

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Цифровые технологии в электроэнергетике

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Предиктивная диагностика распределительных трансформаторов с литой изоляцией промышленного предприятия

Обучающийся

Г.С. Чулков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Егорова

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

В выпускной квалификационной работе представлены результаты разработки и тестирования алгоритма предиктивной диагностики трансформатора с литой изоляцией.

Разработанный в рамках выпускной квалификационной работы алгоритм позволяет прогнозировать остаточный ресурс трансформатора в зависимости от загрузки, температуры обмотки и температуры внутри помещения подстанции.

Представлена концепция системы предиктивной диагностики трансформатора с литой изоляцией и выбрано оборудование для ее функционирования.

Для проверки алгоритма прогнозирования остаточного ресурса создана компьютерная модель трансформатора в MATLAB/Simulink. По результатам тестирования алгоритма получено, что при увеличении загрузки трансформатора в два раза от номинального срок службы сокращается в два раза.

Пояснительная записка выполнена на 66 листах, содержит 18 рисунков и 9 таблиц. Графическая часть представлена на 6 листах формата А1, где отражены основные результаты выпускной квалификационной работы.

Abstract

The graduation work presents the developed predictive maintenance algorithm for a cast coil transformer.

The graduation work consists of seven sections that can be structured by three main parts.

The first part of a graduation work consists first, second and third sections. First part shows the necessity of a predictive maintenance algorithms for a power equipment and show how to adopt it for a cast coil transformer.

The second part of a graduation work consist of a fourth, fifth and eight sections and show the results of a predictive maintenance system development.

The third part consist of a seventh section with a results of a predictive maintenance algorithm simulation. The results of simulation show that the two-time load increase of a cast coil transformers give two times decrease of a lifetime. The algorithm must be upgraded be taking into account the winding temperature and temperature inside the substation. This upgrade made the model results more accuracy. The algorithm developed as part of the final qualifying work makes it possible to predict the residual life of the transformer depending on the load, winding temperature and temperature inside the substation.

The concept of a predictive diagnostic system for a cast resin transformer is presented and the equipment for its operation is selected. Test model was designed using the MATLAB/Simulink.

Содержание

Введение.....	5
1 Конструкция трансформаторов с литой изоляцией.....	8
2 Принципы предиктивной диагностики электротехнического оборудования	10
3 Реактивные методы оценки технического состояния	15
4 Концепция системы предиктивной диагностики сухих трансформаторов .	33
5 Оборудование системы автоматизированной диагностики	37
6 Описание алгоритмов работы системы.....	42
7 Моделирование системы предиктивной диагностики трансформатора с литой изоляцией	52
Заключение	60
Список используемой литературы	64

Введение

Трансформаторы являются важным элементом систем электроснабжения различных объектов. Главной функцией трансформаторов является преобразование переменного напряжения из одного класса в другой. Все трансформаторы условно можно разделить на несколько классов [4]:

- распределительные трансформаторы;
- силовые трансформаторы;
- специализированные трансформаторы.

Традиционно в качестве изоляции и теплоотводящей среды используется трансформаторное масло [3]. Трансформаторное масло является жидким диэлектриком и производится как продукт перегона углеводородов. Кроме трансформаторного масла в некоторых трансформаторах могут применяться синтетические жидкие диэлектрики. К синтетическим жидким диэлектрикам относятся хлорированные углеводороды ароматического ряда, кремнийорганические и фторорганические жидкости.

По сравнению с минеральным трансформаторным маслом современные синтетические жидкие диэлектрики имеют более высокую электрическую прочность, лучше отводят тепло от внутренних частей трансформатора, а также имеют более высокую термическую стабильность, т.е. менее подвержены термическому разложению. Однако не всегда применение синтетических жидких диэлектриков является безопасным. Например, хлорированные углеводороды ароматического ряда, примером которых являются совтол и совол, крайне токсичные жидкости и контакт с ними неблагоприятно сказывается на здоровье человека. Поэтому не смотря на более высокие характеристики как жидкого диэлектрика данные трансформаторы в настоящее время не применяются [3].

Кремнийорганические жидкие диэлектрики или силиконы и силоксаны имеют стабильные параметры, которые не изменяются от температуры и давления, однако их главным недостатком является высокая стоимость.

Именно поэтому кремний органические жидкие диэлектрики не получили в настоящее время широкого распространения на Российских заводах по производству трансформаторного оборудования.

Фторорганические жидкие диэлектрики имеют очень хорошие свойства. В частности, они полностью не горючи, дугостойки и могут работать при температуре 200°C и выше. Однако производство фторорганических жидких диэлектриков требует использования специализированных реактивов и сырья поэтому также в настоящее время они не могут даже частично заменить традиционное минеральное трансформаторное масло.

В настоящее время широкое применение в распределительных сетях находят трансформаторы с литой изоляцией. Класс напряжения обмоток высшего напряжения достигает 35 кВ, поэтому они могут широко использоваться как в распределительных сетях, так и на подстанциях промышленных предприятий. Кроме того, трансформаторы с литой изоляцией широко применяются на объектах малой и распределенной генерации.

Особенностью трансформаторов с литой изоляцией является отсутствие жидкого диэлектрика – трансформаторного масла, что снижает дополнительные требования к устройству подстанций и снижает их пожароопасность. При этом необходимо постоянно контролировать температуру температурный режим трансформатора с литой изоляцией, так как превышение температурного режима может привести к выходу его из строя. Так же слежение за температурным режимом позволяет определять момент наступления внутренних повреждений трансформатора. Трансформаторы с литой изоляцией могут комплектоваться датчиками температуры и блоками сигнализации об отклонении температурного режима.

В настоящее время широкое внимание посвящено применению методов предиктивной диагностики и предиктивной аналитики различного электротехнического оборудования [16].

Предиктивная диагностика позволяет перейти от традиционных реактивных подходов в обслуживании оборудования к обслуживанию

оборудования по состоянию [18]. В случае обслуживания по оборудованию по состоянию отсутствует необходимость проведения плановых осмотров и испытаний электротехнического оборудования с выводом его из работы. Это позволяет существенно снизить затраты без снижения надежности систем электроснабжения. Однако применение таких методов обслуживания требует внедрения систем предиктивной диагностики и мониторинга состояния электротехнического оборудования [9].

Исходя из этого тема выпускной квалификационной работы, связанная предиктивной диагностикой трансформаторов с литой изоляцией, является актуальной.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка алгоритма системы предиктивной диагностики трансформатора с литой изоляцией.

Объектом выпускной квалификационной работы является трансформатор марки ТСЛ-1000/10/0,4 кВ.

Предметом выпускной квалификационной работы является техническое состояние трансформатора марки ТСЛ-1000/10/0,4 кВ с литой изоляцией.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- проанализировать особенности и конструкцию трансформаторов с литой изоляций;
- определить параметры трансформатора, подлежащие контролю системой для определения технического состояния;
- разработать алгоритм работы и концепцию системы;
- выполнить моделирование разработанного алгоритма в современном программном продукте.

При выполнении задач поставленных в рамках выпускной квалификационной работы необходимо использовать опыт научного сообщества в части разработки систем мониторинга трансформаторов, а также оценивать существующие коммерческие разработки схожих систем.

1 Конструкция трансформаторов с литой изоляцией

Для определения параметров и характеристик трансформатора, контроль которых позволит определить состояние трансформатора максимально достоверно необходимо рассмотреть конструктивные особенности. Эскиз сухого трансформатора с литой изоляцией представлен на рисунке 1.

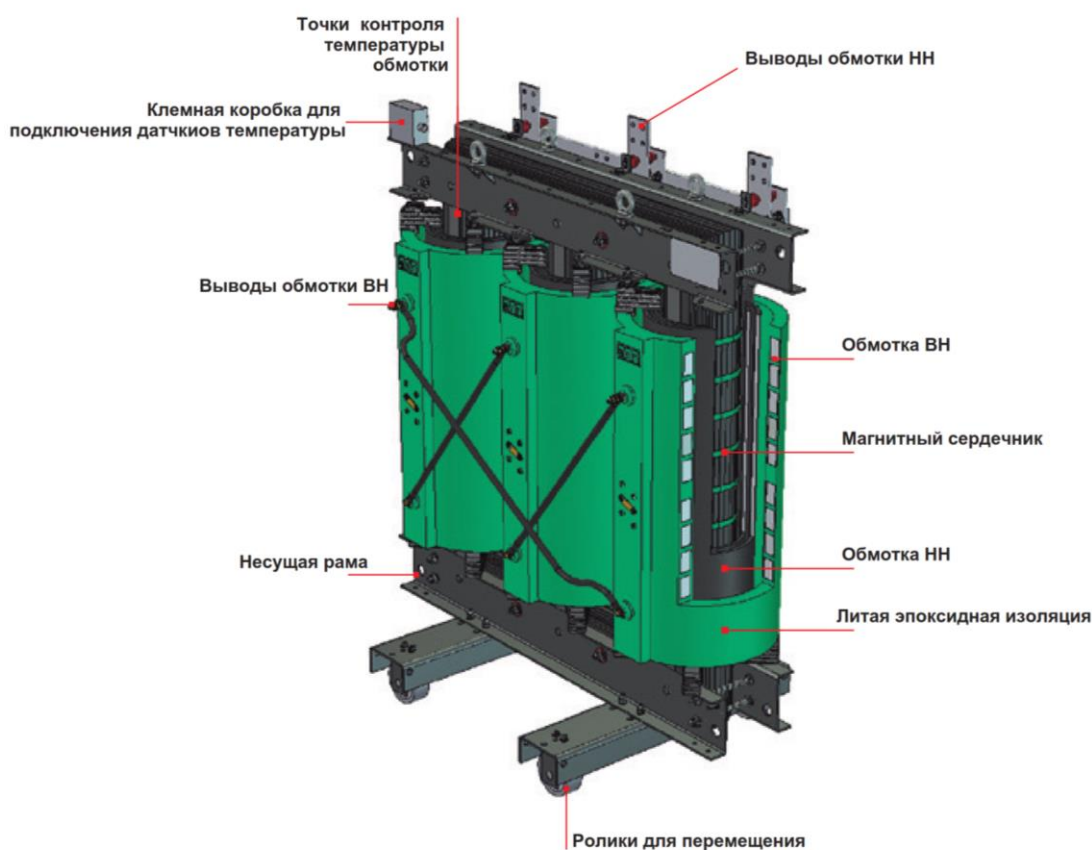


Рисунок 1 – Эскиз сухого трансформатора с литой изоляцией

Обмотки высокого (ВН) и низкого (НН) напряжений для трансформатора могут изготавливать из алюминия или из меди. Межвитковая изоляция трансформатора выполняется класса F или H. Обмотки ВН заливаются под вакуумом эпоксидным компаундом [7].

В трансформаторе обмотка ВН устанавливается поверх обмотки НН.

В эпоксидном компаунде содержится минеральный наполнитель, применение которого позволяет улучшить такие характеристики как:

- теплопроводность литой изоляции;
- стойкость к механическим нагрузкам;
- стойкость к дуговым разрядам (сквозным и поверхностным)
- адгезию эпоксидной смолы с проводниками обмоток трансформатора.

Все обмотки трансформатора, капсулированные под вакуумом, армируются стекловолокном. Сердечник трансформатора выполняется из листовой трансформаторной стали, имеющей ориентированную зернистую структуру или аморфный металл. Листовая сталь укладывается слоями в пакеты ярма и стержней. Благодаря высокой точности изготовления шумы (вибрации) и потери в стали снижены у трансформаторов с литой изоляцией более низкие по сравнению с традиционными масляными трансформаторами. Для оптимального распределения магнитного потока по направлению ориентированной структуры места стыков пластин стержней и ярма выполнены с шагом 45° и слоями перекрывают друг друга. Для защиты от коррозии сердечник имеет покрытие на основе эпоксидной смолы. Обмотки ВН и НН опираются о сердечник через точно подогнанные пластмассовые профили [3].

Выводы по разделу. Представлено описание конструкции сухого трансформатора с литой изоляцией класса напряжения 10/0,4 кВ. Показаны основные отличия, позволяющие обеспечить более лучшие характеристики по сравнению с масляными трансформаторами, а также позволит определить перечень параметров подлежащих контролю.

2 Принципы предиктивной диагностики электротехнического оборудования

В настоящее время широкое распространение получили реактивные методы в обслуживании оборудования. Реактивные методы обслуживания направлены на предотвращение отказов за счет проведения плановых осмотров, ремонтов и испытаний оборудования [9].

Оборудование при таком походе к обслуживанию проверяется и испытывается несмотря на то, что оно может не требоваться.

Предиктивными подходами можно назвать подходы, которые позволяют уйти от реактивных методов в обслуживании. Предиктивный подход позволяет перейти не просто к обслуживанию оборудования - трансформаторов по состоянию, но использовать модели прогнозирования технического состояния с целью определения периода и времени отказа оборудования или периода и времени необходимого обслуживания. Кроме того, модели предиктивной диагностики позволяют достаточно точно указать на тот элемент оборудования износ, которого является максимальным и требует ремонта или обслуживания [20]. Тем самым организации занимающиеся эксплуатацией оборудования могут заранее планировать вывод оборудования из ремонта, планировать закупку необходимых запасных частей и выполнять вывод оборудования из работы с минимальным простоем технологического процесса. Учитывая тот факт, что распределительные трансформаторы на промышленных предприятиях устанавливаются на цеховых трансформаторных подстанциях, в том числе для питания цехов основного производства, предиктивная диагностика может существенно повысить эффективность эксплуатации оборудования и перенаправить затраты, связанные с проведением периодического обслуживания на выполнение работ, связанных с ремонтом, модернизацией или реконструкцией внутризаводских систем электроснабжения.

В настоящее время в качестве моделей прогнозирования технического состояния используются преимущественно модели динамического прогнозирования [9]. Такие модели основаны на статистическом анализе данных и выявлении отклонений или изменений характеристик прогнозируемого процесса, например коэффициента прироста или коэффициента роста контролируемого параметра. Также в рамках моделей динамического прогнозирования технического состояния трансформаторов определяются факторы, являющиеся базовыми, т.е. оказывающими максимальное влияние на техническое состояние трансформатора. Резкое изменение базового параметра выдает сигнал о повреждении оборудования [11].

Стоит также отметить, что все модели прогнозирования, не могут со стопроцентной уверенностью определить техническое состояние оборудования, поэтому в алгоритмах работы существующих систем закладывается фактор завышения срока вывода оборудования в ремонт или наступления факта повреждения оборудования. При этом эксплуатирующий персонал используя системы предиктивной диагностики может самостоятельно наблюдать изменение измеряемых данных и принимать решение о продолжении эксплуатации оборудования или необходимости проведения ремонта, замены или более детального испытания оборудования.

Таким образом подход к предиктивной диагностике в первую очередь основан на применение системы мониторинга, а уже во вторую очередь добавляется функции прогнозирования технического состояния.

В рамках приказа Министерства Энергетики Российской Федерации [] параметром, определяющим техническое состояние оборудования распределительных сетей является индекс технического состояния.

