрической прочности изоляции силовых трансформаторов на многих подстанциях снижен на 10-20% [61]. Недостаточная электродинамическая стойкость обмоток при КЗ, приводящая практически сразу к аварийному выходу трансформатора из строя с тяжелыми последствиями (пробой изоляции в месте остаточных деформаций и витковое замыкание), особенно трансформаторов со сроком службы более 25 лет.

Из трансформаторов, выработавших свой нормативный срок эксплуатации 25 лет, должны отбираться пробы внешней витковой изоляции верхних катушек обмоток для выявления степени полимеризации бумажной изоляции, которая не должна быть ниже 250 ед.

В месте деформации обмотки возможно также образование очага с ослабленной изоляцией, который может существовать много лет с интенсивным развитием частичных разрядов (ЧР), приводящих в конечном итоге к пробоям изоляции и витковому замыканию [30].

Число высоковольтных выключателей, отработавших установленный нормативными документами срок службы, составляет 40%. Понятно, что все эти выключатели полностью выработали свой срок службы.

Масляные и воздушные выключатели не обеспечивают требуемый в современных условиях уровень надежности. Поток отказов данных выключателей на порядок выше этого же параметра элегазовых выключателей [62]. Как известно, существует определенная зависимость характеристик надежности оборудования от продолжительности его эксплуатации  $t$ .

Для построения параметра потока отказов (точнее среднего параметра потока отказов или частоты отказов)  $\omega = f(t)$  необходимо располагать статистическими данными по отказам оборудования каждой возрастной группы.



Это не всегда достижимо. Поэтому, кроме  $\omega = f(t)$ , полезно иметь зависимость  $m = \varphi(t)$ , где  $m$  – число отказов оборудования заданной продолжительностью эксплуатации. Причина кроется в том, что  $\omega = \frac{m}{(n \cdot T)}$ , где  $n$  – общее число наблюдаемых объектов за время  $T$  [63]. В общем случае параметр потока отказов – это предел отношения вероятности отказа объекта  $Q(t, t + \Delta t)$  непосредственно после момента времени  $t$  в интервале  $(t, t + \Delta t)$  к продолжительности этого интервала при его неограниченном уменьшении

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{Q(t, t + \Delta t)}{\Delta t}. \quad (1.16)$$

Так же выделяют средний параметр потока отказов (частоту отказов), являющийся отношением математического ожидания числа отказов объекта  $M(t, t + t_0)$  за заданный после момента времени  $t$  интервал  $(t, t + t_0)$  к продолжительности этого интервала

$$\omega = \frac{M(t, t + t_0)}{t_0}. \quad (1.17)$$

Приближенным значением интервала является

$$\omega = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{M[m(t + \Delta t) - m(t)]}{\Delta t} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{M[m(\Delta t)]}{\Delta t}, \quad (1.18)$$

где  $m(t)$  – число отказов (случайная величина), наступивших от начального момента времени до достижения наработки  $t$ ;  $m(\Delta t) = m(t + \Delta t) - m(t)$  – число отказов на отрезке времени  $\Delta t$  [64].

В соответствии с показателями надежности выключатели имеют коммутационный ресурс.

Коммутационный ресурс – это допустимое для каждого полюса выключателя число операций отключения и включения при токах КЗ  $I_k$  и

нагрузочных токах  $I_{ном}$  без осмотра и ремонта дугогасительного устройства (замены контактной системы). В общем случае ресурс нормируется в технических условиях и эксплуатационной документации на выключателе.

Для сравнения в табл. 1.2 приведен коммутационный ресурс некоторых отечественных и зарубежных выключателей 110 – 750 кВ с  $I_{откл.ном} = 40$  кА.

Таблица 1.2 – Коммутационный ресурс выключателей

Тип выключателя	Напряжение, кВ	Число циклов отключения при токах		
		$(0,6 \div 1,0) I_{откл.ном}$	$(0,3 \div 0,6) I_{откл.ном}$	$I_{ном}$
Воздушный ВНВ	330-750	10	20	300
Маломасляный ВМТ	110-220	7	15	500
Элегазовый ВГУ	110-750	20	34	3000
ВГТ	110-220	20	34	3000
ВГБ	110-220	20	34	2500
ЛТВ	110	20	50	5000
НРЛ	220-500	20	50-65	2000-5000
РМ	110-500	20	40	2000

Как видно из данных (табл. 1.2), при отключении токов КЗ у современных элегазовых выключателей значение  $n_{откл}$  заметно превышает аналогичные показатели для воздушных и масляных выключателей [65, 66].

Ещё большей проблемой является большое количество опорной фарфоровой изоляции различного подстанционного оборудования железной дороги, которая так же выработала свой срок службы.

Разъединители наружной установки серий РЛМД, РНД, РВ и другие, а так же отделители серии ОД на 35 - 220 кВ в основном состоят из одной или двух колонок изоляторов, на фланцах которых смонтирована контактная система.

Электротехнический фарфор является композиционным материалом, состоящим в основном из кварцевых частиц, распределенных в стеклообразной

матрице. В процессе изготовления изолятора эти частицы подвергаются воздействию значительных растягивающих напряжений, возникающих при охлаждении фарфора после обжига из-за разных коэффициентов линейного расширения двух материалов. При действии этих напряжений могут зарождаться микротрещины в кварцевых частицах, стеклообразной матрице и на их границах. Этот процесс, в некоторой степени, характерен даже для доброкачественных изделий.

Надежность изолятора определяется, в первую очередь, качеством его фарфорового тела. При этом:

а) дефекты даже очень малых размеров (например, поверхностная трещина глубиной всего 0,1мм, расположенная у нижнего фланца изолятора) способны привести к разрушению изолятора;

б) длительность развития трещины от ее зарождения до излома фарфора трудно прогнозировать (от секунд до нескольких лет);

в) визуально обнаружить внутренние трещины фарфора (а также трещины, расположенные под фланцем изолятора) невозможно, а поверхностные трещины - очень трудно.

Воздействие на изолятор внешней силы приводит к появлению в нем дополнительных напряжений, разрушению новых частиц и скачкообразному росту микротрещин. При этом будут излучаться сигналы акустической эмиссии (АЭ). Количество их пропорционально числу разрушенных частиц, которое, в свою очередь, зависит от характера распределения их прочностей и от уровня приложенной нагрузки.

Важно отметить, что при первичном нагружении АЭ регистрируется даже у доброкачественных изделий. Описанное явление характерно для доброкачественного фарфора и получило название «эффект Кайзера». Для фарфора зависимость скорости  $V$  роста «магистральной трещины» (МТ) от величины коэффициента интенсивности напряжений  $K_I$  пропорциональна корню квадратному из длины трещины  $L$  и растягивающему напряжению:

$$K_i = A\sigma\sqrt{L}, \quad (1.19)$$

где  $A$  – коэффициент, зависящий от свойств материала.

Если длина трещины и приложенное напряжение таковы, что  $K_i$  меньше порогового коэффициента интенсивности  $K_o$ , то трещина не будет развиваться ( $V = 0$ ), то есть срок службы изделия не ограничен. Если же  $K_i > K_o$ , то трещина будет расти со скоростью

$$V = a \cdot K_{Ic}^n = \beta \cdot \left( \frac{K_b}{K_{Ic}} \right), \quad (1.20)$$

где  $n$  – параметр, равный для фарфора 30 – 40;  $K_{Ic}$  – критическое значение  $K_i$  (при изломе изделия);  $a$  и  $b$  – коэффициенты, зависящие от свойств материала.

Срок службы изделия с МТ, равный времени развития МТ до излома изделия, можно определить по формуле

$$T = \frac{2 \cdot L}{(n - 2) \cdot V}. \quad (1.21)$$

Поскольку показатель степени  $n$  для фарфора равен 30 – 40, срок службы изделия резко изменяется даже при небольшом изменении соотношения  $K_i/K_{Ic}$ .

Еще одной проблемой оборудования, выработавшего свой срок службы, являются потери электроэнергии. Потери электроэнергии в электрических сетях – важнейший экономический показатель их работы.

В процессе обследований, в первую очередь оценивают и анализируют техническое состояние оборудования, а точнее – его влияние на основной показатель энергоэффективности в электрических сетях (ЭС) – потери электроэнергии. Практика показала, что в ЭС велика доля технических потерь электроэнергии, обусловленная значительным физическим износом оборудования [67].

#### 1.4 Выводы по разделу 1

1. В процессе эксплуатации силовой трансформатор подвергается внешним и внутренним воздействиям. Надежность работы силового трансформатора напрямую зависит от раннего обнаружения развивающихся дефектов. Для определения остаточного ресурса и выработки рекомендаций по режимам работы силовых трансформаторов является целесообразным использовать анализ статистических данных состояния трансформатора за период эксплуатации.

2. Основным показателем надежной работы силового оборудования тяговой сети является удовлетворяющее нормам качество электроэнергии, которое определяется характером нагрузки и режимами работы электрооборудования. С учетом негативного влияния высших гармоник оптимальная загрузка силовых трансформаторов тяговых подстанций может быть рекомендована в диапазоне 15÷55% их номинальной мощности.

3. Технически устаревшее высоковольтное оборудование, выработавшее нормативный срок, не всегда удовлетворяет показателям надежности, требует прогнозирования его состояния для определения режимов его работы и выработки рекомендаций к замене, что позволит повысить надежность работы энергосистемы, значительно сократить потери электроэнергии.

## **2 МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА**

### **2.1 Аналитическая математическая модель надежности трансформатора**

По Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) [68], в отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на три категории [69].

Электроприемники первой категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения.

Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров.

Электроприемники второй категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники третьей категории – все остальные электроприемники, не подпадающие под определения первой и второй категорий.

С другой стороны, оценив ущерб, нанесенный потребителям перерывом электроснабжения, и убытки, связанные с аварийным ремонтом оборудования, можно ставить вопрос об оптимальном уровне надежности электроэнергетического оборудования, установок и систем. Поэтому создание новых и эксплуатация

существующих систем электроснабжения требует применения таких методов анализа и расчета надежности, которые позволили бы объективно учесть опыт эксплуатации, данные экспериментов, рассчитать надежность, проанализировать варианты по обеспечению надежности, обосновать ее повышение, прогнозировать надежность и исключить возможность катастрофического исхода аварий для людей и окружающей среды.

Поэтому для практических расчетов в системах тягового электроснабжения можно применить количественные характеристики надежности, полученные методами теории вероятности и математической статистики.

1) Вероятность безотказной работы  $P(t)$  – это вероятность того, что в заданном интервале времени  $t$  при определенных режимах и условиях эксплуатации не произойдет ни одного отказа:

$$P(t) = P\{T \geq t\}, \quad (2.1)$$

где  $T$  – время непрерывной работы системы до первого отказа.

Эта функция наиболее полно определяет надежность системы и ее отдельных элементов. На практике ее можно определить, зная статистические (эксплуатационные) данные об отказах, по выражению

$$P(t) = \frac{N_0 - n(t)}{N_0}, \quad (2.2)$$

где  $N_0$  – начальное число исследуемых элементов;  $n(t)$  – число элементов, отказавших за время  $t$ .

2) Вероятность отказа  $Q(t)$  – это вероятность того, что в заданном интервале времени  $t$  произойдет хотя бы один отказ:

$$Q(t) = P\{T \leq t\}. \quad (2.3)$$

Поскольку вероятность отказа и вероятность безотказной работы – события несовместные и противоположные, справедливо равенство

$$Q(t) = 1 - P(t). \quad (2.4)$$

Для статистического определения вероятности отказа можно пользоваться формулой

$$Q(t) = \frac{n(t)}{N_0}. \quad (2.5)$$

3) Интенсивность отказов  $\lambda(t)$  – представляет собой условную плотность вероятности возникновения отказа для рассматриваемого момента времени при условии, что до этого момента отказ не возник:

$$\lambda(t) = \frac{1}{P(t)} \cdot \frac{dQ(t)}{dt} = \frac{n(t)}{[N_0 - n(t)] \cdot t}. \quad (2.6)$$

Физический смысл плотности вероятности отказа – это количество отказов элемента на протяжении какого-либо достаточно малого интервала времени (единица измерения – 1/год или год<sup>-1</sup>).

4) Средняя наработка до отказа  $T_0$  – среднее время работы элемента от периода пуска в эксплуатацию до отказа

$$T_0 = \frac{\sum_{i=1}^N t_{p,i}}{N}, \quad (2.7)$$

где  $N$  – число испытываемых образцов;  $t_{p,i}$  – срок службы (наработка)  $i$ -го образца.

Достоинствами рассмотренных количественных характеристик надежности являются наглядность, учет факторов, влияющих на надежность, способность



отслеживать изменение надежности во времени и возможность использования до реализации системы, т.е. на этапе проектирования.

Основным недостатком является то, что оба показателя описывают надежность системы только до первого отказа, т.е. достаточно полно характеризуют только невосстанавливаемые системы. Для многократно восстанавливаемых систем необходимо использовать другие показатели.

Особенностью восстанавливаемых объектов является циклический характер работы, когда за работоспособным состоянием следует отказ, затем восстановление и повторный ввод в эксплуатацию. Таким образом, весь период жизни элемента является непрерывным потоком отказов и восстановлений (рис. 2.1).

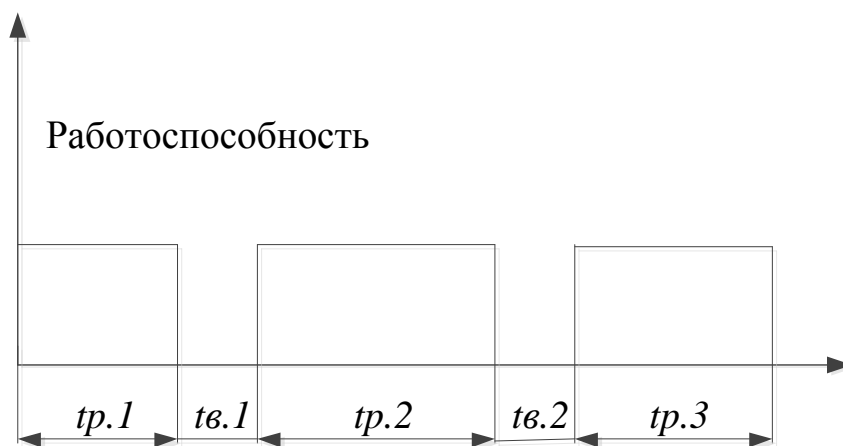


Рисунок 2.1 – Поток отказов и восстановлений

5) Основной числовой характеристикой восстанавливаемых систем является параметр потока отказов  $\omega(t)$  – плотность вероятности возникновения отказа восстанавливаемой системы (элемента), определяемая для заданного момента времени.

Если пренебречь временем восстановления, моменты возникновения отказов формируют непрерывный поток (поток отказов), в качестве характеристики которого используется «ведущая функция»  $\Omega(t)$  – математическое ожидание числа отказов за время  $t$ :

$$\Omega(t) = Mr(t), \quad (2.8)$$

где  $r(t)$  - число отказов за время  $t$ .

Частота отказов трансформаторов в значительной степени зависит от габаритов, класса напряжения и условий эксплуатации, у трансформаторов 330-500 кВ она не превышает 0,03-0,05 в стационарном режиме (табл. 2.1).

Таблица 2.1 – Показатели надежности трансформаторов

Напряжение, кВ	$\lambda$ , год <sup>-1</sup>	$\bar{t}_B$ , ч	$t_{пл}$ , ч/год	$\lambda_{пл}$ , год <sup>-1</sup>
6-20	0,008-0,080	60-100	10-15	0,25
35	0,005-0,020	90-150	25-30	0,3-0,7
110-154	0,005-0,050	100-200	30-40	0,3-1,0
220	0,02-0,08	150-250	40-50	0,4-1,0
330	0,05-0,10	200-300	50-60	0,5-1,5
500-750	0,05-0,15	250-350	60-80	0,5-2,0

Исследуя парк силовых трансформаторов и доверительные границы с вероятностью  $\alpha(0,9; 0,95; 0,99)$ , принята гипотеза об экспоненциальности распределения для наработки на отказ, так как благодаря плановой и внеплановой профилактике износные отказы исключены.

Число наблюдаемых наработок  $n$  связано с числом наблюдаемых отказов  $m$ . Если  $m \neq 0$ , то возможны два случая:

1. Регистрация всех наработок на отказ ( $m = n$ ).
2. Регистрация только числа отказов и полное время испытаний или наблюдений. Тогда максимальное число зарегистрированных наработок больше числа отказов на единицу. Минимальное число наработок равно числу отказов или максимальное число отказов равно числу наработок.

Из определения квантили [4] получаем

- при  $m = 0, n = 1$

$$P [2S\lambda \leq \chi^2(\alpha, 2)] = \alpha, \quad (2.9)$$

где  $S$  – суммарная наработка всех объектов;  $\chi^2(\cdot)$  – квантили распределения хи-квадрат с соответствующими степенями свободы  $k$ .

$$\lambda^B = \frac{\chi^2(\alpha, 2)}{(2 \cdot S)}; \quad (2.10)$$

$$P [2S\lambda > 0] = 1; \quad (2.11)$$

$$\lambda^H = 0. \quad (2.12)$$

- при  $m \neq 0, n = m$

$$P [2S\lambda \leq \chi^2(\alpha, 2 \cdot n)] = \alpha; \quad (2.13)$$

$$\lambda^B = \frac{\chi^2(\alpha, 2 \cdot m)}{(2 \cdot S)}; \quad (2.14)$$

где  $m$  – число отказов всех испытываемых объектов.

$$P [2S\lambda \geq \chi^2(1 - \alpha, 2 \cdot n)] = \alpha; \quad (2.15)$$

$$\lambda^H = \frac{\chi^2(1 - \alpha, 2 \cdot m)}{2 \cdot S}. \quad (2.16)$$

- при  $m \neq 0$  в случае регистрации только числа отказов

$$P [2S\lambda \leq \chi^2(\alpha, 2 \cdot m)] = \alpha. \quad (2.17)$$

Поскольку число наработок не больше, чем число отказов плюс один ( $n \leq m + 1$ ), то

$$\chi^2(\alpha, 2 \cdot n) \leq \chi^2(\alpha, 2 \cdot m + 2);$$

$$P [2S\lambda \leq \chi^2(\alpha, 2 \cdot m + 2)] = \alpha. \quad (2.18)$$

$$\lambda^s = \frac{\chi^2(\alpha, 2 \cdot m + 2)}{(2 \cdot S)}. \quad (2.19)$$

Из определения квантили [4] следует

$$P [2S\lambda > \chi^2(1 - \alpha, 2 \cdot m)] = \alpha. \quad (2.20)$$

Поскольку число отказов не более, чем число наработок ( $n \geq m$ ), то

$$\chi^2(1 - \alpha, 2 \cdot n) > \chi^2(1 - \alpha, 2 \cdot m);$$

$$P [2S\lambda > \chi^2(1 - \alpha, 2 \cdot m)] = \alpha; \quad (2.21)$$

$$\lambda^H = \frac{\chi^2(1 - \alpha, 2 \cdot m)}{(2 \cdot S)}. \quad (2.22)$$

Здесь

$$k = 2 \cdot m, \quad (2.23)$$

где  $k$  – число степеней свободы.

Для экспоненциального закона точечной оценки параметров среднего числа отказов определяется

$$\bar{\lambda} = \frac{(m - 1)}{S}, \text{ при } m > 1; \quad (2.24)$$

$$\bar{\lambda} = \frac{1}{S}, \text{ при } m=1. \quad (2.25)$$

Используя квантили распределения ХИ-квадрат  $\chi^2(\alpha, k)$  и  $\chi^2(1 - \alpha, k)$ , для числа отказов определяют верхнюю и нижнюю границы наработки на отказ [4, 70].

При исследовании надежности систем электроснабжения, как правило, используются теоретические законы нормального и экспоненциального распределения, закон Пуассона и распределение Вейбулла.

**Нормальный закон распределения** используется в том случае, когда доля внезапных отказов весьма мала, т.е. для систем, работающих в благоприятных условиях эксплуатации. Плотность нормального распределения для параметра наработки на отказ имеет следующий вид

$$f(t) = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \exp\left[-\frac{(t-T_0)^2}{2 \cdot \sigma \cdot f}\right], \quad (2.26)$$

где  $T_0$  – математическое ожидание случайной величины (средняя наработка на отказ);  $\sigma$  – среднее квадратическое отклонение времени между отказами.

Вероятность безотказной работы в течение требуемого времени  $t$  рассчитывается по формуле

$$P(t) = 0,5 + \frac{1}{2\pi} \int_0^z \exp\left(-\frac{z^2}{2}\right) dz, \quad (2.27)$$

где  $z = (T_0 - t) / \sigma$  – вспомогательная переменная;

Здесь  $\Phi(z) = \frac{1}{2\pi} \int_0^z \exp\left(-\frac{z^2}{2}\right) dz$  – функция Гаусса (интеграл вероятности).

Значения функции  $\Phi(z)$  принимаются по справочным таблицам.

Параметр потока отказов при нормальном распределении определяется по выражению

$$\omega(t) = \frac{\exp\left[\frac{(T_0 - t)^2}{2 \cdot \sigma^2}\right]}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma \cdot \Phi\left(\frac{T_0 - t}{\sigma}\right)}. \quad (2.28)$$

Графические зависимости для основных характеристик надежности при нормальном законе распределения представлены на рис. 2.2.

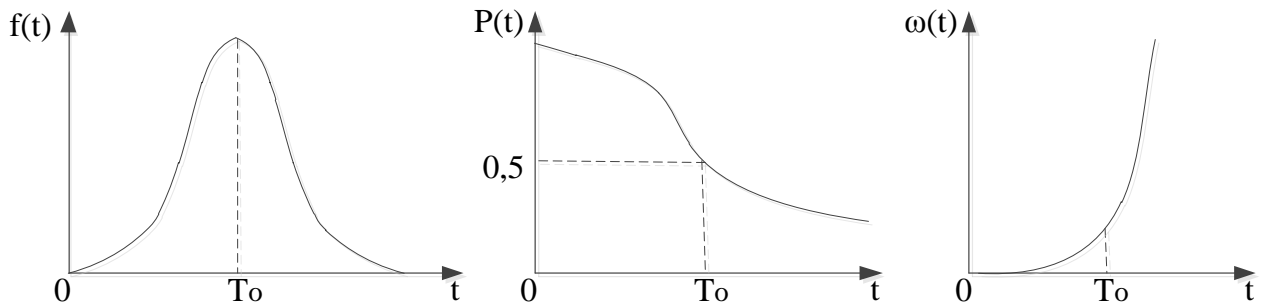


Рисунок 2.2 – Зависимости  $f(t)$ ,  $P(t)$  и  $\omega(t)$  для нормального закона

Из приведенных графиков видно, что параметр потока отказов увеличивается с течением времени, т.е. имеет место старение элементов.

**Экспоненциальный закон распределения** применяется для анализа сложных систем, работающих в тяжелых условиях, где преобладают внезапные отказы. Главной его особенностью является не зависимость потока отказов от времени эксплуатации:

$$f(t) = \lambda \cdot e^{-\lambda t}, \quad (2.29)$$

где  $\lambda = \omega(e) = const$  - интенсивность потока отказов;

$$P(t) = \exp\left(-\int_0^t \lambda(t) dt\right) = e^{-\lambda t}; \quad (2.30)$$

$$T_0 = \int_0^t e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda}. \quad (2.31)$$

Необходимо отметить, что при экспоненциальном законе математическое ожидание и среднеквадратическое отклонение совпадают с параметром закона

$(1/\lambda)$ . Это свойство часто используется на практике для проверки гипотезы об экспоненциальном характере изменения надежности.

**Распределение Пуассона** используется при исследовании надежности систем с простейшим потоком отказов, где случайная величина (число отказов в единицу времени) принимает только целые значения. Такая величина подчиняется распределению Пуассона

$$P(r) = \frac{a^r}{r!} \cdot e^{-a}, \quad (2.32)$$

где  $P(r)$  – вероятность появления  $r$  отказов в заданном интервале времени  $t$ ;  $a$  – среднее число отказов, приходящихся на интервал  $t$  (математическое ожидание).

**Распределение Вейбулла** применяется для аппроксимации статистических данных о времени восстановления. Это распределение может быть использовано также в качестве характеристики надежности систем в течение времени их приработки

$$F(t) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{t}{a}\right)^b\right], \quad (2.33)$$

где  $a$  и  $b$  – положительные постоянные, откуда

$$P(t) = 1 - F(t) = \exp\left[-\left(\frac{t}{a}\right)^b\right], \quad (2.34)$$

При значениях  $b < 1$  функция (2.32) характеризует вероятность безотказной работы элементов, у которых часто встречаются скрытые дефекты.

При  $b > 1$  функция характеризует надежность элементов, у которых быстро наступает износ.

При  $b=1$  распределение Вейбулла превращается в экспоненциальное распределение [4,71,72].

## **2.2 Численно – математическая модель надежности силового электрооборудования электрических подстанций**

### **2.2.1 Особенности нейронных сетей для прогнозирования надежности и эффективности элементов системы электроснабжения**

Прогнозирование надежности и пропускной способности системы электроснабжения обеспечивает основную исходную информацию для принятия решений при управлении электроэнергетическими системами в процессе планирования их нормальных электрических режимов. На основе прогнозирования нагрузок рассчитываются исходные и оптимальные режимы электроэнергетических систем, оценивается их надежность, экономичность, качество электроэнергии и т.п. Большинство алгоритмов прогнозирования электрической нагрузки, разработанных в электроэнергетике, представляют собой комбинацию различных статистических процедур. Существуют методы прогнозирования, в которых производится выделение так называемой базовой составляющей в изменениях нагрузки. Кроме этого есть методы, в которых изменения нагрузки рассматриваются как случайный процесс. Однако точное моделирование аналитическими методами является затруднительным из-за нелинейных и сложных отношений между нагрузкой и факторами, от которых она зависит. Помимо этого нужно заметить, что существующие методы прогнозирования электрической нагрузки и надежности элементов электроэнергетической системы не могут работать с «зашумленными» или неполными данными, в то время как в реальной жизни зачастую приходится иметь дело именно с такой информацией. Поэтому необходимы новые подходы и методы для прогнозирования электрической надежности электрооборудования и электрической нагрузки, которые бы могли учитывать данные различного рода, работать с неточными, неполными входными данными. Одним из таких новых, развивающихся подходов является метод, основанный на нечеткой логике и искусственных нейронных сетях (ИНС) [73 – 75].

Особенность применения нейронных сетей связана с тем, что они используют механизм обучения. Пользователь нейронной сети подбирает



представительные данные, а затем запускает алгоритм обучения, который автоматически настраивает параметры сети. При этом от пользователя, конечно, требуется какой-то набор эвристических знаний о том, как следует отбирать и подготавливать данные, выбирать нужную архитектуру сети и интерпретировать результаты [76 – 78].

Структура нейронных сетей тесно связана с используемыми алгоритмами обучения. В общем случае можно выделить три фундаментальных класса нейросетевых архитектур, широко применяемых для прогнозирования надежности и эффективности системы электроснабжения.

### **Однослойные сети прямого распространения.**

В однослойной нейронной сети нейроны располагаются по слоям. В простейшем случае в такой сети существует входной слой источника, информация от которого передается на выходной слой нейронов, но не наоборот. Такая сеть называется сетью прямого распространения или ациклической сетью.

На рис. 2.3 показана структура такой сети для случая четырех узлов в каждом из слоев (входном и выходном). Такая нейронная сеть называется однослойной, при этом под единственным слоем подразумевается слой вычислительных элементов (нейронов).

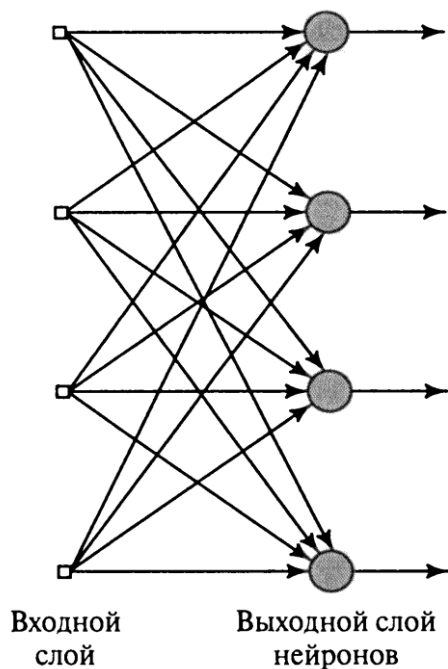


Рисунок 2.3 – ИНС прямого распространения с одним слоем

При подсчете числа слоев не принимаются во внимание узлы источника, так как они не выполняют вычислений. Для каждого нейрона сети помимо синаптических связей с элементами входного вектора настраивается связь с фиктивным единичным входом (коэффициент смещения).

Так как выходные переменные могут принимать как бинарные, так и аналоговые значения, выбор вида активационных функций ограничен

только областью допустимых значений выходных сигналов, принятой для нормализации.

### **Многослойные сети прямого распространения.**

Другой класс нейронных сетей прямого распространения характеризуется наличием одного или нескольких скрытых слоев, узлы которых называются скрытыми нейронами или скрытыми элементами. Функция последних заключается в посредничестве между внешним входным сигналом и выходом нейронной сети. Добавляя один или несколько скрытых слоев, мы можем выделить статистики высокого порядка. Такая сеть позволяет выделять глобальные свойства данных с помощью локальных соединений за счет наличия дополнительных синаптических связей и повышения уровня взаимодействия нейронов. Способность скрытых нейронов выделять статистические зависимости высокого порядка особенно существенна, когда размер входного слоя достаточно велик.

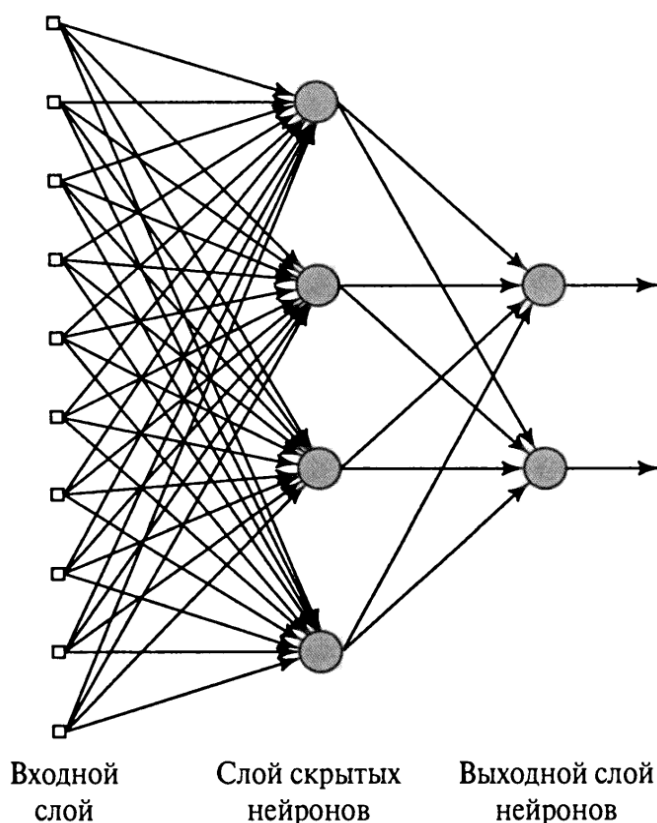


Рисунок 2.4 – Полносвязная нейронная сеть прямого распространения с одним скрытым и одним выходным слоем

Узлы источника входного слоя сети формируют соответствующие элементы шаблона активации (входной вектор), которые составляют входной сигнал, поступающий на нейроны (вычислительные элементы) второго слоя (т.е. первого скрытого слоя). Выходные сигналы второго слоя используются в качестве входных для третьего слоя и т.д. Обычно выходные сигналы нейронов предыдущего слоя используют в качестве входных сигналов нейронов выходного (последнего) слоя сети

определяет общий отклик сети на данный входной образ, сформированный узлами источника входного (первого) слоя.

Сеть, показанная на рис. 2.4, называется сетью 10-4-2, так как она имеет 10 входных, 4 скрытых и 2 выходных нейрона. В общем случае сеть прямого распространения с  $m$  входами,  $h_1$  нейронами первого скрытого слоя,  $h_2$  нейронами второго скрытого слоя и  $q$  нейронами выходного слоя называется сетью  $m-h_1-h_2-q$ . Нейронная сеть, показанная на рис.2.4, считается полносвязной в том смысле, что все узлы каждого конкретного слоя соединены со всеми узлами смежных слоев. Если некоторые из синаптических связей отсутствуют, такая сеть называется неполносвязной.

### Рекуррентные сети.

Рекуррентная нейронная сеть отличается от сети прямого распространения наличием, по крайней мере, одной обратной связи. Например, рекуррентная сеть может состоять из единственного слоя нейронов, каждый из которых направляет свой выходной сигнал на входы всех остальных нейронов слоя.

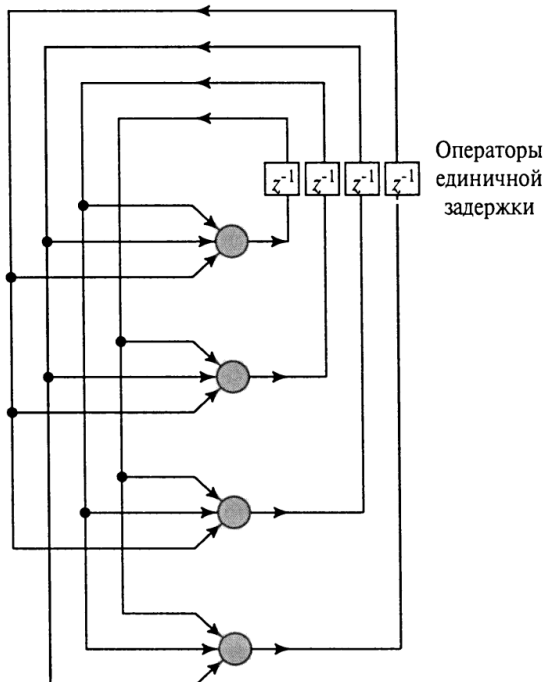


Рисунок 2.5 – Рекуррентная ИНС прямого распространения с одним скрытым и одним выходным слоем

Архитектура такой нейронной сети показана на рис. 2.5. В приведенной структуре отсутствуют обратные связи нейронов с самими собой. Рекуррентная сеть, показанная на рис. 2.5, не имеет скрытых нейронов.

На рис. 2.6 показан другой класс рекуррентных сетей со скрытыми нейронами. Здесь обратные связи исходят как из скрытых, так и из выходных нейронов.

Наличие обратных

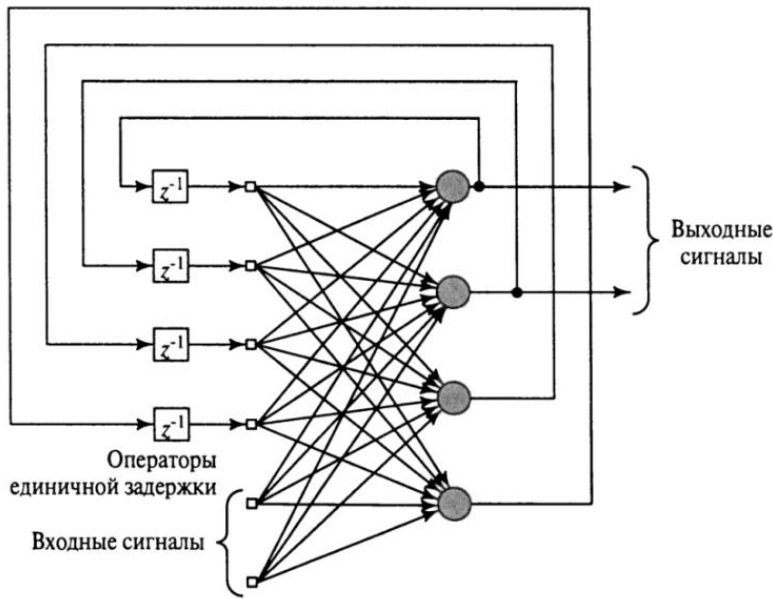


Рисунок 2.6 – Рекуррентная нейронная сеть без скрытых нейронов и обратных связей нейронов с самими собой

содержатся нелинейные нейроны [38].

