

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«ИВАНОВСКАЯ ПОЖАРНО-СПАСАТЕЛЬНАЯ АКАДЕМИЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ  
ПРОТИВОПОЖАРНОЙ СЛУЖБЫ МИНИСТЕРСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ПО ДЕЛАМ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ, ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ  
И ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ»**

**ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПОЖАРОВ  
В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ НА ОСНОВЕ  
ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ  
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ**

МОНОГРАФИЯ

*Под ред. д-ра техн. наук, проф. А. Н. Назарычева*

Иваново 2020

ББК 31  
УДК 614.842+621.31  
П 71

#### Рецензенты

д-р техн. наук, профессор Л. А. Хоменок (ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И.И. Ползунова»)

д-р техн. наук, старший научный сотрудник А. Л. Никифоров  
(ФГБОУ ВО Ивановская пожарно-спасательная академия ГПС МЧС России)

Авторский коллектив: А. Н. Назарычев (д-р техн. наук, профессор), И. А. Малый (канд. техн. наук, доцент), Д. А. Андреев (канд. техн. наук), И. Ю. Шарabanова (канд. мед. наук, доцент), С. Н. Ульева (канд. хим. наук).

П 71 Предупреждение пожаров в электроустановках на основе технического диагностирования электрооборудования : монография / под ред. д-ра техн. наук, проф. А. Н. Назарычева. – Иваново : ФГБОУ ВО Ивановская пожарно-спасательная академия ГПС МЧС России, 2020. – 270 с.

ISBN 978-5-907353-00-8

В монографии рассмотрен вопрос предупреждения пожаров в электроустановках на основе технического диагностирования электрооборудования. Описаны методы оценки технического состояния электрооборудования и физико-химические процессы, протекающие в оборудовании при воздействии различных эксплуатационных факторов. Приводятся методы обеспечения пожарной безопасности и предотвращение возгораний на основе совершенствования системы технического обслуживания и ремонта электроустановок на основе оценки техническим состоянием в процессе эксплуатации.

Содержатся результаты исследований и разработок авторов, посвященных проблеме оценки технического состояния электрооборудования, как на основе определения ресурса, так и индекса состояния. Излагаются научные и практические вопросы расчета интегральных показателей оценки технического состояния различного электротехнического оборудования и токоведущих частей. Приводятся примеры расчетов.

Книга предназначена для специалистов, научных и инженерно-технических работников, занимающихся пожарной безопасностью электроустановок, оценкой технического состояния электрооборудования при его эксплуатации и ремонте, а также для аспирантов и студентов вузов.

ISBN 978-5-907353-00-8

© ФГБОУ ВО Ивановская пожарно-спасательная академия ГПС МЧС России, 2020

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	5
<b>ГЛАВА 1. ПРОБЛЕМА ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПОЖАРОВ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ</b> .....	7
1.1. Анализ отказов и причин возникновения пожаров электрооборудования.....	7
1.2. Понятие технического состояния электрооборудования .....	30
1.3. Предупреждения пожаров на основе совершенствования системы ремонта .....	37
<b>ГЛАВА 2. МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ</b> .....	41
2.1. Общие положения технического диагностирования электрооборудования .....	41
2.2. Методы диагностирования электрооборудования .....	47
2.3. Средства технического диагностирования и неразрушающего контроля электрооборудования .....	66
2.4. Автоматизированные системы диагностирования электрооборудования .....	72
2.5. Методы прогнозирования технического состояния электрооборудования .....	77
<b>ГЛАВА 3. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СРАБОТАННОГО РЕСУРСА</b> .....	79
3.1. Основные положения методики оценки технического состояния электрооборудования в процессе эксплуатации .....	79
3.2. Комплексная математическая модель оценки технического состояния электрооборудования с учетом воздействия эксплуатационных факторов .....	86
3.3. Анализ достоверности и погрешности модели оценки ресурса электрооборудования. Гамма-процентный ресурс.....	93
3.4. Статистическое определение параметров комплексной модели оценки технического состояния электрооборудования .....	96
3.5. Оценка технического состояния и ресурса токопроводящих конструкций с учетом эксплуатационных факторов .....	100
3.6. Модель оценки технического состояния.....	123
силовых трансформаторов.....	123
3.7. Модель оценки технического состояния выключателей.....	136
3.8. Модель оценки технического состояния электродвигателей .....	142
3.9. Модель оценки технического состояния силовых кабелей.....	153
<b>ГЛАВА 4. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИНДЕКСА СОСТОЯНИЯ</b> .....	164
4.1. Интегральная оценка технического состояния электрооборудования на основе определения индекса состояния.....	164
4.2. Определение ресурса оборудования с учетом его технического состояния .....	170
4.3. Определение вероятности отказа оборудования с учетом его технического состояния .....	183