Индекс технического состояния рассчитывается для функциональных узлов оборудования распределительных сетей и для всего оборудования в целом [14].

Для определения индекса технического состояния для обобщенного узла распределительной сети используется выражение:

$$И_{ТС.У} = \frac{100 \cdot \sum_{i=1}^n КВ_i \cdot ОГП_i}{4} \quad (1)$$

где $КВ_i$ – весовой коэффициент для i -й группы параметров, определяется по [14];

$ОГП_i$ – бальная оценка i -й группы параметров определяемая по методике изложенной в [14];

n – количество групп параметров для обобщенного узла распределительной сети.

Для определения индекса технического состояния единицы технологического оборудования используется выражение:

$$И_{ТС} = \sum_{i=1}^n КВУ_i \cdot ИТСУ_i \quad (2)$$

где $КВУ_i$ – весовой коэффициент для i -го функционального узла оборудования, определяется по [14];

$ИТСУ_i$ – индекс технического состояния i -го функционального узла оборудования, определяется по [14];

n – число функциональных узлов, влияющих на итоговый индекс технического состояния, определяется конкретным видом оборудования.

Также для оценки технического состояния может применяться коэффициент текущего технического состояния.

$$K_{\text{ТТС}} = 1 - \sum_{i=1}^n K_{\text{ТТС.у.}i} \quad (3)$$

где $K_{\text{ТТС.у.}i}$ – коэффициент текущего технического состояния i -го узла оборудования;

n – количество узлов оборудования, оказывающих влияние на техническое состояния.

Стоит отметить, что в отличие от индекса технического состояния ($I_{\text{ТС}}$), коэффициент текущего технического состояния ($K_{\text{ТТС}}$) определяется при техническом диагностировании или ремонте оборудования. И после проведения ремонта значение $K_{\text{ТТС}} = 1$. Сравнительные графики изменения индекса технического состояния и коэффициента текущего технического состояния показаны на рисунке 2.

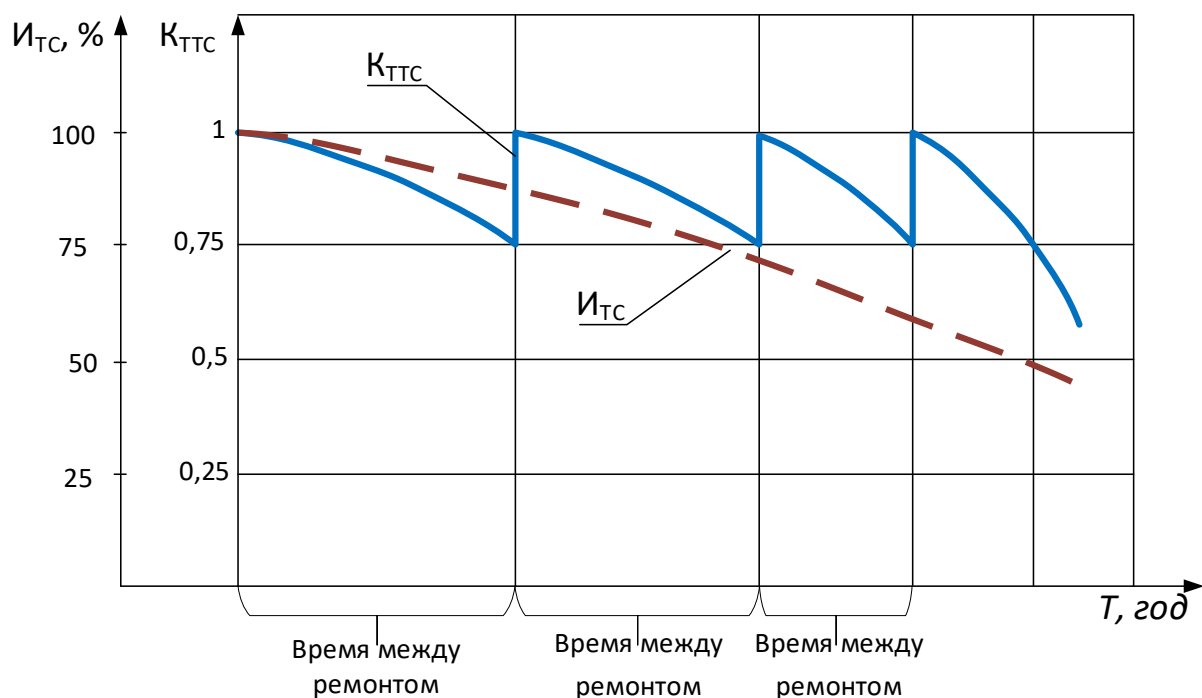


Рисунок 2 - Связь индекса технического состояния и коэффициента текущего технического состояния

Для определения весовых коэффициентов, согласно [14], рекомендуется использование метода Саати – метод парных сравнений [11]. Такой метод

позволяет определить значения весовых коэффициентов для различных функциональных узлов опираясь на мнения нескольких специалистов-экспертов. Применение в данном методе мнений нескольких экспертов позволяет снизить вероятность субъективного распределения значений весовых коэффициентов.

Относительно объекта выпускной квалификационной работы – распределительного трансформатора с литой изоляцией, для выполнения задач предиктивной диагностики необходимо определить вероятные повреждения, которые могут быть диагностированы с минимальным набором измерительных устройств, так как в документе [14] не определены значения весовых коэффициентов для трансформаторов с напряжением обмоток высокого напряжения ниже 35 кВ.

Выводы по разделу. Определено, что в настоящее время для оценки технического состояния используются индексы технического состояния и коэффициенты текущего технического состояния.

Индексы технического состояния позволяют определить общий износ оборудования и износ отдельных узлов оборудования в рамках его жизненного цикла.

Коэффициент текущего технического состояния позволяет определить износ оборудования или отдельных его узлов в периоде цикла между ремонтами оборудования. После каждого ремонта оборудования коэффициент принимает значение равное 1.

Установлено, что в настоящее время применяются в основном методы динамического прогнозирования изменения технического состояния. При этом закладывается погрешность в оценке технического состояния сокращающая реальный период выхода оборудования из строя.

Для объекта выпускной квалификационной работы отсутствуют данные для определения индекса технического состояния.

3 Реактивные методы оценки технического состояния

Реактивные подходы в обслуживании электротехнического оборудования требуют проведения периодических осмотров и испытаний [11], [13]. В рамках периодических испытаний, с отключением испытуемого оборудования, определяют изменение основных параметров оборудования поочередно проводя испытательные опыты.

В рамках периодических осмотров, визуально, контролируют работу оборудования, без вывода осматриваемого оборудования из работы. При визуальном осмотре заполняется бланк с отметками о значении каждого из параметров [13].

Для трансформаторов с литой изоляцией рекомендуется проведение следующих видов испытаний [12]:

- измерение сопротивления обмоток высокого и низкого напряжений;
- проверка групп соединения обмоток трансформатора и определение действительного значения коэффициента трансформации;
- измерение потерь и величины напряжения короткого замыкания;
- измерение потерь и тока холостого хода;
- испытания электрической прочности изоляции повышенным напряжением;
- измерение частичных разрядов
- стойкость изоляции грозовым испытательным импульсам;
- измерение уровня шума трансформатора;
- испытание на определение критической температуры нагрева;
- испытание литой изоляции на огнестойкость;
- климатические испытания или проверка на подтверждение экологического класса.

Из представленного перечня испытаний трансформаторов с литой изоляцией не все испытания относятся к периодическим так как для их

проведения требуется наличие специализированного стационарного лабораторного оборудования.

Проведение испытания литой изоляции на огнестойкость проводится на заводе изготовителе трансформатора. При этом испытания проводятся не для всех трансформаторов. Испытания проводятся при сертификации оборудования на его соответствие нормируемому классу огнестойкости.

Испытания на соответствие экологическому классу также не относятся к основным испытаниям и проводится на заводе-изготовителе по требованию заказчика оборудования.

Особенность конструкции трансформаторов с литой изоляцией определяет необходимость обязательного проведения испытания на уровень частичных разрядов. Этот вид испытания относится к базовым при оценке текущего технического состояния, при уровне частичных разрядов больше 10 пКл трансформатор с литой изоляцией считается непригодным для дальнейшей эксплуатации.

Для трансформаторов с литой изоляцией также важно определять уровень шума. При этом контролируется акустическая мощность (L_w) и акустическое давление (L_p). Испытания на уровень шума позволяют определить магнестрикцию сердечника трансформатора, т.е. выявить деформации кристаллической решетки материала сердечника влияющие на состояние намагничивания. При выявлении такого повреждения кристаллической решетки материала магнитопровода, его линейные размеры могут изменяться из-за намагничивания, тем самым вызывать повреждения обмоток и ее изоляции.

Измерение величины потерь в трансформаторе в режиме холостого хода проводится на первом этапе испытаний. Не допускается проводить измерение величины потерь в трансформаторе в режиме холостого хода после воздействий на обмотки постоянным током при проведении измерений сопротивления изоляции трансформатора, определение группы соединения обмоток и т.д. Это необходимо для исключения влияния остаточного

намагничивания магнитопровода трансформатора из-за воздействия постоянного тока вызывающее существенное превышение погрешностей измерений. Для измерения величины потерь в трансформаторе в режиме холостого хода используется испытательная схема, показанная на рисунке 3.

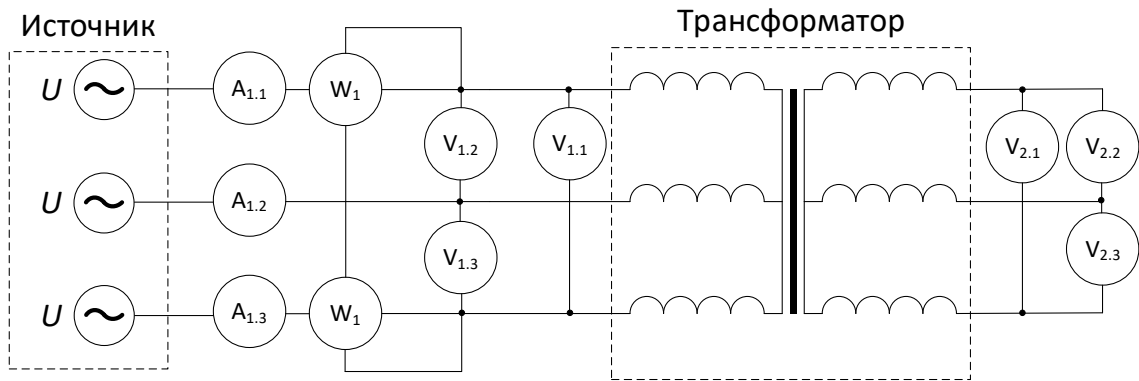


Рисунок 3 - Схема измерения потерь холостого хода трехфазного трансформатора

На рисунке 3 показан вариант испытательной схемы для трехфазного трехстержневого трансформатора, однако на практике используется однофазная схема испытаний представленная на рисунке 4, т.е. испытания проводятся поочередно для каждой фазной обмотки, при этом две оставшиеся обмотки замыкаются перемычкой.

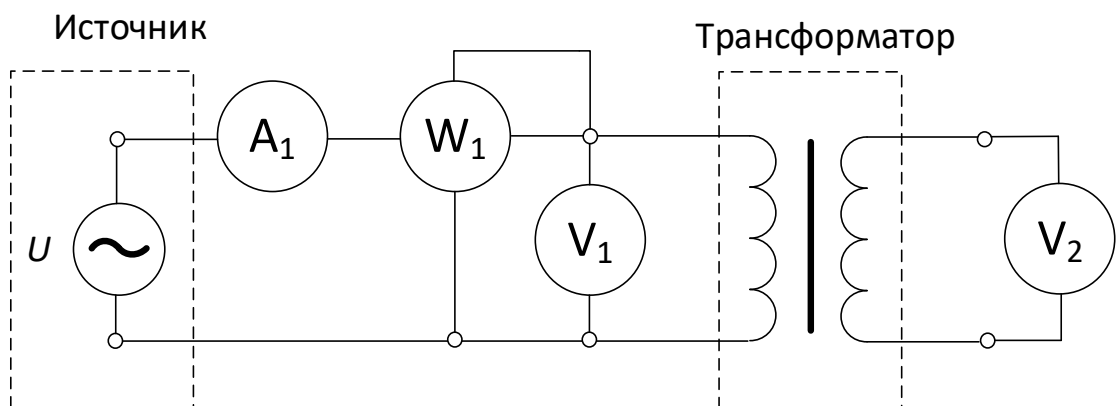


Рисунок 4 - Схема измерения потерь холостого хода однофазного трансформатора

Величина полученных потерь в трансформаторе, находящемся в эксплуатации, не нормируется. Нормирование потерь холостого хода применяется только для трансформаторов, которые вводятся в эксплуатацию впервые. При вводе трансформатора в эксплуатацию полученное значение потерь холостого хода не должно отличаться от заводского более чем на 5%. При этом подход к измерению потерь холостого хода должен соответствовать заводской методике испытания [21].

По результатам измерений потери холостого хода трансформатора определяются в следующем порядке:

- определяется действительное значение тока холостого хода для каждой измеренной фазы;
- определяются потери холостого хода в каждой фазе по результатам измерения;
- определяется суммарные потери холостого хода в трансформаторе;
- определяется величина приведенных потерь в трансформаторе по результатам испытаний.

Для определения действительного значения тока холостого хода для i -й фазы используется выражение:

$$I_{\text{хх.}i} = k \cdot I_{\text{амп.}i} \quad (4)$$

где k – цена деления амперметра, используемого для измерений;

$I_{\text{амп.}i}$ – показания амперметра, используемого для измерений тока холостого хода i -й фазы трансформатора, А.

Потери холостого хода в каждой фазе по результатам измерения определяются по выражению:

$$P_{\text{хх.ф.}i} = I_{\text{хх.}i} \cdot U_{\text{исп.возб.}i} \quad (5)$$

где $U_{\text{исп.возб.}i}$ – напряжение возбуждения обмотки i -й фазы трансформатора. При проведении испытаний может принимать значение $U_{\text{исп.возб.}i} = 220$ или $U_{\text{исп.возб.}i} = 380$, В.

Для определения суммарных потерь холостого хода в трансформаторе используется выражение:

$$P_{\text{хх.}\Sigma} = \frac{P_{\text{хх.ф.А}} + P_{\text{хх.ф.В}} + P_{\text{хх.ф.С}}}{2} \quad (6)$$

где $P_{\text{хх.ф.А}}$, $P_{\text{хх.ф.В}}$, $P_{\text{хх.ф.С}}$ – потери холостого хода в обмотках фаз А, В и С соответственно, полученные по выражению (5), кВт.

