

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ им. А. Р. Беруни**

УДК 621.314.58

На правах рукописи

ТУЙЧИБАЕВ ОҚИЛЖОН АБДУЛЛАЕВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРА ТИПА ТМН –
10000/35 – 72У МОЩНОСТЬЮ 10000 КВА, НАПРЯЖЕНИЕМ ВН – 35
КВ, НН – 6,3 КВ ЗАВОДА АО «КВАРЦ» ГОРОДА КУВАСАЯ
ФЕРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ.**

Специальность: 5А310701 - «Электромеханика»

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание степени магистра «Электромеханик»

**Работа рассмотрена и
допускается к защите.
Зав.кафедрой «ЭМ и КТ»
доц. Н.Б. Пирматов**

«__»_____2013 г.

**Научный руководитель
доц. Салимов Д.С.**

Ташкент – 2013

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Введение.....	5
ГЛАВА I	НАДЁЖНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА ТИПА ТМН – 10000/35 – 72У	13
1.1.	Обзорные исследования по силовым трансформаторам.....	13
1.2.	Вопросы надёжности трансформатора серии ТМН – 10000/35 – 72У.....	16
1.3.	Мониторинг и анализ надёжности трансформаторов в системе STATISTICA.....	23
	Вывод.....	33
ГЛАВА II	РАСЧЁТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИС- ТИК СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТИПА ТМН – 10000/35 – 72У	35
2.1.	Расчёт эксплуатационных характеристик силового трансформатора серии ТМН – 10000/35 – 72У.....	35
2.2.	Повышение надёжности эксплуатации и продления срока службы трансформаторов.....	58
2.3.	Современные методы диагностики силовых трансформаторов.....	65
	Вывод.....	71
	Заключение.....	72
	Список использованных литератур.....	74

Введение

Развитие электротехники первоначально происходило по линии применения постоянного тока. Между тем бурно развивающаяся в XIX в. промышленность требовала все более мощные источники электрической энергии и передачи ее от мест получения до потребителя. Однако постоянный ток, несмотря на многие его положительные качества, не удовлетворяет этим требованиям, так как не может получаться в генераторах большой мощности и передаваться на большие расстояния.

Передаче энергии по линиям большой протяженности препятствовала невозможность повышения напряжения генератора сверх определенного предела. Такое повышение является необходимым во избежание больших потерь энергии в линии. Кроме того, непосредственное использование электрического тока при высоком напряжении в ряде случаев, например для освещения, оказалось бы невозможным по условиям безопасности.

В связи с этим применение переменного тока стало все больше привлекать внимание ученых-электротехников, в чем большую роль сыграли русские электротехники того времени, впервые открывшие метод трансформирования переменного тока и показавшие возможность его практического использования.

Первый шаг в получении трансформации сделал в 1877 г. русский ученый П. Н. Яблочков, который построил установку с последовательно соединенными индукционными катушками, вторичные обмотки которых питали им же изобретенные «свечи Яблочкова».

Вслед за этим трансформатор был усовершенствован русским изобретателем Н. Ф. Усагиным (1882 г.) и немецким инженером Дери (1885 г.). Следующим этапом развития применения переменного тока было изобретение русским электротехником М. О. Доливо-Добровольским

трехфазной системы переменного тока (1889 г.) и трехфазного трансформатора., (1891 г.).

С этого времени благодаря найденным практическим решениям проблем — трехфазного электродвигателя и трансформирования переменного тока — начинается бурный рост использования электрической энергии в промышленности. Одновременно с этим стало увеличиваться значение мощности изготавливаемых трансформаторов и росло напряжение, получаемое с их помощью.

Планируя приобрести трансформатор, пользователи выбирают поставщика, который может обеспечить поставку надежного трансформатора с требуемыми спецификациями на электрические эксплуатационные характеристики, относящегося к необходимому классу экологической безопасности и огнестойкости, по самой выгодной цене. Пользователи обычно не требуют применения какой-то конкретной системы изоляции, поскольку она считается составной частью оборудования, которым воспользуется фирма-изготовитель для производства изделия, в максимальной мере отвечающего их потребностям. Однако сегодня становится особенно важно, чтобы пользователь, желающий приобрести трансформатор, в наибольшей мере отвечающий его потребностям, понимал все возможные альтернативные варианты, их технические достоинства, а также то, какими плюсами или минусами обладают эти трансформаторы при практической эксплуатации. Все большую важность приобретает способность оборудования функционировать в самых разных окружающих условиях и при температурах, нередко превышающих нормальные проектные условия.

Наиболее распространенными проблемами являются высокие, порой неожиданные нагрузки и высокие окружающие температуры, типичные для многих районов Азии, в частности, для Индии. Сегодня изготовители располагают материалами, обладающими стойкостью к высоким

температурам, в частности, эмалями, смолами и лаками, что позволяет им производить системы изоляции, обеспечивающие высокую надежность при высоких температурах эксплуатации.

В условиях высоких температур окружающей среды во многих местных стандартах содержится требование к эксплуатации при температуре на уровне 50°C. Благодаря высокой термостойкости этой системы изоляции и уменьшению пространства, необходимого для охлаждения, по сравнению с трансформатором равной мощности, но рассчитанным на более низкие температуры, это оборудование будет более компактным и гораздо более легким. Более того, при каждом увеличении температурного класса размеры трансформатора можно будет уменьшать на 10—15%.

Традиционно распределение электроэнергии производится через силовые трансформаторы, заполненные жидким диэлектриком. Уже на протяжении более 100 лет эти трансформаторы производятся с применением материалов на основе целлюлозы и минерального масла в качестве охлаждающей среды. Помимо того что масло является прекрасным охлаждающим и изоляционным материалом, оно также легко воспламеняется и является потенциально горючим под воздействием пламени. Поэтому существует потребность в создании более безопасной системы распределения, если население находится в непосредственной близости от таких трансформаторов.

Благодаря высочайшему уровню безопасности по сравнению с маслонаполненным оборудованием, сухие трансформаторы приобретают все большую мировую популярность в качестве систем распределения энергии. Первостепенную важность имеет их огнестойкость и способность функционировать в различных окружающих условиях. Возрастающие тяжелые нагрузки, необходимость применения экологически безопасных материалов и требования к надежности в долгосрочной перспективе выявили недостатки этих низкотемпературных технических решений. Суровые

условия могут привести к растрескиванию больших блоков смолы, а ускоренное старение материала ведет к появлению неисправностей уже в течение первых десяти лет эксплуатации.

При приобретении обычных трансформаторов с жидким диэлектриком или сухих трансформаторов с пониженной термостойкостью, например, конструкций класса В или F с литой изоляцией, размеры агрегата, как правило, зависят от максимальной нагрузки, которую ожидает пользователь, поскольку они должны гарантировать надежность и достаточный срок эксплуатации системы изоляции. Это связано с тем фактом, что трансформаторы изолируются материалами, которые не могут выдерживать нагрузки, превышающие проектные температуры в горячих точках. Поскольку средние нагрузки часто бывают гораздо ниже максимальных, трансформатор оказывается спроектированным с большим запасом, в результате чего его габариты намного превышают необходимые.

Теперь же, благодаря принципу применения систем изоляции класса R, пользователи могут приобретать трансформаторы меньшего размера, исходя из средних ожидаемых нагрузок, а, следовательно, эти трансформаторы обходятся дешевле, чем крупногабаритные трансформаторы, рассчитанные на максимальную ожидаемую нагрузку.

Благодаря применению арамидной системы изоляции, этот трансформатор выдерживает значительные перегрузки или пиковые подъемы температуры без существенного сокращения срока эксплуатации. Этот же подход применим и в тех случаях, когда пользователи ожидают значительного увеличения мощности, которое потребуется в течение 5—10 лет после установки оборудования. Что может быть связано с расширением завода или торгового центра. Приобретение трансформатора, рассчитанного на начальные требования к мощности и способного выдерживать перегрузки на более позднем этапе, позволяет добиться существенной экономии средств и отложить дополнительные инвестиции на далекое будущее.

Согласно эмпирическому правилу, понижение температуры на каждые 10°C по сравнению с тепловым показателем удваивает срок эксплуатации материалов. Таким образом, трансформатор класса F с материалами класса 220°C будет иметь ожидаемый срок эксплуатации, более чем в 16 раз превышающий срок эксплуатации эквивалентного трансформатора с материалами, имеющими тепловой показатель 155°C , и работающего при 180°C .

Трансформаторы, работающие в условиях термических классов F или H или еще более высоких классов, имеющие системы изоляции из арамидных материалов, рассчитанные на номинальную температуру до 220°C , позволяют владельцам оборудования воспользоваться способностью выдерживать перегрузки, свойственной этим трансформаторам, без дополнительных расходов, и эксплуатировать его в течение более длительного времени.

Трансформаторы входят в состав основного оборудования электростанций, повышающих, понижающих и распределительных подстанций, различного вида преобразовательных устройств и т.д. Различное назначение, нередко связанное с различиями в конструкции, разнообразные условия работы и другие особенности требуют различного подхода к эксплуатации трансформаторов.

Но и здесь условия эксплуатации разные. Даже в условиях энергосистем одни трансформаторы находятся под постоянным надзором высококвалифицированного персонала, другие осматриваются эпизодически. У потребителей положение сложнее. Если на крупных промышленных предприятиях имеются специализированные цехи, участки и другие подразделения по эксплуатации трансформаторов, то на мелких предприятиях, в колхозах и на многих других объектах нет возможности да и необходимости содержать такие подразделения. В этих условиях небольшая бригада электриков обслуживает все имеющееся электрооборудование.

Актуальность темы. Повышение надежности оборудования, продление его технического ресурса является одной из краеугольных задач в достижении экономической эффективности любой отрасли. Проводимые в настоящее время экономические преобразования на трансформаторных подстанциях Республики Узбекистан требуют постановки и решения аналогичных задач для оборудования, обеспечивающего бесперебойное и высокоэффективное функционирование оборудования.

Учитывая, что силовые трансформаторы относятся к разряду дорогостоящего оборудования, повышение их надежности и долговечности является одной из важнейших научно-технических проблем, решение которой приведет к экономии материальных ресурсов, следовательно, к повышению экономической эффективности оборудования в целом.

Практика показала, что на подстанциях имеет место определенный класс повреждений трансформаторов, при этом отмечается, что вышедшие из строя трансформаторы не отработали гарантируемый стандартом технический ресурс, повреждения носят очень тяжелый характер и приводят к большим материальным затратам, связанным с заменой или восстановлением трансформатора.

Цель диссертации. Целью диссертационной работы является развитие теории динамической стойкости обмоток силовых трансформаторов, совершенствование методов и средств повышения надежности трансформаторов в условиях работы на подстанциях.

Для достижения этой цели в диссертационной работе был поставлен и решен следующий комплекс экспериментальных и теоретических задач:

- анализ условий работы и оценка эксплуатационной надежности силовых трансформаторов;
- исследование методов и средств ограничения токов короткого замыкания в обмотках силовых трансформаторов;

- разработка комплексной системы технического обслуживания и оценки технического состояния силовых трансформаторов;
- разработка теоретических основ определения электродинамической стойкости и показателей надежности обмоток силовых трансформаторов в зависимости от конструктивного исполнения и условий эксплуатации;
- анализ путей повышения электродинамической стойкости обмоток и разработка предложений по созданию новой модификации силовых трансформаторов повышенной электродинамической стойкости.

Научная новизна. В диссертационной работе реализован системный подход к созданию теоретических и практических основ совершенствования методов и средств повышения надежности силовых трансформаторов.

Новизна результатов, полученных в диссертационной работе, заключается в следующем:

- предложен новый подход к оценке электродинамической стойкости обмоток силовых трансформаторов, базирующийся на учете кумулятивного эффекта от воздействия отдельных коротких замыканий на материал обмотки, что позволило разработать теоретический метод расчета технического ресурса обмоток трансформаторов с учетом их конструктивных особенностей и условий эксплуатации;
- разработан метод оценки вероятностных показателей надежности обмоток силовых трансформаторов;
- разработана трехфазная схема замещения и методика исследования трехфазных трехобмоточных трансформаторов в несимметричных режимах работы с применением этой схемы;
- разработана методика и проведены исследования влияния ослабления прессовки обмоток на возможность возникновения резонансных электродинамических процессов в обмотках трансформаторов;
- усовершенствована методология технического обслуживания силовых трансформаторов;

Объект и предмет исследования. Объектом исследования являются трехфазный трансформатор завода АО «КВАРЦ».

Методы исследований. При выполнении диссертационной работы использовались методы теорий электрических машин, математической статистики и теорий надежности.

Научная новизна:

- рассчитан двухфазный силовой трансформатор завода АО «КВАРЦ»;

Научная и практическая значимость результатов работы:

- результаты исследований могут быть использованы на подстанции завода АО «КВАРЦ»;

Публикация по работе. Основные научные результаты диссертации изложены в 2 научных работах.

Структура и объём диссертационной работы. Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, содержит 98 страниц, включает 45 рисунков, 5 таблиц, оглавление и библиографический список из 21 наименований.

ГЛАВА I. НАДЁЖНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА ТИПА ТМН – 10000/35 – 72У

1.1. Обзорные исследования по силовым трансформаторам



*Рис.1.1. Силовой двухобмоточный трансформатор типа
ТМН – 10000/35 – 72У*

Трансформатор представляет собой статический электромагнитный аппарат с двумя (или больше) обмотками, имеющими между собой магнитную связь, осуществляемую переменным магнитным полем, и служит для преобразования переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения при сохранении частоты тока неизменной.

Для усиления магнитной связи между обмотками они помещаются на стальном сердечнике (рис. 1.2.). Трансформаторы, не имеющие стального сердечника, называются воздушными. Они применяются в специальных случаях при преобразовании переменных токов высокой частоты (от 10000—20000 Гц и выше). Мы будем рассматривать трансформаторы со стальным сердечником.

Трансформатор имеет не меньше двух обмоток; из них первичной обмоткой *1* называется обмотка, которая получает энергию преобразуемого

переменного тока, вторичными обмотками 2 — обмотки, которые отдают энергию преобразованного переменного тока.

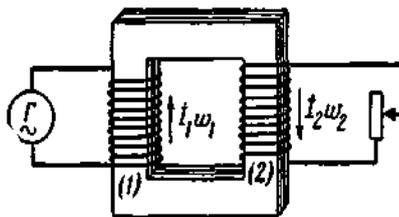


Рис. 1.2. Двухобмоточный трансформатор.

Г — генератор переменного тока.

Трансформаторы применяются в основном для преобразования однофазного и трехфазного тока. В соответствии с этим различают однофазные и трехфазные трансформаторы.

Техническое применение для передачи электрической энергии на дальние расстояния трансформаторы начинают получать в конце 80-х годов прошлого столетия.

В системе электропередачи трансформаторы являются необходимыми элементами. Передача большой мощности на дальние расстояния практически может быть осуществлена только при относительно небольшом значении тока и, следовательно, при высоком напряжении.

В начале линии электропередачи устанавливаются трансформаторы, повышающие напряжение переменного тока, вырабатываемого на электрических станциях. Напряжение в начале линии электропередачи берут тем выше, чем больше длина линии и передаваемая мощность. Оно достигает 220—250 кВ при расстоянии 200—400 км и при мощности 300—200 тыс кВт. При расстоянии около 1000 км и мощности порядка 1 млн кВт требуется напряжение 400—500 кВ. В конце линии электропередачи, устанавливаются понижающие напряжение трансформаторы, так как для распределения энергии по заводам, фабрикам, жилым домам необходимы сравнительно низкие напряжения.

В настоящее время трансформаторы находят себе самое широкое применение. Существует очень много разнообразных типов их, различающихся как по назначению, так и по выполнению.

Прежде всего нужно выделить группу силовых трансформаторов, которым будет уделено основное внимание в последующем изложении. Это те трансформаторы, которые устанавливаются в начале и конце линий электропередачи, на заводах и фабриках, в жилых домах, при электрификации сельского хозяйства. Такие трансформаторы строятся на мощности от нескольких до десятков тысяч киловольт-ампер.

Переменный ток по пути от электрической станции, где он создается, до потребителя обычно приходится трансформировать 3—4 раза. Отсюда следует, что мощность силовых трансформаторов, необходимых для передачи и распределения электроэнергии, в 3—4 раза больше мощности установленных на электрических станциях генераторов.

Каждый трансформатор снабжается щитком, прикрепленным на видном месте, с указанными на нем номинальными величинами. Последние характеризуют режим работы, для которого трансформатор предназначен. На щитке трансформатора указываются следующие номинальные величины:

1. кажущаяся мощность, $B \cdot A$ или $kB \cdot A$;
2. линейные напряжения, B или kB ;
3. линейные токи, A , при номинальной мощности;
4. частота, Гц;
5. число фаз;
6. схема и группа соединений;
7. напряжение короткого замыкания;
8. режим работы (длительный или кратковременный);
9. способ охлаждения.

1.2. Вопросы надежности трансформатора ТМН – 10000/35 – 72У

В зависимости от области применения требования надежности трансформаторов и другой аппаратуры различны. Добиваться максимально возможной надежности во всех случаях нецелесообразно, так как при этом значительно повышается стоимость изделий. Возникает понятие «стоимости» надежности. В ряде случаев значительно экономичнее повысить ремонтпригодность и ввести гарантийный ремонт.