4.4. Определение предельного срока эксплуатации оборудования с учетом его технического состояния .....	195
<b>ГЛАВА 5. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПОЖАРОВ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ НА ОСНОВЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМЫ РЕМОНТА.....</b>	<b>202</b>
5.1. Постановка задачи определения оптимальной периодичности и объема ремонтных работ .....	202
5.2. Математические модели формализации затрат для различных стратегий организации ремонта электрооборудования.....	207
5.3. Расчет оптимальной продолжительности межремонтного периода для различных стратегий и видов электрооборудования.....	217
5.4. Методика определения объема ремонтных работ с учетом технического состояния .....	226
5.5. Оценка последствий отказов для формирования ремонтной программы .....	234
5.5.1. Последствия отказов на основе балльной оценки.....	236
5.5.2. Последствия отказов в стоимостном выражении.....	242
5.6. Приоритезация электрооборудования для формирования программ ТОиР и ТПиР.....	247
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>254</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....</b>	<b>258</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 2.....</b>	<b>259</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>263</b>

## ВВЕДЕНИЕ

При эксплуатации электроустановок, существует риск возникновения пожаров, как на новых, так и на объектах энергетики после их длительной эксплуатации. Поэтому перед персоналом электрических станций, подстанций, электроэнергетических систем, а также систем электроснабжения промышленных предприятий ставится задача качественного улучшения профилактических мероприятий в области пожаро- и взрывобезопасности применения электроустановок. Одним из главных условий повышения результативности пожарно-профилактической работы в этой области является изучение причин возникновения пожаров и взрывов от электроустановок, а также разработка предложений по оценке технического состояния электрооборудования на основе технического диагностирования. и совершенствования системы эксплуатации и ремонта. Это обеспечит пожаро- и взрывобезопасность применение электроустановок в различных условиях.

Одной из основных причин возникновения пожаров электроустановок является износ электрооборудования.

В настоящее время уровень износа основных фондов электроэнергетики России достиг 50 % и в ближайшие 10 лет достигнет 70 %. Анализ старения электротехнического оборудования показывает, что степень износа основных фондов энергетике, в среднем составляет 48,5 %. Износ оборудования подстанций (ПС) составляет – 70 %, зданий и сооружений – 37,8 %, воздушных линий электропередач (ВЛЭП) – 40 %. Наибольший износ имеет оборудование подстанций, на которых отработали свой нормативный срок 19,7 % автотрансформаторов, 10 % шунтирующих реакторов, 20 % синхронных компенсаторов, 27 % выключателей напряжением 330–750 кВ, свыше 50 % устройств релейной защиты и автоматики. Ряд ПС и ВЛЭП эксплуатируется более 30 лет. В целом количество ПС 220 кВ, эксплуатирующихся 30 лет и более, составляет 16,1 %, ВЛЭП 330 кВ – 23,6 % и ВЛЭП 500 кВ – 43,5 %.

Уровень износа может быть уменьшен в случае принятия решения о продлении срока службы оборудования, однако при этом снизится также и надежность работы электростанций, подстанций, и систем электроснабжения потребителей, возрастут объемы ввода нового оборудования в последующие годы. При этом, в настоящее время ввод нового оборудования, объемы ремонтных работ и технического перевооружения пока не обеспечивают преодоления негативных тенденций роста объема изношенного оборудования. Нарастание объемов электрооборудования, отработавшего свой срок службы, сегодня превышает темпы его замены на новое. Износ электрооборудования приводит к дополнительным потерям энергии и снижению эффективности функционирования электроустановок, вводит электрооборудование в зону повышенного риска возникновения пожаров. Поэтому, износ оборудования представляет одну из важнейших проблем энергетики, от решения которой зависит обеспечение ее надежности и безопасности функционирования.

Новым направлением в развитии системы предупреждения пожаров в электроустановках является применение методов и средств технического диагностирования электрооборудования. Это позволит перейти к эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту на основе использования результатов диагностики электрооборудования. Для этого необходимо разрабатывать методы и средства получения диагностической информации, а также математические модели оценки технического состояния, позволяющие учесть все факторы, влияющие на износ электрооборудования.

Нормативной базой обеспечения пожарной безопасности электроустановок и источниками, обобщающими научно-технические концепции обеспечения пожарной безопасности электроустановок, в настоящее время являются следующие документы [1–19], научной основой теории диагностики технических систем и объектов энергетики являются исследования [35–65] и другие.