Величина приведенных потерь в трансформаторе по результатам испытаний определяется по выражению:

$$P'_{\text{хх}} = P_{\text{хх.}\Sigma} \cdot \left(\frac{U_{\text{ном.тр}}}{U_{\text{исп.возб.}i}} \right)^n \quad (7)$$

где $U_{\text{ном.тр}}$ – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения трансформатора, кВ;

$U_{\text{исп.возб.}i}$ – напряжение, прикладываемое при испытаниях, кВ;

n – показатель, определяемый сортом, стали из которой изготовлен магнитопровод испытуемого трансформатора. Для горячекатаной электротехнической стали $n = 1,8$, для холоднокатаной электротехнической стали $n = 1,9$.

Значения, полученные по выражению (14) для испытуемого трансформатора сравниваются с величиной паспортных потерь холостого хода. Величина отклонения не нормируется, однако используется для общей оценки эффективности работы трансформатора. Для измерения сопротивления изоляции обмоток трансформатора применяется мегаомметр с

напряжением источника питания 2,5 кВ. Измерение сопротивления изоляции обмоток проводится с контролем времени проведения испытания. Фиксирование значений сопротивления обмоток по показаниям мегомметра проводится через 15 секунд и через 60 секунд после начала испытания. По результатам замеров сопротивления обмотки определяется коэффициент абсорбции ($K_{абс}$) по выражению:

$$K_{абс} = \frac{R_{60}}{R_{15}} \quad (8)$$

где R_{60} – сопротивление обмотки трансформатора через 60 секунд после начала измерений, МОм;
 R_{15} – сопротивление обмотки трансформатора через 15 секунд после начала измерений, МОм.

Полученное значение коэффициента абсорбции для обмоток трансформатора по выражению (8) должно соответствовать условию:

$$K_{абс} \geq 1,2 \quad (9)$$

Важно, чтобы перед началом измерения сопротивления изоляции трансформатора было проведено заземление каждой из обмоток на время не менее 2 мин. После проведения каждого измерения также обмотки должны быть заземлены на время не менее 5 мин. Заземление обмоток необходимо для снижения погрешности проводимых измерений сопротивления изоляции трансформатора.

Так как сопротивление изоляции имеет высокий коэффициент корреляции с температурой изоляции, то при проведении замеров сопротивления изоляции необходимо привести полученные значения сопротивления к нормальным условиям испытаний, при отклонении условий при проведении испытаний. Приведение измеренного значения

сопротивления изоляции к нормальным условиям выполняется по выражениям:

$$R_{60.\text{действ}} = K_T \cdot R_{60} \quad (10)$$

$$R_{15.\text{действ}} = K_T \cdot R_{15} \quad (11)$$

где K_T – коэффициент изменения сопротивления изоляции от температуры. Зависит от класса изоляции трансформатора, принимается по данным таблиц 1 и 2.

Коэффициент изменения температуры для изоляции трансформатора класса А представлен в таблице 1 в зависимости от разницы температур при проведении испытаний с нормальными условиями испытаний, для изоляции класса В в таблице 2.

Таблица 1 - Значения коэффициента изменения сопротивления изоляции класса А

Значение K_T , для времени испытаний, сек	Значение ΔT , °C									
	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30
15	1,02	1,06	1,10	1,13	1,18	1,44	1,74	2,18	2,44	3,1
60	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,5	1,84	2,25	2,75	3,4

Таблица 2 - Значение коэффициента изменения сопротивления изоляции класса В

Значение K_T , для времени испытаний, сек	Значение ΔT , °C									
	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30
15	1,09	1,13	1,22	1,27	1,45	1,8	2,5	3,6	4,7	5,5
60	1,1	1,15	1,25	1,3	1,5	2	3	4	5	6

Для измерения сопротивления обмоток постоянному току применяется специализированный прибор – измерительный мост постоянного тока, модель

Р333. Для получения действительного значения сопротивления обмотки трансформатора постоянному току используется выражение:

$$R_{\text{изм}} = n \cdot R_{\text{с.п.}} \quad (12)$$

где n – множитель, устанавливаемый на декаде плеч моста постоянного тока;

$R_{\text{с.п.}}$ – сопротивление сравнительного плеча моста постоянного тока, Ом.

Сопротивление обмоток постоянному току должно проводиться при температуре обмотки в пределах:

$$15^{\circ}\text{C} \geq T_{\text{обм}} \leq 25^{\circ}\text{C} \quad (13)$$

Если измерение сопротивления обмотки постоянному току невозможно выполнить при соблюдении условия (13), то при выполнении измерений должно фиксироваться действительное значение температуры обмотки, а после проведения измерений все измерения должны быть приведены к нормируемой температуре испытания ($T_{\text{обм}} = 20^{\circ}\text{C}$). При этом учитывается материал, из которого изготовлена обмотка трансформатора:

$$R'_{\text{обм}} = \frac{R_{\text{изм}}(K_{\text{темп}} + T_{\text{обм}})}{K_{\text{темп}} + T_{\text{действ.}}} \quad (14)$$

где $R_{\text{изм}}$ – сопротивление обмотки, полученное при температуре обмотки $T_{\text{действ.}}$, отличающейся от нормируемой по (13), Ом;
 $K_{\text{темп}}$ – температурный коэффициент, зависящий от материала, из которого изготовлена обмотка. Для обмотки, выполненной из алюминия $K_{\text{темп}} = 245$, а для обмотки из меди $K_{\text{темп}} = 235$;
 $T_{\text{обм}}$ – нормируемая температура проведения измерений, принимается $T_{\text{обм}} = 20, ^{\circ}\text{C}$;

$T_{\text{действ.}}$ – действительная температура обмоток при проведении испытания, °С.

Действительная температура обмотки, при невыполнении условия (13), для выражения (14) определяется для фазы В трансформатора по выражению:

$$T_{\text{действ.}} = (R_{\text{изм}} - R_{\text{паспорт}}) \cdot \frac{K_{\text{темп}} + T_{\text{обм}}}{R_{\text{паспорт}} + T_{\text{обм}}} \quad (15)$$

где $R_{\text{паспорт}}$ – паспортное значение сопротивления обмотки фазы В полученное при испытаниях на заводе-изготовителе трансформатора, Ом.

Полученное по выражению (14) сопротивление обмотки трансформатора должно сравниваться с данными завода-изготовителя. Допустимое отклонение сопротивления обмотки трансформатора от заводского значения не должно превышать 2%.

Измерение действительного коэффициента трансформации выполняется для всех положений переключателя регулировки напряжения под нагрузкой (РПН) или переключателя без возбуждения (ПБВ). Для измерения действительного коэффициента трансформации применяют два вольтметра одновременно подключенных к обмоткам высокого и низкого напряжений трансформатора. Схема измерения действительного коэффициента трансформации, представленная на рисунке 5.

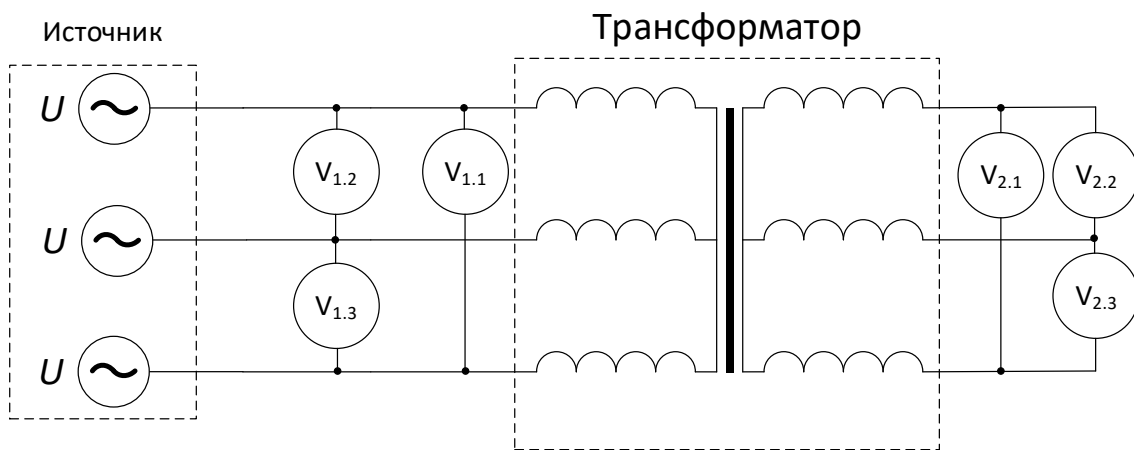


Рисунок 5 - Схема определения действительного коэффициента трансформации

По показаниям вольтметров определяется действительный коэффициент трансформации по выражению:

$$K_{\text{тр.действ}} = \frac{U_{V1.i}}{U_{V2.i}} \quad (16)$$

где $U_{V1.i}$ – показания вольтметра на стороне высокого напряжения трансформатора в i -й фазе, В;

$U_{V2.i}$ – показания вольтметра на стороне низкого напряжения трансформатора в i -й фазе, В.

Полученные по (16) значения действительных коэффициентов трансформации должны соответствовать условию:

$$0,98 \cdot K_{\text{тр.завод}} \leq K_{\text{тр.действ}} \leq 1,02 \cdot K_{\text{тр.завод}} \quad (17)$$

где $K_{\text{тр.завод}}$ – коэффициент трансформации испытуемого трансформатора согласно данным завода-изготовителя.

Контроль группы соединения обмоток трансформатора выполняется для случаев возможного режима параллельной работы трансформаторов. Проверка проводится при отсутствии данных с завода-изготовителя

трансформатора. В условиях эксплуатации трансформаторов данное испытание проводится только после проведения ремонтных работ связанных с полной или частичной заменой обмоток трансформатора.

Проверка группы соединения обмоток трансформатора выполняется согласно схеме, представленной на рисунке 6. Для проведения испытаний используют источник постоянного напряжения, который поочередно подключают к обмоткам высокого напряжения (ВН), контролируя отклонение стрелки гальванометра подключаемого к обмоткам низкого напряжения (НН). Напряжение источника постоянного тока не должно превышать $U_{ном} = 4$ (В). Группа соединения обмоток трансформатора определяется по таблице 3 с учетом отклонений стрелки гальванометра.

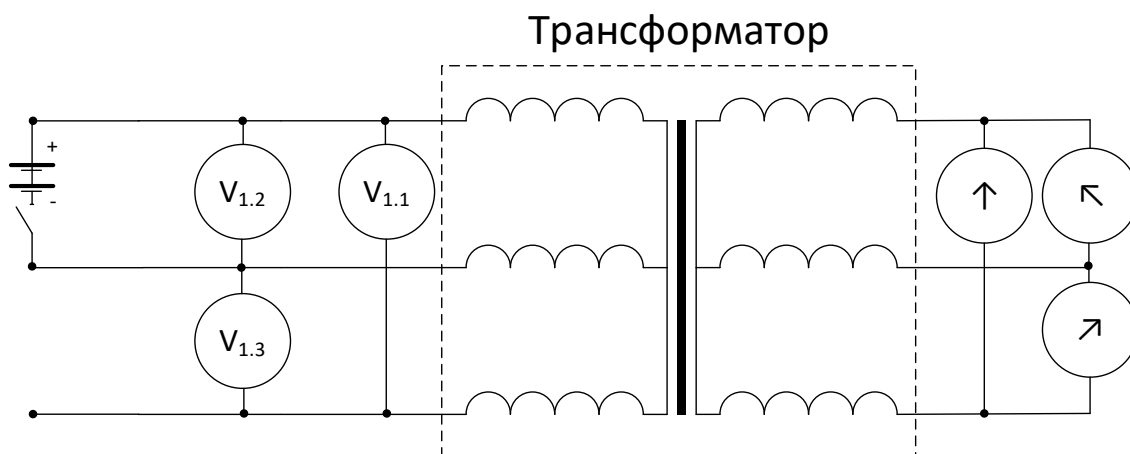


Рисунок 6 – Схема проверки группы соединения обмоток

Таблица 3 - Определение группы соединения обмоток по показаниям гальванометра

Подключение гальванометра	Положение стрелки гальванометра на обмотке низкого напряжения											
	a-b	←	←	↑	→	→	→	→	→	↑	←	←
b-c	→	→	→	→	↑	←	←	←	←	←	↑	→
a-c	↑	→	→	→	→	→	↑	←	←	←	←	←
Результаты измерений группы соединения обмоток												
Группа соединения обмоток	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Угол смещения ЭДС	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°

Для контроля электрической прочности изоляции трансформатора необходимо проведение испытаний повышенным напряжением. Для испытания повышенным напряжением используется специализированная испытательная установка, состоящая из испытательного однофазного трансформатора, а также регулировочного трансформатора – лабораторного автотрансформатора. Для испытания трансформаторов классов напряжения 10(6) кВ необходимо, чтобы испытательная установка имела выходное напряжение не ниже 31,5 кВ. Испытания повышенным напряжением проводятся переменном напряжении промышленной частоты 50 Гц. Схема проведения испытаний трансформатора повышенным напряжением представлена на рисунке 7.

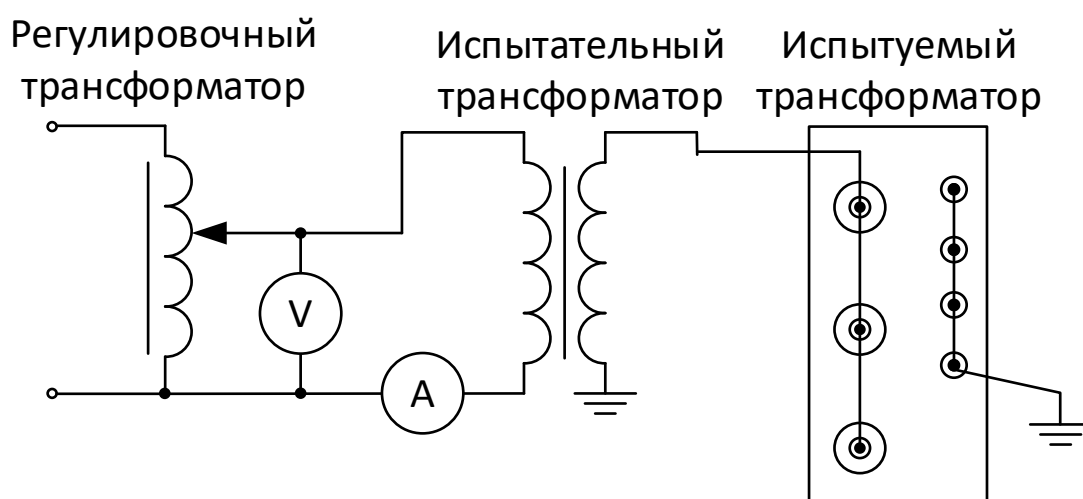


Рисунок 7 - Схема испытания трансформатора повышенным напряжением

При проведении испытаний трансформатора повышенным напряжением необходимо соблюдать время проведения испытания, которое не должно превышать 1 мин. Кроме того, при проведении испытаний повышенным напряжением необходимо соблюдать скорость подъема напряжения на трансформаторе. Скорость подъема напряжения должна быть 1,2 кВ/с. При повышении напряжения на испытуемом трансформаторе необходимо контролировать появление пробоев и перекрытий внешней изоляции. При появлении пробоев и перекрытий испытания необходимо прекратить и

выполнить осмотр трансформатора на наличие загрязнений, увлажнений или повреждений внешней изоляции. После испытания трансформатора повышенным напряжением необходимо выполнить дополнительный контроль сопротивления изоляции. Полученное значение необходимо сравнить со значением сопротивления полученным до проведения испытания повышенным напряжением. При этом сопротивления не должны отличаться. Для выбора испытательного напряжения трансформатора необходимо использовать данные таблицы 4.

