

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

**ОНЛАЙН-РАСЧЁТ ИНДЕКСОВ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ  
ТРАНСФОРМАТОРОВ СШГЭС В МЕЖРЕМОНТНЫЙ ПЕРИОД ПО  
ДАНЫМ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ДЛЯ ПЕРЕХОДА К ИХ  
ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ И РЕМОНТУ ПО  
ТЕХНИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ**

13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

13.04.02.06 – Гидроэлектростанции

Инженер по наладке и испытаниям Службы мониторинга оборудования Филиала ПАО «РусГидро» «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»	_____	_____
	подпись, дата	должность
Научный Руководитель		<u>Н.А. Иванов</u> инициалы, фамилия
Инженер оперативной службы Филиала ПАО «РусГидро» «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»	_____	_____
	подпись, дата	должность
Выпускник		<u>А.С. Данилов</u> инициалы, фамилия
Рецензент		<u>Ю.А. Мальцев</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	_____	_____
	подпись, дата	
		<u>А.А. Чабанова</u> инициалы, фамилия

Саяногорск, 2020

## АННОТАЦИЯ

к магистерской диссертации Данилова Александра Сергеевича, студента 2 курса магистратуры Саяно-Шушенского филиала Сибирского федерального университета на тему «Онлайн-расчёт индексов технического состояния трансформаторов СШГЭС в межремонтный период по данным системы мониторинга для перехода к их техническому обслуживанию и ремонту по техническому состоянию».

В процессе выполнения работы раскрыта актуальность исследования по выбранному направлению, указывается его значимость, рассмотрены подходы к организации технического обслуживания и ремонта оборудования, их достоинства и недостатки. Определены условия перехода к техническому обслуживанию и ремонту оборудования по техническому состоянию, а также приведены примеры электроэнергетических предприятий, стремящихся к переходу системы организации обслуживания и ремонта по техническому состоянию.

По результатам выполненных исследований произведена адаптация Методики, выбор и корректировка параметров технического состояния для онлайн-расчёта индекса технического состояния главных трансформаторов Саяно-Шушенской ГЭС ОРЦ 533000/500 У1. Выполнено оптимальное распределение весовых коэффициентов выбранных параметров и значений индекса технического состояния узлов трансформатора. Рассчитаны значения индекса технического состояния трансформатора Саяно-Шушенской ГЭС для различных условий эксплуатации, доказана обоснованность применения данного показателя и продемонстрирована его наглядность, предложено использование этого комплексного метода персоналу, в том числе оперативному, для контроля за состоянием трансформаторов Саяно-Шушенской ГЭС.

**Ключевые слова:** техническое состояние, техническое обслуживание, ремонт, индекс технического состояния, мониторинг, онлайн-расчет, система, схема, оборудование, трансформатор, надежность, методика, прогнозирование.

## АВТОРЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа в форме магистерской диссертации на тему «Онлайн-расчёт индексов технического состояния трансформаторов СШГЭС в межремонтный период по данным системы мониторинга для перехода к их техническому обслуживанию и ремонту по техническому состоянию» включает в себя 66 страниц, состоит из аннотации, автореферата, введения, 4 иллюстрации, 16 таблиц, из которых 1 иллюстрация и 5 таблиц приведены в приложениях, списка использованных источников из 9 наименований.

### **Актуальность:**

Техническое обслуживание и ремонт предусматривает выполнение комплекса работ, направленных на обеспечение исправного состояния оборудования, надежной, безопасной и экономичной его эксплуатации, проводимых с определенной периодичностью и последовательностью, при оптимальных финансовых, трудовых и материальных затратах.

Для современных предприятий стоит задача минимизации затрат на обслуживание оборудования, а также уменьшения обслуживающего персонала, без увеличения аварийности оборудования. В связи с чем, необходимо безошибочное определение того, что и когда следует ремонтировать и обслуживать. А значит обеспечивать правильное распоряжение бюджетом.

Для совершенствования системы технического обслуживания оборудования, а также для снижения затрат предлагается внедрить метод технического обслуживания и ремонта трансформаторов по состоянию с помощью применения онлайн-расчёта индексов технического состояния.

Онлайн-расчёт индексов технического состояния позволит персоналу предприятий и энергетических объектов (в том числе оперативному) улучшить контроль над состоянием оборудования, что обеспечит выявление дефектов на ранней стадии и предотвращение их развития.

**Целью:** является разработка принципов для перехода к техническому обслуживанию и ремонту по состоянию; определение параметров трансформаторов Саяно-Шушенской ГЭС ОРЦ-533000/500, необходимых для расчёта индекса технического состояния, которые будут считываться в режиме реального времени с учётом возможностей существующей на данной станции системы мониторинга и диагностики.

**Задачи, решаемые в ходе выполнения работы:**

- Изучение и анализ существующих подходов к организации технического обслуживания и ремонта оборудования;
- Анализ условий перехода к техническому обслуживанию и ремонту оборудования по техническому состоянию;
- Рассмотрение конкретных примеров в области электротехники и электроэнергетики, где были сделаны шаги к переходу технического обслуживания и ремонта оборудования по техническому состоянию;
- Описание средств мониторинга и адаптация методики определения индекса технического состояния под трансформаторы Саяно-Шушенской ГЭС;
- Наглядное представление обоснованности функционирования системы определения технического состояния трансформатора с помощью онлайн-расчёта индекса технического состояния.

**Научная новизна:** предложены способ осуществления контроля за оборудованием и перехода к техническому обслуживанию и ремонту по техническому состоянию трансформаторов Саяно-Шушенской ГЭС ОРЦ 533000/500 У1 с применением онлайн-расчёта индекса технического состояния.

**Объектом исследования при написании работы послужили:** трансформаторы Саяно-Шушенской ГЭС.

**Предмет исследования:** техническое состояние, обслуживание и ремонт трансформаторов Саяно-Шушенской ГЭС.

**Методы исследования:** предлагается осуществлять техническое обслуживание и ремонт трансформаторов Саяно-Шушенской ГЭС по

техническому состоянию с помощью системы расчёта индекса технического состояния в режиме реального времени.

**Используемые методы:**

- Сбор и изучение информации разнообразных источников, стандартов;
- Анализ;
- Индукция;
- Математическое моделирование.

**Апробация результатов работы:**

Основные результаты исследований, изложенные в диссертации, были представлены:

- на VI Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов и студентов «ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В XXI ВЕКЕ» (п. Черемушки, 2019 г.);
- на XV Международной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Перспективы — 2019» (г. Красноярск, 2019 г.).

**Публикации:**

Основные положения и выводы изложены в 2 публикациях в научных журналах и изданиях, которые включены в перечень реализуемых научных изданий, определенных РИНЦ, ISBN.

**Структура и объем диссертации:**

В магистерскую диссертацию входят: введение, пять глав и заключение.

Во введении раскрывается актуальность исследования по выбранному направлению, указывается его значимость.

Первая глава посвящена современным подходам к организации технического обслуживания и ремонта оборудования, их достоинствам и недостаткам.

Во второй главе обозначены условия перехода к техническому обслуживанию и ремонту оборудования по техническому состоянию.

В третьей главе говорится о применении систем технического обслуживания и ремонта оборудования по техническому состоянию. Приведены примеры организаций в сфере электротехники и электроэнергетики, стремящихся к переходу системы организации обслуживания и ремонта оборудования по техническому состоянию.

В четвертой главе рассмотрены основные принципы, методика определения индекса технического состояния. Приведена общая схема порядка оценки технического состояния оборудования, а также зависимость вида технического воздействия от значения индекса. Введено предложение использовать данный показатель оперативному персоналу для визуального контроля за оборудованием.

В пятой главе произведён выбор и корректировка параметров технического состояния для онлайн-расчёта индекса технического состояния главных трансформаторов Саяно-Шушенской ГЭС ОРЦ 533000/500 У1. Выполнено оптимальное распределение весовых коэффициентов выбранных параметров и значений индекса технического состояния узлов трансформатора. Рассчитаны значения индекса технического состояния трансформатора Саяно-Шушенской ГЭС (СШГЭС) в зависимости от различных условий, возникающих в процессе эксплуатации, доказана обоснованность применения данного показателя и продемонстрирована его наглядность.

Заключение посвящено основным выводам, преимуществам и недостаткам внедрения системы определения в режиме реального времени индекса технического состояния.

**Ключевые слова:** техническое состояние, техническое обслуживание, индекс технического состояния, ремонт, мониторинг, онлайн-расчет, система, оборудование, трансформатор, надежность, методика, прогнозирование.

## ABSTRACT

The final qualifying work in the form of a master's thesis on the topic “Online calculation of technical condition indexes of SShHPP transformers in the inter-repair period according to the monitoring system for the transition to their maintenance and repair according to technical condition” includes 66 pages, consists of an abstract, abstract, introduction, 4 illustrations, 16 tables, of which 1 illustration and 5 tables are given in appendices, a list of sources used from 9 titles.

### **Relevance:**

Maintenance and repair involves performing a set of works aimed at ensuring the proper condition of the equipment, reliable, safe and economical operation, carried out with a certain frequency and sequence, with optimal financial, labor and material costs.

For modern enterprises, the task is to minimize the cost of equipment maintenance, as well as reduce the maintenance staff, without increasing the accident rate of equipment. In this regard, it is necessary to accurately determine what and when to repair and maintain. This means ensuring proper budget management.

To improve the system of equipment maintenance, as well as to reduce costs, it is proposed to introduce a method of maintenance and repair of transformers by condition using the online calculation of technical condition indices.

Online calculation of technical condition indices will allow the personnel of enterprises and energy facilities (including operational ones) to improve control over the condition of equipment, which will ensure the detection of defects at an early stage and prevent their development.

**Purpose:** to develop principles for the transition to maintenance and repair by condition; to determine the parameters of transformers of the Sayano-Shushenskaya HPP ORC-533000/500, necessary for calculating the technical condition index, which will be read in real time, taking into account the capabilities of the existing monitoring and diagnostics system at this station.

### **Tasks to be solved in the course of the work:**

- Study and analysis of existing approaches to the organization of equipment maintenance and repair;
- Analysis of the conditions of transition to maintenance and repair of equipment by technical condition;
- Consideration of specific examples in the field of electrical engineering and power engineering, where steps were taken to transition the maintenance and repair of equipment according to technical condition;
- Description of monitoring tools and adaptation of the methodology for determining the technical condition index for Sayano-Shushenskaya HPP transformers;
- Visual representation of the validity of the transformer technical condition determination system using online calculation of the technical condition index.

**Scientific novelty:** the method of monitoring equipment and switching to maintenance and repair of transformers of the Sayano-Shushenskaya HPP ORC 533000/500 U1 using online calculation of the technical condition index is proposed.

**The object of research when writing this work was:** transformers of the Sayano-Shushenskaya HPP.

**Subject of research:** technical condition, maintenance and repair of transformers of the Sayano-Shushenskaya HPP.

**Research methods:** it is proposed to carry out maintenance and repair of transformers of the Sayano-Shushenskaya HPP according to the technical condition using a system for calculating the technical condition index in real time.

### **Methods used:**

- Collecting and studying information from various sources, standards;
- Analysis;
- Induction;
- Mathematical modeling.



### **Testing the results of the work:**

The main research results presented in the dissertation were:

- at the VI all-Russian scientific and practical conference of young scientists, specialists, postgraduates and students "hydroelectric power STATIONS in the XXI CENTURY" (Cheremushki village, 2019);
- at the XV International conference of students, postgraduates and young scientists "Svobodny Prospekt-2019" (Krasnoyarsk, 2019).

### **Publications:**

The main provisions and conclusions are presented in 2 publications in scientific journals and publications that are included in the list of implemented scientific publications defined by the RSCI, ISBN.

### **Structure and scope of the dissertation:**

The master's thesis includes: introduction, five chapters and conclusion.

The introduction reveals the relevance of the research in the chosen direction, indicates its significance.

The first Chapter is devoted to modern approaches to the organization of maintenance and repair of equipment, their advantages and disadvantages.

The second Chapter describes the conditions for the transition to maintenance and repair of equipment in technical condition.

The third Chapter deals with the application of systems for maintenance and repair of equipment for technical condition. Examples of organizations in the field of electrical engineering and power industry, aiming to transfer the management of maintenance and repair on a technical condition.

In the fourth Chapter, the main principles and methods of determining the technical condition index are considered. The General scheme of the procedure for evaluating the technical condition of equipment, as well as the dependence of the type of technical impact on the index value, is given. We have introduced a proposal to use this indicator for operational personnel for visual control of equipment.

In the fifth Chapter, the technical condition parameters are selected and adjusted for online calculation of the technical condition index of the main

transformers of the Sayano-Shushenskaya HPP ORC 533000/500 U1. The optimal distribution of the weight coefficient of the selected parameters and the values of the technical condition index of the transformer nodes is performed. The values of the technical condition index of the transformer of the Sayano-Shushenskaya HPP (SShHPP) are calculated depending on various conditions arising during operation, the validity of this indicator is proved and its visibility is demonstrated.

The conclusion is devoted to the main conclusions, advantages and disadvantages of implementing a system for determining the technical condition index in real time.