связей в сетях, показанных на рис. 2.5 и 2.6, оказывает непосредственное влияние на способность таких сетей к обучению и на их производительность. Более того, обратная связь подразумевает использование элементов единичной задержки (они обозначены как  $z^{-1}$ ), что приводит к нелинейному динамическому поведению, если, конечно, в сети

### 2.2.2 Численно – математическая модель на основе ИНС для прогнозирования надежности электрооборудования

Наиболее широко применяемой искусственной нейронной сетью для решения задач надежности используется многослойная нейронная сеть, например с обратными связями. Такая ИНС представляет собой многослойный персептрон [79]. На входы нейронов скрытого и выходного слоёв можно подавать смещение (параметр правдоподобия). Любой нейрон такой сети связан со всеми нейронами предыдущих и последующих слоёв. Эти связи характеризуются весовыми коэффициентами [80]. Внутри слоя нейроны не имеют связи друг с другом. Входными величинами являются значения  $X_1, X_2, \dots, X_N$ , полученные на основе оценивания состояния элементов трансформатора в процессе проведения испытаний [81].

Для обучения ИНС используется алгоритм обратного распространения ошибки совместно с одним из алгоритмов поиска экстремума, например, метод градиентного спуска или генетический алгоритм (ГА) [82].

После установки начальных условий (первоначальных значений весовых коэффициентов, числа обучающих образцов, коэффициента скорости обучения, момента ускорения обучения, задания малой величины ошибки обучения) определяются значения входных величин  $X_1, X_2, \dots, X_N$ , которые нормализуются. Работа ИНС сводится к решению задачи определения для каждого параметра (образца) такого аналога. Чтобы величина ошибки не превышала заданного значения, она определяется по выражению

$$SP = 0,5(GD - NH)^2, \quad (2.35)$$

где  $GD$  – заданное значение выходного параметра;  $NH$  – расчетное значение того же параметра.

Для ускорения процесса обучения определяются экспериментально и принимаются пределы изменения коэффициентов:

- скорости обучения  $LOP = 0,6 - 0,8$ ;
- момент ускорения обучения  $HLDM = 0,8 - 0,9$ .

После использования всех массивов с входными образцами вычисляется суммарная ошибка, величина которой не должна превышать  $\varepsilon = 10^{-6}$ . Длительность процесса вычисления с использованием алгоритма обратного распространения зависит от многих факторов, в том числе и от выбора активационной функции.

В данной модели использована нелинейная функция активации с насыщением – логическая функция (сигмоид), определяемая по формуле

$$f(S) = \frac{1}{1 + e^{-as}}. \quad (2.36)$$

При уменьшении параметра  $a$  сигмоид становится более пологим, в пределе (при  $a = 0$ ) вырождается в горизонтальную линию на уровне 0,5, при увеличении параметра  $a$  сигмоид приближается к виду функции единичного скачка. Из выражения сигмоида очевидно, что выходные значения нейрона должны находиться в диапазоне от 0 до 1. Кроме того, такая функция обладает свойством

усиливать малые сигналы лучше, чем большие и предотвращать насыщение от больших сигналов, так как они соответствуют областям аргументов, где сигмоид имеет наклон.

При использовании сигмоидальной функции в качестве активационной функции наблюдается наличие локальных экстремумов, что приводит к увеличению времени поиска глобального экстремума. Для отыскания глобального экстремума, в данном случае, применяется генетический алгоритм.

В качестве оптимизационных параметров при работе ГА были приняты переменные:  $V_{ji}$ ,  $V_{lj}$  – весовые коэффициенты, соответственно, между нейронами  $j$ -го и  $i$ -го слоя, а так же  $l$ -го и  $j$ -го слоя;  $NOB$ ,  $NOB1$  – коэффициенты смещения для слоёв соответственно;  $TOR$  – число итерации.

Применение ГА позволяет достаточно быстро отыскать экстремум функции активации при числе итераций алгоритма обратного распространения от 3 до 10, при этом точность обучения находится в заданном диапазоне.

Одним из факторов, влияющих на точность прогнозирования параметров трансформатора, является нормирование входных данных. При использовании логистической активационной функции необходимо, чтобы каждое значение, подаваемое на вход ИНС, находилось в интервале от 0 до 1.

Наиболее простой способ нормирования входных величин может быть представлен функцией

$$P_i^H = \frac{P_i}{P_{max}}, \quad (2.37)$$

где  $P_i$  – значение параметра, подаваемое на  $i$ -й входной нейрон;  $P_{max}$  – максимальное значение в выборке;  $P_i^H$  – нормированное значение. Недостатком такого нормирования является то, что все данные после нормирования находятся в интервале от 0,8 до 1.

Наиболее приемлемых для нормирования исходных данных, в нашем случае, является выражение, представленное формулой

$$P_i^n = \frac{P_i}{K}, \quad (2.38)$$

где  $K$  – принимает значения, чтобы выполнялось неравенство  $P_i < K$ .

Подбирая величину  $K$  можно получить нормированные значения, находящиеся в любой точке интервала от 0 до 1. Параметр  $K$  может подбираться как для каждой  $i$ -й выборки независимо, так и может быть единым для всех выборок, участвующих в обучении нейронной сети [37].

## **2.3 Математическая модель несимметричных режимов и параметров фазосимметрирующих устройств в системе тягового электроснабжения**

### **2.3.1 Общие сведения и постановка задачи**

Электроприемники железнодорожных потребителей предназначены для работы при номинальных параметрах (частоте, напряжении, токе), изменяющихся по синусоидальному закону, поэтому вопросам качества электроэнергии в системах электроснабжения железной дороги уделяется особое внимание.

Качество электроэнергии может изменяться в зависимости от режима как системы электроснабжения (СЭС) в целом, так и технологического процесса потребителя. В СЭС возможно отклонение от требований качества, которые определяются показателями качества электроэнергии или его характеристиками, характеризующимися ГОСТ 32144 – 2013. Это может привести к недоотпуску продукции, увеличению потерь электроэнергии и нарушению работы электрооборудования [83]. Особенно актуально качество электроэнергии в системах железнодорожного электроснабжения, в том числе – тяговых и нетяговых потребителей, сигнализации, централизации и блокировки (СЦБ).

Электроподвижной состав (ЭПС) является чисто однофазной нагрузкой большой мощности. При прохождении ЭПС на фидерной зоне происходит коммутации тока вентилей выпрямителя, которая происходит в начале каждого полупериода переменного напряжения. Причем чем мощнее потребитель, тем большая степень этого искажения может быть получена в точке присоединения к сети системы электроснабжения. Физическая сущность искажения

синусоидальности переменного напряжения заключается в возникновении режима короткого замыкания цепи переменного тока (обмоток трансформатора) в интервалы коммутации токов вентилей выпрямителя электровоза, в режиме тяги или инвертора в режиме рекуперативного торможения, в результате которого на этих интервалах происходит провал в кривой синусоидального напряжения. Эти провалы искажают форму кривой напряжения и приводят к возникновению высших гармонических составляющих, наибольшими из которых являются нечетные 3-я, 5-я и 7-я гармоники. При этом режим тяги электровоза по сравнению с режимом рекуперативного торможения является наибольшим как по степени нагрузки, так и по времени его применения при движении поезда по участку железной дороги [84].

Тяговая подстанция переменного тока имеет, как правило, два плеча питания, рис. 2.7. На каждое плечо подается напряжение той или иной фазы питающей системы. Каждая тяговая подстанция, подключенная к трехфазной сети, питает только две однофазные нагрузки, поэтому создаваемые электрической тягой нагрузки в трехфазной электрической сети, определяемые токами  $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$ , не являются симметричными [85].

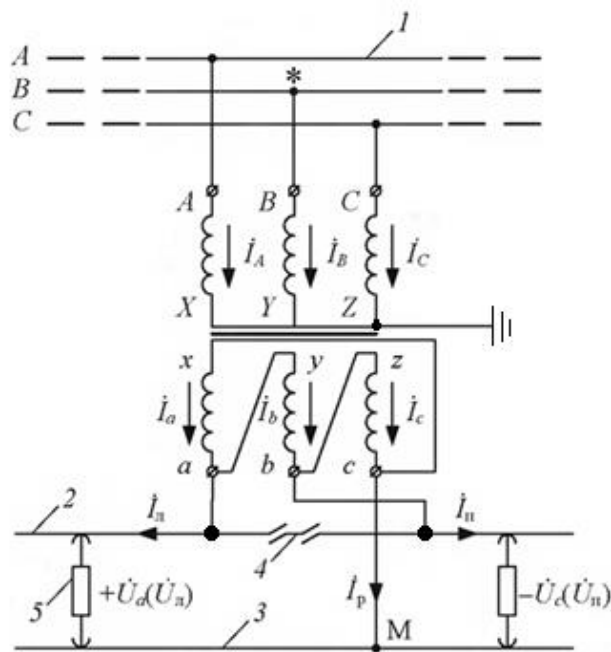


Рисунок 2.7 – Схема питания тяговой сети однофазного тока с помощью трехфазного трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Δ-11  
1 – трехфазная ЛЭП, 2 – контактная сеть, 3 – рельсы, 4 – нейтральная вставка, 5 – электровоз



Электродвижущие силы (ЭДС), напряжения и токи в трехфазной цепи образуют соответственно трехфазную систему ЭДС, напряжений и токов. Если все ЭДС, напряжения или токи равны между собой и сдвинуты относительно друг друга на  $120^\circ$  ( $2\pi/3$ ), то такие системы ЭДС, напряжений и токов являются симметричными [86, 87].

Симметричная трехфазная система напряжений может быть представлена тремя выражениями

$$U_A = U_m \sin(\omega t + \psi_0); \quad (2.39)$$

$$U_B = U_m \sin(\omega t + \psi_0 - 120^\circ); \quad (2.40)$$

$$U_C = U_m \sin(\omega t + \psi_0 - 240^\circ), \quad (2.41)$$

где  $\psi_0$  – начальная фаза напряжения  $U_A$ .

При симметричной трехфазной системе:

$$|U_A| = |U_B| = |U_C|; \quad (2.42)$$

$$\varphi_{AB} = \varphi_{BC} = \varphi_{CA}; \quad (2.43)$$

$$\varphi_{AB} = 120^\circ.$$

Если значения напряжений фаз оказываются различными или углы между фазами не равны  $120^\circ$ , то симметричная система преобразуется в несимметричную.

Для удобства расчетов несимметричная трехфазная система векторов  $|U_A| \neq |U_B| \neq |U_C|$  или  $\varphi_{AB} \neq \varphi_{BC} \neq \varphi_{CA}$ , или оба фактора вместе разлагается на симметричные составляющие

– прямой последовательности

$$U_{A(1)} = \frac{1}{3}(\dot{U}_A + a\dot{U}_B + a^2\dot{U}_C); \quad (2.44)$$

– обратной последовательности

$$U_{A(2)} = \frac{1}{3}(\dot{U}_A + a^2\dot{U}_B + a\dot{U}_C); \quad (2.45)$$

– нулевой последовательности

$$U_{A(0)} = \frac{1}{3}(\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C). \quad (2.46)$$

Здесь оператор определяется выражением

$$a = \frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \text{ и } a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}. \quad (2.47)$$

Для симметричных систем напряжений прямой и обратной последовательностей можно записать:

– прямая последовательность

$$\dot{U}_{B(1)} = a^2\dot{U}_{A(1)}; \quad (2.48)$$

$$\dot{U}_{C(1)} = a\dot{U}_{A(1)}; \quad (2.49)$$

– обратная последовательность

$$\dot{U}_{B(2)} = a\dot{U}_{A(2)}; \quad (2.50)$$

$$\dot{U}_{C(2)} = a^2\dot{U}_{A(2)}; \quad (2.51)$$

– нулевая последовательность

$$\dot{U}_{A(0)} = \dot{U}_{B(0)} = \dot{U}_{C(0)} = \dot{U}_{(0)}. \quad (2.52)$$

Используя такой метод, можно считать, что симметричные составляющие разных фаз не зависят друг от друга.

Количественно несимметрия токов и напряжений оценивается величиной коэффициента несимметрии:

– тока

$$\alpha_i = \frac{|I_2|}{|I_1|}; \quad (2.53)$$

– напряжений по обратной последовательности

$$K_{2U} = \frac{|U_2|}{|U_1|}; \quad (2.54)$$

– напряжений по нулевой последовательности

$$K_{0U} = \frac{U_0}{U_{\text{ном.ф}}}, \quad (2.55)$$

где  $I_2, I_1$  – токи обратной и прямой последовательностей соответственно;  $U_2, U_1, U_0$  – напряжение обратной, прямой и нулевой последовательности;  $U_{\text{ном.ф}}$  – номинальное фазное напряжение [88, 89].

### 2.3.2 Расчетная модель несимметрии напряжений

Выражение напряжения обратной последовательности имеет вид

$$U_2 = I_{2\Sigma} \cdot z_{2\Sigma}, \quad (2.56)$$

где  $I_{2\Sigma}$  – эквивалентный ток обратной последовательности, обусловленный несимметричными нагрузками;  $z_{2\Sigma}$  – сопротивление обратной последовательности сети.

Ток обратной последовательности  $I_2$  и его начальная фаза  $\varphi_{I2}$  при подключении трех однофазных нагрузок на линейные напряжения  $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$ ,  $U_{CA}$  могут быть представлены в виде

$$I_2 = I_{2\Sigma} = \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \sqrt{I_{AB}^2 + I_{BC}^2 + I_{CA}^2 - I_{AB} \cdot I_{BC} - I_{BC} \cdot I_{CA} - I_{CA} \cdot I_{AB}}; \quad (2.57)$$

$$\varphi_{I2} = \arctg \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{I_{AB} + I_{BC} - 2 \cdot I_{CA}}{I_{AB} - I_{BC}} - \varphi_H. \quad (2.58)$$

При задании полных мощностей выражение (2.57, 2.58) примет вид

$$I_2 = \frac{\sqrt{3}}{3 \cdot U_{НОМ}} \cdot \sqrt{S_{AB}^2 + S_{BC}^2 + S_{CA}^2 - S_{AB} \cdot S_{BC} - S_{BC} \cdot S_{CA} - S_{CA} \cdot S_{AB}}; \quad (2.59)$$

$$\varphi_{I2} = \arctg \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{S_{AB} + S_{BC} - 2 \cdot S_{CA}}{S_{AB} - S_{BC}} - \varphi_H. \quad (2.60)$$

Относительное значение модуля  $Z_{2\Sigma}^*$ , а также фазы эквивалентного сопротивления обратной последовательности секции питающих шин имеет вид

$$Z_{2\Sigma}^* = \frac{S_{HOM\Sigma}}{\sqrt{\left(\sum_{n=1}^{n_l} S_{HOM n}^{(Л)} \cdot y_n^{(Л)} \cdot \cos \varphi_n + \sum_{l=1}^q S_{pl}^{(НЛ)} \cdot y_l^{(НЛ)} \cdot \cos \varphi_l\right)^2 + \left(\sum_{n=1}^m S_{HOM n}^{(ЛЛ)} \cdot y_n^{(Л)} \cdot \sin \varphi_n + \sum_{l=1}^q S_{pl}^{(НЛ)} \cdot y_l^{(НЛ)} \cdot \sin \varphi_l\right)^2}} \rightarrow \quad (2.61)$$

$$\arg z_{2\Sigma}^* = \frac{\sum_{n=1}^m S_{HOM n}^{(ЛЛ)} \cdot y_n^{(Л)} \cdot \sin \varphi_n + \sum_{l=1}^q S_{pl}^{(НЛ)} \cdot y_l^{(НЛ)} \cdot \sin \varphi_l}{\sum_{n=1}^m S_{HOM n}^{(Л)} \cdot y_n^{(Л)} \cdot \cos \varphi_n + \sum_{l=1}^q S_{pl}^{(НЛ)} \cdot y_l^{(НЛ)} \cdot \cos \varphi_l}, \quad (2.62)$$

где  $S_{HOM n}^{(Л)}$  и  $\varphi_n$  – номинальная полная мощность и фазовый угол  $n$ -го присоединения линейной части нагрузки;  $S_{pl}^{(НЛ)}$  и  $\varphi_l$  – расчетное значение мощности и соответствующий ей угол нелинейной нагрузки  $l$ -го присоединения;  $y_n^{(Л)}$  – относительная проводимость обратной последовательности  $n$ -го вида линейной нагрузки;  $y_n^{(НЛ)}$  – относительная проводимость обратной последовательности нелинейной нагрузки при мощности  $S_{pl}^{(НЛ)}$ ;  $S_{HOM\Sigma}$  – полная номинальная мощность нагрузок подстанции.

Последние выражения можно представить в более компактном виде

$$Z_{2\Sigma}^* = \frac{\sqrt{\left(\sum_{l=1}^n S_{HOM l} \cdot \cos \varphi_l\right)^2 + \left(\sum_{l=1}^n S_{HOM l} \cdot \sin \varphi_l\right)^2}}{\sqrt{\left(\sum_{l=1}^n S_{HOM l} \cdot y_l \cdot \cos \varphi_l\right)^2 + \left(\sum_{l=1}^n S_{HOM l} \cdot y_l \cdot \sin \varphi_l\right)^2}}; \quad (2.63)$$

$$\arg z_{2\Sigma}^* = \operatorname{arctg} \frac{\sum_{l=1}^n S_{HOM n} \cdot y_l \cdot \sin \varphi_l}{\sum_{l=1}^n S_{HOM n} \cdot y_l \cdot \cos \varphi_l}, \quad (2.64)$$

где  $S_{HOM l}$ ,  $y_l$ ,  $\varphi_l$  – полная номинальная мощность, фазовый угол и относительное значение проводимости обратной последовательности  $i$ -го присоединения линейной (нелинейной) части нагрузки.

На практике возникает необходимость оценивать параметры несимметричного режима в узлах сети, где нет несимметричных нагрузок. В этом случае расчет основывается на использовании схемы замещения обратной последовательности сети.

Схема замещения для токов обратной последовательности аналогична схеме прямой последовательности, все элементы схемы вводят своими сопротивлениями обратной последовательности. Несимметричная нагрузка представляет источник тока обратной последовательности.

Ток обратной последовательности в  $q$ -й ветви  $\dot{I}_{2q}$ , обусловленный источником тока обратной последовательности в  $p$ -й ветви  $\dot{I}_{2p}$ , определяется выражением

$$I_{2n} = \dot{K}_{2pq} \cdot \dot{I}_{2p}, \quad (2.65)$$

где  $\dot{K}_{2pq}$  - коэффициент распределения токов обратной последовательности между  $p$ -й и  $q$ -й ветвями схемы замещения.

При нескольких источниках несимметрии, подключенных к различным узлам сети имеем

$$\dot{I}_{2q} = \sum_{p=1}^S K_{2pq} \cdot \dot{I}_{2p}. \quad (2.66)$$

В последнем случае более целесообразно применять метод узловых напряжений. Система узловых напряжений в матричной форме имеет вид

$$\left| \dot{G}_{2lj} \right| \cdot \left| \dot{J}_{2l} \right| = \left| \dot{I}_{2l} \right|, \quad (2.67)$$

где  $\left| \dot{G}_{2lj} \right|$  – матрица взаимных проводимостей между узлами схемы замещения обратной последовательности;  $\left| \dot{J}_{2l} \right|$  и  $\left| \dot{I}_{2l} \right|$  – матрицы узловых напряжений и токов обратной последовательности.

Ток обратной последовательности несимметричной нагрузки [90] находится по формуле

$$I_2 = I_{2\Sigma} = \frac{\sqrt{3}}{3 \cdot U_{НОМ}} \cdot \sqrt{S_{AB}^2 + S_{BC}^2 - S_{AB} \cdot S_{BC}} ; \quad (2.68)$$

$$\varphi_2 = \varphi_{2\Sigma} = \operatorname{arctg} \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{S_{AB} + S_{BC}}{S_{AB} - S_{BC}} . \quad (2.69)$$

Коэффициент обратной последовательности определяется по выражению

$$\varepsilon_2 = \frac{\sqrt{3} \cdot I_2 \cdot U_{НОМ}}{S_K} \cdot 100\% . \quad (2.70)$$

Мощность батареи конденсатора (БК) для полного устранения несимметрии определяется по формуле

$$Q_\Sigma = \sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot I_2 \cdot (\sqrt{3} \cdot \sin \varphi_{2\Sigma} - \cos \varphi_{2\Sigma}) \quad (2.71)$$

Распределение БК определяется по выражению

$$Q_{BC} = \frac{2}{3 - \sqrt{3} \cdot \operatorname{ctg} \varphi_{2\Sigma}} \cdot Q_\Sigma \quad (2.72)$$

### **Проверка правильности решения.**

Ток обратной последовательности симметрирующих устройств (СУ) проверяется по формуле

$$I_{2СУ} = \frac{\sqrt{3}}{3 \cdot U_{НОМ}} \cdot \sqrt{Q_{BC}^2 + Q_{CA}^2 - Q_{BC} \cdot Q_{CA}} . \quad (2.73)$$

Начальная фаза тока находится по выражению

$$\varphi_{CV} = \arctg \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{2 \cdot Q_{CA} - Q_{BC}}{Q_{BC}} - \varphi_{CV}. \quad (2.74)$$

### 2.3.3 Расчетная модель фильтрокомпенсирующего устройства с изменяемыми параметрами

Определение фильтрокомпенсирующего устройства при наличии симметрирующего устройства, например батареи конденсаторов, может быть представлено математической моделью [91].

Для определения остаточного напряжения  $n$ -й гармоники находятся значения коэффициентов  $\rho_{BC}$  и  $\rho_{CA}$  по формулам

$$\rho_{BC} = \frac{1}{1 + \frac{3 \cdot k_{p\ BC} \cdot v_p^2}{1 - v_{q^*}^2}}; \quad (2.75)$$

$$\rho_{CA} = \frac{1}{1 + \frac{3 \cdot k_{p\ CA} \cdot v_p^2}{1 - v_{q^*}^2}}; \quad (2.76)$$

$$k_{p\ BC(CA)} = \frac{Q_{BC(CA)}}{S_k}. \quad (2.77)$$

Тогда остаточное напряжение  $n$ -й гармоники для различных фаз будет определено по выражению

$$U_{n\ AB} = \frac{\sqrt{3 \cdot (\rho_{BC}^2 + \rho_{CA}^2 + \rho_{BC} \cdot \rho_{CA})}}{1 + \rho_{BC} + \rho_{CA}} \cdot U_{n^*}; \quad (2.78)$$



$$U_{n BC} = \frac{\rho_{BC} \cdot \sqrt{3 \cdot (1 + \rho_{CA} + \rho_{CA}^2)}}{1 + \rho_{BC} + \rho_{CA}} \cdot U_{n^*}; \quad (2.79)$$

$$U_{n CA} = \frac{\rho_{CA} \cdot \sqrt{3 \cdot (1 + \rho_{BC} + \rho_{BC}^2)}}{1 + \rho_{BC} + \rho_{CA}} \cdot U_{n^*}. \quad (2.80)$$

Доля тока, протекающего через каждое плечо фильтра, находится по выражению

$$\sigma_n^{BC} = \frac{1 + 0,5 \cdot (\rho_{CA} + \rho_{CA}^2)}{1 + \rho_{BC} + \rho_{CA}}; \quad (2.81)$$

$$\sigma_n^{CA} = \frac{1 + 0,5 \cdot (\rho_{BC} + \rho_{BC}^2)}{1 + \rho_{BC} + \rho_{CA}}. \quad (2.82)$$

Суммарный ток высшей гармоники, протекающий через плечи фильтра, определяется по формулам

$$I_{v\Sigma}^{BC} = \sqrt{I_n^2 + (I_n \cdot \sigma_n^{BC})^2}; \quad (2.83)$$

$$I_{v\Sigma}^{CA} = \sqrt{I_n^2 + (I_n \cdot \sigma_n^{CA})^2}. \quad (2.84)$$

Для определения величины полной компенсации мощность БК должна удовлетворять условию

$$Q_{BC(CA)} \geq 1,2 \cdot U_{НОМ БК} \cdot I_{v\Sigma}^{BC(CA)} \quad (2.85)$$

Выполнение условия (2,85) позволит обеспечить гарантированную компенсацию реактивной мощности в сети электроснабжения железной дороги.

Предложенный алгоритм позволяет выполнить подстройку ФКУ на наиболее выраженную гармонику, например, возникающую при прохождении тяжеловесных составов.

## 2.4 Выводы по разделу 2

1. При исследовании надежности систем тягового электроснабжения предпочтительными являются теоретические законы нормального и экспоненциального распределения, которые имеют простоту представления и приемлемую точность. Частота отказов электрооборудования тяговых подстанций, в частности – трансформаторов, в значительной степени зависит от установленной мощности, класса напряжения и условий эксплуатации.

2. Для решения задач надежности успешно можно использовать многослойную нейронную сеть, которая представляет собой многослойный персептрон с алгоритмом обучения обратного распространения ошибки. В качестве активационной функции предпочтительно реализовать логистическую функцию распределения, устойчивую в интервале от -1 до 1, что предопределяет нормирование исходных данных. Работу ИНС с каждой выборкой данных рекомендуется построить по общепринятой схеме: обучение ИНС и определение весовых коэффициентов, тестирование с использованием полученных весовых коэффициентов, прогнозирование величины с использованием ИНС.

3. При несимметрии нагрузок в тяговой сети управление компенсационными СУ целесообразно осуществлять по токам, мощностям или проводимостям обратной последовательности одной из нагрузок с корректированием степени симметрирования нагрузок в зависимости от взаимного характера несимметрии в смежных узлах сети.

4. Расчетная модель фильтрокомпенсирующего устройства предопределяет применение расчетных выражений для определения и настройки симметрирующего устройства на токи гармонических составляющих спектра, наиболее выраженных для данного участка электрической сети тягового электроснабжения с учетом изменяющегося характера нагрузки.

### 3 КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ И КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ СИСТЕМЫ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ПУТИ ИХ УЛУЧШЕНИЯ

#### 3.1 Анализ надежности элементов трансформатора на основе статистических данных

Наработанные статистические данные по эксплуатации основных элементов системы электроснабжения являются основой для всестороннего анализа их работоспособности и выработки путей повышения их надежной эксплуатации. Наиболее дорогостоящим элементом системы электроснабжения является силовой трансформатор, выход которого из строя влечет большие затраты как на его замену, так и на замену сопутствующего оборудования.

Основываясь на статистических данных [92, 93], систематизированных в табл. 3.1, наиболее повреждаемыми частями силовых трансформаторов являются: обмотка – 52%, вводы – 27%, прочие повреждения – 21%. Процент повреждения обмоток трансформатора распределяется по ее элементам следующим образом: главная изоляция – 12%, витковые и межкатушечные замыкания – 28%, термические и динамические воздействия – 12%.

Таблица 3.1 – Наиболее повреждаемые части трансформаторов 35 – 110 кВ

Место повреждения	Наработка, лет				
	0-5	6-15	16-20	26-39	40 и более
Обмотки	16	13	39	30	3
ПУ	8	10	18	23	5
Ввод	7	4	5	8	1
Магнитопровод	2	4	6	2	2

Используя номенклатуру показателей надежности, адаптированную для электрического оборудования системы тягового электроснабжения, определен средний параметр потока отказов силовых автоматических выключателей, так как

последние обеспечивают безаварийную работу СТ. Число отказов (0, 1, 2) означенного оборудования при производственной деятельности представлено по месяцам (I, II, III, ..., XI, XII) за один год следующим рядом:

I-0, II-1, III-0, IV-1, V-1, VI-0, VII-2, VIII-0, IX-0, X-0, XI-0, XII-0.

Число отказов за год находится по выражению

$$\Omega = \sum_{i=1}^N \omega_i . \quad (3.1)$$

$$\Omega = \sum_{i=1}^N 0 + 1 + 0 + 1 + 1 + 0 + 2 + 0 + 0 + 0 + 0 + 0 = 5 .$$

Средний параметр потока отказов автоматических выключателей в расчете на один месяц определяется по формуле

$$\lambda = \frac{\Omega}{12} . \quad (3.2)$$

$$\lambda = \frac{5}{12} = 0,42 .$$

При неизвестном виде закона распределения случайной величины минимальное число  $N$  для проверки требуемой вероятности  $P(t)$  безотказной работы в течение некоторого времени  $t$  с доверительной вероятностью  $\beta$  задается из условия отсутствия отказов за время  $t$  и находится по формуле

$$N = \frac{\ln(1 - \beta)}{\ln P(t)} , \quad (3.3)$$

где  $P(t_p)$  – вероятность безотказной работы выключателей в течение расчетного времени безотказной работы  $t_p = 180$  дней.

Для  $P(t_p) \geq 0,9$  принимается доверительная вероятность  $\beta = 0,8$  (рекомендуется 0,8-0,99). Считая, что закон распределения наработки на отказ для выключателей еще неизвестен, и используя выражение (3.3), определяется минимальное число  $N$  для проверки требуемой вероятности по выражению

$$N = \frac{\ln(1-0,8)}{\ln(0,9)} = 15,3.$$

Можно утверждать, что с вероятностью  $\beta = 0,8$  в течение 180 дней 15 автоматических выключателей будут работать безотказно. Однако если за это время выйдет из строя, например, один выключатель  $m=1$  (3.4), то точечную оценку показателей надежности при неизвестном законе распределения можно определить по формуле

$$P(t) = \frac{[N - m(t)]}{N}. \quad (3.4)$$

$$P(180) = \frac{(15 - 1)}{15} = 0,9.$$

Здесь не происходит снижение вероятности безотказной работы выключателей.

Для тяговых подстанций можно определить кратковременные отключения в соответствии с расчетной схемой, рис. 3.1.

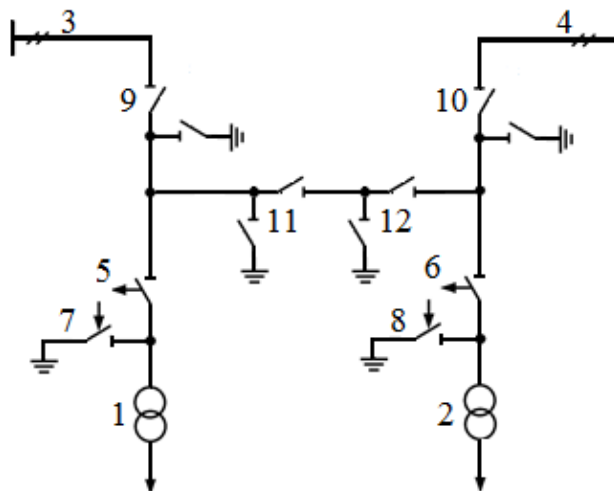


Рисунок 3.1 – Схема питания подстанции 110 кВ

Частота кратковременных отключений без ремонтной перемычки, согласно [72] определяется по выражению

$$\Lambda = \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_9 + \lambda_{10}. \quad (3.5)$$

$$\Lambda = 0,50 + 0,50 + 0,02 + 0,02 + 0,03 + 0,03 = 1,1 \text{ год}^{-1}.$$

Частота кратковременных отключений с ремонтной перемычкой, согласно [72] определяется по выражению

$$\Lambda = \lambda_{11} + \lambda_{12}. \quad (3.6)$$

$$\Lambda = 0,03 + 0,03 = 0,06 \text{ год}^{-1}.$$

Из расчета следует, что за счет применения схемы с ремонтной перемычкой и секционными разъединителями удается снизить частоту кратковременных отключений с 1,1 до 0,06 год<sup>-1</sup>.

Проведен анализ надежности силовых трансформаторов тяговых подстанций 35 – 110 кВ и дана оценка среднего параметра потока отказов, определив доверительные границы с вероятностью  $\alpha(0,9; 0,95; 0,99)$ .

Используя квантили распределения Хи–квадрат  $\chi^2(\alpha, k)$  и  $\chi^2(1-\alpha, k)$ , для числа отказов приведенных в табл. 3.1 определена верхняя  $\lambda_g$  и нижняя  $\lambda_n$  границы наработки на отказ по формулам (2.14), (2.16) и (2.24) для следующих элементов силовых трансформаторов: обмоток, переключающего устройства, вводов, магнитопровода.

Согласно табл. 3.1 для такого элемента трансформатора, как обмотка, в период от 0 до 5 лет число отказов составило 16 ( $m=16$ ). Используя выражение (2.23), принято число степеней свободы, равное 32 ( $k=32$ ). Из справочного материала [72] выбираются квантили распределения Хи–квадрат для

доверительного интервала  $\alpha = 0,9$ , которые равны  $\chi^2(\alpha, k) = 42,585$  и  $\chi^2(1 - \alpha, k) = 22,271$  (прил. А), Далее определяются верхняя и нижняя границы

$$\lambda^B = \frac{42,585}{(2 \cdot 1868)} = 0,011399;$$

$$\lambda^H = \frac{22,271}{(2 \cdot 1868)} = 0,005961 ;$$

$$\bar{\lambda} = \frac{(16 - 1)}{1868} = 0,00803 .$$

Результаты расчетов для остальных, наиболее повреждаемых элементов трансформатора приведены в табл. 3.2, 3.3, 3.4, 3.5.

В таб. 3.2 приведены границы наработки на отказ обмоток СТ при различных значениях границ доверительного интервала на протяжении удвоенного периода нормативной эксплуатации.

Таблица 3.2 – Границы наработки на отказ обмоток силового трансформатора

Место повреждения		Наработка, лет				
		0-5	6-15	16-25	26-39	40 и более
$\alpha=0,9$	$\lambda_B$	0,011399	0,009518	0,02526	0,019914	0,002850642
	$\lambda_H$	0,005961	0,004628	0,016724	0,012436	0,000588865
$\alpha=0,95$	$\lambda_B$	0,012363	0,010401	0,026627	0,021167	0,003369914
	$\lambda_H$	0,005372	0,004117	0,015699	0,01156	0,000438972
$\alpha=0,99$	$\lambda_B$	0,014317	0,012216	0,029441	0,023656	0,004499465
	$\lambda_H$	0,004379	0,003266	0,013895	0,010035	0,000232869
$\bar{\lambda}$		0,00803	0,006424	0,020343	0,015525	0,001070664

Переключающие устройства (ПУ) [регулировка под нагрузкой (РПН) и переключения без возбуждения (ПБВ)] должны осуществлять бесперебойное регулирование требуемых уровней напряжения трансформатора для обеспечения

номинальных значений напряжений для питания тяговых и нетяговых потребителей. Результаты наработки на отказ РПН и ПБВ для различных доверительных интервалов представлены в табл. 3.3

Таблица 3.3 – Границы наработки на отказ переключающих устройств силового трансформатора

Место повреждения		Наработка, лет				
		0-5	6-15	16-25	26-39	40 и более
$\alpha=0,9$	$\lambda_B$	0,00630086	0,007604	0,012637	0,01569593	0,00428
	$\lambda_H$	0,00249197	0,00333	0,006863	0,00915953	0,0013035
$\alpha=0,95$	$\lambda_B$	0,00703961	0,008407	0,013651	0,01681745	0,004901
	$\lambda_H$	0,00213062	0,002904	0,006229	0,00841542	0,0010546
$\alpha=0,99$	$\lambda_B$	0,00856531	0,010056	0,015691	0,01905782	0,0062123
	$\lambda_H$	0,00155514	0,002211	0,005147	0,00713597	0,0006852
$\bar{\lambda}$		0,00374732	0,002409	0,009101	0,0117773	0,0021413

Выход из строя вводов трансформатора приводит к значительным повреждениям системы «обмотка – ввод», что требует больших затрат на их восстановление. Результаты расчетов отказов системы «обмотка – ввод» приведены в табл. 3.4

Таблица 3.4 – Границы наработки на отказ вводов силового трансформатора

Место повреждения		Наработка, лет				
		0-5	6-15	16-25	26-39	40 и более
$\alpha=0,9$	$\lambda_B$	0,005637	0,003576	0,00428	0,006301	0,00123394
	$\lambda_H$	0,002085	0,000934	0,001304	0,002492	5,64775E-05
$\alpha=0,95$	$\lambda_B$	0,006333	0,004168	0,004901	0,00704	0,001603319
	$\lambda_H$	0,001759	0,000731	0,001055	0,002131	2,75696E-05
$\alpha=0,99$	$\lambda_B$	0,0078	0,005356	0,006212	0,008565	0,002465203
	$\lambda_H$	0,001247	0,000442	0,000685	0,001555	5,38009E-06
$\bar{\lambda}$		0,003212	0,001606	0,002141	0,003747	0



В масляных трансформаторах повреждения магнитопровода наиболее часто наступают из-за ослабления шпилек магнитопровода, снижения качества изоляции, снижения надежности креплений. Данные расчетов надежности магнитопровода представлены в табл. 3.5.