Таблица 4 - Испытательные напряжения трансформаторов 10(6) кВ

Напряжение, кВ	Тип изоляции трансформатора			
	Нормальная		Облегченная	
Номинальное	10	6	10	6
Испытательное	22,5	31,5	14,	21,6

Также в рамках проведения профилактических испытаний проводится измерение сопротивления короткого замыкания. Для проведения испытания используется схема, представленная на рисунке 8. Для измерения сопротивления короткого замыкания трансформатора 10(6) кВ обмотку ВН возбуждают переменным напряжением $U_{исп} = 0,38$ кВ.

Параметры для определения сопротивления короткого замыкания, а именно ток и напряжение фиксируются по соответствующим шкалам измерительного комплекта СЭИТ-4М-К540.

Так как испытания по определению сопротивления короткого замыкания проводятся на пониженном напряжении, то результаты испытаний необходимо привести к номинальным параметрам трансформатора.

Приведенное к номинальным параметрам значение напряжения короткого замыкания определяется по выражению:

$$U_{кз.исп} = \frac{U'_{кз.исп}}{U_{ном.тр}} \cdot \frac{I_{ном.тр}}{I'_{кз.исп}} \cdot 100 \quad (18)$$

где $U'_{кз.исп}$ - значение напряжения короткого замыкания, полученное в результате испытаний на пониженном напряжении, В;
 $U_{ном.тр}$ – номинальное напряжение обмотки ВН испытуемого трансформатора, В;
 $I_{ном.тр}$ – номинальный ток испытуемого трансформатора на стороне высокого напряжения, А;
 $I'_{кз.исп}$ - ток короткого замыкания, полученный в результате испытаний на пониженном напряжении, А.

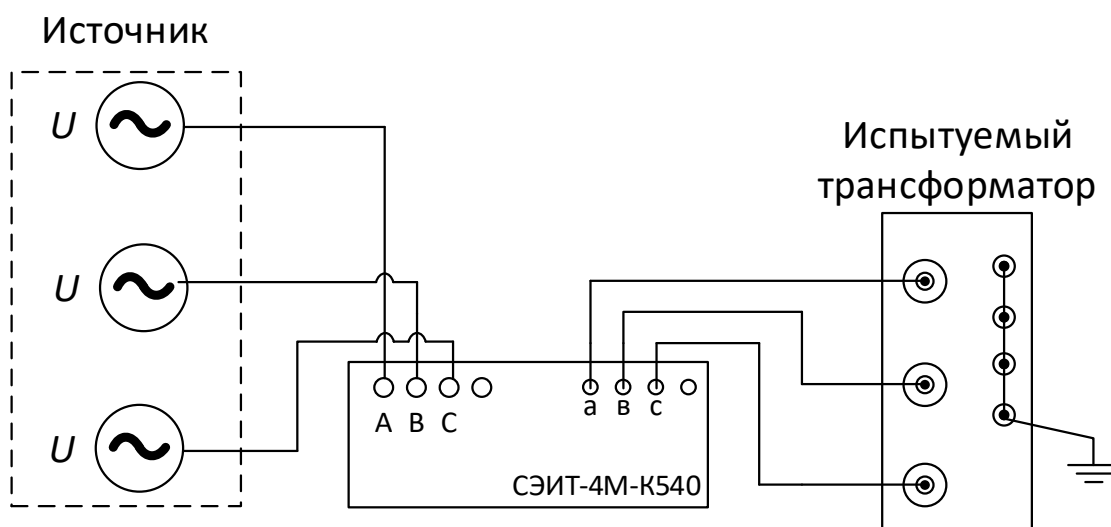


Рисунок 8 - Схема измерения сопротивления короткого замыкания трансформатора

Также по результатам испытаний определяется величина потерь короткого замыкания. Потери короткого замыкания также должны быть приведены к номинальным параметрам трансформатора по выражению:

$$P_{кз.исп} = P'_{кз.исп} \cdot \left(\frac{I_{ном.тр}}{I'_{кз.исп}} \right)^2 \quad (19)$$

где $P'_{кз.исп}$ - величина потерь короткого замыкания полученные по результатам испытаний на пониженном напряжении, Вт.

По результатам проведенных измерений также определяется полное сопротивление короткого замыкания по выражению:

$$Z_{\text{кз.тр}} = \frac{U'_{\text{кз.исп}}}{I'_{\text{кз.исп}}} \quad (20)$$

Полученное по (20) значение сравнивается с результатами предыдущих испытаний или со значением полученном при испытаниях трансформатора на заводе-изготовителе.

По результатам проведенных профилактических испытаний все данные измерений для каждого опыта заносятся в журнал. По результатам испытаний заполняется протокол испытаний.

Перечень необходимых испытаний трансформатора определяется заказчиком на основании нормативно технической документации [16], правил эксплуатации оборудования [17], а также правил устройства электроустановок [18]. Все приборы, используемые при проведении испытаний, должны входить в Госреестр средств измерений и иметь действующее на момент проведения испытаний свидетельство о поверке.

Данные результатов профилактических испытаний относительно измеренных параметров и оценка технического состояния трансформатора выполняется по данным таблицы 5.

Таблица 5 - Определение повреждений трансформатора по результатам испытаний

Вид профилактического испытания	Факторы неисправности трансформатора	Вид неисправности трансформатора
Измерение сопротивления изоляции обмоток	Разница в сопротивлениях изоляции обмоток больше 5% Разница в сопротивлении изоляции между обмотками более 5%	Повреждение ввода трансформатора
	Разница в сопротивлениях изоляции обмоток при измерениях «холодной» и «горячей» изоляции больше 5%	Увлажнение изоляции обмоток трансформатора
Измерение величины сопротивления обмоток трансформатора постоянному току. Оценка работоспособности устройства регулирования напряжения.	Разброс показаний приборов на разных ступенях регулятора напряжения превышает 5%	Ослабление контакта в устройстве регулирования напряжения из-за окисления или подгорания
	Разница в сопротивлениях изоляции обмоток выше 5%	Отводы переключателя регулятора напряжения подключены к прибору не верно
		Плохой контакт на присоединениях выводов
		Плохой контакт в местах пайки отводов регулировочной обмотки трансформатора
Определение группы соединения обмоток трансформатора	По результатам испытаний невозможно определить группу соединения обмоток	Обмотка соединена в обратном направлении, перепутаны начало и конец обмотки
Измерение величины потерь в трансформаторе для режима холостого хода	Незначительное превышение значения тока холостого хода, не более 5%	Витковое замыкание в обмотке
		Наличие замкнутого контура через стяжные болты и прессующие плиты.
		Неправильное включение параллельных обмоток
	Значительное превышение значения тока холостого хода, более 5%	Плохая шихтовка магнитопровода, неполное сечение верхнего ярма магнитопровода
	Значительное превышение значения потерь холостого хода, более 5%	Нарушена изоляция между листами стали магнитопровода Начало процесса «пожар стали»

Продолжение таблицы 5

Вид профилактического испытания	Факторы неисправности трансформатора	Вид неисправности трансформатора
Измерение сопротивления и потерь короткого замыкания трансформатора	Значительное превышение значения напряжения холостого хода и потерь короткого замыкания, более 5%	Контакт переемычки установленной на обмотке НН плохо закреплен
		Плохой контакт на выводах подключенных к обмотке ВН; Неисправность переключателя испытательной установки
		Нарушен контакт в схеме соединения обмоток трансформатора
	Значительное превышение значения потерь короткого замыкания, более 5%	Неправильное токораспределение на параллельных ветвях магнитопровода
Проверка и испытание вводов трансформатора	Перекрытие с ввода на корпус трансформатора	Трещины в изоляторах. Увлажнение внутренней изоляции высоковольтного ввода
		Загрязнении внутренней поверхности изоляторов
	Перекрытие между вводами отдельных фаз на одной стороне трансформатора	Недостаточное изоляционное расстояние между вводами трансформатора.
		Наброс постороннего предмета на ввод трансформатора
Испытание повышенным напряжением	Треск в изоляции трансформатора, выделение дыма или газа из трансформатора.	Нарушена главная или продольная изоляция трансформатора. Высокие значения частичных разрядов.
	Резкое снижение напряжения по показаниям вольтметра с одновременным повышением ток по данным амперметра	Образование электрического пробоя главной или продольной изоляции трансформатора

Вывод по разделу. Во третьем разделе выпускной квалификационной работы выполнен обзор методик испытания распределительных трансформаторов с литой изоляцией класса напряжения 10(кВ).

Определено, что для трансформаторов с литой изоляцией применимы стандартные методики испытаний, кроме испытаний связанных с испытаниями трансформаторного масла.

Для трансформаторов с литой изоляцией существуют специфические испытания, которые не применимы для маслonaполненных трансформаторов. К таким испытаниям относятся испытания с измерением шума трансформатора: акустического давления и акустической мощности. Данные испытания позволяют выявить магнитострикцию материала сердечника трансформатора.

Также для трансформаторов с литой изоляцией важным является измерение уровня частичных разрядов, данное испытание позволяет оценить техническое состояние трансформатора.

4 Концепция системы предиктивной диагностики сухих трансформаторов

Система предиктивной диагностики должна обеспечивать выполнение следующих функций [10]:

- выполнять автоматизированный сбор, обработку, хранение, накопление и представление информации оперативному персоналу предприятия;
- обеспечивать достоверность информации о технологических процессах;
- выявлять предаварийные и аварийные ситуаций на объекте измерения – сухих трансформаторах с литой изоляцией;
- обеспечивать сокращение времени на оперативное принятие решений по управляющим воздействиям, а также по минимизации времени на замену оборудования;
- минимизировать потери и простои при аварийных ситуациях;
- обеспечивать хранение и накопление информации по всем видам оборудования и повреждениям.

Структура разрабатываемой системы предиктивной диагностики включает в себя три уровня, схема взаимодействия уровней представлена на рисунке 9. Иерархическая структура автоматизированной системы представлена тремя уровнями [13].

Уровень 1. Включает в себя сухие распределительные трансформаторы, а также все первичные датчики, которые предназначены для получения первичных технологических параметров сухих трансформаторов с литой изоляцией. Для разрабатываемой автоматизированной системы диагностики сухих трансформаторов с литой изоляцией предлагается использовать следующие виды датчиков:

- датчики температуры обмоток;

- датчики температуры воздуха внутри помещения цеховой трансформаторной подстанции;
- цифровые трансформаторы тока, устанавливаемые на высокой стороне, стороне 10 кВ, сухих трансформаторов с литой изоляцией.

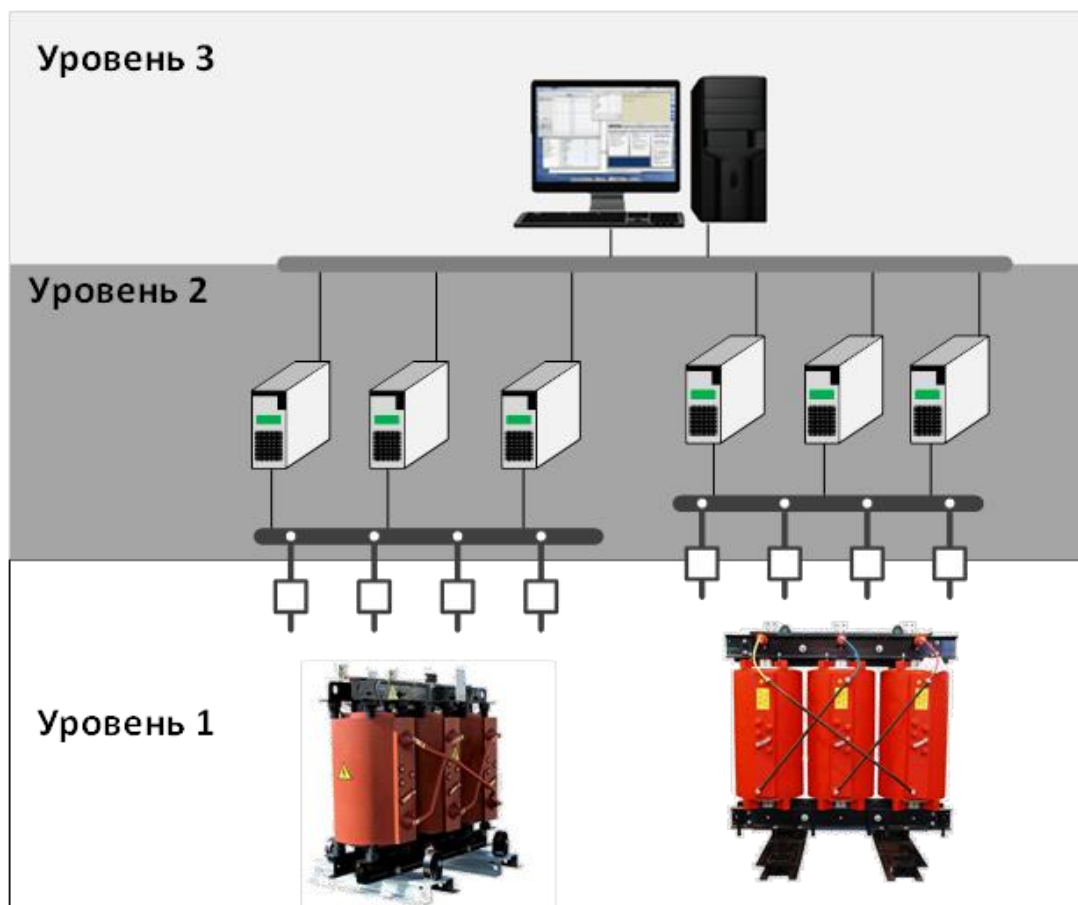


Рисунок 9 – Разделение системы по уровням

Кроме того, первый уровень системы предлагается дополнить системой видеонаблюдения, что также позволит проводить удаленный контроль качества проводимых работ и повысить наглядность отображения текущих показателей работы оборудования.

Уровень 2. В данном уровне используются средства связи для передачи информации от первичных датчиков на третий уровень системы. Сбор данных с датчиков производится через блок сбора информации с первичных датчиков. При необходимости на данном уровне происходит оцифровка данных через

аналого-цифровой преобразователь (АЦП). Этот этап применяется если имеются аналоговые датчики или датчики не имеют встроенного АЦП.

Уровень 3. На данном уровне устанавливается система сбора, накопления, анализа и отображения данных по всем объектам, подлежащим мониторингу и автоматизированной диагностике. На рисунке 10 представлено окно мониторинга состояния трансформатора в режиме реального времени, которое доступно на третьем уровне системы.

На третьем уровне доступно видеоизображение с камер, установленных в ЦТП, на котором отображается текущее время и дата [13], [15].



