

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

**ПОЛОЖЕНИЕ ОБ ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЕ КОНТРОЛЯ И ОЦЕНКИ
СОСТОЯНИЯ И УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ,
ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ
ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ**

РД 153-34.3-46.304-00

Вводится в действие с 01.06.2000

- РАЗРАБОТАН Департаментом генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей РАО "ЕЭС России"; Акционерным обществом открытого типа "Фирма по наладке, совершенствованию технологий и эксплуатации электростанций и сетей" (АООТ "Фирма ОРГРЭС"); Акционерным обществом "ВНИИЭ"
- ИСПОЛНИТЕЛИ Чичинский М.И., к.т.н. (РАО "ЕЭС России"), Барг И.Г., к.т.н. (АООТ "Фирма ОРГРЭС"), Львов Ю.Н., д.т.н. (АО ВНИИЭ)
- УТВЕРЖДЕН Российским акционерным обществом "Энергетики и электрификации" (РАО "ЕЭС России")

Первый заместитель
Председателя Правления
14.01.2000 г.

О.В. Бритвин

Настоящее Положение разработано в соответствии с отраслевым руководящим документом "Основные положения контроллинга производственно-хозяйственной деятельности и методические указания по организации внутреннего аудита в рамках контроллинговых систем" (РД 153-34.0-08.102-98) и предназначено для использования в филиалах, дочерних и зависимых акционерных обществах РАО "ЕЭС России".

В Положении сформулированы методические рекомендации по организации внутреннего контроля (самоаудита) состояния и условий эксплуатации основного маслонаполненного оборудования распределительных электрических станций и подстанций: силовых трансформаторов, реакторов, измерительных трансформаторов тока и напряжения (далее трансформаторов).

Основной целью практического использования "Положения об экспертной системе контроля и оценки состояния и условий эксплуатации силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов, измерительных трансформаторов тока и напряжения" является повышение уровня надежности, экономичности и безопасности работы маслонаполненного трансформаторного оборудования посредством выработки на базе получаемых экспертных оценок и целенаправленной реализации путей и способов улучшения его эксплуатации.

1. Общие положения

Под внутренним контролем понимается деятельность, которая осуществляется непосредственно или косвенно зависящими от процесса людьми. Под непосредственной зависимостью от процесса понимается случай, если осуществляющее контроль лицо само определяет реализуемые или попадающие под его ответственность результаты. Под косвенной зависимостью от процесса понимается случай, если деятельность по контролю осуществляется лицом, находящимся в должностной зависимости (взаимосвязи) с лицом, ответственным за результат.

При внутреннем контроле оценка уровня ремонтно-эксплуатационного обслуживания

маслонаполненного оборудования осуществляется собственными специалистами и техническими руководителями электрических станций и сетей в соответствии с "Основными положениями контроллинга производственно-хозяйственной деятельности и методическими указаниями по организации внутреннего аудита в рамках контроллинговых систем" (РД 153-34.0-08.102-98).

Основными задачами данной области внутреннего контроля являются периодическая проверка (контроль), анализ и оценка состояния маслаполненного трансформаторного оборудования, условий его эксплуатации, качества организации и выполнения ремонтов, а также выявление при этом отклонений от требований нормативно-технических документов (НТД), инструкций заводов-изготовителей, противоаварийных и эксплуатационных циркуляров, руководящих и распорядительных документов РАО "ЕЭС России".

Второй, обязательной, частью задач, решаемых при проведении внутреннего контроля должна быть разработка и реализация конкретных организационных и технических мероприятий, направленных на устранение или снижение влияния выявленных недостатков в эксплуатации и состоянии оборудования.

2. Перечень контролируемого оборудования

Настоящее Положение определяет порядок и принципы организации контроля и оценки состояния и условий эксплуатации силовых масляных трансформаторов, шунтирующих масляных реакторов, измерительных масляных трансформаторов тока и напряжения с номинальным напряжением 35 кВ и выше.

В состав перечисленных видов оборудования отдельной дополнительной группой включены также герметичные и негерметичные маслаполненные трансформаторные и реакторные вводы соответствующих классов напряжения, в значительной степени определяющие надежность работы трансформаторов и реакторов.

3. Состояние эксплуатации трансформаторного оборудования

Анализ данных актов расследования технологических нарушений на электротехническом оборудовании за период с 1996 по 1999 гг. свидетельствует об относительном росте количества повреждений маслаполненного оборудования напряжением 35 кВ и выше. За указанный период 61 % технологических нарушений на маслаполненном оборудовании связан с повреждениями силовых и измерительных трансформаторов и шунтирующих реакторов, причем 17 % из них - из-за неправильных действий оперативного персонала и некачественно выполненного ремонта.

Изучение эксплуатационной документации повредившихся трансформаторов показывает, что в большинстве случаев они эксплуатировались с нарушениями регламентов технического обслуживания и испытаний, с характеристиками масла и твердой изоляции, имеющими недопустимые отклонения от нормативных значений. Причинами повреждений трансформаторов являлись несвоевременное принятие мер по устранению дефектов, восстановлению изоляционных характеристик, а также несоблюдение персоналом требований нормативно-технических документов, инструкций заводов-изготовителей, местных эксплуатационных инструкций, а также невысокое качество инструкций или их отсутствие.

Из-за отсутствия полных и систематических сведений о контролируемых параметрах специалистами служб изоляции не ведется качественное прогнозирование состояния трансформаторов на основе анализа динамики их изменения, либо не освоена методика такого прогнозирования, позволяющего намечать превентивные меры по обеспечению надежной эксплуатации трансформаторов, либо избегать неоправданных затрат на их преждевременный ремонт или замену. Причинами неполных испытаний трансформаторов являются отсутствие на предприятиях современной приборной и методической базы, а также дефицит на местах специалистов соответствующего профессионального уровня.