Таблица 3.5 – Границы наработки на отказ магнитопровода силового трансформатора

Место повреждения		Наработка, лет				
		0-5	6-15	16-25	26-39	40 и более
$\alpha=0,9$	$\lambda_{в}$	0,00208244	0,003576	0,004965	0,002082	0,002082
	$\lambda_{н}$	0,00028373	0,000934	0,001686	0,000284	0,000284
$\alpha=0,95$	$\lambda_{в}$	0,00254015	0,004168	0,005629	0,00254	0,00254
	$\lambda_{н}$	0,00019004	0,000731	0,0014	0,00019	0,00019
$\alpha=0,99$	$\lambda_{в}$	0,0035546	0,005356	0,007018	0,0035546	0,0035546
	$\lambda_{н}$	8,03E-05	0,000442	0,000956	8,03E-05	8,03E-05
$\bar{\lambda}$		0,00053533	0,001606	0,002677	0,0005353	0,0005353

Суммируя полученные результаты, поток отказов элементов силовых трансформаторов с различным периодом эксплуатации показан на рис. 3.2.

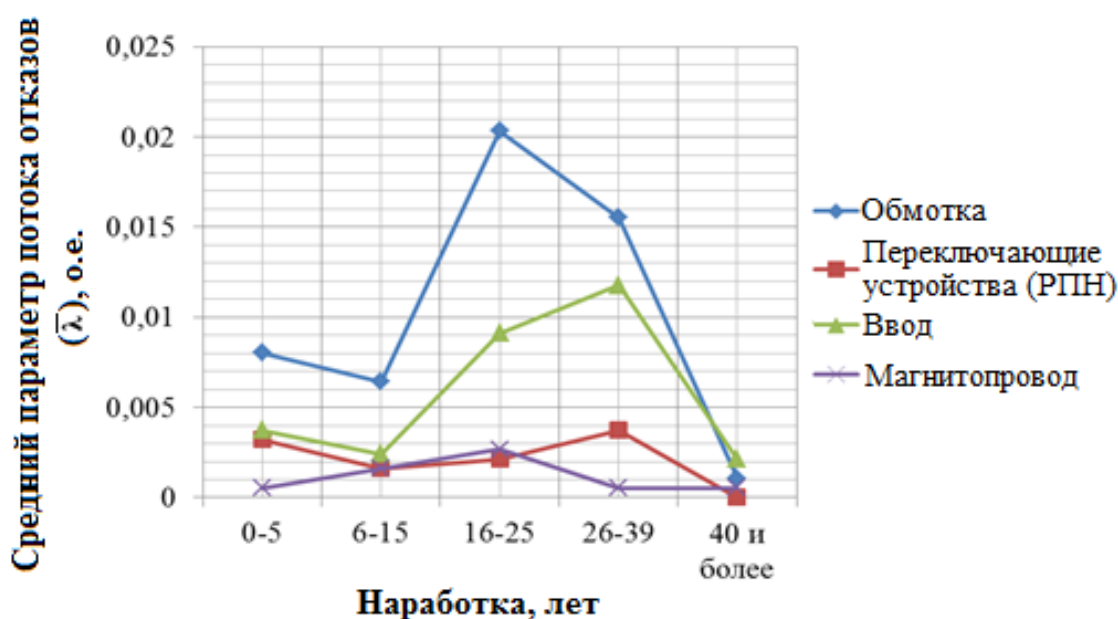


Рисунок 3.2 – Расчет потока отказов силовых трансформаторов

Объектом комплексной диагностики силовых трансформаторов первостепенно являются трансформаторы, находящиеся на особом контроле по результатам хроматографического анализа масла, трансформаторы с продленным сроком службы или находящиеся в длительном нагруженном состоянии.

На основе полученных результатов потока отказов силовых трансформаторов (рис. 3.2) можно сделать вывод, что наиболее частые повреждения элементов трансформаторов приходятся на период от 16 до 39 лет.

Прирост пропускной способности трансформаторных подстанций достигается посредством перспективного анализа эксплуатационных характеристик силовых трансформаторов. Своевременный мониторинг состояния оборудования подстанции приводит к уменьшению аварийности. Для определения перспективной тенденции изменения работоспособности трансформаторов рассмотрено изменение надежности силовых трансформаторов с использованием моделей на основе искусственного интеллекта.

Полученные результаты требуют выработки рекомендаций как по условиям эксплуатации, так и по режимам работы силовых трансформаторов, которые могут быть реализованы на основе программно-аппаратных средств диагностики состояния, анализа работоспособности и перспективности эксплуатации.

### **3.2 Результаты прогнозирования сопротивления изоляции силового трансформатора с применением нейронных сетей на годовом перспективном участке времени**

Модель на основе ИНС может содержать три и более взаимосвязанных адаптивных модулей. На рис. 3.3 представлен первый модуль, позволяющий систематизировать данные состояния элементов силового трансформатора и определить наиболее проблемные части конструкции, а также выявить причины, влияющие на надежность трансформатора (модуль анализа данных).



Рисунок 3.3 – Модуль диагностирования неисправностей трансформатора

Второй модуль (рис. 3.4) позволяет проводить анализ перспективного состояния частей трансформатора и прогнозировать надежность работы его составных частей, например, на перспективном участке времени – с упреждением несколько недель, месяцев, лет (модуль анализа перспективного состояния).

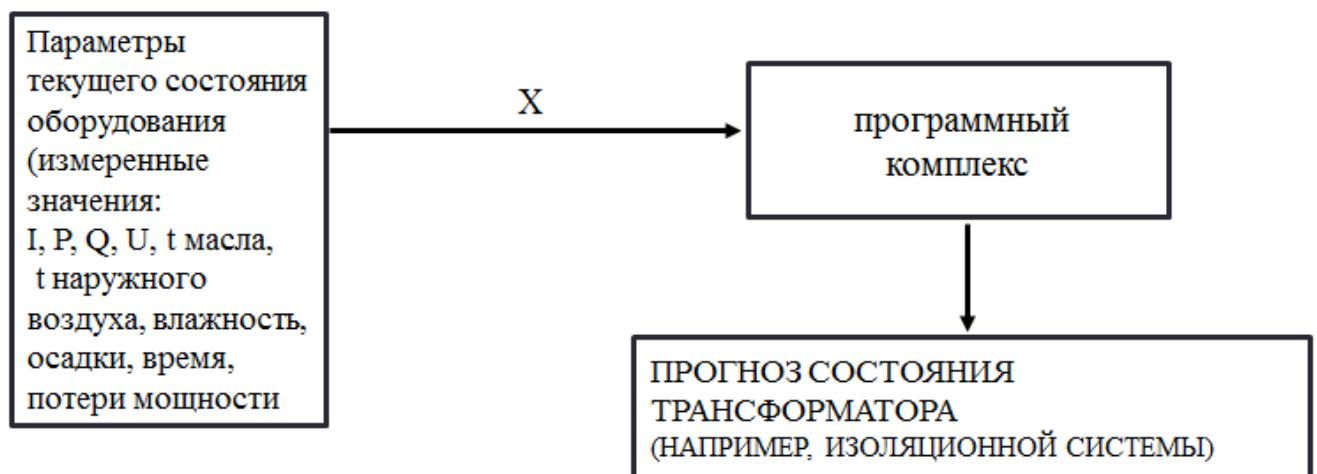


Рисунок 3.4 – Модуль прогнозирования возможных неисправностей

Третий модуль – модуль синтеза параметров системы электроснабжения для обеспечения номинальных параметров трансформатора при допустимых параметрах системы электроснабжения. Это особенно важно при прохождении пиковых нагрузок, обусловленных, например движением тяжеловесных поездов (рис. 3.5). Входными данными являются параметры, полученные, например в программном комплексе КОРТЭС – номинальные параметры трансформаторов, а выходными параметрами – требуемые характеристики системы электроснабжения и параметры на обмотке трансформатора (ток, мощность, напряжение и т.д.).

Для прогнозирования параметров используется многослойный персептрон, который широко применяется для решения различной сложности задач прогнозирования. Обучение с учителем выполняется с использованием алгоритма обратного распространения ошибки (error back-propagation). Этот алгоритм основывается на коррекции ошибок.



Рисунок 3.5 – Модуль синтеза – рекомендуемые динамические параметры на выходе СТ при требуемой нагрузке

Сигнал ошибки выходного нейрона  $j$  на итерации  $n$  определяется соотношением по выражению

$$e_j(n) = d_j(n) - y_j(n), \quad (3.7)$$

Текущее значение энергии ошибки нейрона  $j$  принимается как  $\frac{1}{2} \cdot e_j^2(n)$ .

Текущее значение  $E(n)$  общей энергии ошибки сети вычисляется путем сложения величин по всем нейронам выходного слоя и находится по формуле

$$E(n) = \frac{1}{2} \sum_{j \in C} e_j^2(n), \quad (3.8)$$

Энергия среднеквадратичной ошибки вычисляется как нормализованная по  $N$  сумма всех значений энергии ошибки, вычисляется по выражению

$$E_{av}(n) = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N E(n), \quad (3.9)$$

где  $E_{av}(n)$  – средняя энергия ошибки.

Алгоритм обратного распространения ошибки состоит в применении к синаптическому весу коррекции, пропорциональной частной производной  $\partial E(n) / \partial w_{ji}(n)$ .

В соответствии с цепным правилом градиент можно представить в виде

$$\frac{\partial E(n)}{\partial w_{ji}(n)} = \frac{\partial E(n)}{\partial e_j(n)} \cdot \frac{\partial e_j(n)}{\partial y_j(n)} \cdot \frac{\partial y_j(n)}{\partial v_j(n)} \cdot \frac{\partial v_j(n)}{\partial w_{ji}(n)}, \quad (3.10)$$

где  $\partial w_{ji}(n)$  – синаптические веса.

Частная производная  $\partial E(n) / \partial w_{ji}(n)$  представляет собой фактор чувствительности, определяющий направление поиска в пространстве весов для синаптического веса.

Дифференцируя обе части уравнения (3.10), получим

$$\frac{\partial E(n)}{\partial e_j(n)} = e_j(n). \quad (3.11)$$

Дифференцируя обе части уравнения (3.7) по  $y_j(n)$ , получим

$$\frac{\partial e(n)}{\partial y_j(n)} = -1. \quad (3.12)$$

Коррекция  $\Delta w_{ji}(n)$ , применяемая к  $w_{ji}(n)$ , определяется согласно «дельта – правилу» по выражению

$$\Delta w_{ji}(n) = -\eta \cdot \frac{\partial E(n)}{\partial w_{ji}(n)}, \quad (3.13)$$

где  $\eta$  – параметр скорости обучения алгоритма обратного распространения ошибки.

Применив полученные данные сопротивления изоляции силовых трансформаторов тяговой подстанции (прил. Б), проведен прогноз отношения сопротивления изоляции  $R_{60}/R_{15}$  на 1 год с применением алгоритма обратного распространения ошибки.

Из практического опыта принята глубина предыстории 5лет. Расчет может быть выполнен с применением программного комплекса MATLAB R2014a или разработанного алгоритма, определенного в разделе 2.

В табл. 3.6 представлены данные испытуемого трансформатора, который эксплуатируется на Красноярской железной дороге на протяжении 47 лет [94].

Таблица 3.6 – Данные испытуемого трансформатора

Тип	Год выпуска	Номинальное напряжение, кВ	Фактическая максимальная потребляемая мощность, МВА	% загрузки от номинальной мощности
ТДТНЖ-40000/110-71У1	1978	110/35/27,5	23,52	58,8

В качестве входных данных для прогнозирования параметров  $R_{60}/R_{15}$  принимаются значения, полученные в ходе планового обслуживания силовых трансформаторов тяговых подстанций Красноярской железной дороги, представленные в табл. 3.7.

Таблица 3.7 – Измеренные значения сопротивления изоляции обмоток СТ

Год	Температура масла, °С	Схема испытания	Измеренное значение, МОм		
			R <sub>60</sub>	R <sub>15</sub>	R <sub>60</sub> /R <sub>15</sub>
2009	22	ВН-СН+НН+корпус	6000	4500	1,33
		СН-ВН+НН+корпус	2800	2000	1,40
		НН-ВН+СН+корпус	2800	2000	1,40
		ВН+СН-НН+корпус	1800	1200	1,50
		ВН+СН+НН-корпус	4000	3000	1,33
2010	40	ВН-СН+НН+корпус	1600	1200	1,33
		СН-ВН+НН+корпус	800	600	1,33
		НН-ВН+СН+корпус	1300	1000	1,30
		ВН+СН-НН+корпус	550	400	1,57
		ВН+СН+НН-корпус	1200	900	1,33
2011	50	ВН-СН+НН+корпус	1840	1400	1,31
		СН-ВН+НН+корпус	1400	1050	1,33
		НН-ВН+СН+корпус	1400	1050	1,33
		ВН+СН-НН+корпус	780	590	1,32
		ВН+СН+НН-корпус	1540	1170	1,31
2012	10	ВН-СН+НН+корпус	6200	4840	1,28
		СН-ВН+НН+корпус	5260	4040	1,30
		НН-ВН+СН+корпус	5800	4500	1,29
		ВН+СН-НН+корпус	3550	2700	1,31
		ВН+СН+НН-корпус	550	4260	1,29
2013	30	ВН-СН+НН+корпус	5320	3900	1,36
		СН-ВН+НН+корпус	3210	2405	1,33
		НН-ВН+СН+корпус	3530	2740	1,30
		ВН+СН-НН+корпус	2170	1680	1,30
		ВН+СН+НН-корпус	4820	3650	1,32

Введя входные величины и сформировав последовательность значений входов (Inputs) и последовательность значений целей (Targets), можно выбрать структуру нейронной сети, например представленную на рис. 3.6.

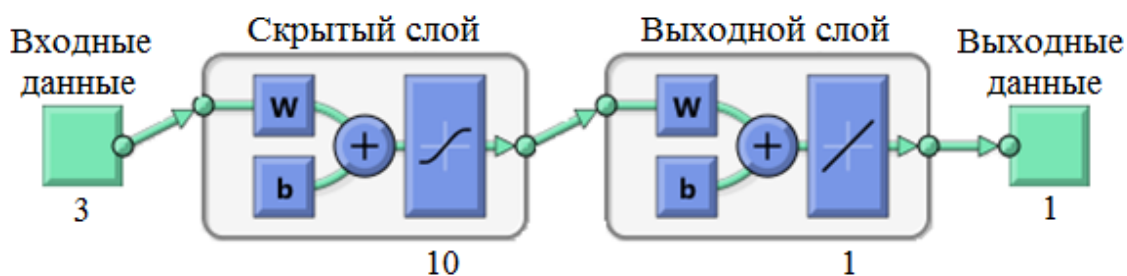


Рисунок 3.6 – Структура нейронной сети

Для обучения нейронной сети задается последовательность значений входов (P) и целей (T), представленных в следующем виде:

$P = [6000 \ 1600 \ 1840 \ 6200 \ 5320; 4500 \ 1200 \ 1400 \ 4840 \ 3900; 1.33 \ 1.33 \ 1.31 \ 1.28 \ 1.36];$

$T = [1.33 \ 1.33 \ 1.31 \ 1.28 \ 1.36].$

Таким образом, принята для расчета сеть с прямым распространением сигнала и обратным распространением ошибки, как наиболее адаптируемая к такому классу расчетов. Качество обучения сети можно проследить во вкладке, представленной на рис. 3.7.

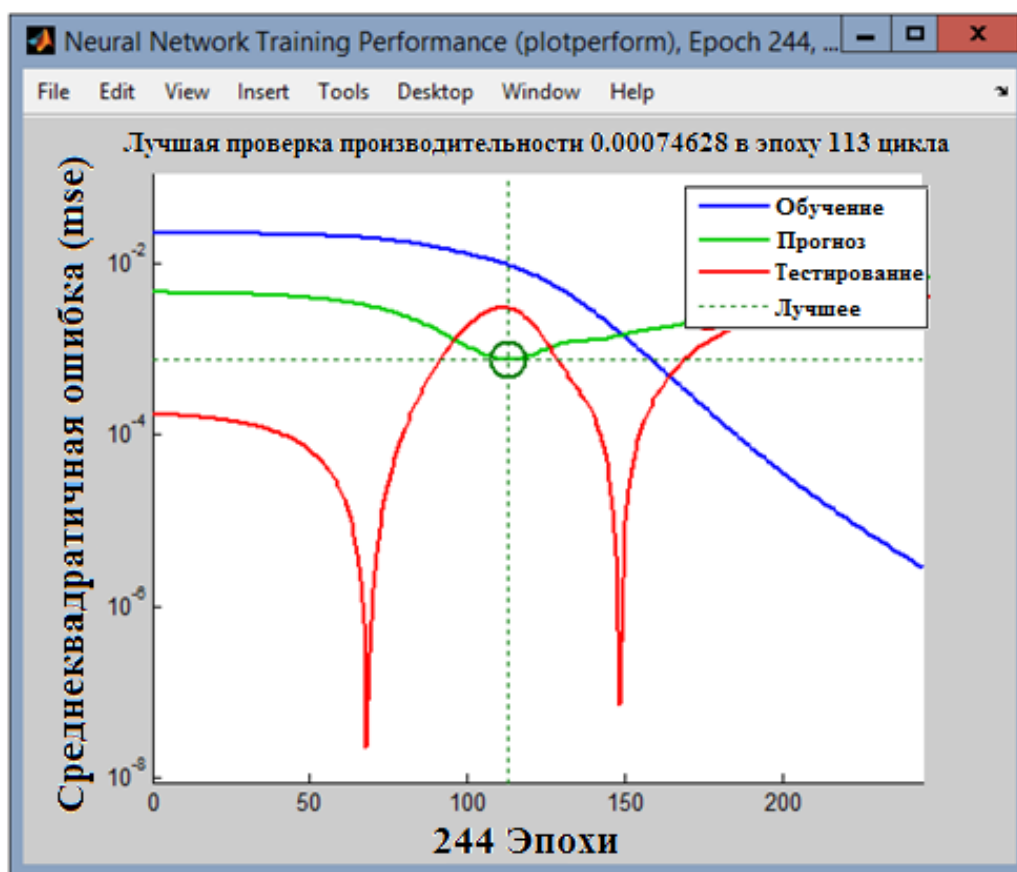


Рисунок 3.7 – Качество обучения нейронной сети

Из рис. 3.7 видно, что нулевая точность достигается за 244 цикла обучения. Предельное значение проверки на эффективность не превышает 113-го цикла, а точность обучения составила 0,00074628.



После обучения нейронной сети она может использоваться для прогноза, например, сопротивления изоляции обмоток силового трансформатора на следующий год. Результаты расчетов приведены в табл. 3.8

Таблица 3.8 – Результаты прогноза нейронной сети отношения сопротивления изоляции  $R_{60}/R_{15}$  для обмоток СТ на один год

Схема испытания	Сопротивление изоляции, МОм		Погрешность, %
	$R_{60}/R_{15}$ , (факт)	$R_{60}/R_{15}$ , (прогноз)	
1) ВН-СН+НН+Корпус	1,32	1,34	1,5
2) СН-ВН+НН+Корпус	1,39	1,35	2,9
3) НН-ВН+СН+Корпус	1,37	1,32	3,6
4) ВН+СН-НН+Корпус	1,30	1,33	2,3
5) ВН+СН+НН-Корпус	1,34	1,32	1,5

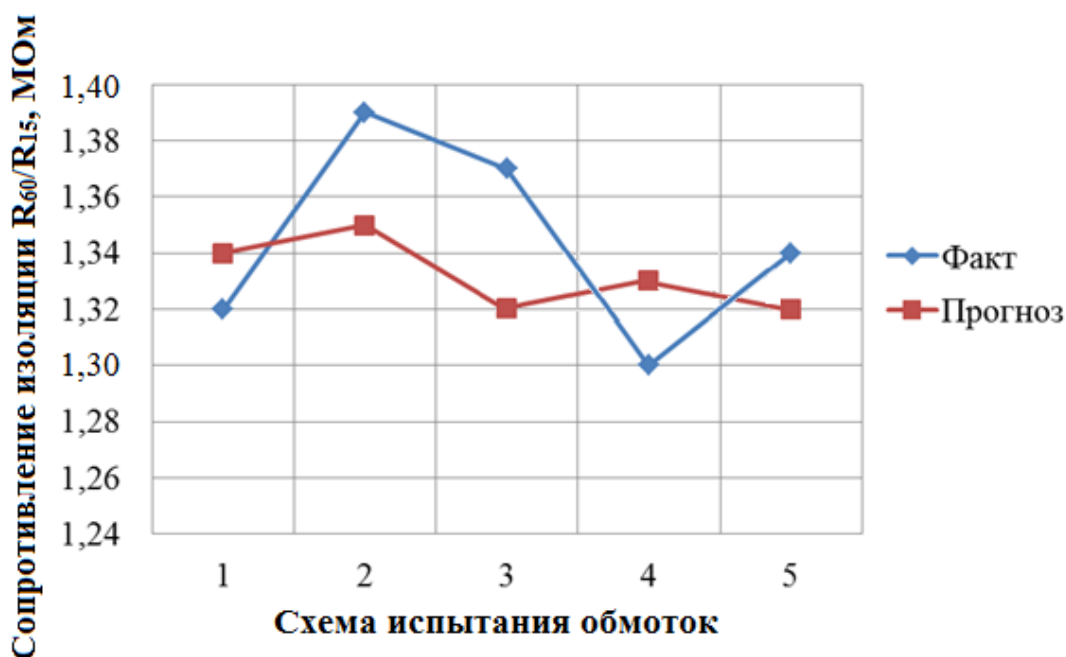


Рисунок 3.8 – Прогноз относительного сопротивления изоляции обмоток силового трансформатора

Результаты, представленные на рис. 3.8, (без учета температуры масла в баке трансформатора) свидетельствуют об эффективной реализации алгоритма прогнозирования. Полученные результаты свидетельствуют о прогнозной

работоспособности силового трансформатора на обозримом участке времени с упреждением 1 год. Максимальная погрешность расчетов не превышает 4,4%, что является приемлемой величиной для прогноза с годовым упреждением. Следует учесть, что дальнейшая эксплуатация трансформатора допустима в режиме, который является адекватным его эксплуатации в предыдущие годы.

Для получения более точных результатов прогноза с применением нейронной сети произведен замер температуры верхних слоев масла в баке силового трансформатора при отсутствии какой-либо нагрузки на трансформаторе, а также при появлении нагрузки на одном из плеч подстанции. Полученные температурные значения вводятся в алгоритм обучения нейронной сети и позволяют реализовать прогноз с учетом этих показателей.

При измерении температуры на поверхности бака трансформатора на холостом ходу (без нагрузки) средняя температура составила порядка  $t = 40^{\circ}\text{C}$  (табл. 3.9).

Таблица 3.9 – Результаты прогноза нейронной сети не нагруженного трансформатора со средней температурой верхних слоев масла  $40^{\circ}\text{C}$

Схема испытания	Сопротивление изоляции, МОм		Погрешность, %
	$R_{60}/R_{15}$ , (факт)	$R_{60}/R_{15}$ , (прогноз)	
1) ВН-СН+НН+Корпус	1,32	1,30	1,5
2) СН-ВН+НН+Корпус	1,39	1,40	0,7
3) НН-ВН+СН+Корпус	1,37	1,38	0,7
4) ВН+СН-НН+Корпус	1,30	1,33	2,3
5) ВН+СН+НН-Корпус	1,34	1,33	0,7

При замере трансформатора при наличии мощной однофазной нагрузки температура нагрева увеличивается до значения  $t=50^{\circ}\text{C}$  (табл. 3.10).

Таблица 3.10 – Результаты прогноза нейронной сети нагруженного трансформатора со средней температурой верхних слоев масла 50°C

Схема испытания	Сопротивление изоляции, МОм		Погрешность, %
	$R_{60}/R_{15}$ , (факт)	$R_{60}/R_{15}$ , (прогноз)	
1) ВН-СН+НН+Корпус	1,32	1,35	2,2
2) СН-ВН+НН+Корпус	1,39	1,36	2,2
3) НН-ВН+СН+Корпус	1,37	1,39	1,4
4) ВН+СН-НН+Корпус	1,30	1,28	1,5
5) ВН+СН+НН-Корпус	1,34	1,29	3,7

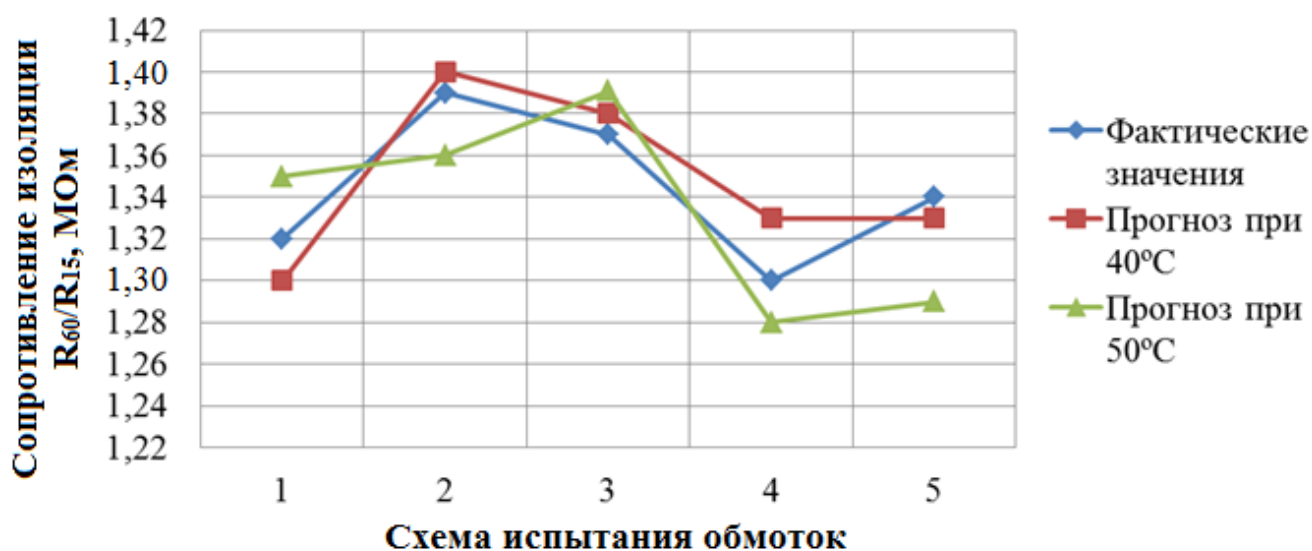


Рисунок 3.9 – Прогноз отношения сопротивления изоляции обмоток силового трансформатора с учетом температуры обмоток 40°C и 50°C

Из представленных результатов на рис. 3.9 видно, что при увеличении температуры в верхних слоях масла бака трансформатора, а следовательно и в обмотках трансформатора снижается отношение сопротивления изоляции  $R_{60}/R_{15}$ . На основании этого можно судить об ухудшении состояния самих обмоток при дальнейшем повышении нагрузки трансформатора, в том числе – выше номинальных значений.

В табл. 3.11, 3.12 приведен прогноз отношения сопротивления изоляции  $R_{60}/R_{15}$  с использованием нейронной сети для средней температуры верхних слоев масла 70°C и 90°C.

Таблица 3.11 – Результаты прогноза отношения сопротивления изоляции  $R_{60}/R_{15}$  с использованием нейронной сети нагруженного трансформатора со средней температурой верхних слоев масла 70°C

Схема испытания	Сопротивление изоляции, МОм		Погрешность, %
	$R_{60}/R_{15}$ , (факт)	$R_{60}/R_{15}$ , (прогноз)	
1) ВН-СН+НН+Корпус	1,32	1,33	0,7
2) СН-ВН+НН+Корпус	1,39	1,30	6,5
3) НН-ВН+СН+Корпус	1,37	1,32	3,6
4) ВН+СН-НН+Корпус	1,30	1,28	1,5
5) ВН+СН+НН-Корпус	1,34	1,29	3,7

Таблица 3.12 – Результаты прогноза отношения сопротивления изоляции  $R_{60}/R_{15}$  с использованием нейронной сети нагруженного трансформатора со средней температурой верхних слоев масла 90°C

Схема испытания	Сопротивление изоляции, МОм		Погрешность, %
	$R_{60}/R_{15}$ , (факт)	$R_{60}/R_{15}$ , (прогноз)	
1) ВН-СН+НН+Корпус	1,32	1,28	3,0
2) СН-ВН+НН+Корпус	1,39	1,29	7,2
3) НН-ВН+СН+Корпус	1,37	1,29	5,8
4) ВН+СН-НН+Корпус	1,30	1,30	0
5) ВН+СН+НН-Корпус	1,34	1,29	3,7

На рис. 3.10 представлен график зависимости изменения температуры масла в баке трансформатора на возможном диапазоне нагрузок, в том числе – при ее превышении выше номинальной.

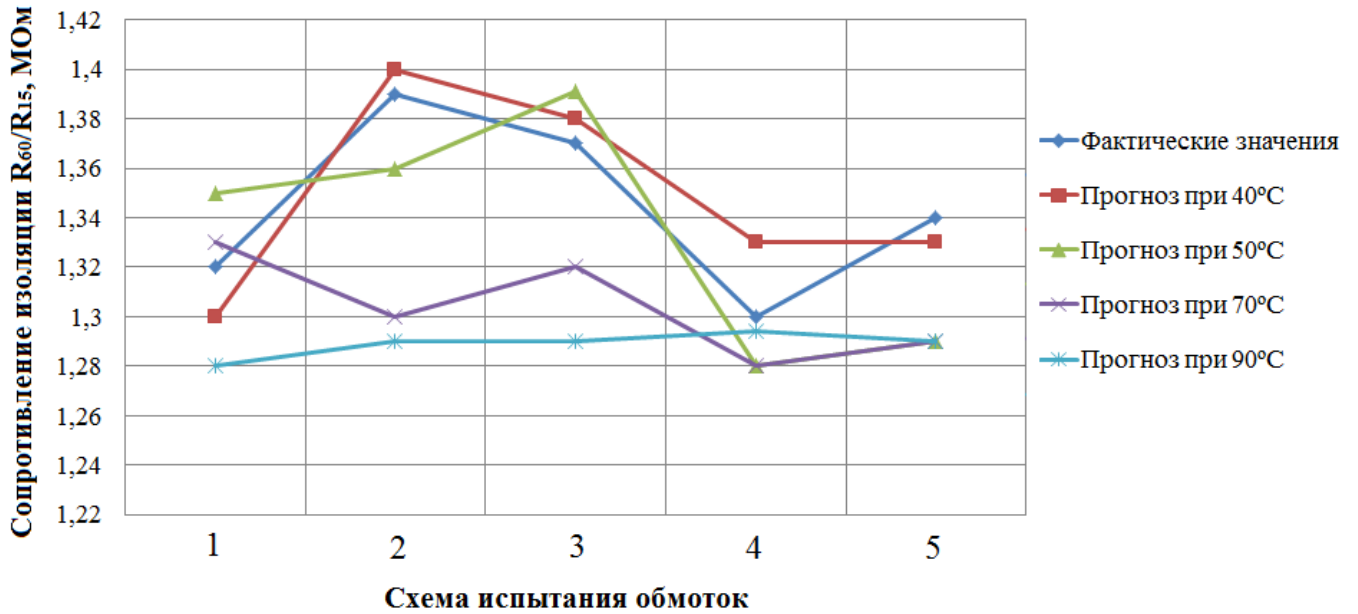


Рисунок 3.10 – Прогноз отношения сопротивления изоляции обмоток силового трансформатора с учетом температуры 70°C и 90°C

На рис. 3.11 представлена зависимость изменения температуры масла в баке трансформатора от величины тяговой нагрузки состава.



Рисунок 3.11 – Изменение температуры масла в баке трансформатора от массы состава

Начальные значения температуры получены в результате экспериментальных исследований (сплошная линия), штриховой линией представлены прогнозные значения температуры в зависимости от массы состава (при неизменных внешних факторах). Полученные результаты (рис. 3.11) свидетельствуют о значительном превышении температуры масла при увеличении тяговой нагрузки.

Из полученных результатов (рис. 3.10) видно, что с увеличением температуры ухудшается коэффициент абсорбции изоляции обмотки силового трансформатора. Согласно [95, 96] для увлажненной изоляции  $K_{\text{абс}} \approx 1$ , т.к. во влажной изоляции поляризационные процессы сравнительно кратковременны и  $R_{60} < R_{15}$ . В сухой изоляции процессы поляризации протекают более медленно, поэтому  $R_{60} > R_{15}$  и  $K_{\text{абс}} > 1$ . Изоляция может эксплуатироваться, если  $K_{\text{абс}} \geq 1,3$ .

Основываясь на результатах прогноза нейронной сети коэффициента абсорбции при постоянно действующей температуре 70°C и 90°C, рекомендуется сушка трансформатора, т.к. среднее значение составляет менее 1,3.

### **3.3 Влияние качества электроэнергии на надежность системы электроснабжения**

Подключение однофазных потребителей к трехфазной сети, при которой нагрузка по фазам распределяется неравномерно, приводит к ухудшению использования всех элементов трехфазной цепи (генераторов, трансформаторов, линий электропередач, электродвигателей) [97].

Уменьшить несимметрию нагрузки и связанную с ней несимметрию напряжений и токов можно, если распределить более равномерно однофазную нагрузку между фазами трехфазной цепи или применить специальные симметрирующие устройства, что широко реализуется на Красноярской железной дороге [87, 98].