Keywords: technical condition, maintenance, technical condition index, repair, monitoring, online calculation, system, equipment, transformer, reliability, methodology, forecasting.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	13
1 Современные подходы к организации технического обслуживания и ремонта оборудования .....	15
1.1 Вынужденные ремонты, ремонты после отказа .....	15
1.2 Планово-предупредительные, регламентные ремонты .....	16
1.3 Ремонты по состоянию.....	18
2 Условия перехода к ремонту по ТС .....	20
3 Применение систем технического обслуживания и ремонта оборудования по техническому состоянию .....	22
3.1 Применение и создание систем ТОиР по ТС в железнодорожном транспорте .....	22
3.2 Применение и создание систем ТОиР по ТС на предприятиях электрических сетей и теплоэлектростанциях .....	23
3.3 Применение и создание систем ТОиР по ТС за рубежом .....	24
3.4 Применение и создание систем ТОиР по ТС на ГЭС.....	26
4 Переход к ТОиР по ТС ГЭС с помощью применения онлайн-расчёта индекса технического состояния.....	28
5 Выбор и корректировка параметров ТС для онлайн-расчёта ИТС главных трансформаторов СШ ГЭС .....	35
5.1 Бальная шкала по температуре верхних слоёв масла.....	35
5.2 Частичные разряды.....	36
5.3 Давление масла и его разность с давлением воды в маслоохладителе .....	38
5.4 Замечания по работе насосов системы охлаждения .....	39
5.5 Тангенс и емкость ввода .....	40
5.6 Ток небаланса вводов.....	43
5.7 Оптимальное распределение весовых коэффициентов выбранных параметров и значений ИТС .....	44
5.8 Расчёт значений ИТС трансформатора СШГЭС в зависимости от различных условий, возникающих в процессе его эксплуатации .....	48

ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	51
СПИСОК ИСПЬЛЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	53
Приложение А. ИТС функционального узла «высоковольтный ввод» .....	55
Приложение Б. Перечень параметров, приведённых в Методике, которые будут оцениваться при online-расчете ИТС главных трансформаторов СШГЭС .....	57
Приложение В. ИТС трансформатора СШГЭС ОРЦ-533000/500 .....	63
Приложение Г. Логическая блок-схема расчёта ИТС трансформатора СШГЭС ОРЦ-533000/500 .....	65
Приложение Д. Пример расчёта ИТС трансформатора СШГЭС ОРЦ- 533000/500 .....	66

## ВВЕДЕНИЕ

Основной целью технического обслуживания и ремонтов является поддержание эксплуатационных показателей электрооборудования на заданном уровне в течение определенного времени. Из этого следует, что его надежность обеспечивается не только особенностью конструкции и качеством изготовления, но и в значительной мере определяется качеством эксплуатации электрооборудования. В связи с этим, на протяжении многих лет для правильного функционирования машин и механизмов осуществлялись и совершенствовались различные подходы к организации технического обслуживания и ремонтных работ.

В настоящее время российская электроэнергетика реформируется. Одним из направлений этих реформ является переход к техническому обслуживанию оборудования в зависимости от его фактического состояния. В частности опыт эксплуатации силовых трансформаторов показывает, что проведение планово-предупредительных ремонтов без предварительного комплексного исследования не оправдало себя, так как приводит к существенным материальным затратам и в ряде случаев к ухудшению характеристик изоляции. Ремонт по техническому состоянию наряду с другими мерами должен способствовать рентабельному управлению производственными активами предприятий электроэнергетики и, как следствие, повышению их конкурентоспособности.

В данной работе представлен обзор видов ремонтов и технического обслуживания оборудования и машин в различные периоды истории, показаны их преимущества и недостатки, приведены конкретные примеры энергопредприятий, стремящихся осуществить переход к ремонту и обслуживанию по состоянию. Рассмотрен способ такой интеграции для трансформаторов СШГЭС с помощью использования универсального параметра «индекс технического состояния», который предполагается рассчитывать в режиме реального времени.

Комплексный подход при оценке технического состояния охватывает целую группу параметров, что позволит персоналу (в том числе и оперативному) осуществлять контроль за работой оборудования, а также выявлять дефекты и неисправности на ранней стадии ещё перед выводом оборудования в ремонт.

# **1 Современные подходы к организации технического обслуживания и ремонта оборудования**

История развития промышленности показывает, что на различных этапах изменялись подходы к проблеме обеспечения работоспособного состояния оборудования: применялись вынужденные ремонты (после осмотровые, ремонты после отказа), регламентные и предупредительные ремонты, ремонты по состоянию. В настоящее время по отраслям промышленности, в частности электроэнергетике, сформировались индивидуальные подходы к стратегиям технического обслуживания и ремонта (ТОиР). Производственный опыт показывает, что безотказность функционирования электротехнического оборудования обеспечивается своевременным, качественным техническим обслуживанием в соответствии с фактическим состоянием. При этом ремонт является подготовленным действием, проводимым для восстановления исходных свойств оборудования, а мероприятия ТОиР реализуются в рамках выбранных стратегий и подходов к его обслуживанию.

Каждая из стратегий исторически обоснована, соответствует определённому уровню развития науки и техники, отвечает принципам организации управления производства и представлениям об «идеальном» результате [1]. В истории эксплуатации оборудования выделяются три основных подхода к проведению ремонтов.

Рассмотрим эти подходы более подробно.

## **1.1 Вынужденные ремонты, ремонты после отказа**

Этот подход характерен для 20-30-х годов прошлого века. Основание - малое количество технологических машин (к примеру, металлургических), низкий уровень квалификации обслуживающего и ремонтного персонала, отсутствие ремонтной базы и опыта ремонтов. Главная задача – при первых признаках повреждений остановить эксплуатируемую машину и не допустить

ее значительных разрушений. Состояние механизмов оценивалось при помощи органолептических методов. Основные подходы:

- анализ шумов механизмов;
- восприятие механических колебаний, вибрации;
- определение степени нагрева деталей;
- визуальный осмотр;
- методы осязания.

Опыт накапливался медленно: по мере ликвидации последствий аварий, полученные знания излагались в правилах технической эксплуатации оборудования по отдельным агрегатам, машинам и производствам. В конце 20-х, начале 30-х годов началась разработка базовых принципов организации плановых ремонтов.

## **1.2 Планово-предупредительные, регламентные ремонты**

Рост числа предприятий, увеличение количества машин, использование одинаковых технологий и оборудования в 50-60-х годах XX века потребовали повышения безотказности работы механического оборудования на основе достижений науки и техники того времени. Проведенные исследования долговечности деталей машин позволили получить статистические данные и рассчитать рекомендуемые периоды проведения принудительных замен. Предполагалось, что выполнение определенного объема ремонтных работ через равные промежутки времени позволит обеспечить безотказную работу механизмов. Разработка и внедрение положений о планово-предупредительных ремонтах (ППР) оборудования позволили сформировать более совершенную систему ТОиР. Были решены вопросы содержания системы ТОиР; периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонтов; их организации, планирования и выполнения; обеспечения запасными; систематизированы ремонтные термины, определены формы технической документации,



содержание типовых и специфических работ, выполняемых при плановых ремонтах оборудования.

Вопросы надёжности оборудования, как неотъемлемого элемента технологического процесса, вызвали особый интерес в 60-70-х годах прошлого века. Это было связано с техническим перевооружением, появлением новых технологий и разработкой уникального оборудования для реализации технологического процесса. Уникальность изготавливаемого оборудования, отсутствие практического опыта освоения и эксплуатации машин, имеющих индивидуальные характеристики, потребовали исследования показателей надёжности и определения путей обеспечения безаварийной работы.

Несколько позже, в 70-80-х годах были проведены исследования нарушения работоспособного состояния оборудования при помощи статистических и вероятностных методов анализа. Эти работы позволили эффективно решать вопросы моделирования параметров надёжности при проектировании, эксплуатации, обеспечении запасными частями. В трудах Гребеника В.М., Гордиенко А.В., Цапко В.К., Седуша В.Я. того времени формулируются принципы сбора, цифрового кодирования и анализа отказов, разрабатываются классификаторы машин, узлов, деталей, видов и причин отказов. На основании алгоритмов обработки полученной информации определяются обобщенные показатели надёжности деталей, рассчитываются законы распределения вероятности потока отказов. Основная цель – определение рациональных периодов ремонта машин, предполагая основным критерием равномерную загруженность ремонтных служб при выполнении текущих ремонтов оборудования. Системный подход при учете и анализе отказов позволил повысить безотказность работы машин, а разработанная система ППР и в настоящее время используется на предприятиях при проведении ремонтов [1].

Многочисленные теоретические и экспериментальные исследования рабочих процессов машин для оценки оптимальной долговечности деталей на основании законов распределения параметров надёжности, указывали на

значительный разброс ресурса из-за различий в качестве изготовления и эксплуатации. Установить срок службы элементов оборудования индивидуального и мелкосерийного изготовления, работающего в условиях нестабильных нагрузок, невозможно. Поэтому, в рамках системы ППР была предусмотрена возможность корректировки сроков замен путем проведения ревизий – осмотров деталей и узлов при неполной разборке механизма, проводимых во время текущих ремонтов.

Однако, не смотря на все плюсы ППР, он имеет и ряд немаловажных недостатков: отсутствие удобных инструментов планирования ремонтных работ, трудоемкость расчетов трудозатрат, сложность оперативной корректировки планируемых ремонтов, ненужные разборы нормального оборудования и, как следствие, наличие дополнительных затрат.

Также разработанные теории процесса восстановления базируются на предположении неизменности свойств машины в процессе эксплуатации. На практике же в процессе эксплуатации под влиянием внутренних процессов старения, внешних влияний технологического процесса и проводимых ремонтов данные свойства изменяются. Это обуславливает необходимость совершенствования теории обслуживания восстанавливаемых систем с учётом изменения свойств механизмов.

### **1.3 Ремонты по состоянию**

Ещё одной стратегией проведения ремонтных работ является ремонт по техническому состоянию. Первые ремонты по состоянию были проведены в конце 80-х, начале 90-х годов. В ряде случаев такие ремонты выполнялись вынуждено - в связи с необходимостью сокращения объёма ремонта, а иногда, исходя из фактического состояния оборудования. Основанием для проведения ремонтов по состоянию являются результаты технического диагностирования, полученные отделами или службами мониторинга.

Состояние оборудования определяется на основании сравнения нормативных значений, установленных проектно-технической документацией, с фактическими значениями, полученных по результатам мониторинга и диагностики. В качестве таких показателей могут использовать различные параметры оборудования, наиболее полно отражающее его состояние.

Обслуживание по фактическому техническому состоянию (ТС) имеет ряд преимуществ по сравнению с ППР:

- наличие постоянной информации о состоянии оборудования, охваченного мониторингом (диагностика позволяет определять "проблемное" и "нормальное" оборудование), позволяет планировать и выполнять ТОиР без остановки производства и практически исключить отказы (внеплановые остановки) оборудования. Таким образом, посредством внедрения ТОиР по техническому состоянию можно добиться увеличения эффективности производства от 2 до 10%;

- прогнозирование и планирование объемов ТОиР "проблемного" оборудования, что приведёт к снижению расходов по техническому обслуживанию за счет минимизации ненужного ремонта (увеличение межремонтного интервала) "нормального" оборудования. Ведь известно, что лишние разборки даже исправного оборудования приводят к ухудшению общего технического состояния механизма. Уточнение фактического состояния оборудования требует использования методов безразборного (неразрушающего) контроля;

- эффективное планирование распределения обслуживающего персонала, запасных частей, инструмента, а также возможность сокращения резервного оборудования;

- улучшение охраны труда и устранение нарушений экологических требований;

- экономия энергоресурсов.

## 2 Условия перехода к ремонту по ТС

Правилами установлено, что для перехода к ремонту по техническому состоянию у субъекта электроэнергетики должны иметься:

1. Локальные нормативные акты, устанавливающие периодичность, методы, объемы и технические средства контроля, систему показателей технического состояния и их допустимые и предельные значения, позволяющие определять фактическое техническое состояние основного оборудования в период до следующего выполнения контроля.

2. Средства технического диагностирования и автоматизированная система контроля за техническим состоянием основного оборудования, представляющая программно-аппаратный комплекс, обеспечивающий процесс удаленного наблюдения и контроля за состоянием оборудования, его диагностирование и прогнозирование технического состояния на основе собранных данных и операционных данных, получаемых от систем сбора данных, установленных на оборудовании.

3. Решение о применении вида организации ремонта по ТС индивидуально по каждой единице оборудования, комиссией субъекта электроэнергетики с привлечением организаций-изготовителей и/или экспертных организаций, аккредитованных в соответствии с законодательством.

Таким образом, первый шаг для принятия решения о переходе к ремонту по ТС – определение фактического технического состояния оборудования. Определить фактическое техническое состояние возможно лишь при наличии однозначных критериев оценки и надежных инструментов контроля.

Так же стоит отметить, что ещё одним важным условием перехода к ТОиР по ТС для станций, расположенных в труднодоступных, северных районах, дополнительно является надёжность снабжения таких регионов необходимыми элементами, частями, механизмами и машинами в течении всего года. К примеру, Курейская ГЭС, расположенная в Туруханском районе

на севере Красноярского края такой возможности не имеет, так как уже поздней осенью р. Енисей выше устья р. Курейка замерзает, и доставить необходимое количество элементов оборудования становится практически невозможным. Единственный путь это – самолётом. Но он летает в зимний период раз в 2 недели и не обладает большой грузоподъёмностью.

### **3 Применение систем ТОиР оборудования по ТС**

В настоящее время системы ТОиР оборудования по техническому состоянию пытаются активно внедрять в различные области промышленности. В 2018 году изменились правила организации ТОиР объектов электроэнергетики [2]. Правила ввели новый для российской энергетики вид организации ремонта оборудования – по техническому состоянию.

В наши дни существует несколько довольно удачных примеров совершенствования системы организации обслуживания и ремонта оборудования в сфере электротехники и электроэнергетики.

#### **3.1 Применение и создание систем ТОиР по ТС в железнодорожном транспорте**

В 2010 ОАО «РЖД» проведён в депо Московка эксперимент, целью которого было определить возможность организации ТОиР дизель-генераторных установок (ДГУ) тепловозов серии ТЭМ 2 по техническому состоянию. Это было необходимо для того, чтобы подтвердить возможность увеличения ресурса ДГУ и обосновать нецелесообразность проведения полного цикла работ по ремонту при соответствии текущих, фактических параметров ДГУ обозначенных заводом-изготовителем, а также уменьшить число крупных поломок за счёт своевременного устранения незначительных неисправностей, выявленных с использованием АПК «БОРТ» и «КИПАРИС».

Были получены следующие результаты: затраты на одно техническое обслуживание сокращены до 30 %, уменьшены нарушения режимов эксплуатации локомотивов на 32 %, увеличена мощность ДГУ, снижен удельный расход топлива для ДГУ серии ПДГ1М. Уменьшились также трудоёмкость работ и простои на плановых видах ремонтных работ.

В итоге созданы неплохие предпосылки для внедрения системы производства ремонтов не по заранее разработанному графику, а по

фактическому состоянию основного генератора ДГУ тепловоза и фактическому его пробегу.

Однако во время эксперимента выявлены обстоятельства, препятствующие внедрению ТОиР по состоянию: недостаточная наработка базы данных по техническому состоянию локомотива (требуется наблюдение за агрегатом в течение хотя бы одного «жизненного цикла» – периода между двумя средними ремонтами). Помимо этого, сама система учёта состояния и пробегов локомотива должна быть более гибкой и отражать текущее состояние машины.[3].

ОАО «РЖД» для перехода к ТОиР по техническому состоянию локомотивов эти проблемы необходимо решить. Ведь эффект от этого шага окупит все расходы.