Мало внимания на предприятиях уделяется контролю уровня масла в трансформаторах и маслаполненных вводах, состоянию устройств его защиты от увлажнения и окисления. Недостаточно контролируются и анализируются температурные режимы работы трансформаторов, не оценивается эффективность работы элементов систем их охлаждения. Не везде поставлены на специальный контроль вопросы защиты трансформаторов от атмосферных и коммутационных перенапряжений и систематических превышений допустимых рабочих напряжений, не ведется учет и анализ динамических воздействий сквозных токов короткого

замыкания. Не налажен должным образом анализ работы и состояния устройств релейной защиты силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов, вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения. Слабо организована система непрерывного контроля и повышения качества подготовки и проведения ремонтных работ, приемки оборудования из ремонта.

В общем виде могут быть определены три основных направления повышения уровня эксплуатации и состояния трансформаторов:

1. Обеспечение уровня подготовки оперативного, ремонтного и инженерно-технического персонала, соответствующего фактическим задачам эксплуатации.
2. Организация системы полного обеспечения эксплуатационно-ремонтного и инженерно-технического персонала необходимой нормативно-технической документацией, эксплуатационными и должностными инструкциями, а также качественного ведения ремонтно-эксплуатационной документации.
3. Обеспечение системного подхода к организации обслуживания, контроля и оценки состояния трансформаторов, в планировании и производстве их ремонтов.

4. Основные принципы построения экспертной системы

Под экспертной системой понимается программная система, которая накапливает и обобщает информацию, содержащую факты и правила в определенной области, формализует особым образом экспертные знания, делает на основе логического их анализа выводы и предлагает решения конкретных проблем.

Экспертная система, в сущности, моделирует поведение эксперта при принятии решения в конкретной предметной области. Для получения и систематизированного накопления необходимых знаний по различным аспектам рассматриваемых вопросов используется предметная деятельность соответствующих квалифицированных специалистов.

Совокупность этих знаний является основой экспертной системы, но без использования механизма анализа и принятия решений такая система будет представлять собой лишь информационно-экспертную систему. Подобные системы все шире внедряются в качестве средств подготовки и интеллектуальной поддержки различного типа специалистов. Однако они носят только информативный или информативно-сравнительный характер, не затрагивая при этом состояния объекта управления (оборудования или технологического процесса), процесса управления и субъекта управления (персонал).

Поэтому для обеспечения активного влияния на объект управления экспертно-информационная система должна дополняться или нести в себе оценку, как самого объекта, так и субъекта управления и одновременно показывать области и направления приложения необходимых усилий по повышению надежности объекта. То есть активная экспертно-информационная система должна содействовать определению методов достижения указанной цели в тесной взаимосвязи объекта и субъекта управления.

Принятию технического решения по проблеме надежности должны предшествовать поиск и выявление причин, в результате которых возникла ненормальная ситуация, и только затем осуществляться поиск направления решения задачи, т.е. подготовка базы для принятия решения. Такое решение не обязательно может быть глобальным, так как причина, заложенная в начале длинной цепи взаимосвязанных факторов, может быть самой тривиальной. Поэтому необходимо изначально определить, что в объекте (оборудовании и организации его эксплуатационно-ремонтного обслуживания) или у субъекта управления необходимо и возможно изменить, чтобы исходная проблема либо вообще исчезла, либо могла быть легко решена.

5. Экспертная система контроля и оценки состояния и условий эксплуатации трансформаторов

Разработка "Экспертной системы контроля и оценки состояния и условий эксплуатации трансформаторов" выполнена с учетом приведенных в разделе 3 настоящего Положения выводов о состоянии эксплуатации трансформаторного оборудования и теоретических положений по активизации экспортно-информационных систем.

"Экспертная система..." учитывает отраслевой опыт внедрения Экспертных систем контроля и оценки состояния и условий эксплуатации котлоагрегатов и турбоагрегатов тепловых электрических станций.

В основу создания "Экспертной системы..." положен принцип системного подхода, который

на первом этапе использует метод расчленения общей проблемы надежности трансформаторного оборудования на двенадцать основных направлений, включающих в себя анализ полного спектра условий его эксплуатации и ремонта.

Наименования, принятые для основных направлений или уровней экспертной системы, приведены в табл. 1. Каждое из основных направлений предусматривает контроль и оценку качества и достаточности технической документации и инструкций для соответствующего персонала, уровня исполнения регламентов, заданных НТД и РД, организационных уровней обслуживания и ремонта оборудования, обеспеченности необходимыми для этих целей материалами, приспособлениями, запасными частями, средствами диагностики и т.п.

Составленная таким образом и практически реализованная в рамках энергопредприятия "Экспертная система..." позволит обеспечить методологический подход к выявлению и анализу причин повреждения трансформаторов и перейти к формированию концепции повышения их надежности.

Таблица 1

Основные направления, определяющие надежность трансформаторов

	Основные направления экспертной системы	Оценка
I	Система учета и анализа причин повреждаемости, объективность и достаточность разрабатываемых мероприятий по повышению надежности трансформаторов	
II	Организация контроля за состоянием трансформаторов	
III	Использование передовых методов и средств контроля состояния трансформаторов	
IV	Состояние системы охлаждения трансформаторов, организация контроля и анализа температурного режима	
V	Состояние маслонаполненных вводов	
VI	Состояние обмоток и внутренней изоляции трансформаторов	
VII	Состояние масла и средств его защиты от увлажнения и окисления	
VIII	Состояние организации проведения ремонтных работ	
IX	Состояние устройств релейной защиты, автоматики и средств измерения	
X	Состояние системы пожаротушения трансформаторов	
XI	Принятие мер, исключаящих негативное воздействие персонала на состояние трансформаторов. Качество инструкций и уровень подготовки персонала	
XII	Состояние устройств РПН трансформаторов	
	Средняя оценка по предприятию в _____ году	

Поскольку расчленение проблемы на двенадцать основных направлений не может обеспечить достаточно глубокую проработку причин общего снижения надежности трансформаторов оборудования, все основные направления дополнительно расчленены на десять локальных направлений - подуровней. Каждый из подуровней позволяет в более конкретной форме произвести контроль состояния и условий эксплуатации трансформаторного оборудования, а также выявить допущенные в его границах отклонения от требований НТД и РД. Расчленение каждого из основных уровней на десять подуровней носит относительно условный характер и обусловлено, с одной стороны, стремлением охватить весь спектр факторов, влияющих на надежность трансформаторов, с другой - стремлением не утяжелять систему и не усложнять ее восприятие.