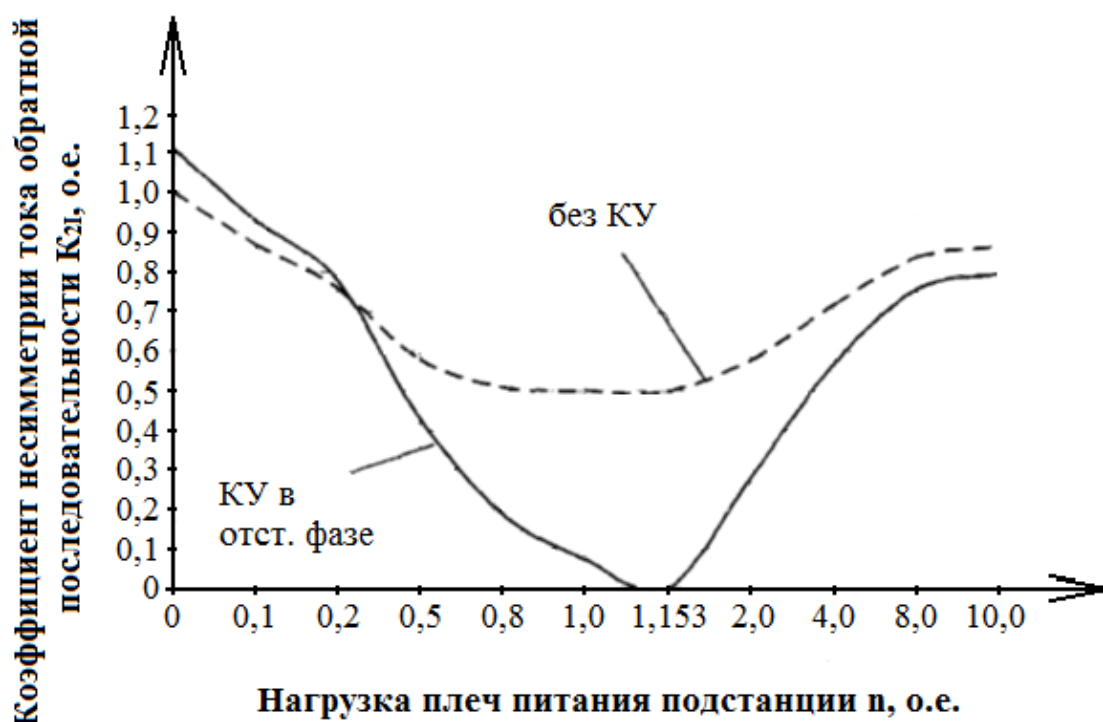


Рисунок 3.12 – Зависимость коэффициента несимметрии тока от нагрузки плеч питания подстанции  $K_{21}(n)$  для традиционного трансформатора

На рис. 3.12 приведена зависимость коэффициента несимметрии тока от нагрузки плеч питания подстанции  $K_{21}(n)$  для традиционного трансформатора без включения КУ и с включением КУ. Графику соответствует условие  $\cos \varphi_{от} = \cos \varphi_{оп} = 0,8$ , где среднее значение нагрузки плеч питания подстанции  $n=0,25$  и  $n=4$ , характерное для силовых трансформаторов тяговых подстанций однопутного участка.

Включение однофазных КУ позволяет снизить несимметрию токов на 20% [99].

Симметрирующие устройства (СУ) – технические средства, способные минимизировать составляющие токов обратной и нулевой последовательностей, возникающих при несимметричных режимах работы электрических сетей [100].

Используя данные несимметрии токов тяговой подстанции Красноярской железной дороги, выполнен расчет симметрирующих устройств с целью уменьшения тока несимметрии в тяговой сети при прохождении составов различной массы.

Исходными данными являются динамические параметры одного из режимов работы силового трансформатора ТДТНЖ мощностью 40 МВА, к которому подключены две однофазные нагрузки мощностью 17 МВА к зажимам АВ и мощностью 10 МВА к зажимам ВС; нагрузки подключены на линейные напряжения трансформатора  $U_{AB}$  и  $U_{BC}$  соответственно. Величина напряжения на шинах трансформатора 27,5 кВ. Для заданных параметров определяется значение коэффициента несимметрии  $\varepsilon_2$  и выполняется расчет параметров симметрирующего устройства.

Согласно выражениям (2.68) и (2.69) ток обратной последовательности несимметричной нагрузки будет равен

$$I_2 = I_{2\Sigma} = \frac{\sqrt{3}}{3 \cdot 27,5} \cdot \sqrt{17000^2 + 10000^2 - 17000 \cdot 10000} = 296 \text{ кА},$$

$$\varphi_2 = \varphi_{2\Sigma} = \operatorname{arctg} \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{17 + 10}{17 - 10} = 115,7^\circ \approx 116^\circ.$$

Тогда согласно (2.70) коэффициент обратной последовательности примет значение

$$\varepsilon_2 = \frac{\sqrt{3} \cdot I_2 \cdot U_{НОМ}}{S_K} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 296 \cdot 27,5}{40000} \cdot 100 = 35\%.$$

Для устранения несимметрии определяется мощность батареи конденсаторов по формуле (2.71)

$$Q_\Sigma = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot U_{НОМ} \cdot (\sqrt{3} \cdot \sin \varphi_{2\Sigma} - \cos \varphi_{2\Sigma}) = \sqrt{3} \cdot 296 \cdot 27,5 \cdot (\sqrt{3} \cdot \sin 116^\circ - \cos 116^\circ) = 29478 \text{ кВар} = 29,48 \text{ МВАр}.$$

Распределение емкости конденсаторной батареи для полного устранения несимметрии определяется по выражению (2.72)



$$Q_{BC} = \frac{2}{3 - \sqrt{3} \cdot \operatorname{ctg} \varphi_{2\Sigma}} \cdot Q_{\Sigma} = \frac{2}{3 - \sqrt{3} \cdot \operatorname{ctg} 116^{\circ}} \cdot 29,48 = 15,34 \text{ МВАр};$$

$$Q_{CA} = Q_{\Sigma} - Q_{BC} = 29,48 - 15,34 = 14,14 \text{ МВАр}.$$

Проверка правильности решения анализируется по величине тока обратной последовательности симметрирующего устройства согласно выражению (2.73)

$$I_{2CV} = \frac{\sqrt{3}}{3 \cdot U_{НОМ}} \cdot \sqrt{Q_{BC}^2 + Q_{CA}^2 - Q_{BC} \cdot Q_{CA}} = \frac{\sqrt{3}}{3 \cdot 27,5} \cdot \sqrt{15340^2 + 14140^2 - 15340 \cdot 14140} = 295,53 \text{ кА}.$$

Начальная фаза тока симметрирующего устройства согласно 2.74 будет равна

$$\varphi_{2CV} = \operatorname{arctg} \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{2 \cdot Q_{CA} - Q_{BC}}{Q_{BC}} - \varphi_{CV} = \operatorname{arctg} \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{2 \cdot 14,14 - 15,34}{15,34} + 90^{\circ} = 115,31^{\circ}.$$

$$\varphi_{2CV} - \varphi_2 = 115,31^{\circ} - 115,7^{\circ} = -0,39^{\circ}.$$

Незначительная величина рассогласования, которая в абсолютной величине не превышает  $0,39^{\circ}$ , определяет практически полное нивелирование токов обратной последовательности и подтверждает правильность предложенной методики для расчета токов обратной последовательности и выбора параметров компенсирующих устройств.

Симметрирующее устройство на базе батареи конденсаторов, которое используется для симметрирования сети, совместно с параметрами сети можно эффективно использовать для фильтрации 3-й, 5-й и 7-й гармоник, которые наиболее сильно проявляются в тяговой сети, особенно при больших тяговых нагрузках.

Для одного из номинальных режимов тяговой сети токи 5-й и 7-й гармоник составляют, например,  $I_5=145$  А,  $I_7=122$  А. Относительные значения напряжений высших гармоник (ВГ) при таких токах высших гармоник составляют соответственно  $U_{5*}=5,8\%$ ,  $U_{7*}=4,9\%$ . Установленные конденсаторы симметрирующего устройства входят в состав фильтров, включенных на напряжение ВС и СА и настроенных на частоту, например, гармоники  $\nu_p=5$ .

Остаточное напряжение 7-й гармоники и значения коэффициентов  $\rho_{BC}$  и  $\rho_{CA}$  определяются по выражениям (2.75 – 2.77) соответственно

$$k_{p BC} = \frac{Q_{BC}}{S_k} = \frac{15,34}{40} = 0,38 ;$$

$$k_{p CA} = \frac{Q_{CA}}{S_k} = \frac{14,14}{40} = 0,35 ;$$

$$\rho_{BC} = \frac{1}{1 + \frac{3 \cdot k_{p BC} \cdot \nu_p^2}{1 - \nu_{q*}^2}} = \frac{1}{1 + \frac{3 \cdot 0,38 \cdot 5^2}{1 - \left(\frac{5}{7}\right)^2}} = 0,024 ;$$

$$\rho_{CA} = \frac{1}{1 + \frac{3 \cdot k_{p CA} \cdot \nu_p^2}{1 - \nu_{q*}^2}} = \frac{1}{1 + \frac{3 \cdot 0,35 \cdot 5^2}{1 - \left(\frac{5}{7}\right)^2}} = 0,026 .$$

Остаточное напряжение 7-й гармоники определяется по выражениям 2.78 - 2.80.

$$U_{7 AB} = \frac{\sqrt{3 \cdot (\rho_{BC}^2 + \rho_{CA}^2 + \rho_{BC} \cdot \rho_{CA})}}{1 + \rho_{BC} + \rho_{CA}} \cdot U_{7*} = \frac{\sqrt{3 \cdot (0,024^2 + 0,026^2 + 0,024 \cdot 0,026)}}{1 + 0,024 + 0,026} \cdot 4,9 = 0,35\% ;$$

$$U_{7 BC} = \frac{\rho_{BC} \cdot \sqrt{3 \cdot (1 + \rho_{CA} + \rho_{CA}^2)}}{1 + \rho_{BC} + \rho_{CA}} \cdot U_{7*} = \frac{0,024 \cdot \sqrt{3 \cdot (1 + 0,026 + 0,026^2)}}{1 + 0,024 + 0,026} \cdot 4,9 = 0,20\% ;$$

$$U_{7 CA} = \frac{\rho_{CA} \cdot \sqrt{3 \cdot (1 + \rho_{BC} + \rho_{BC}^2)}}{1 + \rho_{BC} + \rho_{CA}} \cdot U_{7*} = \frac{0,026 \cdot \sqrt{3 \cdot (1 + 0,024 + 0,024^2)}}{1 + 0,024 + 0,026} \cdot 4,9 = 0,21\% .$$

Доля тока, протекающая через каждое плечо фильтра, определяется по формулам 2.81 и 2.82

$$\sigma_{75}^{BC} = \frac{1 + 0,5 \cdot (\rho_{CA} + \rho_{CA}^2)}{1 + \rho_{BC} + \rho_{CA}} = \frac{1 + 0,5 \cdot (0,026 + 0,026^2)}{1 + 0,024 + 0,026} = 0,96 ;$$

$$\sigma_{75}^{CA} = \frac{1 + 0,5 \cdot (\rho_{BC} + \rho_{BC}^2)}{1 + \rho_{BC} + \rho_{CA}} = \frac{1 + 0,5 \cdot (0,024 + 0,024^2)}{1 + 0,024 + 0,026} = 0,96 .$$

Суммарный ток высшей гармоники, протекающий через фильтр, находится по выражениям 2.83, 2.84

$$I_{v\Sigma}^{BC} = \sqrt{I_5^2 + (I_7 \cdot \sigma_{75}^{BC})^2} = \sqrt{145^2 + (122 \cdot 0,96)^2} = 186 \text{ A} ;$$

$$I_{v\Sigma}^{CA} = \sqrt{I_5^2 + (I_7 \cdot \sigma_{75}^{CA})^2} = \sqrt{145^2 + (122 \cdot 0,96)^2} = 186 \text{ A} .$$

Подключение симметрирующего устройства позволяет уменьшить ток обратной последовательности, настроить СУ на токи 7-ой гармоники и компенсировать реактивную мощность, не изменяя схему соединения силового трансформатора «звезда-треугольник» и место подключения симметрирующего устройства.

Применив разработанную модель расчета тока обратной последовательности, величина несимметрии токов и напряжений в тяговой сети переменного тока уменьшается, а мощность батареи конденсатора должна удовлетворять условию  $Q_{BC(CA)} \geq 1,2 \cdot U_{НОМ БК} \cdot I_{\nu \Sigma}^{BC(CA)}$ . Согласно условию выбора, мощность БК удовлетворяет условию:  $Q_{BC} = 15,34 \text{ МВАр}$ ;  $Q_{CA} = 14,14 \text{ МВАр}$  то есть  $14,14 \text{ МВАр} \geq 6,14 \text{ МВАр}$ , что достигается включением симметрирующего устройства в тяговую обмотку силового трансформатора.

### 3.4 Выводы по разделу 3

1. Повышение пропускной способности трансформаторных подстанций достигается посредством перспективного анализа эксплуатационных характеристик силовых трансформаторов. Определено, что наиболее подвержены повреждениям обмотки силовых трансформаторов в период с 16 до 39 лет эксплуатации.

2. Применение нейрогенезисных технологий при глубине предыстории до 5 лет позволяет определить перспективное состояние элементов силовых трансформаторов с упреждением до года и с погрешностью, не превышающей 4%.

3. Получены результаты изменения отношения сопротивления изоляции  $R_{60}/R_{15}$  без учета и с учетом температуры масла в баке трансформатора. При увеличении температуры масла выше  $60^{\circ}\text{C}$  наблюдается снижение относительного сопротивления до значений 1,28, что требует немедленной сушки изоляции обмоток. Такой температуры масло трансформатора достигает при прохождении тяжеловесных составов грузоподъемностью свыше 9000 тонн.

4. Реализована методика и проведена адаптация комплексного использования систем «симметрирующее устройство – фильтрокомпенсирующее устройство», что позволяет при прохождении тяжеловесных поездов (5000-14000 тонн) и увеличенном реактивном токопотреблении снизить загрузку системы электроснабжения реактивной мощностью и уменьшить влияние 3-й, 5-й и 7-й гармоник, а также уменьшить несимметрию токов и напряжений в тяговой сети.

## 4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ И КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМЕ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОЯРСКОЙ ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ

### 4.1 Влияние температурных режимов на работоспособность силового трансформатора мощностью 40000 кВА

#### 4.1.1 Особенности проведения экспериментальных исследований

На нагрев силового трансформатора тяговой подстанции может влиять много факторов, такие как температура окружающей среды, ухудшение сопротивления изоляции, старение масла, однофазная нагрузка и т.д. При приложенной сильной однофазной нагрузке температура обмоток и верхних слоев масла возрастает в 7-10 раз.

Температура токоведущего узла зависит от электрической нагрузки и прямо пропорциональна квадрату тока, проходящего через контролируемый участок:

$$\frac{\Delta T_1}{\Delta T_2} = \left| \frac{I_1}{I_2} \right|^2, \quad (4.1)$$

где  $T_1, T_2$  – превышение температуры при токе  $I_1, I_2$ .

При необходимости пересчет желательно проводить от более высокой нагрузки к более низкой и при близких значениях токов (отличия не более 20-30%).

Для поддержания работоспособности силового трансформатора по условиям надежности требуется проводить инфракрасный контроль (ИК).

Инфракрасный контроль проводится при отсутствии солнца (в облачную погоду или ночью), предпочтительно перед восходом солнца, при минимальном воздействии ветра в период максимальных токовых нагрузок, лучше весной – для

уточнения объема ремонтных работ и (или) осенью – в целях оценки состояния электрооборудования перед зимним максимумом нагрузки.

При проведении ИК – контроля должны учитываться следующие факторы:

- количество потребляемой электроэнергии;
- коэффициент излучения материала;
- солнечная радиация;
- скорость ветра;
- значение токовой нагрузки и т.п.

При проведении инфракрасного обследования электрооборудования существенное значение имеет выявление и устранение систематических и случайных погрешностей, оказывающих влияние на результаты измерения. Систематические погрешности заключены в конструкции измерительного прибора, а также зависят от его выбора в соответствии с требованиями к совершенству измерения (разрешающей способности, поля зрения и т.п.). Случайными погрешностями, возникающими при проведении ИК – контроля, могут являться воздействие солнечной радиации, выбор излучательной способности и др.

В табл. 4.1 представлены виды погрешностей, возникающих при ИК– контроле электрооборудования и способы их устранения [101, 102].

Таблица 4.1 – Объем проведения ИК контроля

Операция при ИК-контроле	Объем получаемой информации
Измерение аномальных перегревов на поверхности бака трансформатора	Определение зоны и места возможного дефекта в магнитопроводе трансформатора
Определение работоспособности: - термосифонного фильтра; - маслонасосов и вентиляторов системы охлаждения	Определение температуры на поверхности контролируемых узлов трансформатора
Определение нагрева контактора РПН	Определение места нагрева с измерением температуры на поверхности контактора
Определение проходимости труб радиаторов системы охлаждения	По значению и характеру изменения температуры определяется внутреннее состояние труб радиаторов

### 4.1.2 Структура тяговой подстанции

Исследования режимов работы силовых трансформаторов проводились на тяговой подстанции, представленной на рис. 4.1.

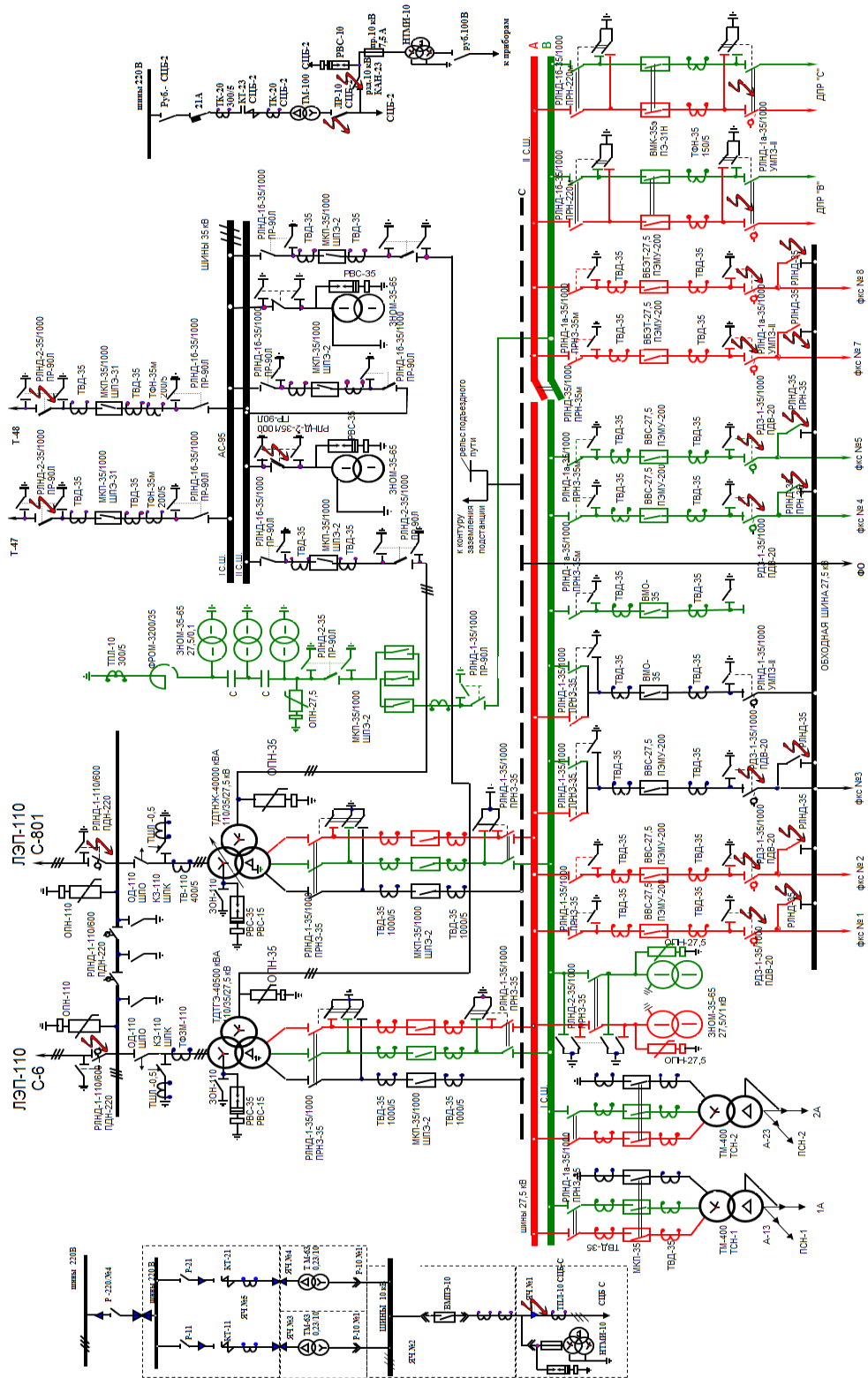


Рисунок 4.1 – Испытуемая тяговая подстанция

Тяговая подстанция получает питание от двух питающих линий 110 кВ. По типу подстанция является отпаечной, то есть присоединяется к питающей ЛЭП с помощью отпаек в системе внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ.

Исходя из условий бесперебойного питания тяговых потребителей, на подстанции установлены два понижающих трансформатора, обмотки высокого напряжения которых имеют соединение «звезда с нулем» и работают в режиме с эффективно – заземленной нейтралью (табл. 4.2).

Таблица 4.2 – Основные параметры испытываемых трансформаторов

Тип подстанции	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная мощность, КВА		Тип трансформатора	
		T1	T2	T1	T2
Отпаечная	110/35/27,5	40500	40000	ТДТГЭ	ТДТНЖ с РПН

Открытое распределительное устройство (ОРУ) – 110 кВ тяговой подстанции имеет два ввода и одну рабочую перемычку, секционированную секционным разъединителем РЛНД – 1 – 110/600 с приводом ПДН – 220. Вводы понижающих трансформаторов выполнены на отделителях ОД – 110/600 с приводом ШПО – 110 и короткозамыкателях КЗ – 110 УХЛ с приводом ШПК – 110 на разъединителях РЛНД – 1 – 110/600 с приводом ПДН – 220.

ОРУ – 27,5 кВ имеет двухфазную рабочую систему шин, секционированную разъединителями РЛНД – 35/1000 с приводом ПРН – 35 и обходную шину. Третья фаза С обмоток понижающих трансформаторов соединена с контуром заземления подстанции, рельсами подъездного пути и воздушным отсосом.

Обходной выключатель с помощью разъединителей может быть присоединен к любой из фаз, обеспечивая питание любого фидера контактной сети при отключении выключателя этого фидера.

Трансформатор собственных нужд (ТСН) – 1 и ТСН – 2 типа ТМ-400 присоединен к шинам РУ с помощью трехфазных выключателей МКП – 35.



Два провода рельс (ДПР) присоединены к шинам РУ с помощью трехфазных выключателей ВМК – 35Э с приводом ПЭ – 31Н. На фидерах контактной сети (ФКС) использованы однополюсные вакуумные выключатели типа ВВС – 27,5 с приводом ПЭМУ – 200, ВБЭТ – 27,5 с приводом ПЭМУ – 200.

На вводах ОРУ установлены разъединители со стороны понижающих трансформаторов и сборных шин РЛНД – 1 – 35/1000 с приводом ПРНЗ – 35, РЛНД – 1а – 35/1000 с приводом ПРН – 35М и РЛНД – 1б – 35/1000 с приводом ПРН – 220М. Для измерения напряжения установлен трансформатор напряжения (ТН) 27,5 кВ установлен типа ЗНОМ-35-65 27,5/У1.

ОРУ – 35 кВ с первичным напряжением ТП 110 кВ выполняются по схеме с одной рабочей не секционированной системой шин для питания нетяговых потребителей. На вводах ОРУ установлены выключатели МКП-35/1000 с приводом ШПЭ – 31 и разъединители РЛНД – 1б – 35/1000 с приводом ПР – 90Л и РЛНД – 2 – 35/1000 с приводом ПР – 90Л.

На ТП установлена поперечная компенсация реактивной мощности, которая выполняется с применением батареи конденсаторов и реактора типа ФРОМ-3200/35 и присоединена к шинам 27,5 кВ от фазы «В».

#### **4.1.3 Особенности тепловыделения силового трансформатора при пиковых нагрузках**

Силовой трансформатор тяговой подстанции расположен на открытой площадке, имеет внешние радиаторы, способствующие активному отводу тепла. Для интенсификации теплоотдачи радиаторов на трансформаторе установлены радиальные вентиляторы

При прохождении стандартных составов грузоподъемностью 3000 – 5000 тонн загрузка трансформатора будет оптимальной при соблюдении межпоездного интервала, который находится в диапазоне 10 – 16 минут. Температура узлов трансформатора будет находиться в приемлемом диапазоне и не превысит допустимых значений, которые определяются классом изоляции. При

прохождении тяжеловесных составов свыше 5000 – 7000 тонн температурный режим трансформатора превышает номинальные значения.

При проведении экспериментальных исследований произведены замеры распределения температуры бака силового трансформатора тяговой подстанции (рис. 4.2) при прохождении пассажирского состава и состава повышенной массы с применением тепловизора Testo 875-1. Изменение температуры бака трансформатора отражает распределение температуры масла внутри бака.



Рисунок 4.2 – Силовой трансформатор тяговой подстанции 110 кВ

Такие исследования открывают возможности бесконтактного определения и визуального представления распределения температуры по поверхности бака трансформатора и позволяют определить состояние его узлов. Замеры проводились при температуре окружающего воздуха +20 °С.

При прохождении пассажирского состава массой 3000 тонн ток на шинах тяговой подстанции на стороне напряжения трансформатора 27,5 кВ составил 380А, на стороне 110 кВ 100А.

При прохождении состава повышенной массы 7000 тонн ток на шинах тяговой подстанции на стороне тягового трансформатора 27,5 кВ составил около

900А, на стороне 110 кВ ток равен 250А (рис. 4.3), что в 2,5 раза превышает начальные значения.

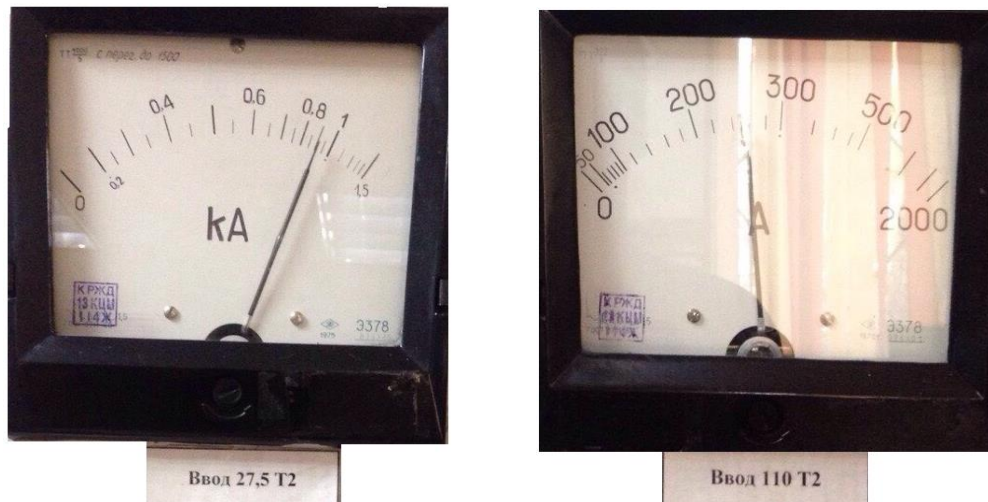


Рисунок 4.3 – Показания амперметров при прохождении состава 7000 тонн

Замеры объемной тепловой картины трансформатора показали, что при прохождении пассажирского состава стандартной грузоподъемности его максимальная температура верхних слоев масла составила 40° С (рис. 4.4).

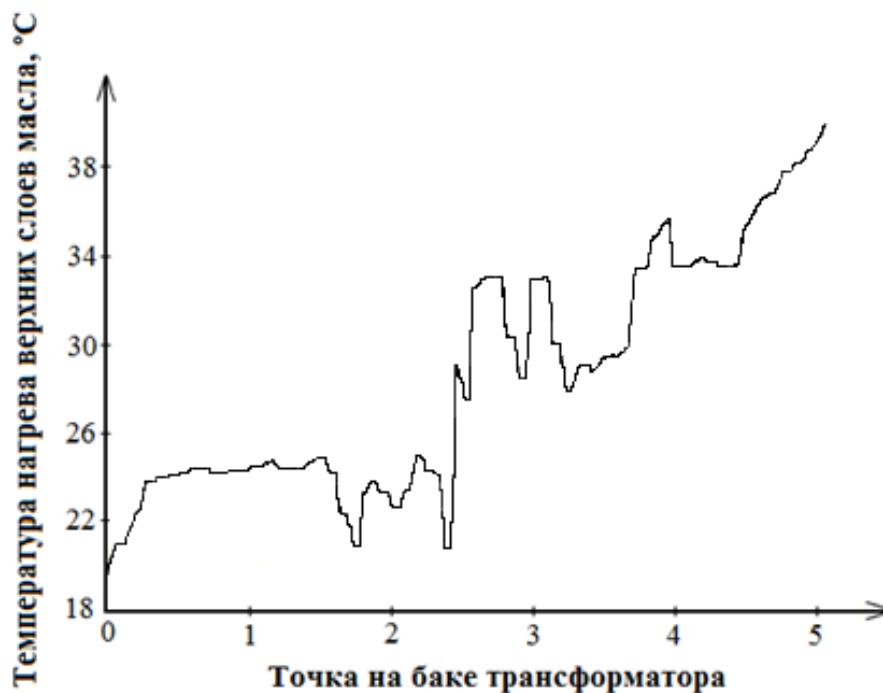


Рисунок 4.4 – График распределения температуры в трансформаторе при прохождении пассажирского состава (точки показаны на рис. 4.5)

На рис. 4.5 представлена объемная картина нагрева трансформатора в инфракрасном диапазоне температур, визуализированная при помощи тепловизора.

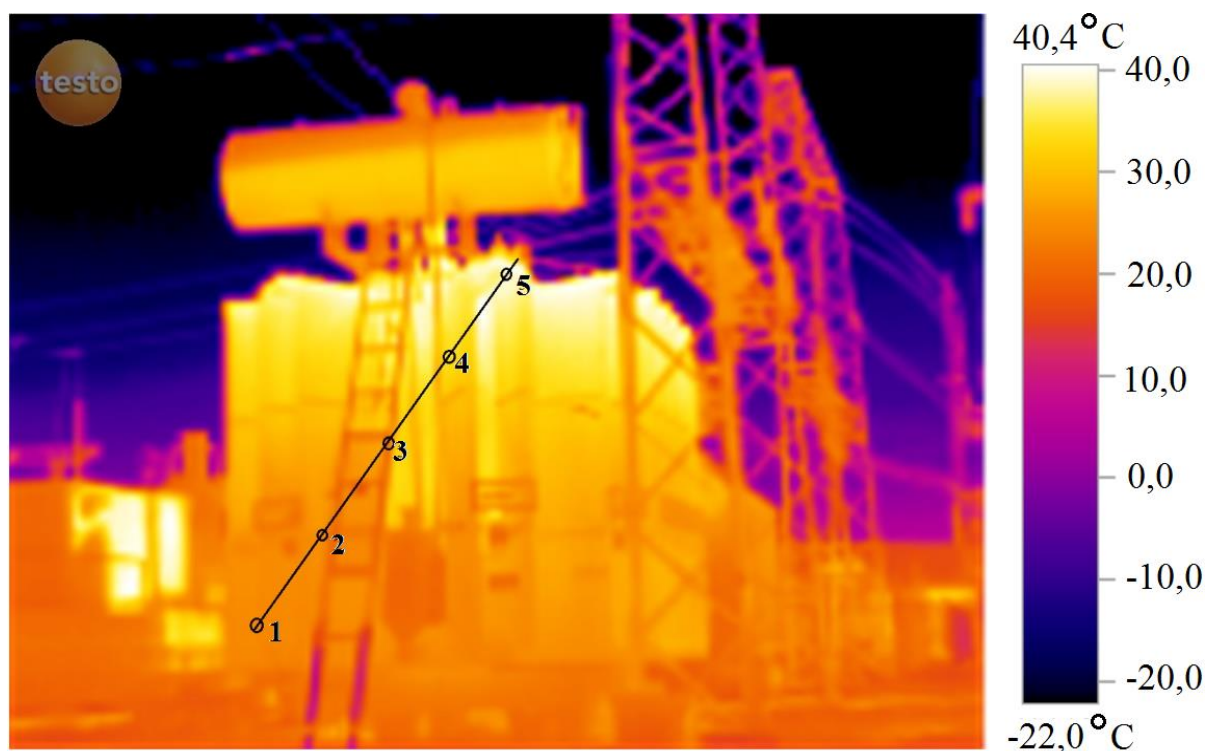


Рисунок 4.5 – Тепловой замер силового трансформатора тяговой подстанции при прохождении пассажирского состава

Согласно рис. 4.5 построена гистограмма нагрева масла в баке (рис. 4.6), которая отражает изменения температуры, изменения тепла в выбранной области силового трансформатора.

Гистограмма построена согласно нагреву элементов трансформатора. Как видно из рис. 4.5, наиболее нагретой точкой является точка 5. Нагрев происходит равномерно, без видимых признаков пробоя и утечки тепла из бака трансформатора.

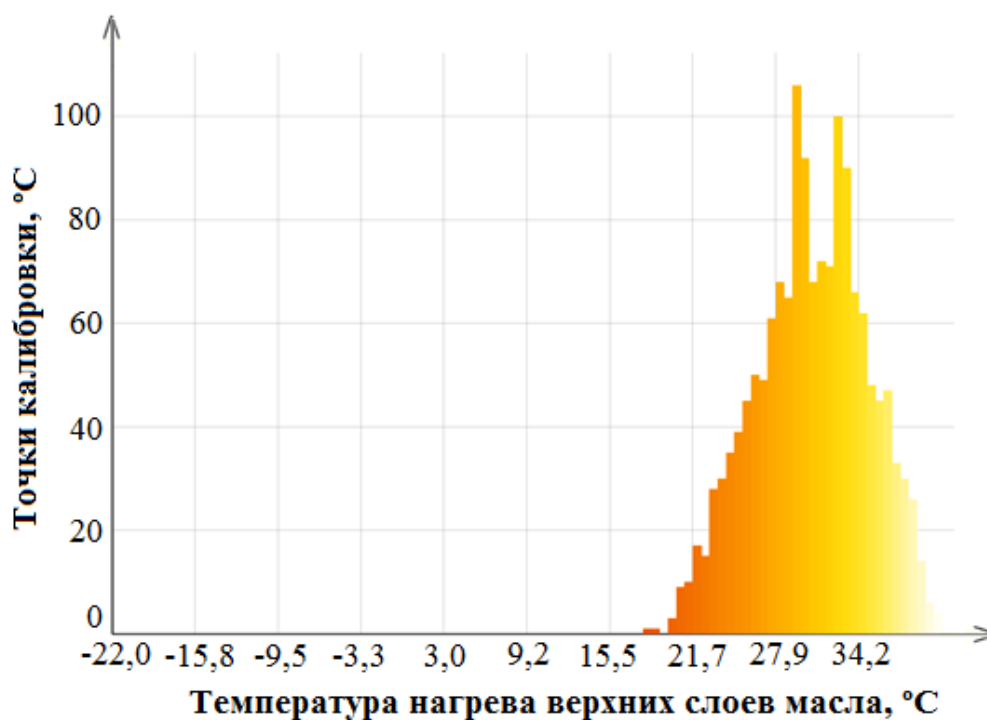


Рисунок 4.6 – Гистограмма изменения температуры при абсолютной температуре в выбранной области тягового трансформатора при прохождении пассажирского состава

Аналогично данным, полученным при замерах для пассажирского поезда, произведены замеры для состава повышенной массы (7000 тонн). Температура верхних слоев масла составила 48,8°C (рисунок 4.7), что на 25% выше температуры трансформатора при тяговой нагрузке состава грузоподъемностью 3000 тонн.

Из рисунка 4.7 видно, что при увеличении нагрузки нагрев возрастает практически по линейной кривой с небольшими отклонениями.



Рисунок 4.7 – График изменения температуры при прохождении состава повышенной массы

Картина визуального отображения теплораспределения для тягового режима при прохождении состава повышенной массы представлена на рис. 4.8.

