

Обеспечение работоспособности маслонаполненного высоковольтного оборудования после расчетного срока службы"

Лоханин А.К. (ВЭИ), Соколов В.В. (ЗТЗ-Сервис)

ВВЕДЕНИЕ

Глобальной задачей электроэнергетики, по меньшей мере, в первой четверти XXI века является поддержание работоспособности электрооборудования после расчетного срока службы (25-30 лет). Ясно, что возможности по замене оборудования весьма ограничены и возникает проблема, как понизить пик необходимых инвестиций и распределить их на возможно более долгий период.

Соответственно возникает вопрос о разработке долговременной стратегии по обновлению и замене оборудования. Внедрение такой программы требует разработки новых методов и технологий, чтобы определить оборудование, продолжение работы которого подвержено наибольшему риску, а также продлить работоспособность оборудования на максимально возможный срок.

ПАРК СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Пик развития электроэнергетики в индустриально развитых странах приходится на 70е – начало 80х годов. В США, например, этот пик приходится на 1974г., когда было введено в работу более 180 ГВА трансформаторной мощности. Очевидно, что к настоящему времени это оборудование работает уже более 25 лет. Возрастное состояние трансформаторов в СНГ несколько более благополучное. Пик нарастания мощности приходится на первую половину 80х. Однако также очевидно, что через 5-10 лет потребности электроэнергетики должны будут обеспечивать в подавляющем большинстве «старые» трансформаторы.

С учетом развития конструкций парк силовых трансформаторов можно классифицировать следующим образом:

=> Конструкции начала 60-х годов: составляют около 10% от парка, хотя преобладают, например, на блоках 150-200 МВА. Имеют ряд недостатков, частично устраненных при реконструкции по «серой книге».

=> Разработки конца 60-х-70г.г. по ГОСТ11677-65 выпуска 1968-78г.г. Составляют порядка 30% парка. Главные недостатки связаны с дефектами комплектующих узлов.

=> Последние разработки 1976-86 г.г., по ГОСТ 11677-75/85, выполнены с учетом требований по продлению межремонтного периода. Вместе с тем вследствие уменьшения размеров трансформаторов и объема масла в указанных трансформаторах увеличились удельные нагрузки на материалы, что, несомненно, повлияет на срок службы.

Большинство конструкций «последних» разработок уже устарело. В связи с изменившейся конъюнктурой возникает необходимость разработки стандартов потребителя с включением, в том числе требований по установке систем мониторинга.

ПРЕДПОЛАГАЕМЫЙ СРОК СЛУЖБЫ

Силовые трансформаторы

Сигрэ различает технический срок службы (нарушение функциональной работоспособности), экономический (чрезмерно высокие затраты) и стратегический (недостаточная нагрузочная способность, несоответствие условиям эксплуатации). Считается,

что продолжение эксплуатации экономически невыгодно, если удельная повреждаемость оборудования выше 3 %.

Очевидно, что фактический срок службы существенно выше расчетного (25-30 лет). По данным Сигрэ опасное нарастание повреждаемости следует ожидать после 40 лет работы, прежде всего, в парке блочных трансформаторов.

Традиционно технический срок службы трансформаторов рассматривают как срок службы изоляции проводников до критической деструкции (снижение степени полимеризации до 200-250). Однако ни опыт эксплуатации, ни результаты функциональных испытаний моделей обмоток не подтверждают этот тезис. Результаты функциональных испытаний, ранее проведенных в ВИТ и в ЛПИ дают основание предполагать, что образующиеся продукты старения могут вызывать критическое снижение электрической прочности изоляции ранее достижения критической деструкции целлюлозы. Статистика отказов крупных трансформаторов в США и СНГ показывает общие тенденции:

- Основные причины отказов связаны с ухудшением состояния оборудования в эксплуатации из-за отдельных недостатков, обуславливающих ускоренное старение. Увеличение повреждаемости наблюдается уже после 12-17 лет.

- Более 50% отказов вызваны ускоренным старением комплектующих узлов (вводов, РПН, элементов системы охлаждения).

- Повреждение главной и продольной изоляции обусловлены обратимыми факторами: увлажнением, загрязнением, отложением продуктов старения масла.

- Доля отказов, обусловленных необратимой деструкцией целлюлозы, не превышает 5%.

- Более 80% отказов могли бы быть предупреждены, а причины их устранены в полевых условиях

СОСТОЯНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ В СТРАНАХ СНГ

Особенности эксплуатации:

Сравнительно низкие нагрузки. Это, способствует сохранению ресурса изоляции, однако затрудняет оценку состояния трансформаторов, поскольку низкие нагрузки «маскируют» возможные проблемы, связанные с перегревами деталей в потоке рассеяния, а также со снижением эффективности охлаждения.

Высокий уровень напряжения, особенно в некоторых сетях 500кВ, соответственно отмечаются частые случаи перевозбуждения.

Частые внеплановые работы, связанные с заменой дефектных вводов и других комплектующих узлов, выполняемые недостаточно квалифицированным персоналом. Практически прекращение практики замены силикагеля в адсорбных фильтрах бессистемное смешивание масел.

Повреждаемость

Удельная повреждаемость крупных трансформаторов в СНГ в среднем не превышает 1,5%, хотя на отдельных объектах этот процент значительно выше. Основная доля отказов обусловлена специфическим повреждением герметичных вводов, залитых маслом Т-750, повреждением импортных РПН (SAV и РПН типа ЗРНОА-100/1000), загрязнением и увлажнением изоляции, местными перегревами деталей в потоке рассеяния, деформацией обмоток.