В результате такого подхода сформирована матрица "Экспертной системы контроля и оценки состояния и условий эксплуатации трансформаторов", охватывающая по ста двадцати локальным направлениям практически все факторы, влияющие на состояние организации обеспечения их надежности. Матрица "Экспертной системы..." с перечнем всех локальных направлений оценки и соответствующими ссылками на нормативно-техническую и руководящую документацию, научно-техническую литературу и распорядительные документы РАО "ЕЭС России", регламентирующие требования по эксплуатационно-ремонтному обслуживанию и испытаниям трансформаторного оборудования, подготовке оперативно-ремонтного и инженерно-технического персонала, приведена в Приложении 1.

Перечень использованной при составлении матрицы "Экспертной системы..." нормативной документации и научно-технической литературы приведен в Приложении 2. По мере ввода в

действие новых нормативно-технических документов, регламентирующих требования к эксплуатационно-ремонтному обслуживанию трансформаторного оборудования, они должны дополнительно включаться в перечень и соответствующие локальные направления матрицы "Экспертной системы...".

6. Оценка состояния и уровня эксплуатации трансформаторов

Экспертная система предполагает по каждому обследуемому направлению произвести оценку по шкале от 0 до 1,0. Система оценки не может быть инструментальной, она зависит от сравнения ситуаций: в одних случаях с требованиями ПТЭ и другой нормативно-технической и распорядительной документации, в других - с состоянием оцениваемых направлений на других энергопредприятиях.

Таким образом, общая оценка состоит из объективной части, в которой производится проверка полноты выполнения НТД и РД, и субъективной части, в которой производится сравнительная оценка состояния трансформаторов экспертами. Поэтому такая методика позволяет в достаточной степени объективно оценить ситуацию на энергопредприятии и может сыграть решающую роль для выработки и принятия мер и действий, направленных на повышение уровня эксплуатации и надежности трансформаторов. Гарантией повышения объективности самооценки состояния и уровня эксплуатации трансформаторов должно явиться, прежде всего, желание улучшить результат.

Характерной особенностью оценок направлений является то, что они с учетом объективно-субъективных подходов определяют не количественные значения, а качественную оценку уровня соответствия направления задачам производства. При этом осуществляется выявление всех отклонений от требований НТД и РД и недостатков в осуществлении эксплуатационно-ремонтного обслуживания.

Оценка каждого рассматриваемого локального направления позволяет получить среднюю оценку по каждому из основных направлений и среднюю оценку состояния и уровня эксплуатации трансформаторов по энергопредприятию.

7. Проведение экспертизы и оценки условий и уровня эксплуатации трансформаторов

Проведение экспертизы и оценки является одним из элементов внутреннего контроля (самоаудита), осуществляемого собственными специалистами и техническими руководителями энергопредприятий в соответствии с "Основными положениями контроллинга производственно-хозяйственной деятельности и методическими указаниями по организации внутреннего аудита в рамках контроллинговых систем" (РД 153-34.0-08.102-98).

В соответствии с предложенной методикой на каждом энергопредприятии вносятся в матрицу полученные по собственным оценочным критериям по предложенной шкале оценки каждого направления и средняя оценка. Первый этап экспертной оценки по изложенной в настоящем Положении методике должен быть выполнен на всех энергопредприятиях до 1 сентября 2000 года. К этому же времени должны быть утверждены и доведены до исполнителей мероприятия по устранению выявленных недостатков. Здесь важно учесть, что переходу к формированию концепции общего повышения надежности трансформаторов должен предшествовать этап приведения каждого направления в соответствие с требованиями НТД и РД, что повысит уровень организации их эксплуатации и, соответственно, надежность.

Первый этап внедрения "Экспертной системы..." позволит получить лишь грубые оценки состояния и условий эксплуатации трансформаторного оборудования по каждому локальному направлению, которые в значительной степени будут субъективными. Далее такая работа должна осуществляться по истечении каждого года с внесением мероприятий в качестве отдельного приложения к ежегодному "эксплуатационному" приказу.

Систематическая работа по оценке и сравнительному анализу состояния трансформаторного оборудования, принятие на каждом этапе мер по улучшению ситуации и неизбежные при этом внешние и внутренние коррекции субъективных оценок позволят от этапа к этапу повышать их объективность и приведут в итоге к комплексным, более точным оценкам.

Полученные таким образом комплексные оценки будут являться оценками "уровня соответствия направления задачам производства", максимально приближенными к требованиям оценок по шкале "точно". Повысить объективность экспертных оценок по отдельным направлениям позволит привлечение специализированных организаций, широкое участие

руководителей и специалистов в тематических совещаниях и семинарах по эксплуатационно-ремонтному обслуживанию трансформаторов.

Настоящее Положение должно являться программным документом для организации и осуществления эффективной системы внутреннего контроля и оценки условий эксплуатации трансформаторов, шунтирующих реакторов, измерительных трансформаторов тока и напряжения на каждом энергопредприятии. При этом должно учитываться, что неформальное исполнение требований настоящего Положения несомненно приведет к повышению квалификации инженерно-технических и руководящих работников.

Наличие в матрице экспертной системы организационных направлений предназначено для повышения уровня организации эксплуатационно-ремонтного обслуживания.

Каждое энергопредприятие после проведения соответствующего этапа в указанные сроки направляет в Департамент генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей сведения со средними оценками по двенадцати основным направлениям и средней оценкой по предприятию в виде заполненной таблицы 1.