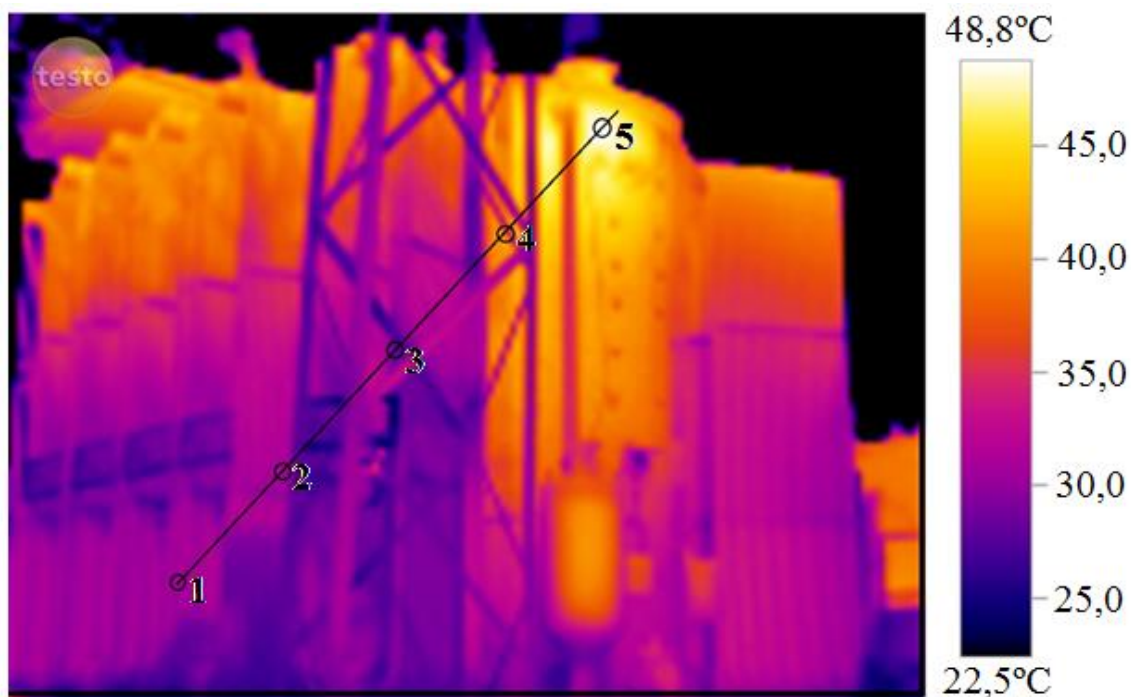


Рисунок 4.8 – Тепловое поле силового трансформатора тяговой подстанции при прохождении состава повышенной грузоподъемности

Согласно проведенным измерениям, построена гистограмма нагрева верхних слоев масла в баке трансформатора (рис. 4.9).

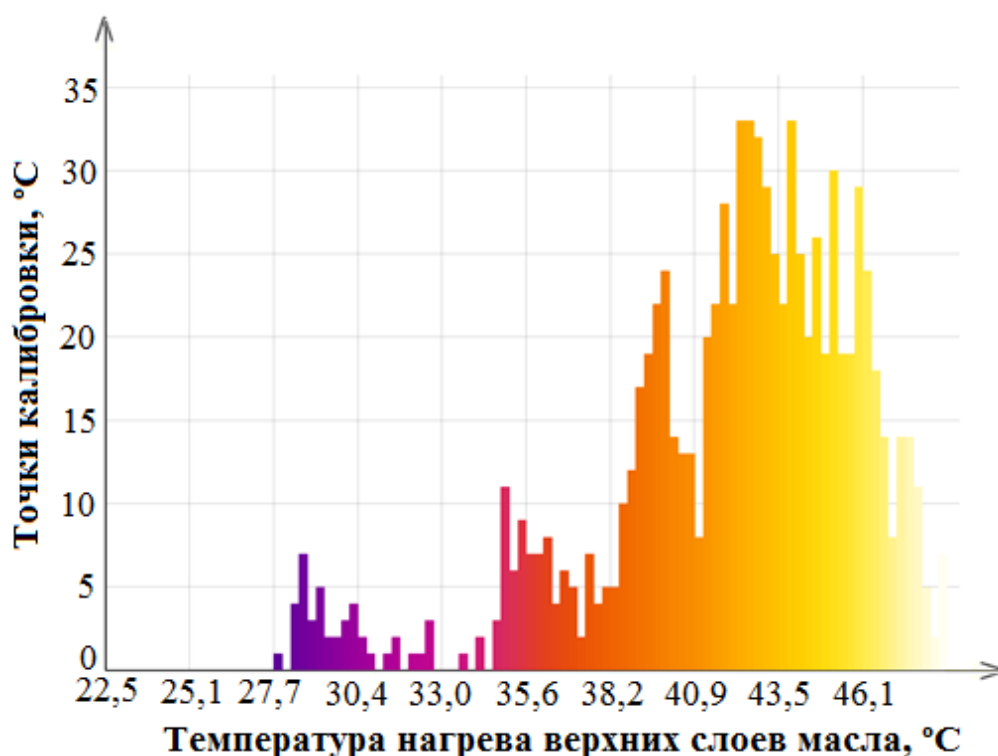


Рисунок 4.9 – Гистограмма изменения температуры при абсолютной температуре в выбранной области тягового трансформатора при прохождении состава повышенной массы

Как видно из рис. 4.9, нагрев происходит равномерно, без видимых признаков пробоя и утечки тепла из бака трансформатора. Однако фиксируется интенсификация тепловыделения, что приводит к перераспределению тепловых потоков в узлах трансформатора и в объеме бака трансформатора. Увеличенное тепловыделение в трансформаторе приводит к снижению интенсификации охлаждения узлов трансформатора, преждевременному старению изоляции и снижению сопротивления масла [109].

## 4.2 Исследования режимов работы системы тягового электроснабжения

Система тягового электроснабжения Красноярской железной дороги работает в особом нагруженном режиме. Это проявляется при увеличении грузопотока и, особенно, при движении грузовых составов повышенной грузоподъемности.

Согласно полученным экспериментальным данным, при прохождении пассажирских и грузовых поездов повышенной массы проведен анализ режимов работы системы тягового электроснабжения 27,5 кВ с использованием программного комплекса КОРТЭС.

Комплекс КОРТЭС имеет гибкую структуру и включает в себя программные модули различного назначения, связанные общими базами данных и способами управления. Для анализа режимов работы системы электроснабжения интерес представляют следующие исследования [103, 104]:

- расходы полной, активной и реактивной электроэнергии по всему участку, по отдельным подстанциям и по энергосистемам, питающим группы подстанций;
- потери электроэнергии в тяговой сети и в трансформаторах;
- средние, максимальные 10, 20 и 60 – минутные токи фазных обмоток трансформаторов подстанций, по которым определяется их нагрузочная способность;
- наибольшие средние токи и температуры нагрева проводов контактной подвески и отсасывающих линий за период 1, 3 и 20 мин;
- минимальные значения напряжения в контактной сети межподстанционных зон за заданный период 1 или 3 мин.

Для детального исследования можно выполнить расчёты схем электроснабжения с заданным фиксированным расположением нагрузок, в том числе – выбранным из любого сечения графика движения.



Особенно важно при анализе электрических нагрузок системы представить реальный профиль пути наиболее близким к расчетному профилю, так как реальный профиль пути использовать затруднительно.

Даже на 1 км железнодорожного пути может быть несколько уклонов различных по величине и протяженности. Поэтому реальный профиль заменяется утрированным, то есть происходит усреднение по длине элементов профиля пути и его уклонов. Именно такой профиль используем при проведении экспериментально-расчетных исследований электрических нагрузок. Расчетный профиль пути приведен в прил. В.

Максимальное количество поездов различных типов и категорий на расчетном участке может достигать девяти наименований. В табл. 4.3 представлены основные характеристики поездов исследуемого участка.

Таблица 4.3 - Основные характеристики поездов, обрацаемых на расчётном участке переменного тока

Наименование поезда	Направление	Тип локомотива	Тип состава	Масса поезда, т	Длина поезда, м
Пассажирский	Нечётное	ВЛ65	Пассажирский скоростной	3735	1659
	Чётное	ВЛ80ст	Пассажирский скоростной	3735	1659
Грузовой повышенной массы	Нечётное	ВЛ80р	Груз. 100% роликовый	7192	1357
	Чётное	ВЛ80р	Груз. 100% роликовый	7192	1357
	Нечётное	ВЛ80р	Груз. 100% скольжения	9192	1783
	Чётное	ВЛ80р	Груз. 100% скольжения	9192	1783
	Нечётное	ВЛ80р	Груз. 100% роликовый	12192	2303
	Чётное	ВЛ80р	Груз. 100% роликовый	12192	2303

На первом этапе исследований произведен тяговый расчет и построен график токопотребления ЭПС. Тяговый расчет выполнен для каждого типа состава четного и нечетного направления.

В качестве базового представлен тяговый расчет грузового поезда повышенной массы 7000 тонн (табл. 4.3, табл. 4.4, рис. 4.10) для нечетного направления.

Таблица 4.4 – Отчет о поездке (нечетное направление)

Перегон	Длина, км	Время хода, мин		Расход энергии	
		полное	под током	кВт·ч	кВ·А·ч
Ст. А – Ст. Б	20.0	38.8	38.0	3200.1	4114.4
Ст. Б – Ст. В	20.0	17.7	2.9	376.1	473.3
Ст. В – Ст. Г	20.0	16.1	3.4	448.3	563.1
Ст. Г – Ст. Д	20.0	16.1	0.0	94.2	121.1
Ст. Д – Ст. Е	20.0	24.9	20.3	2194.1	2793.9
Ст. Е – Ст. Ж	20.0	25.2	25.2	2811.0	3562.8
Ст. Ж – Ст. З	20.0	16.1	16.1	1320.7	1648.5
Ст. З – Ст. И	20.0	18.4	16.6	2007.0	2514.2
Ст. И – Ст. К	20.0	24.4	24.4	3122.5	3964.7
Ст. А – Ст. К	180.0	197.9	146.9	15574.1	19756.0

Расход энергии: 15574,1 кВт·ч; рекуперация 0,0 кВт·ч;

Удельный расход: активн. 7,1 Вт·ч/т·км; полн. 9,0 В·А·ч/т·км;

Техническая скорость: 54,6 км/ч;

Макс. ток поезда 441 А на 90 и 68 км.;

Макс. перегрев обмоток двиг. 138° (доп. 120°) на 180 и 01 км.

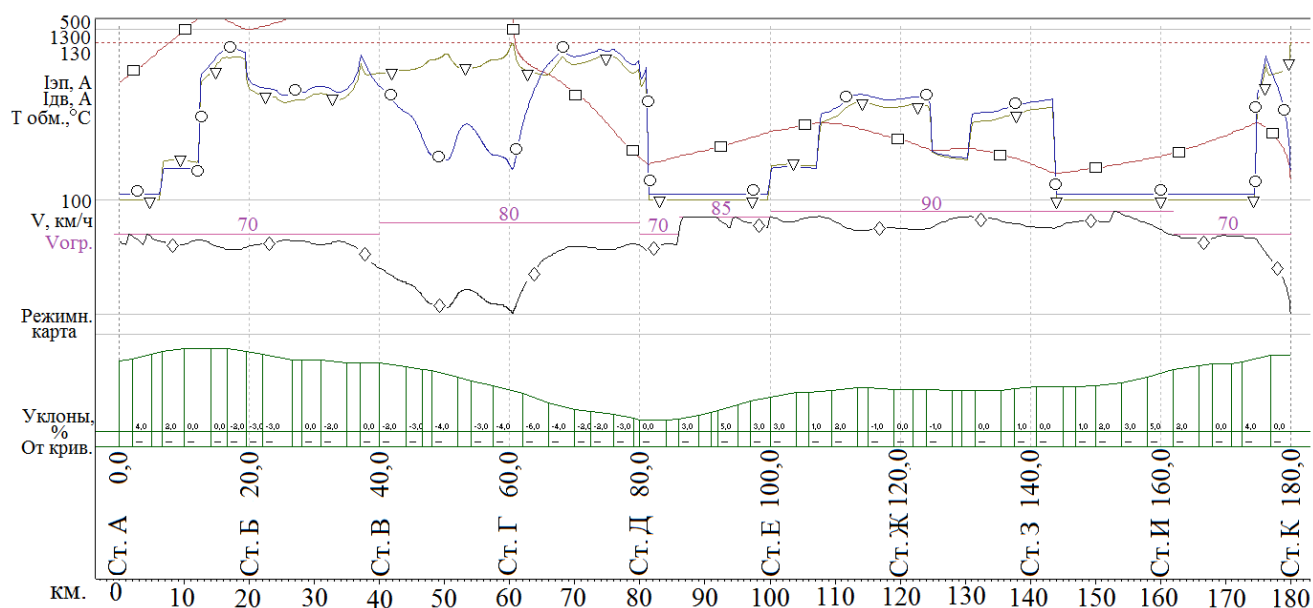


Рисунок 4.10 – График тягового расчета для грузового поезда повышенной массы (нечетное направление)

□ – температура обмотки ЭПС, °С; ○ – полный ток ЭПС, А; ▽ – ток двигателя ЭПС, А; ◇ – значение скорости ЭПС, км/ч

Для продолжения исследований режимов нагрузки системы 27,5 кВ составлен график движения поездов на исследуемом участке (рис. 4.10), с определённым межпоездным интервалом, при этом учитывается также тип поезда (пассажирский, грузовой, грузовой повышенной массы).

В данном расчете приняты следующие исходные данные:

- для чётного направления: 1 пассажирский состав (массой 3600 т.); 3 грузовых состава повышенной массы (массой 7000, 9000, 12000 т.);
- для нечётного направления: 1 пассажирский состав (массой 3600 т.); 3 грузовых состава повышенной массы (массой 7000, 9000, 12000 т.).

Для установления реальных расчетных значений расхода электроэнергии, помимо расчетных ЭПС, установлены и другие (рис. 4.11).

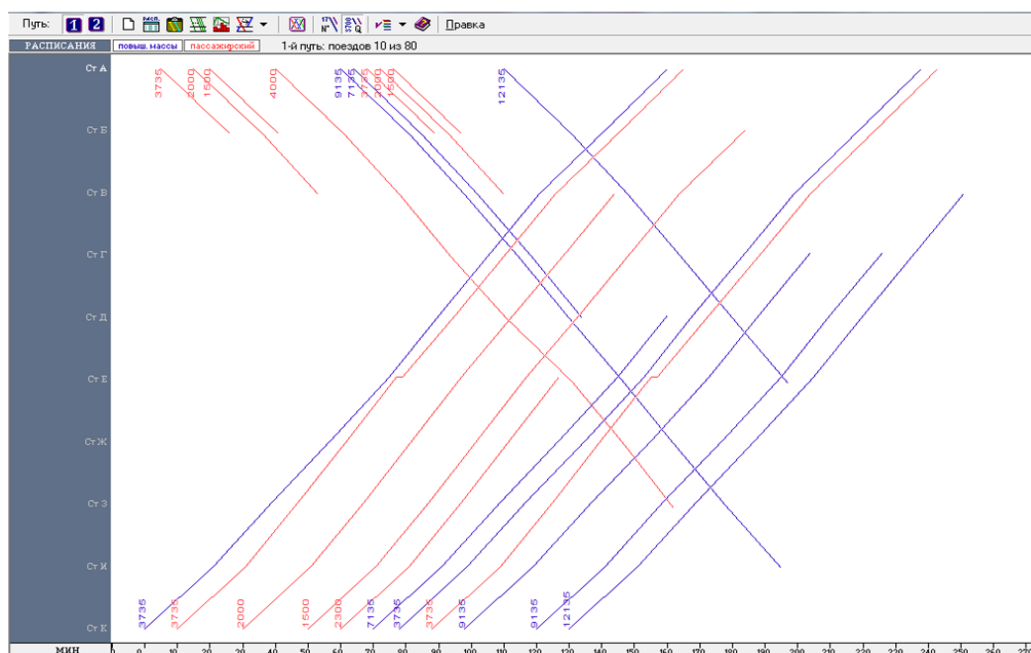


Рисунок 4.11 – График движения поездов

Расписание движения поездов, приведенное на рисунке 4.12, установлено в соответствии с последовательностью токопотребления электроэнергии ЭПС из контактной сети на основе условий исключения дефицита мощности.

Для исключения дефицита мощности тяжеловесные составы должны выдерживать интервал движения не менее 30 минут.

Расписание движения поездов

Правка

Станция Ст А 1-й путь

Интервалы между отправлениями

Усл. номер	Категория поезда	Станция назначения	Масса поезда, т	Прибытие, мин	Отправл., мин
1	пассажирский	Ст Б	3735	-	5
3	пассажирский	Ст В	2000	-	15
5	пассажирский	Ст Б	1500	-	20
7	пассажирский	Ст В	2000	-	25
9	пассажирский	Ст Б	3735	-	40
11	пассажирский	Ст З	4000	-	44
13	повыш. массы	Ст И	9135	-	70
15	повыш. массы	Ст Д	7135	-	74
17	пассажирский	Ст Б	1500	-	78
19	повыш. массы	Ст Е	12135	-	120

OK

Рисунок 4.12 – Расписание движения поездов

Важным и итоговым параметром расчета является расчет нагрузок и пропускной способности системы 27,5 кВ.

При составлении расчетной схемы расстояние между тяговыми подстанциями принимается реальным и равным 50 км, мощность трансформаторов принимается 40 МВА (табл. 4.5). Для улучшения качества электроснабжения между тяговыми подстанциями устанавливаются посты секционирования (ПС) и пункты параллельного соединения (ППС).

Таблица 4.5 – Типы трансформаторов тяговых подстанций

Наименование подстанции	Тип трансформатора	Марка контактного провода
ЭЧЭ-1	ТДТНЖ-40000/110-71У1	ПБСМ-95+МФ-100+4Р65
ЭЧЭ-2	ТДТНЖ-40000/110-71У1	ПБСМ-95+МФ-100+4Р65
ЭЧЭ-3	ТДТНЖ-40000/110-71У1	ПБСМ-95+МФ-100+4Р65
ЭЧЭ-4	ТДТНЖ-40000/110-71У1	ПБСМ-95+МФ-100+4Р65

На рис. 4.13 приведена расчетная схема электроснабжения 27,5 кВ.



Рисунок 4.13 – Схема электроснабжения системы 27,5 кВ

Меры усиления, применяемые на железной дороге переменного тока:

- уменьшение расстояния между тяговыми подстанциями;
- увеличение мощности трансформаторов;
- включение в параллельную работу 2-х трансформаторов;
- подвешивание усиливающих и экранирующих проводов на КС;
- применение продольной и поперечной компенсации, в том числе – на передвижных платформах.

При системе тягового электроснабжения железной дороги на переменном токе минимально допустимое напряжение в контактной сети не должно быть ниже 21000 В и максимальная температура нагрева проводов не должна превышать 100°С не более 3 минут или 90°С не более 20 минут.

При исследовании рабочих режимов системы тягового электроснабжения переменного тока 27,5 кВ используется нечётный и чётный графики нагрузок путей, температура воздуха составляет 20 °С и период усреднения напряжения принимается 1 мин. Так как при расчётах не всегда соблюдаются данные требования, приходится использовать различное усиление системы.

Для достижения необходимой нагревостойкости оборудования тяговой сети и трансформаторов следует обеспечить эффективную и свободную теплоотдачу в окружающую среду всего тепла, выделяющегося в обмотках при допустимых для данного класса нагревостойкости изоляции, превышения температуры обмоток над температурой окружающей среды, т.е. обеспечить достаточно большую поверхность соприкосновения обмотки с охлаждающей средой – маслом или воздухом.

При проектировании трансформаторов, предназначенных для длительной непрерывной нагрузки, тепловой расчет производится для установившегося теплового режима при номинальной нагрузке. Полученные при этом расчете значения превышения температуры над окружающей средой не должны быть больше предельных значений, регламентированных ГОСТ Р 52719-2007 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия». Естественно, что для

всех переходных режимов при нагрузках, не больших номинальной, превышения температуры будут лежать ниже, чем при номинальной нагрузке.

Результаты исследования режимов работы системы тягового электроснабжения для участка Красноярской железной дороги приведены в табл.4.6

Таблица 4.6 – Результаты расчета системы тягового электроснабжения

Основные характеристики	Без усиления	Установка КУ и УПК	Параллельная работа без усиления	Параллельная работа с КУ и УПК	
Минимальное напряжение, кВ	20,87	24,31	21,41	24,57	
Нагрев проводов контактной сети, °С	23	21	23	21	
Средние потери в тяговой сети, %	1,3	0,9	1,3	0,8	
Количество тяговых подстанций на расчетном участке, шт	4	4	4	4	
Расстояние между тяговыми подстанциями, км	60	60	60	60	
Температура нагрева обмоток трансформатора, °С	65	65	65	63	
Расход энергии	Активная, кВт·ч	8967	7056	9029	7090
	Реактивная, кВАр·ч	4750	3660	4766	3663

Анализ данных, систематизированных в табл. 4.6, позволяет сделать выводы, что наиболее оптимальным видом усиления является установка

компенсирующих устройств, а именно – устройств продольной компенсации в слабых межподстанционных зонах. Компенсирующие устройства, позволяют снизить значение реактивной мощности, поднять напряжение в контактной сети до значения 24,31 кВ, вместо установившегося значения 20,87 кВ (не соответствует требованиям ПТЭ РФ). Включение в параллельную работу двух трансформаторов и включение УПК не дают особого эффекта, так как напряжение в контактной сети поднимается до значения 24,57 кВ, увеличивая всего на 0,26 кВ [105].

Большим преимуществом продольной емкостной компенсации в условиях частых и резких изменений тяговой нагрузки является ее полная автоматичность действия по компенсации реактивных составляющих потерь напряжения в тяговой сети, поскольку пропорционально изменению нагрузки меняются потери напряжения в индуктивном сопротивлении системы и емкостном сопротивлении батареи конденсаторов. В результате этого напряжение остается стабильным.

### **4.3 Анализ влияния повышенной электрической нагрузки на тепловой режим силового трансформатора системы тягового электроснабжения 27,5 кВ**

#### **4.3.1 Основные особенности и допущения при исследовании силовых трансформаторов тяговых подстанций**

Полученные результаты численно-экспериментального моделирования системы тягового электроснабжения Красноярской железной дороги подтверждены тепловым расчетом силового трансформатора тяговой подстанции при повышенных тяговых нагрузках.

Ввиду того, что суммарные потери короткого замыкания и холостого хода для двух вариантов расчета трансформатора с медными и алюминиевыми обмотками мало отличаются, полный тепловой расчет проведен только для варианта с медными обмотками (рис. 4.14).



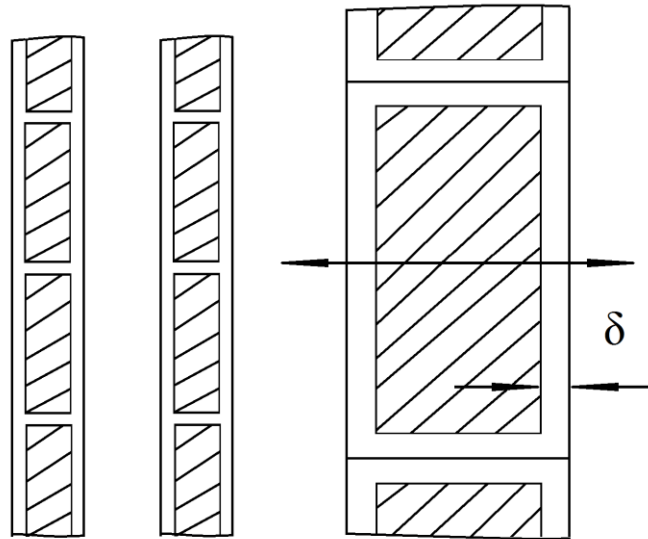


Рисунок 4.14 – К расчету внутреннего перепада температуры в обмотках из прямоугольного провода

Тепловой расчет представлен для каждой из обмоток силового трансформатора типа ТДТНЖ-40000/110.

Внутренний перепад температуры для обмотки НН определяется по выражению

$$\Theta_{01} = \frac{q_1 \delta}{\lambda_{из}} \cdot 10^{-4}; \quad (4.2)$$

где  $q_1$  – плотность теплового потока на поверхности обмотки, принимаем типовой из [106];  $\delta$  – толщина изоляции провода на одну сторону,  $q = 0,025$ см;  $\lambda_{из}$  – теплопроводность бумажной, пропитанной лаком изоляции провода в масле,  $\lambda_{из} = 0,0017$  Вт/(см  $\times$   $^{\circ}$ С);

Внутренний перепад температуры для обмотки ВН находится по формуле

$$\Theta_{02} = \frac{q_2 \delta}{\lambda_{из}} \cdot 10^{-4}. \quad (4.3)$$

Внутренний перепад температуры для обмотки СН определяется по выражению

$$\Theta_{03} = \frac{q_3 \delta}{\lambda_{из}} \cdot 10^{-4}. \quad (4.4)$$

Перепад температуры по поверхности обмотки НН находится по формуле

$$\Theta_{о.м.1} = \kappa_1 \cdot \kappa_2 \cdot k_3 \cdot 0,35 \cdot q_1^{0,6}, \quad (4.5)$$

где  $\kappa_1 = 1,0$  для естественного масляного охлаждения;  $\kappa_2 = 1,1$  для внутренней обмотки НН;  $\kappa_3 = 0,85$ .

Перепад температуры по поверхности обмотки ВН определяется по формуле

$$\Theta_{о.м.2} = \kappa_1 \cdot \kappa_2 \cdot k_3 \cdot 0,35 \cdot q_2^{0,6}, \quad (4.6)$$

где  $\kappa_2 = 1,0$  для наружной обмотки ВН;  $\kappa_3 = 0,9$ .

Перепад температуры по поверхности обмотки СН определяется по выражению

$$\Theta_{о.м.3} = \kappa_1 \cdot \kappa_2 \cdot k_3 \cdot 0,35 \cdot q_3^{0,6}, \quad (4.7)$$

где  $\kappa_2 = 1,1$  для наружной обмотки СН;  $\kappa_3 = 0,85$ .

Полный средний перепад температуры от обмотки НН к маслу находится по формуле

$$\Theta_{О.М.СР.НН} = \Theta_{01} + \Theta_{о.м.1}. \quad (4.8)$$

Полный средний перепад температуры от обмотки ВН к маслу определяется по выражению

$$\Theta_{O.M.CP.BH} = \Theta_{02} + \Theta_{o.m.2}. \quad (4.9)$$

Полный средний перепад температуры от обмотки СН к маслу находится по формуле

$$\Theta_{O.M.CP.CH} = \Theta_{03} + \Theta_{o.m.3}. \quad (4.10)$$

В соответствии с мощностью трансформатора используется конструкция гладкого бака с охлаждающими трубами. Минимальные внутренние размеры бака – по рис. 4.15, а и б. Изоляционные расстояния отводов определяем до прессующей балки верхнего яра и до стенки бака. Согласно конструкции трансформатора внешние габариты прессующих балок ярем принимаются равными внешнему габариту обмотки ВН.

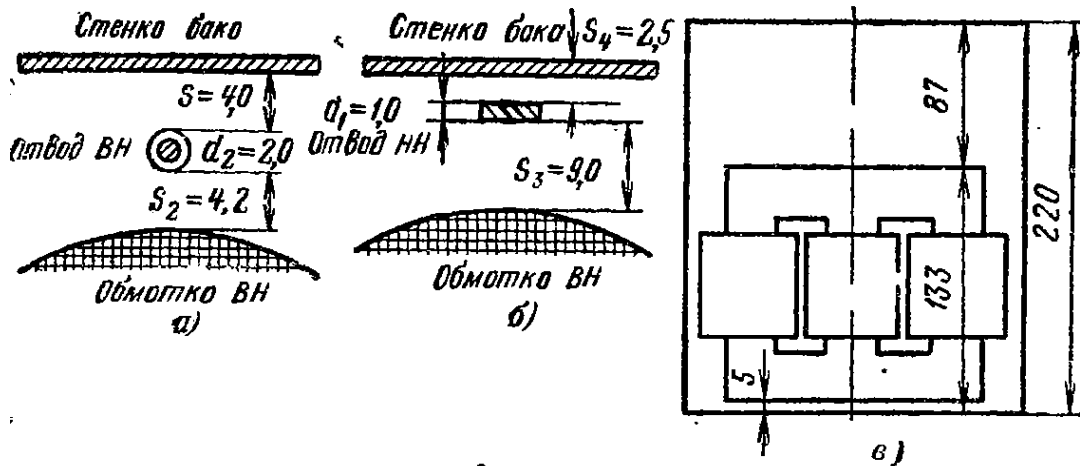


Рисунок 4.15 – Размеры трансформатора тяговой подстанции

Минимальная ширина бака для трансформатора 110 кВ, см, (рис. 4.15 а, б)

$$B = d_2'' + 80. \quad (4.11)$$

Длина бака трансформатора 110 кВ с трехфазной системой находится по формуле

$$A = 2 \cdot C + D_2'' + 80 . \quad (4.12)$$

Глубина бака трансформатора 110 кВ определяется по выражению

$$H_{\bar{o}} = H_{a.ч.} + H_{я.к.} , \quad (4.13)$$

где  $H_{a.ч.}$  – высота активной части;  $H_{я.к.}$  – расстояние от верхнего ярма трансформатора до крышки бака.

Длительное допустимое среднее превышение температуры обмоток над воздухом при номинальной нагрузке может быть принято равным 65°C.

Среднее превышение температуры масла, омывающего обмотки, должно быть не более значения, полученного по выражению

$$\Theta_{m.в.} = 65 - \Theta_{o.m.c.p.} . \quad (4.14)$$

Найденное среднее превышение может быть допущено, так как превышение температуры масла в верхних слоях в этом случае находится по формуле

$$\Theta_{m.в.в.} = 1,2 \cdot \Theta_{m.в.} . \quad (4.15)$$

Принимая предварительно перепад на внутренней поверхности стенки бака  $\Theta_{m.б.} = 5^{\circ}$  и запас в 2 °С, находится среднее превышение температуры стенки бака над воздухом по выражению

$$\Theta_{\bar{o}.в.} = \Theta_{m.в.} - \Theta_{m.б.} . \quad (4.16)$$

Для выбранных размеров бака рассчитывается поверхность конвекции гладкой части бака по формуле

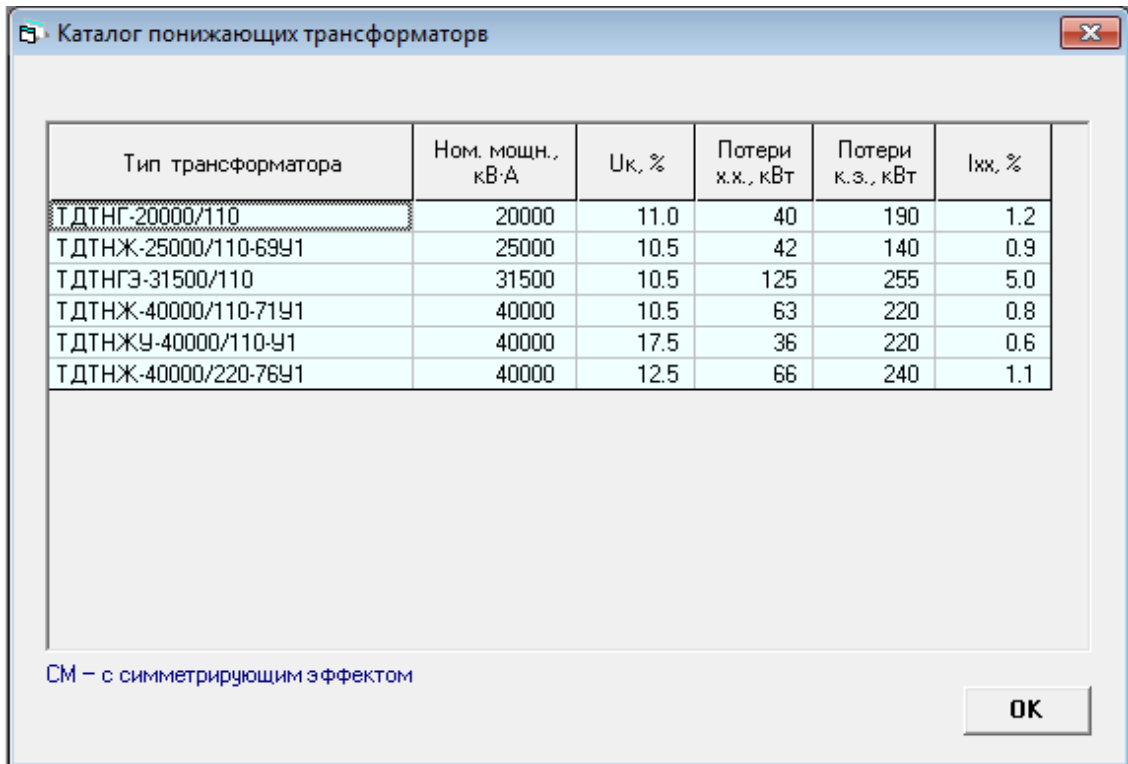
$$P_{к.г.л} = [2 \cdot (A - B) + \pi \cdot B] \cdot H_{\delta} \cdot 10^{-4}. \quad (4.17)$$

Ориентировочная поверхность излучения бака трансформатора находится по выражению

$$P_u = P_{к.г.л} \cdot \kappa, \quad (4.18)$$

где  $\kappa$  – коэффициент, учитывающий отношение периметра поверхности излучения к поверхности гладкой части бака и приближенно равный: 1,5 – 2,0 – для бака с навесными радиаторами.

Согласно полученным данным в программном комплексе КОРТЭС принимаются типовые мощности:  $P_{х.х.} = 63$  кВт,  $P_{к.з.} = 220$  кВт силового трансформатора ТДТНЖ-40000/110-71У1 (рис. 4.16).



Тип трансформатора	Ном. мощн., кВ·А	Uк, %	Потери х.х., кВт	Потери к.з., кВт	Iхх, %
ТДТНГ-20000/110	20000	11.0	40	190	1.2
ТДТНЖ-25000/110-69У1	25000	10.5	42	140	0.9
ТДТНГЗ-31500/110	31500	10.5	125	255	5.0
ТДТНЖ-40000/110-71У1	40000	10.5	63	220	0.8
ТДТНЖУ-40000/110-У1	40000	17.5	36	220	0.6
ТДТНЖ-40000/220-76У1	40000	12.5	66	240	1.1

СМ – с симметрирующим эффектом

OK

Рисунок 4.16 – Каталог понижающих трансформаторов

Ориентировочная необходимая поверхность конвекции для заданного значения определяется по выражению

$$\Pi_k^l = \frac{1,05 \cdot (P_k + P_x)}{2,5 + \Theta_{\bar{b}, \bar{e}}^{2,25}} - 1,12 \cdot \Pi_u, \quad (4.19)$$

где  $P_k$  и  $P_x$  – сумма расчетных потерь короткого замыкания и холостого хода.

Теплоотводящая система радиатора имеет трубчатую конструкцию.

Для внутреннего ряда труб  $b_1$  находится по формуле

$$b_1 = b_2 - 2 \cdot t_p. \quad (4.20)$$

Длина трубы внутреннего ряда  $l_1$  определяется по выражению

$$l_1 = (b_1 - 2 \cdot R) + \pi \cdot R + 2 \cdot a_1. \quad (4.21)$$

Длина трубы наружного ряда  $l_2$  находится по формуле

$$l_2 = l_1 + 4 \cdot t_p. \quad (4.22)$$

Длина двух труб  $l$  определяется по выражению

$$l = l_1 + l_2. \quad (4.23)$$

Необходимая поверхность конвекции труб находится по формуле

$$\Pi_{к.тр} = \Pi_k^l - \Pi_{к.эл}. \quad (4.24)$$

Необходимая фактическая поверхность труб определяется по выражению

$$\Pi_{mp} = \frac{\Pi_{к.мп.}}{K_{\phi}}, \quad (4.25)$$

где  $K_{\phi} = 1,6$  для трансформаторов с дутьем.