Рисунок 10 - Пример окна видеомониторинга

Справа от видеоизображения, в верхней части окна, расположена шкала «светофор», которая позволяет визуально оценить текущее состояние трансформатора в режиме реального времени. Для этого в шкале

использованы три цветовых индикации: зеленая соответствует нормальному режиму работы трансформатора и его нормальному состоянию, желтая соответствует состоянию требующего внимания персонала энергетической службы предприятия, а красная соответствует предаварийному состоянию и требует принятия незамедлительных мер. Стоит отметить, что цветовая индикация говорит о состоянии трансформатора на основании не только текущих значений, но и на основании расчетных показателей на основе собранных исторических данных об изменении параметров данного трансформатора. Под шкалой «светофор» отображаются текущие значения с датчиков температуры и расчетное значение коэффициента загрузки по данным с цифровых трансформаторов тока. Интерфейс окна мониторинга позволяет сохранить текущее состояние в отчет, для этого используется кнопка сохранить [19]. Также система позволяет перейти в окно с подробной информацией, где отображаются графики изменения параметров в ретроспективе. Над панелью кнопок внизу окна отображается панель перехода между ТП.

Выводы по разделу. Представлена концепция автоматизированной системы предиктивной диагностики трансформаторов с литой изоляцией промышленного предприятия, которая включает в себя три уровня. Определен перечень датчиков и измерителей, используемых на первом уровне разрабатываемой автоматизированной системы предиктивной диагностики трансформаторов с литой изоляцией промышленного предприятия, который включает в себя датчики температуры обмоток, датчики температуры внутри помещения ЦТП, цифровые трансформаторы тока и систему видеонаблюдения для повышения качества отображаемой информации о текущем состоянии и параметрах режима работы трансформаторов.

5 Оборудование системы автоматизированной диагностики

В данном разделе ВКР необходимо выбрать основное оборудование, относящееся к системе автоматизированной диагностики. Основной упор в выборе оборудования необходимо уделить первому уровню, т.е. выбору оптимальных датчиков и измерительных приборов [13], [18]:

- датчики температуры обмоток;
- датчики температуры внутри помещения ЦТП;
- цифровые трансформаторы тока.

Для сухих трансформаторов с литой изоляцией важной особенностью является температурный режим работы. При этом внимание должно быть уделено как температуре окружающей среды, так и температуре обмоток, с одновременным контролем загрузки трансформатора [8].

Все производители сухих трансформаторов с литой изоляцией внедряют в конструкцию обмоток датчики измерения температуры обмоток [22].

Для мониторинга температуры обмоток предлагается использовать датчик температуры РТ-100 или датчик типа РТС. Данные датчики выбраны так как производителями комплектуются сухие трансформаторы с литой изоляцией данными датчиками на выбор.

Датчик РТ-100 – это датчик с платиновым зондом имеющим сопротивление 100 Ом при температуре 0°C, выполняется на базе температурно-зависимого сопротивления, характеристика показана на рисунке 10. При изменении температуры на объекте измерения сопротивление датчика также изменяется. Диапазон возможных измеряемых температур с помощью датчика РТ-100 от -200°C до +400°C.

Датчик типа РТС – это датчик выполненный на базе термистора по положительным температурным коэффициентом. Данный тип датчиков применяется в системах термомониторинга. Достоинствами данного типа датчиков является из малые вес и размер. Однако данные датчики имеют существенный недостаток для применения в проектируемой системе – это не

возможность получения данных о температуре. Данные датчики позволяют настраивать вспомогательные системы (систему вентиляции ЦТП или систему охлаждения ЦТП), а также устройства защиты трансформатора от перегрева, но не позволяют передавать данные о температуре во внешние системы.

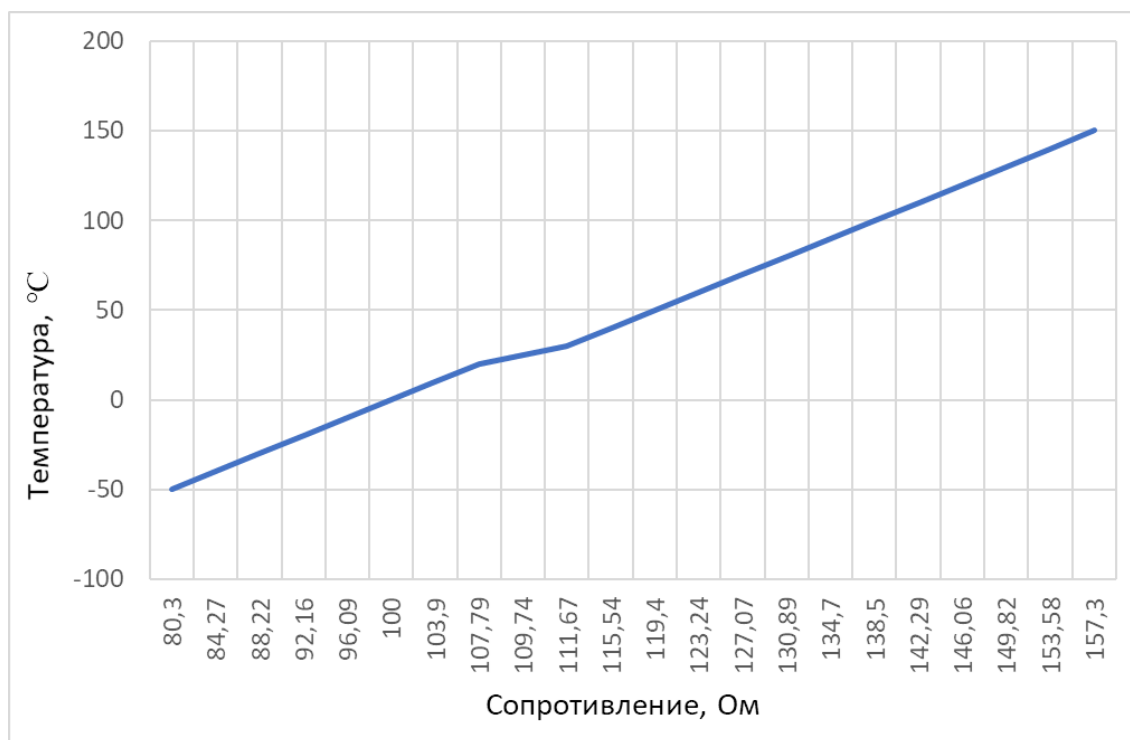


Рисунок 11 - Характеристика датчика РТ-100

Применение датчика типа РТ-100 позволяет совместно с контроллером температуры не только обеспечивать функционирование вспомогательных систем, системы защиты от перегрева, но и обеспечивать передачу сигнала о температуре обмотки во внешние системы. Поэтому применение датчика типа РТ-100 является преимущественным.

Как было показано в ранее на рисунке 1 датчик температуры монтируется внутри обмотки трансформатора, заводом изготовителем. Точка установки датчика на заводе изготовителе выбирается исходя из конструкторских расчетов наиболее нагретой точки. Поэтому применение дополнительных накладных датчиков температуры нецелесообразно.

Кроме датчика контроля температуры обмотки, заводы изготовители предлагают установку датчиков контроля температуры магнитопровода, однако это является дополнительной опцией, удорожающей и увеличивающей срок поставки трансформатора.

В разрабатываемой системе предиктивной диагностики трансформатора с литой изоляцией рассматривается применение только одного встроенного датчика типа РТ-100.

Для контроля температуры внутри помещения ЦТП также предлагается использование датчика типа РТ-100. Пример размещения датчика температуры внутри помещения подстанции рассмотрим на примере трансформаторной подстанции, представленной на рисунке 12.

На трансформаторной подстанции рекомендуется использовать два датчика температуры типа РТ-100. Применение двух датчиков температуры позволит получать более точные данные о температуре внутри помещения трансформаторной подстанции.

Кроме того, как было показано ранее в описании концепции системы предиктивной диагностики, необходимо в помещении подстанции установить систему онлайн видеонаблюдения.

Камеры системы видеонаблюдения, размещение которых показано на рисунке 12 используются только для удаленного визуального наблюдения и контроля за каждым из трансформаторов, установленных на трансформаторной подстанции. При необходимости данная система, может быть дополнена дополнительными камерами видеонаблюдения, которые предназначены для удаленного наблюдения за правильностью проводимых работ в помещении подстанции, т.е. за выполнением переключений и т.д. Так как в задачи ВКР это не входит, то функциональные возможности данной системы и ее назначение не будут рассматриваться.

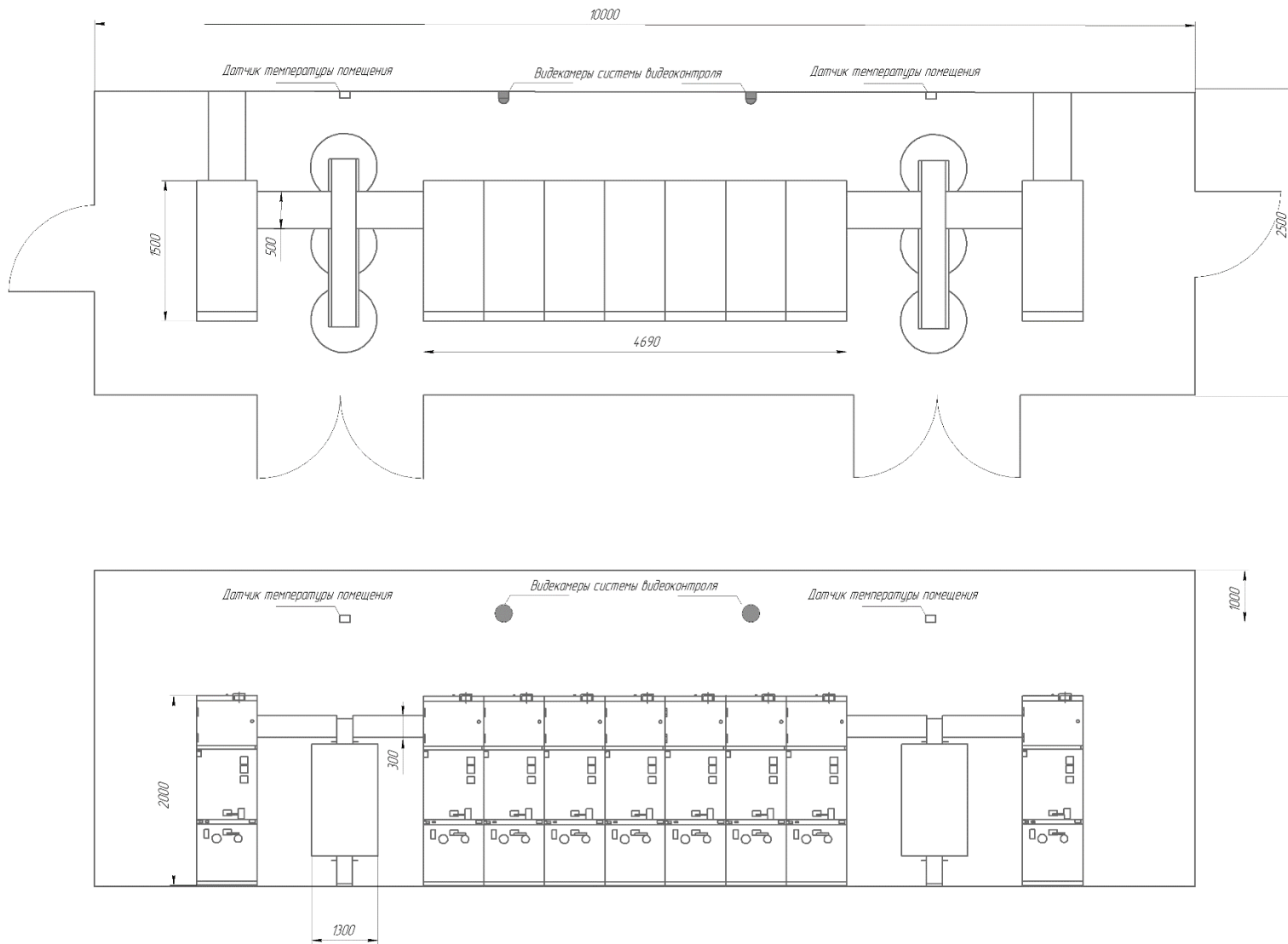


Рисунок 12 - Размещение датчиков температуры помещения и системы видеонаблюдения

Выводы по разделу. Для функционирования системы диагностики силового электрооборудования – сухих трансформаторов с литой изоляцией, выполнен выбор и обоснование использования измерительных датчиков температуры обмоток трансформатора с литой изоляцией, а также датчиков контроля и измерения температуры внутри помещения, где размещаются сухие трансформаторы с литой изоляцией.

В качестве датчиков измерения температуры обмотки и температуры внутри помещения подстанции предложено использовать датчики типа РТ-100.

Для измерения токовой нагрузки и коэффициента загрузки трансформатора предлагается на вводе каждого трансформатора установить цифровые трансформаторы тока.

6 Описание алгоритмов работы системы

Основным этапом разработки системы предиктивной диагностики силового электрооборудования – сухих трансформаторов с литой изоляцией, установленных в цеховых подстанциях, является разработка алгоритмов позволяющих проводить оценку технического состояния по каждому из диагностируемых параметров [16].

Основными диагностируемыми параметрами в рамках текущего этапа разработки системы являются:

- температура обмоток трансформатора;
- коэффициент загрузки трансформатора.

Дополнительным диагностируемым параметром является температура внутри помещения ЦТП.

Рассмотрим вначале алгоритм работы системы по параметру коэффициент загрузки [8].

Выражение для определения коэффициента загрузки:

$$K_{\text{заг}} = \frac{S_i}{S_{\text{Т.ном}}} \quad (21)$$

где S_i – мощность потребляемая в i -й интервал времени, кВА;

$S_{\text{Т.ном}}$ -номинальная мощность трансформатора, кВА.

Из выражения (21) видно, что стандартное выражение для определения коэффициента загрузки не подходит, так как требует использования дополнительных приборов, измерителей полной мощности, а в разрабатываемой системе предиктивной диагностики не планируется использования дополнительных приборов. Поэтому предлагается коэффициент загрузки трансформатора определять по выражению:

$$K_{\text{заг}} = \frac{S_i}{S_{\text{Т.ном}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_i \cdot U_{\text{ном.сети}}}{S_{\text{Т.ном}}} \quad (22)$$

где I_i – значение тока измеренной на i -м интервале времени, А;

$U_{\text{ном.сети}}$ – номинальное напряжение сети, является постоянной величиной, кВ;

$S_{\text{Т.ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

В выражении (22) переменной величиной является значение величины тока I_i , которое измеряется на стороне ВН с помощью измерительных трансформаторов тока.

Значение $U_{\text{ном.сети}}$ в выражении (22) является постоянной величиной и для рассматриваемых сухих трансформаторов с литой изоляцией, принимается равным $U_{\text{ном.сети}} = 10$ кВ.