Большая часть дефектов не выявляется традиционной системой диагностики, основанной на мониторинге нормированных характеристик. В большинстве случаев состояние оборудования оценивается как удовлетворительное, хотя последующие испытания по методологии Сигрэ, как правило, выявляют наличие большого числа дефектов. Так, например, обследование с применением методов функциональной диагностики более 110 ед. трансформаторов единичной мощностью свыше 120 МВА, с наработкой более 20 лет позволило выявить более 600 различных дефектов. Распределение видов дефектов хорошо коррелирует с распределением отказов. Важно отметить, что необратимые дефекты (деформации обмоток,

следы разрядов, выгорание контактных соединений и др.) обнаружены только в 15% обследованных трансформаторов. Значительный термоокислительный износ изоляции обнаружен лишь в нескольких трансформаторах и связан с конструктивными недостатками. Таким образом, можно сделать следующие выводы:

- Имеются предпосылка для продолжения эксплуатации большей части парка, по меньшей мере, до 40 лет.
- За время длительной работы состояние оборудования существенно изменилось и в большинстве трансформаторов могут быть дефекты, значительно сокращающие срок службы.
- Подавляющая часть дефектов имеет обратимый характер и может быть не только идентифицирована, но и устранена на месте установки.
- Примерно 15% парка может иметь необратимые дефекты и, вероятно, подлежит замене.
- Для определения реального состояния оборудования требуется пересмотр методологии диагностики и внедрение новых методов.

Измерительные трансформаторы

Исследования СИГРЭ показывают, что на долю трансформаторов тока с бумажно-масляной изоляции конденсаторного типа является 220-750 кВ приходится более 50% от общего числа отказов всех измерительных трансформаторов.

Основу парка трансформаторов тока 330-750 кВ в СНГ составляют U-образные трансформаторы типа ТФКН и ТФУМ, находящиеся в работе с 60х годов, а также рымовидные трансформаторы ТРН, ТФРМ (всего, более 6000 ед.). Серия ТФРМ -330 находится в работе с 1971г., ТФРМ-500-с 1977г., ТФРМ-750-с 1974г. С 1976 конструкции были герметизированы, имеются 4 вида узлов герметизации

В ТТ серии ТФРМ в период с 1990 по 2001 отмечено около 90 отказов. Удельное число отказов не превышает 0,06% однако большая часть отказов сопровождается катастрофическими последствиями. Превалируют два типа отказов: 1) «холодные» отказы в зимнее время, связанных преимущественно с развитием ионизационного пробоя конденсаторной изоляции, и 2) «горячие» отказы в наиболее жаркое время года, связанных в основном с развитием теплового пробоя после длительной эксплуатации. Первый тип отказов обусловлен в основном недопропиткой и депропиткой изоляции в процессе хранения, газонасыщением масла и образованием вакуума при охлаждении и возникает в основном в приработочный период. Второй тип отказов обусловлен старением материалов, в первую очередь масел, имеющих недостаточную стабильность.

Опыт эксплуатации показывает, что срок службы значительной части парка без принятия специальных мер может быть ограничен 25-30-ю годами. Симптомы старения масла и увеличения диэлектрических потерь бумажно-масляной изоляции наблюдаются уже после 15-20 лет работы. Дефектное состояние таких ТТ характеризуется повышенными диэлектрическими потерями и их ростом с повышением температуры, появлением продуктов старения масла и изоляции, сравнительным повышением температуры. В то же время появление критических частичных разрядов и горючих газов особенно в ТТ серии ТФКН происходит только уже на стадии развития пробоя. Развитие местного дефекта до пробоя может происходить после изменения условий эксплуатации (повышение температуры, напряжения) за короткое время (100-300 часов).

Нормированный в эксплуатации объем испытаний практически (в частности измерение $\text{tg}\delta$ изоляции при 10 кВ на отключенном ТТ) не позволяет обнаружить ни дефекты, приводящие к вышеуказанным повреждениям, ни явления аномального старения.

Симптомы значительного старения наблюдаются особенно в ТТ ТРН, ТФРМ-330 (рост тангенса угла потерь, измеренного под рабочим напряжением), а также в ТФРМ-750. Специальным анализом масла, выявлена, например, тенденция аномального старения верхних ступеней ТТ, залитых маслом Т-750 после 15-16 лет работы.

Механизм повреждения изоляции

Был ползущий, но снят

Сейчас перекрытие вдоль поверхности

Масло

Неизученные явления

Растворенные металлы, углерод

Раньше не знали, а длительная эксплуатация – проблемы старения

МЕТОДОЛОГИЯ ДИАГНОСТИКИ

Необходимость получения объективной информации о состоянии оборудования, а также экономические требования по снижению расходов на обслуживание обусловили разработку новых концепций и технологий обслуживания. Взамен традиционной системы обслуживания, предусматривающей периодическое измерение и сравнение нормированных характеристик, измеряемых большей частью после отключения трансформатора от сети СИГРЭ, EPRI, IEEE предложены

- Методология обслуживания оборудования по состоянию (Condition based Maintenance) с определением на базе опыта эксплуатации эффективных ключевых методов, как правило, не требующих отключения оборудования.

- Методология обслуживания оборудования по условию надежности (Reliability Centered Maintenance), учитывающей риск отказа и его последствий, позволяющей оптимально использовать имеющиеся запасы прочности.