### **3.2 Применение и создание систем ТОиР по ТС на предприятиях электрических сетей и теплоэлектростанциях**

Для ТЭЦ-21 ОАО «Мосэнерго» с учетом конкретных условий электростанции разработаны рекомендации и методики для поэтапного перехода системе ТОиР по техническому состоянию. Реализация такого перехода из-за отсутствия нормативной базы, необходимого комплекса средств диагностики, а также из-за финансовых проблем, была крайне затруднена. На современном переходном этапе стоит задача оптимизации существующей системы ТОиР на основе комплексного подхода ко всем аспектам ремонтных работ энергопредприятий и с применением принципов системы комплексного управления надежностью, а также накопленного в отрасли и на предприятии опыта [4].

Исследования, проведённые на данной тепловой станции, показали, что поэтапный переход к организации ремонта энергооборудования по техническому состоянию должен осуществляться по пути комплексного подхода ко всем составляющим системы ТОиР: планированию, подготовке и

проведению ремонтов, организации и формам оплаты труда, управлению энергоремонтной деятельностью, подготовке и обучению персонала.

Оценки состояния трансформаторов в виде набора правил-продукций реализована в экспертной системе оценки состояния оборудования «Диагностика+», которая в настоящее время используется на предприятиях МРСК (Россия) [5]. Однако системы типа «Диагностики+», работающие в режиме off-line, не имеют возможности учитывать величину нагрузки трансформатора при оценке его состояния. Подобный недостаток может быть преодолен в том случае, если данный подход к диагностике свяжется с режимом on-line (мониторингом). Такая ситуация, наиболее благоприятная в информативном плане, что позволит сформировать так называемый «критерий нагрузки», имеющий весьма значительный весовой коэффициент. Следует отметить, что предприятия, сочетающие off- и on-line подходы при диагностике электрооборудования, в РФ уже появились. В качестве примера можно привести Костромскую ГРЭС. Всё это уже сейчас создаёт значительную основу для реализации обслуживания и ремонта по техническому состоянию.

### **3.3 Применение и создание систем ТОиР по ТС за рубежом**

В настоящее время за рубежом находят широкое применение комплексные системы непрерывного контроля состояния силовых трансформаторов. Например, в США разработана система контроля состояния силовых трансформаторов TPAS. Система предназначена для выявления на ранней стадии максимального числа видов дефектов. TPAS необходима для обнаружения возникающих при эксплуатации трансформатора дефектов, к примеру, появление точек перегрева в обмотке и сердечнике, частичных пробоев изоляции, ослабление механической прочности из-за коротких замыканий, повреждение комплектующих узлов (устройств РПН и вводов). Система через небольшие промежутки времени контролирует наиболее



значимые параметры, которые отражают состояние трансформатора в данный момент [6].

В TPAS производятся как краткосрочный, так и долгосрочный анализы данных, полученных при измерениях. Краткосрочный анализ использует поминутные измерения – прогноз осуществляется адаптивной моделью. Применение такой модели позволяет адаптировать систему к любому конкретному типу трансформатора.

Фирма Siemens так же не осталась в стороне. Существует система непрерывного контроля состояния трансформаторов и этой фирмы. В ней широко применяются стандартные вычислительные средства, которые позволяют обработать получаемые от датчиков сигналы, выполнить их анализ, выдать для работников изображение и предупреждения об опасных, аварийных режимах. Система имеет большую гибкость и приспособляемость к требованиям заказчика, вследствие использования модульного принципа (с отдельной заменой модулей) и стандартных интерфейсов. Разработка фирмы Siemens включает в себя комплект датчиков, преобразователи аналого-цифрового сигнала и компьютерную часть.

Постоянный контроль над состоянием трансформатора позволяет связать профилактические мероприятия с появлением конкретных дефектов в оборудовании, либо с отклонениями режима работы. Это дает возможность увеличения промежутков времени между ревизиями, сократить число возникающих аварийных отключений. Все измерения, а также фиксация времени включения и отключения насосов и вентиляторов, определяющая продолжительность их работы, позволяют проводить профилактику по состоянию этих элементов трансформатора

Зарубежный опыт разработки системы непрерывного контроля силовых трансформаторов показывает, что для них присущи общие черты описанных систем. В указанных системах производится непрерывное измерение следующих параметров: нагрузка трансформатора, температура верхних слоев масла, температура бака и окружающего воздуха, растворенные газы и

влажность масла, вибрация бака, перенапряжения и токи КЗ в каждой фазе, контролируется срабатывание газового реле, реле перегрузки и режим работы охладителей. Для оценки состояния трансформатора используется сравнение измеряемой величины с полученной на моделях. Сбор и обработка данных производятся специальной системой, позволяющей обрабатывать и отображать данные непрерывного контроля аналоговых и дискретных сигналов. Результаты непрерывного контроля отображаются на экране монитора, при отклонениях от нормы подается сигнал обслуживающему персоналу. Общее для всех зарубежных систем стремление – выявить максимальное количество дефектов на ранней стадии их развития непосредственно на месте работы.

Зарубежный опыт создания и эксплуатация систем непрерывного контроля состояния электрооборудования особенно важны в настоящее время для оценки состояния длительно работающих отечественных трансформаторов в целях обоснования их дальнейшей эксплуатации на наших энергопредприятиях. Однако в зарубежных разработках нигде не указана стоимость затрат на изготовление, эксплуатацию и ремонт системы непрерывного контроля силовых трансформаторов. Здесь также необходимо учитывать класс напряжения, мощность трансформатора, их месторасположение и вид обслуживания.

### **3.4 Применение и создание систем ТОиР по ТС на ГЭС**

На Нурекской ГЭС разработана экспертно-диагностическая система для силовых трансформаторов ВНИИЭ. Минимальный объем вводимой в файлы базы данных системы информации следующий: паспортные данные трансформатора, результаты ХАРГ (хроматографический анализ растворенных в масле газов) и анализа его физических и химических характеристик, результаты контроля состояния изоляции. На базе разработок ВНИИЭ и ОРГРЭС, в частности, осуществлена экспертная система диагностики, как часть

прототипа интеллектуальной системы принятия решений в объединенном информационном пространстве электростанции.

Система непрерывного контроля и диагностическая экспертная система обслуживают все основное оборудование Загорской ГАЭС, включая и силовые трансформаторы на напряжение 500 кВ.

На Чебоксарской ГЭС апробируется разработанная в ЧГУ экспертно-диагностическая система оценки состояния трансформаторного оборудования, позволяющая мотивировать вывод в ремонт на основе непрерывного контроля и диагностирования рабочего состояния трансформаторов вместо системы периодических ремонтов. С помощью экспертной системы принимается решение об остановке оборудования, контролируется качество выполненного ремонта.

В рамках решения задачи перехода от ППР к ремонту по ТС, на Саяно-Шушенской ГЭС планируется ввод в опытную эксплуатацию алгоритмов выявления неисправностей. Также планируется разработка и ввод в работу индексов технического состояния основного оборудования рассчитываемых в режиме реального времени. Однако здесь следует отметить, что пока реализовать переход от планово-предупредительного ремонта оборудования к обслуживанию по состоянию на данной ГЭС реализовать не удалось, ввиду не возможности на тот момент выполнения определённых для субъекта гидроэлектроэнергетики условий перехода к ремонту по ТС.

#### 4 Переход к ТОиР по ТС ГЭС с помощью применения онлайн-расчёта индекса технического состояния

Для данного вида ТОиР определение состояния оборудования осуществляется путём сопоставления фактических значений со значениями, которые установлены нормативной и технической документацией. В качестве такого показателя может являться индекса технического состояния. Индекс технического состояния (ИТС) является общим и наглядным показателем, который принимает значения в диапазоне от 0 (наихудшее значение) до 100 (наилучшее значение).

В таблице 1 приведена зависимость вида от значения индекса технического состояния.

Таблица 1 - Зависимость вида от значения индекса технического состояния

Диапазон индекса технического состояния	Вид технического состояния	Визуализация (цвет)
$\leq 25$	Критическое	Красный
$25 < \text{ и } \leq 50$	Неудовлетворительное	Оранжевый
$50 < \text{ и } \leq 70$	Удовлетворительное	Жёлтый
$70 < \text{ и } \leq 85$	Хорошее	Зелёный (салатовый)
$85 < \text{ и } \leq 100$	Очень хорошее	Зелёный (стандартный)

Как уже было отмечено ранее, для применения ТОиР по ТС в первую очередь необходимо достоверно определить фактическое состояние оборудования. Первые и одновременно важные шаги для рассматриваемого вида ТОиР с применением ИТС в этом направлении уже сделаны. Аналитический центр РусГидро и Министерство энергетики РФ ввели в отрасли единую методику расчета индексов технического состояния оборудования.

Методика расчета ИТС позволяет оценить ТС оборудования и определить необходимость технических воздействий. Методика основана на идее

разделения основного оборудования на функциональные узлы. Оценка состояния функциональных узлов осуществляется по группам параметров. И, наконец, для оценки группы параметров используются измеряемые параметры с однозначными критериями их оценки (в качестве примера, в приложении А содержится перечень параметров вместе с критериями для расчета ИТС функционального узла «высоковольтный ввод» согласно отраслевой Методике).

Расчет индекса технического состояния основного технологического оборудования осуществляется в следующей последовательности:

1. оценка параметров технического состояния функциональных узлов и общих параметров технического состояния, не относящихся к функциональным узлам основного оборудования;

2. оценка группы параметров технического состояния функциональных узлов и группы общих параметров технического состояния, не относящихся к функциональным узлам;

3. расчет индекса технического состояния функциональных узлов и индекса технического состояния узла, содержащего общие параметры технического состояния, не относящиеся к функциональным узлам (далее - обобщенный узел);

4. расчет индекса технического состояния единицы основного технологического оборудования;

5. расчет индекса технического состояния группы оборудования и сооружений.

На рисунке 1 приведена схема, на которой отражён весь порядок оценки технического состояния оборудования в зависимости от ИТС.

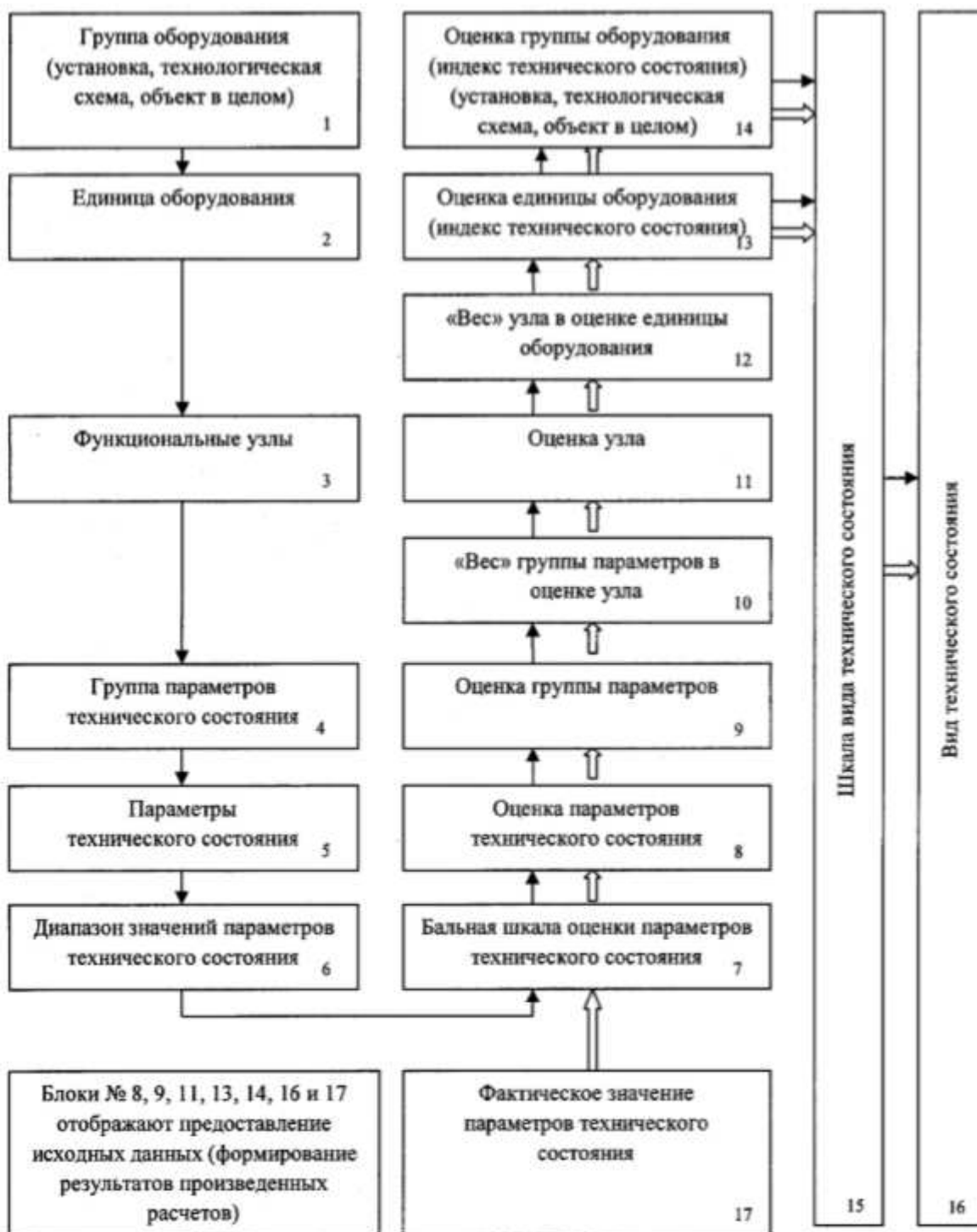


Рисунок 1 – Схема порядка оценки технического состояния оборудования

Расчет индекса технического состояния функциональных узлов и обобщенного узла (ИТСУ) осуществляется по формуле (1):

$$\text{ИТСУ} = 100 \cdot \sum(\text{КВ}_i \cdot \text{ОГП}_i) / 4, \quad (1)$$

где  $KB_i$  - значение весового коэффициента для  $i$ -ой группы параметров технического состояния в соответствии с приложением 6 к настоящей методике [7];

ОГП $_i$  - балльная оценка  $i$ -ой группы параметров технического состояния, определенная в соответствии с пунктом 3.4 [7].