Иногда повышение надежности приводит к увеличению размеров и веса, ограничивая возможности применения различных испытательных устройств в разъездной работе. Иное положение с трансформаторами и аппаратурой, предназначенными для ответственных устройств, как, например, в железнодорожной автоблокировке, авиации, в автоматике энергосистем и других областях техники, где выход из строя одного из элементов этих устройств может явиться причиной большого простоя оборудования и привести к аварии.

В основном аппаратура для таких устройств изготавливается на специализированных заводах. Остановимся на аппаратуре, применяемой в энергосистемах для целей автоматики (телеизмерений, сигнализации и управления) и в релейной защите. Подавляющее большинство аппаратуры — заводского изготовления, но часто приходится выполнять ее ремонт и переделку под требуемые параметры в условиях эксплуатации. Кроме того, в крупных энергосистемах систематически проводятся для ответственных объектов новые разработки силами лабораторий энергосистем.

Производственные возможности и применяемая технология в мастерских в разных энергосистемах различна, но и в лучшем случае уступает заводским условиям. Специфика требований к трансформаторам, изготавливаемым этими мастерскими, очень широка: по мощности — от трансформатора с сечением стали менее 1 см^2 (в схемах телеизмерений) до

трансформаторов с выходной мощностью до 1—2 кВ·А, так называемых «нагрузочных» (для испытания аппаратуры при больших токах); по климатическим условиям — охватываются все области Узбекистана; по требованиям надежности — для одних трансформаторов это требование является первоочередным, для других существенного значения не имеет.

Поэтому представляет интерес оценка уровня надежности по элементам, рекомендованная для электронной аппаратуры фирмой RCA, согласно которой уровень надежности элементов определяется по числу отказов за 1000 ч работы в процентах к числу элементов (таблица 1.1.).

Таблица 1.1. - Оценка уровня надежности

Уровень надежности	Условное обозначение	Опасность отказов, % на 1000 ч	Примечание
Рыночный уровень	O	20	Элементы данного уровня применяются для изделий общего пользования, не требующих количественной оценки надежности
Низкий уровень	R	1,5	Элементы данного уровня применяются для изделий неотчетственного назначения, которые должны иметь количественную оценку надежности
Стандартный военный уровень	S	0,5	—
Разгруженный стандартный уровень	DS	0,15	К этому уровню относятся элементы уровня S, повышение надежности которых достигнуто за счет их использования в режимах ниже номинальных
Верхний уровень	T	0,05	-
Разгруженный верхний уровень	DT	0,01	Повышение надежности элементов T достигается за счет их использования в разгруженных режимах работы
Высший уровень	U	0,005	—

При установке трансформаторов в сырых помещениях (котельные, насосные), особенно при наличии активных газов, предъявляются требования более тщательного выбора изоляции и применения влагозащитных пропиток и покрытий для снижения влияния токов утечки на изоляцию. В машинных помещениях необходимо учитывать вибрацию. В испытательных устройствах, предназначенных для разъездной работы, необходимо учитывать при минимальном весе механическую прочность.

Трансформатор в испытательных устройствах обычно является наиболее тяжелым узлом, его крепление должно быть достаточно продумано. Оценка необходимой надежности аппаратуры, а также разработка мероприятий для повышения технического уровня изделий являются задачей служб надежности, созданных в последнее время на некоторых предприятиях и в научно-исследовательских институтах. Существующая в энергосистемах аварийная разгрузка по частоте базируется на оценке требуемого уровня надежности энергопитания тех или иных потребителей и лишь косвенно определяет уровень надежности аппаратуры и отдельных элементов этой разгрузки.

Показательно, что фирма к высшему уровню относит электронные вычислительные машины, что естественно, поскольку они включают большое число отдельных элементов. Безусловно, для получения столь высокой надежности требуется очень тщательный отбор деталей и элементов.



Рис.1.3. Силовой трансформатор

Надежность трансформаторов зависит от качества конструкции, технологии изготовления и условий эксплуатации. Обмотки трансформатора особенно с малыми сечениями проводов в большей мере определяют надежность. Трансформаторы с повышенными напряжениями обычно имеют большие значения интенсивности отказов.

Под *надежностью трансформатора* понимается способность его безотказно работать с неизменными техническими характеристиками в течение заданного времени и при определенных условиях применения. Следовательно, надежность трансформатора характеризуется вероятностью безотказной работы его в течение заданного времени.

Надежность трансформатора имеет для практики такое же значение, как и его рабочие характеристики. Мерой надежности трансформатора является интенсивность отказов в работе в единицу времени. Под отказом в теории надежности понимается событие, после возникновения, которого изделие утрачивает способность выполнять заданные функции. Так, при отсутствии отказов в работе в течение определенного времени трансформатор обладает стопроцентной надежностью, при частых отказах он ненадежен.

Повышение долговечности и *надежности трансформаторов* наряду с усовершенствованием их конструкций достигается применением стабилизирующих присадок для масел. Из числа изоляционных и конструкционных материалов, используемых в трансформаторе, наиболее активным катализатором окисления нефтяных электроизоляционных масел является медь.

Одно из главных условий *надежности трансформатора* в эксплуатации - контроль за его температурным режимом, в частности за температурой верхних слоев масла. Значительно облегчает этот контроль наличие дистанционных электротермометров; затраты на устройство температурного контроля трансформаторов всегда себя окупают, обеспечивая

их безаварийную работу.

В зависимости от области применения требования *надежности трансформаторов* и другой аппаратуры различны.

Качество изоляции - основной показатель, определяющий *надежность трансформатора* в эксплуатации, поэтому при ремонте трансформаторов качеству и соблюдению технологии изоляционных работ необходимо уделять особое внимание. Изоляция отремонтированного трансформатора должна без повреждений и ухудшений диэлектрических свойств выдержать весь комплекс послеремонтных испытаний, а также электрические, тепловые, химические и другие воздействия на нее, возможные в процессе работы трансформатора.

Кроме состояния изоляции, весьма важным признаком *надежности трансформатора* для дальнейшей эксплуатации является состояние самих обмоток и ярмовой изоляции, отсутствие в них деформаций, смещения витков или секций и прокладок между секциями.

Причиной таких деформаций в основном являются электродинамические усилия при протекании через обмотки токов короткого замыкания. Ошибки, допускаемые при ремонте трансформаторов, способствуют ослаблению механической прочности обмоток и изоляции.

Отсутствие обоснованных расчетных методов при необходимости иметь достаточно четкие критерии для оценки устойчивости при проектировании в условиях возрастающих требований к *надежности трансформаторов* в эксплуатации выдвигает на первый план экспериментальный метод исследования и определения критических напряжений.

Экспериментальные исследования наряду с оценкой стойкости обмоток конкретного трансформатора позволяют получить статистические данные, которые могут быть использованы для проверки разрабатываемых методов расчета и получения все еще необходимых на сегодняшний день

эмпирических формул. Типовые испытания должны повторяться периодически (через 4 - 5 лет) или при внесении конструктивных изменений, при изменении технологии или материалов, влияющих на *надежность трансформатора*.

Таким образом, в настоящее время отсутствие обоснованного метода расчета, учитывающего динамический характер процессов воздействия радиальных сжимающих сил на обмотки, нелинейность механических характеристик конструкции обмотки, отклонения обмоток от идеальной формы и все возрастающие требования к *надежности трансформаторов* заставляют в процессе проектирования прибегать к экспериментальному определению устойчивости сжимаемых обмоток.

По своей конструкции трансформатор представляет собой простой и надежный аппарат. *Надежность трансформатора* определяется двумя факторами: отсутствием движущихся частей и наличием масляного заполнения, повышающего электрическую прочность изоляции.

Сердечник с обмотками погружается в железный бак, полностью заполняемый минеральным маслом - трансформаторным маслом. Масло повышает *изоляционную надежность трансформатора*. Однако основное назначение масла - охлаждение трансформатора, о чем будет сказано дальше.

Недостаток петлевой обмотки - сложность ее выполнения при большом токе, когда виток состоит из: - нескольких параллельных проводов. Это может снизить *надежность трансформатора* в эксплуатации.

Трансформатор принимается после изготовления службами контроля на заводе, а также при покупке его для замены вышедшего из строя трансформатора или для электроснабжения нового объекта. Но после этого *надежность трансформатора* может измениться в худшую сторону, так как он может перемещаться к месту хранения на заводе или на базе снабжения, и это перемещение и условия хранения могут ухудшить его состояние. Печные

трансформаторы непрерывно работают при переменной нагрузке, которая колеблется от режима холостого хода до режима короткого замыкания при несимметричном распределении нагрузки по фазам. Тяжелые условия работы печных трансформаторов требуют тщательного расчета электродинамических усилий и *надежности трансформаторов*. Для ограничения токов короткого замыкания иногда в первичную обмотку включают реакторы.

В трансформаторах ультразвуковой частоты или мощных накальных используют неизолированные медные ленты. Марка провода и тип изоляции выбираются в зависимости от условий работы и *надежности трансформатора*.

В высоковольтных и высокопотенциальных трансформаторах применяются различные изоляционные материалы, которые в совокупности образуют систему изоляции трансформаторов. Выбор системы изоляции в основном определяет конструкцию, габариты и, главное, *надежность трансформаторов*.

Вводы являются неотъемлемой и весьма важной частью трансформатора. К ним предъявляют высокие требования по надежности, так как они в значительной мере определяют *надежность трансформатора* в целом. Все отечественные трансформаторные заводы применяют съемные вводы на напряжения до 35 кВ включительно вместо применявшихся ранее вводов, армированных во фланцы.

Съемные вводы значительно легче и экономичнее армированных; их конструкция позволяет быстро заменить поврежденный фарфоровый изолятор без отсоединения токоведущего элемента ввода от отвода обмотки. Вводы ВН классов напряжения 110 - 750 кВ имеют три исполнения по конструкции изоляции: масло-барьерные, бумажно-масляные и с твердой изоляцией. Вводы с маслобарьерной изоляцией имеют большую массу и габариты и применяются очень редко.

1.3. Мониторинг и анализ надежности трансформаторов в системе *STATISTICA*

Описание предметной области. Силовые трансформаторы (сокращенно трансформаторное оборудование – ТО) являются основными элементами электрических сетей и систем, определяющими надежность и экономичность их функционирования. Отказы в работе или аварийные отключения ТО приводят к значительным убыткам.

Существенное сокращение затрат должен дать переход от нормативно установленных сроков ремонта силовых трансформаторов к проведению ремонта в зависимости от их фактического состояния. Основным инструментом внедрения этой концепции являются системы мониторинга.

Большинство причин аварий можно предотвратить, используя системы непрерывного мониторинга оборудования. В мировой практике финансовые организации предлагают страховку и кредиты под залог трансформаторов при условии, что, например, установлен непрерывный мониторинг изменения концентрации газов растворенных в трансформаторном масле.

Установка систем мониторинга на трансформаторы позволяет:

- продлить срок службы значительной части трансформаторов;
- существенно сократить эксплуатационные затраты, исключив ремонты, проводимые в определенные сроки обслуживания без учета состояния оборудования, проводя ремонт только в зависимости от фактического состояния оборудования;
- наиболее полно использовать ресурсы имеющегося трансформаторного оборудования.

Комплекс мониторинга токов, напряжений, температур, управления системой охлаждения позволяет оценивать ресурс трансформатора.

Система дистанционной комплексной диагностики состоит из:

- подсистемы непрерывного анализа растворенных газов в трансформаторном масле;
- подсистемы непрерывного мониторинга состояния высоковольтных вводов трансформатора;
- подсистемы мониторинга состояния РПН;
- системы непрерывного контроля частичных разрядов.

Результаты мониторинга анализируются в статистическом пакете *STATISTICA*.

Система *STATISTICA* позволяет проводить анализ результатов измерений с возможностью привлечения для обоснования принятия правильного управленческого решения экспертов-специалистов географически удаленных от места установки трансформатора.

Постановка задачи. В данной работе отказ трансформатора рассматривается как случайное событие, то есть заданная структура трансформатора, и условия его эксплуатации не определяют точно момент возникновения отказа.

Принятие этой, более распространенной, концепции предопределяет широкое использование теории вероятностей.

Основными задачами, которые мы ставим в этой работе, являются:

1. Оценка функции надежности, то есть вероятности того, что трансформатор проработает больше t времени;
2. Оценка функции риска, то есть вероятности того, что трансформатор откажет в какой-то малый интервал времени;
3. Сравнение надежности трансформаторов разных производителей и типов (по способу охлаждения).

STATISTICA предлагает широкий набор методов для анализа надежности и прогнозирования отказов оборудования.

Структура данных. Анализ надежности проводился в высокоэффективном статистическом продукте *STATISTICA*.

Данные занесены в таблицу, фрагмент которой представлен ниже:

№	Силовые трансформаторы						
	1 Запуск	2 Конец	3 Состояние трансформатора	4 Тип	5 Температура масла	6 Мощность, кВА	7 Производитель
01.04.5689	06.01.1998	05.12.2002	Годен	Масляные	45	4900	Российский трансформатор
01.04.5678	02.05.1998	15.01.2001	Годен	Масляные	52	2700	Российский трансформатор
01.04.5646	31.08.1998	30.12.2000	Не годен	Масляные	41	2400	Российский трансформатор
02.04.5634	22.08.1998	09.09.2007	Не годен	Масляные	42	2600	Русь
02.04.5684	09.09.1998	23.05.2006	Годен	Масляные	49	3000	Русь
02.04.5634	05.10.1998	16.11.2002	Не годен	Масляные	50	3200	Русь
03.04.5624	26.10.1998	26.08.2007	Годен	Масляные	41	3400	ООО Электро
03.04.5690	22.11.1998	22.03.1999	Не годен	Масляные	45	4100	ООО Электро
01.04.5611	20.11.1998	24.05.2003	Годен	Масляные	51	3600	Российский трансформатор
01.05.5787	15.02.1999	19.10.2000	Не годен	Сухие		3500	Российский трансформатор
03.04.5645	08.02.1999	25.03.1999	Не годен	Масляные	49	4800	ООО Электро
01.04.5612	29.03.1999	02.01.2003	Не годен	Масляные	46	3600	Российский трансформатор
02.04.5348	13.04.1999	01.06.2007	Не годен	Масляные	50	2100	Русь
02.05.5148	16.07.1999	30.11.2000	Не годен	Сухие		2100	Русь
02.04.5382	22.05.1999	12.08.2007	Годен	Масляные	43	2200	Русь
03.04.5301	16.08.1999	21.03.2008	Годен	Масляные	54	6000	ООО Электро
03.04.5809	03.09.1999	17.03.2004	Не годен	Масляные	45	4400	ООО Электро
01.04.5805	14.09.1999	05.01.2000	Не годен	Масляные	40	3100	Российский трансформатор
03.04.5444	16.01.2000	22.12.2001	Не годен	Масляные	50	3200	ООО Электро
01.04.5619	03.01.2000	21.06.2004	Годен	Масляные	40	2800	Российский трансформатор
01.04.5016	19.05.2000	19.02.2001	Не годен	Масляные	53	2400	Российский трансформатор
02.05.5999	13.05.2000	19.08.2002	Не годен	Сухие		4000	Русь
02.04.5110	09.05.2000	25.02.2005	Годен	Масляные	49	3400	Русь
03.04.5302	04.07.2000	13.05.2007	Годен	Масляные	53	4300	ООО Электро
03.04.5821	15.10.2000	01.05.2008	Годен	Масляные	41	4500	ООО Электро
02.04.5764	05.01.2001	30.05.2006	Годен	Масляные	42	3600	Русь
03.04.5996	11.01.2001	22.03.2000	Годен	Масляные	49	4000	ООО Электро

Табл. 1.2. Фрагмент таблицы данных

Структура таблицы:

1. Строки, в которых указан идентификатор трансформатора;
2. Столбцы:
 1. дата запуска трансформатора;
 2. состояние трансформатора (годен /не годен);
 3. дата выхода из строя или снятия с выполнения, в случае, когда состояние “не годен” или дата последнего осмотра трансформатора, когда состояние его “годен”;
 4. тип трансформатора;
 5. температура масла (если трансформатор по типу охлаждения сухой, то в таблице в этом столбце получаем пустую ячейку);
 6. мощность;
 7. производитель трансформаторов (в целях конфиденциальности названия компаний изменены).

Анализ надежности трансформаторов. Таблицы времен жизни

Наиболее естественный способ описания функции надежности состоит в построении таблиц времен жизни или наработок.

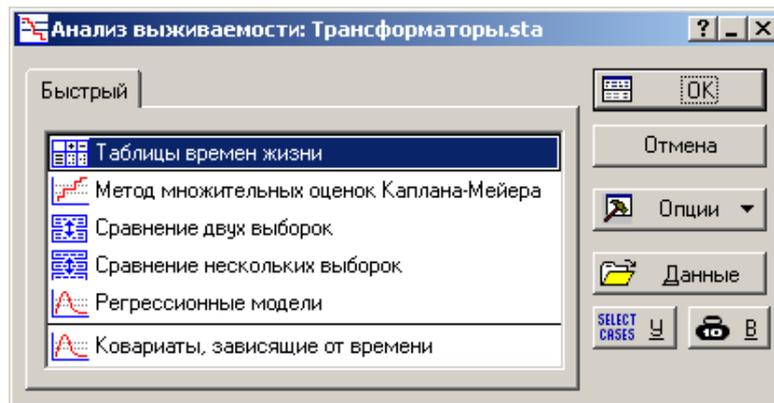


Рис. 1.4. Таблицы времен жизни или наработок

Это один традиционных приемов анализа данных о надежности.