- Методологию функциональной диагностики, направленную на оценку функциональной работоспособности отдельных подсистем и трансформатора в целом с учетом вероятных дефектов и вероятного механизма их развития до отказа. Данная методология позволяет более эффективно использовать CBM и RCM

КОНЦЕПЦИЯ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ДИАГНОСТИКИ

1) Трансформатор представляется в виде ряда функциональных (под)систем, включающих соответствующие компоненты, выполняющие известные функции

2) Основой системы контроля и диагностики является функциональная модель дефектов, определяющая вероятные дефекты или чувствительные зоны в данной конструкции при данных условиях эксплуатации на базе анализа особенностей конструкции и анализа отказов в эксплуатации и, соответственно, цели и задачи диагностики: что искать.

Основные задачи диагностики: Исключить повторяющиеся отказы; Выявить возможные необратимые повреждения; Оценить степень износа оборудования и предложить необходимый объем работ для поддержания работоспособности и продлению срока службы.

3) Определяется понятие дефектного состояния каждой подсистемы и его характеристики (имидж дефекта)

4) Оценка состояния оборудования представляется в форме вопросника о состоянии его функциональных подсистем в условиях соответствующих предельному рабочему состоянию (температура, нагрузка и пр.).

5) Программа технического обследования концентрируется на выявлении вероятных дефектов путем использования групп методов, характеризующих конкретный дефект. По меньшей мере, две диагностические процедуры требуются для того, чтобы подтвердить наличие дефекта и оценить его количественно.

Данная методология не требует обязательной информации о предшествующих характеристиках, но обязательно требует понимания конструкции оборудования и информацию о предшествующих критических режимах. Анализ конструкции является первой процедурой диагностики.

Опыт показывает, что состояние оборудования и соответствующее ранжирование по состоянию для последующих стратегических выводов может быть выполнено посредством однократного обследования.

ДИАГНОСТИКА ВЕРОЯТНЫХ ДЕФЕКТОВ

Термоокислительная деструкция

Следует учитывать комплексный процесс деградации композиционной изоляции: окисления масла и деструкции целлюлозы под воздействием гидролиза, пиролиза и: окисления. Часть продуктов старения масла адсорбируется целлюлозой, ускоряя её деградацию. Вследствие медленности процессов массопереноса деградации подвержена только «тонкая структура» изоляции. Наиболее нагретые зоны изоляции составляют 2-8% от общей массы. Наиболее вероятной в условиях рабочих температур представляется гидролитическая деструкция, энергия, активация которой почти на 50% ниже, чем энергия активации пиролиза. Соответственно оценка степени старения должна учитывать температуру, время, влажность изоляции, количество кислот и неких полярных продуктов, ускоряющих процесс деполимеризации. Выделение фуранов сопутствует деполимеризации, а образование окиси и двуокиси углерода обуславливается пиролизом и окислением масла. Заметное выделение фуранов происходит при температуре выше 120-130 °С. В настоящее время имеются средства определения перегрева целлюлозы, но ограничены средства оценки степени ее старения без отключения оборудования от сети.

Оценка возможного износа изоляции требует учета температуры изоляции в наиболее нагретых зонах на базе анализа конструкции и условий работы, влажности изоляции и агрессивных продуктов старения масла. Имеется положительный опыт оценки старения посредством анализа СП микропроб витковой изоляции и картона, работающих при отличных, но известных температурах.

Для возможности количественной оценки степени деструкции изоляции требуются специальные опыты по определению температурной зависимости коэффициентов кинетики реакции всех стадий. Необходима разработка специальной методики оценки степени старения и определения аномальных процессов в трансформаторах, учитывающей все существенные факторы.

Электрическая прочность изоляции

Сигрэ предложило модель диагностики, основанную на представлениях о влиянии воды, примесей и продуктов старения масла на снижение запасов прочности. Предполагается недопустимость наличия свободной воды и проводящих (металлических) примесей, вызывающих непосредственное снижение прочности. Влияние растворенной воды рассматривается отдельно для главной изоляции и изоляции проводников. В первом случае рекомендуется ограничение относительной влажности масла и количества примесей, адсорбирующих влагу. Количество влаги в изоляции ограничивается по условию недопущения повышенной (>40%) относительной влажности масла при рабочей температуре после нагрева изоляции при максимальной рабочей температуре. Количество влаги в витковой изоляции ограничивается условием недопущения выделения пузырьков пара повышении температуры при допустимой перегрузке. Соответственно влажность витковой изоляции ограничивается 1,0-1,5%, а в барьерной изоляции - 1,5-2%. Следует отметить, что при нормированной (Объем и Нормы России) влажности изоляции 4 % критическое снижение прочности главной изоляции возможно уже при температуре масла $\leq 40^\circ$, а выделение пузырьков пара - при 110-120°.

Количественный и качественный анализ примесей в масле, нарастание влаги в масле при повышении температуры (Water Heat Run Test), степень старения масла, и особенно величина поверхностного натяжения, позволяют оценить состояние изоляционной системы работающего трансформатора. Современная техника измерения ЧР позволяет оценить опасность ухудшения состояния изоляционной системы и локализовать источники газовыделения. Хорошую эффективность показали методы оценки степени увлажнения и загрязнения изоляционных промежутков по температурным и частотным зависимостям диэлектрических характеристик с

учетом влияния конструкции изоляции и проводимости масла. Необходима программа широкого внедрения эффективной техники в энергосистеме, в частности мониторинга влажности, газов, ЧР под нагрузкой. Требуются специальные исследования процессов деградации поверхности изоляции, образования и миграции связанной воды, температурной зависимости поверхностного натяжения масла, разработки комплексной методики измерения и анализа ЧР с применением электрических, акустических и электромагнитных датчиков.