Расчет индекса технического состояния единицы основного технологического оборудования (ИТС) осуществляется по формуле (2):

$$ИТС = \sum(KBU_i \cdot ИТСУ_i), \quad (2)$$

где  $KBU_i$  - значение весового коэффициента для  $i$ -го функционального узла или обобщенного узла в соответствии с приложением 8 [7];

ИТСУ $_i$  - индекс технического состояния  $i$ -го функционального узла или обобщенного узла, рассчитанный в соответствии с пунктами 3.5 и 3.6 [7].

Результаты оценки технического состояния основного технологического оборудования ранжируются по убыванию ИТС в группах однотипных машин. Наименьший ИТС в группе выбранного основного технологического оборудования определяет наивысший приоритет необходимости осуществления технического воздействия. Диапазоны ИТС определяют требуемые виды технического воздействия (приведены в таблице 2).

Таблица 2 - Зависимость вида технического воздействия от значения ИТС

Диапазон индекса технического состояния	Вид технического состояния	Вид технического воздействия
$\leq 25$	Критическое	Вывод из эксплуатации, техническое перевооружение и реконструкция

## Окончание таблицы 2

Диапазон индекса технического состояния	Вид технического состояния	Вид технического воздействия
$25 < \text{и} \leq 50$	Неудовлетворительное	Дополнительное ТОиР, усиленный контроль технического состояния, техническое перевооружение
$50 < \text{и} \leq 70$	Удовлетворительное	Усиленный контроль технического состояния, капитальный ремонт, реконструкция
$70 < \text{и} \leq 85$	Хорошее	По результатам планового диагностирования
$85 < \text{и} \leq 100$	Очень хорошее	Плановое диагностирование

Также субъект электроэнергетики проводит оценку динамики изменения значений параметров технического состояния основного технологического оборудования, в ходе которой подготавливается прогноз изменения ИТС такого оборудования и времени достижения критического состояния, при которых эксплуатация такого оборудования будет недопустима.

Данный показатель при этом виде ТОиР оборудования предлагается рассчитывать в режиме реального времени. Это позволит персоналу предприятий и энергетических объектов (электростанций) упростить и улучшить контроль над состоянием оборудования. Так, периодически работники службы мониторинга и диагностики, а может (если это получится целесообразно организовать) и оперативный персонал электростанции при ежедневных обхода, осмотрах закреплённого за ним оборудования будут обращать внимание на панели, где высвечивается показатель «ИТС». В случае если тот же оперативник обнаружил, что, к примеру, значение ИТС «Неудовлетворительное», он должен, сделав запись в оперативном журнале, сообщить об этом сотрудникам службы мониторинга и диагностики. А уже те в



свою очередь имеющимися у них средствами разберутся и определяют причины такого ухудшения. Далее комиссионно будет выдвинуто и принято решение по возникшей проблеме, определён срок проведения ТОиР, как раз в зависимости от технического состояния оборудования.

Важным плюсом является и то, что разработанные принципы определения эксплуатационного состояния позволяют их применять на базе существующих систем мониторинга и диагностики. Необходимо лишь определить, какие параметры смогут считываться в режиме реального времени для конкретного оборудования на рассматриваемой станции. На главных трансформаторах СШГЭС установлены существующие датчики системы мониторинга, приведённые на рисунке 2.

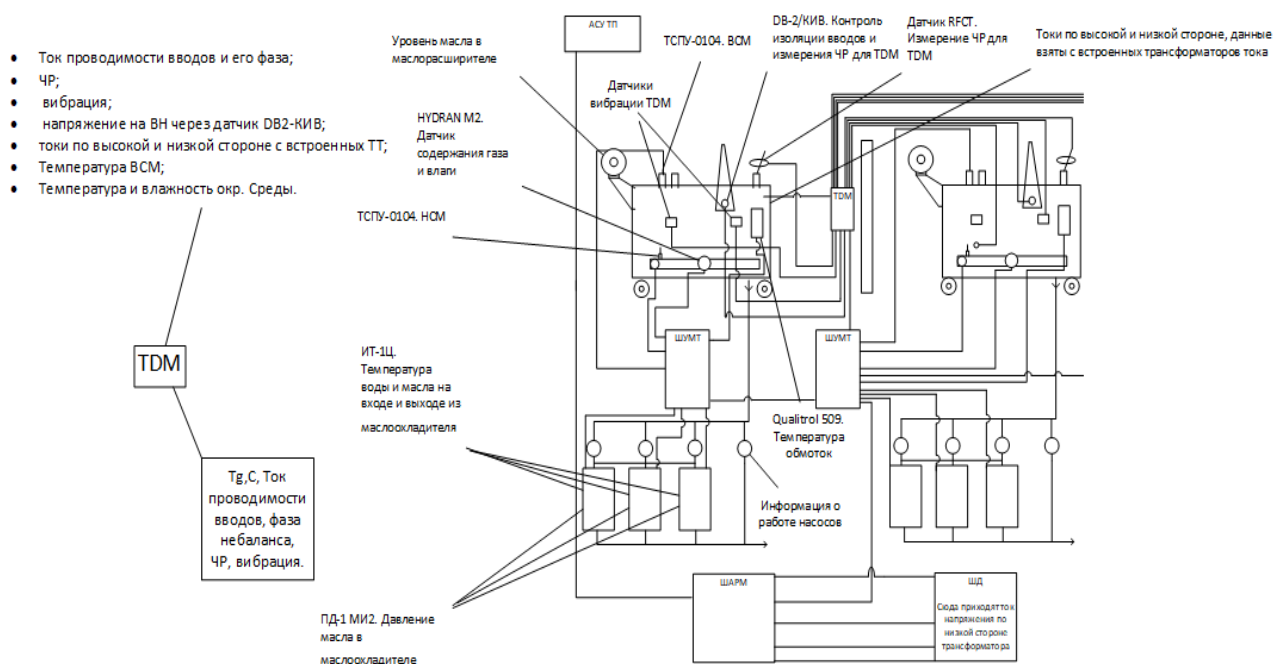


Рисунок 2 – Схема размещения датчиков системы мониторинга главных трансформаторов СШГЭС

Стоит помнить, что использование предложенной системы выявления отклонений возможно только при высоком уровне производственной культуры и профессиональных знаний специалистов служб технологических систем управления, обеспечивающих:

1. достоверность показаний автоматизированных систем;
2. реализацию функционирования системы.

Также нужно отметить, что не все узлы оборудования, приведённые в отраслевой Методике, имеются на оцениваемой машине. К примеру, главные трансформаторы Саяно-Шушенской ГЭС ОРЦ-533000/500 (как и трансформаторы ТЦ 160000/220 Курейской ГЭС – месте прохождения производственной практики) не имеют систему регулирования напряжения и, следовательно, её учёт при установлении значения ИТС производить не надо. В приложении Б приведен перечень параметров, выбранных из приказа об изменении Методики [8], которые будут оцениваться при расчете online-ИТС главных трансформаторов СШГЭС с учётом установленных на них датчиков существующей на станции системы мониторинга.

Уже, исходя из выше сказанного, необходимо будет внести корректировки в методику расчёта, и, таким образом, адаптировать систему определения ИТС под требуемый вид оборудования.

Ремонт по техническому состоянию с применением расчёта ИТС в режиме реального времени позволит прогнозировать объемы технического обслуживания и производить ремонт исключительно дефектного оборудования, будет способствовать более эффективному управлению производственными активами энергообъектов и повышению их конкурентоспособности.

## 5 Выбор и корректировка параметров ТС для онлайн-расчёта ИТС главных трансформаторов СШ ГЭС

Помимо параметров, указанных в методике оценки ТС от 26 июля 2017 г. № 676, введём дополнительно следующие, не менее важные: ток небаланса вводов, частичные разряды, давление масла и его разность с давлением воды в маслоохладителе, замечания по работе насосов системы охлаждения, температура верхних слоёв масла. Для их оценки по бальной шкале введём критерии для конкретного оборудования. А также адаптируем остальные параметры под трансформаторы СШ ГЭС ОРЦ-533000/500.

### 5.1 Бальная шкала по температуре верхних слоёв масла

В таблице 3 представлена бальная шкала по температуре верхних слоёв масла.

Таблица 3 - Бальная шкала по температуре верхних слоёв масла

Параметр	0	1	2	3	4
Температура верхних слоёв масла	$\Phi \geq 95^{\circ}\text{C}$	$80^{\circ}\text{C}$ $\leq \Phi < 95^{\circ}\text{C}$	$70^{\circ}\text{C}$ $\leq \Phi < 80^{\circ}\text{C}$	$55^{\circ}\text{C}$ $\leq \Phi < 70^{\circ}\text{C}$	$\Phi < 55^{\circ}\text{C}$

Данная бальная шкала назначалась, исходя из значений уставок и режима работы системы охлаждения и защит трансформаторов ОРЦ-533000/500.

РЗА обеспечивает выдачу следующих сигналов:

- на включение резервного насоса при  $78^{\circ}\text{C}$ ;
- предупреждение о достижении температуры масла  $90^{\circ}\text{C}$ ;
- на отключение трансформатора при достижении температуры масла  $100^{\circ}\text{C}$ .

Хотя нормативно-техническая документация и заводская инструкция не требуют поддержания температуры масла в узких пределах, по факту во время

работы в любых режимах температура масла верхних слоёв поддерживается в пределах 35 - 45 °С.

Высокая температура верхних слоёв масла не допускается нормативно-технической и заводской инструкцией, она ограничивается величиной 70 °С. Работа с температурой верхних слоёв масла близкой к максимальной не рекомендуется из-за опасности перегрева.

Частые и значительные колебания температуры масла на желательны из-за появления протечек масла по фланцевым соединениям системы охлаждения.

Насосы системы охлаждения работают в продолжительном режиме от 3-х фазной сети переменного тока при температуре 80°С. Допускается кратковременный режим работы до 2 часов при повышении температуры масла до 95°С.

## **5.2 Частичные разряды**

Частичный разряд (ЧР) – это искровой разряд очень маленькой мощности, который образуется внутри изоляции, или на ее поверхности, в оборудовании среднего и высокого классов напряжения. С течением времени, периодически повторяющиеся частичные разряды, разрушает изоляцию, приводя в конечном итоге к ее пробое. Обычно разрушение изоляции под действием частичных разрядов происходит в течение многих месяцев, и даже лет. Таким образом, регистрация частичных разрядов, оценка их мощности и повторяемости, а также локализация места их возникновения, позволяет своевременно выявить развивающиеся повреждения изоляции и принять необходимые меры для их устранения.

Оценка частичных разрядов будет производиться по дифференциальному принципу на интервале длиною в месяц.

На рисунке 3 кривая I соответствует увеличению ЧР, при котором их значение к концу месяца возрастет в 3 раза. Следовательно, если по окончании первой недели значение ЧР будет больше прогнозируемого за этот срок (идти

по кривой III), то с большой вероятностью оно превысит аналогичное значение в конце месяца. Поэтому важно контролировать число ЧР на протяжении всего месяца и превышение над прогнозируемым значением согласно дифференциальному принципу отражать при балльной оценке ЧР для расчёта ИТС.

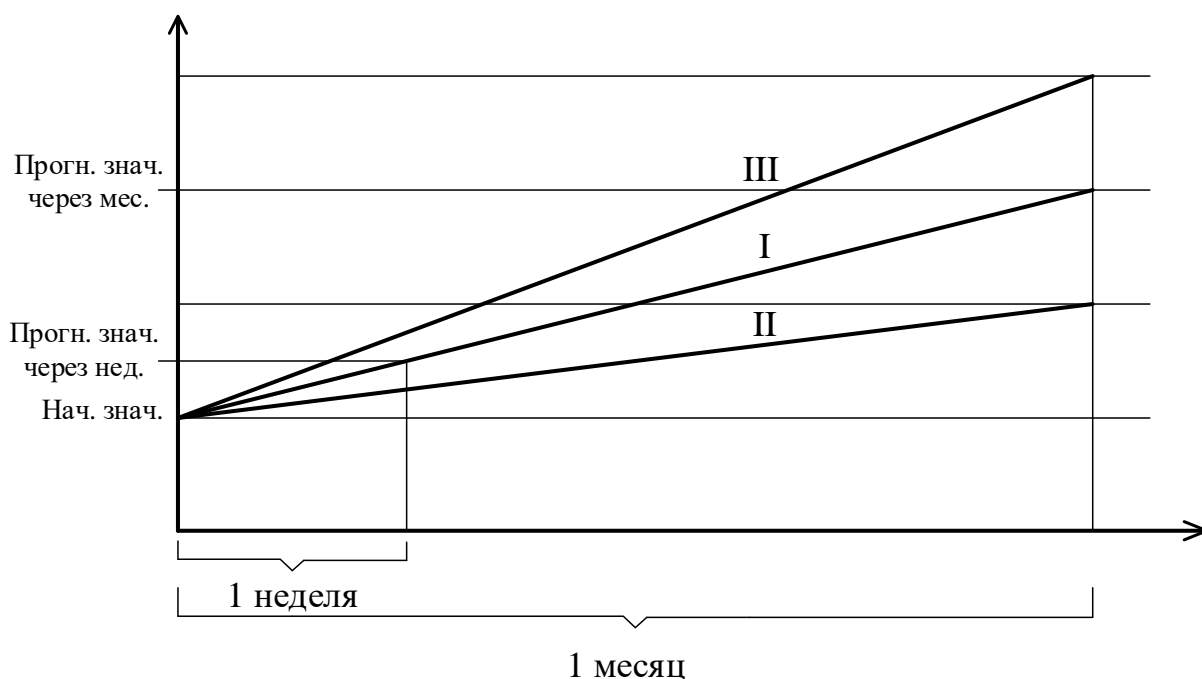


Рисунок 3 - Иллюстрация дифференциального принципа оценки

Бальную шкалу оценки частичных разрядов можно увидеть в таблице 4.

Таблица 4 - Бальная шкала оценки частичных разрядов

Параметр	0	1	2	3	4
Частичные разряды	Диф. увеличение в 3 раза в течении мес.	-	Диф. увеличение в 2 раза в течении мес.	-	Диф. увеличение менее чем в 2 раза в течении мес.

Стоит отметить, что для частичных разрядов нет стандартных нормированных значений, а имеющиеся локальные нормы и рекомендации

справедливы только для небольших групп оборудования. По этой причине в большинстве случаев количественная оценка состояния изоляции электрических машин по параметрам частичных разрядов может производиться только сравнением с результатами предыдущих измерений, выполненных на этом же оборудовании. Иными словами говоря, анализируется изменение характерных параметров частичных разрядов с течением времени. В самом общем случае зависимость изменения контролируемых параметров во времени принято называть (временным) трендом.