Однако вопрос предупреждения пожаров в электроустановках на основе количественной оценки технического состояния и совершенствования системы ремонта электрооборудования в настоящее время требует проведения дополнительных исследований. В сложившейся ситуации необходима разработка научно обоснованных методов и математических моделей оценки технического состояния электрооборудования и определения параметров системы ремонта электрооборудования в зависимости от интенсивности воздействия эксплуатационных факторов в различных условиях и режимах работы. В качестве интегральной характеристики технического состояния принимается не только значение сработавшего ресурса, но количественная оценка индекса состояния электрооборудования.

Таким образом, проведение исследований и разработка методов предупреждения пожаров в электроустановках на основе технического диагностирования электрооборудования является актуальной научно-технической задачей.

В связи с изложенным, основной целью настоящего издания является представление результатов исследований авторов по предупреждению пожаров в электроустановках на основе технического диагностирования, разработки методов оценки технического состояния и совершенствования системы ремонта.

Монография подготовлена на основе ранее вышедшего издания, существенно переработана и дополнена.

Авторы полагают, что монография пополнит список литературы и методических документов по решению проблемы пожарной безопасности электроустановок, и окажет помощь инженерно-техническим работникам энергосистем и промышленных предприятий в решении задач предупреждения пожаров в электроустановках на основе технического диагностирования и совершенствования системы ремонта электрооборудования. Авторы надеются также, что данные материалы могут оказать определенную помощь специалистам проектных, генерирующих, сетевых, ремонтных, сервисных и наладочных организаций, занимающихся профилактикой пожаров в электроустановках, а также могут использоваться в учебном процессе аспирантами и студентами вузов.

# ГЛАВА 1. ПРОБЛЕМА ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПОЖАРОВ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

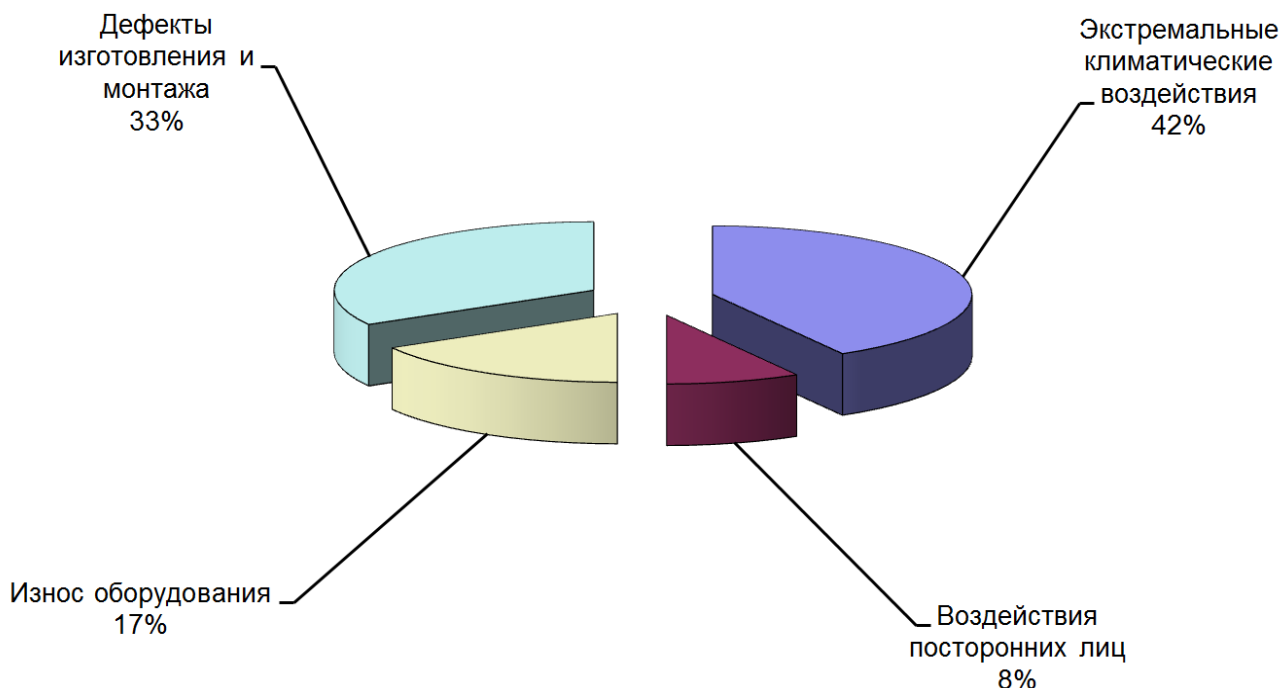
## 1.1. Анализ отказов и причин возникновения пожаров электрооборудования