Такую таблицу можно рассматривать как "расширенную" таблицу частот.

Область возможных времен наступления критических событий разбивается на некоторое число интервалов.

Плотность вероятности. Это оценка вероятности отказа в соответствующем интервале, определяемая таким образом:

$$F_i = \frac{(P_i - P_{i-1})}{h_i}$$

где F_i - оценка вероятности отказа в i -ом интервале, P_i - кумулятивная доля неотказавших объектов (функция надежности) к началу i -го интервала, h_i - ширина i -ого интервала.

Функция интенсивности. Функция интенсивности (этот термин был впервые использован в работе Barlow, 1963) определяется как вероятность того, что объект, работавший к началу соответствующего интервала, откажет в течение этого интервала. Оценка функции интенсивности вычисляется как число отказов, приходящихся на единицу времени соответствующего интервала, деленное на среднее число объектов, доработавших до момента времени, находящегося в середине интервала.

Оценки параметров распределения Вейбулла. Ключевым моментом является распределение Вейбулла, названное в честь шведского исследователя Валодди Вейбулла (Waloddi Weibull), применявшего это распределение для описания времен отказов разного типа в теории надежности. Распределение задается двумя параметрами:

- параметр формы;
- параметр масштаба.

Процедура оценивания параметров использует алгоритм метода наименьших квадратов. Для проведения оценивания применима модель линейной регрессии, поскольку все четыре семейства распределений могут быть "сведены к линейным" (относительно параметров) с помощью подходящих преобразований.

Оценки функций надежности и риска выхода из строя. Пусть ξ - момент отказа. Это случайная величина. $F(t)$ - функция распределения. Тогда функцией надежности называется:

$$R(t) = 1 - F(t), t > 0$$

Функция надежности - вероятность того, что отказ произошел после момента t .

Функция распределения $F(t)$ в нашем случае та, которую мы получили в предыдущем пункте. Заметим, что, исследуя реальные данные, мы строим оценки функции распределения и функции риска.

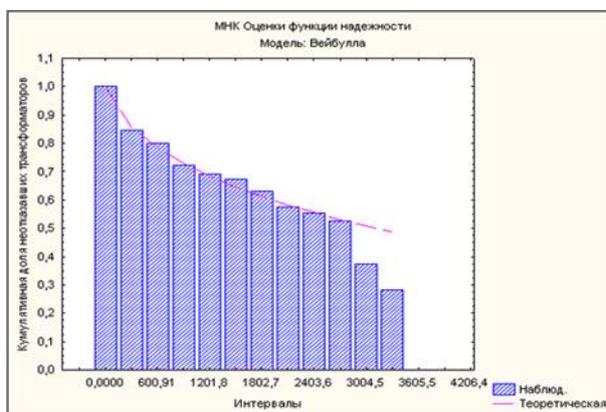


Рис. 1.5. Подгонка оцененной функции надежности к ее теоретическому значению.

При проведении анализа надежности естественно рассматривать вероятность отказа в течение малого интервала времени при условии, что в начале интервала отказа не произошло. Такая функция называется функцией риска или функцией интенсивности отказов и определяется следующим образом:

$$h(t) = \frac{f(t)}{1 - F(t)} = \frac{f(t)}{R(t)}$$

где $h(t)$ обозначает функцию интенсивности отказов или функцию риска в момент t , $f(t)$ - плотность, а $F(t)$ - функцию распределения времен отказов, $R(t)$ -функция надежности.

Для большинства исследуемых изделий (компонент, устройств и т.д.) функция интенсивности имеет форму U-образной кривой.

На ранней стадии жизни изделия риск его выхода из строя (отказ) достаточно велик, далее интенсивность отказов уменьшается до определенного предела, а затем вновь увеличивается из-за старения (износа) изделия до тех пор, пока все детали не выйдут из строя.

Исследуем функцию риска для нашего случая.

Построим в *STATISTICA* оценки функции риска на разных временных интервалах:

Оценки функции риска; Модель: Вейбулла (Трансформаторы.sta)			
Интервал	Интервал начало	Оценки функции риска	
Инт. №1	0,000	0,000425	
Инт. №2	300,455	0,000286	
Инт. №3	600,909	0,000238	
Инт. №4	901,364	0,000211	
Инт. №5	1201,818	0,000192	
Инт. №6	1502,273	0,000179	
Инт. №7	1802,727	0,000168	
Инт. №8	2103,182	0,000160	
Инт. №9	2403,636	0,000153	
Инт. №10	2704,091	0,000147	
Инт. №11	3004,545	0,000142	

Табл. 1.3. Оценки функции риска

Построим график функции интенсивности, используя богатый графический пакет программы.

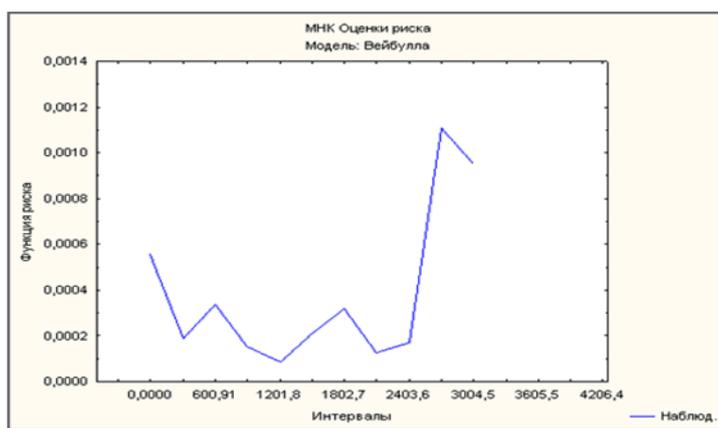


Рис. 1.6. Оценки функции риска

Исследуя оценку функции риска (интенсивности), замечаем, что в первый год эксплуатации трансформатора риск отказа велик, что можно объяснить заводским браком, дефектами, возникших при перевозке и установке трансформатора.

Затем риск становится относительно стабильным, трансформаторы работают свой срок службы.

После примерно 7 лет риск отказа снова увеличивается – это связано с износом установок.

Сравнение надежности трансформаторов разного типа. Анализ проводится в том же самом модуле, только выбираем сравнение 2 выборок.

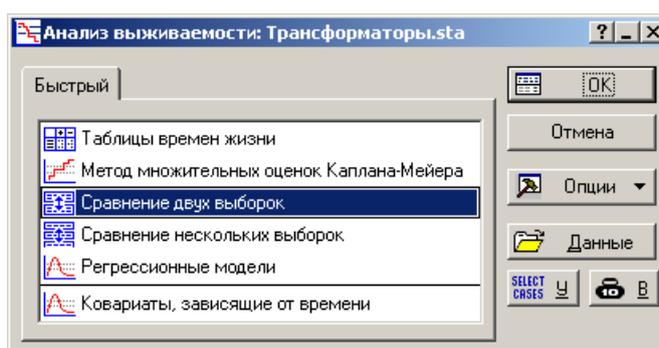


Рис. 1.7. Сравнение двух выборок

Непараметрические статистики предлагают широкий набор непараметрических критериев, которые могли бы быть применены для

сравнения времен жизни; однако эти критерии не "работают" с цензурированными данными.

В *STATISTICA* имеется пять различных (в основном непараметрических) критериев для цензурированных данных: обобщенный (Геханом) критерий Вилкоксона, F-критерий Кокса, логарифмический ранговый критерий, а также обобщенный Пето (Peto R. и Peto J.) критерий Вилкоксона.

Большинство этих критериев приводят соответствующие z-значения (значения стандартного нормального распределения); эти z-значения могут быть использованы для статистической проверки любых различий между группами. Критерии дают надежные результаты лишь при достаточно больших объемах выборок.

Для анализа наших данных будет использован F - критерий Кокса.

F-Крит. Кокса (Трансформаторы. sta)				
T1 = 22,86038 T2 = 6,339620				
F(36, 20) = 1,985782 p = ,04283				
Различн. Отказы	R(I)	M(I)	M/R	Кап/Мей. Оценка
45,000	65,00000	1,000000	0,015385	1,000000
50,000	64,00000	1,000000	0,015625	0,984615
103,00	63,00000	1,000000	0,015873	0,969231
113,00	62,00000	1,000000	0,016129	0,953846
120,00	61,00000	1,000000	0,016393	0,938461
170,00	60,00000	1,000000	0,016667	0,923077
205,00	59,00000	1,000000	0,016949	0,907692
212,00	58,00000	1,000000	0,017241	0,892308
236,00	57,00000	1,000000	0,017544	0,876923
276,00	56,00000	1,000000	0,017857	0,861538
304,00	55,00000	1,000000	0,018182	0,846154
347,00	54,00000	1,000000	0,018519	0,830769

Табл. 1.4. F - критерий Кокса.

Обращаем внимание на p-значение, **p=0,4238**.

Оно меньше, чем 0,5, поэтому делаем вывод о разном уровне надежности для разных типов трансформаторов.

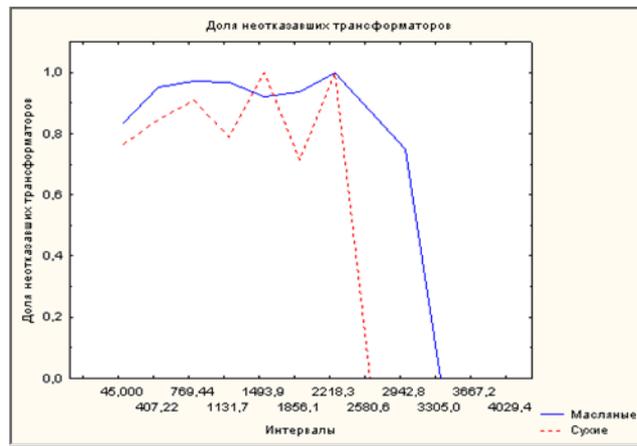


Рис. 1.8. График доли неотказавших трансформаторов по группам.



Рис. 1.9. График функции надежности по группам.

Как видно из графиков, более надежными являются трансформаторы с масляным типом охлаждения.

Сравнение надежности трансформаторов разных производителей. Многовыборочный критерий представляет собой развитие критерия Вилкоксона, обобщенного Геханом, критерия Вилкоксона, обобщенного Пето, и логарифмически рангового критерия. Сначала каждому времени жизни приписывается его вклад в соответствии с процедурой Ментела (Mantel, 1967); далее на основе этих вкладов (по группам) вычисляется значение статистики хи-квадрат.

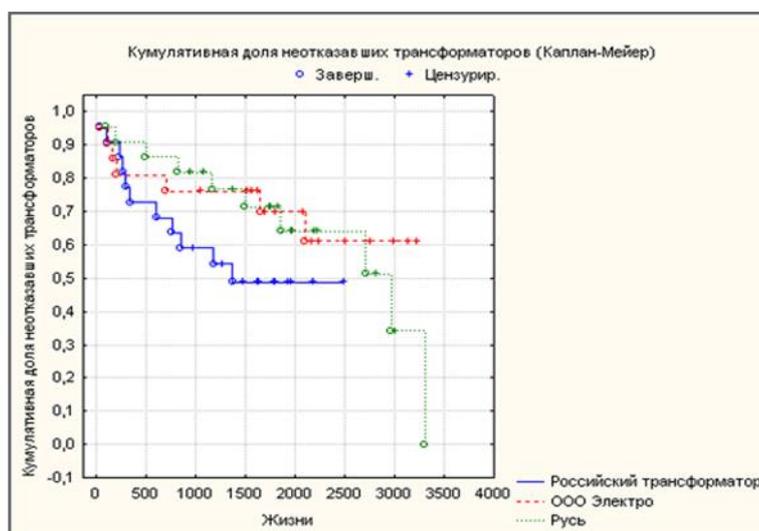


Рис. 1.10. Оценки функции надежности трансформаторов по производителям

Исследуя полученный в *STATISTICA* график, замечаем, что в первый год работы надежность трансформаторов каждого предприятия одинакова.

Но затем трансформаторы предприятия “Российский трансформатор” начинают резко сдавать в надежности по отношению к установкам двух других предприятий.

Если сравнивать “ООО Электро” и “Русь” между собой, то однозначного ответа дать нельзя, потому что, наблюдаем несколько пересечений оценок функции надежности на разных временных интервалах.

К основным эксплуатационным причинам, приводящим к повреждениям (отказам) трансформаторов, следует отнести: загрязнение выводов, трещины на изоляторах, ухудшение качества масла, ослабления контактов выводов в месте присоединения обмоток, неудовлетворительные контакты в месте соединения вводной шпильки и шины, повреждение бака и утечки масла, недопустимые перегрузки и др.

Основными дефектами, возникающими при изготовлении трансформаторов, являются: неудовлетворительное качество изоляции, обрывы в месте присоединения обмоток, механические повреждения

переключающего устройства и повышенный нагрев в месте его соединения и гибкой связи и др.

При установке трансформаторов в сырых помещениях (котельные, насосные), особенно при наличии активных газов, предъявляются требования более тщательного выбора изоляции и применения влагозащитных пропиток и покрытий для снижения влияния токов утечки на изоляцию.

В испытательных устройствах, предназначенных для разъездной работы, необходимо учитывать при минимальном весе механическую прочность. Оценка необходимой надежности аппаратуры, а также разработка мероприятий для повышения технического уровня изделий являются задачей служб надежности, созданных в последнее время на некоторых предприятиях и в научно-исследовательских институтах.

Вывод

В связи с развитием современной техники особую важность приобрели вопросы повышения надежности оборудования. Один из примеров анализа надежности технических устройств был рассмотрен выше.

В ходе исследования данных нам удалось получить оценку функции надежности трансформаторов, то есть вероятности того, что устройство проработает больше t дней, оценить риск отказа на разных временных интервалах эксплуатации, оценить надежность трансформаторов, разных по типу охлаждения. Удалось сравнить надежность оборудования разных заводов изготовителей и на основании этих выводов мы можем обосновать, почему одного поставщика следует предпочесть другому.

Учитывая объективную необходимость эксплуатации трансформаторов с длительным сроком службы для повышения надежности их работы целесообразно проводить комплексные диагностические

обследования, которые позволяют получить объективную информацию о состоянии трансформатора.

Как показывает опыт обследований более чем 200 трансформаторов приблизительно 30% трансформаторов, из числа обследованных, могут продолжать эксплуатироваться без каких либо ограничений. И всего лишь 2% должны быть заменены. Остальные трансформаторы требуют либо капитального ремонта (15%), либо относительно небольших и не дорогостоящих восстановительных ремонтов (23%), либо просто учащенного контроля по тем или иным параметрам (30%).

Новая технология ремонта с обмывом изоляции маслом, содержащим специальные присадки, позволяет значительно улучшить изоляционные характеристики обмоток, а при значительной деструкции бумажной изоляции в результате улучшения кристаллической структуры целлюлозы повысить и механическую прочность.

ГЛАВА II. РАСЧЁТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТИПА ТМН – 10000/35 – 72У

2.1. Расчётная часть – Расчёт эксплуатационных характеристик силовых трансформаторов

Тип	Ном. мощность S, кВА	Напряжение ВН, кВ	Напряжение НН, кВ	Схема и группа соединений	Напряжение короткого замыкания u _к , %	Потери короткого замыкания P _к , кВт	Потери холостого хода P ₀ , кВт	Ток холостого хода i ₀ , %
ТМ- 10000/ 35	10000	35	6,3	Y/ Δ-11	8	65	14,5	0,8

Расчет электрических величин. Расчет электрических величин является первым этапом проектирования трансформатора. Результаты, полученные на этом этапе, определяют выбор основных размеров, электромагнитных нагрузок на последующих этапах. Ниже приводится перечень этих электрических величин и соотношения для их расчета.

Расчёт основных электрических величин и определение изоляционных расстояний. Мощность одной фазы и одного стержня:

$$S_{\phi} = S' = \frac{10000}{3} = 3333,33 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Номинальный (линейный) ток обмотки низкого напряжения (НН):

$$I_1 = \frac{10000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6300} = 916,4 \text{ А}$$

Номинальный (линейный) ток обмотки высокого напряжения (ВН):

$$I_2 = \frac{10000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35000} = 165 \text{ A}$$

Номинальные фазные токи обмотки низкого напряжения (НН):

$$I_{\phi 1} = I_1 = 916,4 \text{ A}$$

Номинальные фазные токи обмотки высокого напряжения (ВН):

$$I_{\phi 2} = I_2 = 165 \text{ A}$$

Фазные напряжения низкого напряжения (НН):

$$U_{\phi 1} = \frac{6300}{\sqrt{3}} = 3637,3 \text{ В}$$

Фазные напряжения обмотки высокого напряжения (ВН):

$$U_{\phi 2} = \frac{35000}{\sqrt{3}} = 20207,26 \text{ В}$$

Испытательные напряжения обмоток: (табл.1.) [1]

Испытательные напряжения ($U_{1\text{исп}}$, $U_{2\text{исп}}$) выбираются в зависимости от номинального напряжения обмоток, которое определяет класс напряжения трансформатора.

$$U_{1\text{исп}} = 25 \text{ кВ}$$

$$U_{2\text{исп}} = 85 \text{ кВ}$$

Определение основных размеров трансформатора.