Определение коэффициента загрузки предлагается выполнять с интервалом 1 с. Такая высокая частота позволит точно отслеживать изменение коэффициента загрузки, однако усложнит анализ этого параметра. Значения коэффициента загрузки, полученные с частотой 1 с не будут храниться долгое время, они будут использоваться только в окне текущего отображения данных. Для диагностики трансформатора по коэффициенту загрузки [22] предлагается использовать средневзвешенное значение коэффициента загрузки за час. Это расчетное значение будет записываться и храниться в базе данных [19] и использоваться для расчета срока службы трансформатора. Средневзвешенный часовой коэффициент загрузки трансформатора [1] определяется выражением:

$$\hat{K}_{\text{заг},j} = \frac{\sum_{i=1}^{3600} \frac{\sqrt{3} \cdot I_i \cdot U_{\text{ном.сети}}}{S_{\text{Т.ном}}} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^{3600} \frac{\sqrt{3} \cdot I_i \cdot U_{\text{ном.сети}}}{S_{\text{Т.ном}}}} \quad (23)$$

где j – это час, за который происходит расчет средневзвешенного коэффициента загрузки трансформатора, принимает значения от 1 до 24;

X_i – весовой коэффициент, определяемый для трансформатора.

В алгоритме расчета средневзвешенного часового коэффициента загрузки предлагается определить три характерных весовых коэффициентов, и все секундные коэффициенты загрузки разделять по весам автоматически. Распределение весов предлагается выполнять по данным, представленным в таблице 6.

Таблица 6 – Распределение весовых коэффициентов для показателя $K_{\text{заг}}$

Интервал значения $K_{\text{заг}}$	Соответствующий весовой коэффициент	Соответствие шкале «светофор»
$[0 \dots K_{\text{з.опт}})$	0,5	зеленый
$[K_{\text{з.опт}} \dots 0,6)$	1	зеленый
$[0,6 \dots 0,7]$	1,5	желтый
$(0,7 \dots 1]$	2,5	желтый
$(1 \dots 1,4]$	4	красный

В таблице 6 используется значение $K_{\text{з.опт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора, который определяется по паспортным данным конкретного трансформатора по выражению [5], [6], [21]:

$$K_{\text{з.опт}} = \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{х}}}{\Delta P_{\text{к}}}} \quad (24)$$

где $\Delta P_{\text{х}}$ – паспортное значение величины потерь холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta P_{\text{к}}$ – паспортное значение величины потерь короткого замыкания трансформатора, кВт.

Оптимальный коэффициент загрузки соответствует режиму минимальных потерь в трансформаторе и режиму максимального КПД, при этом негативного влияния на состояние трансформатора такой уровень загрузки не оказывает, поэтому для данных интервалов приняты низкие значения весовых коэффициентов. Наибольшее влияние оказывает коэффициенты загрузки близкие к экономически эффективному значению, который находится в пределах от 0,6 до 0,7. Превышение значений коэффициента загрузки выше экономически эффективного серьезно сказывается на скорости старения изоляции трансформатора, поэтому для данных коэффициентов загрузки приняты высокие значения весовых коэффициентов. Так как разрабатываемая система требует проведения апробации [1] и тестирования на реальных трансформаторах значения весовых коэффициентов могут быть скорректированы.

Для определения суточного изменения срока службы трансформатора необходимо определять средневзвешенные значения суточных коэффициентов загрузки, которые используются для определения расчетного срока службы конкретного трансформатора, установленного на ЦТП. Средневзвешенный суточный коэффициент загрузки определяется выражением:

$$\hat{K}_{\text{заг.}k} = \frac{\sum_{i=1}^{24} \frac{\sqrt{3} \cdot I_i \cdot U_{\text{ном.сети}}}{S_{\text{Т.ном}}} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^{24} \frac{\sqrt{3} \cdot I_i \cdot U_{\text{ном.сети}}}{S_{\text{Т.ном}}}} \quad (25)$$

где k – номер суток, за которые определяется средневзвешенное значение коэффициента загрузки;

X_i – весовой коэффициент, определяемый для трансформатора по таблице 6.

Зависимость изменения относительного срока службы трансформатора от коэффициента его загрузки представлена на рисунке 13. Данная

зависимость построена по данным [5], [6]. С помощью MS Excel получено уравнение тренда, которое с достоверностью аппроксимации $R^2 = 0,9995$ позволило определить уравнения тренда [1]:

$$N_{\%} = 76,242 \cdot e^{0,492 \cdot \hat{K}_{\text{заг}}} \quad (26)$$

где $N_{\%}$ - относительное изменение срока службы трансформатора от коэффициента загрузки, о.е.;

$\hat{K}_{\text{заг}}$ – средневзвешенное суточное значение коэффициента загрузки.

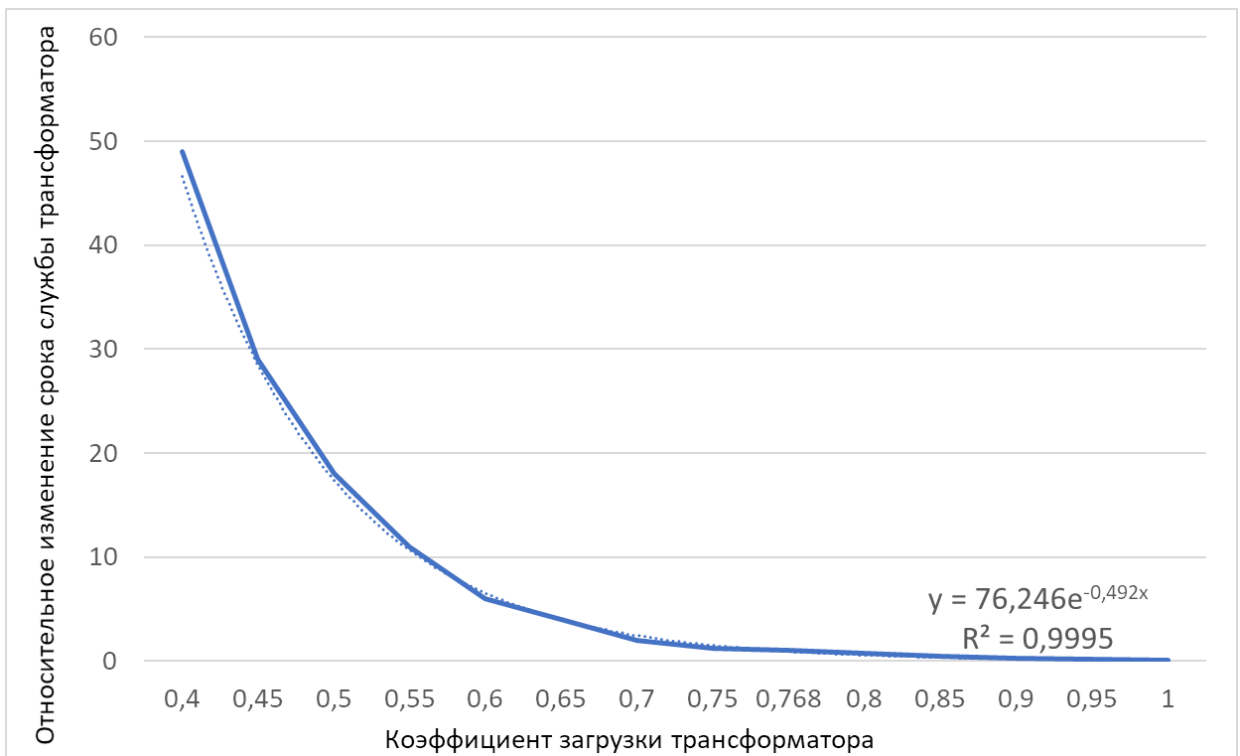


Рисунок 13 – Изменение относительного срока службы трансформатора от коэффициента загрузки

За номинальный срок службы трансформатора принимается нормируемый срок эксплуатации $N_{\text{факт}} = 30$ лет. Тогда суточное снижения срока службы по средневзвешенному суточному коэффициенту загрузки будет определяться по выражению:

$$\Delta N_{\text{сут.загр}} = N_{\text{факт}} - \Delta N_I = N_{\text{факт}} - (76,242 \cdot e^{0,492 \cdot \hat{K}_{\text{заг.сут}}}) \cdot 10^{-6} \quad (27)$$

где $N_{\text{факт}}$ – фактический срок службы трансформатора, лет;

ΔN_I – величина снижения срока службы трансформатора от влияния токовой нагрузки;

$\hat{K}_{\text{заг.сут}}$ – средневзвешенное значение суточного коэффициента загрузки трансформатора.

Кроме коэффициента загрузки на срок службы трансформатора оказывает влияние температуры [18]. Фактор коэффициент загрузки и температура трансформатора – температура наиболее нагретой точки связаны между собой, но дополнительно на температуру наиболее нагретой точки будет оказывать влияние температура внутри помещения ЦТП. В разрабатываемой системе автоматизированной диагностики силового электрооборудования оба данных критерия подлежат мониторингу, поэтому также будут использованы в определении срока службы трансформатора [21], [22].

Относительная скорость термического износа изоляции определяется выражением:

$$V = e^{-0,1155 \cdot \Theta_n} \cdot 2^{\frac{\Theta_n - \Theta_{\text{обм.расч}}}{6}} \quad (28)$$

где Θ_n – температура обмоток по данным измерений, °С;

$\Theta_{\text{обм.расч}}$ – расчетное (номинальное) значение температуры обмотки, т.е. значение температуры, соответствующее максимальному сроку службы трансформатора, может быть принята равной 98°С.

Измерение температуры обмотки, как и коэффициента загрузки нужно подвергать выравниванию с помощью усреднения [11]. Интервал усреднения необходимо выбирать исходя из постоянной времени нагрева изоляции

обмотки, а также исходя из расчетного значения температуры обмотки, которая зависит от тока нагрузки согласно:

$$\tau = (\tau_{\text{ном}} - \tau_0) \cdot K_{\text{заг}}^2 + \tau_{\text{о.с}} \quad (29)$$

где $\tau_{\text{ном}}$ – номинальное значение длительно допустимой температуры для литой изоляции сухого трансформатора, принимается согласно ее классу;

$\tau_{\text{ном}}$ – нормативное значение температуры окружающей среды, принимается равной 20°C;

$K_{\text{заг}}$ – коэффициент загрузки трансформатора, определяется по (22);

$\tau_{\text{о.с}}$ – температура окружающей среды.

Таким образом, по выражению (29) мы видим, что расчетная температура зависит от тока нагрузки и температуры окружающей среды. Для выражения (29) предлагается использовать не секундное значение коэффициента загрузки, а часовое, т.е. средневзвешенное значение за час согласно выражению (25). Тогда для значения $\tau_{\text{о.с}}$ также необходимо применить суточное выравнивание.

Так как трансформаторы расположены внутри помещения, которое обладает тепловой инерцией, то предлагается использовать часовое усреднение температуры, т.е. в выражении (29) использовать среднее значение температуры окружающей среды за час.

Значение полученное в (29) должно сравниваться каждый час со значениями температуры обмоток, полученных с датчика температуры, установленного внутри трансформатора. Если наблюдается серьезное расхождение между расчетным и измеренным значением, то необходимо шкалу «светофор» для трансформаторов данной ТП перевести в красную зону и проинформировать персонал энергетической службы предприятия для детального разбора сложившейся ситуации.

Этапы выравнивания измеренных значений температуры обмоток в течении суток выполняется также как и для коэффициента загрузки, сначала определяется средневзвешенное значение температуры обмотки за час, а затем определяется средневзвешенное значение за сутки.

Весовые коэффициенты для расчета средневзвешенных значений температуры представлены в таблице 7. Значения весовых коэффициентов принимаются одинаковыми как для расчета средневзвешенного значения за сутки, так и средневзвешенного значения за час.

Таблица 7 - Весовые коэффициенты для расчета температуры

Интервал значений температуры	Весовой коэффициент	Соответствие шкале «светофор»
(0 ... 50]	0,5	зеленый
(50 ... 60]	1	зеленый
(60 ... 70]	1,2	зеленый
(70 ... 80]	1,5	желтый
(80 ... 90]	1,8	желтый
(90 ... 100]	2	желтый
(100 ... 120]	2,5	красный
(120 ... 140]	4	красный

Фиксация значения температуры обмотки производится каждые 10 секунд, таким образом средневзвешенное значение температуры за час определяется по:

$$\hat{\Theta}_{h,j} = \frac{\sum_{i=1}^{360} \Theta_h \cdot X_i}{\sum_{i=1}^{360} \Theta_h} \quad (30)$$

где j – номер интервала усреднения, т.е. номер десятисекундного периода в течении часа, за который происходит расчет средневзвешенного значения температуры;

Θ_h - значение температуры по встроенному в трансформатор датчику температуры, °C;

X_i – весовой коэффициент, определяемый для трансформатора по таблице 7.

Средневзвешенное значение суточной температуры определяется по выражению:

$$\hat{\Theta}_{h.k} = \frac{\sum_{i=1}^{24} \hat{\Theta}_{h.j} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^{24} \hat{\Theta}_{h.j}} \quad (31)$$

где k – номер суток, за которое происходит усреднение температуры обмотки;

$\hat{\Theta}_{h.j}$ – часовое средневзвешенное значение температуры обмотки полученное по (30), °C;

X_i – весовой коэффициент, определяемый для трансформатора по таблице 7.

Используя значение полученное в (31) определяется суточное старение изоляции трансформатора по температуре:

$$N_T = e^{-0,1155 \cdot \hat{\Theta}_{h.k}} \cdot 2^{\frac{\hat{\Theta}_{h.k} - 98}{6}} \quad (32)$$

Далее выполняется расчет общего вклада в снижение срока службы трансформатора от влияния температуры и влияния токовой нагрузки. Для этого необходимо модернизировать выражение (33):

$$\begin{aligned} \Delta N_{\text{сут.загр}} &= N_{\text{факт}} - \frac{N_I \cdot N_T}{N_I + N_T} = \\ &= N_{\text{факт}} - \frac{(76,242 \cdot e^{0,492 \cdot \hat{K}_{\text{загр.сут}}}) \cdot 10^{-6} \cdot e^{-0,1155 \cdot \hat{\Theta}_{h.k}} \cdot 2^{\frac{\hat{\Theta}_{h.k} - 98}{6}}}{(76,242 \cdot e^{0,492 \cdot \hat{K}_{\text{загр.сут}}}) \cdot 10^{-6} + e^{-0,1155 \cdot \hat{\Theta}_{h.k}} \cdot 2^{\frac{\hat{\Theta}_{h.k} - 98}{6}}} \end{aligned} \quad (33)$$

Выводы по разделу. Разработаны алгоритмы работы автоматизированной системы предиктивной диагностики сухих трансформаторов с литой изоляцией, используемых на промышленных

предприятиях. Разработанные алгоритмы позволяют оценивать суточное снижение срока службы трансформаторов за счет влияния температурных показателей обмотки трансформатора и за счет оценки токовой нагрузки.