Самое широкое практическое применение в настоящее время имеет электрическая энергия, что связано с ее доступностью, удобством использования, преобразования в другие виды энергии и с возможностью передачи на огромные расстояния без значительных потерь. Однако, следует помнить, что использование электрической энергии связано с пожарной опасностью, опасностью взрывов при эксплуатации электроустановок во взрывоопасных производствах. Обеспечение пожаро- и взрывобезопасности электроустановок регламентируется нормативными документами, соблюдение которых является обязательным на всех этапах проектирования, монтажа и эксплуатации. Не смотря на это, в последние годы количество пожаров, возникших при эксплуатации электроустановок, увеличивается. Имеют место пожары также и от разрядов молнии и статического электричества. Поэтому перед персоналом объектов энергетики стоит задача обеспечения пожаро- и взрывобезопасности применения электроустановок. Одним из главных условий повышения результативности пожарно-профилактической работы в этой области является изучение причин возникновения технологических нарушений, в результате которых возникали пожары и взрывы от электроустановок и электрооборудования. К основным причинам технологических нарушений в электроустановках относятся:

- физический износ оборудования;
- низкое качество технического обслуживания и ремонта оборудования;
- несоблюдение периодичности и объема выполнения профилактических мероприятий;
- недостаточный уровень использования средств оценки технического состояния и диагностики;
- ошибки и недостаточный уровень подготовки оперативного персонала;
- природно-климатические воздействия;
- действие посторонних лиц;
- недостатки эксплуатации;
- недостатки проектных решений, монтажных и строительных работ;
- недостатки конструкции и изготовления и др.

Ниже проанализированы основные причины возникновения технологических нарушений электроустановок с целью предупреждения пожаров от электрооборудования и определения объектов, требующих наиболее пристального внимания при проведении диагностирования и оценки технического состояния.

На рис. 1.1.1. приведена диаграмма распределение технологических нарушений, вызвавших экономический ущерб в связи с перерывом электроснабжения потребителей.



**Рис. 1.1.1.** Распределение причин технологических нарушений, вызвавших экономический ущерб

Из рис. 1.1.1. следует, что основными причинами экономического ущерба являются климатические воздействия и дефекты изготовления и монтажа. Износ оборудования стоит на третьем месте и составляет 17% от общей суммы, что означает, что на каждые 100 технологических нарушений приходится 17, в результате которых происходит перерыв электроснабжения потребителей и появляется экономический ущерб.

На рис. 1.1.2 приведена гистограмма, отражающая возрастной состав линий электропередач, а на рис. 1.1.3 – возрастной состав подстанций.