Изоляционные промежутки (рис. 2.1.) между обмотками и магнитопроводом выбираются в соответствии с номинальной мощностью трансформатора и испытательными напряжениями:

$$A = 0,507 \cdot \sqrt[4]{\frac{S' \cdot a_p \cdot \beta \cdot k_p}{f \cdot U_p \cdot B_c^2 \cdot k_c^2}} = 0,507 \cdot \sqrt[4]{\frac{3333,33 \cdot 0,066 \cdot 1,2 \cdot 0,95}{50 \cdot 7,99 \cdot 1,5^2 \cdot 0,89}} = 0,39$$

Ширина приведенного канала рассеяния:

$$a_p = a_{12} + k \sqrt[4]{S'} \cdot 10^{-2} = 0,03 + 0,48 \cdot \sqrt[4]{3333,33} \cdot 10^{-2} = 0,03 + 0,036 = 0,066 \text{ м}$$

$$a_{12} = 30 \text{ мм} = 0,03 \text{ м} \text{ (табл.4.5) [1]}$$

$$K = 0,48 \text{ (табл.3.3) [1]}$$

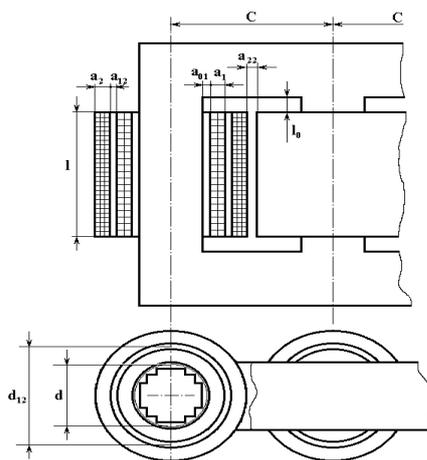


Рис.2.1. Основные размеры трансформатора

Активная составляющая напряжения короткого замыкания:

$$U_a = \frac{P_k}{10 \cdot S} = \frac{14500}{10 \cdot 10000} 0,145 \%$$

Реактивная составляющая напряжения короткого замыкания:

$$U_p = \sqrt{U_k^2 - U_a^2} = \sqrt{8^2 - 0,145^2} = 7,99 \%$$

По таблице 2.4 [1] принимаем марку стали 3404 и индукция в стержне магнитопровода (Тл), определяемая маркой стали:

$$B_c = 1,50 \text{ Тл (табл.2.4) [1]}$$

В сечении 11 ступеней, коэффициент заполнения круга ступенчатой фигурой:

$$K_{кр} = 0,922 \text{ (табл.2.5) [1]}$$

Изоляция пластин - нагревостойкое изоляционное покрытие:

Коэффициент заполнения пакета активной сталью:

$$K_3 = 0,97 \text{ (табл.2.3) [1]}$$

Коэффициент заполнения сталью:

$$K_c = k_{кр} \cdot k_3 = 0,922 \cdot 0,97 = 0,89$$

Диаметр стержня магнитопровода:

$$d = A \cdot \sqrt[4]{\beta} = 0,39 \cdot \sqrt[4]{1,2} = 0,4 \text{ м}$$

Средний диаметр обмотки НН и ВН:

$$a = 1,4$$

$$d_{12} = a \cdot d = 1,4 \cdot 0,4 = 0,56$$

Ориентировочная высота обмоток трансформатора:

$$l_1 = \frac{\pi \cdot d_{12}}{\beta} = \frac{3,14 \cdot 0,56}{1,2} = 1,47 \text{ м}$$

Предварительное значение активного сечения стержня магнитопровода:

$$P_c = K_c \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} = 0,89 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,4^2}{4} = 0,112 \text{ м}^2$$

ЭДС одного витка обмоток (В), определяемая соотношением:

$$U_B = 4,44 \cdot f \cdot B_c \cdot P_c = 4,44 \cdot 50 \cdot 1,5 \cdot 0,112 = 37,3 \text{ В}$$

Число витков в обмотке НН:

$$W_1 = \frac{U_{\phi 1}}{U_B} = \frac{3637,3}{37,3} = 97,51 \approx 98$$

Принимаем: $W_1 = 98$ витков

Уточнение напряжения одного витка:

$$U_B = \frac{U_{\phi 1}}{W_1} = \frac{3637,3}{98} = 37,12 \text{ В}$$

Средняя плотность тока в обмотках:

$$J_{ср} = 0,463 \cdot 10^4 \cdot K_{\partial} \cdot \frac{P_k \cdot U_B}{S \cdot d_{12}} = 0,463 \cdot 10^4 \cdot 0,82 \cdot \frac{65000 \cdot 37,12}{10000 \cdot 0,56} \\ = 1,64 \cdot 10^6 \text{ А/м}^2$$

K_{∂} - коэффициент, учитывающий наличие добавочных потерь и приближенно определяемый полной мощностью трансформатора.

По таблице 2.6 принимаем $k_{\partial} = 0,82$ [1]

Расчёт обмотки НН. 1. Выбор типа обмоток и схемы регулирования напряжения.

2. Расчет и выбор обмоточного провода и определение размеров обмоток.

Ориентировочное сечение витка, м^2 :

$$\Pi'_\varepsilon = \frac{I_1 \phi}{J_{cp}} = \frac{916,4 \cdot 10^{-6}}{1,64} = 559 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$$

Площадь поперечного сечения цилиндрической обмотки из прямоугольного алюминиевого провода:

$$\Pi_{\text{эл}} = \frac{\Pi'_\varepsilon}{n_{\text{эл}}} = \frac{559}{16} = 34,8 \text{ м}^2$$

По следующей таблице выбираем пэл = 16 (табл.5.8.)

$$a = 4,0 \quad a' = 4,5$$

$$b = 9,0 \quad b' = 9,5$$

По таблице 5.2. [1] выбираем обмоточный провод:

$$\Pi'_{\varepsilon 1} = 35,1 \text{ м}^2$$

$$a = 4,0 \quad a' = 4,5 \quad \text{АПБ16} \times \frac{4,0 \times 9,0}{4,5 \times 9,5}$$

$$b = 9,0 \quad b' = 9,5$$

Сечение витка:

$$\Pi'_1 = n_{\text{эл}} \cdot \Pi'_{\varepsilon 1} = 16 \cdot 35,1 = 561,6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$$

Плотность тока:

$$J_1 = \frac{I_{\phi 1}}{\Pi'_1} = \frac{916,4 \cdot 10^6}{561,6} = 1,63 \cdot 10^6 \text{ А/м}^2$$

Высота витков в слое:

$$h_\varepsilon = \frac{n_{\text{эл}}}{2} \cdot a' = \frac{16}{2} \cdot 4,5 = 36 \text{ мм}$$

Число витков в слое:

$$W_{\text{сл1}} = \frac{l_1}{h_\varepsilon} = \frac{1470}{36} = 41 \text{ виток}$$

Число слоёв:

$$n_{\text{сл1}} = \frac{W_1}{W_{\text{сл}}} = \frac{98}{41} \approx 2$$

Радиальный размер обмотки:

$$a_1 = \varepsilon' \cdot n_{\text{сл}} = 9,5 \cdot 2 = 19 \text{ мм} = 0,019 \text{ м}$$

Внутренний диаметр обмотки:

$$D_1' = d + 2a_{01} = 0,4 + 2 \cdot 0,03 = 0,4 + 0,06 = 0,46 \text{ м}$$

$$a_{01} = 30 \text{ мм} = 0,03 \text{ м (табл.4.4.) [1]}$$

Внешний диаметр обмотки:

$$D_1'' = D_1' + 2a_1 = 0,46 + 2 \cdot 0,019 = 0,498 \text{ м}$$

Средний диаметр обмотки:

$$D_{cp} = \frac{D_1' + D_1''}{2} = \frac{0,46 + 0,498}{2} = 0,5 \text{ м}$$

Масса металла обмотки:

$$G_{01} = 8,47 \cdot 10^3 \cdot c \cdot D_{cp} \cdot W_1 \cdot \Pi_1 = 8,47 \cdot 10^3 \cdot 3 \cdot 0,5 \cdot 98 \cdot 561,6 \cdot 10^{-6} \\ = 699,2 \text{ кг}$$

Расчёт обмотки ВН. Для получения на стороне ВН различных напряжений необходимо соединить:

Напряжение, В	Ответвления обмотки		
36750	A ₂ A ₃	B ₂ B ₃	C ₂ C ₃
35875	A ₃ A ₄	B ₃ B ₄	C ₃ C ₄
35000	A ₄ A ₅	B ₄ B ₅	C ₄ C ₅
34125	A ₅ A ₆	B ₅ B ₆	C ₅ C ₆
33250	A ₆ A ₇	B ₆ B ₇	C ₆ C ₇

Число витков в обмотке ВН при номинальном напряжении:

$$W_2 = W_1 \cdot \frac{U_{\phi 2}}{U_{\phi 1}} = 98 \cdot \frac{20207,26}{3637,3} = 544$$

Число витков на одной ступени регулирования:

$$W_P = \frac{\Delta U}{\sqrt{3}U_B} = \frac{875}{\sqrt{3} \cdot 37,12} = 13,61 \approx 14$$

36750	544+28=572
35875	544+14=558
35000	544

34125

544-14=530

33250

544-28=516

Ориентировочная плотность тока:

$$J'_2 = 2 \cdot J_{cp} - J_1 = 2 \cdot 1,64 - 1,63 = 1,65 \cdot 10^6 \text{ A/M}^2$$

Ориентировочное сечение витка:

$$П'_2 = \frac{I_2}{J_2 \cdot 10^{-6}} = \frac{165}{1,65} = 100 \text{ мм}^2$$

По таблице 5.8. [1] выбираем непрерывную катушечную обмотку (S=10000кВА; I₂=165А; U_{н2}=35000В; П'₂=100мм²)

Принимаю n_{эл} = 2, тогда

$$П''_2 = \frac{П'_2}{n_{эл}} = \frac{100}{2} = 50 \text{ мм}^2$$

По таблице 5.2. [1] выбираем провод марки АПБ площадью П''₂ = 52,1 мм²

a = 5

a' = 5,5

b = 10,6

b' = 11,1

Полное сечение витка:

$$П_2 = n_{эл} \cdot П''_2 = 2 \cdot 52,1 = 104,2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$$

Плотность тока:

$$J_2 = \frac{I_2}{П_2} = \frac{165}{104,2} \cdot 10^6 = 1,58 \cdot 10^6 \text{ A/M}^2$$

Число витков в слое:

$$W_{сл2} = \frac{l_1 \cdot 10^3}{e'} = \frac{1470}{11,1} = 132 \text{ витков}$$

Число слоев:

$$n_{сл2} = \frac{W_1}{W_{сл2}} = \frac{572}{132} = 4,3 \approx 4 \text{ см}$$

Радиальный размер обмотки ВН:

$$a_2 = a'_2 \cdot n_{эл} + n_{сл2} = 5,5 \cdot 2 + 4 = 11 + 4 = 15 \text{ мм} = 0,015 \text{ м}$$

Внутренний диаметр обмотки:

$$D_2' = D_1'' + 2a_{12} = 0,498 + 2 \cdot 0,03 = 0,558 \text{ м}$$

Внешний диаметр обмотки:

$$D_2'' = D_2' + 2 \cdot a_2 = 0,558 + 2 \cdot 0,015 = 0,588 \text{ м}$$

Средний диаметр обмотки:

$$D_{cp} = \frac{D_2' + D_2''}{2} = \frac{0,558 + 0,588}{2} = \frac{1,146}{2} = 0,573 \text{ м}$$

Определяем массу металла обмотки:

$$G_{02} = 8,47 \cdot 10^3 \cdot c \cdot D_{cp} \cdot W_2 \cdot \Pi_2 = 8,47 \cdot 10^3 \cdot 3 \cdot 0,573 \cdot 572 \cdot 104,2 \cdot 10^{-6} \\ = 867,8 \text{ кг}$$

Расчёт параметров короткого замыкания. Потери в обмотке определяются плотностью тока, материалом и весом обмоточного провода:

Обмотка НН:

$$P_{осн1} = 12,75 \cdot 10^{-12} \cdot J_1^2 \cdot G_{01} = 12,75 \cdot 10^{-12} \cdot 1,63^2 \cdot 10^{12} \cdot 699,2 \\ = 23686 \text{ Вт}$$

Обмотка ВН:

$$P_{осн2} = 12,75 \cdot 10^{-12} \cdot J_2^2 \cdot G_{02} = 12,75 \cdot 10^{-12} \cdot 1,58^2 \cdot 10^{12} \cdot 867,8 \\ = 27621 \text{ Вт}$$

Добавочные потери в обмотках НН:

$$\beta_1^2 = \left(\frac{e \cdot m \cdot k_p}{l} \right)^2 = \left(\frac{9 \cdot 10^{-3} \cdot 41 \cdot 0,95}{1,47} \right)^2 = 0,238^2 = 0,06 \cdot 10^{-12}$$

Коэффициент k_p учитывает реальное распределение потоков рассеяния ($k_p = 0,95$).

$$K_{\partial 1} = 1 + 0,037 \cdot 10^8 \cdot \beta_1^2 \cdot a^4 \cdot n^2 = 1 + 0,037 \cdot 10^8 \cdot 0,06 \cdot 4^4 \cdot 4^2 \\ = 1 + 0,037 \cdot 10^8 \cdot 0,06 \cdot 10^{-12} \cdot 4^4 \cdot 4^2 = 1,001$$

Добавочные потери в обмотках ВН:

$$\beta_2^2 = \left(\frac{e \cdot m \cdot k_p}{l} \right)^2 = \left(\frac{10,6 \cdot 132 \cdot 0,95}{1,47} \right)^2 \cdot 10^{-3} = 0,82 \cdot 10^{-12}$$

$$K_{\partial 2} = 1 + 0,037 \cdot 10^8 \cdot \beta_2^2 \cdot a^4 \cdot n^2 = 1 + 0,037 \cdot 10^8 \cdot 0,82 \cdot 10^{-12} \cdot 5^4 \cdot 8^2 \\ = 1,12$$

Основные потери в отводах рассчитываются следующим образом:

Длина отводов НН:

$$l_{омс1} = 7,5 \cdot l = 7,5 \cdot 1,47 = 11,025 \text{ м}$$

Масса отводов НН:

$$G_{омс1} = l_{омс1} \cdot \Pi_{омс1} \cdot \gamma_A = 11,025 \cdot 561,6 \cdot 10^{-6} \cdot 2700 = 16,7 \text{ кг}$$

Потери в обмотках НН:

$$P_{омс1} = k \cdot J^2 \cdot G_{омс1} = 12,75 \cdot 10^{-12} \cdot 1,63^2 \cdot 10^{-12} \cdot 16,7 = 565,7 \text{ Вт}$$

Длина отводов ВН:

$$l_{омс2} = 14 \cdot l = 14 \cdot 1,47 = 20,58 \text{ м}$$

Масса отводов ВН:

$$G_{омс2} = l_{омс2} \cdot \Pi_{омс2} \cdot \gamma_A = 20,58 \cdot 104,2 \cdot 10^{-6} \cdot 2700 = 5,79 \text{ кг}$$

Потери в обмотках ВН:

$$P_{омс2} = k \cdot J^2 \cdot G_{омс2} = 12,75 \cdot 10^{-12} \cdot 1,58^2 \cdot 10^{-12} \cdot 5,79 = 184,3 \text{ Вт}$$

Потери в стенках бака и других элементах конструкции до выяснения размеров бака определяем приближено по (7.25) и табл.7.1. [1]

$$P_{\delta} \approx 10 \cdot K \cdot S = 10 \cdot 0,045 \cdot 10000 = 4500$$

$K = 0,045$ (табл.7.1.) [1]

Полные потери короткого замыкания:

$$\begin{aligned} P_{к.н.о.м} &= P_{оск1} \cdot K_{\delta 1} + \sum P_{оск2} K_{\delta 2} + P_{омс1} \cdot P_{омс2} \cdot P_{\delta} \\ &= 23686 \cdot 1,001 + 27621 \cdot 1,12 + 565,7 + 184,3 + 4500 \\ &= 23709,686 + 30935,52 + 565,7 + 184,3 + 4500 = 59895,2 \text{ Вт} \end{aligned}$$

$$\frac{P_{к.н.о.м} \cdot 100}{P_{к}} = \frac{59895,2 \cdot 100}{65000} = 92,15\%$$

- заданного значения

Расчёт напряжения короткого замыкания. Активная составляющая напряжения короткого замыкания:

$$U_a = \frac{P_{к.н.о.м}}{(10 \cdot S)} = \frac{59895,2}{10 \cdot 10000} = 0,59\%$$