Для оценки токовой нагрузки используется алгоритм позволяющий проводить выравнивание данных, значений коэффициента загрузки, в течении суток с учетом весовых коэффициентов. Двойное выравнивание ряда суточных значений коэффициентов загрузки позволяет выбрать наиболее высокие значения, которые в реальности и оказывают высокое негативное влияние на трансформаторы. Кроме того, автоматизированная система позволяет вести непрерывный контроль измеряемых параметров, так как в окне программы отображаются данные в реальном времени. При превышении нормируемых значений предусмотрено оповещение персонала энергетической службы.

Так как на состояние литой изоляции трансформатора оказывает влияние температурные параметры, т.е. нагрев обмоток трансформатора, то в систему внесены алгоритмы, отслеживающие суточные колебания температуры. Измерение температуры проводится каждые 10 секунд, после чего происходит выравнивание значений в течении часа, а затем часовые данные выравниваются по суткам с использованием весовых коэффициентов. Значения весовых коэффициентов подобраны таким образом, чтобы иметь максимальную возможность отследить высокие значения температуры, так как именно они приводят к термическому разложению изоляции трансформатора и являются предвестниками появления частичных разрядов. Измерение температуры проводится не только встроенным в обмотку датчиком температуры, но и контролируется по токовой нагрузке и температуре внутри помещения ЦТП. Если наблюдаются серьезные расхождения между расчетным и измеренным значением температуры персонал энергетической службы информируется об этом незамедлительно.

7 Моделирование системы предиктивной диагностики трансформатора с литой изоляцией

Важным этапом разработки системы предиктивной диагностики является этап компьютерного моделирования. Данный этап позволяет проверить и скорректировать алгоритм системы без применения реальных трансформаторов [2].

Для моделирования системы предиктивной диагностики используется программный продукт MATLAB/Simulink [2]. Данный программный продукт позволяет выполнять моделирование различных электротехнических устройств и режимов их работы. Для разработки компьютерной модели системы предиктивной диагностики трансформатора с литой изоляцией необходимо на первом этапе выполнить расчет параметров модели. Расчет параметров модели выполняется по паспортным значениям трансформатора с литой изоляцией. Паспортные значения параметров для трансформатора с литой изоляцией представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Паспортные данные трансформатора ТСЛ-1000/10/0,4 кВ

Наименование параметра	Обозначение	Единица измерения	Значения параметров
			ТСЛ 1000
Мощность	$S_{\text{транс.ном}}$	кВА	1000
Напряжение обмотки ВН	$U_{\text{ВН.ном}}$	кВ	10
Напряжение обмотки НН	$U_{\text{НН.ном}}$	кВ	0,4
Ток холостого хода	$i_{\text{хх.}\%}$	%	0,35
Напряжение короткого замыкания	$u_{\text{кз.}\%}$	%	6
Потери холостого хода	$P_{\text{хх}}$	кВт	1,65
Потери короткого замыкания	$P_{\text{кз}}$	кВт	9,2
Схема соединения обмотки ВН	-	-	Y
Схема соединения обмотки НН	-	-	$Y_{\text{H-0}}$

Окно ввода параметров модели двухобмоточного трансформатора MATLAB/Simulink показаны на рисунках 14 и 15.

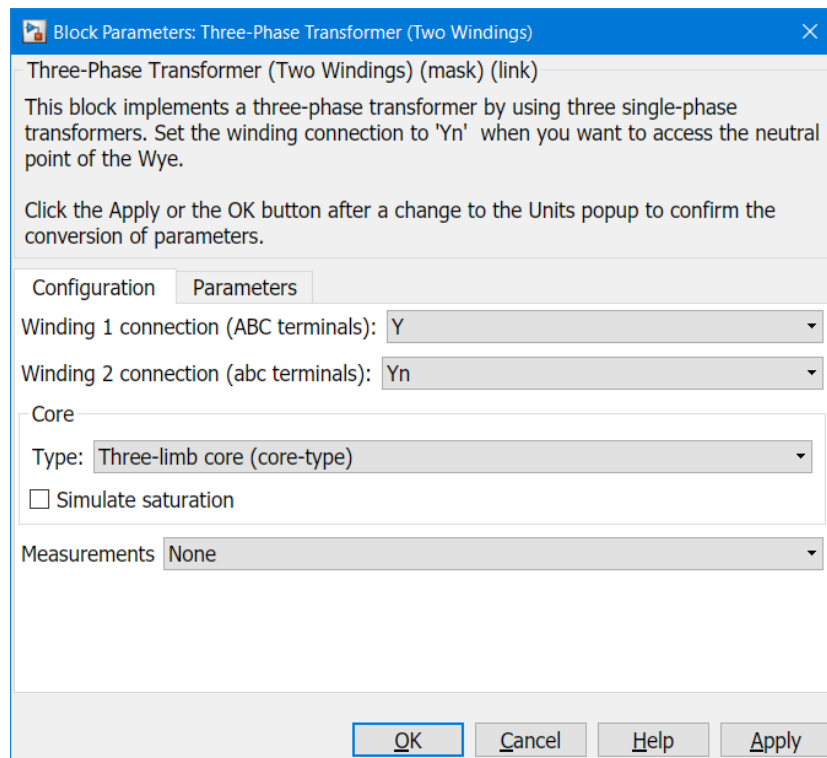


Рисунок 14 – Окно ввода параметров модели трансформатора, вкладка Configuration

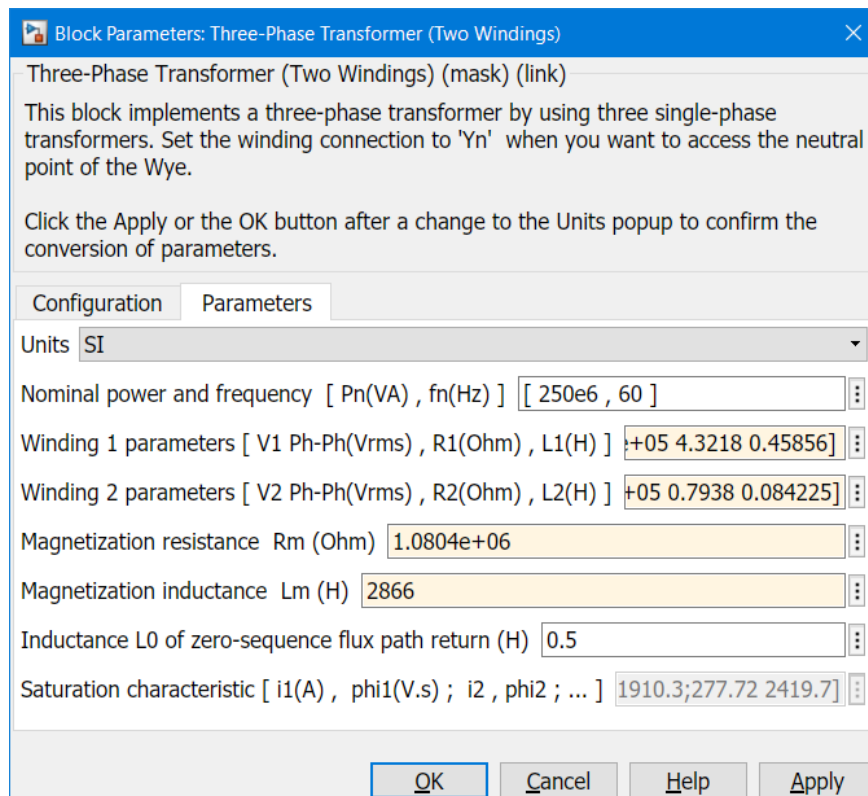


Рисунок 15 - Окно ввода параметров модели трансформатора, вкладка Parameters

Определим параметры модели двухобмоточного трансформатора по паспортным данным из таблицы 8.

Определение параметров выполним в именованных единицах. Такое уточнение приведено из-за того, что модель двухобмоточного трансформатора позволяет вводить параметры модели в относительных единицах.

Номинальный ток трансформатора, по обмотке высокого напряжения:

$$I_{\text{ВН.ном}} = \frac{S_{\text{транс.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН.ном}}} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 57,73 \text{ (А)} \quad (34)$$

Действительное значение тока холостого хода:

$$I_{\text{хх.дейст}} = \frac{i_{\text{хх.}\%}}{100} \cdot I_{\text{ВН.ном}} = \frac{0,35}{100} \cdot 57,73 = 0,2 \text{ (А)} \quad (35)$$

Активное сопротивление ветви намагничивания трансформатора ТСЛ-1000/10/0,4 кВ:

$$R_m = \left(\frac{U_{\text{ВН.ном}}}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot \frac{m}{P_{\text{хх}}} = \left(\frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot \frac{3}{1,65 \cdot 10^3} = 60606 \text{ (Ом)} \quad (36)$$

Индуктивность ветви намагничивания:

$$L_m = \frac{2\pi \cdot f}{\sqrt{\left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{хх.дейст}}}{U_{\text{ВН.ном}}} \right)^2 - \frac{1}{R_m^2}}} = \frac{2\pi \cdot 50}{\sqrt{\left(\frac{\sqrt{3} \cdot 0,2}{10 \cdot 10^3} \right)^2 - \frac{1}{(60,61 \cdot 10^3)^2}}} \quad (37)$$

$$L_m = 103,12 \text{ (Гн)}$$

Действительное значение фазного напряжения короткого замыкания трансформатора:

$$U_{\text{кз.действ.}\phi} = \frac{U_{\text{ВН.НОМ}}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{u_{\text{кз.}\%}}{100} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} \cdot \frac{6}{100} = 346,41 \text{ (В)} \quad (38)$$

Активное сопротивление первичной обмотки трансформатора ТСЛ-1000/10/0,4 кВ:

$$R_1 = 0,5 \cdot \frac{P_{\text{кз}}}{3 \cdot (I_{\text{ВН.НОМ}})^2} = 0,5 \cdot \frac{9,2 \cdot 10^3}{3 \cdot 57,73^2} = 0,46 \text{ (Ом)} \quad (39)$$

Полное сопротивление короткого замыкания трансформатора ТСЛ-1000/10/0,4 кВ:

$$Z_{\text{кз}} = \frac{U_{\text{кз.действ.}\phi}}{I_{\text{ВН.НОМ}}} = \frac{346,41}{57,73} = 6 \text{ (Ом)} \quad (40)$$

Индуктивное сопротивление короткого замыкания:

$$X_{\text{кз}} = \sqrt{Z_{\text{кз}}^2 - \left(\frac{P_{\text{кз}}}{3 \cdot (I_{\text{ВН.НОМ}})^2} \right)^2} = \sqrt{6^2 - \left(\frac{9,2 \cdot 10^3}{3 \cdot 57,73^2} \right)^2} = 5,9 \text{ (Ом)} \quad (41)$$

Индуктивность первичной обмотки трансформатора ТСЛ-1000/10/0,4 кВ:

$$L_1 = \frac{0,5 \cdot X_{\text{кз}}}{2\pi \cdot f} = \frac{0,5 \cdot 5,9}{2\pi \cdot 50} = 0,0094 \text{ (Гн)} \quad (42)$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{ВН.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН.НОМ}}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3} = 14,4 \quad (43)$$

Активное сопротивление вторичной обмотки трансформатора ТСЛ-1000/10/0,4 кВ:

$$R_2 = \frac{R_1}{K_{тр}^2} = \frac{0,46}{14,4^2} = 0,0022 \text{ (Ом)} \quad (44)$$

Индуктивность вторичной обмотки трансформатора ТСЛ-1000/10/0,4:

$$L_2 = \frac{0,5 \cdot X_{кз}}{2\pi \cdot f \cdot K_{тр}^2} = \frac{0,5 \cdot 5,9}{2\pi \cdot 50 \cdot 14,4} = 4,53 \cdot 10^{-5} \text{ (Гн)} \quad (45)$$

Внесем значения параметров модели, полученные по выражениям (34) - (45) в соответствующие поля окна ввода параметров модели трансформатора.

Для выполнения моделирования необходимо в схему модели добавить трехфазный источник напряжения, блок моделирования нагрузки трансформатора, блоки измерения тока и напряжения, блок Continuous. Общий вид модели показан на рисунке.

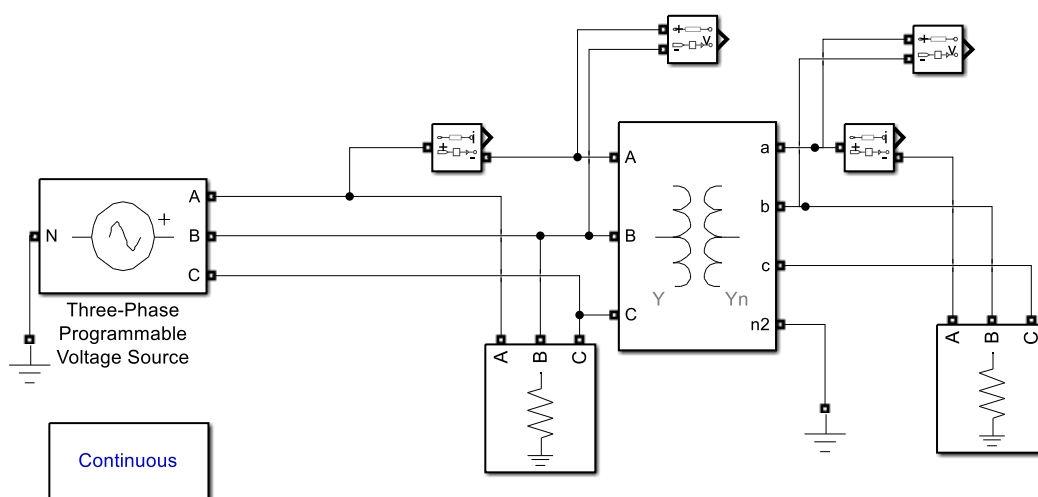


Рисунок 16 - Модель тестирования системы предиктивной диагностики

Модель определения остаточного ресурса трансформатора составим на основании методики, описанной в разделе 6 выпускной квалификационной

работы. При разработке модели системы прогнозирования примем следующие допущения:

- коэффициент загрузки определим по данным с измерительных датчиков тока и напряжения установленных на стороне высокого и низкого напряжений
- не используем в модели усреднение значений коэффициента загрузки, так как моделирование нагрузки выполнено статическим значением.

Модель системы внесем в подсистему тестовой модели, вид подсистемы модели показан на рисунке 17.