Масло как диагностическая среда

Анализ масла позволяет выявить около 70% вероятных дефектов в трансформаторном оборудовании, что может быть реализовано посредством расширения методов испытания, их функциональной классификации (см. Табл.), а также модификации методологии отбора проб.

Наиболее благоприятным средством выявления аномалий в маслонаполненном оборудовании является анализ продуктов деградации и материалов. Так, например, пиролиз масла из-за перегрева металлических деталей сопровождается не только выделением характерных газов, но и образованием углерода, металлических частиц, а также специфических жидких материалов.

Изучение продуктов деградации позволит значительно повысить эффективность диагностики.

Классификация диагностических характеристик масла
Идентификация
Структурно-групповой состав; Количество и состав полиароматики; Плотность и её температурный коэффициент; Вязкость и её температурный коэффициент; Температура вспышки; Коэффициент преломления света; Диэлектрическая проницаемость; Анилиновая точка; Коррозионная сера; Содержание серы; Содержание ингибитора; Газостойкость; Содержание полихлордифенилов
Характеристики старения
Свободные радикалы; Видимая область спектра; Кислотное число; Число омыления; Содержание ингибитора; Поверхностное натяжение; Продукты старения по ИК-спектру; tgδ; Удельное объемное сопротивление; Коэффициент полярности; Мутность; Растворимый осадок; Нерастворимый осадок; Противоокислительная стабильность; Окись и двуокись углерода
Электрическая прочность
Растворенная влага; Относительная влажность; Связанная вода; Содержание частиц; Идентификация частиц; Пробивное напряжение и коэффициент вариации; Импульсная прочность; Напряжение; Напряжение появления ЧР
Продукты деградации
ХАРГ; Расширенный ХАРГ (С3-С5) DGA; Фурановые компоненты; Фенолы; Растворенные металлы; Металлические частицы.

Динамическая устойчивость обмоток

Частичная деформация обмоток является наиболее вероятным видом необратимых повреждений. Учитывая, что значительная часть парка трансформаторов является динамически неустойчивой к предельным многократным воздействиям токов КЗ, широкое обследование механического состояния обмоток имеет особую актуальность.

Сигрэ предложило комплексную методику диагностики деформаций обмоток, включающую оценку запасов прочности и устойчивости при реальных условиях и применение группы методов, позволяющих идентифицировать три вероятных вида деформаций: радиальную, аксиальную и скручивание обмоток:

- Относительное изменение реактанса рассеяния как следствие изменения диаметра обмоток и канала рассеяния при радиальной деформации
- Частотный анализ переходных функций

- Относительное изменение емкости между обмотками как следствие изменения канала рассеяния при радиальной деформации
- Метод низкочастотного импульса
- Частотный анализ импеданса рассеяния
- Частотный анализ добавочных потерь от потока рассеяния
- Изменение вибро-акустических спектров и характеристика механического ослабления прессовки обмоток

Необходима разработка методических указаний направленных на выявление реального состояния трансформаторов с применением наиболее эффективных методов

Диагностика состояния высоковольтных вводов

Негерметичные конструкции

Типичными дефектами вводов со «свободным дыханием» являются увлажнение и старение бумажно-масляной массы, имеющее необратимый характер. Оба дефекта обуславливают увеличение диэлектрических потерь с повышением температуры. Симптомы диэлектрического перегрева могут быть выявлены посредством анализа фурановых производных. Нормированные измерения угла потерь при низких температурах часто не выявляют дефекты.

Представляется, что обследование вводов с измерением диэлектрических характеристик при повышенной температуре позволят выделить вводы, эксплуатация которых целесообразна лишь в течение ограниченного времени.

При необходимости продолжение работы дефектных вводов может быть подвержено установкой системы КИВ для предупреждения катастрофического отказа

Герметичные конструкции

Характерны два основных дефекта:

1) Старение масла, образование медесодержащих коллоидов, отложение полупроводящего налета на поверхности нижней крышки, возникновение ЧР в масле с последующим перекрытием вдоль крышки. Дефект характеризуется в частности снижением абсолютной величины $\text{tg}\delta_1$ измеренного по нормальной схеме, и дальнейшим снижением при повышении температуры.

Вероятность возникновения дефекта значительно снизилась после замены масла Т-750 на ГК, однако, во многих случаях во вводы было добавлено масло с повышенной ароматикой, что требует специальной проверки.

2) Старение масла и части (из-за дефицита кислорода) бумажно-масляной массы. При этом наблюдается увеличение тангенса угла потерь внешних слоев изоляции при увеличении температуры.

Большую часть дефектов может быть выявлена измерениями диэлектрических характеристик под напряжением.

КОНЦЕПЦИЯ ПРОДЛЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ ОБОРУДОВАНИЯ

Надежное продолжение эксплуатации трансформаторов после расчетного срока службы требует проведение комплекса специальных работ, первым этапом которых должна быть оценка фактического состояния оборудования. Продление срока службы экономически целесообразно, если в трансформаторе отсутствуют необратимые повреждения, требующие замены основных узлов.