Реактивная составляющая напряжения короткого замыкания:

$$\begin{aligned}
 U_p &= \frac{7,9 \cdot f \cdot S' \cdot \beta \cdot a_p \cdot k_p \cdot k_q}{U_B^2} \cdot 10^{-1} \\
 &= \frac{7,9 \cdot 50 \cdot 3333,33 \cdot 1,2 \cdot 0,04 \cdot 0,986 \cdot 1,025}{37,3^2} \cdot 10^{-1} \\
 &= \frac{63873,01613}{1391,29} \cdot 10^{-1} = 4,59\%
 \end{aligned}$$

$$\beta = \frac{\pi \cdot d_{12}}{1,47} = \frac{3,14 \cdot 0,56}{1,47} = 1,2$$

Здесь ширина приведенного канала рассеяния (a_p) и параметр определяются реальными размерами спроектированной обмотки:

$$\begin{aligned}
 a_p &= \frac{d_{12} \cdot a_{12} \cdot D_{cp1} \cdot a_1/3 + D_{cp2} \cdot a_2/3}{d_{12}} \\
 &= \frac{0,56 \cdot 0,03 + 0,5 \cdot 0,019/3 + 0,573 \cdot 0,015/3}{0,56} \\
 &= \frac{0,0168 + 0,0032 + 0,002865}{0,56} = \frac{0,022865}{0,56} = 0,04 \text{ м}
 \end{aligned}$$

$$k_p = 1 - \sigma \cdot \left(1 - e^{-\frac{1}{\sigma}}\right) = 1 - 0,014 \cdot \left(1 - e^{-\frac{1}{0,014}}\right) = 0,986$$

$$\sigma = \frac{a_{12} + a_1 + a_2}{\pi \cdot l} = \frac{0,03 + 0,019 + 0,015}{3,14 \cdot 1,47} = \frac{0,064}{4,6158} = 0,014$$

$$k_q = 1 + \frac{l \cdot x^2}{m \cdot a_p \cdot k_p} = 1 + \frac{1,47 \cdot 0,045^2}{3 \cdot 0,04 \cdot 0,986} = 1,025$$

$$x = \frac{l_x}{l} = \frac{0,0666}{1,47} = 0,045$$

$$l_x = h_{xp} + 6h_x + 6h_{xam} = 0,012 + 6 \cdot 0,005 + 6 \cdot 11,1 = 66,6 \text{ мм} = 0,0666 \text{ м}$$

Полное напряжение короткого замыкания:

$$\begin{aligned}
 U_k &= \sqrt{U_p^2 + U_a^2} = \sqrt{4,59^2 + 0,59^2} = \sqrt{21,0681 + 0,3481} = \sqrt{21,4162} \\
 &= 4,6\%
 \end{aligned}$$

Установившийся ток короткого замыкания на обмотке ВН (7.38) и таб.7.2.:

$$I_{к.у.} = \frac{100 \cdot I_{н}}{U_{к} \cdot \left[1 + \frac{100 \cdot S_{н}}{U_{к} \cdot S_{к}}\right]} = \frac{100 \cdot 82,5}{4,6 \cdot \left[1 + \frac{100 \cdot 10000}{4,6 \cdot 2500000}\right]} = \frac{8250}{5} = 1650 \text{ A}$$

$$S_{к} = 2500 \cdot 10^3 \text{ кВА (таб.7.2.) [1]}$$

Мгновенное максимальное значение тока короткого значения:

$$i_{к.макс.} = 1,41k_m \cdot I_{к.у.} = 2,38 \cdot 1650 = 3927 \text{ A}$$

при

$$\frac{U_P}{U_a} = 8$$

$$\sqrt{2} \cdot k_m = 2,38 \quad (\text{таб.7.3.}) [1]$$

Радиальная сила по (таб.7.43.) [1]:

$$F_P = 0,628 \cdot (i_{к.макс.} \cdot W_2)^2 \cdot \beta \cdot k_P \cdot 10^{-6} \\ = 0,628 \cdot (3927 \cdot 544)^2 \cdot 1,2 \cdot 0,986 \cdot 10^{-6} = 3391075,09 \text{ Н}$$

Среднее растягивающее напряжение в проводах обмотки ВН по (7.48.) и (7.49.) [1]:

$$\sigma_{сж.р2} = \frac{F_P}{2\pi \cdot W_2 \cdot \Pi_2} = \frac{3391075,09}{2 \cdot 3,14 \cdot 544 \cdot 104,2 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-6} = 9,5 \text{ МПа}$$

Среднее сжимающее напряжение в проводах внутренней обмотки:

$$\sigma_{сж.р1} = \frac{F_P}{2\pi \cdot W_1 \cdot \Pi_1} = \frac{3391075,09}{2 \cdot 3,14 \cdot 98 \cdot 561,6 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-6} = 9,8 \text{ МПа}$$

Осевые силы:

$$F'_{oc} = F_P \cdot \frac{a_P}{2 \cdot l} = \frac{3391075,09 \cdot 0,04}{2 \cdot 1,47} = 46137,1 \text{ Н}$$

$$F''_{oc} = F_P \cdot \frac{l_x}{l'' \cdot k_P \cdot m} = \frac{3391075,09 \cdot 0,0666}{0,204 \cdot 0,986 \cdot 4} = 28701,4 \text{ Н}$$

$$l_x = 0,0666$$

$$l''_1 = a_{01} + a_1 + a_{12} + a_2 + S_1 + S_2 + d_1 \\ = 0,03 + 0,019 + 0,03 + 0,015 + 0,05 + 0,04 + 0,02 = 0,204$$

$$l''_2 = 0,03 + 0,019 + 0,03 + 0,015 + 0,025 + 0,022 + 0,02 = 0,161$$

Т.к. $l''_1 > l''_2$ принимаем l''_1

$$S_1 = 50; \quad S_2 = 40$$

$$S_1 = 25; \quad S_2 = 20 \text{ (табл.4.11.) [1]}$$

$$d_1 = 20 \text{ мм} = 0,02 \text{ м} \text{ стр.430 [1]}$$

$$m = 4 \text{ рис.7.11.в. [1]}$$

Максимальные сжимающие силы в обмотках:

$$F_{сж1} = F'_{oc} + F''_{oc} = 46137,1 + 280701,4 = 326838,5 \text{ Н}$$

$$F_{сж2} = F''_{oc} - F'_{oc} = 280701,4 - 46137,1 = 234564,3 \text{ Н}$$

Наибольшая сжимающая сила наблюдается в середине высоты обмотки НН (1), где $F_{сж1} = 326838,5 \text{ Н}$

Напряжение сжатия на междувитковых прокладках:

$$\sigma_{сж} = \frac{F_{сж1}}{n \cdot a \cdot b} \cdot 10^{-6} = \frac{326838,5 \cdot 10^{-6}}{16 \cdot 0,019 \cdot 0,04} = 27 \text{ МПа}$$

что ниже допустимого $\sigma_{сж} \leq 35 \div 40 \text{ МПа}$

Температура обмотки через $t_k = 5 \text{ с}$ после возникновения короткого замыкания по (7,54. а) [1]:

$$\vartheta = \frac{670 \cdot t_k}{5,5 \cdot \left(\frac{U_k^2}{J \cdot 10^{-6}}\right)^2 - t_k} + \vartheta_n = \frac{670 \cdot 5}{5,5 \cdot \left(\frac{4,6}{1,63}\right)^2 - 5} + 90^\circ = 86,3 + 90 = 176,3^\circ \text{ C}$$

Время достижения температуры 2000С для обмоток:

$$t_{к.200} \approx 0,79 \cdot \left[\frac{U_k}{J \cdot 10^{-6}}\right]^2 = 0,79 \cdot \left[\frac{4,6}{1,63 \cdot 10^{-6}}\right]^2 = 6,3 \text{ с}$$

Расчёт магнитной системы. Полное сечение стержня: по (табл.8.7.) [1]:

$$P_{\phi.c.} = 1143,2 \text{ см}^2$$

Активное сечение:

$$P_c = k_3 \cdot P_{\phi.c.} = 0,97 \cdot 1143,2 = 1108,9 \text{ см}^2$$

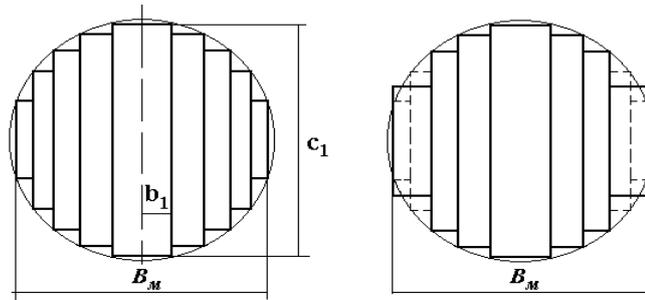


Рис. 2.2. Поперечное сечение стержня и ярма магнитопровода

Полное сечение ярма:

$$\Pi_{\phi.я.} = 1150,4 \text{ см}^2$$

Активное сечение ярма:

$$\Pi_{я} = k_3 \cdot \Pi_{\phi.я.} = 0,97 \cdot 1150,4 = 1115,9 \text{ см}^2$$

Длина стержня при наличии нажимного кольца по (8.3.) [1]:

$$l_c = [l + 2l_{\text{мехн.}}] = (1,47 + 2 \cdot 0,03) = 1,53 \text{ м}$$

$$l_{\text{мехн.}} = 0,03 \text{ м стр.372 [1]}$$

Расстояние между осями соседних стержней:

$$C = D_2'' + a_{22} = 0,588 + 0,03 = 0,618 \text{ м}$$

Магнитопровод трансформатора представляет собой сложную пространственную фигуру. Для определения объема стали магнитопровода удобно ввести понятие объема угла магнитопровода по (табл.8.7.) [1]:

$$V_y = 39284 \text{ см}^2$$

Масса стали угла по (8.6.):

$$G_y = k_3 \cdot V_y \cdot \gamma_{ст} \cdot 10^{-6} = 0,97 \cdot 39284 \cdot 7650 \cdot 10^{-6} = 292 \text{ кг}$$

$$\gamma_{ст} = 7650 \text{ кг/м}^3 \quad \text{стр. 366 [1]}$$

Масса стали стержней в пределах окна магнитной системы по (8.12.)

[1]:

$$G'_c = c \cdot \Pi_c \cdot l_c \cdot \gamma_{ст} = 3 \cdot 1108,9 \cdot 10^{-4} \cdot 7650 \cdot 1,53 = 3891 \text{ кг}$$

$C = 3$ стр.367 [1]

Масса стали в местах стыка пакетов стержня и ярма по (8.13.) [1]:

$$G_c'' = c \cdot (\Pi_c \cdot a_{1я} \cdot \gamma_{ст} \cdot 10^{-3} - G_y) = 3 \cdot (1108,9 \cdot 10^4 \cdot 0,41 \cdot 7650 - 292) \\ = 167 \text{ кг}$$

$$a_{1я} = 410 \text{ мм} = 0,41 \text{ м (табл. 8,4. продол.) [1]}$$

Масса стали стержней:

$$G_c = G_c' + G_c'' = 3891 + 167 = 4058 \text{ кг}$$

Масса стали в ярах по (8.8.)-(8.10.) [1]:

$$G_{я}' = 2 \cdot (c - 1) \cdot C \cdot \Pi_{я} \cdot \gamma_{ст} = 2 \cdot (3 - 1) \cdot 0,618 \cdot 1115,9 \cdot 7650 \cdot 10^{-4} \\ = 2120 \text{ кг}$$

$$G_{я}'' = 4G_y/2 = 2 \cdot G_y = 2 \cdot 292 = 584 \text{ кг}$$

$$G_{я} = G_{я}' + G_{я}'' = 2120 + 584 = 2704 \text{ кг}$$

Полная масса стали трансформатора:

$$G_{ст} = G_c + G_{я} = 4058 + 2704 = 6762 \text{ кг}$$

Расчёт потерь и тока холостого хода. Магнитная система шихтуется из электротехнической тонколистовой рулонной холоднокатаной текстурованной стали марки 3404 толщиной 0,35 мм.

Индукция в стержне:

$$B_c = \frac{U_{\sigma}}{4,44 \cdot f \cdot \Pi_c} = \frac{37,12}{4,44 \cdot 50 \cdot 1108,9 \cdot 10^{-4}} = 1,5 \text{ Тл}$$

Индукция в яре:

$$B_{я} = \frac{U_{\sigma}}{4,44 \cdot f \cdot \Pi_{я}} = \frac{37,12}{4,44 \cdot 50 \cdot 1115,9 \cdot 10^{-4}} = 1,4 \text{ Тл}$$

Индукция на косом стыке:

$$B_{з} = \frac{B_c}{\sqrt{2}} = \frac{1,5}{\sqrt{2}} = 1,1 \text{ Тл}$$

Площадь сечения на косом стыке:

$$\Pi_{з} = \sqrt{2} \cdot \Pi_c = \sqrt{2} \cdot 1108,9 \cdot 10^{-4} = 0,15 \text{ Тл}$$

По табл. 8.10. находим удельные потери:

при $B_c = 1,5 \text{ Тл} \rightarrow p_c = 1,1 \text{ Вт/кГ}; p_{з.с.} = 570 \text{ Вт/м}^2$ - ШИХТОВКА В
одну пластинку.

при $B_{я} = 1,4 \text{ Тл} \rightarrow p_{я} = 0,93 \text{ Вт/кГ};$

при $B_3 = 1,1 \text{ Тл} \rightarrow p_3 = 320 \text{ Вт/м}^2$

Потери холостого хода по (8.32.) [1]:

$$P_x = \left[k_{н.р.} \cdot k_{н.з.} \cdot \left(p_c \cdot G_c + p_{я} \cdot G'_{я} - 4p_{я} \cdot G_y + \frac{p_c + p_{я}}{2} \cdot k_{н.у.} \cdot G_y \right) + \sum p_3 \cdot n_3 \cdot \Pi_3 \right] \cdot k_{н.я.} \cdot k_{н.л.} \cdot k_{н.ш.} = \left[1,05 \cdot 1 \cdot \left(1,1 \cdot 4058 + 0,93 \cdot 2120 - 4 \cdot 0,93 \cdot 292 + \frac{1,1+0,93}{2} \cdot 10,18 \cdot 292 \right) + 570 \cdot 1 \cdot 1108,9 \cdot 10^{-4} + 320 \cdot 5\sqrt{2} \cdot 1108,9 \cdot 10^{-4} \right] \cdot 1 \cdot 1,04 \cdot 1,09 = [1,05 \cdot (4463,8 + 1971,6 - 1086,24 + 3017,1484) + 63,2073 + 250,915] \cdot 1,136 = 10314 \text{ Вт}$$

Потери холостого хода заданного значения

$$\frac{P_x}{P_0} = 10314 \text{ или } \frac{10314 \cdot 100}{14500} = 71\%$$

заданного значения.

По тексту гл.8 и табл.8.13. [1] находим коэффициенты для стали 3404 толщиной 0,35 мм при наличии отжига:

$$\begin{aligned} k_{п.я.} &= 1; & k_{п.л.} &= 1,04; \\ k_{п.р.} &= 1,05; & k_{п.ш.} &= 1,09; \\ k_{п.з.} &= 1; & k_{п.у.} &= 10,18; \\ k_{п.л.} &= 1; & n_y &= 5 \end{aligned}$$

$$\Pi_3 = \Pi_c$$

По табл.8.17. [1] находим удельные намагничивающие мощности:

при $B_c = 1,5 \text{ Тл} \rightarrow q_c = 1,33 \text{ В} \cdot \text{А/кГ}; p_{з.с.} = 16600 \text{ В} \cdot \text{А/м}^2$

при $B_{я} = 1,4 \text{ Тл} \rightarrow q_{я} = 1,06 \text{ В} \cdot \text{А/кГ};$

при $B_3 = 1,1 \text{ Тл} \rightarrow q_3 = 2500 \text{ В} \cdot \text{А/м}^2$.