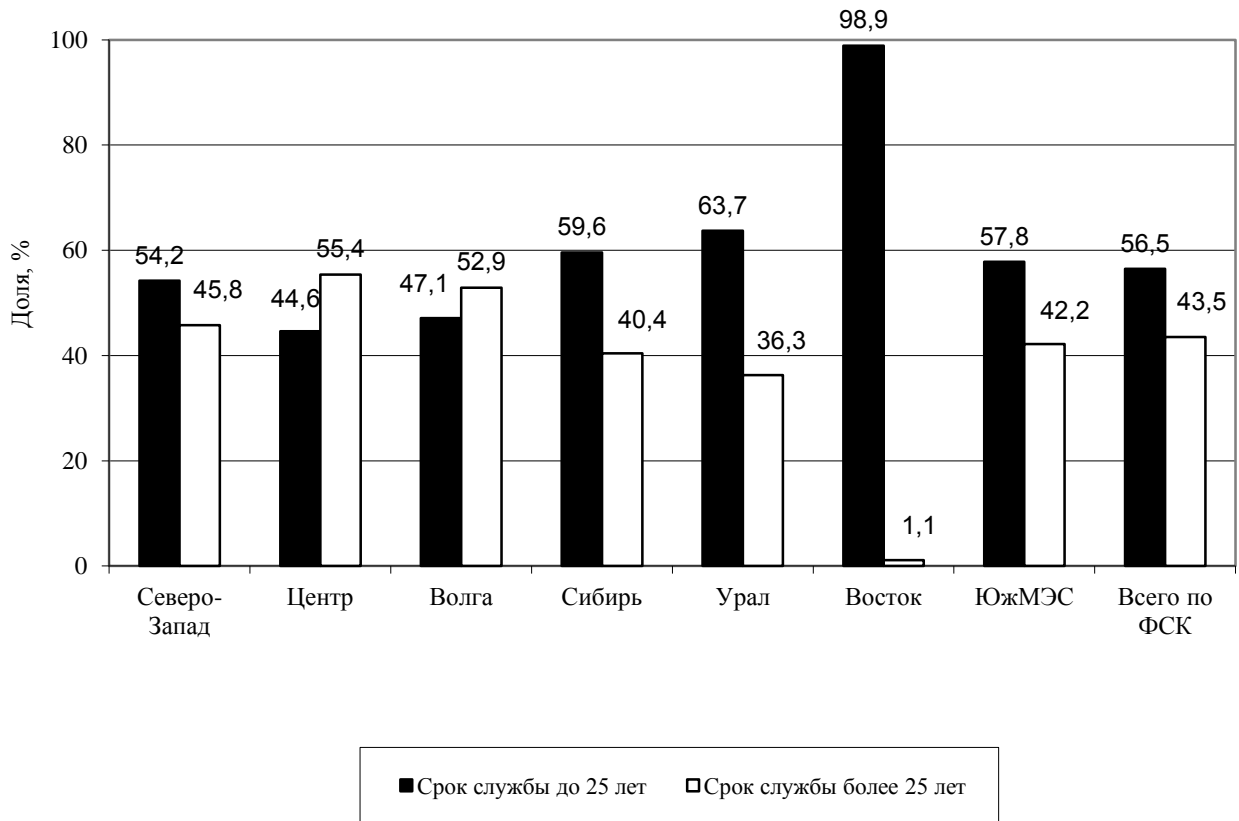


Рис. 1.1.2. Возрастной состав линий электропередач

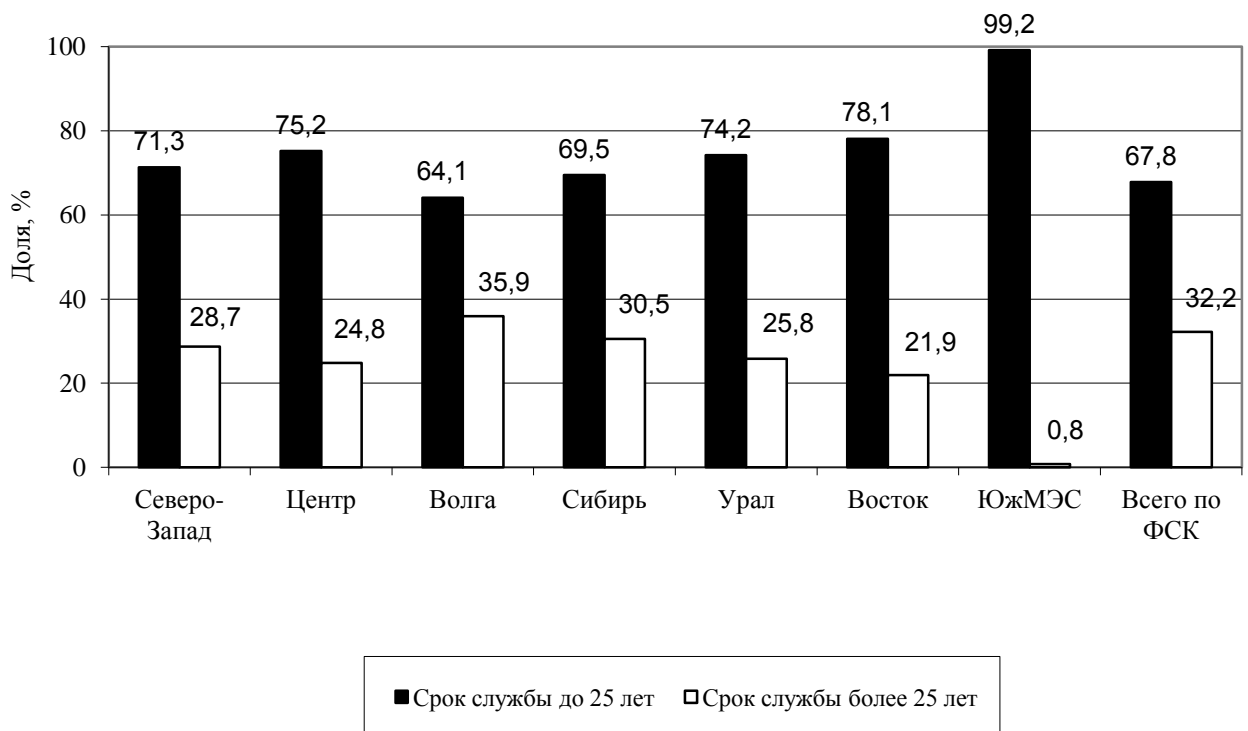


Рис. 1.1.3. Возрастной состав подстанций

**Предупреждение пожаров в электроустановках  
на основе технического диагностирования электрооборудования**

Старение основных фондов и, следовательно, снижение эксплуатационной надежности электрооборудования и энергообъектов, представляют одну из серьезнейших проблем для энергетики России. Если не остановить этот процесс, то электроэнергетическая система может потерять свою работоспособность из-за возникновения непредсказуемых массовых повреждений электрооборудования, которые могут приводить к превращению локальных инцидентов в тяжелые общесистемные аварии. Решением столь важной задачи является контроль технического состояния оборудования, на основании которого осуществляется достоверное прогнозирование надежности эксплуатируемых объектов и своевременное предупреждение аварийных ситуаций и технологических нарушений путем проведения технического обслуживания и ремонта.