Программа работ должна включать:

- Устранение выявленных и потенциальных дефектов, снижающих надежность и влияющих на ускорение процессов старения.
- Удаление влаги, газов, примесей и продуктов старения, в том числе адсорбированных целлюлозой.
- Модернизация потенциально ненадежных узлов, а также с целью снижения скорости старения (пленочная защита масла, улучшение охлаждения).

ПРОЕКТ РЕШЕНИЯ НТС РАО ЕЭС РОССИИ

1. Разработать Программу обеспечения работоспособности трансформаторного оборудования на период до 2020, включающую

- разработку необходимой технической документации, в том числе технических спецификаций на замену оборудования;
- эффективных методов диагностики;
- методов и средств мониторинга и экспертных программ (технические требования, система приемки и апробации);
- методов и средств по предотвращению катастрофических отказов;
- методов обновления и восстановления состояния, включая обработку без отключения от сети;
- каталог необходимого технологического оборудования с указанием технических требований и области эффективного использования.

2. Разработать Руководящие Указания по оценке состояния и продлению срока службы трансформаторов с учетом рекомендаций Сигрэ и накопленного опыта

3. Разработать технические рекомендации по оценке состояния оборудования без отключения от сети и Технические требования к системам мониторинга и экспертным программам.

4. Разработать систему расследования причин отказов с привлечением ведущих экспертов, а также систему учета, систематизации и анализа причин отказов, неисправностей в работе, и дефектов выявляемых методами диагностики.

5. Разработать руководящий документ по ремонту и модернизации оборудования с целью продления срока службы, включая требования по испытаниям и контролю качества.