Полная намагничивающая мощность по (8.43.) [1]:

$$Q_x = \left[k_{m.p.} \cdot k_{m.z.} \cdot \left(q_c G_c + q_{\lambda} G_{\lambda}' - 4q_{\lambda} G_y + \frac{q_c + q_{\lambda}}{2} \cdot k_{m.y.} \cdot k_{m.пл.} \cdot G_y \right) + \sum q_3 \cdot n_3 \cdot \Pi_3 \right] \cdot k_{m.я.} \cdot k_{m.л.} \cdot k_{m.ш.} = \left[1,18 \cdot 1 \cdot \left(1,33 \cdot 4058 + 1,06 \cdot 2120 - 4 \cdot 1,06 \cdot 292 + \frac{1,33+1,06}{2} \cdot 42,45 \cdot 1,2 \cdot 292 \right) + 16600 \cdot 1 \cdot 1108,9 \cdot 10^{-4} + 2500 \cdot 5\sqrt{2} \cdot 1108,9 \cdot 10^{-4} \right] \cdot 1 \cdot 1,06 \cdot 1,09 = [1,18 \cdot (5397,14 + 2247,2 - 1238,08 + 17775,0036) + 1840,774 + 1960,3] = 32335 \text{ В} \cdot \text{А}$$

По тексту гл.8. и табл.8.12., 8.20.и 8.21 [1.] находим коэффициенты:

$$k_{т.р.} = 1,18;$$

$$k_{т.л.} = 1,06(\text{табл.8.12}) [1];$$

$$k_{т.з.} = 1;$$

$$k_{т.ш.} = 1,09;$$

$$k_{т.я.} = 1;$$

$$k_{т.у.} = 42,45;$$

$$k_{т.пл.} = 1,2 (\text{табл.8.21}) [1];$$

$$n_3 = 5$$

$$\Pi_3 = \Pi_c$$

Относительное значение тока холостого хода:

$$i_0 = \frac{Q_x}{10 \cdot S} = \frac{32335}{10 \cdot 10000} = 0,32 \%$$

Активная составляющая тока холостого хода:

$$i_{0a} = \frac{P_x}{10 \cdot S} = \frac{10314}{10 \cdot 10000} = 0,103 \%$$

Реактивная составляющая :

$$i_{0p} = \sqrt{i_0^2 - i_{0a}^2} = \sqrt{0,32^2 - 0,103^2} = 0,303 \%$$

Ток холостого хода (для обмотки НН):

$$i_o = \frac{Q_x}{3U_{НН}} = \frac{32335}{3 \cdot 6300} = 1,7 \text{ А}$$

$$i_{oa} = \frac{P_x}{3U_{НН}} = \frac{10314}{3 \cdot 6300} = 0,55 \text{ А}$$

$$i_{op} = \sqrt{i_o^2 - i_{oa}^2} = \sqrt{1,7^2 - 0,55^2} = \sqrt{2,5875} = 1,6 \text{ А}$$

Коэффициент полезного действия трансформатора:

$$\begin{aligned} \eta &= \left(1 - \frac{Q_x + P_x}{S_N \cdot 10^3 + Q_x + P_x}\right) \cdot 100 \\ &= \left(1 - \frac{32335 + 10314}{10000 \cdot 10^3 + 32335 + 10314}\right) \cdot 100 \\ &= \left(1 - \frac{42649}{10042649}\right) \cdot 100 = 99,57 \% \end{aligned}$$

Тепловой расчёт трансформатора. Тепловое состояние электрической машины является важным фактором ее работоспособности. Это связано, прежде всего, с тем, что работа любой электрической машины связана с наличием изоляции между токоведущими частями. В качестве изоляции электрических машин чаще всего используются материалы органического происхождения (в трансформаторе это бумага и масло), в которые быстро разрушаются при относительно небольших температурах - около 200° С. Помимо этого в таких материалах происходят естественные процессы старения, резко ускоряющиеся при повышении температуры. Так в диапазоне температур 80-120° С увеличение температуры на каждые 6° приводит к снижению срока службы изоляции в два раза. Так при сроке службы изоляции трансформатора около 20 лет длительное увеличение температуры на 30° выше допустимой приведет к сокращению срока службы до полугода, а на 40° - до двух месяцев.

Плотность теплового потока на поверхности обмоток определяется по § 7.1. [1]

Обмотка НН:

$$\begin{aligned} q_1 &= \frac{172 J_{1N} \cdot I_{\phi 1} \cdot n_{сл} \cdot k_{\partial}}{k_3 \cdot (\epsilon' + a_{рад})} = \frac{172 \cdot 1,63 \cdot 10^6 \cdot 916,4 \cdot 2 \cdot 0,84 \cdot 10^{-10}}{0,97 \cdot (0,0095 + 0,019)} \\ &= 1561 \text{ Вт/м}^2 \end{aligned}$$

Где: $k_3 = 0,97$

$k_{\partial} = 0,84$ (табл.3.6.) [1]

Обмотка ВН:

$$q_2 = \frac{344 J_{2H} \cdot I_{\varphi 2} \cdot n_{сл} \cdot k_{\delta}}{k_3 \cdot (2\epsilon' + a_{pad})} = \frac{344 \cdot 1,58 \cdot 10^6 \cdot 165 \cdot 4 \cdot 0,84 \cdot 10^{-10}}{0,97 \cdot (0,0111 + 0,015)} = 1190 \text{ Вт/м}^2$$

Внутренний перепад температуры:

Обмотка ВН (основные катушки):

$$\theta_{02} = \frac{q_2 \cdot \delta}{\lambda_{уз}} = \frac{1190 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3}}{0,17} = 175^{\circ}\text{C}$$

$$\lambda_{уз} = 0,17 \text{ Вт/(м}^{\circ}\text{C)}$$

$$\delta = 0,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}$$

Обмотка НН:

$$\theta_{01} = \frac{q_1 \cdot \delta}{\lambda_{уз}} = \frac{1561 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3}}{0,17} = 2,3^{\circ}\text{C}$$

Перепады на поверхности обмоток по (9.20) [1]:

Обмотка НН:

$$\theta_{o.m1} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot 0,35 q_1^{0,6} = 0,9 \cdot 1,1 \cdot 0,8 \cdot 0,35 \cdot 1561^{0,6} = 22,8^{\circ}\text{C}$$

$$k_1 = 0,9; \quad k_2 = 1,1 \rightarrow \text{стр. 427 [1]}$$

$$k_3 = 0,8 \quad \text{табл. 9.3 [1]}$$

$$\frac{h_k}{a_1} = \frac{0,005}{0,019} = 0,26 \quad (\text{табл. 9.3.}) [1]$$

Обмотка ВН:

$$\theta_{o.m2} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot 0,35 q_2^{0,6} = 0,9 \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot 0,35 \cdot 1190^{0,6} = 17,65^{\circ}\text{C}$$

$$k_1 = 0,9; \quad k_2 = 1,0 \rightarrow \text{стр. 427 [1]}$$

$$k_3 = 0,8 \quad \text{табл. 9.3 [1]}$$

$$\frac{h_k}{a_1} = \frac{0,005}{0,015} = 0,3 \quad (\text{табл. 9.3.}) [1]$$

Полные перепады температуры на обмотках:

$$\text{ВН: } \theta_{o.m.c.p.} = \theta_{o.m2} + \theta_{02} = 17,65 + 1,75 = 19,4^{\circ}\text{C}$$

$$\text{НН: } \theta_{o.m.c.p.} = \theta_{o.m1} + \theta_{01} = 22,8 + 2,3 = 25,1^{\circ}\text{C}$$

Выбор основных размеров бака. Для масляного трансформатора поверхностью охлаждения является поверхность бака. С увеличением габарита трансформатора мощность потерь растет быстрее, чем объем, а следовательно и поверхность бака. Для уменьшения габаритов в этом случае применяют баки с волнистой поверхностью, радиаторы, обладающие развитой поверхностью охлаждения.

Минимальная ширина бака:

$$\begin{aligned}
 B_{min} &= D_2'' + (S_1 + S_2 + d_1 + S_3 + S_4 + d_2) \cdot 10^{-3} \\
 &= 0,588 + (30 + 37 + 20 + 40 + 42 + 20) \cdot 10^{-3} = 0,588 + 0,189 \\
 &= 0,777 \text{ м} \approx 0,8 \text{ м}
 \end{aligned}$$

$$S_1, S_2, d_1, S_3, S_4, d_2 \rightarrow \text{табл. 8.1. [1]}$$

Минимальная длина бака трёх фазного трансформатора класса напряжения 6,10 и 35 кВ:

$$\begin{aligned}
 A &= 2C + D_2'' + 2S_5 \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 0,618 + 0,588 + 2 \cdot 0,09 \\
 &= 1,236 + 0,588 + 0,18 = 2,004 \approx 2 \text{ м}
 \end{aligned}$$

$$S_5 = 90 \cdot 10^{-3} \text{ м (табл. 4.12.) [1]}$$

Высота активной части:

$$H_{a,ч} = l_c + 2h_{я} + n \cdot 10^{-3} = 1,53 + 2 \cdot 0,41 + 0,05 = 2,4 \text{ м}$$

$$h_{я} = 0,41 \text{ (табл. 8.5.) [1]}$$

$$n = 30 \div 50 \text{ мм}$$

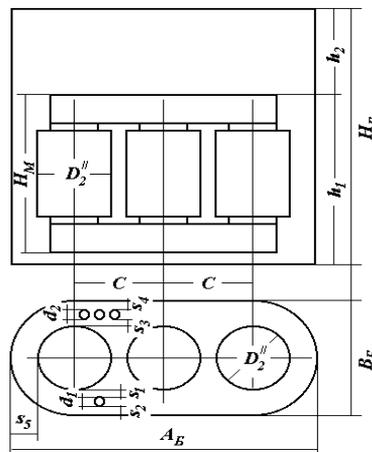


Рис. 2.3. Основные размеры бака

По табл.9.5. определяем:

$$H_{я.к.} = 400 \text{ мм} = 0,4 \text{ м}$$

Общая глубина бака:

$$H_{\bar{б}} = H_{а,ч} + H_{я.к.} = 2,4 + 0,4 = 2,8 \text{ м}$$

Для развития должной поверхности охлаждения целесообразно использовать радиаторы с прямыми трубами с расстоянием между осями фланцев $A_P = 2000 \text{ мм}$ (табл.9.9), с поверхностью труб $\Pi_{тр} = 12,1 \text{ м}^2$ и двух коллекторов $\Pi_{к.к.} = 0,34 \text{ м}^2$. Для установки этих радиаторов глубина бака должна быть принята:

$$H_{\bar{б}} = A_P + C_1 + C_2 = (2000 + 85 + 100) \cdot 10^{-3} = 2,2 \text{ м}$$

C_1 и C_2 – расстояние осей фланцев радиатора от нижнего и верхнего срезов стенки бака по табл.9.9. [1]:

$$C_1 = 0,085 \text{ м};$$

$$C_2 = 0,10 \text{ м}$$

Периметр бака:

$$P_{\bar{б}} = 2 \cdot (2 - 0,8) + \pi \cdot 0,8 = 2,4 + 2,512 \approx 5 \text{ м}$$

Поверхность гладкого бака:

$$\Pi_{\bar{б}} = P_{\bar{б}} \cdot H_{\bar{б}} = 5 \cdot 2,8 = 14 \text{ м}^2$$

Допустимое превышение средней температуры масла над температурой окружающего воздуха для наиболее нагретой обмотки ВН:

$$\theta_{м.с.} = 65 - \theta_{о.м.ср.} = 65 - 19,4 = 45,6^\circ \text{С}$$

Найденное среднее превышение может быть допущено, т.к. превышение температуры масла в верхних слоях в этом случае будет:

$$\theta_{м.с.с.} = 1,2 \cdot \theta_{м.с.} = 1,2 \cdot 45,6 = 54,72^\circ \text{С}$$

Принимая предварительно перепад температуры на внутренней поверхности бака $\theta_{м.б.} = 5^\circ \text{С}$ и запас 2°С , находим среднее превышение температуры наружной стенки бака над температурой воздуха:

$$\theta_{\bar{б}.с.} = \theta_{м.с.} - \theta_{м.б.} = 45,6 - 5 - 2 = 38,6^\circ \text{С}$$

Для выбранного размера бака рассчитываем поверхность конвекции гладкой стенки бака:

$$\begin{aligned} \Pi_{к.эл.} &= H_{\delta} \cdot [2 \cdot (A - B) + \pi \cdot B] = 2,22 \cdot [2 \cdot (2 - 0,8) + 3,14 \cdot 0,8] \\ &= 2,2 \cdot (2,4 + 2,512) \approx 11 \text{ м}^2 \end{aligned}$$

Ориентировочная поверхность излучения бака с радиаторами по (9.35.):

$$\Pi_u = k \cdot \Pi_{к.эл.} = 1,5 \cdot 11 = 16,5 \text{ м}^2$$

$k = 1,5$ стр.435 [1]

Ориентировочная необходимая поверхность конвекции для заданного значения $\theta_{\delta,с.} = 38,6^{\circ}\text{C}$ по (9.30.): [1]

$$\begin{aligned} \Pi'_к &= \frac{1,05 \cdot (P_k + P_x)}{2,5 \cdot \theta_{\delta,с.}^{1,25}} - 1,12 \cdot \Pi_u = \frac{1,05 \cdot (59895,2 + 10314)}{2,5 \cdot 38,6^{1,25}} - 1,12 \cdot 16,5 \\ &= \frac{73719,66}{192,4} - 18,48 = 364,7 \text{ м}^2 \end{aligned}$$

Поверхность конвекции составляется из:

- поверхности гладкого бака $\Pi_{к.эл.} = 11 \text{ м}^2$;

- поверхности крышки бака:

$$\begin{aligned} \Pi_{к.кр.} &= 0,5 \cdot \left[(A - B) \cdot (B + 0,16) + \pi \cdot \frac{(B + 0,16)^2}{4} \right] \\ &= 0,5 \cdot \left[(2 - 0,8) \cdot (0,8 + 0,16) + 3,14 \cdot \frac{(0,8 + 0,16)^2}{4} \right] \\ &= 0,5 \cdot (1,2 \cdot 0,96 + 0,723456) = 0,94 \text{ м}^2 \end{aligned}$$

где 0,16 – удвоенная ширина верхней рамы бака; коэффициент 0,5 учитывает закрытие поверхности крышки вводами и арматурой.

Поверхность конвекции радиаторов:

$$\sum \Pi_{к.р.} = \Pi'_к - \Pi_{к.эл.} - \Pi_{к.кр.} = 364,7 - 11 - 0,94 = 352,76 \text{ м}^2$$

Поверхность конвекции радиатора, приведённая к поверхности гладкой стенки:

$$\Pi_{к.р.} = \Pi_{к.тр} \cdot k_{\phi} + \Pi_{к.к.} = 24,15 \cdot 1,4 + 0,34 = 34,15 \text{ м}^2$$

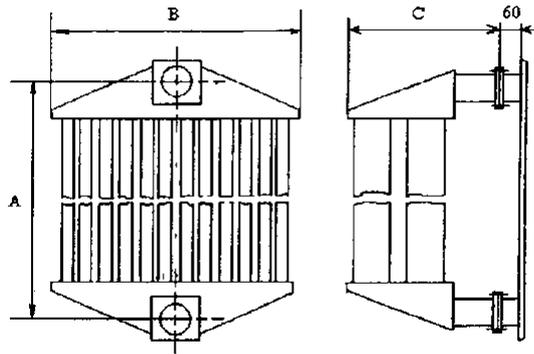


Рис. 2.3. Размеры радиатора

$k_{\phi} = 1,4$ (табл.9.6.) [1] - коэффициент формы поверхности для радиаторов.

$$\Pi_{к.к.} = 0,34 \text{ м}^2 \text{ стр. 444 [1]}$$

$$\Pi_{к.тр} = 24,15 \text{ м}^2 \text{ (табл.9.10.) [1]}$$

Необходимое число радиаторов:

$$n_p = \frac{\sum \Pi_{к.р.}}{\Pi_{к.р.}} = \frac{352,76}{34,15} \approx 10$$

Поверхность конвекции бака:

$$\Pi_{\kappa} = \sum \Pi_{к.р.} + \Pi_{к.эл.} + \Pi_{к.кр.} = 10 \cdot 34,15 + 11 + 0,94 = 353,44 \text{ м}^2$$

Окончательный расчёт превышения температуры обмоток и масла трансформатора (по § 9.7.) [1]. Среднее превышение температуры стенки бака над температурой воздуха по (9.49.) [1]:

$$\begin{aligned} \theta_{\delta.с.} &= \left[\frac{k \cdot (P_x + P_{\kappa})}{2,8\Pi_{\kappa} + 2,5\Pi_{\kappa}} \right]^{0,8} = \left[\frac{1,05 \cdot (59895,2 + 10314)}{2,8 \cdot 16,5 + 2,5 \cdot 353,44} \right]^{0,8} = \left[\frac{73719,66}{46,2 + 883,6} \right]^{0,8} \\ &= \left[\frac{73719,66}{929,8} \right]^{0,8} = 33,06^{\circ}\text{C} \end{aligned}$$

$$k = 1,05 \div 1,10$$

Среднее превышение температуры масла вблизи стенки над температурой внутренней поверхности стенки бака по (9.50.) [1]:

$$\begin{aligned}
\theta_{м.б.} &= 0,165 \cdot \left[\frac{k \cdot (P_x + P_k)}{\sum \Pi_{к.р.} + \Pi_{к.эл.} + 0,5\Pi_{к.хр.}} \right]^{0,6} \\
&= 0,165 \cdot \left[\frac{1,05 \cdot (59895,2 + 10314)}{10 \cdot 34,15 + 11 + 0,5 \cdot 0,94} \right]^{0,6} \\
&= 0,165 \cdot \left[\frac{73719,66}{341,5 + 11 + 0,47} \right]^{0,6} = 0,165 \cdot \left[\frac{73719,66}{352,97} \right]^{0,6} \\
&= 4,07^\circ C
\end{aligned}$$

Превышение средней температуры масла над температурой воздуха:

$$\theta_{м.с.} = \theta_{м.б.} + \theta_{б.с.} = 33,06 + 4,07 = 37,13^\circ C$$

Превышение температуры масла в верхних слоях над температурой воздуха:

$$\theta_{м.с.с.} = \sigma \cdot (\theta_{б.с.} + \theta_{м.б.}) = 1,2 \cdot (33,06 + 4,07) = 44,6 < 55^\circ C$$

$$\sigma = 1,2$$

Превышение средней температуры обмоток над температурой воздуха:

Обмотка НН:

$$\theta_{о.с1.} = \theta_{о.м.ср1.} + \theta_{б.с.} + \theta_{м.б.} = 25,1 + 33,06 + 4,07 = 62,23 < 65^\circ C$$

Обмотка ВН:

$$\theta_{о.с2.} = \theta_{о.м.ср2.} + \theta_{б.с.} + \theta_{м.б.} = 19,4 + 33,06 + 4,07 = 56,53 < 65^\circ C$$

Определение массы масла по (§ 9.8.) [1]. Объём бака:

$$\begin{aligned}
V_{б.} &= \left[(A - B) \cdot B + \frac{B^2 \cdot \pi}{4} \right] \cdot H_{б.} = \left[(2 - 0,8) \cdot 0,8 + \frac{0,8^2 \cdot 3,14}{4} \right] \cdot 2,2 \\
&= [0,96 + 0,5024] \cdot 2,2 = 1,4624 \cdot 2,2 = 3,2 \text{ м}^3
\end{aligned}$$

2.2. Повышение надежности эксплуатации и продления срока службы трансформаторов



Рис. 2.4. Силовой двухобмоточный трансформатор

В настоящее время комплексные диагностические обследования (КДО) или испытания все шире используются для оценки состояния силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов (далее трансформаторов), определения характера и уровня развития дефектов всех систем и узлов этих электрических машин. Для успешной реализации основных задач комплексных диагностических обследований трансформаторов, как правило, используется следующая программа работ:

- 1) анализ аварийности и характерных дефектов данного типа трансформатора;
- 2) осмотр трансформатора и сбор технической информации (о режимах работы, нагрузке, уровнях токов к.з. и рабочего напряжения, особенностях эксплуатации, потребителях, климатических условиях, загрязненности атмосферы и др.);
- 3) анализ технической документации и результатов эксплуатационных измерений;

4) проведение электрических измерений на отключенном трансформаторе (tg дельта и R изоляции обмоток и вводов, сопротивление обмоток постоянному току, потерь х.х. и сопротивления (напряжения) к.з..