При поверхности 1 м трубы  $0,16 \text{ м}^2$  необходимо иметь общую длину труб

$$L = \frac{\Pi_{mp}}{0,16}. \quad (4.26)$$

Число труб радиатора в ряду для обеспечения этой общей длины должно быть

$$m_{mp} = \frac{L}{l_1 + l_2}. \quad (4.27)$$

Шаг труб в ряду находится по формуле

$$t_T = \frac{2 \cdot (A - B) + \pi \cdot B}{m_{mp}}. \quad (4.28)$$

Поверхность излучения бака по внешнему периметру бака по трубам находится по выражению

$$\Pi_{II} = [2 \cdot (A - B) + \pi \cdot (B + 2 \cdot a_1 + 2 \cdot R + 2 \cdot t_p + d)] \cdot H_{\sigma} \cdot 10^{-4} + 0,5 \cdot \Pi_{кр}. \quad (4.29)$$

Поверхность крышки определяются по формуле

$$\Pi_{кр} = \pi \cdot \frac{(B + 16)^2}{4} \cdot 10^{-4} + (A - B) \cdot (B + 16) \cdot 10^{-4}. \quad (4.30)$$

Поверхность конвекции бака находится по формуле

$$\Pi_{к} = \Pi_{к.г.л.} \cdot K_{\phi.г.л.} + \Pi_{mp} \cdot K_{\phi.мп} + \Pi_{кр} \cdot K_{\phi.кр}. \quad (4.31)$$

Определение превышений температуры обмоток и масла над окружающим воздухом реализуется следующим алгоритмом.

Среднее превышение температуры стенки бака (трубы) определяется по выражению

$$\Theta_{\bar{\theta}.в} = \left[ \frac{1,10 \cdot (P_{\kappa} + P_x)}{2,8 \cdot \Pi_u + 2,5 \cdot \Pi_{\kappa}} \right]^{0,8} . \quad (4.32)$$

Среднее превышение температуры масла вблизи стенки бака над температурой стенки (трубы) находится по формуле

$$\Theta_{\text{м.б.}} = 0,165 \cdot \left[ \frac{1,10 \cdot (P_{\kappa} + P_x)}{\Pi_{\text{тр.}} + \Pi_{\text{зл.}} + \Pi_{\text{кр.}} \cdot 0,5} \right]^{0,6} . \quad (4.33)$$

Превышение средней температуры масла над температурой окружающего воздуха определяется по выражению

$$\Theta_{\text{м.в.}} = \Theta_{\text{м.б.}} + \Theta_{\bar{\theta}.в} . \quad (4.34)$$

Превышение температуры масла в верхних слоях находится по формуле

$$\Theta_{\text{м.в.в}} = \sigma \cdot \Theta_{\text{м.в.}} , \quad (4.35)$$

где  $\sigma$  – коэффициент для трубчатых баков и баков с радиаторами,  $\sigma = 1,2$ .

Превышение температуры обмоток над воздухом для обмотки НН находится по формуле

$$\Theta_{\text{О.В.1}} = \Theta_{\text{О.М.СР.НН}} + \Theta_{\text{м.в.}} . \quad (4.36)$$



Превышение температуры обмоток над воздухом для обмотки ВН определяется по формуле

$$\Theta_{O.B.2} = \Theta_{O.M.CP.VH} + \Theta_{M.B.} \quad (4.37)$$

Превышение температуры обмоток над воздухом для обмотки СН находится по выражению

$$\Theta_{O.B.3} = \Theta_{O.M.CP.CH} + \Theta_{M.B.} \quad (4.38)$$

Превышение температуры масла трансформатора в верхних слоях  $\Theta_{M.B.B} < 55^{\circ}C$  и обмотках  $\Theta_{O.B} < 65^{\circ}C$  должна лежать в пределах допустимого нагрева.

#### 4.3.2 Результаты теплового расчета силового трансформатора при повышенной нагрузке

**Тепловой расчет обмоток.** Согласно выражениям (4.2), (4.3), (4.4) внутренний перепад температуры обмоток НН, ВН, СН силового трансформатора тяговой подстанции равен

$$\Theta_{01} = \frac{958 \cdot 0,025}{0,0017} \cdot 10^{-4} = 1,4^{\circ}C ,$$

$$\Theta_{02} = \frac{1134 \cdot 0,025}{0,0017} \cdot 10^{-4} = 1,7^{\circ}C ,$$

$$\Theta_{03} = \frac{1055 \cdot 0,025}{0,0017} \cdot 10^{-4} = 1,5^{\circ}C .$$

Перепад температуры по поверхности обмоток определяется по выражениям (4.5), (4.6), (4.7) °C

$$\Theta_{o.m.1} = 1,0 \cdot 1,1 \cdot 0,85 \cdot 0,35 \cdot 958^{0,6} = 20,1 \text{ } ^\circ\text{C} ,$$

$$\Theta_{o.m.2} = 1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,85 \cdot 0,35 \cdot 1134^{0,6} = 20,24 \text{ } ^\circ\text{C} ,$$

$$\Theta_{o.m.3} = 1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,85 \cdot 0,35 \cdot 1055^{0,6} = 19,38 \text{ } ^\circ\text{C} .$$

Полный средний перепад температуры от обмоток НН, ВН, СН к маслу определяется по выражениям (4.8), (4.9), (4.10)

$$\Theta_{O.M.CP.HH} = 1,4 + 20,1 = 21,5 \text{ } ^\circ\text{C} ,$$

$$\Theta_{O.M.CP.BH} = 1,7 + 20,24 = 21,94 \text{ } ^\circ\text{C} ,$$

$$\Theta_{O.M.CP.CH} = 1,5 + 19,38 = 20,88 \text{ } ^\circ\text{C} .$$

**Тепловой расчет бака.** Минимальная ширина бака рассчитывается по формуле (4.11)

$$B = 49,8 + 80 = 129,8 \approx 130 \text{ см} .$$

Длина бака определяется по (4.12)

$$A = 2 \cdot 53 + 49,8 + 80 = 235,8 \approx 240 \text{ см} .$$

Глубина бака трансформатора определяется по формуле (4.13)

$$H_{\bar{o}} = 133 + 50 = 183 \text{ см} .$$

Среднее превышение температуры масла, омывающего обмотки, находится по выражению (4.14) и должно быть не более

$$\Theta_{м.в.} = 65 - 23,1 = 41,9^{\circ} C .$$

В этой формуле следует взять большее из трех значений  $\Theta_{о.м.ср.}$ , подсчитанных для обмоток НН, ВН, СН.

Найденное среднее превышение может быть допущено, так как превышение температуры масла в верхних слоях в этом случае будет определяться по выражению (4.15)

$$\Theta_{м.в.в} = 1,2 \cdot 41,9 = 50,3 < 55^{\circ} C .$$

Принимая предварительно перепад на внутренней поверхности стенки бака  $\Theta_{м.б} = 5^{\circ} C$  и запас в  $2^{\circ} C$ , определяется среднее превышение температуры стенки бака над воздухом по формуле (4.16)

$$\Theta_{б.в.} = 41,9 - 5 - 2 = 34,9^{\circ} C .$$

Для выбранных размеров бака определяется поверхность конвекции гладкой части бака по выражению (4.17)

$$P_{к.гл} = [2 \cdot (240 - 130) + 3,14 \cdot 130] \cdot 183 \cdot 10^{-4} = 11,50 \text{ м}^2 .$$

Ориентировочная поверхность излучения бака трансформатора определяется по формуле (4.18)

$$P_{И} = 11,50 \cdot 1,5 = 17,25 \text{ м}^2 .$$

Ориентировочная необходимая поверхность конвекции для заданного значения  $\Theta_{б.в.}$  определяется по формуле (4.19)

$$P'_k = \frac{1,05 \cdot (220000 + 63000)}{2,5 + 34,9^{2,25}} - 1,12 \cdot 17,25 = 81 \text{ м}^2.$$

Из [106] принимаем шаг между рядами труб  $t_p=10$  см, размеры трубы 7,5x2,0 см, радиус закругления трубы  $R=18,8$  см, прямой участок трубы внутреннего ряда  $a_1=10$  см, второго ряда  $a_2= a_1+ t_p=10+10=20$  см, расстояние между осями труб для наружного ряда  $b_2=H_{\sigma}-c-e=183-10-11=162$  см,  $c_{мин}=9+1=10$  см,  $e_{мин}=10+1=11$  см.

Размер для внутреннего ряда труб определим по формуле (4.20)

$$b_1 = 162 - 2 \cdot 10 = 142 \text{ см.}$$

Длина трубы внутреннего ряда определяется из выражения (4.21)

$$l_1 = (142 - 2 \cdot 18,8) + 3,14 \cdot 18,8 + 2 \cdot 10 = 183,42 \text{ см.}$$

Длина трубы наружного ряда определяется из выражения (4.22)

$$l_2 = 183,4 + 4 \cdot 10 = 223,43 \text{ см.}$$

Длина двух труб вычисляется с помощью выражения (4.23)

$$l = 183,42 + 223,43 = 406,85 \text{ см} = 4,07 \text{ м.}$$

Необходимая поверхность конвекции труб находится по формуле (4.24)

$$P_{к.тр} = 81 - 11,50 = 69,50 \text{ м}^2.$$

Необходимая фактическая поверхность труб определяется из выражения (4.25)

$$P_{mp} = \frac{69,50}{1,6} = 43,44 \text{ м}^2.$$

При поверхности 1 м трубы 0,16 м<sup>2</sup> необходимо иметь общую длину труб, согласно (4.26)

$$L = \frac{43,44}{0,16} = 272 \text{ м}.$$

Число труб в ряду для обеспечения общей длины находится по выражению (4.27)

$$m_{mp} = \frac{272}{4,07} = 67 \approx 70.$$

Шаг труб в ряду находится по выражению (4.28)

$$t_m = \frac{2 \cdot (240 - 130) + 3,14 \cdot 130}{70} = 8,97 \text{ см}.$$

Поверхность излучения бака по внешнему периметру бака по трубам находится по выражению (4.29)

$$P_H = [2 \cdot (240 - 130) + 3,14 \cdot (130 + 2 \cdot 10 + 2 \cdot 18,8 + 2 \cdot 10 + 7,5)] \cdot 183 \cdot 10^{-4} = 16,37 \text{ м}^2.$$

Поверхность крышки определяется из выражения (4.30)

$$P_{кр} = 3,14 \cdot \frac{(130 + 16)^2}{4} \cdot 10^{-4} + (240 - 130) \cdot (130 + 16) \cdot 10^{-4} = 3,28 \text{ м}^2.$$

Поверхность конвекции бака находится по формуле (4.31)

$$P_k = 11,50 \cdot 1,6 + 45,81 \cdot 1,6 + 3,28 \cdot 1,6 = 96,94 \text{ м}^2.$$

**Превышение температуры обмоток и масла над окружающим воздухом.** Среднее превышение температуры стенки бака (трубы) определяется по выражению (4.32)

$$\Theta_{\text{б.в}} = \left[ \frac{1,10 \cdot (220000 + 63000)}{2,8 \cdot 17,25 \cdot 2,5 \cdot 96,94} \right]^{0,8} = 13,80^\circ\text{C}.$$

Среднее превышение температуры масла вблизи стенки бака над температурой стенки (трубы) определяется по формуле (4.33)

$$\Theta_{\text{м.б}} = 0,165 \cdot \left[ \frac{1,10 \cdot (220000 + 63000)}{45,81 + 11,50 + 3,28 \cdot 0,5} \right]^{0,6} = 28,26^\circ\text{C}.$$

Превышение средней температуры масла над температурой окружающего воздуха находится по выражению (4.34)

$$\Theta_{\text{м.в}} = 28,26 + 13,80 = 42^\circ\text{C}.$$

Превышение температуры масла в верхних слоях находится по выражению (4.35)

$$\Theta_{\text{м.в.в}} = 1,2 \cdot 42 = 50,4^\circ\text{C}.$$

Превышение температуры обмоток над воздухом для обмотки НН определяется по выражению (4.36)

$$\Theta_{\text{O.B.1}} = 21,5 + 42 = 63,5^\circ\text{C} < 65^\circ\text{C},$$

Превышение температуры обмоток над воздухом для обмотки ВН определяется из (4.37)

$$\Theta_{O.B.2} = 20,24 + 42 = 62,24 \text{ } ^\circ\text{C} < 65 \text{ } ^\circ\text{C} ,$$

Превышение температуры обмоток над воздухом для обмотки СН определяется по выражению (4.38)

$$\Theta_{O.B.3} = 19,38 + 42 = 61,38 \text{ } ^\circ\text{C} < 65 \text{ } ^\circ\text{C} .$$

Превышение температуры масла в верхних слоях составляет  $50,4^\circ\text{C}$  и не превышает  $\Theta_{m.v.v} < 60^\circ\text{C}$ ; превышение температуры обмоток НН, ВН, СН над воздухом составляет  $63,5^\circ\text{C}$ ,  $62,24^\circ\text{C}$ ,  $62,38^\circ\text{C}$  и не превышает  $\Theta_{o.v} < 65^\circ\text{C}$ , т.е. лежит в пределах допустимого нагрева согласно ГОСТ Р 52719-2007 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия» [14].

Согласно полученным данным в программном комплексе КОРТЭС (табл. 4.6) при увеличении массы состава от 3000 т до 12000 т происходит наиболее сильное потребление активной мощности из тяговой сети ст. Д – ст. Е (рис. 4.10), что сопровождается наибольшим токопотреблением, порядка 450 А на фидере 27,5 кВ. Вследствие этого увеличивается межпоездной интервал до 30 минут, что ухудшает пропускную способность, увеличивается также нагрев обмоток трансформатора. Из замеров очевидно увеличение температуры масла трансформатора от  $40$  до  $49^\circ\text{C}$ . При увеличении массы состава от 9000-12000 тонн происходит увеличение нагрева до  $63,5$  по обмотке НН вследствие увеличения потребляемой мощности.

**Превышение температуры трансформатора при предельных нагрузках.** При увеличении массы поезда, а следовательно и увеличении потребления мощности полученные температурные режимы трансформатора показывают значительное увеличение температуры (рис. 4.8). Превышения температуры

трансформатора ТДТНЖ-40000/110-71У1 при предельных нагрузках представлены в табл. 4.7 [106].

Таблица 4.7 – Превышения температуры трансформатора при предельных нагрузках

Масса состава, тонн	Ток в обмотке, А	Мощность потерь, Вт	Температура трансформатора, °С		
			$\Theta_{o.v.1}$	$\Theta_{o.v.2}$	$\Theta_{o.v.3}$
3000	380	220000	64	62	61
7000	900	286000	69	68	67
9000	1250	330000	74	72	71
12000	1620	396000	80	78	77

В табл. 4.7 приняты обозначения:

$\Theta_{o.v.1}$  – превышение температуры обмоток над воздухом для обмотки НН, °С

$\Theta_{o.v.2}$  – превышение температуры обмоток над воздухом для обмотки ВН, °С

$\Theta_{o.v.3}$  – превышение температуры обмоток над воздухом для обмотки СН, °С

Согласно полученным данным, представленным в табл. 4.7, можно сделать вывод о том, что потери в обмотке трансформатора состоят из потерь в обмотках при протекании по ним токов нагрузки, добавочных потерь в обмотках и конструкциях трансформатора. Добавочные потери вызваны магнитными полями рассеяния, создающими вихревые токи в крайних витках обмотки и конструкциях трансформатора (стенки бака, ярмовые балки и др). Увеличение нагрева обмоток трансформатора происходит с увеличением нагрузки и повышенным токопотреблением (рис. 4.17)

С ростом массы состава наблюдается увеличение тока в обмотках трансформатора, что приводит к его работе с максимальной нагрузкой. Такой режим трансформатора может привести к перегреву обмотки, отгоранию выводов и т.п.



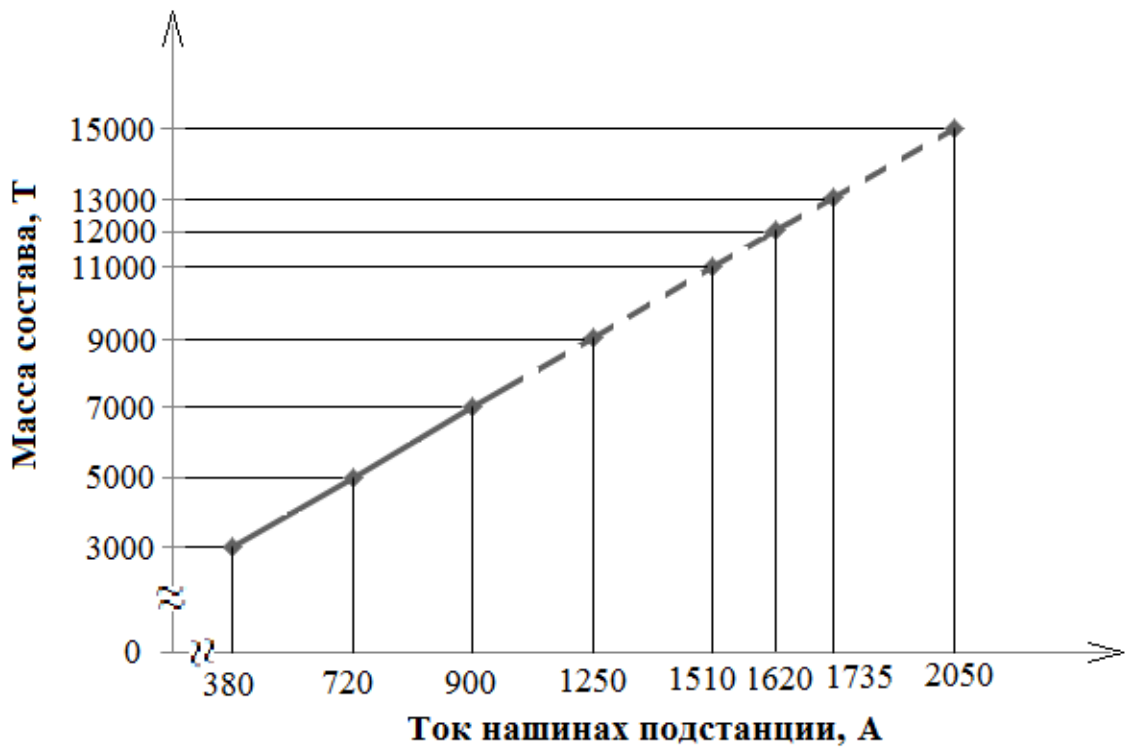


Рисунок 4.17 – Увеличение тока в обмотке трансформатора при повышенной массе состава

На прямолинейном участке движения состава предельный режим является приемлемым для трансформатора при увеличении интервала движения. Такой режим является особенно трудным для трансформатора при движении тяжеловесного состава под уклон, при этом представленные меры не всегда позволяют полностью вывести систему электроснабжения на номинальный режим, так как значения нагрева трансформатора по обмоткам ВН и НН, согласно ГОСТ Р 52719-2007 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия», превышают допустимые значения температуры обмоток более 65°C.

#### **4.4 Анализ повышения надежности оборудования электрических подстанций тягового электроснабжения при работе в критических режимах**

С проблемой надежности на энергопредприятиях и предприятиях Красноярской железной дороги связывают практические задачи, касающиеся статистической оценки и анализа надежности действующего оборудования и установок, прогнозирование надежности оборудования и установок, нормирование

уровня надежности, испытания на надежность, расчет и анализ на надежность, создание и эксплуатация электротехнического оборудования, установок, систем и др. [72].

Для определения перспективной тенденции изменения работоспособности трансформаторов рассмотрено изменение надежности силовых трансформаторов с использованием моделей на основе искусственного интеллекта [107, 108].

Для оценки объективности работы ИНС проведено ее обучение и тестирование при прогнозировании напряжения на обмотке СН для нормальной тяговой нагрузки системы тягового электроснабжения (СТЭ). В табл. 4.8 приведены входные данные нейронной сети, полученные на основе использования программного комплекса КОРТЭС.

Таблица 4.8 – Входные данные модуля синтеза нейронной сети для состава 7000 тонн

Схема электроснабжения	СТЭ без УПК	СТЭ без УПК при параллельной работе трансформатора	СТЭ с УПК	СТЭ с УПК при параллельной работе трансформатора
Температура окружающей среды, °С	20	20	20	20
P, кВт·ч	8967	7056	9029	7090
Q, кВАр·ч	4750	3660	4766	3663
Температура нагрева обмоток трансформатора, °С	65	65	65	63
Нагрев проводов контактной сети, °С	23	21	23	21
Максимальный ток трансформатора по обмотке 27,5кВ, А	900	900	900	900
Максимальный ток трансформатора по обмотке 110кВ, А	250	250	250	250

Структура модуля синтеза нейронной сети представляет многослойный перцептрон, во входном слое которого находится 8 нейронов, в выходном – один

нейрон, для обучения ИНС используется алгоритм обратного распространения ошибки совместно с одним из алгоритмов поиска экстремума – метод градиентного спуска. Результаты расчета прогнозных значений на этапе обучения ИНС для напряжения обмотки СН трансформатора различных схем электроснабжения приведены в табл. 4.9.

Таблица 4.9 – Результаты расчета ИНС при прохождении состава 7000 тонн

Схема электроснабжения	Напряжение в контактной сети по результатам КОРТЭС (факт), кВ	Напряжение в контактной сети по результатам ИНС (прогноз), кВ	Погрешность, %
СТС без УПК	20,87	21,94	4,87
СТЭ без УПК при параллельной работе трансформатора	24,31	23,25	4,36
СТЭ с УПК	21,41	21,04	1,73
СТЭ с УПК при параллельной работе трансформатора	24,57	23,62	3,87

Выходные значения прогноза напряжения при прохождении состава 7000 тонн не превышают 5%, что говорит о работоспособности системы «Нейронная сеть – КОРТЭС» для тягового электроснабжения и соответствует удовлетворительному обучению нейронной сети.

Используя данные отношения сопротивления изоляции  $R_{60}/R_{15}$  (для нормального режима эксплуатации трансформатора мощностью 40000 кВА), которые находятся в диапазоне от 1,28 до 1,333 за период с 2009 года по 2013 год,

получены прогнозные значения сопротивления изоляции  $R_{60}/R_{15}$  для 2014 года (табл.4.10).

Таблица 4.10 – Прогноз отношения сопротивления изоляции  $R_{60}/R_{15}$  на 2014 год

Год	Сопротивление изоляции, Мом		Погрешность, %
	Факт	Прогноз	
2014	1,318	1,322	0,3

Как видно из результатов, погрешность находится в приемлемом диапазоне и не превышает 0,3%.

На рис. 4.18 представлена графическая зависимость сравнительного анализа сопротивления изоляции  $R_{60}/R_{15}$  для 2013 – 2014 годов.

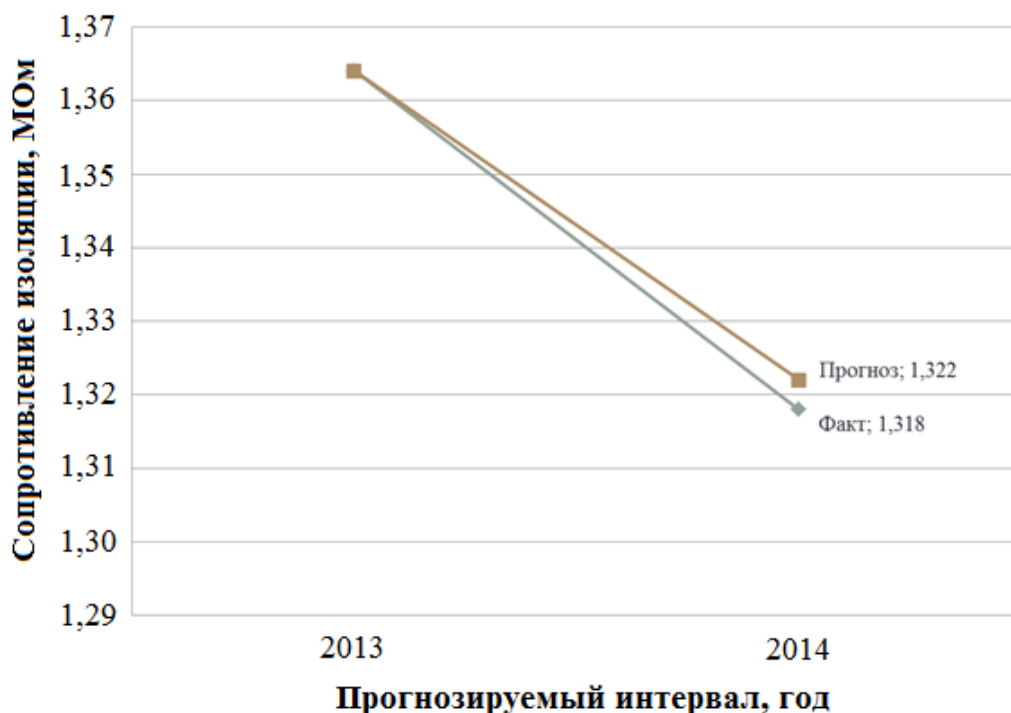


Рисунок 4.18 – График прогноза отношения сопротивления изоляции  $R_{60}/R_{15}$  на 2014 год

Анализируя результаты, можно сделать вывод, что снижение значения относительного сопротивления изоляции  $R_{60}/R_{15}$  с 1,365 до 1,322 обусловлено

естественным износом изоляции, что не влияет на нормальную эксплуатацию трансформатора.

Для подстанций Красноярской железной дороги, на которых установлены трансформаторы ТДТНЖ–40000 кВА, по предложенной методике выполнен расчет прогноза напряжения тяговой обмотки СН трансформатора при нормативном прохождении подвижного состава с различной массой с учетом загрузки трансформатора потребляемой мощности (табл. 4.12). Входные данные для обучения нейронной сети представлены в табл. 4.11 и прил. Г.

Таблица 4.11 – Данные по силовым трансформаторам тяговых подстанции Красноярской дистанции электроснабжения

№ п/п	Наименование т/п	Тип установленного трансформатора	Оперативное наименование	Номинальная мощность (МВА)	срок службы на 20.11.2014, лет	Фактическая максимальная потребляемая мощность (МВА)	% загрузки от номинальной мощности
1.	ЭЧЭ-7 Кемчуг	ТДТНЖ-40000/110	Т-1	40	31	в резерве	в резерве
		ТДТНЖ-40000/110	Т-2	40	35	23,52	58,8
2.	ЭЧЭ-8 Кача	ТДТНЖ-40000/110	Т-1	40	32	11,95	29,88
		ТДТНЖ-40000/110	Т-2	40	29	18,01	45,03
3.	ЭЧЭ-9 Бугач	SFSZQY-QY-40000/110*	Т-1	40	6	11,94	29,84
		ТДТНЖ-40000/110*	Т-2	40	24	17,47	43,68
4.	ЭЧЭ-36 Красн. Вост.	ТДТНЖ-40000/110*	Т-1	40	26	3,76	9,4
		ТДТНЖ-40000/110*	Т-2	40	26	14,99	37,49

Примечание: \* – трансформаторы работают на разные обмотки

Таблица 4.12 – Результаты расчета ИНС на обмотке СН силового трансформатора

Масса состава, Т	Напряжение на обмотке СН силового трансформатора подстанции (факт), кВ	Напряжение на обмотке СН СТ по результатам ИНС (прогноз), кВ	Погрешность, %
3000	26,97	27,30	1,20
7000	24,11	25,34	4,85
9000	21,34	22,20	3,87
12000	20,67	21,23	2,64

При прохождении составов массой более 7000 тонн работа системы электроснабжения тяговых подстанций осуществляется на предельно допустимых параметрах работы силового оборудования. Это требует увеличения межпоездного интервала с 8-10 минут для состава массой 3000 тонн до 30-40 минут для состава массой 9000-12000 тонн и снижения скорости движения состава до минимальных значений [110].

При увеличении массы состава величина тока в обмотках трансформатора повышается и может достигать критических значений (рис. 4.19), что требует исследования параметров тяговой сети.

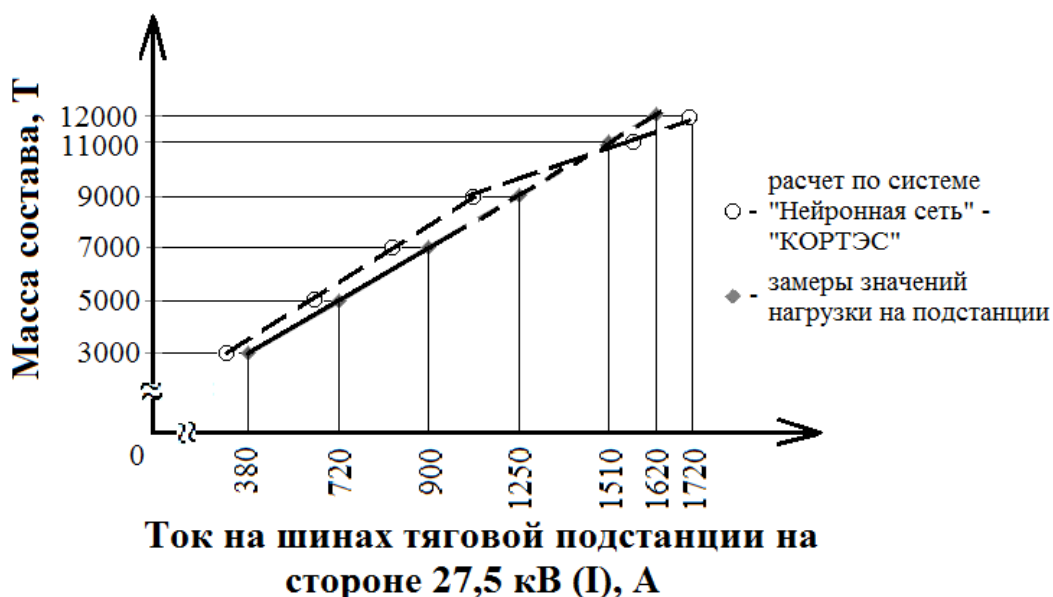


Рисунок 4.19 – Изменение тока на стороне 27,5 кВ при прохождении состава повышенной массы

Прогнозные значения напряжения обмотки СН трансформатора, полученные на основе ИНС, являются нормативно обоснованными и позволяют работать силовому оборудованию в штатном режиме, что исключает аварийные ситуации. Выходные значения прогноза напряжения на обмотке СН не превышают 5%, что говорит о правильной работоспособности комплексной системы расчета «Нейронная сеть – КОРТЭС» и позволяет гарантированно рекомендовать параметры напряжения, обеспечивающие бесперебойность работы силового оборудования системы тягового электроснабжения.

#### **4.5 Выводы по разделу 4**

1. При прохождении состава повышенной массой 7000 тонн, ток на шинах тяговой подстанции на стороне напряжения 27,5 кВ составил 900 А, на стороне 110кВ ток составил 250 А, что в 2,5 раза превышает начальные значения. Температура верхних слоев масла составила 48,8°С, что на 25% выше температуры масла трансформатора при массе состава 3000 тонн. Увеличенное тепловыделение в трансформаторе при прохождении тяжеловесного состава приводит к снижению интенсификации охлаждения узлов трансформатора, преждевременному старению изоляции и снижению сопротивления масла.

2. При прохождении составов повышенной массы на основе разработанной математической модели с применением программного модуля КОРТЭС определен способ повышения эффективности работы системы тягового электроснабжения на участке Красноярской железной дороги – применение устройства продольной компенсации. Благодаря устройствам продольной компенсации напряжение в контактной сети можно поднять до значения 24,31 кВ вместо установившегося значения 20,87 кВ, что согласно [30] удовлетворяет допустимому минимальному значению напряжения в тяговой сети 21 кВ.

3. Прохождение тяжеловесных составов по участкам Красноярской железной дороги для обеспечения номинальной работы системы тягового электроснабжения требует:

- увеличения временного интервала между прохождением составов с 8 минут до 30 минут;
- включения в параллельную работу второго трансформатора на участке;
- наличие продольной компенсации реактивной мощности с использованием основной КУ, а в некоторых случаях – с использованием основной и дополнительной КУ.

4. Работа оборудования СТЭ при прохождении составов массой 7000 тонн и более должна обеспечивать бесперебойное электроснабжение при допустимых параметрах надежности основного оборудования. Прогнозные значения  $R_{60}/R_{15}$ , полученные на основе ИНС, находятся в пределах 1,28 – 1,33, что обеспечивает требуемую работоспособность силового трансформатора на перспективном участке времени эксплуатации.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Выполнены исследования силовых масляных трансформаторов с предельным сроком эксплуатации. Установлено, что надежность работы силовых трансформаторов напрямую зависит от раннего обнаружения развивающихся дефектов. Для определения остаточного ресурса и рекомендаций по режимам работы силовых трансформаторов целесообразно использовать анализ статистических данных состояния трансформатора за период эксплуатации 5 лет.

2. Разработана методика комплексного анализа режимов работы системы тягового электроснабжения с учетом эффективности работы силовых трансформаторов в критических режимах, что позволяет повысить их надежность и увеличить период безаварийной эксплуатации.

3. Создана модель прогнозирования надежности силовых трансформаторов на основе искусственного интеллекта, исследование которой может служить основой для разработки рекомендаций по условиям эксплуатации и режимам работы силовых трансформаторов.

4. Разработана математическая и создана методика расчета параметров «симметрирующее устройство – фильтрокомпенсирующее устройство», проведена ее промышленная адаптация, позволяющая комплексно снизить загрузку системы электроснабжения реактивной мощностью и уменьшить несимметрию токов до 1%, а также снизить остаточное напряжение основных высших гармоник до 0,5%

5. Выполнены расчеты электрических и тепловых параметров силового трансформатора при прохождении составов повышенной массы и сформулированы рекомендации по повышению эффективности работы оборудования системы тягового электроснабжения Красноярской железной дороги, что подтверждено актом внедрения результатов диссертационной работы от 09.02.2016 г. (Прил. Д).

6. Решена обратная задача прогнозирования оптимальных параметров системы электроснабжения при требуемых показателях надежности силового трансформатора, позволяющая комплексно гарантировать состояние оборудования с упреждением один год при допустимых параметрах электрической сети.

7. Выполнен сравнительный анализ результатов экспериментальных исследований и теоретических расчетов надежности оборудования тяговых подстанций, и показано, что погрешность не превышает 8%.

**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

- ОАО «РЖД» - Открытое акционерное общество «Российские железные дороги»
- СТ – силовой трансформатор
- КЗ – короткое замыкание
- ДЭЛ – Дорожная электротехническая лаборатория
- ПТЭ РФ – Правила технической эксплуатации железных дорог Российской Федерации
- ПКЭ – показатели качества электроэнергии
- КУ – компенсирующие устройства
- УПК – устройства поперечной компенсации
- УПрК – устройства продольной компенсации
- КС – контактная сеть
- ИС – изолирующее сопряжение
- СТЭ – система тягового электроснабжения
- ВГ – высшие гармоники
- ЧР – частичные разряды
- АЭ – акустическая эмиссия
- ЭС – электрические сети
- ИНС – искусственная нейронная сеть
- ГА – генетический алгоритм
- ЭПС – электроподвижной состав
- СЦБ – сигнализация, централизация, блокировка
- ЛЭП – линия электропередач
- ЭДС – электродвижущая сила
- БК – батареи конденсаторов
- СУ – симметрирующее устройство
- РПН – регулировка под нагрузкой
- ПБВ – переключение без возбуждения
- ОРУ – открытое распределительное устройство

ТСН – трансформатор собственных нужд

ДПР – два провода рельс

ТП – тяговая подстанция

ТН – трансформатор напряжения

ПС – пост секционирования

ППС – пункт параллельного соединения

**БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. ГОСТ Р 27.002-2009. Надежность в технике. Термины и определения. М.: Изд-во стандартов, 2009.
2. Аполлонский, С. М., Куклев Ю. В. Надежность и эффективность электрических аппаратов: Учебное пособие. – СПб.: Издательство «Лань», 2011. – 448 с.
3. Савина, Н.В. Надежность систем электроэнергетики: учебное пособие. – Благовещенск, 2011 – 269 с.
4. Гук, Ю. Б. Анализ надежности электроэнергетических установок / Ю. Б. Гук – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 224 с.
5. Христинич, Р.М. Комплексная диагностика маслонеполненных трансформаторов / Р.М. Христинич, А.Р. Христинич, Е.В. Христинич // Вестник КрасГАУ. – Красноярск, 2007. – №3. – С. 222-226.
6. Anwar S., Rasolomompionona D., Kowalik R., Glik K. Developing laboratory exercises to effectively teach transformer system monitoring and testing. International journal of Electrical Engineering Education, Vol. 49, No1, pp. 88-99.
7. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студ. Средн. Проф. Образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 4-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.
8. Семенов, Д.А. Повышение эксплуатационной надежности распределительных трансформаторов / Д.А. Семенов // Вестник Нижегородского государственного инженерно-экономического института. – Княгинино, 2011. – №3(4). – С. 114-121.
9. Семенов, Д.А. Повышение надежности трансформаторов в распределительных сетях / Д.А. Семенов // Вестник Нижегородского государственного инженерно-экономического института. – Княгинино, 2011. – №5(6). – С. 114-121.