### 5.3 Давление масла и его разность с давлением воды в маслоохладителе

Насосы рассчитаны на давление трансформаторного масла во внутренней полости не более 4 кгс/см<sup>2</sup>. Необходимо создавать превышение давления масла в маслоохладителе над давлением воды в нем, чтобы в случае образования в трубках маслоохладителя небольших, так называемых «волосяных» трещин исключить возможность попадания воды в масло. Расход воды через маслоохладитель зависит напрямую от давления воды в напорной магистрали, давление нельзя поддерживать большим из опасения попадания воды в масло, а при маленьком давлении невозможно обеспечить требуемый расход.

Бальная шкала по давлению масла и его разности с давлением воды в охладителе представлена в таблице 5

Таблица 5 - Бальная шкала по давлению масла и его разности с давлением воды в охладителе

Параметры	Единицы	0	1	2	3	4
Давление масла и его разность с давлением воды в охладителе	МПа	$0,3 \leq \Phi$ или $P_M - P_B \leq 0$	-	$0,2 \leq \Phi < 0,3$ и $P_M - P_B > 0$	-	$\Phi < 0,2$ и $P_M - P_B > 0$

## 5.4 Замечания по работе насосов системы охлаждения

Система охлаждения блочных трансформаторов СШГЭС типа OFWF предназначена для отвода тепловых потерь трансформатора блока и состоит (на каждой фазе) из:

- 3-х маслоохладителей (2 рабочих, 1 резервного);
- 3-х электронасосов (2 рабочих, 1 резервного) типа 1ТЭ-100/20,
- пускового электронасоса типа 1ТЭ-100/15;
- патрубков забора горячего масла из верхней части бака трансформатора;
- патрубков нагнетания охлажденного масла в нижнюю часть бака трансформатора.

Автоматика системы охлаждения блочных трансформаторов типа ОРЦ-533000/500-У1 заключается в следующем:

- после подачи на трансформатор напряжения включается два рабочих насоса, обеспечивающих отвод горячего масла по патрубкам и трубам из верхней части бака трансформатора и подачу его в межтрубное пространство маслоохладителей, где масло охлаждается водой, которая циркулирует в теплообменных трубах. После того, как масло в маслоохладителях охладится, оно по маслопроводу подается в нижнюю часть бака трансформатора;
- при аварийном отключении одного из рабочих маслонасосов автоматически включается резервный маслонасос;
- если после подачи напряжения на трансформатор температура масла в баке трансформатора ниже  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ , то для исключения перегрузки рабочих насосов из-за повышенной вязкости масла, работает только пусковой маслонасос;
- после прогрева масла в баке трансформатора и достижения температуры масла выше  $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$  автоматически включаются рабочие насосы и отключается пусковой;

- затворы подачи воды в маслоохладители автоматически открываются при подаче напряжения на трансформатор, при условии, что температура масла превышает +5 °С, если температура масла будет ниже +5°С, то затворы откроются после прогрева трансформатора.

В нормальном режиме на каждой фазе трансформатора блока должны работать 2 маслососа и 2 маслоохладителя.

Бальная шкала замечаний по работе насосов системы охлаждения показана в таблице 6.

Таблица 6 - Бальная шкала замечаний по работе насосов системы охлаждения

Параметр	0	1	2	3	4
Замечания по работе насосов системы охлаждения	Выход из строя 2-х рабочих насосов	-	Выход из строя 1-го насоса или 1 пускового насоса	-	Все насосы исправны

### 5.5 Тангенс и емкость ввода

На главных трансформаторах СШГЭС установлены следующие вводы:

- линейный зажим 525 кВ – ввод GSB 550/2000/0,6 (конденсаторный с RIP изоляцией), изготовитель «ABB»;
- линейный зажим 15,75 кВ – ввод GON170/25, изготовитель «ABB»;
- нейтральный зажим ВН – ввод ВСТБ-35/2500-1-01, изготовитель «ZTR».

Бальная шкала оценки коэффициента рассеяния назначалась, исходя из Общего руководства по диагностике и техническому обслуживанию вводов фирмы АBB [9].

Согласно этому документу меры, которые необходимо предпринимать к вводам с RIP-изоляцией при отклонении величин коэффициента рассеяния, скорректированных по температуре, приведены ниже.

При увеличении на 0-25 % на необходимо зарегистрировать полученное значение. Дополнительные меры не требуются.



При возрастании на 25-40 % измерительная цепь проверяется на наличие утечек и внешних помех. В частности, источником помех могут быть расположенные поблизости токоведущие шины и оборудование. Если различие не исчезло, необходимо заменить прокладку на заглушке контроля уровня масла (скорее всего, влага проникла во ввод именно через эту заглушку). Зарегистрируйте измеренное значение. Ввод может быть введен в эксплуатацию.

При увеличении на 40-75 % нужно повторить описанные выше меры и само измерение в течение месяца.

При возрастании более чем на 75 % ввод следует вывести из эксплуатации. Однако, если коэффициент рассеяния меньше 0,4 %, то ввод может быть введен в эксплуатацию, даже несмотря на рост первоначального значения более чем на 75 %.

Что касается емкости, то ее измеренную величину  $C_1$ , сравнивают со значением, приведенным на идентификационной табличке ввода или указанным в протоколе приемо-сдаточных испытаний при напряжении 10 кВ. Если в сравнении с заводским значением зарегистрирован рост свыше 3 % (может свидетельствовать о частичном пробое) или слишком низкое значение (разрыв). В этом случае, необходимо связаться с АВВ. Разрыв (низкое значение  $C_1$ ) может быть связан с повреждением во время транспортировки. Эксплуатация такого ввода запрещена. Значение  $C_2$ , зависит от расположения ввода в трансформаторе и не может использоваться для диагностики.

Оставим также небольшой комментарий касательно измерения емкости  $C_2$  и коэффициента рассеяния между тест-выводом и монтажным фланцем вводов с RIP-изоляцией. АВВ, опираясь на свой опыт, настоятельно возражает этому. Существует несколько причин не использовать эти значения в диагностических целях.

Изначально этот коэффициент рассеяния составляет менее 5 % (согласно требованиям ИЕС 60137). Это означает, что в отсутствии особых требований нет необходимости понижать это значение до изначального уровня (как в случае

коэффициента рассеяния основной изоляции). Тест-вывод присоединен к заземленной последней обкладке конденсаторного остова ввода. Твердый слой, вокруг заземленной обкладки, придающий конденсаторному остову ввода дополнительную прочность, содержит целлюлозу и клей. Это значит, что влияние этого слоя на коэффициент рассеяния отличается (ведь основная изоляция состоит из чистой целлюлозы). Это также означает, что дополнительную изоляцию нельзя использовать для диагностических измерений, поскольку в различных вводах клей по-разному влияет на коэффициент рассеяния. Необходимо также подчеркнуть, что в процессе эксплуатации последняя обкладка всегда должна быть заземлена. Следовательно, на изоляцию между последней обкладкой и монтажным фланцем не воздействует электрическое поле и, таким образом, в ней отсутствуют какие-либо диэлектрические тепловые потери. Если ввод поместить в загрязненную среду, то на результаты измерений могут повлиять загрязняющие вещества, находящиеся снаружи тест-вывода. Также на результаты измерения влияет влага, находящаяся вокруг тест-вывода. Именно по этому измерения емкости  $C_2$  и коэффициента рассеяния между тест-выводом и монтажным фланцем вводов с RIP-изоляцией производить нет никакой необходимости.

Бальная шкала по оценке тангенса и емкости изоляции ввода представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Бальная шкала по оценке тангенса и емкости изоляции ввода

Параметр	Единицы	0	1	2	3	4
tgδ основной изоляции к 20 °С	о.е.	$0,75 \leq$ $(\Phi-N)/N$ и $\Phi \geq 0,40$	$0,75 \leq (\Phi-N)/N$ и $\Phi < 0,40$	$0,40 \leq \Phi/N < 0,75$	$0,25 \leq (\Phi-N)/N < 0,40$	$(\Phi-N)/N < 0,25$
Емкость основ. изоляции	%	$3 \leq (\Phi-N)/N$	$2,0 \leq (\Phi-N)/N < 3$	$1,0 \leq (\Phi-N)/N < 2,0$	$0,5 \leq (\Phi-N)/N < 1,0$	$(\Phi-N)/N < 0,5$

## 5.6 Ток небаланса вводов

Данный параметр напрямую влияет на тангенс угла диэлектрических потерь и емкость ввода, так как эти показатели рассчитываются на его основе. Поэтому не лишним, и даже необходимым будет учесть ток небаланса при онлайн-расчёте ИТС.

Исходя из уставок системы TDM (Transformer Diagnostics Monitor) Димруса, а также для исключения излишнего срабатывания вследствие перекосов напряжения, различных погодных явлений и других возникающих в процессе эксплуатации условий, назначим следующие значения бальной шкалы для оценки тока небаланса вводов.

Значение это тока является тревожным при достижении им 10% от тока проводимости фазы в устройстве контроля изоляции вводов (КИВ). В то время как нормальная величина тока в КИВ составляет 56 мА. Когда значение достигает 20% - это свидетельствует о серьезной неисправности и, следовательно, незамедлительности принятия мер по выводу из работы трансформатора для выяснения причины такого ухудшения показателя.

Ниже в таблице 8 представлена полученная бальная шкала оценки тока небаланса.

Таблица 8 - Бальная шкала оценки тока небаланса вводов

Параметр	Единицы	0	1	2	3	4
Ток небаланса	% от тока проводимости Фазы в КИВ	$20 \leq \Phi$	$15 \leq \Phi < 20$	$10 \leq \Phi < 15$	$5 \leq \Phi < 10$	$0 \leq \Phi < 5$

Выбранное распределение бальной шкалы тока небаланса вводов для системы расчёта ИТС позволяет определить появление неисправности ещё до работы устройств РЗиА. В то время как устройства РЗиА действуют на сигнал при достижении значения тока небаланса 0,056 А, а на отключение – при 0,168 А, что составляет 100 и 300% от тока проводимости фазы в КИВ.

## **5.7 Оптимальное распределение весовых коэффициентом выбранных параметров и значений ИТС**

Ввод трансформатора является одной из его ответственных частей. На трансформаторах Саяно-Шушенской ГЭС типа ОРЦ-533000/500-У1 установлены линейные вводы GSB 550/2000/0,6 и GON170/25 (изготовитель «ABB»). Согласно документу это фирмы «Общее руководство по диагностике и техническому обслуживанию вводов» трансформатор должен быть выведен из эксплуатации, если значение коэффициента рассеяния увеличилось на 75% и больше 0,4 %. Однако может быть введён в работу, если значение коэффициента рассеяния увеличилось на 75% и меньше 0,4%, но всё же этого следует избегать. В связи с этим для более полного отражения общего состояния трансформатора СШ ГЭС предлагается принять значение его ИТС равным 25%, если ИТС высоковольтного ввода меньше либо равен 25% и ИТС трансформатора определённый в соответствии с методикой расчёта больше 25%. Если ИТС высоковольтного ввода входит в пределы от 26% до 35% и ИТС трансформатора определённый в соответствии с методикой расчёта больше 25%, то принимаем значение ИТС трансформатора - 26%.

Учитывая важность ввода как функционального узла, увеличим значение его весового коэффициента до 0,2. В то время как в приказе №192 от 17.03.2020 он был равен 0,12. В связи с тем, что среди повреждений трансформаторов, приводящих к выходу из строя и экономическому ущербу, чаще всего встречаются повреждения изоляции, как видно из таблицы 9, весовой коэффициент изоляционной системы увеличен до 0,4. Коэффициент обобщенного узла оставлен без изменения.

Весовые коэффициенты обмоток трансформатора, а также вспомогательного оборудования составляют соответственно 0,2 и 0,125.

Такое распределение стало возможным, в том числе и благодаря тому, что магнитопровод при онлайн-расчёте ИТС не учитывается, ввиду отсутствия возможности фиксации его параметров. Весовой коэффициент магнитопровода

распределён между остальными функциональными узлами с учетом важности для трансформатора таким образом, чтобы изменения их параметров наиболее полно отражали общее состояние машины. Полученное распределение не нарушает аналогичное в Методике расчёта ИТС.

Таблица 9 – Распределение экономических потерь и повреждений по причине их возникновения

Причина возникновения повреждения	Количество	Экономический ущерб, млн. долларов США
Повреждения изоляции	24	149,97
Проектирование, материал, установка	22	64,97
Неизвестно	15	29,78
Загрязнение масла	4	11,84
Перегрузка	5	8,57
Возгорание/взрыв	3	8,05
Сетевые перенапряжения	4	4,96
Ошибки при обслуживании	5	3,52
Заливание водой	2	2,24
Плохие контакты	6	2,19
Удар молнии	3	0,66
Увлажнения изоляции	1	0,18
Всего	94	286,93

Стоит упомянуть, что таблица 9 получена в результате исследований причин выхода из строя силовых трансформаторов, эксплуатирующихся на территории Соединенных Штатов Америки, в 2003 году Международной ассоциации инженеров-страховщиков.

Весовые коэффициенты магнитопровода и обмотки трансформатора, а также вспомогательного оборудования оставим без изменения.

В таблице 10 представлены весовые коэффициенты узлов до корректировки и после.

Таблица 10 – Распределение весовых коэффициентов

Функциональный узел	Ввод	Вспомогательное оборудование	Изоляционная система	Обмотки трансформатора	Обобщенный узел
Весовой коэффициент					
Начальный весовой коэффициент оборудования	0,12	0,075	0,37	0,18	0,075
Скорректированный весовой коэффициент оборудования	0,2	0,125	0,40	0,2	0,075

При определении ИТС высоковольтного ввода назначим вес частичных разрядов 0,1, а емкости основной изоляции, тангенса угла диэлектрических потерь и тока небаланса вводов вместе взятых 0,9. Аналогичное значение веса примем и для ЧР внутри бака трансформатора при оценке состояния твёрдой изоляции. Данное распределение делается ввиду сложности регистрации частичных разрядов и их отстройки от помех.