Приложение 1

Матрица экспертной системы контроля и оценки состояния и условий эксплуатации трансформаторов

№ п/п	Направления основного уровня экспертной системы контроля и оценки состояния и условий эксплуатации трансформаторов	№ подуровня	Локальные направления (подуровни) экспертной системы, по которым производится определение «уровня соответствия задачам производства»	Нормативно-техническая документация, регламентирующая требования по локальным направлениям	Оценка по направлению
1	2	3	4	5	6
1	Система учета и анализа причин повреждаемости, объективность и достаточность разрабатываемых мероприятий по повышению надежности трансформаторов	1.1	Наличие утвержденной и курируемой техническим руководителем системы учета и поэлементного анализа аварийности трансформаторов.	РД 34.20.801-93, разд. 1 и 6.	
		1.2	Удельный вес отказов трансформаторов в общем количестве отказов электрооборудования.	РД 34.20.801-93, разд. 1 и 6.	
		1.3	Доля отказов трансформаторов по вине персонала.	РД 34.20.801-93, разд. 3 и 6.	
		1.4	Доля повреждений трансформаторов возникновением пожара.	РД 34.20.801-93, разд. 3 и 6.	
		1.5	Оценка динамики изменения отказов трансформаторов за последние 5 лет.	РД 34.20.801-93, разд. 1 и 6.	
		1.6	Своевременность, качество и полнота расследования, а также разработки и исполнения мероприятий по результатам расследования технологических нарушений.	РД 34.20.801-93, разд. 1 и 5; РД 34.20.501-95, разд. 1.5 и 1.13.	
		1.7	Своевременность, качество и полнота выполнения мероприятий по актам-предписаниям надзорных органов.	РД 34.20.501-95, разд. 1.5.	
		1.8	Наличие, обоснованность и выполнение комплексного плана	ИП № 04-05 от 27.10.90;	

		<p>1.9 мероприятий по повышению надежности трансформаторов. Отсутствие случаев досрочной вынужденной замены трансформаторов из-за повреждений и значительных ухудшений эксплуатационных характеристик.</p> <p>1.10 Анализ ненормальных режимов работы трансформаторов, вызванных упущениями и неправильными действиями персонала, с разработкой мероприятий и выпуском приказа.</p>	<p>Пр. РАО № 304 от 07.07.95.</p> <p>РД 34.20.501-95, разд. 5.3; ГОСТ 14209-85; РД 34.46.501-78, р. 2 и 7.</p>
2	Организация контроля за состоянием трансформаторов.	<p>2.1 Наличие и качество полного комплекта местных инструкций и НТД по эксплуатации и контролю состояния трансформаторов.</p> <p>2.2 Наличие утвержденных графиков, регулярность, полнота и качество производимых осмотров трансформаторов оперативным и административно-техническим персоналом, правильность оформления результатов осмотров.</p> <p>2.3 Своевременность и полнота выявления дефектов, оперативность их анализа и устранения.</p> <p>2.4 Наличие длительно не устраняемых дефектов, приводящих к риску технологических нарушений и снижению пожарной безопасности.</p> <p>2.5 Обеспеченность методическими материалами, метрологически аттестованным испытательным оборудованием, приборным парком и квалифицированными специалистами для проведения испытаний.</p> <p>2.6 Обоснованность и соблюдение графиков и объемов испытаний.</p> <p>2.7 Регулярность проведения осмотров и проверок устранения дефектов трансформаторов техническим руководителем предприятия.</p> <p>2.8 Уровень подготовки и квалификации административно-технического и оперативного персонала, контролирующего состояние трансформаторов.</p>	<p>РД 34.20.501-95, разд. 1.7; РД 34.46.501-78; Л1- "Указатель НТ СИД".</p> <p>РДПр 34-38-030-92, разд. 5.4; РД 34.20.501-95, разд. 1.5; РД 34.46.501-78, р-4.</p> <p>РДПр 34-38-030-92, р. 5.4; РД 34.45-51.300-97, р. 6-8, 23; РД 34.46.501-78, р-4.</p> <p>РД 34.20.501-95, разд. 1.11; Пр. РАО № 120 от 01.07.98; РД 34.45-51.300-97, р. 6-8, 23.</p> <p>Л2- П.М. Сви, «Методы...»; Л3- "Сборник...", р. 1-3; РД 34.04.415.</p> <p>РД 34.45-51.300-97, р. 6-8, 23 и 25.</p> <p>РД 34.20.501-95, разд. 1.5.</p> <p>РД 34.20.501-95, разд. 1.3; РД 34.12.102-94, р. 12.</p>

		2.9	Регулярность и качество проведения тренировок оперативного персонала, связанных с аварийным отключением трансформаторов.	РД 34.20.501-95, разд. 1.3; РД 34.12.102-94, п. 10; РД 34.12.201-88.
		2.10	Контроль соответствия режима нейтрали трансформатора проектному решению и требованиям заводской инструкции.	РД 34.20.501-95, п. 5.3.21; Инстр. завода-изготовителя; РД 34.46.501-78, п. 2.
3	Использование передовых методов и средств контроля состояния трансформаторов	3.1	Наличие и долгосрочный анализ результатов работы устройств контроля изоляции под рабочим напряжением ($tg \delta$, $R_{из}$, $C_{из}$, Ч.Р.).	Л2- П.М. Сви, «Методы...»; РД 34.45-51.300-97, разд. 7.10 и 23.7.
		3.2	Уровень технического и методического обеспечения хроматографического анализа газов, растворенных в масле. Соблюдение правил отбора, транспортировки и хранения проб масла.	РД 34.46.303-98; РД 34.43.105-89.
		3.3	Наличие и результаты применения системы оценки и прогнозирования состояния изоляции по многолетним данным хроматографического анализа масла из герметичных вводов, баков трансформаторов и баков РПН.	РД 34.45-51.300-97, п. 1, 6-8 и 23; РД 34.46.302-89, разд. 8; РД 34.43.107-95.
		3.4	Наличие и анализ результатов тепловизионного обследования трансформаторов.	РД 34.45-51.300-97, п. 6-8, Приложение 3.
		3.5	Использование методов контроля вибрации трансформаторов под нагрузкой, в режимах холостого хода и короткого замыкания.	Л4- В.А. Русов, Спектральная вибродиагностика, 1996 г.
		3.6	Внедрение способа тонкослойной хроматографии для контроля остаточного ресурса твердой изоляции по содержанию фурановых соединений в масле трансформаторов.	РД 34.45-51.300-97, разд. 6.6.1 и 25 (табл. 25.4, п. 11); РД 34.51.304-94.
		3.7	Внедрение метода и технологии контроля состояния изоляции по содержанию воды, растворенной в трансформаторном масле.	РД 34.43.107-95.
		3.8	Внедрение метода контроля состояния изоляции по содержанию воздуха в трансформаторном масле.	РД 34.43.107-95.
		3.9	Использование оптических показателей масла трансформаторов и герметичных вводов (показатель преломления, мутность, цвет) для оценки процессов, вызывающих отложения на поверхности внутренней изоляции.	Л5- М.Ю. Львов, Эл. станции № 6, 1999 г.