10. Васильев, А.П. Средства обеспечения надежности электроснабжения потребителей / А.П. Васильев, А.Г. Турлов // Проблемы энергетики. – Спб., 2006. – №3 – 4. – С. 19-34.
11. Хренников, А.Ю. Основные причины внутренних повреждений обмоток силовых трансформаторов напряжением 110 – 500 кВ в процессе эксплуатации / А.Ю. Хренников // Промышленная энергетика. – М., 2006. – №12. – С. 12-14.
12. Бей, Ю.М. Тяговые подстанции / Ю.М. Бей, Р.Р. Мамошин. – М.: Транспорт, 1986. – 319 с.
13. Москаленко, Р.В. Перспективные пути совершенствования диагностики силовых трансформаторов / Р.В. Москаленко // Ползуновский вестник. – Барнаул, 2011. – №2/2. – С. 94-97.
14. ГОСТ Р 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. – М.: Изд – во стандартов, 2007
15. Костюков, А.В. Анализ токов короткого замыкания силовых трансформаторов / А.В. Костюков // Труды Ростовского государственного университета путей сообщения – Научно-технический журнал. – Ростов-на-Дону, 2010. – №2 – С. 165-169.
16. Беляев, А.В. Оценка остаточного ресурса силовых трансформаторов с помощью программного комплекса «Диагностика+» / А.В. Беляев, Д.А. Климов, А.В. Швецов, Г.В. Попов // Вестник ИГЭУ. – Иваново, 2006. – №1. (<http://network-journal.mpei.ac.ru/cgi-bin/main.pl?l=ru&n=8&pa=15&ar=4>).
17. Долин, А.П. Ремонт силовых трансформаторов с длительным сроком службы / А.П. Долин, В.В. Смекалов // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – М., 2004. – №1. – С. 41-46.
18. Чернышев, Н.А. Испытание высоковольтных выключателей при пониженном напряжении и в сложных циклах / Н.А. Чернышев, Е.В. Звягинцев // Энергетик. – М., 2006. – №12. – С. 41.

19. Туйгунова, А.Г. О необходимости мониторинга состояния изоляции силовых трансформаторов тяговых подстанций с учетом влияния климатических факторов / А.Г. Туйгунова // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – Иркутск, 2011. – №4. – С. 122-127.
20. Аракелян, В.Г. Диагностика состояния изоляции маслонаполненного оборудования по влагосодержанию масла / В.Г. Аракелян // Электротехника. – М., 2004. – №3. – С. 34-39.
21. Ларин, В.С. Подход к анализу резонансных явлений и перенапряжений, возникающих при взаимодействии силового трансформатора с электрической сетью / В.С. Ларин, А.В. Жуйков, Д.А. Матвеев // Энергетик. – М., 2013. – №12. – С. 21-30.
22. Никонец, Л.А. Распределение воздействующих на трансформатор напряжений вдоль обмотки ВН / Л.А. Никонец, И.Р. Бучковский, Р.В. Бучковский, В.П. Венгер, А.Л. Никонец, М.Б. Сабат // Электрические станции. – М., 2014. – №2. – С. 51-56.
23. Зирка, С.Е. Моделирование переходных процессов в трансформаторе с учетом гистерезисных свойств магнитопровода / С.Е. Зирка, Ю.И. Мороз, Е.Ю. Мороз, А.Л. Тарчуткин // Технічна електродинаміка. – Київ., 2010. – №2. – С. 11-19 (<http://dspace.nbu.gov.ua/handle/123456789/13074>).
24. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергосервис, 2003. – 430 с.
25. Лозовский В.В. Математическая модель технического ресурса силового трансформатора, учитывающая интенсивность и условия эксплуатации / В.В. Лозовский, А.В. Лозовский, Н.В. Руденко, В.Н. Соловьёв // Вестник РГУПС. – Ростов–на–Дону, 2010. – №4. – С. 102-110.
26. Лозовский В.В. Модель технического ресурса трансформатора, учитывающая электродинамические воздействия на изоляцию / В.В. Лозовский, А.В. Лозовский, В.Н. Прокопец, В.В. Ольшанский // Вестник РГУПС. – Ростов-на-Дону, 2010. – №3. – С. 145-152.

27. Валянский, А.В. Влияние качества электроэнергии на надежность силового трансформатора / А.В. Валянский, И.И. Карташев, Ю.В. Шаров // Электротехника. – М., 2014. – №3. – С. 21-27.
28. Львов, С.Ю. Показатели, характеризующие развитие витковых замыканий в силовых трансформаторах и их контроль в эксплуатации / С.Ю. Львов // Энергетик. – М., 2012. – №6. – С. 22-24.
29. ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91). Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. М.: Изд-во стандартов, 2003. – 81 с.
30. Хренников, А.Ю. Анализ повреждаемости обмоток силовых трансформаторов при коротких замыканиях / А.Ю. Хренников, А.В. Рубцов, В.А. Передельский, А.А. Сафонов, В.А. Якимов // Энергетик. – М., 2005. – №11. – С. 8-10.
31. Луковенко, А.С. Оптимизация схем тяговых подстанций Красноярской железной дороги / А.С. Луковенко, Г.А. Бетехтина // Труды семнадцатой научно – практической конференции студентов КриЖТ ИрГУПС «10 лет ОАО РЖД» 21-25 апреля 2013 г.: / Под ред. О.В. Адмаева. – Красноярск: Изд-во КриЖТ, 2013. – С.63-67.
32. Львов, М.Ю. Развитие системы нормативно-технической документации для обеспечения эксплуатационной надежности силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 кВ и выше / М.Ю. Львов, Ю.Н. Львов, А.В. Черезов // Электрические станции. – М., 2013. – №11. – С. 49-55.
33. Аксенов, А.А. Исследование теплообмена в силовых трансформаторах большой мощности с учетом конструктивных особенностей, обеспечивающих взрывобезопасность / А.А. Аксенов, С.В. Жлуктов, Н.Ф. Кудимов, Э.Е. Сон, Д.В. Савицкий, О.Н. Третьяков, А.С. Шишаева // Известия академии наук. Энергетика. – М., 2014. – №1. – С. 102-111.
34. Лоханин, А.К. Стандартизация в трансформаторостроении: тенденции развития стандартов МЭК / А.К. Лоханин, В.С. Ларин // Электричество. – М., 2011. – №12. – С. 60-64.



35. Ли́ла, В.Б. Экспертная система диагностики силовых трансформаторов / В.Б. Ли́ла, А.В. Костюков // Инженерный вестник Дона. – Ростов-на-Дону., – 2013. – № 1(24). – С. 22.
36. Barbosa D., Coury D.V., Orlskovicz M. New approach for power transformer protection based on intelligent hybrid system. IET Gener. Transm. Distrib., 2012, Vol. 6, No. 10, pp. 1009-1018.
37. Христи́нич, Е.В. Расчет режимов работы электрогенераторов на основе искусственных нейронных сетей / Е.В. Христи́нич, Р.М. Христи́нич, // Известия вызов. Электромеханика. – Новочеркасск, 2005. – №1. – С. 35-39.
38. Хайкин С. Нейронные сети: полный курс, 2-е издание. Пер. сангл. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2006. – 1104 с.
39. Воронов, И.В. Краткосрочное прогнозирование электропотребление электропотребления энергосистем с помощью искусственных нейронных систем / И.В. Воронов, Е.А. Политов // Электрические станции. – М., 2009. – №12. – С. 15-18.
40. ГОСТ 32144 – 2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
41. Дмитриева, Е.Н. Совершенствование цифровой фликер – модели для оценки колебаний напряжения / Е.Н. Дмитриева, В.А. Топчий // Электричество. – М., 2010. – №7. – С. 20-25.
42. Попов, А.Н. Устранение провалов напряжения в электрических сетях промышленных предприятий / А.Н. Попов // Ползуновский вестник. – Барнаул, 2013. – №4 – 2. – С. 163-167.
43. Maddikara Jaya Bharata Reddy, Kondaveti Sagar, Dusmanta Kumar Mohanta. A multifunctional real-time power quality monitoring system using Stockwell transform. The Institution of Engineering and Technology, 2014, Vol. 8, No. 4, pp. 155-169.
44. Раков, В.А. Влияние режимов работы автотрансформаторов на качество электроэнергии / В.А. Раков // Электричество. – М., 2014. – №6. – С. 10-19.

45. Гапиров, Р.А. Расчет потерь мощности в элементах системы электроснабжения с учетом высших гармоник и зависимости сопротивлений токоведущих частей от температуры / Р.А. Гапиров, Д.С. Осипов // Промышленная энергетика. – М., 2015. – №1. С. 16-21.
46. Шпиганович, А.А. Проблемы экономики качества электрической энергии / А.А. Шпиганович, В.А. Шилова // Вести высших учебных заведений Черноземья. – Липецк, 2010. - №3(21). С. 100-104.
47. Правила технической эксплуатации железных дорог Российской Федерации разработаны в соответствии с Федеральным законом от 10 января 2003 г. N – 17ФЗ «О железнодорожном транспорте в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской федерации, 2003, N 30 (ч. II), ст. 3616, N 52 (ч. I), ст. 6249; 2009, N 1, ст. 21), – М.: Транспорт, 2012. – 105 с.
48. Răzvan – Daniel Albu and Daniel Albu. Hybrid Active Power Filter Connected to a Photovoltaic Array. Faculty of Electrical Engineering and Information Technology, pp. 109-112.
49. Gitanjali Mehta and Sajjan Pal Singh. Power Quality Improvement Through Grid Integration of Renewable Energy Sources. Iete journal of research, 2013, Vol 59, pp. 210-218
50. Сташков, И.А. Компенсация реактивной мощности как инструмент экономического и надежного функционирования системы электроснабжения / И.А. Сташков, М.А. Коновалов // Труды пятнадцатой научно-практической конференции студентов КриЖТ ИрГУПС: В 2 т. Т.1., 4 мая 2011 г. / под ред. А.И. Орленко. – Красноярск: Изд-во КриЖТ, 2011. – С.14-18.
51. Герман, Л.А. Особенности компенсации реактивной мощности в системе тягового электроснабжения железных дорог / Л.А. Герман, Б.М. Бородулин // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – М., 2010. – №3. – С. 50-52.
52. Герман, Л.А. Эффективность применения установок продольной емкостной компенсации в тяговых сетях переменного тока железных дорог / Л.А.

- Герман, К.В. Кишкурно, В.П. Гончаренко, В.А. Мизинцев // Промышленная энергетика. – М., 2015. – №1. С. 22-25.
53. Рогов, Г.В. Применение преобразователей напряжения для повышения качества электроэнергии в системах внешнего электроснабжения железных дорог / Г.В. Рогов // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск, 2012. – №2. – С. 261-264.
54. Владимиров, Ю.В. Исследование влияния высших гармоник на различные типы силовых трансформаторов напряжением 6–10 кВ / Ю.В. Владимиров, Ю.В. Шумилина // Вестник НТУ «ХПИ»: Энергетика: надійність та енергоефективність. – Харків, 2011. – №3. – С. 34-40. – ISSN 2224-0349
55. Бардушко, В.Д. Параметрический синтез системы параллельных емкостных компенсирующих устройств в тяговой сети в современных условиях / В.Д. Бардушко // Електрифікація транспорту. – Днепропетровск, 2013. – № 6. – С. 8-13.
56. Егоров, Д.Э. Проектирование пассивных фмльтрокомпенсирующих устройств в среде MatLab / Д.Э. Егоров // Молодёжь и наука: Сборник материалов VIII Всероссийской научно–технической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных, посвященной 155-летию со дня рождения К. Э. Циолковского. – Красноярск: Сибирский федеральный ун-т, 2012. – (<http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2012/section06.html>).
57. Алексеев, Б.А. Активные фильтры высших гармоник / Б.А. Алексеев // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – М., 2007. – №3. – С. 28-32.
58. Герман, Л.А. Качество электрической энергии и его повышение в устройствах электроснабжения: консп. лекций ч.2 / Герман Л.А. М., 2005. – 56 С.
59. Черемисин, В.Т. Планирование расхода электрической энергии с применением ИНС / В.Т. Черемисин, А.А. Комяков, О.А. Коломеец // Железнодорожный транспорт. – М., 2013. – №11. – С. 56-58.
60. Карташев, И.И. Исследование влияния источников высших гармоник на качество электроэнергии в электроэнергетических системах 220 – 500 кВ /

- И.И. Карташев, Р.Р. Насыров, Б.В. Олексюк, М.Г. Симуткин, В.Н. Тульский, Р.Г. Шамонов // *Электричество*. – М., 2013. – №1. – С. 13-18.
61. Акомёлков, Г.А. Применение искровых модулей для создания ОПН с глубоким ограничением перенапряжения / Г.А. Акомёлков, Н.Е. Григорова, Н.И. Гумерова, В.А. Липовецкий, В.А. Миронов, В.В. Титков, А.Г. Шпаков, А.К. Лоханин // *Энергетик*. – М., 2009. – №12. – С. 5-7.
62. Чернышев, Н.А. Испытания высоковольтных выключателей при пониженном напряжении и в сложных циклах / Н.А. Чернышев, Е.В. Звягинцев // *Энергетик*. – М., 2006. – №12. – С. 41.
63. Абдурахманов, А.М. Влияние продолжительности эксплуатации на отказы выключателей в высоковольтных электрических сетях / А.М. Абдурахманов, М.Ш. Мисриханов, А.В. Шунтов // *Электрические станции*. – М., 2007. – №7. – С. 59-63.
64. Абдурахманов, А.М. Об особенностях структуры параметра потока отказов выключателя / А.М. Абдурахманов, М.Ш. Мисриханов, А.В. Шунтов // *Электрические станции*. – М., 2005. – №5. – С. 54-57.
65. Абдурахманов, А.М. О коммутационном ресурсе выключателей при коротких замыканиях в энергосистемах / А.М. Абдурахманов, М.Ш. Мисриханов, К.В. Мозгалев, В.Е. Федоров, А.В. Шунтов // *Электрические станции*. – М., 2008. – №10. – С. 59-62.
66. Герман, Л.А. Техническая диагностика тяговых подстанций / Л.А. Герман, А.В. Шаров, С.В. Демидов, Д.Я. Якунин // *Железнодорожный транспорт*. – М., 2006. – №10. – С. 48-51.
67. Буров, А.А. Энергоаудит предприятий электрических сетей: влияние физического износа оборудования на показатели энергоэффективности / А.А. Буров // *Энергетик*. – М., 2010. – №9. – С. 18-19.
68. Правила устройства электроустановок. – М.: ОАО «ВНИИЭ», 2003.
69. Луковенко А.С. Основные направления теории надежности силового трансформатора / А.С. Луковенко // *Перспективы развития технических наук*:

- Сборник научных трудов по итогам международной научно-практической конференции. Челябинск, 2015. – № 2. – С. 53-55.
70. Христинич, Р.М. Анализ надежности трансформаторных подстанций 110 кВ с большим сроком эксплуатации / Р.М. Христинич, А.С. Луковенко // 120 лет железнодорожному образованию в Сибири: Сборник статей Всероссийской научно – практической конференции с международным участием: В 1 т. / Отв. Ред. Мороз Ж.М. Красноярск: Изд-во «Касс», 2014. – С. 176-179.
  71. Шеметов, А.Н. Надежность электроснабжения: учебное пособие для студентов специальности 140211 «Электроснабжение». – Магнитогорск: ГОУ ВПО «МГТУ им. Г.И. Носова», 2006. – 141с.
  72. Гук, Ю. Б. Теория надежности в электроэнергетике / Ю. Б. Гук – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 208 с.
  73. Манусов, В.З. Краткосрочное прогнозирование нагрузки на основе нечеткой нейронной сети и ее сравнение с другими / В.З. Манусов, Е.В. Бирюков // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2006. – №6. – С. 153-158.
  74. Луковенко, А.С. Повышение надежности работы оборудования с использованием модели нейросетевого комплекса // Наука третьего тысячелетия: Сборник научных трудов по итогам международной научно-практической конференции. – Нефтекамск, Т. 1, 2015. – С. 35-39.
  75. Латыпова, Р.Р. Прогнозирование региональной динамики с учетом пространственных связей на основе нейронных сетей / Р.Р. Латыпова, А.П. Кирпичников, А.С. Семеенко // Вестник Казанского технологического университета. – Казань, 2014. – №15. – С. 320-326.
  76. Медведев, В.С., Потемкин В.Г. Нейронные сети. MATLAB 6 / Под общ. Ред. К.т.н. В.Г. Потемкина. – М.: ДИАЛОГ – МИФИ, 2002. – 496 с.
  77. Anil K. Jain, Jianchang Mao, K.M. Mohiuddin – Artificial Neural Networks: A Tutorial, Computer, Vol.29, No.3, 1996, pp. 31-44.
  78. Комякова, О.А. Возможности искусственных нейронных сетей как аппарата для прогнозирования расхода электрической энергии на предприятиях

- железнодорожного транспорта / О.А. Комякова // Омский научный вестник. – Омск, 2013. – №2. – С. 264-266.
79. Голиков, В.Ф. Вероятностные свойства начальных значений весовых коэффициентов в синхронизируемых искусственных нейронных сетях Кинцеля / В.Ф. Голиков, Н.В. Брич // Системный анализ и прикладная информатика. – Минск, 2013. – №1 – 2. – С. 33-37.
80. Назаров, М.Н. Искусственная нейронная сеть с модуляцией коэффициентов синапсов / М.Н. Назаров / Вестник Самарского государственного технического университета. – Самара, 2013. – №2(31). – С. 58-71.
81. Шихин, В.А. Методологические подходы к анализу оперативной надежности электросетевого комплекса с применением интеллектуальных моделей / В.А. Шихин, М.Ю. Косинский, Г.С. Седлецкий // Промышленная энергетика. – М., 2015. – №5. – С. 23-30.
82. Коромыслова, А.А. О применении генетического алгоритма для настройки искусственных нейронных сетей / А.А. Коромыслова // Решетневские чтения: материалы XVII Междунар. Науч. Конф., посвящ. Памяти генер. Конструктора ракет. – космич. Систем акад. М. Ф. Решетнева (12–14 ноября 2013 г., Красноярск): в 2 ч. / под общ. Ред. Ю. Ю. Логинова; Сиб. Гос. Аэрокосмич. Ун-т. – Красноярск, 2013. – Ч. 2. – 546 с.
83. Коновалов, Ю.В. Анализ качества электроэнергии на предприятии / Ю.В. Коновалов, И.И. Воробьев // Вестник Астраханского государственного технического университета. – Астрахань, 2014. – №8. – С. 57-60.
84. Власьевский, С.В. Проблемы обеспечения качества электрической энергии в контактной сети железных дорог при работе электровозов переменного тока / С.В. Власьевский, В.Г. Скорик // Дальневосточный энергопотребитель. – Хабаровск, 2005. – № 9. – С. 32-33.
85. Манусов, В.З. Снижение несимметрии в трехфазной сети, питающей двухфазную сеть тяговых подстанций скоростных железных дорог переменного тока / В.З. Манусов, П.В. Морозов // Доклады ТУСУРа. – Томск, 2012. – №1. – С. 204-207.

86. Тер – Оргнов, Э.В. Электроснабжение железных дорог / Э.В. Тер – Оргнов, А.А. Пышкин – Екатеринбург: УрГУПС, 2014. – 432 с.
87. Марквардт, К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог / К.Г. Марквардт – М.: Транспорт, 1982. – 524 с.
88. Маслов, Г.П. Электроснабжение железных дорог: конспект лекций ч.2 / Г.П. Маслов, Г.С. Магай, О.А. Сидоров – Омск: ОмГУПС, 2007. – 58 с.
89. Луковенко, А.С. Установившиеся несимметричные режимы в тяговой сети / А.С. Луковенко // Сборник публикаций научного журнала «Globus» по материалам I, II международной научно – практической конференции: «Технические науки – от теории к практике» г. Санкт-Петербурга, 2015. – С. 26-30.
90. Луковенко, А.С. Несимметричные режимы тяговой сети / А.С. Луковенко // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам I международной научно-практической конференции: «Актуальные проблемы науки XXI века» г. Москва, 2015. – С. 124-126.
91. Христинич, Р.М. Расчет несимметричных режимов тяговой сети переменного тока / Р.М. Христинич, А.С. Луковенко // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока – Новосибирск, 2015. – №2. – С. 192-195.
92. Давыденко, И.В. Вопросы анализа надежности трансформаторного оборудования 35 – 110 кВ / И.В. Давыденко, К.В. Овчинников, Е.Д. Халикова / Энерго – info. – Чехов, 2013. – №9. – С.60-63.
93. Христинич, Р.М. Прогнозирование надежности и режимов работы тяговых трансформаторов в условиях предельной нагрузки / Р.М. Христинич, А.С. Луковенко // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – Иркутск, 2015. – №2. – С. 130-136.
94. Луковенко, А.С. Определение остаточного ресурса работы силовых трансформаторов с использованием модели искусственного интеллекта/ А.С. Луковенко, Р.М. Христинич // Современное состояние и перспективы развития транспортной системы России: сборник трудов научно –

- практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Иркутск, – 2016. – С. 56 – 61.
95. РД 34.45 – 51.300 – 97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. М.: Изд – во НЦ ЭНАС, 2004. – 13 с.
96. Лисисна, Л.Ф. Методы испытания и диагностики изоляции высоковольтного оборудования / Л.Ф. Лисина // Вестник Ангарской государственной технической академии. – Ангарск, 2014. – №8. – С. 61-65.
97. Бочев, А.С. Симметрирование электротяговых нагрузок с помощью компенсирующих устройств / А.С. Бочев // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. – Ростов-на-Дону, 2002. – №1. – С. 55-57.
98. Бочев, А.С. Симметрирование электротяговых нагрузок с помощью компенсирующих устройств / А.С. Бочев // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. – Ростов-на-Дону, 2002. – №1. – С. 55-57.
99. Сероносов, В.В. Улучшение условий симметрирования трехфазных токовых нагрузок на тяговых подстанциях однопутных участков / В.В. Сероносов // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. – Ростов – на – Дону, 2006. – №4. – С. 123-127.
100. Наумов, И.В. Оптимизация мощности симметрирующих устройств в распределительных сетях 0.38 кВ. / И.В. Наумов, С.В. Подъячих, Д.А. Иванов // Вестник Иркутской государственной сельскохозяйственной академии. 2011. – Вып. 42. – С. 93-99.
101. РД 153 – 34.0 – 20.363 – 99. Основные положения методики инфрокрасной диагностики электрооборудования и ВЛ. М.: Изд-во ОРГРЭС, 2000. – 136 с.
102. Луковенко, А.С. Влияние температурных режимов на работоспособность силового трансформатора / А.С. Луковенко, Р.М. Христинич // East European Scientific Journal – Warsaw, Poland. 2015. – Vol. 2. – pp. 112-116.
103. Григорьев, Н.П. Повышение энергетической эффективности электрифицированных железных дорог переменного тока / Н.П. Григорьев,



- А.А. Крикун // Железнодорожный транспорт. – М., 2012. – №4. – С. 42-45.
104. Туйгунова, А.Г. Основы компьютерного проектирования и моделирования устройств электроснабжения: учебно-методическое пособие для выполнения практических работ для студентов очного и заочного отделений специальности 190901.65 «Системы обеспечения движения поездов» / А.Г. Туйгунова. – Красноярск: КРИЖТ ИрГУПС, 2015. – 57 с.
105. Луковенко, А.С. Проектирование нагрузочных характеристик системы тягового электроснабжения при прохождении тяжеловесных составов/ А.С. Луковенко // Проблемы теории и практики в современной науке: материалы Международной (заочной) молодежной научно-практической конференции под общей редакцией А.И. Вострецова. Минск, 2016. – С. 8-13.
106. Тихомиров, П.М. Расчет трансформаторов. Учеб. пособие для вузов. Изд. 4-е, перераб. и доп. М: «Энергия», 1976., 544 с.
107. Шихин, В.А. Методологические подходы к анализу оперативной надежности электросетевого комплекса с применением интеллектуальных моделей / В.А. Шихин, М.Ю. Косинский, Г.С. Седлецкий // Промышленная энергетика. – М., 2015. – №5. – С. 23-30.
108. Луковенко, А.С. Повышение надежности силового трансформатора с применением нейросетевого комплекса / А.С. Луковенко // Проблемы и достижения в науке и технике: Сборник научных трудов по итогам международной научно-практической конференции. №2. Омск, 2015. – С. 73-76.
109. Луковенко, А.С. Анализ режимов работы системы тягового электроснабжения Красноярской железной дороги при прохождении тяжеловесных составов / А.С. Луковенко, Р.М. Христинич // Энергосбережение и водоподготовка. – 2016. – №2 (100). – С. 57-61 – ISSN 1992 – 4658.
110. Луковенко, А.С. Повышение надежности оборудования электрических подстанций тягового электроснабжения при работе в критических режимах / А.С. Луковенко, Р.М. Христинич // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2016. – №2. – С. 36-40 – ISSN 1995 – 5685.

### Квантили распределения ХИ-квадрат

Для определения верхней и нижней границы наработки на отказ используются табл. А.1, для различных доверительных интервалов.

Таблица А.1 – Квантили распределения ХИ-квадрат

k	$\alpha=0,99$		$\alpha=0,95$		$\alpha=0,9$	
	$\chi^2(\alpha, k)$	$\chi^2(1-\alpha, k)$	$\chi^2(\alpha, k)$	$\chi^2(1-\alpha, k)$	$\chi^2(\alpha, k)$	$\chi^2(1-\alpha, k)$
1	2	3	4	5	6	7
1	6,635	0,00016	3,841	0,00393	2,706	0,0158
2	9,210	0,0201	5,991	0,103	4,605	0,211
3	11,345	0,115	7,815	0,352	6,251	0,584
4	13,277	0,297	9,488	0,711	7,779	1,064
5	15,086	0,554	11,070	1,145	9,236	1,610
6	16,812	0,872	12,592	1,635	10,645	2,204
7	18,475	1,239	14,067	2,167	12,017	2,833
8	20,090	1,646	15,507	2,733	13,362	3,490
9	21,666	2,088	16,019	3,325	14,684	4,168
10	23,209	2,558	18,307	3,940	15,987	4,865
11	24,725	3,053	19,675	4,575	17,275	5,578
12	26,217	3,571	21,026	5,226	18,549	6,304
13	27,688	4,107	22,362	5,892	19,812	7,042
14	29,141	4,660	23,685	6,571	21,064	7,790
15	30,578	5,229	24,996	7,261	22,307	8,547
16	30,000	5,812	26,296	7,962	23,542	9,312
17	33,409	6,408	27,587	8,672	24,769	10,085
18	34,805	7,015	28,869	9,360	25,989	10,865
19	36,191	7,633	30,144	10,117	27,204	11,651
20	37,566	8,260	31,410	10,851	28,412	12,443
21	38,932	8,897	32,671	11,591	29,615	13,240
22	40,289	9,542	33,924	12,338	30,813	14,041
23	41,638	10,196	35,172	13,091	32,007	14,848
24	42,980	10,856	36,415	13,848	33,196	15,659
25	44,314	11,524	37,652	14,611	34,382	16,473
26	45,642	12,198	38,885	15,379	35,563	17,292
27	46,963	12,878	40,113	16,151	36,741	18,114
28	48,278	13,565	41,337	16,928	37,916	18,939
29	49,588	14,256	42,557	17,708	39,087	19,768
30	50,892	14,953	43,743	18,493	40,256	20,599

Продолжение табл. А1

1	2	3	4	5	6	7
32	53,486	16,362	46,194	20,072	42,585	22,271
34	56,061	17,789	48,602	21,664	44,903	23,952
36	58,619	19,233	50,998	23,269	47,212	25,643
38	61,162	20,691	53,984	24,884	49,513	27,343
40	63,691	22,164	55,758	26,509	51,805	29,051
42	66,206	23,650	58,124	28,144	54,090	30,765
44	68,709	25,148	60,481	29,787	56,369	32,487
46	71,201	26,657	62,830	31,439	58,641	34,215
48	73,683	28,177	65,171	33,098	60,907	35,949
50	76,154	29,707	67,505	34,764	63,167	37,689
52	78,386	31,475	69,832	36,437	65,422	39,433
54	81,069	32,793	72,153	38,116	67,673	41,183
56	83,513	34,350	74,468	39,801	69,918	42,937
58	85,950	35,913	76,778	41,492	72,160	44,696
60	88,379	37,485	79,082	43,188	74,397	46,459
62	90,802	39,063	81,381	44,889	76,630	48,226
64	93,217	40,649	83,675	46,595	78,860	49,996
66	95,626	42,240	85,965	48,305	81,086	51,770
68	98,028	43,838	88,250	50,020	83,308	53,548
70	100,425	45,442	90,531	51,739	85,527	55,329
72	102,816	47,051	92,808	53,462	87,743	57,113
74	105,202	48,666	95,081	55,189	89,956	58,900
76	107,582	50,286	97,351	56,920	92,166	60,690
78	109,958	51,910	99,484	58,654	94,374	62,483
80	112,329	53,540	101,879	60,391	96,578	64,278
90	124	62	113	69	108	73
100	136	70	124	78	118	82
150	190	110	178	122	172	128
200	246	154	233	167	226	174
300	357	243	340	260	331	269

Протоколы проверок отношения сопротивления изоляции  $R_{60}/R_{15}$  силового трансформатора ТДТНЖ за 5 лет

Красноярская ж.д.  
ЭЧ-3  
ЭЧ-7

$t_2 = 25^{\circ}C$   
 $t_{60} = 39$   
 $t_{масса} = 22^{\circ}C$

ПРОТОКОЛ № 12  
от « 4 » « августа » 2009 г.

проф. испытания трансформатора

ТТ-2 (СТДТНЖ-40000)  
Установленного на ТТ-2  
Заводской № 105100  
Тип ТДТНЖ-40000  
Соединение обмоток  $\Delta/\Delta/\Delta$   
Номин. напр. 110/35/27,5  
Год выпуска 1978г.

1. Состояние маслоуказательных устройств удовлетворительное
2. Состояние манометров и давление в герметичных вводах приведены к уровню воздуха.
3. Состояние болтовых соединений, уплотнений и ошиновки приведены в порядок доп. осед.
4. Состояние изоляторов и поверхности бака удовл., проведены промывка доп. соединений.
5. Проверка уровня масла в расширителе, маслонаполненных вводах, гидрозатворах удовлетворительной.
6. Состояние мембраны предохранительной трубы дифференциально обнаружено.
7. Состояние термосифонных фильтров и воздухоосушителей удовлетворительное
8. Проверка состояния индикаторного силикагеля воздухоосушительных фильтров удовлетворительное
9. Проверка работы систем обдува работает удовл. по.
10. Проверка работы газового реле работает на сигнал и отключение.
11. Проверка состояния рабочего и защитного заземления удовлет-ног

1. Измерение сопротивления изоляции первичных и вторичных обмоток, мОм

Схема испытания	Измеренное значение			Норма
	$R_{60}$	$R_{15}$	$R_{60}/R_{15}$	
ВН----СН+НН+бак	6000	4500	1,33	$R_{60}/R_{15}$ 1,3-1,8
СН----ВН+НН+бак	2800	2000	1,4	
НН----ВН+СН+бак	2800	2000	1,4	$R_{60}$ при $t = 20^{\circ}C$ 600 $\Omega/\text{м}$
ВН+СН----НН+бак	1800	1200	1,5	
ВН+СН+НН----бак	4000	3000	1,33	

2. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток, %

tg $\delta$ изоляции обмоток трансформатора	Измеренное значение					Норма
	ВН----СН+НН+бак	СН----ВН+НН+бак	НН----ВН+СН+бак	ВН+СН----НН+бак	ВН+СН+НН----бак	
	0,95	1,12	1,4	1,58	0,91	2,5

3. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь вводов, %

фаза	Измеренное значение		Норма
	Tg $\delta$ основной изоляции	tg $\delta$ изоляции между измерительной и заземляющей обкладкой	
A	0,53	0,52	1,5
B	0,49	0,75	1,5
C	0,51	0,54	1,5

основной бак	бак РПНа	высоковольтные ввода	ф.А	ф.В	ф.С	среднее

5 Измерение сопротивления обмоток постоянному току, Ом  $t_{\text{воздуха}} = 25^{\circ} \text{ } t_{\text{м}} = 35^{\circ} \text{C}$ 

положение РПН (анцапфа)	A-0	B-0	A-0	a-0	b-0	c-0
1	0,502	0,5021	0,503	35 кВ		
2				110,0753	0,0747	0,0759
3	27,5 кВ			210,0665	0,066	0,0671
4	AC	AB	BC	310,08	0,0805	0,0812
5	0,0464	0,046	0,0469	410,0567	0,0572	0,0575
6				510,0526	0,0520	0,0530
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						

## 6 Хроматографический контроль трансформаторного масла, № протоколов

Примечания: Произведена покраска трансформатора; стружкой  
 после и отключения, отбор пробы масла на сокращенном  
 анализе. РСО в ввх-пн; пнн-3 в ввх-ав. А, В, С - 10000 ММ норма  
 500 ММ.

## Заключение

Трансформатор ТП-2 находится в исправном  
 состоянии и годен для включения в нормальную эксплуатацию с 4 августа 2009 года.

Используемые приборы: Мегаомметр ЭСО 20х/2Г №94502 от 16.03.10г.  
 Микроомметр Ф 4833  
 Р 5026 №375 от Шиб. 09г.  
 Р 5023 от Шиб 10г. №8  
 АИИ-70 №794 от Шиб. 10г.

Испытания проводили:

Гололобов С.В. /  
 Голышев Р.В. /

Начальник подстанции

Шереметьев Е.И. /

Красноярская ж.д.  
ЭЧ-3  
94-7

$t_{масла} = 40^{\circ}C$

ПРОТОКОЛ № 13  
от « 1 » « июль » 20010 г.

текущего ремонта трансформатора

Установленного на ТН-2 Соединение обмоток Δ/Δ  
Заводской № 105100 Номин. напр. 110/35/10  
Тип ТНТНЖ-40000 Год выпуска 1978г.

1. Состояние маслоуказательных устройств удовл.
2. Состояние манометров и давление в герметичных вводах проверено и в норме. Вода
3. Состояние болтовых соединений, уплотнений и ошиновки удовл.
4. Состояние изоляторов и поверхности бака удовл., пропитка бака. соединения
5. Проверка уровня масла в расширителе, маслонаполненных вводах, гидрозатворах удовл.
6. Состояние мембраны предохранительной трубы узелов не обнаружено
7. Состояние термосифонных фильтров и воздухоосушителей удовл.
8. Проверка состояния индикаторного силикагеля воздухоосушительных фильтров проц. замены
9. Проверка работы систем обдува удовл.
10. Проверка работы газового реле отрегулировано на штат и окант.
11. Проверка состояния рабочего и защитного заземления удовл.