Вероятностная оценка распределения несчастных случаев по видам электрооборудования, по видам работ и по профессиям приведены соответственно в табл. 1.1.1, 1.1.2, и 1.1.3.

*Таблица 1.1.1. Вероятностная оценка распределения несчастных случаев по видам электрооборудования (ЭО)*

<b>Вид электрооборудования</b>	<b>Вероятностная оценка распределения НС по видам ЭО [%]</b>
Воздушные линии электропередач	37,7
Ячейки комплектных распределительных устройств (РУ) 6–20 кВ	21,7
Переносные и передвижные электроустановки	11,6
Щиты, шкафы РУ до 1000 В	10,1
Шинопроводы и электропроводки	7,2
Силовые трансформаторы	1,5
Кабельные линии	1,5
Прочее ЭО	8,7

*Таблица 1.1.2. Вероятностная оценка распределения несчастных случаев по видам работ*

<b>Вид работ</b>	<b>Вероятностная оценка распределения НС по видам работ [%]</b>
Монтаж, демонтаж, замена, ремонт	29,1
Хищение цветных металлов	18,4
Оперативные переключения и осмотр ЭО	21,5
Самовольные и неправомерные действия	10
Строительные и хозяйственные работы	11,4
Чистка ЭО	4,6
Сварочные работы	2

Вид работ	Вероятностная оценка распределения НС по видам работ [%]
Испытательные работы	1,5
Наложение или снятие заземления	1,5

Таблица 1.1.3. Вероятностная оценка распределения пострадавших по профессиям

Профессия	Вероятностная оценка распределения пострадавших по профессиям [%]
Электромонтер	37,6
Постороннее лицо	27,1
Руководитель, специалист	12
Слесарь	9
Электрослесарь, электрик	6
Водитель	3,8
Электрогазосварщик	3
Электромонтажник	1,5

На рис. 1.1.4 приведено распределение технологических нарушений в работе воздушных линий (ВЛ) с неуспешным автоматическим повторным включением (АПВ).



Рис. 1.1.4. Причины отключений ВЛ с неуспешным АПВ

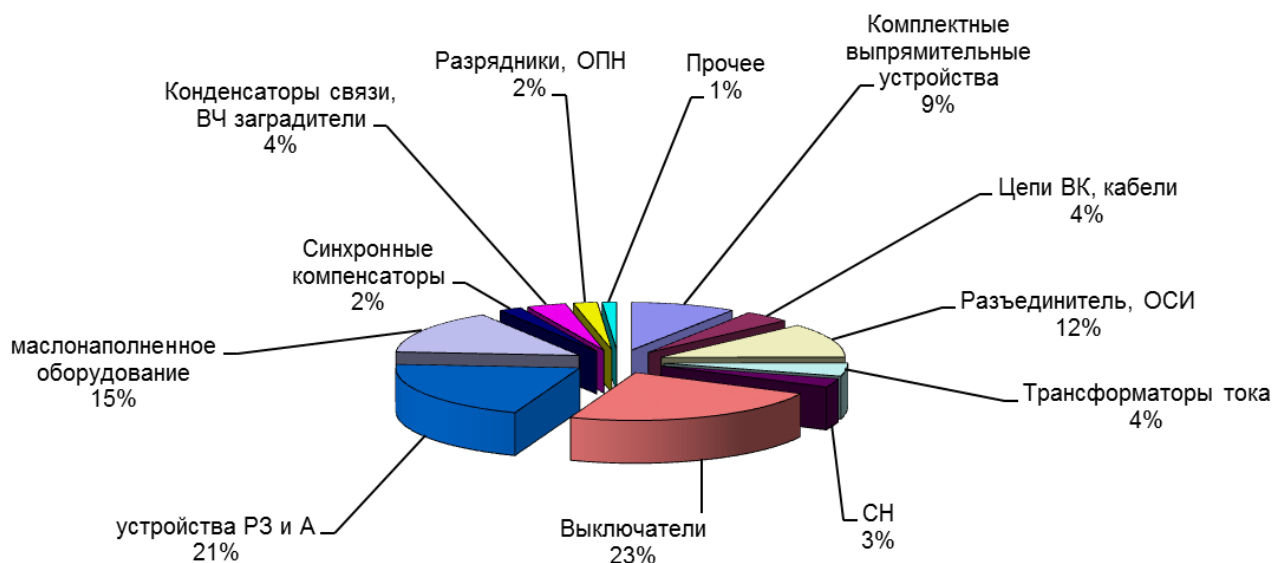
Наиболее часто отключения ВЛ с неуспешным АПВ происходят из-за экстремальных природно-климатических воздействий (грозы, гололед и ветровые нагрузки), падения деревьев, а также из-за воздействия посторонних лиц. При этом наибольшее число повреждений приходится на подвесную изоляцию (38%), провода (23), опоры (18%) и грозозащитные тросы (17%).