Также в соответствии с приказом № 192 об изменении Методики расчёта ИТС учтём следующее [8]:

- В случае если ИТС ресурсопределяющего функционального узла, рассчитанный в соответствии с настоящей методикой, превышает значение «25» и определенная в соответствии с настоящей методикой балльная оценка одного из ресурсопределяющих параметров, влияющих на снижение ИТС основного технологического оборудования, согласно приложению 2 (графа 16) к настоящей Методике [8], такого узла составляет «0», то ИТС такого узла присваивается значение «25».

- В случае если ИТС основного технологического оборудования, рассчитанный в соответствии с настоящей методикой, превышает значение

«25» и определенный в соответствии с настоящей методикой ИТС одного из ресурсопределяющих функциональных узлов имеет значение «25» и ниже, то ИТС такого оборудования присваивается значение «25».

- В случае если ИТС основного технологического оборудования, рассчитанный в соответствии с настоящей методикой, не превышает значение «25» и определенный в соответствии с настоящей методикой ИТС ресурсопределяющих функциональных узлов имеет значение более «25», то ИТС такого оборудования присваивается значение «26».

В результате получим таблицу параметров с весовыми коэффициентами для расчёта ИТС главных трансформаторов СШГЭС (Приложение В).

Из данной таблицы В.1 видим еще ряд параметров, которые могут учитываются в онлайн-расчёте ИТС. В итоге для определения ИТС в режиме реального времени будет использоваться 18 параметров. Это: частичные разряды,  $\text{tg}\delta$  и емкость основной изоляции ввода, ток небаланса вводов, давление масла и его разность с давлением воды в маслоохладителе, замечания по работе насосов системы охлаждения, неисправность обогрева ШАОТ, неисправность газового реле, уровень масла, влагосодержание масла и тенденция его изменения по сравнению с Фпред, концентрация газов и относительная скорость её нарастания, температура верхних слоёв масла, частичные разряды и влагосодержание твердой изоляции, срок службы ввода и самого трансформатора.

Также на рисунке Г.1 в приложении Г приведена логическая блок-схема расчёта ИТС трансформаторов Саяно-Шушенской ГЭС типа ОРЦ-533000/500 с указанием на ней скорректированных весовых коэффициентов. Она графически описывает процесс определения ИТС, в ней изображаются в виде блоков различной формы отдельные шаги, которые соединены между собой линиями, указывающими направление последовательности расчёта.

## **5.8 Расчёт значений ИТС трансформатора СШГЭС в зависимости от различных условий, возникающих в процессе его эксплуатации**

Произведем определение величины ИТС трансформатора ОРЦ-533000/500-У1 в зависимости от изменения выбранных параметров, чтобы доказать обоснованность применения данного показателя и продемонстрировать его наглядность. Общие результаты расчёта представлены в таблице 11.

К примеру, посмотрим, как повлияет на ИТС трансформатора повреждение фазы «С» ввода, связанное с ухудшением тока небаланса и значения тангенса диэлектрических потерь - увеличение на 75%, но само значение не превышает 0,4%. При повреждениях ввода наблюдаем резкое уменьшение ИТС трансформатора до 26%. Можно сделать вывод, что состояние трансформатора - неудовлетворительное. Требуется ввести усиленный контроль за его работой, срочно определить причину такого снижения показателя, вывести в ремонт трансформатор и осуществить дополнительное ТОиР, либо выполнить техническое перевооружение. Не вводя поправку в расчёт, итоговое значение ИТС было бы на уровне 85%, что свидетельствовало бы о хорошем состоянии трансформатора. Полный расчёт ИТС при неисправности высоковольтного ввода представлен в таблице Д.1 приложения Д.

Рассмотрим случай, отказа в работе одного рабочего насоса системы охлаждения, нагруженности трансформатора, высокой температуры окружающего воздуха и повышения вследствие этого температуры верхних слоёв масла. Здесь при достижении температуры масла 70<sup>0</sup>С (Эта температура не желательна нормативно-технической документацией) ИТС уже снизится на 16%. При увеличении температуры до 80<sup>0</sup>С ИТС станет равным 78% еще до прохождения сигнала предупреждения о достижении температуры масла 90<sup>0</sup>С. Оперативный персонал обратит на это внимание, что позволит ему своевременно среагировать и тем самым предотвратить опасный режим работы



оборудования.

Также продемонстрируем незначительное ухудшение каждого функционального узла. При данных изменениях параметров трансформатор может продолжать свою работу, что и отражает ИТС, равный 83% - состояние оценивается как хорошее. Необходимо лишь произвести плановое диагностирование. Полный расчёт ИТС при таком изменении параметров представлен в таблице Д.2 приложения Д.

Таблица 11 – Зависимость ИТС трансформатора от некоторых параметров

Поврежденный узел и отклонившийся параметр		-	Ввод фазы «С»	Отказ рабочего насоса; Тверх. сл. масла = 70 °С	Отказ рабочего насоса; Тверх. сл. масла= 80 °С	Незначительное ухудшение каждой группы параметров		
Параметры и единицы трансформатора			Баллы параметров трансформатора					
Ввод	1	tgδ осн. изоляции к 20 °С	4	1	4	4	3	
	2	Емкость основной изоляции	4	2	4	4	4	
	3	Ток небаланса	4	1	4	4	4	
	4	Частичные разряды	4	2	4	4	4	
Вспомогательное оборудование	5	Давление масла и его разность с давлением воды в маслоохладителе	4	4	4	4	4	
	6	Замечания по работе насосов системы охлаждения	4	4	2	2	4	
	7	Неисправность обогрева ШАОТ	4	4	4	4	4	
	8	Неисправность газового реле	4	4	4	4	4	
	9	Уровень масла	4	4	4	4	3	
Изоляци онная система	Состо- яние масла	10	Влагосодержание масла	4	4	4	4	
		11	Тенденция изменения влагосодержания масла по сравнению с Фпред	4	4	4	4	4
		12	Температура верхних слоёв масла	4	4	2	1	3

Окончание таблицы 11

Поврежденный узел и отклонившийся параметр			-	Ввод фазы «С»	Отказ рабочего насоса; Тверх. сл.масла = 70 °С	Отказ рабочего насоса; Тверх. сл.масла = 80 °С	Незначительное ухудшение каждой группы параметров
Параметры и единицы трансформатора			Баллы параметров трансформатора				
ХАРГ	13	Концентрация газов	4	4	4	4	4
	14	Отн. скорость нарастания концентрации газов	4	4	4	4	4
Обмотки трансформатора	15	Влагосодержание твердой изоляции	4	4	4	4	3
	16	Частичные разряды	4	4	4	4	4
Обобщенный узел	17	Срок службы трансформатора	4	4	4	4	4
	18	Срок службы ввода	4	4	4	4	4
Итоговый ИТС трансформатора, %			100	26	84	78	83
Итоговый ИТС трансформатора (без учёта важности ввода), %			100	85	87	85	86

В итоге, разобрав несколько описанных выше примеров, можно убедиться в возможности применения ИТС для отражения состояния трансформатора, определения вида и способа его обслуживания.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе представлен обзор того, как проблема перехода к ТОиР фактического технического состояния оборудования решается в мире и в России на протяжении различных исторических периодов.

Рассмотренные примеры и проекты демонстрируют необходимость и возможность изменений в системе технического обслуживания, указывают на экономическую состоятельность нововведений. Их успешная реализация позволит, в рамках стратегии Министерства Энергетики РФ, сформировать плавное движение в сторону перехода к ремонту оборудования по техническому состоянию.

Была произведена корректировка параметров технического состояния, Методика определения ИТС адаптирована под конкретный тип оборудования – главные трансформаторы СШ ГЭС ОРЦ-533000/500-У1. Параметры функциональных узлов выбраны с учётом возможности их определения в режиме реального времени. Выполнено оптимальное распределение весовых коэффициентов выбранных параметров и значений ИТС.

Рассчитаны значения ИТС ОРЦ-533000/500-У1 в зависимости от различных условий, возникающих в процессе его эксплуатации, тем самым продемонстрирована наглядность и доказана обоснованность использования данного показателя при определении технического состояния трансформаторов СШ ГЭС.

Предложенный в работе переход к ТОиР по техническому состоянию с применением онлайн-расчёта индекса технического состояния обеспечит повышение надёжности эксплуатации, улучшение контроля функционирования оборудования, своевременное выявление дефектов и предотвращение их дальнейшего развития, экономию энергоресурсов, уменьшит число аварийных отключений, повысит эффективность управления и исключит работу оборудования в неблагоприятных режимах работы, улучшит охрану труда и

устранит нарушений экологических требований, снизит расходы по техническому обслуживанию.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. В.Я. Седуш, В.А. Сидоров, А.Е. Сушко Современные подходы к организации технического обслуживания и ремонта механического оборудования // НПО «ДИАТЕХ»: публ. URL: <http://www.diatechnic.ru/attachments/3/2/3238b581f42775393d2af80957a15868.pdf> (дата обращения: 05.01.2019).

1. 2. Об утверждении требований к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики»: приказ от 25.10.2017 г. № 1013.– Москва: Министерство энергетики РФ, 2017. – 433 с.;

3. Недооценённый эффект // Гудок: электрон. журн. 26.06.2012. 4 пол. URL: <https://www.gudok.ru/newspaper/?ID=681096&archive=2012.06.26> (дата обращения: 20.01.2019).

4. Д.А. Баршак. Совершенствование системы технического обслуживания и ремонта ТЭС: На примере ТЭЦ-21 ОАО "Мосэнерго": диссертация кандидата технических наук : 05.14.14. - Москва, 2000. - 200 с.: ил.

5. Г.В. Попов, Е.Б. Игнатъев. Определение индекса технического состояния силовых трансформаторов в процессе их эксплуатации // Вестн. ИГЭУ Вып. 4 2014 г., Иваново. URL: [http://vestnik.ispu.ru/sites/vestnik.ispu.ru/files/published/str.\\_25-32\\_0.pdf](http://vestnik.ispu.ru/sites/vestnik.ispu.ru/files/published/str._25-32_0.pdf) (дата обращения: 25.01.2019).

6. Л.М. Рыбаков, Н. Л. Макарова. Обзор существующих средств диагностирования силовых трансформаторов высокого напряжения // Вестн. МГУ Вып. 6 2011 г., Йошкар-Ола. URL: <https://vivliophica.com/articles/exsciences/429747> (дата обращения: 10.02.2019).

7. Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических

станций и электрических сетей: приказ от 26.07.2017 г. № 676. – Москва: Министерство энергетики РФ, 2017. – 274 с.;

8. О внесении изменений в методику оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденную приказом Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676: приказ от 17.03.2020 г. № 192. – Москва: Министерство энергетики РФ, 2020. – 93 с.;

9. Общее руководство по диагностике и техническому обслуживанию вводов // компания «ABB»: Информационный лист 2750 515-142 ru, ред. 3. URL: <https://library.e.abb.com/public/f187742b745649538d590a605d1730d2/2750%20515-142%20ru%20Rev%203.pdf> (дата обращения: 10.02.2020).

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### ИТС функционального узла «высоковольтный ввод»

Таблица А.1 - Определение ИТС функционального узла «высоковольтный ввод» трансформатора согласно отраслевой Методике

Функциональный узел	Группа параметров функционального узла	Параметр функционального узла	Балльная шкала оценки относительного отклонения фактических значений параметров (Ф) от предельно допустимых значений, установленных нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией (Н)				
			0	1	2	3	4
Высоковольтный ввод (ВВ)	Общие сведения	Срок службы	$1,85 \leq \Phi/H$	$1 \leq \Phi/H < 1,85$	$0,57 \leq \Phi/H < 1$	$0,13 \leq \Phi/H < 0,57$	$\Phi/H < 0,13$
		Течь масла	Имеется	-	-	-	Отсутствует
		Дефекты покрывки	Имеются	-	-	-	Отсутствуют
		Температура при тепловизионном контроле	Неравномерное распределение	-	-	-	Равномерное распределение
		Давление масла	$0,1 < \Phi$	-	-	-	$0,1 \leq \Phi \leq 3$
			или $\Phi < 3$				
		Маслоотборное устройство	Не исправно	-	-	-	Исправно
		Нагрев крышки измерительного конденсатора	Имеется	-	-	-	Отсутствует
	Нагрев контактных соединений	Имеется	-	-	-	Отсутствует	
	Хроматографический анализ газов, растворенных в масле (ХАРГ)	Концентрация ацетилена C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	$1 < \Phi/H$	$0,6 < \Phi/H \leq 1$	$0,3 < \Phi/H \leq 0,6$	$0,1 < \Phi/H \leq 0,3$	$\Phi/H \leq 0,1$
		Суммарное содержание углеводородных газов в масле SC <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	$1 < \Phi/H$	-	-	-	$\Phi/H \leq 1$
		Общее газосодержание масла	$1 < \Phi/H$	-	$0,7 \leq \Phi/H \leq 1$	-	$\Phi/H < 0,7$
		Содержание антиокислительной присадки	$\Phi/H < 1$	-	$1 \leq \Phi/H < 1,5$	-	$1,5 \leq \Phi/H$
Пробивное напряжение масла		$\Phi/H < 1$	-	$1 \leq \Phi/H$ и $\Phi/(H+5) < 1$	-	$1 \leq \Phi/(H+5)$	
Физико-химический анализ масла (ФХАМ)	Влагосодержание (для негерметичных ВВ110 кВ)	$1 < \Phi/30$	-	-	-	$\Phi/30 \leq 1$	