ПРИЛОЖЕНИЕ

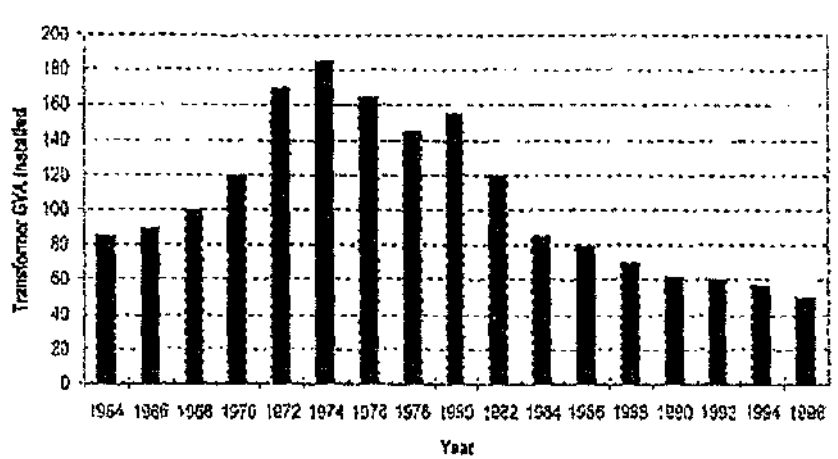


Рис.1 Нарастание парка трансформаторов в США

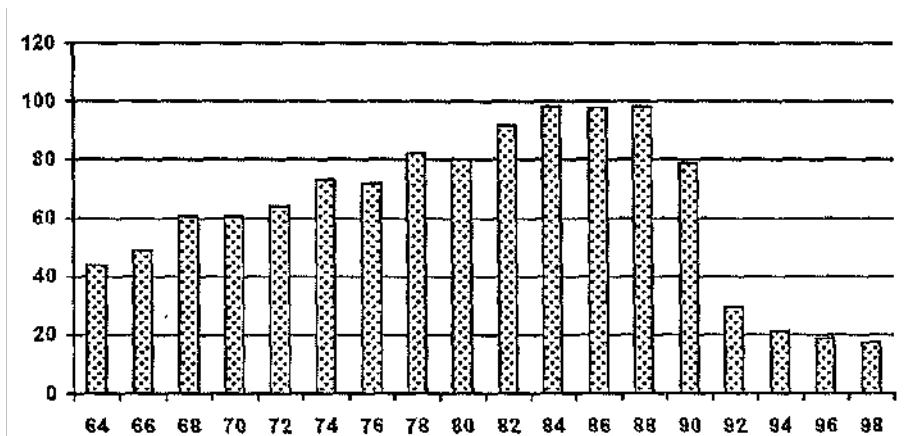


Рис.2 Нарастание парка трансформаторов мощностью свыше 100 МВА в СССР

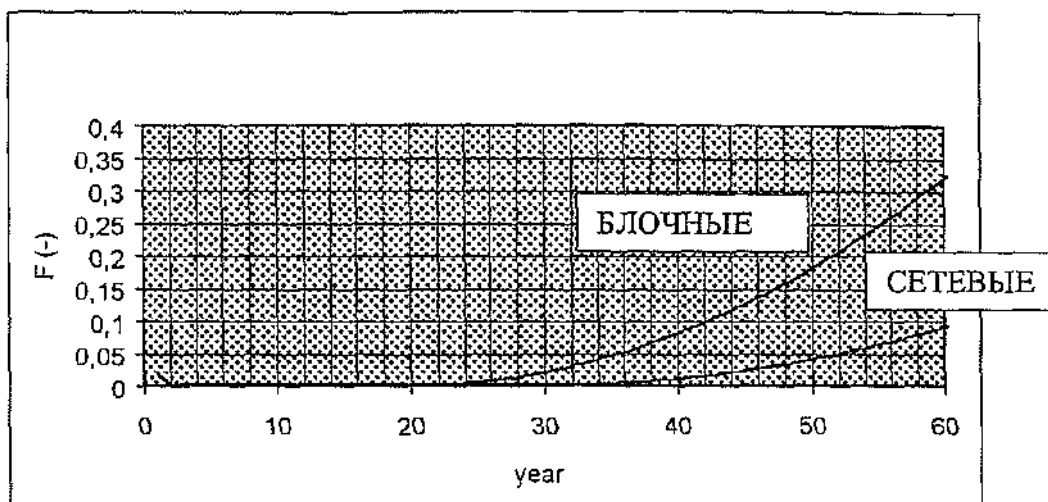


Рис.3 Удельная повреждаемость трансформаторов (предложение СИГРЭ)
Таблица 1. Причины отказов крупных трансформаторов (% от числа отказов)

Дефектный компонент	Данные комитетов Клиентов Doble (США, Канада)	Данные НИЦ ЗТЗ-Сервис (страны СНГ)
Вводы	35	45
РПН	45	9
Главная изоляция	9	17
Витковая/межкатушечная изоляция (электрич. пробой)	16	12
Витковая/межкатушечная изоляция (термич. износ)	5	3
Деформация обмоток	12	10
Остов	7	7

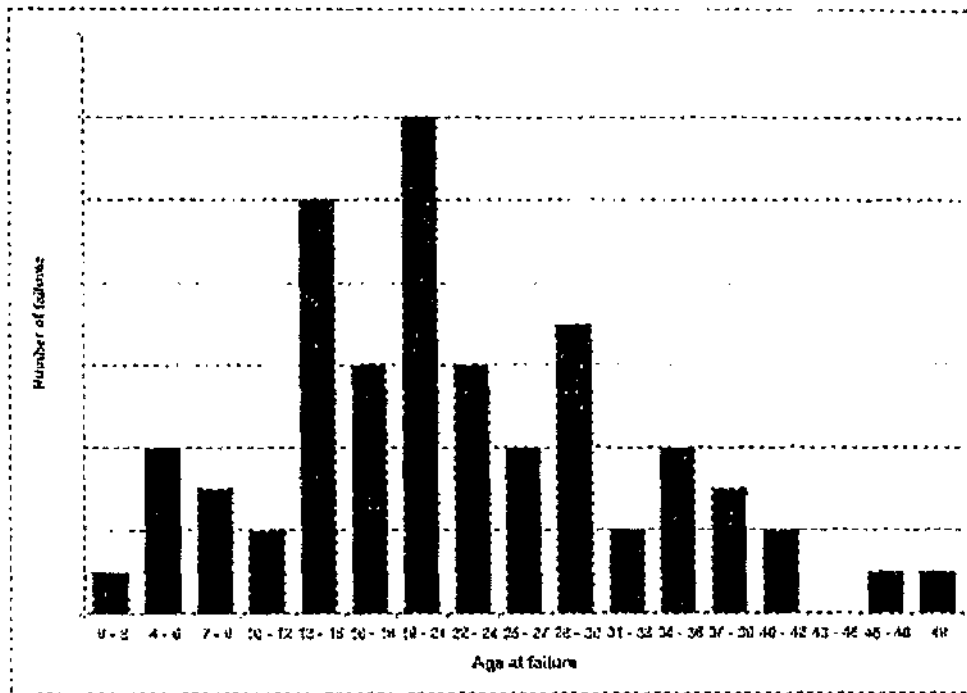


Рис. 4 Гистограмма отказов трансформаторов в США по данным страховой компании Hertford Steam Boiler Inspection & Insurance Co.

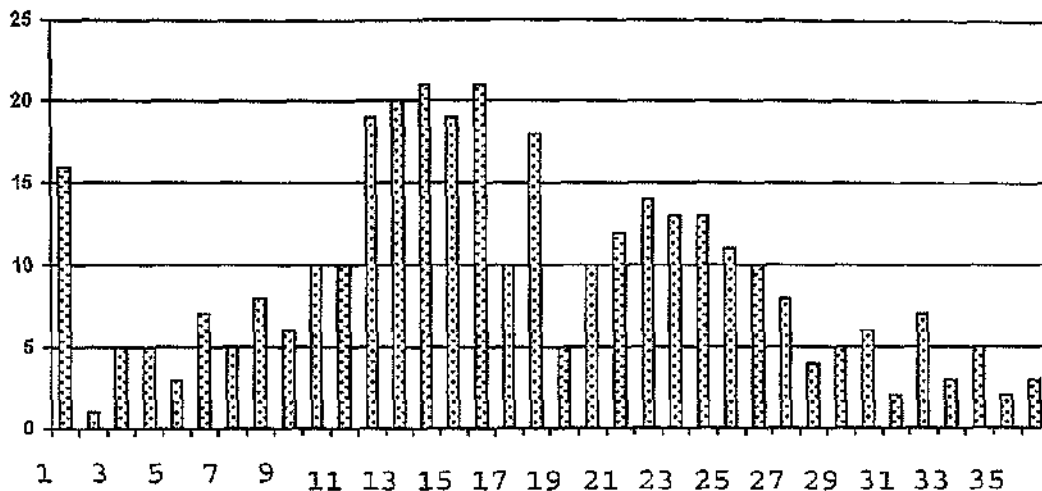


Рис. 5 Гистограмма отказов трансформаторов свыше 100 МВА в СНГ (1996 - 1999) по данным НИЦ ЗТЗ-Сервис