Техническое состояние ВЛ в основном зависит от состояния подвесных фарфоровых изоляторов, проводов и грозозащитных тросов (числа оборванных, перегоревших проволок, характера обрыва, степени коррозии стальной части проволок и тросов, провеса), соединений проводов (проскальзывания проводов, коррозия и т.п.), опор и приставок (наклон, прогиб, заглубление и т.п.) и т.д. Экстремальное воздействие внешних эксплуатационных факторов (климатические, аварии в системе и т.п.) на конструктивные элементы изношенных в процессе эксплуатации ВЛ приводит практически к скачкообразному изменению их уровня технического состояния и далее к отказу.

Пропускная способность ВЛ в основном определяется состоянием проводов и соединений. Воздействие различных природных факторов, усиливаемое нагревом вследствие протекания рабочих и утяжеленных токов, приводит к коррозии и окислению контактных поверхностей и сужению сечения проводников, в результате чего появляется дополнительный нагрев проводящих конструкций. Часто указанные причины и воздействующие факторы и их совместное действие являются причиной возгорания. Кроме того, эти причины приводят к дополнительным экономическим затратам, связанным с увеличением потерь электроэнергии, а также снижением надежности электроснабжения потребителей и межсистемных перетоков мощности. Особое внимание следует уделять ВЛ 110 – 220 кВ, т.к. для этих линий наблюдается наибольшее число технологических нарушений и аварий.

Порядка 65 % всех инцидентов в электрических сетях происходит на оборудовании подстанций. Основными причинами нарушений являются дефекты изготовления и монтажа оборудования, ошибки при проектировании (в общей сложности 38%), а также физический износ оборудования (31%) и недостатки эксплуатации (19%), в том числе техническое обслуживание и ремонт. Из этого следует, что необходимо, в первую очередь повышать качество выполнения работ на всех стадиях жизни объекта – от проекта, строительства и приемки в эксплуатацию до организации эксплуатации и ремонта. Базой для увеличения качества должна служить оценка и прогнозирование технического состояния и надежности оборудования.

Распределение технологических нарушений на подстанциях по видам поврежденного или отказавшего оборудования приведено на рис. 1.1.5.



**Рис. 1.1.5.** Распределение технологических нарушений на подстанциях по видам оборудования

Наибольшее число технологических нарушений приходится на выключатели (около 24%), устройства релейной защиты и автоматики (РЗ и А, около 21%), маслонаполненное оборудование (15%). Наиболее часто происходят отказы в работе воздушных выключателей, а также некоторых типов масляных выключателей устаревших конструкций, имеющих длительный срок эксплуатации.

На рис. 1.1.6 показано распределение отказов по видам маслонаполненного оборудования. Наиболее частыми являются повреждения масляных выключателей (57%) и силовых трансформаторов (22%). В этой категории оборудования среди основных причин повреждений превалирует износ конструктивных элементов в процессе эксплуатации (старение изоляции, прокладочных материалов, усталость металла, истирание и т.д.).

В настоящее время на энергетических предприятиях России работает приблизительно 20000 единиц силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов напряжением 110 кВ и выше. Из них свыше 40% эксплуатируются 25 лет и более.

На рис. 1.1.7 показан возрастной состав силовых трансформаторов станций и подстанций мощностью 63 МВА для классов напряжения 110–500 кВ. Более половины (51%) данных трансформаторов отработали свой нормативный срок службы, однако еще находятся в работе и выполняют свои функции.