		3.10	Наличие и эффективность работы системы непрерывного дистанционного контроля температурных режимов силовых трансформаторов.	
4	Состояние системы охлаждения трансформаторов, организация контроля и анализа температурного режима	4.1	Состояние элементов системы охлаждения (отсутствие течей масла, исправность задвижек, насосов, дутьевых вентиляторов, исправность отсечного клапана, предохранительных устройств и датчиков уровня масла).	РД 34.46.501-78.
		4.2	Оценка эффективности работы системы охлаждения. Отсутствие сезонных снижений эффективности работы системы охлаждения вследствие засорения наружной рабочей поверхности охладителей.	
		4.3	Наличие постоянно действующей системы учета и анализа температурных режимов силовых трансформаторов, в том числе по результатам тепловизионного обследования.	РД 34.20.501-95, разд. 5.3; РД 34.45-51.300-97, Приложение 3.
		4.4	Соответствие температурных режимов трансформаторов требованиям НТД и заводских инструкций.	РД 34.20.501-95, разд. 5.3; Инструкция завода-изготов.
		4.5	Доля отказов трансформаторов из-за нарушений в работе элементов системы охлаждения.	РД 34.20.801-93, разд. 3 и 6.
		4.6	Доля отказов трансформаторов из-за повреждений элементов системы охлаждения по вине персонала.	РД 34.20.801-93, разд. 3 и 6.
		4.7	Наличие несогласованных конструктивных и режимных отклонений элементов системы охлаждения от заводских параметров.	РД 34.20.501-95, разд. 5.3; Инструкция завода-изготов.
		4.8	Комплектность, автоматическое резервирование и исправность работы устройств питания и автоматического контроля и управления системой охлаждения трансформаторов.	Документация завода-изготовителя; РД 34.46.501-78, п. 9; РД 34.20.501-95, разд. 5.3.
		4.9	Проведение периодических испытаний бака трансформатора на плотность.	РД 34.45-51.300-97, п. 6.14.
		4.10	Обеспечение нормального уровня масла в трансформаторах.	РД 34.20.501-95, разд. 5.3; Инструкция завода-изготов.
5	Состояние маслонаполненных вводов.	5.1	Соблюдение требований НТД по контролю состояния вводов.	РД 34.45-51.300-97, разд. 23; Ц - 06-88(э) от 27.07.88.
		5.2	Наличие и качество местных инструкций по эксплуатации	РД 34.20.501-95, разд. 1.7;

		маслонаполненных вводов различных конструкций.	Инструкция завода-изготов. ТИ 34-70-026-84.
		5.3 Наличие системы визуального контроля и регистрации состояния вводов (давление, уровень масла, отсутствие течей, состояние силикагеля)	РД 34.46.503-84; ТИ 34-70-026-84, п. 5 и 7.
		5.4 Состояние средств защиты масла от окисления.	РД 34.20.501-95, п. 5.3 и 5.14; ТИ 34-70-026-84, п. 5.
		5.5 Наличие и эффективность работы устройств контроля изоляции вводов под напряжением.	РД 34.45-51.300-97, п. 23.1-23.3 и 23.7.
		5.6 Доля отказов трансформаторов из-за повреждения вводов.	РД 34.20.801-93, п. 3 и 6.
		5.7 Доля отказов трансформаторов из-за повреждения вводов по вине персонала.	РД 34.20.801-93, п. 3 и 6.
		5.8 Наличие вводов с близкими и находящимися в зоне "риска" изоляционными характеристиками. Разработка и реализация мероприятий по выводу их из зоны "риска".	РД 34.45-51.300-97, разд. 23, табл. 25.4. Пр. РАО № 120 от 01.07.98; ТИ 34-70-026-84, п. 5-7.
		5.9 Наличие оборудования и соблюдение технологии подпитки герметичных вводов.	Ц-01-83(Э); ТИ 34-70-026-84, п. 5 и 7.
		5.10 Состояние внешней изоляции вводов, проведение работ по ее чистке.	РД 34.20.501-95, п. 5.3; ТИ 34-70-026-84, п. 5 и 7.
6	Состояние обмоток и внутренней изоляции трансформаторов	6.1 Оценка состояния изоляции обмоток, наличие и качество заполнения документации по результатам испытаний.	РД 34.45-51.300-97, п. 6.5-6.8; Паспорт трансформатора, протоколы испытаний.
		6.2 Оценка механического состояния обмоток по результатам измерения Z_k .	РД 34.45-51.300-97, п. 6.12; Ц - 02 - 88 (Э).
		6.3 Наличие учета и анализа протекания через обмотки трансформаторов сквозных токов близких коротких замыканий.	Ц - 02 - 92 (Э); РД 34.45-51.300-97, п. 6.12.
		6.4 Состояние магнитной системы (заземление магнитопровода, изоляция стержней шпилек, бандажей, ярем и прессующих колец). Внедрение диагностики развивающихся дефектов активной части по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле бака.	РД 34.45-51.300-97, п. 6.4.2 и 6.7.2; РД 34.46.302-89.
		6.5 Наличие и исполнение мероприятий по результатам профилактических и специальных испытаний обмоток.	