Результаты обследования около 600 трансформаторов, а также проведенные ремонты примерно 60 трансформаторов подтвердили, что это необходимый минимум работы, который обеспечивает достоверную оценку диагностического состояния этих электрических машин, позволяет устранить неопределенность в оценке технического состояния трансформаторов. Дефекты трансформаторов могут быть вызваны естественными факторами: рабочими токами и токами к.з., рабочими напряжениями и перенапряжениями, воздействиями окружающей среды, химическими реакциями, спровоцированы развитием других дефектов, а также «человеческим фактором»: ошибками при конструировании, монтаже и ремонтах трансформаторов.

НПО «Техносервис-Электро» постоянно совершенствует методику проведения комплексных диагностических обследований. С этой целью реализуется программа повышения эффективности обследований трансформаторов, которая включает выполнение следующих работ:

1. Создание базы данных аварийности и характерных дефектов трансформаторов различных типов.
2. Систематизация основных видов дефектов и разработка базы данных дефектов (включая иллюстративный материал).
3. Сопоставление результатов комплексных диагностических обследований и ремонтов (вскрытий трансформаторов).
4. Разработка и внедрение новых и развитие известных диагностических методов.
5. Статистическая обработка полученных результатов и оценка достоверности и эффективности отдельных методов комплексных диагностических обследований.

б. Разработка рекомендаций по оценке уровня и опасности развития дефектов.

В качестве примера на рис. 2.5. представлены диаграммы количества и причин повреждений наиболее массового отечественного трансформатора типа ТМН-10000/35.

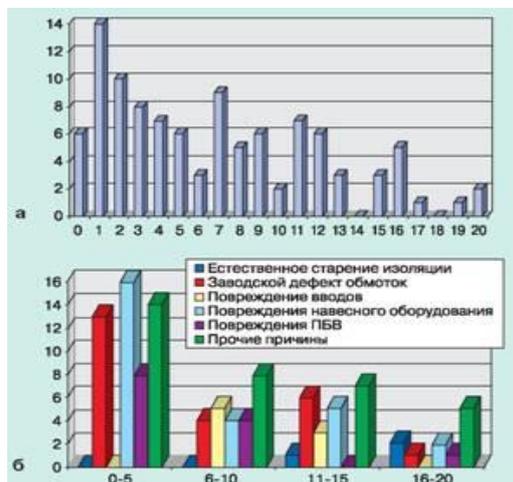


Рис. 2.5. Диаграммы зависимости количества повреждений трансформаторов типа ТМН-10000/35

а — от срока службы; *б* — от срока службы и причины с суммированием по 5 лет

Опыт проведения комплексных диагностических обследований, ремонтов и вскрытий трансформаторов позволил приступить к созданию иллюстрированной базы данных характерных дефектов и их основных признаков.

На основании имеющихся данных была разработана программа работ, которая включала в себя: измерение ЧР электрическим методом, акустическую локацию, вибрационное обследование, тепловизионное обследование, измерение индукции магнитного поля, а также полный цикл физико-химических и хроматографических анализов.

Однако анализ масла методом мембранной фильтрации выявил наличие большого количества металлических частиц правильной округлой

формы (рис. 2.6., а), а также большое количество частиц мелкодисперсного углерода (рис. 2.6., б).

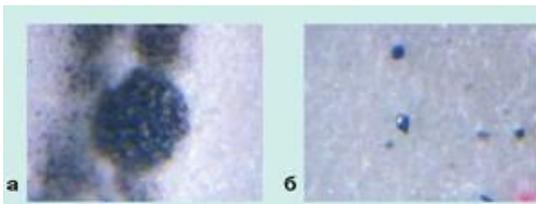


Рис. 2.6. Фотографии, выполненные с применением микроскопа производства фирмы PALL, фильтровальных мембран после выделения на них металлических примесей масла из бака трансформатора типа ТМН-10000/35-72У

В результате измерений было установлено, что при напряжении, равном номинальному, возникали частичные разряды с повышенным уровнем энергии. Применение метода трехмерной акустической локации позволило выявить точное место расположение дефекта. На рис. 2.7. приведены осциллограммы импульсов ЧР, их акустической локации и предполагаемое место развития дефекта (рис. 2.8.).

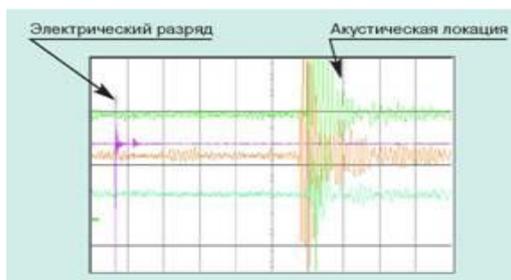


Рис. 2.7. Осциллограмма импульсов ЧР и их акустической локации



Рис. 2.8. Акустическая антенна на крышке бака трансформатора (а) и предполагаемое место дефекта (б)

Комплексные диагностические обследования около 600 трансформаторов со сроком службы 20 и более лет, выполненные НПО «Техносервис-Электро», показывают, что немедленного вывода из работы и списания требуют менее 2% трансформаторов, капитальный ремонт в ближайшее время необходим около 15% трансформаторов, замена вводов и ремонт отдельных узлов — 23-25%, а учащенного контроля и в перспективе проведения капитального ремонта (в течении 2-5 и более лет) — примерно 27-30 %.

Для поддержания требуемой эксплуатационной надежности трансформаторов, кроме диагностического контроля, необходимо своевременное проведение капитальных ремонтов. Комплексные диагностические обследования позволяют не только выявить развивающиеся дефекты, оценить уровень их опасности, но и обосновать необходимость, объем и сроки проведения капитальных ремонтов.

На рис. 2.9. представлена диаграмма срока службы трансформаторов этой энергосистемы, на которых выполнены ремонтные работы. Как видно из этой таблицы, немедленного выполнения ремонтных работ потребовало относительно небольшое число трансформаторов. Значительное количество ремонтов было отложено. Для трансформаторов с развитыми дефектами в предремонтных периодах, как правило, рекомендовались учащенный диагностический контроль, а в ряде случаев технические мероприятия (например, смена силикагеля в термосифонных фильтрах, замена маслонасосов и т.д.).

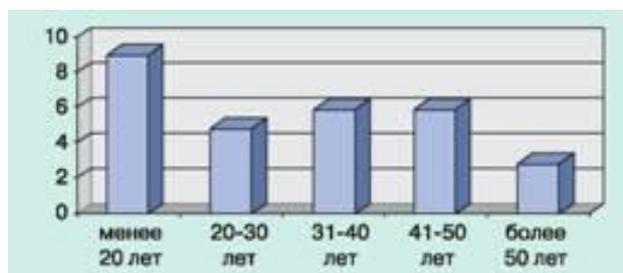


Рис. 2.9. Срок эксплуатации и количество трансформаторов, выведенных в ремонт

Следует отметить, что сушка твердой изоляции связана с воздействием повышенных температур, а вакуумирование, кроме того, с макромеханическим воздействием на целлюлозу при удалении влаги. В результате этого процесса наблюдается ускоренное старение бумажной изоляции и, как следствие, снижение ее степени полимеризации (на 50-250 ед.). Однако в последние годы успешно используется новая технология обмыва, значительно снижающая эти негативные факторы.

На диаграммах рис. 2.10. - 2.13. приводятся изоляционные характеристики обмоток и параметры бумажной изоляции контрольной группы трансформаторов до и после проведения ремонта.

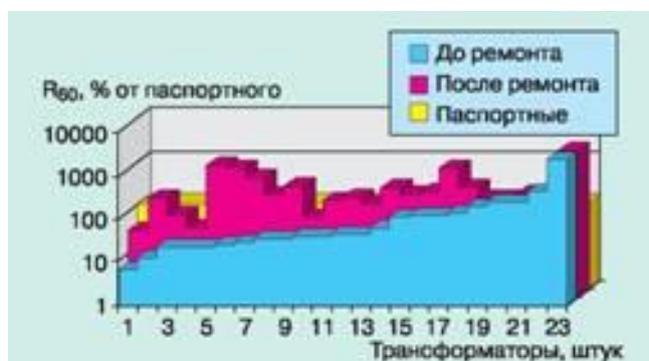


Рис. 2.10. Сопротивления изоляции обмоток ВН трансформаторов до и после ремонта

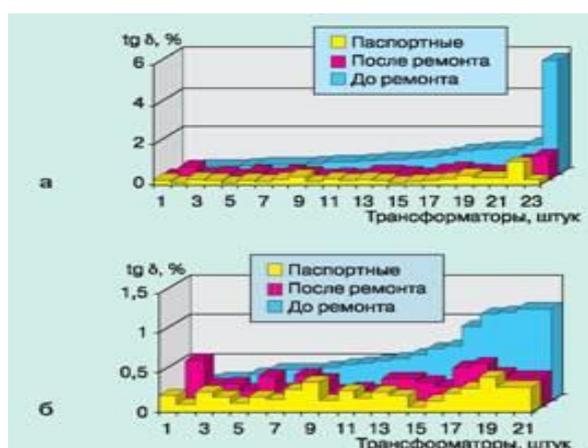


Рис. 2.11. Значения tg дельта изоляции обмоток ВН до и после ремонта трансформаторов по технологии «Техносервис-Электро» в масштабе по оси ординат 1 деление: а — 1%, б — 0,2%

Результаты, приведенные на рис. 2.12. и 2.13., включают анализы образцов бумажной изоляции, имевших первоначально степень полимеризации не более 400 ед. Согласно действующим российским нормативным документам наилучший класс механической прочности (при котором бумажная изоляция не ломается при изгибе на 180°) равен I, а наихудший (изоляция ломается при изгибе менее 90°) равен IV.

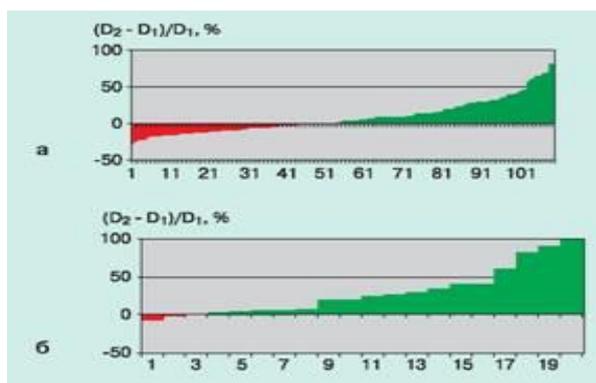


Рис. 2.12. Изменения степени полимеризации образцов бумажной изоляции а – все обследуемые образцы, б – образцы со степенью полимеризации $D1$ менее 400 ед.

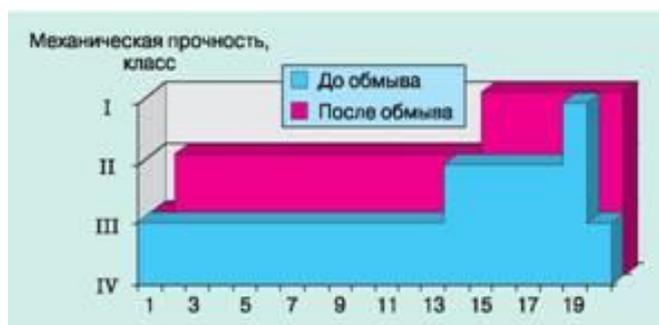


Рис. 2.13. Прочность образцов бумажной изоляции (со степенью полимеризации $D1$ менее 400 ед.) $D1$ — до и $D2$ — после проведения ремонта

Анализ результатов показал следующее. Во всех ремонтах удалось значительно повысить значения сопротивления обмотки R_{60} . В ряде случаев после ремонтов сопротивления были выше заводских и монтажных значений (в том числе во всех случаях у трансформаторов со сроком эксплуатации более 35 лет).

2.3. Современные методы диагностики силовых трансформаторов

Основными задачами диагностики трансформаторного оборудования являются выявление дефектов и повреждений, оценка функциональной исправности оборудования, определение возможности продления срока эксплуатации без проведения ремонтных работ, определение объема ремонта при его необходимости, оценка остаточного срока службы, а также выработка рекомендаций по продлению срока службы. Кроме того, применение диагностических методов дает возможность оценить состояние целых трансформаторных парков, позволяя тем самым производить ранжирование трансформаторов по состоянию, что, в свою очередь, позволяет снижать затраты на эксплуатацию и ремонт.

Один из решающих факторов ухудшения изоляции в эксплуатации - увлажнение. Главным источником увлажнения является атмосферная влага, проникающая под действием градиента давления, особенно через ослабленные уплотнения. Старение целлюлозной изоляции также может образовать значительное количество влаги, особенно если изоляция работает при повышенной температуре и значительно изношена.

Вследствие медленности процесса диффузии влаги в изоляции трансформатора основная масса влаги по мере проникновения из окружающего воздуха сосредоточивается в основном в тонкой изоляционной структуре, преимущественно барьерной изоляции. Распределение влаги в изоляционной структуре неравномерно. Так, содержание влаги в витковой изоляции существенно ниже, чем в электрокартонных барьерах.

Неравномерное распределение влаги в изоляционных деталях сохраняется в течение всего периода эксплуатации трансформатора. Выделяющаяся при старении влага также распределяется неравномерно. При

этом происходит ее миграция из участков с наибольшим износом в зоны с низшими значениями температуры.

Описанные выше причины обуславливают сложность диагностики степени увлажнения и, таким образом, необходимость применения методов, позволяющих проводить надежную оценку увлажнения изоляции. Разработанный фирмой АББ новый метод представляет собой дальнейшее развитие абсорбционных методов с использованием измерения тангенса угла диэлектрических потерь в широком частотном диапазоне (рис. 2.14.). Новый метод нашел обширное применение во многих странах мира и используется в качестве одного из основных при оценке состояния бумажно-масляной изоляции. Основными задачами метода являются измерение влажности целлюлозы и проводимости масла.

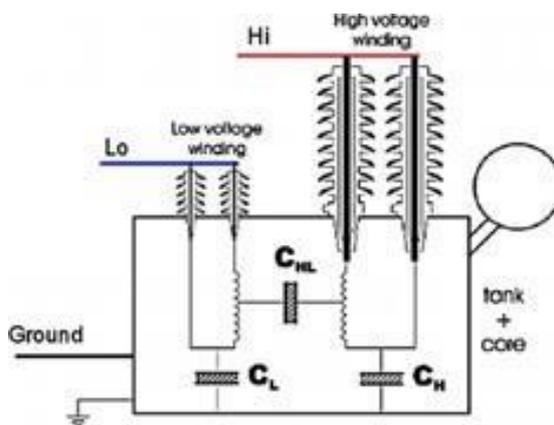


Рис. 2.14. Схема измерения тангенса угла диэлектрических потерь от частоты для трансформатора с двумя обмотками (участок изоляции с емкостью CHL)

С начала применения метода в 90-х гг. и по настоящее время специалистами АББ в различных странах были проведены более тысячи измерений на трансформаторах различного типа. Метод особенно хорошо зарекомендовал себя при определении степени увлажнения в рамках комплексного диагностического обследования (рис. 2.15., 2.16.).

Диагностика механического состояния обмоток методом частотного анализа (МЧА). Согласно выводам рабочей группы СИГРЕ WG A2.26, основанным на обобщении международного опыта, метод частотного анализа (FRA - Frequency Response Analysis) является наиболее чувствительным методом диагностики механического состояния обмоток трансформаторов.