1 Измерение сопротивления изоляции первичных и вторичных обмоток

Схема испытания	Сопротивление изоляции, МОм			Норма
	R <sub>60</sub>	R <sub>15</sub>	R <sub>60</sub> /R <sub>15</sub>	
ВН---СН+НН+корпус	1600	1200	1,33	260 МОм
СН---ВН+НН+корпус	900	600	1,5	—
НН---ВН+СН+корпус	1300	1000	1,3	—
ВН+СН---НН+корпус	530	400	1,33	—
ВН+СН+НН---корпус	1200	900	1,33	—

2. Испытание трансформаторного масла повышенным напряжением промышленной частоты

№ п/п	место взятия масла	результаты испытаний					Норма
		1	2	3	4	5	
1	основной бак	процедура	отбор	удовл.			
2	бак РПНа	процедура	отбор	удовл.			

3 Хроматографический контроль трансформаторного масла, № протоколов

Примечания Проверка режима работы струйного реле

Заключение

Трансформатор ТН-2 находится в нормальном состоянии и годен для включения в нормальную эксплуатацию с 1 июля 2010 года.

Используемые приборы: Микрометр 76 02 02 / 2 Г № 94502 (версия от 03.06.10)

Исполнитель проводил:

Начальник подстанции

Иванов И.В.  
Иванов С.В.  
Иванов Е.В.  
Иванов Е.И.

Красноярская ж.д.  
ЭЧ-3  
217-7

*t° масла = 50°*

**ПРОТОКОЛ № 11**  
от « 09 » « июнь » 2011 г.

**текущего ремонта трансформатора**

Установленного на T-2 Соединение обмоток Y/Y/Δ  
Заводской № 105100 Номин. напр. 110/35/225 кВ  
Тип ТДТНХ-40000 Год выпуска 1978г.

1. Состояние маслоуказательных устройств удовл.
2. Состояние манометров и давление в герметичных вводах удовл.
3. Состояние болтовых соединений, уплотнений и ошиновки удовл. проведена проверка, удовлет.
4. Состояние изоляторов и поверхности бака удовл.
5. Проверка уровня масла в расширителе, маслонаполненных вводах, гидрозатворах удовл.
6. Состояние мембраны предохранительной трубы удовл.
7. Состояние термосифонных фильтров и воздухоосушителей удовл.
8. Проверка состояния индикаторного силикагеля воздухоосушительных фильтров удовл.
9. Проверка работы систем обдува проверена
10. Проверка работы газового реле проверено на сигнал и отключение
11. Проверка состояния рабочего и защитного заземления удовл.

**Измерение сопротивления изоляции первичных и вторичных обмоток**

Схема испытания	Сопротивление изоляции, МОм			Норма
	R <sub>60</sub>	R <sub>15</sub>	R <sub>60</sub> /R <sub>15</sub>	
ВН—СН+НН+корпус	1840	1400	1,31	180 Мом
СН—ВН+НН+корпус	1400	1050	1,33	— " —
НН—ВН+СН+корпус	1400	1050	1,33	— " —
ВН+СН—НН+корпус	780	590	1,32	— " —
ВН+СН+НН—корпус	1540	1170	1,31	— " —

**Хроматографический контроль трансформаторного масла, № протоколов**

Примечания Произведена проверка работ газового реле, отбор проб масла на сравнительный анализ из бака, из бака РПН

**Заключение**

Трансформатор T2 находится в исправном состоянии и годен для включения в нормальную эксплуатацию с 09 июня 2011 года.

Используемые приборы: мегаомметр ЕВ-24 №8250 (зо 23.11.11)

Испытания проводили:

*[Подписи]*  
Бригадир М.Ю.  
Голосов С.В.  
Кочин С.В.  
Курочкин С.С.

и.о. Начальник подстанции

Красноярская ж.д.

ЭЧ-3

343-7

 $t^{\circ}\text{масла} = +10^{\circ}\text{C}$ 

## ПРОТОКОЛ № 12

от «27» «августа» 2012г.

текущего ремонта трансформатора

Установленного на T-2 Соединение обмоток Х/Х/А  
 Заводской № 105100 Номин. напр. 110/135/21,5  
 Тип ТДТНМ 40000 Год выпуска 1978

1. Состояние маслоуказательных устройств удовлетв.
2. Состояние манометров и давление в герметичных вводах удовлетв.
3. Состояние болтовых соединений, уплотнений и ошиновки дефектов нет
4. Состояние изоляторов и поверхности бака удовлетв.
5. Проверка уровня масла в расширителе, маслонаполненных вводах, гидрозатворах удовлетв. расширительный
6. Состояние мембраны предохранительной трубы дефектов нет
7. Состояние термосифонных фильтров и воздухоосушителей удовлетв. расширительный
8. Проверка состояния индикаторного силикагеля воздухоосушительных фильтров удовлетв.
9. Проверка работы систем обдува дефектов нет
10. Проверка работы газового реле проверено на сигнал и отключение
11. Проверка состояния рабочего и защитного заземления дефектов нет

## 1 Измерение сопротивления изоляции первичных и вторичных обмоток

Схема испытания	Измеренное значение			Норма
	$R_{60}$	$R_{15}$	$R_{60}/R_{15}$	
ВН—СН+НН+корпус	6200	4840	1,28	не менее 900
СН—ВН+НН+корпус	5260	4040	1,3	—
НН—ВН+СН+корпус	5800	4500	1,29	—
ВН+СН—НН+корпус	3550	2700	1,31	—
ВН+СН+НН—корпус	5500	4260	1,29	—

## 2. Испытание трансформаторного масла повышенным напряжением промышленной частоты

№ п/п	место взятия масла	результаты испытаний					Норма
		1	2	3	4	5	
1	основной бак	<u>предел отобр. проб на сокращенный анализ</u>					
2	бак РПНа						

## 3 Хроматографический контроль трансформаторного масла, № протоколов

Примечания Отработка струйного реле на отключение

## Заключение

Трансформатор T2 находится в исправном состояниии годен для включения в нормальную эксплуатацию с 27 августа 2012 года.Используемые приборы: мегаомметр EG-24 ~ 8781 (6005.12.12)

Испытания проводили:

Начальник подстанции

Иванов Е.И.

Горюхов В.И.

Голосов П.И.

Хребтов Е.И.



Красноярская ж.д.

ЭЧ-3

ЭЧЭ-7

**ПРОТОКОЛ № 12**  
от « 29 » « мая » 2013 г.

**проф. испытания трансформатора**

Установленного на <u>ТП 2</u>	Соединение обмоток <u>Y<sub>0</sub>/Y<sub>0</sub>/Δ</u>
Заводской № <u>105100</u>	Номин. напр. <u>110/35/27,5</u>
Тип <u>ТДТНЖ-40000 110/35/27,5</u>	Год выпуска <u>1978 г</u>

1. Состояние маслоуказательных устройств Удовлетворительное
2. Состояние болтовых соединений, уплотнений и ошиновки Удовлетворительное
3. Состояние изоляторов и поверхности бака Удовлетворительное
4. Проверка уровня масла в расширителе, маслонаполненных вводах, гидрозатворах удовлетворительный
5. Состояние предохранительного клапана Удовлетворительное
6. Состояние воздухоосушителей Удовлетворительное
7. Проверка состояния индикаторного силикагеля воздухоосушительных фильтров Удовлетворительное
8. Проверка работы систем обдува Работает удовлетворительно
9. Проверка работы газового реле Проверено на сигнал и отключение
10. Проверка работы струйного реле Проверено
11. Проверка состояния рабочего и защитного заземления Удовлетворительное

**1. Измерение сопротивления изоляции первичных и вторичных обмоток, МОм**  
(t масла = +40°C)

Схема испытания	Сопротивление изоляции, МОм			Норма
	Измеренное значение			
	R <sub>60</sub>	R <sub>15</sub>	R <sub>60</sub> /R <sub>15</sub>	
ВН—СН+НН+бак	5320	3900	1,36	Не менее 260
СН—ВН+НН+бак	3210	2405	1,33	Не менее 260
НН—ВН+СН+бак	3530	2740	1,3	Не менее 260
ВН+СН—НН+бак	2170	1680	1,3	Не менее 260
ВН+СН+НН—бак	4820	3650	1,32	Не менее 260

**2. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток, %**  
(t масла = +30°C)

tgδ изоляции обмоток трансформатора (R <sub>3</sub> , Ом)	Измеренное значение					Норма
	ВН—СН+НН+бак	СН—ВН+НН+бак	НН—ВН+СН+бак	ВН+СН—НН+бак	ВН+СН+НН—бак	
	0,3% (20,7 Ом)	0,5% (12,6 Ом)	0,4% (19 Ом)	0,4% (10,9 Ом)	0,5% (10,3 Ом)	Не более 3,5%

**3. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь вводов, % (t масла = +30°C)**

фаза	tgδ основной изоляции (R <sub>3</sub> , Ом)	tgδ изоляции между измерительной и заземляющей обкладкой (R <sub>3</sub> , Ом)	Норма
A	0,7% (590 Ом)	0,4% (186,4 Ом)	Не более 1,5%
B	0,8% (605 Ом)	0,9% (176 Ом)	Не более 1,5%
C	0,9% (595 Ом)	1,4% (178 Ом)	Не более 1,5%

4. Измерение изоляции вводов 110 кВ, МОм ( $t_{\text{масла}} = +30^{\circ}\text{C}$ )

фаза	$R_{60}$ основной изоляции	$R_{60}$ изоляции между измерительной и заземляющей обкладкой	Норма
A	60000	80000	Не менее 1000
B	57000	70000	Не менее 1000
C	80000	98000	Не менее 1000

5 Измерение сопротивления обмоток постоянному току, Ом  $t_{\text{масла}} +40^{\circ}\text{C}$ 

положение РПН (анцапфа)	ВН А-0	ВН В-0	ВН С-0	СН $A_m-0$	СН $B_m-0$	СН $C_m-0$
1				0,0399	0,0368	0,0360
2				0,0363	0,0361	0,0356
3				0,0370	0,0350	0,0338
4				0,0362	0,0344	0,0329
5				0,0348	0,0337	0,0326
6						
7						
8						
9						
10	0,529	0,531	0,530			
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17				НН а-в	НН в-с	НН с-а
18						
19				0,0367	0,0369	0,0371

**Примечания:** Проведён отбор проб масла из бака тр-та и бака РПН. Чистка изоляции и поверхности бака.

**Заключение**

По показателю «Сопротивление обмоток постоянному току» замечено расхождение значений превышающих предельно допустимые 2% во всех положениях ПБВ обмотки СН. Причиной повышенного переходного сопротивления на обмотках СН может быть вызвано загрязнением контактов переключателя.

Тяговый трансформатор **ТДТНЖ-40000/110 №105100** не в полной мере соответствует требованиям ПТЭЭП.

Используемые приборы: Р 4833 №20837 (до 24.07.13), Р5026 №11557 (до 07.07.13), Р 5023 №18 (до 11.09.14), АИИ 70 №9946 (до 27.03.14), мегомметр Е6-24 №8250 (до 4кв.13)

Испытания проводили:

 / Нерсис Е.В.

Начальник подстанции

 / Х.Серебряков Е.В.

4

Красноярская ж.д.  
ЭЧ-3 ЭЧЭ-7

$t_{\text{масла}} 43^{\circ}\text{C}$   
 $t_{\text{воздуха}} 32^{\circ}\text{C}$

**ПРОТОКОЛ №14**  
от «21» «июля» 2014 г.

**Текущего ремонта трансформатора**

Установленного на	<b>T-2</b>	Соединение обмоток	<b>Y/Y/Δ</b>
Заводской №	<b>105100</b>	Номин. напр.	<b>110/35/27,5</b>
Тип	<b>ТДТНЖ-40000 110/35/27,5</b>	Год выпуска	<b>1978</b>

1. Состояние маслоуказательных устройств: Удовлетворительное
2. Состояние манометров и давление в герметичных вводах: давление соответствует температуре
3. Состояние болтовых соединений, уплотнений и ошиновки: Удовлетворительное
4. Состояние изоляторов и поверхности бака: Удовлетворительное
5. Проверка уровня масла в расширителе, маслонеполненных вводах, гидрозатворах : уровень соответствует температуре
6. Состояние мембраны предохранительной трубы: Удовлетворительное
7. Состояние термосифонных фильтров и воздухоосушителей: Удовлетворительное
8. Течь масла в местах уплотнения разъёмных элементов, баке, расширителе, радиаторах, вентиле: течь масла отсутствует
9. Состояние подходящих к трансформатору ошиновки и кабелей: Удовлетворительное
10. Соответствие сигнализации о положении устройства РПН его фактическому положению: Соответствует
11. Состояние устройств сигнализации: Удовлетворительное
12. Проверка состояния индикаторного силикагеля воздухоосушительных фильтров: произведена замена силикагеля
13. Проверка работы систем обдува: автоматика работает
14. Проверка работы газового реле: проверено на сигнал и отключение
15. Проверка работы струйного реле: проверено на отключение
16. Проверка состояния рабочего и защитного заземления: проверено состояние удовлетворительное
17. Состояние маслосборных, маслоохлаждающих устройств, фундаментов, маслоприёмников: -----
18. Очистка элементов конструкции трансформатора: произведено
19. Испытание масла из бака трансформатора: отбор пробы масла на хим. анализ
20. Испытание масла из бака РПН: отбор пробы масла на хим. анализ

**1 Измерение сопротивления изоляции первичных и вторичных обмоток**

Схема испытания	Сопротивление изоляции, ГОм			Норма
	$R_{60}$	$R_{15}$	$R_{60}/R_{15}$	
ВН—СН+НН+корпус	2,9	2,2	1,31	<b>Не менее 260 Мом при <math>t_{\text{масла}} 40^{\circ}\text{C}</math></b>
СН—ВН+НН+корпус	2,93	2,1	1,39	
НН—ВН+СН+корпус	2,11	1,54	1,37	
ВН+СН—НН+корпус	1,19	0,91	1,3	
ВН+СН+НН—корпус	2,4	1,79	1,34	

Примечания :Проведена протяжка болтовых соединений . Очистка бака и вводов трансформатора от грязи и пыли. Произведена замена силикагеля в воздухоосушительном фильтре. Частичная покраска трансформатора.

**Заключение**

Трансформатор T-2 находится в исправном состоянии и годен для включения в нормальную эксплуатацию с **21 июля 2014 года.**

Используемые приборы: Мегаомметр Е6-24 №8781 до 5.12.2014г

Испытания проводили:

Голодиков С.В.

Колобанов А.А.

Начальник подстанции

Курчевский С.С.

## Расчетный профиль пути для расчета в программном комплексе КОРТЭС

Таблица В.1 – Профиль пути расчетного участка

Раздельные пункты. Начальный км элемента		Длина элемента, км	Уклон, ‰	
1		2	3	
Ст. А	0.000	2.000	2.0	
	0.000			
	2.000	3.000	4.0	
	5.000			
	6.500			
	10.000	4.000	0.0	
	14.000			
	16.500	3.000	-2.0	
Ст. Б	19.500			
	20.000	2.500	-3.0	
	22.000			
	26.500	4.500	-3.0	
	28.000			
31.000				
	35.000	1.500	0.0	
	37.000			
Ст. В	40.000	3.000	0.0	
	40.000			
	44.000	4.000	-2.0	
	46.500			
	48.000			
	52.000	2.000	-5.0	
	54.000			
Ст. Г	57.500	3.500	-3.0	
	60.000			
	62.000	4.500	-4.0	
	66.000			
	70.000			
	72.500	2.500	-2.0	
	76.000			
	79.000	3.500	-2.0	
Ст. Д	80.000			
	80.000	4.000	0.0	
	84.000			
		1.000	3.000	-3.0
		2.000		

Продолжение табл. В.1

	1	2	3
	86.000	3.000	3.0
	89.000	2.000	4.0
	91.000	1.000	4.0
	92.000	3.000	5.0
	95.000	2.000	4.0
	97.000	3.000	3.0
	100.000	4.000	3.0
Ст. Е	100.000		
	104.000	2.000	0.0
	106.000	3.500	1.0
	109.500	4.000	2.0
	113.500	1.500	0.0
	115.000	4.000	-1.0
	119.000	3.000	0.0
Ст. Ж	120.000		
	122.000	2.000	0.0
	124.000	4.000	-1.0
	128.000	1.500	0.0
	129.500	2.000	1.0
	131.500	4.000	0.0
	135.500	2.000	2.0
	137.500	3.500	1.0
Ст. З	140.000		
	141.000	4.000	0.0
	145.000	2.000	0.0
	147.000	3.000	1.0
	150.000	4.000	2.0
	154.000	4.000	3.0
	158.000	4.000	5.0
Ст. И	160.000		
	162.000	4.000	2.0
	166.000	2.000	3.0
	168.000	3.000	0.0
	171.000	1.500	2.0
	172.500	4.500	4.0
	177.000	3.000	0.0
Ст. К	180.000	0.000	0.0

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

**Загрузка силовых трансформаторов Красноярской железной дороги по  
результатам контрольных замеров**

Таблица Г.1 – Контрольные замеры активной и реактивной мощности СТ

Тяговая п/ст	Количество трансформаторов	Номинальная мощность (МВА)	Мощность по обмоткам								
			P ( М ват)				Q ( М вар)				
			10 кВ	27,5 кВ	35 кВ	110 /220кВ	10 кВ	27,5 кВ	35 кВ	110 /220кВ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
ЭЧЭ-1 Мариинск	T-1	40	8,60			8,60	2,20			2,20	
	T-2	40		7,90		7,90		6,40		6,40	
ЭЧЭ-2 Тяжин	T-1	40	в резерве								
	T-2	40		8,90		8,90		6,40		6,40	
ЭЧЭ-3 Каштан	T-1	40		10,40	4,5	14,90		11,80	1,5	13,30	
	T-2	40,5	в резерве								
ЭЧЭ-4 Кротово	T-1	40,5	в резерве								
	T-2	31,5		14,80	3,6	18,40		13,70	1	14,70	
ЭЧЭ-Ачинск	T1	40	15,12	16,83		31,95	4,32	7,92		12,24	
	T2	40	15,12			15,12	4,32			4,32	
ЭЧЭ-Красная Сопка	T1	40	в резерве								
	T2	40	0,40	5,50		5,90	0,20	0,55		0,75	
ЭЧЭ-Чернореческая	T2	40	в резерве								
	T3	31,5	20,79	1,84		22,63	13,86	0,81		14,67	
ЭЧЭ-7 ст. Кемчуг	T1	40	в резерве								
	T2	40		18,15	0,756	18,91		12,38	0,168	13,99	
ЭЧЭ-8 ст. Кача	T1	40		9,90	1,008	10,91		3,47	0,672	4,89	
	T2	40		12,87		12,87		11,39		12,60	
ЭЧЭ-9 ст. Бугач	T1	40	11,52			11,52	2,64			3,13	
	T2	40		11,88		11,88		11,90		12,81	
ЭЧЭ-36 ст. Красн-Вост	T1	40	3,60			3,60	1,08			1,08	
	T2	40		9,90		9,90		10,56		11,26	
ЭЧЭ-Зыково	T1	40		16,83	2,8	19,63		12,63	1,4	14,00	
	T2	40	в резерве								
ЭЧЭ-Камарчага	T1	40			15,75	15,75			6,3	6,30	
	T2	40		16,50		16,50		12,38		12,38	
ЭЧЭ-Уяр	T1	40			11,2	11,20			4,2	4,20	
	T2	40		20,60		20,60		12,38		12,38	
ЭЧЭ-Камала	T1	40		12,87		12,87		10,56		10,56	
	T2	40		12,87		12,87		10,56		10,56	

Продолжение табл. Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЭЧЭ-Филимоново	T1	40		14,19		14,19		9,90		10,90
	T2	40	6,94			6,94	1,44			1,84
ЭЧЭ-Иланская	T1	40	в резерве							
	T2	40		18,56		18,56		16,91		18,66
	T3	25			21	21,00			7,14	10,76
ЭЧЭ-Шарбыш	T1	40	в резерве							
	T2	40		20,68		20,68		11,22		12,92
ЭЧЭ-Ключи	T1	40		22,66		22,66		20,24		22,97
	T2	40	в резерве							
ЭЧЭ-Теба	T1	40		8,75	0,11	8,86			0	7,61
	T2	20	в резерве							
ЭЧЭ-Чарыш	T1	20	в резерве							
	T2	40		6,31	1,99	8,30			0,82	2,9
ЭЧЭ-Бискамажа	T1	40	1,24	0		1,24			0,3	0,73
	T2	40	0	13,12		13,12	0,00			13,95
ЭЧЭ-Югачи	T1	40		7,09	0	7,09	14,2 2		9,25	8,98
	T2	40		0,00	9,01	9,01			0	3,85
ЭЧЭ-Камышта	T1	40		8,40	0	8,40			4,95	6,07
	T2	20		0,00	2,37	2,37			0	1,8
ЭЧЭ-Ташеба	T1	40		9,20	1,89	11,09			6,21	6,93
	T2	40	в резерве							
ЭЧЭ-Крупская	T1	40	в резерве							
	T2	40		14,39	3,3	17,69			10,21	11,51
ЭЧЭ-Курагино	T1	40	в резерве							
	T2	40		2,23	20,2	22,43			5,81	14,41
ЭЧЭ-Кошурниково	T1	40		15,96	0	15,96			13,8	13,54
	T2	40		0,00	9,35	9,35			0	8,09
ЭЧЭ-Щетинкино	T1	40	в резерве							
	T2	40	0,048	7,423		7,47	0,07	4,46		4,527
ЭЧЭ-Крол	T1	40	0,292	3,3		3,59	0,10	3,30		3,4
	T2	40	в резерве							
ЭЧЭ-Мана	T1	20	0,504	0		0,50	0,30	0,00		0,3
	T2	40	0	2,97		2,97	0,00	1,98		1,98
ЭЧЭ-Кравченко	T1	40	0	0	0,504	0,50		0,00	2,52	2,52
	T2	40	0	1,98	0	1,98		0,66	0	0,66
ЭЧЭ-Саянская	T1	40	0	4,792	0,909	5,70		2,09	1,596	3,69
	T2	40	0	0	0	0,00		0,00	0	0
ЭЧЭ-Ирбейская	T1	40	0	3,96	0	3,96		0,79	0	0,792
	T2	31,5	в резерве							
ЭЧЭ-Абакумовка	T1	40	0	3,564	0,126	3,69		2,38	0,252	2,628
	T2	31,5	0	0	0	0,00		0,00	0	0

Продолжение табл. Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЭЧЭ-Кварцит	T1	40	0	7,524	0	7,52		3,17	0	3,168
	T2	20	в резерве							
ЭЧЭ-Запань	T1	40	0	8,316	0	8,32		5,94	0	5,94
	T2	20	в резерве							

Таблица Г.2 – Контрольные замеры полной мощности СТ

Тяговая п/ст	Количество трансформаторов	Полная мощность				% загрузки
		S (MBA)				
		10 кВ	27,5 кВ	35 кВ	110 /220кВ	
1	2	3	4	5	6	7
ЭЧЭ-1 Мариинск	T-1	8,88	0,00	0,00	8,88	22,19
	T-2	0,00	10,17	0,00	10,17	25,42
ЭЧЭ-2 Тяжин	T-1					
	T-2	0,00	10,96	0,00	10,96	27,41
ЭЧЭ-3 Каштан	T-1	0,00	15,73	4,74	19,97	49,93
	T-2					
ЭЧЭ-4 Кротово	T-1					
	T-2	0,00	20,17	3,74	23,55	74,77
ЭЧЭ-Ачинск	T1	15,73	18,60	0,00	34,21	85,54
	T2	15,73	0,00	0,00	15,73	39,31
ЭЧЭ-Красная Сопка	T1					
	T2	0,45	5,53	0,00	5,95	14,87
ЭЧЭ- Чернореческая	T2					
	T3	24,99	2,01	0,00	26,97	85,62
ЭЧЭ-7 ст. Кемчуг	T1					
	T2	0,00	21,97	0,77	23,52	58,80
ЭЧЭ-8 ст. Кача	T1	0,00	10,49	1,21	11,95	29,88
	T2	0,00	17,19	0,00	18,01	45,03
ЭЧЭ-9 ст. Бугач	T1	11,82	0,00	0,00	11,94	29,84
	T2	0,00	16,82	0,00	17,47	43,68
ЭЧЭ-36 ст. Красн-Вост	T1	3,76	0,00	0,00	3,76	9,40
	T2	0,00	14,47	0,00	14,99	37,49
ЭЧЭ-Зыково	T1	0,00	21,04	3,13	24,11	60,28
	T2					
ЭЧЭ- Камарчага	T1	0,00	0,00	16,96	16,96	42,41
	T2	0,00	20,63	0,00	20,63	51,57
ЭЧЭ-Уяр	T1	0,00	0,00	11,96	11,96	29,90
	T2	0,00	24,03	0,00	24,03	60,08



Продолжение табл. Г.2

1	2	3	4	5	6	7
ЭЧЭ-Камала	T1	0,00	16,65	0,00	16,65	41,62
	T2	0,00	16,65	0,00	16,65	41,62
ЭЧЭ-Филимоново	T1	0,00	17,30	0,00	17,89	44,73
	T2	7,09	0,00	0,00	7,18	17,95
ЭЧЭ-Иланская	T1					
	T2	0,00	25,11	0,00	26,32	65,81
	T3	0,00	0,00	22,18	23,60	94,39
ЭЧЭ-Шарбыш	T1					
	T2	0,00	23,53	0,00	24,38	60,96
ЭЧЭ-Ключи	T1	0,00	30,38	0,00	32,26	80,66
	T2					
ЭЧЭ-Теба	T1	0,00	8,75	0,11	11,68	29,20
	T2					
ЭЧЭ-Чарыш	T1					
	T2	0,00	6,31	2,15	8,79	21,98
ЭЧЭ-Бискамба	T1	1,24	0,00	0,30	1,44	3,60
	T2	0,00	13,12	0,00	19,15	47,88
ЭЧЭ-Югачи	T1	14,22	7,09	9,25	11,44	28,60
	T2	0,00	0,00	9,01	9,80	24,50
ЭЧЭ-Камышта	T1	0,00	8,40	4,95	10,36	25,91
	T2	0,00	0,00	2,37	2,98	14,88
ЭЧЭ-Ташеба	T1	0,00	9,20	6,49	13,08	32,69
	T2					
ЭЧЭ-Крупская	T1					
	T2	0,00	14,39	10,73	21,10	52,76
ЭЧЭ-Курагино	T1					
	T2	0,00	2,23	21,02	26,66	66,65
ЭЧЭ-Кошурниково	T1	0,00	15,96	13,80	20,93	52,32
	T2	0,00	0,00	9,35	12,36	30,91
ЭЧЭ-Щетинкино	T1					
	T2	0,09	8,66	0,00	8,74	21,84
ЭЧЭ-Крол	T1	0,31	4,67	0,00	4,95	12,36
	T2					
ЭЧЭ-Мана	T1	0,59	0,00	0,00	0,59	2,93
	T2	0,00	3,57	0,00	3,57	8,92
ЭЧЭ-Кравченко	T1	0,00	0,00	2,57	2,57	6,42
	T2	0,00	2,09	0,00	2,09	5,22
ЭЧЭ-Саянская	T1	0,00	5,23	1,84	6,79	16,98
	T2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЭЧЭ-Ирбейская	T1	0,00	4,04	0,00	4,04	10,10
	T2					
ЭЧЭ-Абакумовка	T1	0,00	4,28	0,28	4,53	11,33

Продолжение табл. Г.2

1	2	3	4	5	6	7
ЭЧЭ - Абакумовка	T2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЭЧЭ-Кварцит	T1	0,00	8,16	0,00	8,16	20,41
	T2					
ЭЧЭ-Запань	T1	0,00	10,22	0,00	10,22	25,55
	T2					

## Акты о внедрении результатов диссертационной работы

### СОГЛАСОВАНО:

Директор Красноярского института  
железнодорожного транспорта -  
филиала ФГБОУ ВПО «ИрГУПС»

  
А. И. Орленко  
«2» февраля 2016г.

### УТВЕРЖДАЮ:

Начальник «Службы электрификации и  
электрооборудования» Крас. ЖД – филиала  
ОАО «РЖД»

  
А. С. Антипкин  
«2» февраля 2016г.

### АКТ ВНЕДРЕНИЯ

результатов диссертационной работы

«Повышение надежности и качества электрооборудования потребителей тяговых  
подстанций переменного тока» аспиранта Красноярского института  
железнодорожного транспорта – филиала ФГБОУ ВПО «Иркутского  
государственного университета путей сообщения»

Луковенко Антона Сергеевича

Работа выполнена на кафедре «Системы обеспечения движения поездов»  
Красноярского института железнодорожного транспорта.

В работе проведены исследования и определены пути повышения  
надежности и качества электрооборудования потребителей тяговых подстанций  
переменного тока:

- систематизирована методика определения надежности остаточного  
ресурса и выработаны рекомендации по режимам работы силовых тяговых  
трансформаторов;

- создана методика и проведена промышленная адаптация комплексного  
использования системы «симметрирующее устройство –  
фильтрокомпенсирующее устройство», что позволяет при прохождении

тяжеловесных поездов и увеличенном реактивном токопотреблении снизить нагрузку системы электроснабжения реактивной мощностью, уменьшить несимметрию токов и напряжений в тяговой сети и повысить надежность электроснабжения;

- разработана система комплексного анализа режимов работы системы тягового электроснабжения, с учетом эффективности работы силовых трансформаторов в критических режимах, что позволяет повысить их надежность и увеличить период безаварийной эксплуатации.

Результаты исследования диссертационной работы Луковенко А.С. «Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей тяговых подстанций переменного тока» рекомендуется использовать (используются) в «Службе электрификации и электроснабжения» Красноярской железной дороги, для определения срока безаварийной эксплуатации основного электротехнического оборудования, а так же при прогнозировании надежности работы силовых тяговых трансформаторов в условиях повышенных нагрузок, в том числе – для увеличения пропускной способности Красноярской железной дороги, в условиях прохождения поездов с повышенной массой.

Заведующий кафедрой «Системы  
обеспечения движения поездов»  
КРИЖТ

 О. В. Колмаков

Начальник «Дорожной  
электротехнической лаборатории»  
Крас. ЖД – филиала ОАО «РЖД»

 П. И. Варламов

Начальник «Научно – исследовательской  
части» КРИЖТ

 В.С. Ратушняк

**СОГЛАСОВАНО:**

Директор Красноярского института  
железнодорожного транспорта -  
филиала ФГБОУ ВПО «ИрГУПС»

  
\_\_\_\_\_  
А.И. Орленко  
«02» февраля 2016г.

**УТВЕРЖДАЮ:**

Заместитель директора - главный  
инженер ПО КЭС филиала ПАО  
«МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»

  
\_\_\_\_\_  
С.А. Волков  
«02» февраля 2016г.

**АКТ ВНЕДРЕНИЯ**

результатов диссертационной работы  
аспиранта кафедры «Системы обеспечения движения поездов» Красноярского  
института железнодорожного транспорта - филиала ФГБОУ ВПО «Иркутского  
государственного университета путей сообщения»

Луковенко Антона Сергеевича

Работа выполнена на кафедре «Системы обеспечения движения поездов»  
Красноярского института железнодорожного транспорта.

В работе проведены исследования и определены пути повышения  
эффективности, улучшения надежности и качества электроснабжения силовых  
подстанций переменного тока – подстанций общепромышленного назначения  
110/35/10(6) и тяговых подстанций 110/27,5/10:

1. Разработана методика расчета вероятности отказов силового  
оборудования: трансформаторов, автоматических выключателей силовых  
подстанций, позволяющая определить время их безаварийной работы.

2. Создан способ и выполнены расчеты комплексной системы  
«симметрирующее устройство – фильтрокомпенсирующее устройство»,  
позволяющие повысить надежность и качество электроснабжения  
потребителей.

Разработана методика и практические рекомендации по повышению надежности и эффективности силового оборудования и качества напряжения силовых подстанций 110/35/10, 110/27,5/10 кВ.

- систематизирована методика определения надежности остаточного ресурса и выработаны рекомендации по режимам работы силовых трансформаторов;

- разработана система комплексного анализа режимов работы системы электроснабжения, с учетом эффективности работы силовых трансформаторов в критических режимах, что позволяет повысить их надежность и увеличить период безаварийной эксплуатации.

Результаты исследования диссертационной работы Луковенко А.С. «Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей тяговых подстанций переменного тока» реализованы на подстанциях ПАО «МРСК Сибири» – «Красноярскэнерго», для определения срока безаварийной эксплуатации основного электротехнического оборудования, а так же при прогнозировании надежности работы силовых трансформаторов в условиях повышенных нагрузок.

Реализация результатов исследований А.С. Луковенко позволяет снизить издержки по эксплуатации силовых подстанций, дает возможность перейти на обслуживание электрооборудования по текущему состоянию и повысить эффективность его эксплуатации.

Заведующий кафедрой «Системы  
обеспечения движения поездов»  
КрИЖТ

Начальник службы РЗА ПО КЭС  
филиала ПАО «МРСК Сибири» -  
«Красноярскэнерго»

 О. В. Колмаков

 А.П. Щетов

Начальник «Научно-исследовательской  
части» КрИЖТ

 В.С. Ратушняк

**УТВЕРЖДАЮ:**

Директор Красноярского института  
железнодорожного транспорта –  
филиала ФГБОУ ВПО «ИрГУПС»

  
\_\_\_\_\_  
(подпись)  
Орленко А.И.  
\_\_\_\_\_  
(Ф.И.О.)  
« 02 » февраля 2016 г.

### **АКТ ВНЕДРЕНИЯ**

результатов диссертационной работы

«Повышение надежности и качества электроснабжения  
потребителей тяговых подстанций переменного тока»

аспиранта Красноярского института железнодорожного транспорта  
- филиала ФГБОУ ВПО «Иркутского государственного университета путей  
сообщения»

Луковенко Антона Сергеевича

в учебный процесс Красноярского института железнодорожного транспорта

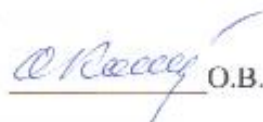
Теоретические результаты диссертационной работы реализованы в виде методики расчета эффективности работы трансформаторного и защитного оборудования системы электроснабжения для направления подготовки специалистов 23.05.05. «Системы обеспечения движения поездов».

Разработанный алгоритм и методика расчета надежности и качества электроснабжения оборудования тяговых подстанций переменного тока позволяет студентам выполнять прогноз работы силового оборудования с применением нейросетевого комплекса в программном комплексе Matlab.

Созданная численно - математическая модель расчета системы «симметрирующее устройство - фильтрокомпенсирующее устройство» позволяет использовать полученные математические выражения для определения и настройки симметрирующего устройства на токи гармонических составляющих спектра, с целью повышения эффективности работы системы электроснабжения.

Полученные результаты диссертационной работы А. С. Луковенко используются при выполнении лабораторных работ, курсовых проектов и проведения практических занятий студентов по специальности: 190401 «Электроснабжение железных дорог» при изучении дисциплин «Основы технической диагностики» и «Электроснабжение железных дорог».

Заведующий кафедрой «Системы обеспечения  
движения поездов» КрИЖТ

  
О.В. Колмаков

Начальник «Научно-исследовательской части»  
КрИЖТ

  
В.С. Ратушняк

Аспирант кафедры «Системы обеспечения  
движения поездов» КрИЖТ

  
А.С. Луковенко