		6.6	Доля отказов трансформаторов из-за повреждений обмоток и внутренней изоляции в общем количестве отказов.	РД 34.20.801-93, п. 3 и 6.
		6.7	Результаты внутреннего осмотра активной части трансформаторов при ремонтах со сливом масла.	
		6.8	Соответствие проектной схеме и эффективность системы защиты обмоток и нейтрали трансформатора от перенапряжений.	РД 153-34.3-35.125-99; РД 34.45-51.300-97, п. 28.4.
		6.9	Регулярность и полнота испытаний, соответствие характеристик разрядников и ОПН, защищающих обмотки трансформаторов, требованиям нормативных документов.	РД 153-34.3-35.125-99; РД 34.45-51.300-97, п. 21, 22; Паспорт ОПН, разрядника.
		6.10	Реализация мероприятий по предотвращению феррорезонансных высокочастотных перенапряжений.	РД 153-34.3-35.125-99, п. 2; Пр. РАО № 120 от 01.07.98.
7	Состояние масла и средств его защиты от увлажнения и окисления	7.1	Соответствие характеристик масла установленным нормам, рекомендуемым маркам, условиям смешивания.	РД 34.45-51.300-97, п. 6-8, 23 и 25; Ц-01-98(Э); РД 34-43.105-89, п. 4.
		7.2	Соблюдение сроков анализа масла, наличие системы контроля его состояния.	РД 34.45-51.300-97, п. 6-8, 23 и 25.
		7.3	Соблюдение правил отбора и испытаний проб масла, наличие необходимых устройств и приспособлений.	РД 34.46.303-98, п. 2; РД 34.43.105-89, п. 6.
		7.4	Наличие оборудования и приспособлений для подготовки, транспортировки и доливки масла в оборудование.	РД 34.46.303-98; РД 34.43.105-89, п. 5-8.
		7.5	Наличие, соответствие нормам и условиям хранения резервных запасов масла.	РД 34.43.105-89, п. 12; РД 34.45-51.300-97, п. 25.1; РД 34.20.501-95, п. 5.14.
		7.6	Состояние средств защиты масла от увлажнения, контроль за их исправностью	РД 34.20.501-95, п. 5.3 и 5.4.
		7.7	Наличие и исполнение мероприятий по результатам анализа состояния масла.	РД 34.43.105-89, п. 9.
		7.8	Удельный вес отказов из-за неудовлетворительного состояния масла в общем количестве отказов трансформаторов.	РД 34.20.801-93.
		7.9	Состояние пленочной и азотной защиты, термосифонных и адсорбционных фильтров, воздухоосушителей и сорбента.	РД 34.43.105-89, п. 9.

		7.10	Поддержание эксплуатационных свойств масла в трансформаторах путем регенерации и дегазации, восполнения антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 и замены силикагеля в адсорбционных фильтрах.	РД 34.43.105-89, п. 9-10; РД 34.45-51.300-97, п. 25; РД 34.20.501-95, п. 5.3 и 5.14.	
8	Состояние организации проведения ремонтных работ.	8.1	Соблюдение графиков, объемов и технологии ремонтов.	РД 34.20.501-95, п. 1.6; РД 34.46.501-78, п. 9.	
		8.2	Соблюдение нормативных требований по приемке трансформаторов после текущих и капитальных ремонтов.	РД 34.45-51.300-97, п. 6.1; РДИ 34-38-058-91.	
		8.3	Наличие, полнота и качество заполнения ремонтно-эксплуатационной документации по результатам ремонта для каждого трансформатора.	РД 34.46.501-78, п. 9.	
		8.4	Обеспеченность ремонтов необходимыми приспособлениями, инструментом, запасными частями и материалами.	Л5- «Справочник по ремонту...», п. 4.2; РДИ 34-38-058-91.	
		8.5	Доля отказов трансформаторов из-за некачественного ремонта в общем количестве отказов.	РД 34.20.801-93, п. 3 и 6.	
		8.6	Наличие технологических карт и программ производства работ по текущему и капитальному ремонту трансформаторов.		
		8.7	Внедрение непрерывного контроля организации и оценки качества ремонтных работ.		
		8.8	Наличие и эффективность работы системы повышения квалификации ремонтного персонала на специальных курсах и местной технической учебе.	РД 34.12.102-94, п. 11 и 12.	
		8.9	Проведение необходимых предремонтных испытаний.	РД 34.45-51.300-97, п. 6-8, 23 и 25.	
		8.10	Внедрение бригадного метода подготовки и производства ремонтных работ.		
9	Состояние устройств релейной защиты, автоматики и средств измерения.	9.1	Соответствие устройств РЗАИ требованиям проекта и НТД.	РД 34.20.501-95, п. 5.9.	
		9.2	Соблюдение графиков и объемов технического обслуживания устройств РЗАИ и сигнализации трансформаторов.	РД 34.20.501-95, п. 5.9; РД 34.35.617-89.	
		9.3	Доля отключений трансформаторов из-за ложной работы устройств РЗАИ.	РД 34.20.801-93, п. 3 и 6.	
		9.4	Доля отключений трансформаторов из-за ошибочных действий оперативного и релейного персонала с устройствами РЗА.	РД 34.20.801-93, п. 3 и 6.	
		9.5	Состояние и эффективность	РД 34.35.518-91.	