## Окончание приложения А

### Окончание таблицы А.1

Функциональный узел	Группа параметров функционального узла	Параметр функционального узла	Балльная шкала оценки относительного отклонения фактических значений параметров (Ф) от предельно допустимых значений, установленных нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией (Н)				
			0	1	2	3	4
		Влагосодержание (для герметичных ВВ 110 - 750 кВ)	$25 < \Phi$	-	$15 < \Phi \leq 25$	-	$\Phi \leq 15$
		tg масла при 90 °С для 110 - 150 кВ (включительно) для 220 - 500 кВ (включительно) для 750 кВ	$15 < \Phi$ $10 < \Phi$ $5 < \Phi$	-	$12 < \Phi \leq 15$ $8 < \Phi \leq 10$ $3 < \Phi \leq 5$	-	$\Phi \leq 12$ $\Phi \leq 8$ $\Phi \leq 3$
		Содержание водорастворимых кислот и щелочей в масле (Фпред - по сравнению с предыдущим замером)	$1 < \Phi/\text{Н}$	$0,95 < \Phi/\text{Н} \leq 1$	$0,9 \leq \Phi/\text{Н} < 0,95$	$1,05 < \Phi/\text{Фпред}$ и $\Phi/\text{Н} < 0,9$	$\Phi/\text{Фпред} \leq 1,05$ и $\Phi/\text{Н} < 0,9$
		Класс промышленной чистоты (Фпред - по сравнению с предыдущим замером)	$1 < \Phi/\text{Н}$	$\Phi/\text{Н} = 1$	$0,9 \leq \Phi/\text{Н} < 1,0$	$1,05 < \Phi/\text{Фпред}$ и $\Phi/\text{Н} < 0,9$	$\Phi/\text{Фпред} \leq 1,05$ и $\Phi/\text{Н} < 0,9$
		Кислотное число (для негерметичных маслонаполненных вводов)	$0,25 < \Phi$	-	$0,07 < \Phi \leq 0,25$	-	$\Phi \leq 0,07$
		Температура вспышки масла в закрытом тигле (для негерметичных маслонаполненных вводов) (Фпред - по сравнению с предыдущим замером)	$\Phi < 125$	-	$125 \leq \Phi$ и $5 \leq (\Phi - \text{Фпред})$	-	$125 \leq \Phi$ и $(\Phi - \text{Фпред}) < 5$
	Состояние изоляции	Сопротивление изоляции измерительного конденсатора	$\Phi < 500$	-	-	-	$500 \leq \Phi/\text{Н}$
		tg основной изоляции, приведенный к 20 °С	$1 < \Phi/\text{Н}$	$0,8 \leq \Phi/\text{Н} \leq 1$	$0,66 \leq \Phi/\text{Н} < 0,8$	$0,5 \leq \Phi/\text{Н} < 0,66$	$\Phi/\text{Н} < 0,5$
		tg последних слоев изоляции, приведенный к 20 °С	$1 < \Phi/\text{Н}$	$0,8 \leq \Phi/\text{Н} \leq 1$	$0,66 \leq \Phi/\text{Н} < 0,8$	$0,5 \leq \Phi/\text{Н} < 0,66$	$\Phi/\text{Н} < 0,5$



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Перечень параметров, приведённых в Методике, которые будут оцениваться при online-расчете ИТС главных трансформаторов СШГЭС

Таблица Б.1 - Перечень параметров, приведённых в Методике, оцениваемых при расчете online-ИТС функциональных узлов главных трансформаторов СШГЭС

Функциональный узел	Группа параметров функционального узла	Параметр функционального узла оцениваемый для расчета ИТС	Параметр используется для онлайн-расчета ИТС (возможности АСУ ТП СШГЭС)
1	2	3	4
Высоковольтный ввод (ВВ)	Общие сведения	Течь масла	-
		Наличие дефектов покрышки, превышающих нормативные требования	-
		Неравномерное распределение температуры по результатам тепловизионного контроля	-
		Давление масла	-
		Маслоотборное устройство	-
		Аномальный/локальный нагрев крышки измерительного вывода по результатам тепловизионного контроля	-
		Степень развития дефекта контактных соединений по результатам тепловизионного контроля	-
	Хроматографический анализ газов (ХАРГ), растворенных в масле	Концентрация ацетилена C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	-
		Суммарное содержание углеводородных газов в масле SCxHy	-
		Общее газосодержание масла (герметичные маслonaполненные вводы)	-
	Физико-химический анализ масла (ФХАМ)	Пробивное напряжение	-
		Влагосодержание (для негерметичных ВВ)	-
		Влагосодержание (для герметичных ВВ)	-
		Тангенс угла диэлектрических потерь (tgδ) масла при 90 °С	-
		Содержание водорастворимых кислот и щелочей (для герметичных ВВ класса напряжения 110 кВ и выше)	-
		Содержание водорастворимых кислот и щелочей (для негерметичных ВВ напряжения 110кВ)	-
Тенденция изменения содержания водорастворимых кислот и щелочей в масле по сравнению с предыдущим замером Фпред		-	

## Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4
		Класс промышленной чистоты масла	-
		Тенденция изменения класса промышленной чистоты масла по сравнению с предыдущим замером Фпред	-
		Кислотное число (для негерметичных маслonaполненных вводов)	-
		Температура вспышки масла в закрытом тигле (для негерметичных маслonaполненных вводов)	-
		Тенденция изменения температуры вспышки в закрытом тигле по сравнению с предыдущим замером Фпред (для негерметичных маслonaполненных вводов)	-
		Содержание антиокислительной присадки (негерметичные вводы для класса напряжения свыше 110 кВ)	-
	Состояние изоляции	Сопротивление изоляции измерительного вывода	-
		<b>tgδ основной изоляции, приведенный к 20 °С</b>	+
		tgδ последних слоев изоляции, приведенный к 20 °С	-
		<b>Емкость основной изоляции</b>	+
Вспомогательное оборудование	Дефекты бака, навесного оборудования	Механическое повреждение (деформация)	-
		Нарушение требований НТД по величине наклона крышки бака по направлению к газовому реле	-
		Треск, шумы внутри бака	-
		Течь масла через сварные швы	-
		Течь масла через уплотнение разъема бака, маслопровода, фланцев	-
		Течь масла из ввода по "низкой" стороне	-
		<b>Наличие замечаний по системе охлаждения</b>	+
		Наличие замечаний по системе обогрева	-
		Отсутствие масла в гидрозатворе	-
		<b>Неисправность обогрева ШАОТ</b>	+
		Дефект воздухоосушительного фильтра	-
		Не соответствие уровня масла показаниям	-
		Неисправность автоматики обдува	-
		Неисправность термосигнализатора	-
Неисправность электродвигателя обдува	-		
Неисправность термосифонного фильтра	-		
Течь масла из-под маслоотборного устройства	-		

## Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4
		Течь масла из-под привода ПБВ / углового редуктора РПН	-
		Течь масла из-под сливной пробки	-
		<b>Уровень масла</b>	+
		Значительное нарушение ЛК покрытия	-
		Увлажнение силикагеля	-
		Дефект защиты масла	-
	Защитное оборудование	Разрушение (трещины) мембраны выхлопной трубы	-
	<b>Неисправность газового реле</b>	+	
Изоляционная система	Состояние масла	Пробивное напряжение	-
		<b>Влагосодержание масла (с пленочной или азотной защитой)</b>	+
		Влагосодержание масла (без специальных защит)	-
		<b>Тенденция изменения влагосодержания масла по сравнению с предыдущим замером Фпред</b>	+
		Класс промышленной чистоты масла	-
		Тенденция изменения класса промышленной чистоты масла по сравнению с предыдущим замером Фпред	-
		Кислотное число	-
		Содержание антиокислительной присадки (без специальных защит масла, для класса напряжения свыше 110 кВ)	-
		Температура вспышки в закрытом тигле	-
		Тенденция изменения температуры вспышки в закрытом тигле по сравнению с предыдущим замером Фпред	-
		Тангенс угла диэлектрических потерь ( $\text{tg}\delta$ ) масла при 90 °С	-
		Содержание водорастворимых кислот и щелочей	-
		Тенденция изменения содержания водорастворимых кислот и щелочей в масле по сравнению с предыдущим замером Фпред	-
	Содержание растворимого шлама (для класса напряжения свыше 110 кВ)	-	
	Хроматографический анализ газов, растворенных в масле (ХАРГ)	Концентрация водорода H <sub>2</sub>	-
		Относительная скорость нарастания концентрации водорода V (H <sub>2</sub> )	-
		Концентрация метана CH <sub>4</sub>	-
Относительная скорость нарастания концентрации метана V (CH <sub>4</sub> )		-	

## Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4
		Концентрация этилена C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	-
		Относительная скорость нарастания концентрации этилена V (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	-
		Концентрация этана C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	-
		Относительная скорость нарастания концентрации этана V (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	-
		Концентрация ацетилена C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	-
		Относительная скорость нарастания концентрации ацетилена V (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	-
		Концентрация диоксида углерода CO <sub>2</sub>	-
		Относительная скорость нарастания концентрации диоксида углерода V (CO <sub>2</sub> )	-
		Концентрация оксида углерода CO	-
		Относительная скорость нарастания концентрации оксида углерода V (CO)	-
		<b>Общее газосодержание масла (с пленочной защитой)</b>	+
		Отношения концентраций пар газов (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ), характерные для частичных разрядов с низкой плотностью энергии	-
		Отношения концентраций пар газов (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ), характерные для частичных разрядов с высокой плотностью энергии	-
		Отношения концентраций пар газов (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ), характерные для разрядов малой мощности	-
		Отношения концентраций пар газов (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ), характерные для термических дефектов низкой температуры (<150°C)	-
		Отношения концентраций пар газов (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ), характерные для термических дефектов в диапазоне низких температур (150 - 300°C)	-
		Отношения концентраций пар газов (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ), характерные для термических дефектов в диапазоне средних температур (300 - 700°C)	-
		Отношения концентраций пар газов (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ), характерные для разрядов большой мощности	-
		Отношения концентраций пар газов (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ) характерные для термического дефекта с t > 700°C	-
Магнитопровод	Потери холостого хода	Изменение потерь холостого хода от исходных значений Фо (в соответствии с действующей НТД)	-

## Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4
	Локальный нагрев бака	Аномальный локальный нагрев поверхности бака по результатам тепловизионного контроля	-
	Группа параметров ресурсоопределяющих	Наличие дефектов магнитопровода (прогар и оплавление активной стали, отсутствие изоляции между пластинами, ухудшение магнитных свойств стали и т.п.) И потери холостого хода, превышающие 30 % от исходных значений	-
Обмотки трансформатора	Состояние геометрии обмотки	Тенденция отклонения сопротивления короткого замыкания $Z_k$ по сравнению с исходным значением $\Phi_0$ (в соответствии с действующей НТД) (для трансформаторов мощностью 125 МВА и более)	-
		Нарушение геометрии обмотки	-
	Состояние обмотки	Тенденция отклонения сопротивления обмотки постоянному току по сравнению со значением, при вводе в эксплуатацию $\Phi_0$ (для однофазных трансформаторов)	-
		Разница сопротивлений обмоток постоянному току, измеренные на одинаковых ответвлениях разных фаз при одинаковой температуре (для трехфазных трансформаторов)	-
	Состояние изоляции	Тенденция изменения тангенса угла диэлектрических потерь ( $\text{tg}\delta$ ) обмотки, приведенный к 20 °С, по сравнению с исходным значением $\Phi_0$ (в соответствии с действующей НТД), приведенным к 20 °С	-
		Сопротивление изоляции через 60 сек. после начала измерений (R60) в эксплуатации, приведенное к 20 °С, по сравнению с исходным значением $\Phi_0$ (в соответствии с действующей НТД), приведенным к 20 °С	-
	Состояние твердой изоляции	<b>Влагосодержание твердой изоляции (мощность 60 МВА и более)</b>	+
		Содержание фурановых производных	-
	Группа параметров ресурсоопределяющих	Наличие дефектов обмотки (сдвиг в осевом направлении, радиальная потеря устойчивости, деформация проводников обмотки и т.п.) И отклонение $Z_k$ от исходных значений более 3 %	-
		Степень полимеризации твердой изоляции	-
Система регулирования напряжения	Состояние изоляционной системы (масло)	Пробивное напряжение	-
		Влагосодержание масла	-
	Состояние механизмов привода и контактора	Шунтирующие резисторы	-
		Цепи управления	-
		Редуктор привода	-

## Окончание приложения Б

Окончание таблицы Б.1

		Электродвигатель	-
		Смазка в редукторе привода	-
		Приводной вал	-
		Угловой редуктор	-
		Электронные блокировки привода	-
		Автоматика привода	-
		Привод устройства регулирования напряжения(РПН)	-
		Механическая блокировка привода	-
		Указатель положения на щите управления	-
		Устройства автоматического регулятора напряжения (АРН)	-
		Наличие «земли» в цепях управления	-
		Струйное реле	-
Обобщенный узел	Срок службы	<b>Срок службы (за исключением высоковольтных вводов и системы регулирования напряжения)</b>	+
		<b>Срок службы высоковольтного ввода</b>	+
		Срок службы системы регулирования напряжения	-

**ПРИЛОЖЕНИЕ В**

**ИТС трансформатора СШ ГЭС ОРЦ-533000/500**

Таблица В.1- Балльная шкала оценки, весовые коэффициенты для групп параметров и узлов для определение ИТС трансформатора СШ ГЭС ОРЦ-533000/500

Класс оборудования	Функциональный узел		Группа параметров функционального узла	Параметр функционального узла	Единица измерения параметра	Фактическое значение параметра	Балльная шкала оценки относительного отклонения фактических значений параметров (Ф) от предельно-допустимых значений, установленных нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией (Н)					Параметр, влияющий на снижение ИТС (да/нет)		Весовой коэффициент	
	наименование	ресурсоопределяющий (да/нет)					критический	ресурсоопределяющий	группа параметров функционального узла	функциональный узел	0	1	2	3	4
											10	11	12	13	14
Трансформатор силовой ОРЦ-533000/500	Высоковольтный ввод (ВВ)	нет	Состояние изоляции	tgδ основной изоляции, приведенный к 20 °С	о.е.		$0,75 \leq (\Phi - \text{Н})/\text{Н}$ и $\Phi \geq 0,40$	$0,75 \leq (\Phi - \text{Н})/\text{Н}$ и $\Phi < 0,40$	$0,40 \leq \Phi/\text{Н} < 0,75$	$0,25 \leq (\Phi - \text{Н})/\text{Н} < 0,40$	$(\Phi - \text{Н})/\text{Н} < 0,25$	нет	нет	0,9	0,2
				Емкость основной изоляции	%		$3 \leq (\Phi - \text{Н})/\text{Н}$	$2,0 \leq (\Phi - \text{Н})/\text{Н} < 3$	$1,0 \leq (\Phi - \text{Н})/\text{Н} < 2,0$	$0,5 \leq (\Phi - \text{Н})/\text{Н} < 1,0$	$(\Phi - \text{Н})/\text{Н} < 0,5$	нет	нет		
				Ток небаланса	% от тока проводимости фазы в КИВ		$20 \leq \Phi$	$15 \leq \Phi < 20$	$10 \leq \Phi < 15$	$5 \leq \Phi < 10$	$0 \leq \Phi < 5$	нет	нет		
				Частичные разряды	о.е.		Диф. увеличение в 3 раза в течении мес.	-	Диф. увеличение в 2 раза в течении мес.	-	Диф. увел. менее чем в 2 раза в течении мес.	нет	нет	0,1	
	Вспомогательное оборудование	нет	Дефекты бака, навесного оборудования	Давление масла и его разность с давлением воды в маслоохладителе	МПа		$0,3 \leq \Phi$ или $\text{P}_\text{м} - \text{P}_\text{в} \leq 0$	-	$0,2 \leq \Phi < 0,3$ и $\text{P}_\text{м} - \text{P}_\text{в} > 0$	-	$\Phi < 0,2$ и $\text{P}_\text{м} - \text{P}_\text{в} > 0$	нет	нет	1	0,075
				Замечания по работе насосов системы охлаждения	число		Выход из строя 2-х раб. насосов	-	Выход из строя 1-го насоса или 1 пускового	-	Все насосы исправны	нет	нет		
				Неисправность обогрева ШАОТ	Имеется/	-	Имеется	-	-	Отсутствует	нет	нет			
					Отсутствует	-	Имеется	-	-	Отсутствует					
				Неисправность газового реле	Имеется/	-	Имеется	-	-	Отсутствует	нет	нет			
					Отсутствует	-	Имеется	-	-	Отсутствует					
Уровень масла	Низкий/Повышенный / В норме	-	-	Низкий	Повышенный	В норме	нет	нет							