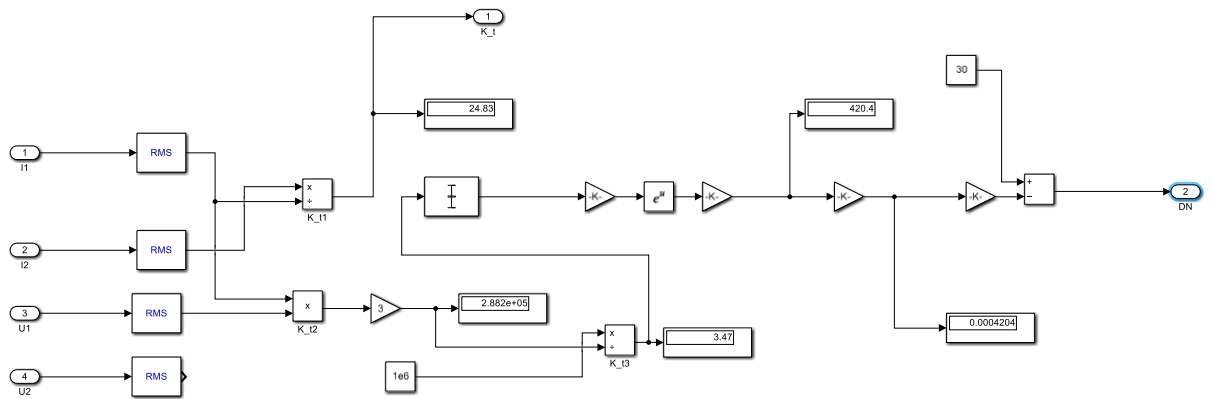


Рисунок 17 - Изображение модели системы прогнозирования остаточного ресурса

Для проведения эксперимента по тестированию разработанной модели прогнозирования остаточного ресурса трансформатора марки ТМГ-1000/10/0,4 кВ используем значения нагрузки на стороне низкого напряжения трансформатора в пределах от $(0,1 \dots 1,5) S_{\text{транс.ном}}$, время моделирования 10 с. Определим, что 10 с модельного времени соответствует 1 минуте реального времени работы трансформатора на соответствующем коэффициенте загрузки. Примем, что трансформатор работает с такими условиями работы 5 суток. Исходя из результатов моделирования определим на сколько

отклоняется фактическое значение изменения ресурса от установленного 5 суток.

Все данные по тестированию модели сведем в таблицу .

Таблица 9 - Результаты моделирования

$\hat{K}_{\text{заг.к}}$	$\hat{K}_{\text{заг.к}} \cdot S_{\text{транс.ном}}$	$\Delta N_{\text{сут.загр}}$, лет	$\Delta N_{\text{сут.загр}}$, дней
0,1	100000	29,887	1,374833333
0,2	200000	29,884	1,411333333
0,3	300000	29,88	1,46
0,4	400000	29,878	1,484333333
0,5	500000	29,873	1,545166667
0,6	600000	29,8699	1,582883333
0,7	700000	29,866	1,630333333
0,8	800000	29,862	1,679
0,9	900000	29,859	1,7155
1	1000000	29,854	1,776333333
1,1	1100000	29,85	1,825
1,2	1200000	29,846	1,873666667
1,3	1300000	29,842	1,922333333
1,4	1400000	29,838	1,971
1,5	1500000	29,834	2,019666667

По результатам таблицы 9 построим график, представленный на рисунке 18

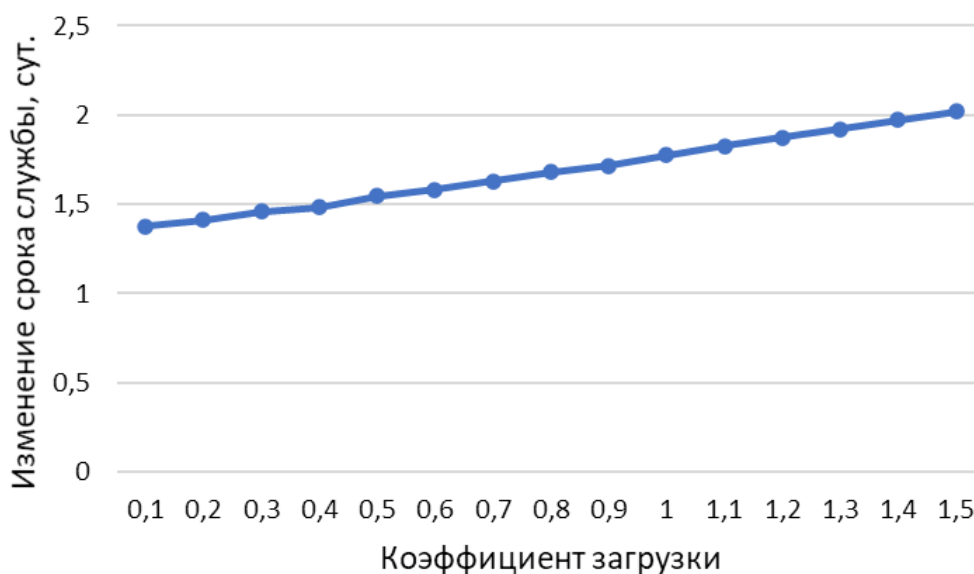


Рисунок 18 - Зависимость среднесуточного коэффициента загрузки от снижения срока службы трансформатора

Выводы по разделу. Для проверки разработанного алгоритма прогнозирования снижения срока службы трансформатора разработана тестовая модель и модель системы прогнозирования снижения срока службы от значения загрузки трансформатора. Смоделирована ситуация, при которой среднесуточный коэффициент загрузки был от 0,1 до 1,5. При этом получены значения снижения срока службы трансформатора в годах и сутках.

По результатам моделирования получено, что при двукратном превышении загрузки срок службы трансформатора сокращается в два раза.

Разработанная модель требует уточнения за счет внесения функции контроля температуры внутри помещения трансформаторной подстанции и температуры обмотки, согласно алгоритму разработанному в разделе 6 выпускной квалификационной работы. Учет влияния температуры должен скорректировать изменение срока службы трансформатора как в области высоких коэффициентов загрузки, так и в области малых коэффициентов загрузки.

Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены результаты разработки системы предиктивной диагностики трансформатора с литой изоляцией. Во введении дана характеристика актуальности тематики выпускной квалификационной работы.

В рамках первого раздела выпускной квалификационной работы описана конструкция сухого трансформатора с литой изоляцией класса напряжения 10/0,4 кВ. Показаны основные отличия, позволяющие обеспечить лучшие характеристики по сравнению с масляными трансформаторами, а также позволит определить перечень параметров подлежащих контролю.

Определено, что в настоящее время для оценки технического состояния используются индексы технического состояния и коэффициенты текущего технического состояния. Индексы технического состояния позволяют определить общий износ оборудования и износ отдельных узлов оборудования в рамках его жизненного цикла.

Коэффициент текущего технического состояния позволяет определить износ оборудования или отдельных его узлов в периоде цикла между ремонтами оборудования. После каждого ремонта оборудования коэффициент принимает значение равное 1.

Установлено, что в настоящее время применяются в основном методы динамического прогнозирования изменения технического состояния. При этом закладывается погрешность в оценке технического состояния сокращающая реальный период выхода оборудования из строя.

Для объекта выпускной квалификационной работы отсутствуют данные для определения индекса технического состояния.

Во третьем разделе выпускной квалификационной работы выполнен обзор методик испытания распределительных трансформаторов с литой изоляцией класса напряжения 10(кВ).

Определено, что для трансформаторов с литой изоляцией применимы стандартные методики испытаний, кроме испытаний связанных с испытаниями трансформаторного масла.

Для трансформаторов с литой изоляцией существуют специфические испытания, которые не применимы для маслonaполненных трансформаторов. К таким испытаниям относятся испытания с измерением шума трансформатора: акустического давления и акустической мощности. Данные испытания позволяют выявить магнитострикцию материала сердечника трансформатора.

Также для трансформаторов с литой изоляцией важным является измерение уровня частичных разрядов, данное испытание позволяет оценить техническое состояние трансформатора.

Представлена концепция автоматизированной системы диагностики силового электрооборудования химического предприятия, которая включает в себя три уровня. Определен перечень датчиков и измерителей, используемых на первом уровне разрабатываемой автоматизированной системы, который включает в себя датчики температуры обмоток, датчики температуры внутри помещения ЦТП, цифровые трансформаторы тока и систему видеонаблюдения для повышения качества отображаемой информации о текущем состоянии и параметрах режима работы трансформаторов. Для выбора трансформаторов тока устанавливаемых на стороне 10 кВ сухих трансформаторов с литой изоляцией необходимо выполнить дополнительный расчет токов короткого замыкания.

Для функционирования автоматизированной системы диагностики силового электрооборудования – сухих трансформаторов с литой изоляцией, установленных на химическом предприятии выполнен выбор первичного измерительного оборудования. Для измерения токовой нагрузки и коэффициента загрузки трансформатора предлагается на вводе каждого трансформатора установить цифровые трансформаторы тока марки ЦТТ-10(6). Для выбора и проверки трансформаторов тока выполнен расчет токов

короткого замыкания. Для измерения температуры обмотки и температуры внутри помещения ЦТП выбраны датчики температуры типа РТ-100.

Разработаны алгоритмы работы автоматизированной системы диагностики силового электрооборудования – сухих трансформаторов с литой изоляцией, используемого на предприятии химической промышленности. Разработанные алгоритмы позволяют оценивать суточное снижение срока службы трансформаторов за счет влияния температурных показателей обмотки трансформатора и за счет оценки токовой нагрузки.

Для оценки токовой нагрузки используется алгоритм позволяющий проводить выравнивание данных, значений коэффициента загрузки, в течении суток с учетом весовых коэффициентов. Двойное выравнивание ряда суточных значений коэффициентов загрузки позволяет выбрать наиболее высокие значения, которые в реальности и оказывают высокое негативное влияние на трансформаторы. Кроме того, автоматизированная система позволяет вести непрерывный контроль измеряемых параметров, так как в окне программы отображаются данные в реальном времени. При превышении нормируемых значений предусмотрено оповещение персонала энергетической службы.

Так как на состояние литой изоляции трансформатора оказывает влияние температурные параметры, т.е. нагрев обмоток трансформатора, то в систему внесен алгоритм, отслеживающий суточные колебания температуры. Измерение температуры проводится каждые 10 секунд, после чего происходит выравнивание значений в течении часа, а затем часовые данные выравниваются по суткам с использованием весовых коэффициентов. Значения весовых коэффициентов подобраны таким образом, чтобы иметь максимальную возможность отследить высокие значения температуры, так как именно они приводят к термическому разложению изоляции трансформатора и являются предвестниками появления частичных разрядов. Измерение температуры проводится не только встроенным в обмотку датчиком температуры, но и контролируется по токовой нагрузке и

температуре внутри помещения ЦТП. Если наблюдаются серьезные расхождения между расчетным и измеренным значением температуры персонал энергетической службы информируется об этом незамедлительно.

Для проверки разработанного алгоритма прогнозирования снижения срока службы трансформатора разработана тестовая модель и модель системы прогнозирования снижения срока службы от значения загрузки трансформатора. Смоделирована ситуация, при которой среднесуточный коэффициент загрузки был от 0,1 до 1,5. При этом получены значения снижения срока службы трансформатора в годах и сутках.

По результатам моделирования получено, что при двукратном превышении загрузки срок службы трансформатора сокращается в два раза.

Разработанная модель требует уточнения за счет внесения функции контроля температуры внутри помещения трансформаторной подстанции и температуры обмотки, согласно алгоритму разработанному в разделе 6 выпускной квалификационной работы. Учет влияния температуры должен скорректировать изменение срока службы трансформатора как в области высоких коэффициентов загрузки, так и в области малых коэффициентов загрузки.

Список используемой литературы

1. Ахмадиев Ф.Г., Гильфанов Р.М. Математическое моделирование и методы оптимизации. Учебное пособие. М.: Ай Пи Ар Медиа, 2022. 178 с.
2. Бурьков Д.В., Волощенко Ю.П. Математическое и имитационное моделирование электротехнических и робототехнических систем. Учебное пособие. Ростов-на-Дону: Изд-во Южного федерального университета, 2020. 159 с.
3. Ватаев А.С., Давидчук Г.А., Лебедев А.М. Электрические машины и трансформаторы. М.: Ай Пи Ар Медиа, 2020. 196 с.
4. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб.-метод. пособие для практических занятий и курсового проектирования. Тольятти; ТГУ 2007. 54 с.
5. Галимова А.А. Критерии выбора коэффициента загрузки силового трансформатора при проектировании подстанций распределительных сетей. Проблемы энергетики. 2013 №5-6 66-71
6. Галимова А.А. Методика расчета относительного срока службы трансформатора в распределительных сетях на этапе проектирования. // Электротехнические и информационные комплексы и системы. № 4, т. 15, 2019 56-60 С.
7. Галишников Ю.П. Трансформаторы и электрические машины. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 216 с.
8. ГОСТ Р-54419-2011 Трансформаторы силовые. Часть 12. Руководство по нагрузке сухого трансформатора. М: Стандартинформ, 2012. 28 с.
9. Крюков О.В., Сычев Н.И., Сычев М.Н., Ипполитов В.А., Воробьев С.В. Диагностика и прогнозирование технического состояния электротехнических систем энергетики. Монография. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 184 с.
10. Логанов С.В., Моругин С.Л. Объектно-ориентированные принципы разработки информационных систем. Учебное пособие. М. : Ай Пи Ар Медиа, 2022. 217 с.

11. Орлов А.И. Искусственный интеллект: статистические методы анализа данных. Учебник. М. : Ай Пи Ар Медиа, 2022. 843 с.
12. Правила устройства электроустановок: ПУЭ-7. – Новосибирск: Норматика, 2016. – 464 с.
13. Привалов Е.Е., Ефанов А.В., Ястребов С.С., Ярош В.А. Диагностика оборудования систем электроснабжения. Учебное пособие. Ставрополь : Параграф, 2020. 236 с.
14. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации "Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей" от 26.07.2017 № 676.
15. Прокушев Я.Е. Базы данных. Учебник. Санкт-Петербург : Интермедия, 2022. 264 с.
16. Старцев А.Э., Полетаев С.В., Шичёв П.С. Устройство непрерывного контроля переходных тепловых процессов сухих трансформаторов. // Научные труды КубГТУ, № 3, 2021 142-151 С.
17. Супрунюк А.В., Мильто А.В. Рациональные коэффициенты загрузки силовых трансформаторов по критерию максимума КПД. // Актуальные проблемы энергетики. 2016 176-180 С.
18. Feizifar B., Müller Z., Fandi G., Usta O. A Collective Condition Monitoring Algorithm for On-Load Tap-Changers // 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 2019. C.1-6
19. Gomez-Luna E., Mayor G.A., Guerra J.P. Application of Wavelet Transform to Obtain the Frequency Response of a Transformer From Transient Signals. Part II: Practical Assessment and Validation // IEEE Transactions on Power Delivery, vol.29, no.5, 2014. C.2231-2238
20. Hussain M.R., Refaat S.S., Abu-Rub H. Overview and Partial Discharge Analysis of Power Transformers: A Literature Review // IEEE Access, vol.9, 2021. C.64587-64605

21. Julian P., Carlos S., Miguel P., Martín H., Cristian R.R. Low Voltage Daily Energy Demand Temperature Dependent Representation by Using Circular Statistics // Applied Mathematics, vol.10, no.03, 2019. C.61.
22. Sedighi A., Kafiri A., Shahnazari M., Sehati M., Behdad F. Aging Assessment of Distribution Transformers Based on Thermal Imaging // 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 2019 C.1-5.