		<p>работы газовых реле.</p> <p>9.6 Анализ причин отказов и ложной работы устройств РЗАИ с разработкой мероприятий по повышению их надежности.</p> <p>9.7 Наличие и качество местных инструкций для оперативного персонала по контролю состояния и производству переключений в устройствах РЗАИ трансформаторов.</p> <p>9.8 Своевременность и полнота метрологической аттестации средств измерений на трансформаторах.</p> <p>9.9 Состояние эксплуатационной документации по устройствам РЗАИ.</p> <p>9.10 Наличие случаев длительного вывода из работы основных защит трансформаторов.</p>	<p>РД 34.35.516-89.</p> <p>РД 34.35.617-89; РД 34.35.302-90.</p> <p>РД 34.20.501-95, п. 1.9</p> <p>РД 34.20.501-95, п. 1.7, 5.9.10; РД 34.35.302-90, п. 2.7.</p>
10.	Состояние системы пожаротушения трансформаторов	<p>10.1 Наличие, полнота и качество ведения эксплуатационно-технической документации.</p> <p>10.2 Наличие и качество местных инструкций по эксплуатации установок автоматического пожаротушения (УАП).</p> <p>10.3 Наличие и соблюдение графиков технического обслуживания и ремонтов оборудования УАП.</p> <p>10.4 Наличие распорядительного документа о назначении лиц, ответственных за эксплуатацию оборудования и автоматики УАП.</p> <p>10.5 Наличие и соблюдение графика перевода пожарных насосов с основного на резервное электропитание с пуском на закрытые задвижки и записью в оперативном журнале.</p> <p>10.6 Проверка исправности уровнемеров в пожарных резервуарах с записью в "Журнале учета технического обслуживания и ремонта УАП".</p> <p>10.7 Наличие резерва оросителей для замены поврежденных на действующих УАП.</p> <p>10.8 Состояние и регулярность проверки маслоприемников и маслоотводоов.</p> <p>10.9 Наличие случаев развития технологических нарушений из-за неэффективной работы пожаротушения.</p> <p>10.10 Соответствие требованиям НТД установок и оборудования</p>	<p>РД 34.20.501-95, п. 1.7 и 1.11; РД 34.03.301-95.</p> <p>РД 34.20.501-95, п. 1.7; РД 34.49.501-95.</p> <p>РД 34.20.501-95, п. 1.11.</p> <p>РД 34.20.501-95, п. 1.11; РД 34.49.502-96.</p> <p>РД 34.20.501-95, п. 5.2.9; РД 34.03.301-95.</p> <p>РД 34.03.301-95.</p> <p>РД 34.03.301-95; РД 34.49.501-95.</p> <p>РД 34.03.301-95; Местная инструкция по ППБ.</p> <p>РД 34.03.301-95.</p>

			неавтоматического пожаротушения.	
11	Принятие мер, исключающих негативное воздействие персонала на состояние трансформаторов. Качество инструкций и уровень подготовки персонала.	11.1	Наличие в инструкциях указаний персоналу о нормальных режимах и недопустимых отклонениях. Знание персоналом требований инструкций.	РД 34.20.501-95, п. 1.7.9; РД 34.12.102-94, п. 6, 11 и 12.
		11.2	Наличие в программах спецподготовки вопросов аварийных режимов трансформаторов и путей их устранения.	РД 34.12.102-94, п. 11.
		11.3	Соответствие квалификации ремонтно-эксплуатационного и оперативного персонала уровню выполняемых работ.	
		11.4	Наличие и реализация целевых планов повышения квалификации оперативного и ремонтного персонала.	РД 34.12.102-94, п. 3.1-3.5.
		11.5	Подготовка приказов, с разработкой дисциплинарных, организационных и технических мероприятий по каждому случаю ошибок персонала.	
		11.6	Внедрение принципов солидарной ответственности за нарушение технологии и качества производства ремонтных работ и оперативных переключений.	
		11.7	Правовая проработка и внедрение системы материальной ответственности персонала за повреждение оборудования по их вине.	
		11.8	Наличие и эффективность действия системы обязательной проверки знаний персонала, допустившего ошибку или брак в работе.	РД 34.12.102-94, п.6; Л6 - Положение о порядке проверки знаний...
		11.9	Наличие учебных классов, их обеспеченность оргтехникой, тренажерами, технической литературой, учебными пособиями и видеоматериалами по передовым методам организации и выполнения ремонтов, оперативного обслуживания и управления оборудования.	РД 34.12.102-94, п. 3.6 и 3.7.
		11.10	Личное участие технического руководителя в проведении и контроле качества учебных занятий и проверке знаний персонала.	
12	Состояние устройств РПН трансформаторов.	12.1	Наличие системы регистрации положений и анализа работы устройств РПН.	РД 34.20.501-95, п. 5.3. РД 34.20.501-95, п. 1.7

12.2	Наличие и качество местных инструкций по эксплуатации устройств РПН.	Инструкция завода-изготов.
12.3	Доля отказов трансформаторов из-за нарушений в работе устройств РПН.	РД 34.20.801-93, р. 3 и б.
12.4	Доля отказов трансформаторов из-за нарушений в работе устройств РПН по вине персонала.	РД 34.20.801-93, р. 3 и б.
12.5	Своевременность и полнота выполнения требований НТД и РД по повышению надежности устройств РПН.	СРМ-92, ч. 2, разд. 7.1 и 7.2.
12.6	Контроль и анализ эффективности использования устройств РПН для регулирования напряжения в сети.	РД 34.46.504-90, р. 8.45-8.47.
12.7	Наличие и реализация мероприятий по повышению надежности устройств РПН.	
12.8	Состояние электрической схемы и автоматики подогрева контакторов РПН.	РДИ 34-38-058-91; Инструкция завода-изготов.
12.9	Проведение периодических испытаний бака РПН на плотность.	РД 34.45-51.300-97, р. 6.14.
12.10	Регулярность проверки состояния конструктивных элементов переключающего устройства РПН.	РД 34.45-51.300-97, р. 6.13.