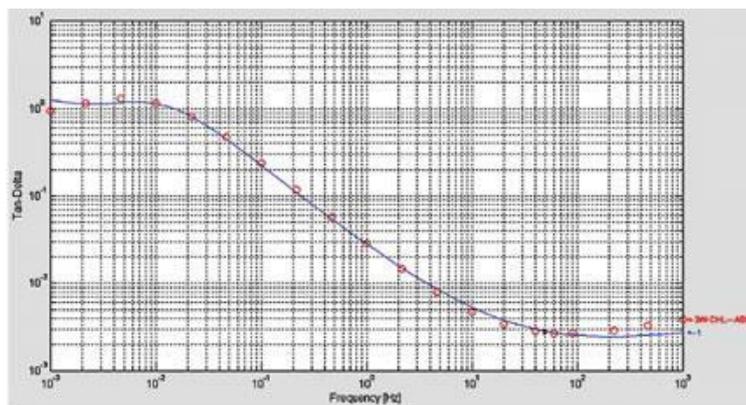


Рис. 2.15. Зависимость тангенса угла диэлектрических потерь от частоты для трансформатора с содержанием влаги в целлюлозной изоляции 1,2 %

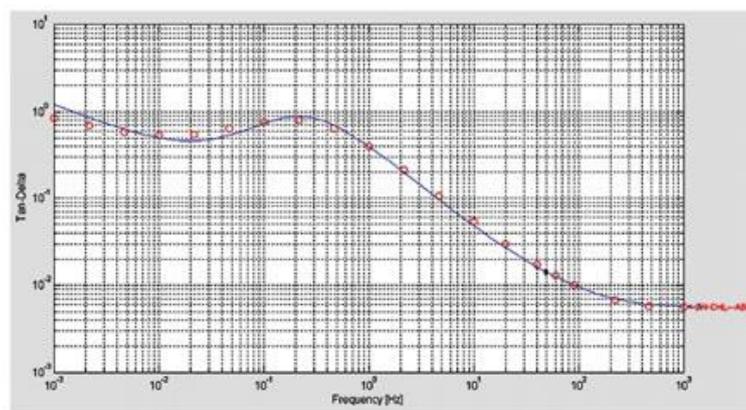


Рис. 2.16. Зависимость тангенса угла диэлектрических потерь от частоты для трансформатора с содержанием влаги в целлюлозной изоляции 2,9 %

Принцип метода частотного анализа заключается в том, что от специального генератора на ввод обмотки (или в нейтраль) подается

зондирующий сигнал (импульсный или синусоидальный, а с вводов других обмоток регистрируются отклики - реакции обмоток на воздействие зондирующего сигнала (рис. 2.17.).

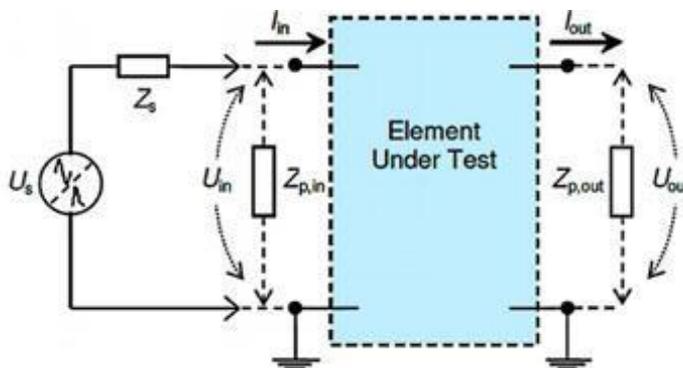


Рис. 2.17. Принцип измерения характеристик обмоток по методу частотного анализа

Изменения геометрии обмоток из-за деформаций, смещения, распрессовки приводят к изменению соответствующих емкостей и индуктивностей, а значит к изменению реакции обмоток на воздействие зондирующего сигнала. Характер изменения частотного спектра отклика зависит от величины и характера деформаций. Высокая чувствительность метода объясняется тем, что даже незначительные локальные изменения положения элементов обмотки (витков, катушек, отводов) приводят к изменению соответствующих емкостей и индуктивностей и соответственно к изменению собственных частот колебаний обмотки.

Разные виды деформаций приводят к изменениям в разных диапазонах спектра частот.

Отклики обмоток анализируются путем:

1. различия между откликами отдельных фаз трансформатора;
2. различия между откликами трансформаторов аналогичной конструкции;

3. изменения резонансов, полюсов (требуется предыдущее измерение).

При реализации данного метода могут быть использованы два подхода - импульсный и частотный. В частотном методе в качестве источника зондирующих сигналов используется генератор синусоидального напряжения, изменяющий частоту в широком диапазоне - от нескольких герц до нескольких мегагерц.

Двухканальный АЦП записывает по каналу 1 сигнал, подаваемый на вход обмотки, по каналу 2 - реакцию обмотки на приложенное воздействие. Далее рассчитывается передаточная функция как отношение спектров входного и выходного сигналов. Степень отличия передаточных функций, рассчитанных до и после воздействия на трансформатор электродинамических сил короткого замыкания или других механических воздействий, производится с помощью разных средств анализа.

Выход изменяющегося по частоте синусоидального сигнала и одного входа анализатора соединен через экранированные коаксиальные кабели с одним выводом обмотки. Другой конец обмотки (например, нейтраль) подсоединяется через трансформатор тока ко второму входу анализатора.

На рис. 2.18. приведен пример частотного спектра ВН обмоток 10 кВ · А трансформатора при измерениях до 2 МГц.

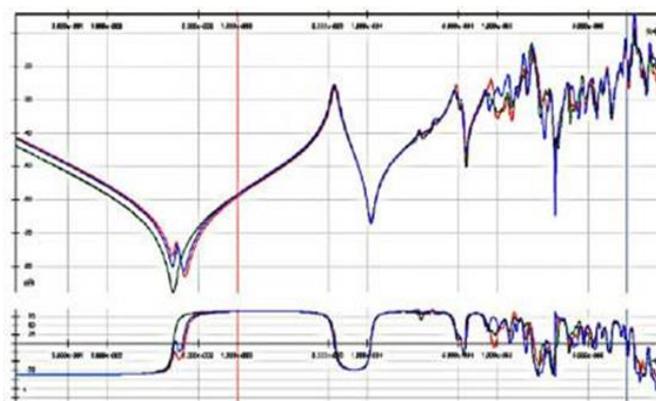


Рис. 2.18. Амплитуда и фаза частотного спектра ВН обмоток 10 кВ · А трансформатора

Как видно из рисунка, характеристики двух крайних обмоток (фазы А и С) практически совпадают во всем диапазоне.

На рис. 2.19., 2.20. приведены примеры сравнения откликов обмоток по второму методу, при котором сравнивают результаты измерений на однотипных трансформаторах (рис. 2.19.), и по третьему методу, при котором частотные спектры сравнивают с предыдущими измерениями (рис. 2.20.).

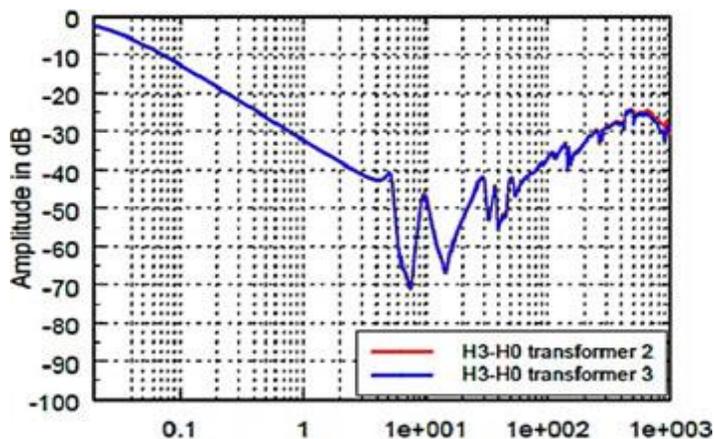


Рис. 2.19. Сравнение амплитуд частотных спектров ВН обмоток фазы С (НЗ-Н0) двух однотипных трехобмоточных трансформаторов мощностью 10 кВ · А. Фазные обмотки СН закорочены

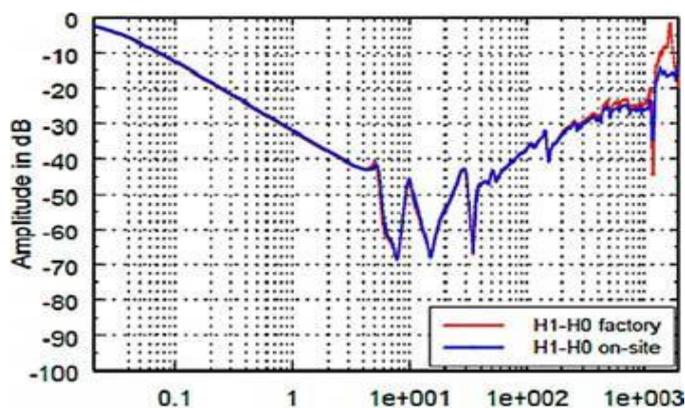


Рис. 2.20. Сравнение амплитуд частотных спектров ВН обмоток фазы А (Н1-Н0) трехобмоточного трансформатора мощностью 10 кВ · А при измерениях на заводе и на месте установки после транспортировки. Фазные обмотки НН закорочены.

Вывод

Разработка и внедрение новых методов диагностики с целью выявления дефектов и повреждений, оценка функциональной исправности оборудования, определения возможности продления срока эксплуатации трансформаторов и выполнения других задач диагностики является неотъемлемой частью постоянного совершенствования методик оценки состояния и повышения их эффективности.

Важную роль при внедрении новых методов играет системный подход к оценке состояния силовых трансформаторов, при котором оценка состояния базируется на результатах различных измерений и учете конструктивных особенностей диагностируемых объектов, что позволяет повышать достоверность полученных результатов.

Эффективность комплексных диагностических обследований достигается в результате использования различных методов измерений как на отключенном, так и на работающем трансформаторе в режимах нагрузки и холостого хода, а также проведением физико-химических анализов масла из бака, маслонеполненных вводов и контакторов РПН.

Одним из важнейших методов диагностики силовых трансформаторов, позволяющих определять точное место расположение дефектов, является измерение уровня частичных разрядов с применением метода трехмерной акустической локации.

Новая технология ремонта с обмывом изоляции маслом, содержащим специальные присадки при вакуумировании, позволяет эффективно проводить сушку твердой изоляции, удалять продукты старения масла, нафтенаты железа и меди, а также механические примеси. Кроме того, эта технология позволяет снизить негативное влияние температуры и вакуума на бумажную изоляцию и предотвращает снижение механической прочности при сушке изоляции.

Вывод

Предельный нагрев частей трансформатора ограничивается изоляцией, срок службы которой зависит от температуры нагрева. Чем больше мощность трансформатора, тем интенсивнее должна быть система охлаждения.

Допустимое превышение температуры обмотки сухого трансформатора над температурой окружающей среды зависит от класса нагревостойкости изоляции и согласно ГОСТ 11677—85 должно быть не больше

- 60 °С — для класса А,
- 75 °С — для класса Е,
- 80 °С — для класса В,
- 100 °С — для класса F,
- 125 °С — для класса Н

Для лучшей отдачи тепла в окружающую среду бак трансформатора снабжают ребрами, охлаждающими трубами или радиаторами в зависимости от мощности.

Масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители (ДЦ) применяется для трансформаторов мощностью 63000 кВ · А и выше. Охладители состоят из тонких ребристых трубок, обдуваемых снаружи вентилятором. Электронасосы, встроенные в маслопроводы, создают непрерывную принудительную циркуляцию масла через охладители. Благодаря высокой скорости циркуляции масла, большой поверхности охлаждения и интенсивному дутью охладители обладают большой теплоотдачей и компактностью. Такая система охлаждения позволяет значительно уменьшить габаритные размеры трансформаторов.

Заключение

В работе выполнены теоретические и экспериментальные исследования и разработан ряд технических решений в области совершенствования методов и средств повышения надежности силовых трансформаторов.

1. В последние годы возрастает число повреждений трансформаторов, особенно с длительным сроком службы.

2. Для повышения надёжности работы целесообразно проводить комплексные диагностические обследования, которые дают объективную информацию о состоянии силового трансформатора.

3. Обследование более 150 трансформаторов со сроком службы свыше 25 лет показало, что их следует: немедленно выводить из работы – менее 2%, проводить срочный капитальный ремонт активной части – примерно 23% и незначительный ремонт, в том числе замену вводов и (или) учащённого контроля некоторых диагностических параметров - примерно 35%.

4. Новая технология ремонта с обмывом изоляции маслом, содержащим специальные присадки, позволяет значительно улучшить изоляционные характеристики обмоток, а при деструкции бумажной изоляции в результате улучшения кристаллической структуры целлюлозы повысить и механическую прочность.

5. Высокая культура проведения ремонтных работ, строго соблюдение нормативных документов, использование новейших технологий дают возможность снизить повреждаемость трансформаторов и реально продлить их срок службы.

Оценка показателей надежности электрооборудования является одной из важнейших задач в энергетике. Актуальность рассмотренных в диссертационной работе проблем связана с высоким уровнем износа и нарастанием темпов старения электроэнергетического оборудования, а

также, в основном, по экономическим причинам своевременного замещения его на новое после полной сработки технического ресурса. Следовательно, надежность систем электроэнергетики определяется действующим электрооборудованием, которое сработало или в ближайшее время полностью сработает свой ресурс и поэтому требует повышенного внимания.

Проведенные в диссертационной работе исследования можно рассматривать как комплексное решение проблемы количественной оценки показателей надежности электрооборудования с учетом воздействия эксплуатационных факторов, режимов и условий работы.

Решенные в работе задачи позволяют перейти к системе технического обслуживания и ремонта электрооборудования и управлению процессом его эксплуатации в зависимости от полученных значений показателей надежности.

Практическое значение полученных результатов состоит в создании моделей и алгоритмов, направленных на обеспечение надежности электрооборудования энергообъектов на основе количественного определения показателей безотказности и долговечности, а также выявления их взаимосвязи.

Результатом диссертационной работы является усовершенствование известных методов и разработка новых моделей оценки показателей долговечности и безотказности электрооборудования, что позволит обеспечить эффективность функционирования объектов электроэнергетики.

Внедрение результатов работы имеет важное народнохозяйственное значение, т.к. они непосредственно направлены на повышение надежности работы парка силовых трансформаторов, эксплуатируемых на электростанциях и подстанциях электрических сетей Республики Узбекистан.

Список использованных литератур

- 1. И.А.Каримов.** Наша главная задача – дальнейшее развитие страны и улучшение благосостояния народа. – Т.: «Узбекистан», 2010
- 2. П.М.Тихомиров.** Расчёт трансформаторов. - М.: Энергоатомиздат, 1986.
- 3. ГОСТ 11677-65.** Трансформаторы (автотрансформаторы) силовые. Общие технические требования. М.: Изд. Стандартов, 1971.
- 4. Bogomolov V.S., Khublarov N.N., Lvov M.Yu., Lvov Yu.N., Vanin B.V., Neklepaev B.N.** Problems of autotransformers operation in systems with fault currents upgrowth. CIGRE, Session-2000, Paper №12-106.
- 5. Львов Ю.Н., Першина Н.Ф., Хубларов Н.Н.** Обобщенный анализ аварийной повреждаемости крупных трансформаторов в РУ за 30 лет. III Симпозиум «Электротехника 2010». Сборник докладов, т.2, раздел 3. Москва, 1977.
- 6. Мамиконянц Л.Г.** О повреждаемости герметичных вводов трансформаторов. Энергетик, 1996, № 12.
- 7. Мамиконянц Л.Г.** О работах по повышению надежности высоковольтных вводов. Энергетик, 1998, №11.
- 8. Макаревич Л.В., Шифрин Л.Н., Алпатов М.Е.** Современные тенденции в создании и диагностике силовых трансформаторов больших мощностей. Известия Академии Наук. Энергетика, 2008, № 1.
- 9. Алексеев Б.А.** Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. М.: Изд-во НЦ Энас, 2002.
- 10. Силовые трансформаторы.** Справочная книга. Под ред. С.Д. Лизунова, А.К. Лоханина. М.: Энергоиздат, 2004.
- 11. Циркуляр Ц-02-88(Э).** Об измерениях сопротивления КЗ трансформаторов. Москва, 1988.

12. Дробышевский А.А., Левицкая Е.И. Анализ механического состояния обмоток силовых трансформаторов по результатам диагностики. В сб. научных трудов ВЭИ. М.: ГУП ВЭИ, 2001.

13. Салимов Д.С., Туйчибаев О.А. основные факторы снижающие эксплуатационную способность силового трансформатора. «Международный форум молодёжов и магистров» ТГТУ 2013.

14. Салимов Д.С., Туйчибаев О.А. Перспективные пути совершенствования диагностики силовых трансформаторов. «Международный форум молодёжов и магистров» ТГТУ 2013.

15. ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия. Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (01.01.2003). Архивировано из первоисточника 23 августа 2011. Проверено 25 февраля 2009.

16. ГОСТ 18685-73. Трансформаторы тока и напряжения. Термины и определения. Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (01.07.1974). Архивировано из первоисточника 23 августа 2011. Проверено 25 февраля 2009.

17. ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия. Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (01.01.2003). Архивировано из первоисточника 23 августа 2011. Проверено 25 февраля 2009.

18. Трансформатор электрический — статья из Большой советской энциклопедии.

19. <http://www.transform.ru/articles/html/02theory/b000005.article>
Основные определения и принцип действия трансформатора.

20. <http://model.exponenta.ru/electro/0070.htm>. Дубовицкий Г. П. Трансформаторы.

21. <http://www.connect.ru/article.asp?id=3960>. Трансформация трансформатора. Ян Шнейберг.