Таблица 2 Отказы трансформаторов в 1998 – 1999 (Данные НИЦ ЗТЗ-Сервис)

Продол. изоляция	Блочные ТЭС, ГЭС	Блочные АЭС	Магистральные ПС	Региональные ПС	Всего число / %
	2	-	3	-	
Главная изоляция	3	-	1	2	6 / 4
Деформации	1	-	4	3	8 / 5.36
РПН	5	1	10	19	35 / 23.5
Вводы	11	1	15	21	49 / 32.9
Система охлаждения	3	-	3	5	11 / 7.4
Система	7	-	4	2	13 / 8.7

дыхания					
К.З. контура	4	2	3	1	10 / 6.7
Приборы	5		1	1	8 / 5.36
Отводы	-	2	-	-	4 / 2.7
Прочие	-	-	5	-	-5

Таблица 3 Повреждаемость трансформаторов тока серии ТФРМ в период 1990 – 1999 г.г.

	ТФРМ-330	ТФРМ-500	ТФРМ-750
Начало выпуска	1971	1977	1974
Выпущено до 1999 г.	3764	883	836
Число повреждений в период 1990 – 1999 г.г.	32 <i>153740ТТ – лет</i>	26 <i>37700ТТ – лет</i>	16 <i>36040ТТ – лет</i>
Отказы в приработочный период	18 (56%)	16 (64%)	8 (50%)
Отказы, связанные со старением	15 (47%)	нет	3

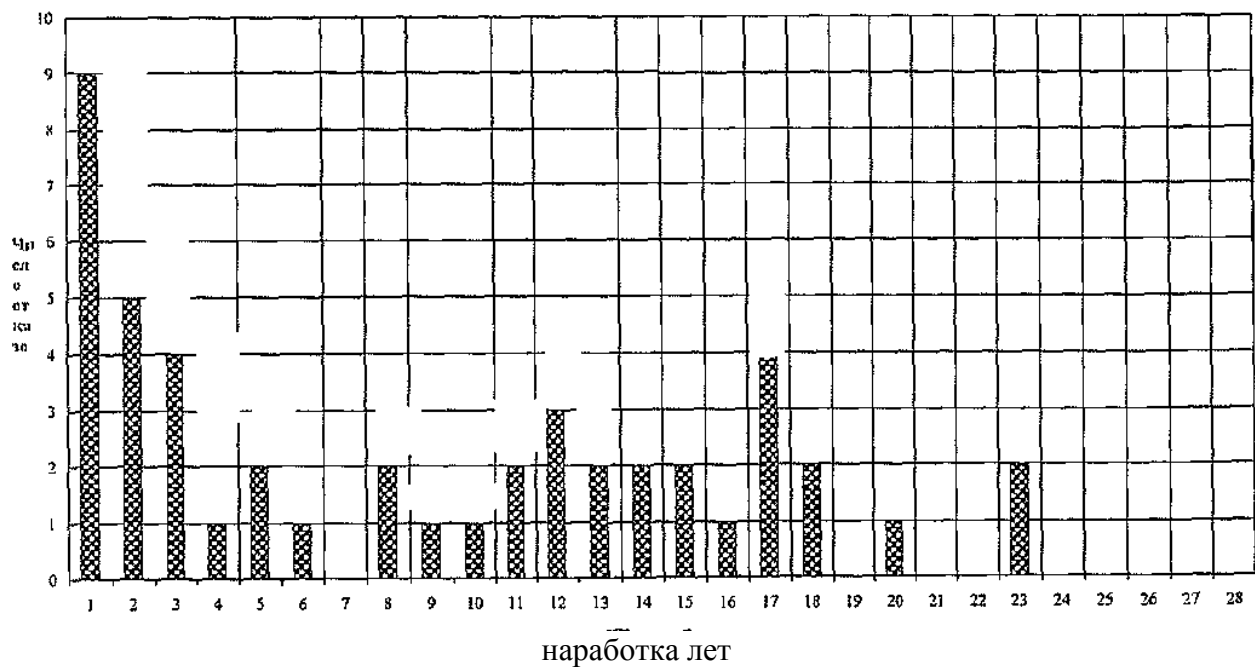


Рис. 6 Отказы ТФРМ-330 кВ за период с 1986 г. по 1999 г.