Приложение 2

Перечень нормативно-технической документации

1. РД 34.20.801-93. Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем. М.: СПО ОРГРЭС, 1993 г.
2. РД 34.20.501-95. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. 15-изд. Перераб. и доп. М.: СПО ОРГРЭС, 1996 г.
3. ИП № 04-05 от 27.10.95. "О комплексном обследовании силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и их маслонаполненных вводов", Департамент эксплуатации энергосистем и электростанций, РАО "ЕЭС России", 1995 г.
4. Приказ РАО "ЕЭС России" от 07.07.1995 г. № 304 "О проведении диагностики технического состояния трансформаторного оборудования".
5. ГОСТ 14209-85. "Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки". М.: Госстандарт, 1985 г.
6. РД 34.46.501. Инструкция по эксплуатации трансформаторов. М.: Энергия, 1978 г.
7. Л1-"Указатель нормативно-технических и справочно-информационных документов, необходимых для эксплуатации оборудования электрических сетей. Раздел 8. М.: СПО ОРГРЭС, 1998 г.
8. РДПр 34-38-030-92. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей. М.: СПО ОРГРЭС, 1992 г.
9. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. Изд. 6. М.: ЭНАС, 1998 г.
10. Приказ РАО "ЕЭС России" от 01.07.98 № 120 "О мерах по повышению взрывопожаробезопасности энергетических объектов".

11. Л2-П.М. Сви. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения. М.: Энергоатомиздат, 1992 г.
12. Л3-"Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования", раздел 1-3. М.: ЗАО "Энергосервис", 1998 г.
13. РД 34.12.102-94. Правила организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства. М.: СПО ОРГРЭС, 1994 г.
14. РД 34.12.201-88. Правила проведения противоаварийных тренировок персонала электростанций и сетей Минэнерго СССР. М.: СПО Союзтехэнерго, 1989 г.
15. РД 34.46.303-98. Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов. М.: АО ВНИИЭ, 1998 г.
16. РД 34.43.105-89. Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел. М.: СПО Союзтехэнерго, 1989 г.
17. РД 34.46.302-89. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов. М.: СПО Союзтехэнерго, 1989 г.
18. РД 34.43.107-95. Методические указания по определению содержания воды и воздуха в трансформаторном масле. М.: СПО ОРГРЭС, 1996 г.
19. Л4-В.А. Русов, Спектральная вибродиагностика. Пермь, 1996 г.
20. РД 34.51.304-94. Методические указания по применению в энергосистемах тонкослойной хроматографии для оценки остаточного ресурса твердой изоляции по наличию фурановых соединений в трансформаторном масле. М.: СПО ОРГРЭС, 1995 г.
21. Л5-М.Ю. Львов. Применение оптической мутности масла для оценки состояния высоковольтных герметичных вводов трансформаторов. "Электрические станции", № 6, 1999 г., с. 60-63.
22. Циркуляр Ц - 06-88(Э) от 27.07.88. "О мерах по повышению надежности герметичных вводов 110-750 кВ".
23. ТИ 34-70-026-84. Типовая инструкция по эксплуатации вводов на напряжение 110-750 кВ. М.: СПО Союзтехэнерго, 1984 г.
24. Циркуляр Ц - 01-98 (Э) "Об области применения и порядке смешения трансформаторных масел".
25. Циркуляр Ц - 02-88 (Э) от 28.12.87 г. "Об измерениях сопротивления КЗ трансформаторов".
26. Циркуляр Ц - 02-92 (Э) "О снижении числа опасных воздействий на обмотки трансформаторов 220-500 кВ".
27. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6 - 1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. Санкт-Петербург, ПЭИПЭК, 1999 г.
28. РДИ 34-38-058-91. Типовая технологическая инструкция. Трансформаторы напряжением 110-1150 кВ мощностью 80 МВА и выше. Капитальный ремонт. М.: СПО ОРГРЭС, 1991 г.
29. Л5-Справочник по ремонту и техническому обслуживанию электрических сетей. М.: Энергоатомиздат, 1987 г. Раздел 4.2. "Силовые трансформаторы".
30. РД 34.35.617-89. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ. М.: СПО Союзтехэнерго, 1989 г.
31. РД 34.35.518-91. Инструкция по эксплуатации газовой защиты. М.: СПО ОРГРЭС, 1991 г.
32. РД 34.35.516-89. Инструкция по учету и оценке работы релейной защиты и автоматики электрической части энергосистем. М.: СПО Союзтехэнерго, 1990 г.
33. РД 34.35.302-90. Типовая инструкция по организации и производству работ в устройствах РЗ и электроавтоматики электростанций и подстанций. М.: СПО ОРГРЭС, 1991 г.
34. РД 34.03.301-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. Челябинск, Фирма АТОКСО, 1995 г.
35. РД 34.49.501-95. Типовая инструкция по эксплуатации автоматических установок пожаротушения. М.: СПО ОРГРЭС, 1996 г.
36. РД 34.49.502-96. Инструкция по эксплуатации установок пожаротушения с применением воздушно-механической пены. М.: СПО ОРГРЭС, 1996 г.
37. Л6- Положение о порядке подготовки и проверки знаний нормативных документов по технической эксплуатации, охране труда, промышленной и пожарной безопасности руководителей и специалистов энергетики. РАО "ЕЭС России", Утв. 01.10. 1999 г.
38. СРМ-92. Сборник руководящих материалов Главтехуправления Минэнерго СССР.

Электротехническая часть. Часть 2, разд. 7.1 и 7.2.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Общие положения
 2. Перечень контролируемого оборудования
 3. Состояние эксплуатации трансформаторного оборудования
 4. Основные принципы построения экспертной системы
 5. Экспертная система контроля и оценки состояния и условий эксплуатации трансформаторов
 6. Оценка состояния и уровня эксплуатации трансформаторов
 7. Проведение экспертизы и оценки условий и уровня эксплуатации трансформаторов
- Приложение 1. Матрица экспертной системы контроля и оценки состояния и условий эксплуатации трансформаторов
- Приложение 2. Перечень нормативно-технической документации