## Окончание приложения В

### Окончание таблицы В.1

Класс оборудования	Функциональный узел		Группа параметров функционального узла	Параметр функционального узла	Единица измерения параметра	Фактическое значение параметра	Балльная шкала оценки относительного отклонения фактических значений параметров (Ф) от предельно-допустимых значений, установленных нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией (Н)					Параметр, влияющий на снижение ИТС (да/нет)		Весовой коэффициент					
	наименование	ресурсоопределяющий (да/нет)					критический	ресурсоопределяющий	группа параметров функционального узла	функциональный узел	0	1	2	3	4	нет	нет	17	18
											10	11	12	13	14				
3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18				
Трансформатор силовой ОРЦ-533000/500	Изоляционная система	нет	Состояние масла	Влагосодержание масла (без специальных защит)	г/т		$1,0 < \Phi/N$	-	$\Phi/N \leq 1,0$ и $1 < \Phi/(N-5)$	-	$\Phi/(N-5) \leq 1,0$	нет	нет	0,5	0,30				
				Тенденция изменения влагосодержания масла по сравнению с предыдущим замером Фпред	г/т		-	-	$0,3 \leq (\Phi - \Phi_{пред})/\Phi_{пред}$ и $10 < \Phi$	$(\Phi - \Phi_{пред})/\Phi_{пред} < 0,3$	нет	нет							
				Температура верхних слоёв масла	°С		$\Phi \geq 95^\circ\text{C}$	$80^\circ\text{C} \leq \Phi < 95^\circ\text{C}$	$70^\circ\text{C} \leq \Phi < 80^\circ\text{C}$	$55^\circ\text{C} \leq \Phi < 70^\circ\text{C}$	$\Phi < 55^\circ\text{C}$	нет	нет						
			Хроматографический анализ газов, растворенных в масле (ХАРГ)	Концентрация газов	% об.		$1 \leq (\Phi/N)_{\text{газ}}$ и $1 < (\Phi/10)V_{\text{газа}}$	-	$1 \leq (\Phi/N)_{\text{газ}}$ и $(\Phi/10)V_{\text{газа}} \leq 1$	$(\Phi/N)_{\text{газ}} < 1$ и $1 < (\Phi/10)V_{\text{газа}}$	$(\Phi/N)_{\text{газ}} < 1$ и $(\Phi/10)V_{\text{газа}} \leq 1$	нет	нет	0,5					
				Относительная скорость нарастания концентрации газов	% /мес.			-				нет	нет						
	Обмотки трансформатора	да	Состояние твердой изоляции	Влагосодержание твердой изоляции (мощность 60 МВА и более)	% массы		$4 < \Phi$	-	$\Phi = 4$	$2 \leq \Phi < 4$	$\Phi < 2$	нет	нет	0,9	0,18				
				Частичные разряды	о.е.		Диф. увеличение в 3 раза в течении мес.	-	Диф. увеличение в 2 раза в течении мес.	-	Диф. увел. менее чем в 2 раза в течении мес.	нет	нет	0,1					
	Обобщенный узел	нет	Срок службы	Срок службы	лет		$1,85 \leq \Phi/N$	$1 \leq \Phi/N < 1,85$	$0,57 \leq \Phi/N < 1$	$0,13 \leq \Phi/N < 0,57$	$\Phi/N < 0,13$	нет	нет	1	0,065				
				Срок службы высоковольтного ввода	лет		$1,85 \leq \Phi/N$	$1 \leq \Phi/N < 1,85$	$0,57 \leq \Phi/N < 1$	$0,13 \leq \Phi/N < 0,57$	$\Phi/N < 0,13$	нет	нет						



## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Логическая блок-схема расчёта ИТС трансформатора СШГЭС ОРЦ-533000/500

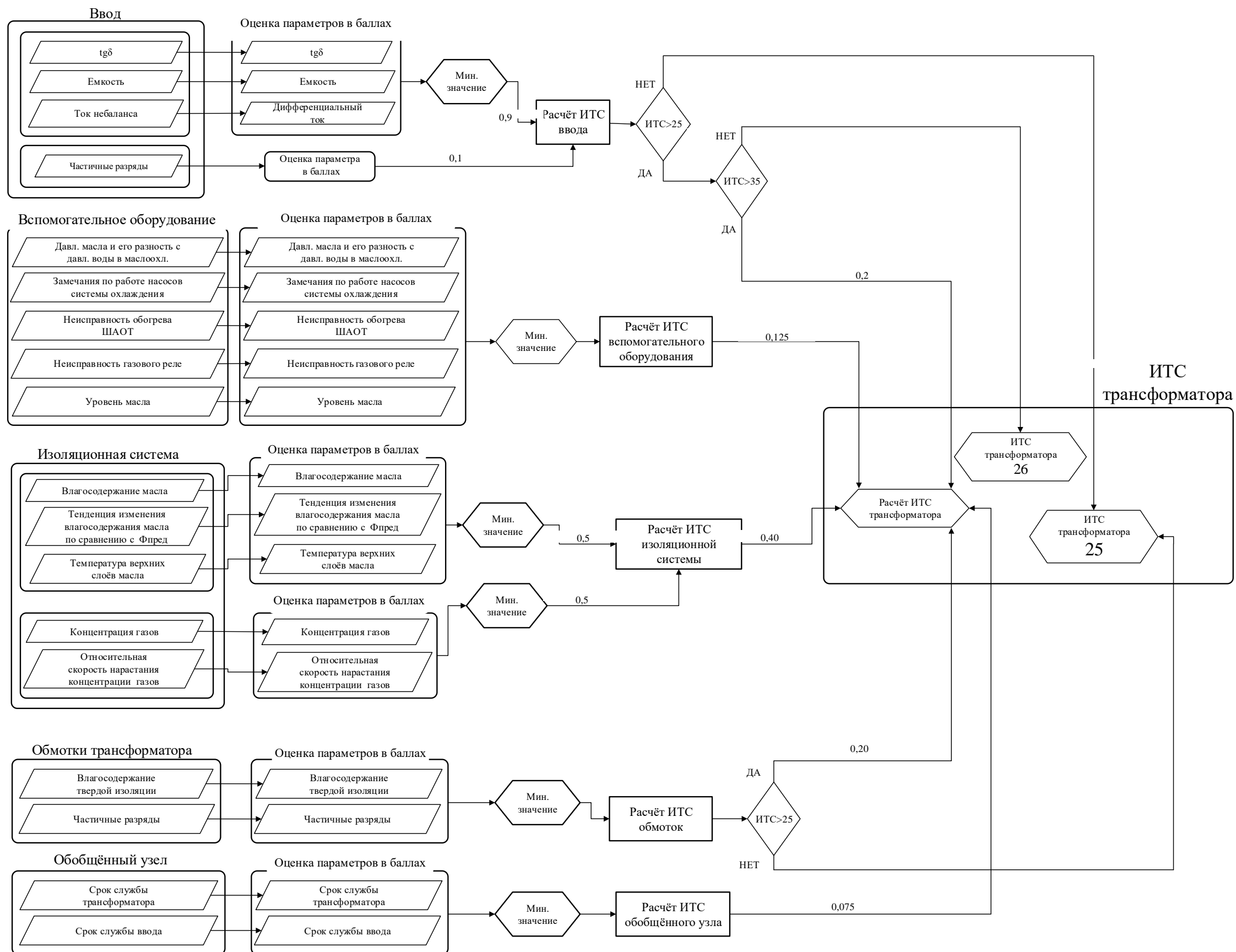


Рисунок Г.1- Логическая блок-схема расчёта ИТС трансформатора СШ ГЭС ОРЦ-533000/500 при неисправности высоковольтного ввода

**ПРИЛОЖЕНИЕ Д**

**Пример расчёта ИТС трансформатора СШГЭС ОРЦ-533000/500**

Таблица Д.1- Определение ИТС трансформатора СШ ГЭС ОРЦ-533000/500 при неисправности высоковольтного ввода

Параметры и единицы трансформатора		Балльная шкала оценки отклонения					Фактическая оценка	Минимальное фактическое значение группы параметров ТС	Весовые коэффициенты группы параметров	ИТС функционального узла	Подобранные весовые коэффициенты единицы оборудования	начальные весовые коэффициенты единицы оборудования	Итоговый ИТС трансформатора, %	Итоговый ИТС трансформатора (без учёта важности ввода), %		
		0	1	2	3	4										
Ввод	1	tgδ осн. изоляции к 20 °С	0	1	2	3	4	1	1	0,9	27,5	0,2	0,12	26	86	
	2	Емкость основной изоляции	0	1	2	3	4	2								
	3	Ток небаланса	0	1	2	3	4	1								
	4	Частичные разряды	0	-	2	-	4	2	2	0,1						
Вспомогательное оборудование	5	Давление масла и его разность с давлением воды в маслоохладителе	0	-	2	-	4	4	4	1	100	0,125	0,075			
	6	Замечания по работе насосов системы охлаждения	0	-	2	-	4	4								
	7	Неисправность обогрева ШАОТ	-	1	-	-	4	4								
	8	Неисправность газового реле	-	1	-	-	4	4								
	9	Уровень масла	-	-	2	3	4	4								
Изоляционная система	Состояние Масла	10	Влагосодержание масла	0	-	2	-	4	4	4	0,5	100	0,4			0,37
		11	Тенденция изменения влагосодержания масла по сравнению с Фпред	-	-	-	3	4	4							
		12	Температура верхних слоёв масла	0	1	2	3	4	4							
	ХАРГ	12	Концентрация газов	0	-	2	3	4	4							
		13	Относительная скорость нарастания концентрации газов	0	-	2	3	4	4							
Обмотки трансформатора	15	Влагосодержание твердой изоляции	0	-	2	3	4	4	4	0,9	100	0,2	0,18			
	16	Частичные разряды	0	-	2	-	4	4	4	0,1						
Обобщенный узел	17	Срок службы трансформатора	0	1	2	3	4	4	4	1	100	0,075	0,075			
	18	Срок службы ввода	0	1	2	3	4	4								

Окончание приложения Д

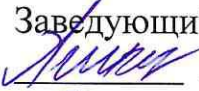
Таблица Д.2- Определение ИТС трансформатора СШ ГЭС ОРЦ-533000/500 при незначительном ухудшение каждой группы параметров

Параметры и единицы трансформатора		Балльная шкала оценки отклонения					Фактическая оценка	Минимальное фактическое значение группы параметров ТС	Весовые коэффициенты группы параметров	ИТС функционального узла	Подобранные весовые коэффициенты единицы оборудования	Начальные весовые коэффициенты единицы оборудования	Итоговый ИТС трансформатора, %
		0	1	2	3	4							
Ввод	1	tgδ осн. изоляции к 20°C	0	1	2	3	4	3	0,9	77,5	0,2	0,12	
	2	Емкость основной изоляции	0	1	2	3	4	4					
	3	Ток небаланса	0	1	2	3	4	4					
	4	Частичные разряды	0	-	2	-	4	4					
Вспомогательное оборудование	5	Давление масла и его разность с давлением воды в маслоохладителе	0	-	2	-	4	4	1	75	0,125	0,075	
	6	Замечания по работе насосов системы охлаждения	0	-	2	-	4	4					
	7	Неисправность обогрева ШАОТ	-	1	-	-	4	4					
	8	Неисправность газового реле	-	1	-	-	4	4					
	9	Уровень масла	-	-	2	3	4	3					
Изоляционная система	Состояние Масла	10	Влагосодержание масла	0	-	2	-	4	4	0,5	87,5	0,4	0,37
		11	Тенденция изменения влагосодержания масла по сравнению с Фпред	-	-	-	3	4	4				
		12	Температура верхних слоёв масла	0	1	2	3	4	3				
	ХАРГ	13	Концентрация газов	0	-	2	3	4	4				
		14	Относительная скорость нарастания концентрации газов	0	-	2	3	4	4				
Обмотки трансформатора	15	Влагосодержание твердой изоляции	0	-	2	3	4	3	0,9	77,5	0,18	0,18	
	16	Частичные разряды	0	-	2	-	4	4	0,1				
Обобщенный узел	17	Срок службы трансформатора	0	1	2	3	4	4	1	100	0,065	0,075	
	18	Срок службы ввода	0	1	2	3	4	4					

83

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 А.А. Ачитаев  
« 02 » 07 2020г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

**ОНЛАЙН-РАСЧЁТ ИНДЕКСОВ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ  
ТРАНСФОРМАТОРОВ СШГЭС В МЕЖРЕМОНТНЫЙ ПЕРИОД ПО  
ДАНЫМ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ДЛЯ ПЕРЕХОДА К ИХ  
ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ И РЕМОНТУ ПО  
ТЕХНИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ**

13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

13.04.02.06 – Гидроэлектростанции

Инженер по наладке и испытаниям  
Службы мониторинга оборудования  
Филиала ПАО «РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожного»


Научный  
Руководитель

 02-07-20  
подпись, дата

должность


Н.А. Иванов  
инициалы, фамилия

Выпускник

 02-07-20  
подпись, дата

А.С. Данилов  
инициалы, фамилия


Рецензент

 02-07-20  
подпись, дата

должность

Ю.А. Мальцев  
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

 02.07.20  
подпись, дата

А.А. Чабанова  
инициалы, фамилия

Саяногорск, 2020