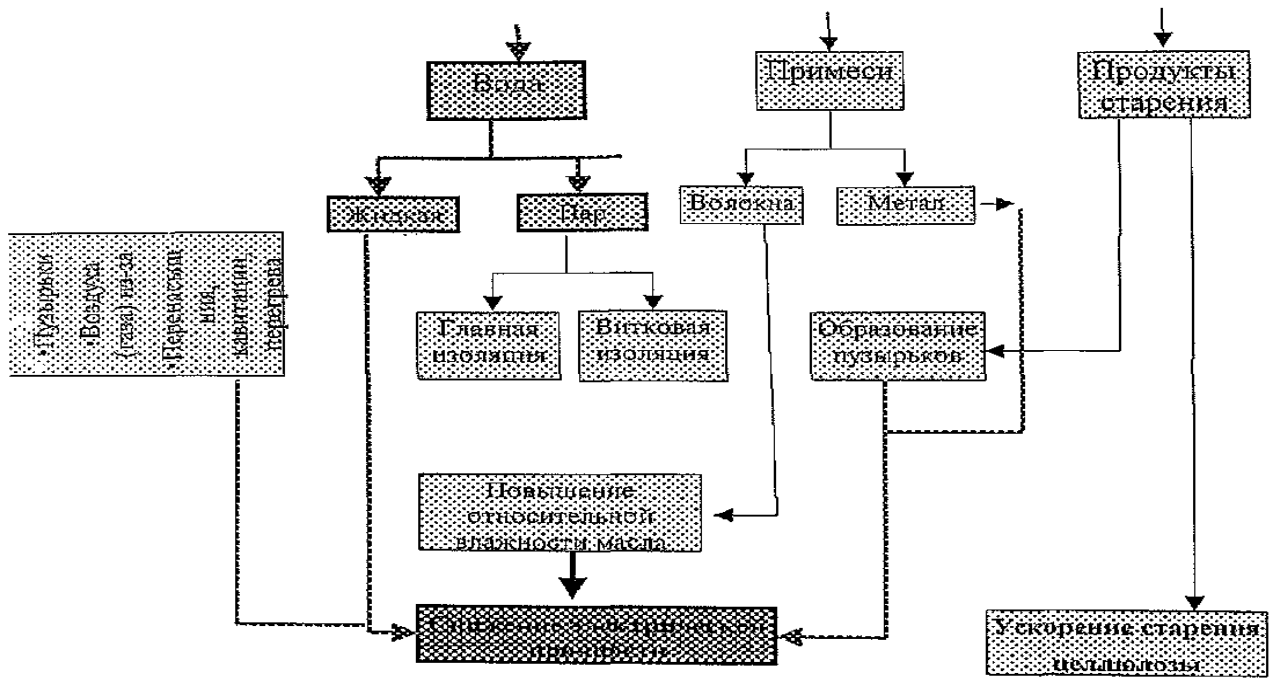


Рис. 7 Модель СИГРЭ «Опасный эффект увлажнения, загрязнения и старения»

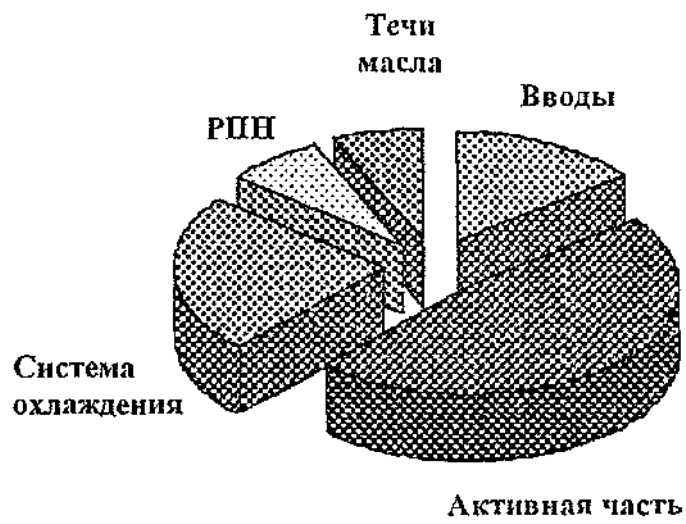


Рис. 8 Результаты обследования. Распределение дефектов по узлам

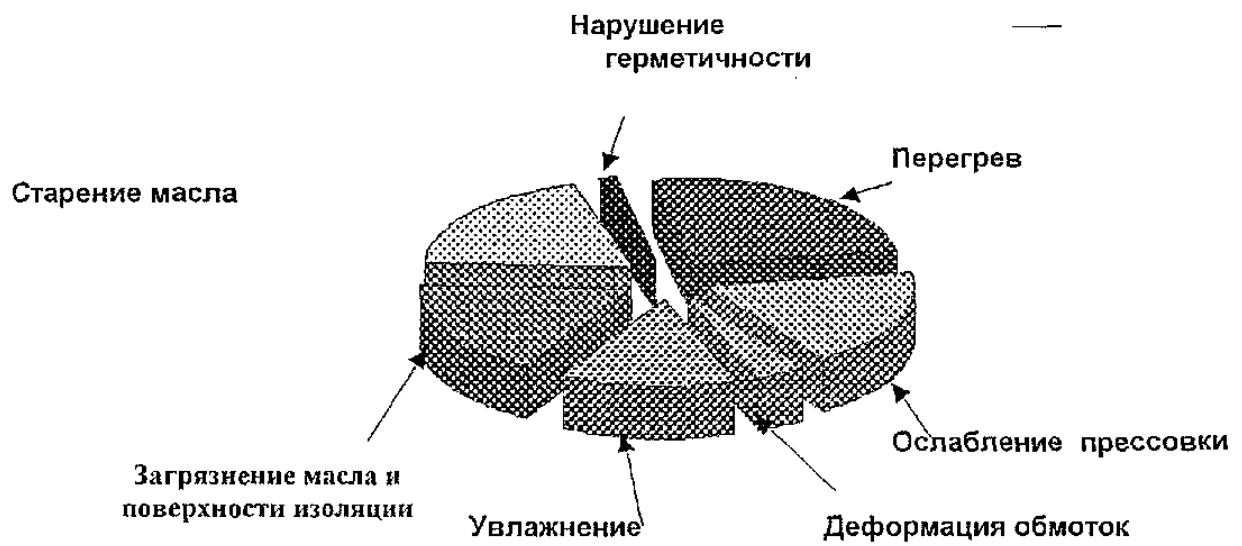


Рис. 9 Результаты обследования. Дефекты активной части