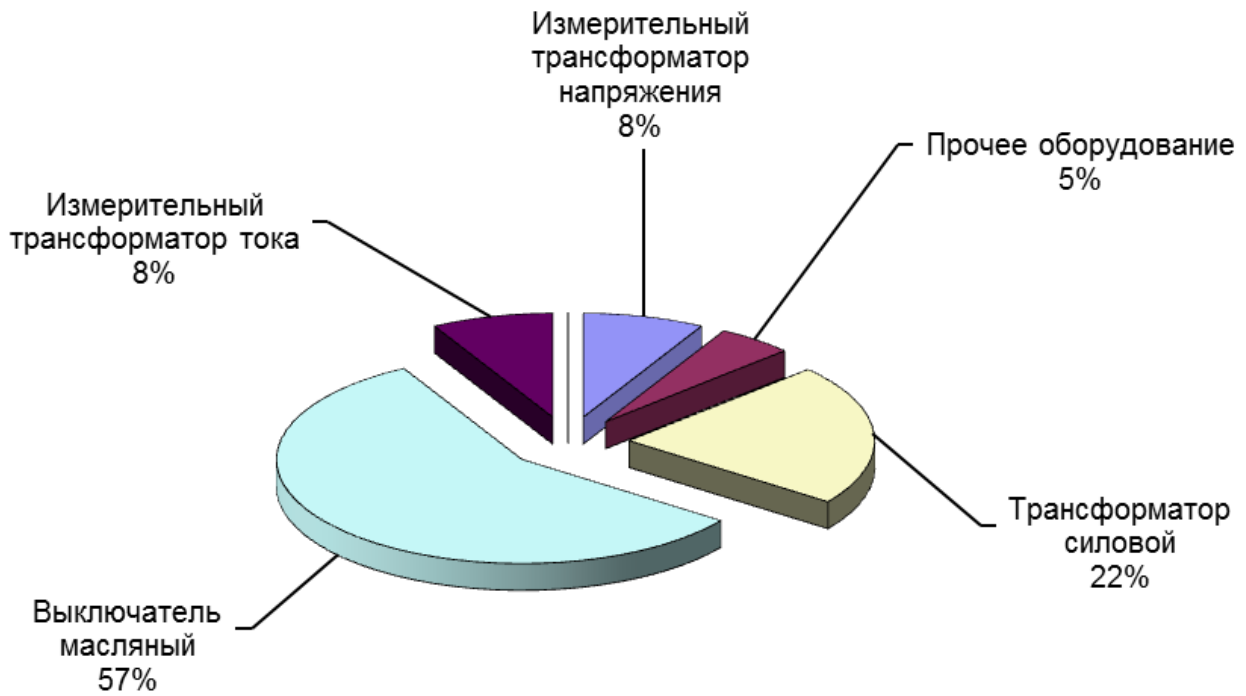


Рис. 1.1.6. Распределение технологических нарушений маслонаполненного оборудования

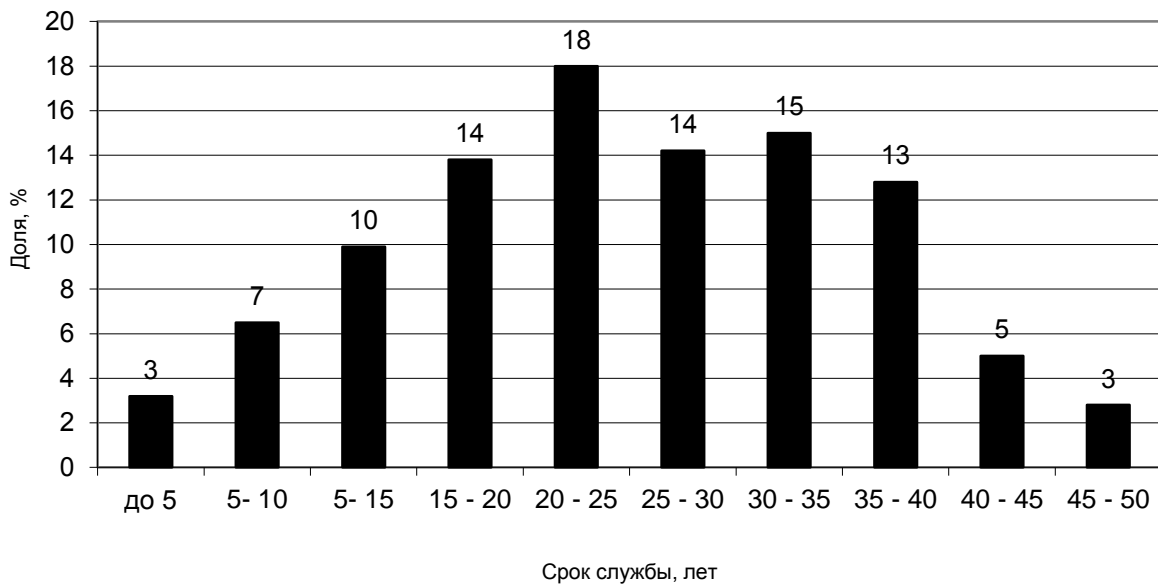


Рис. 1.1.7. Возрастной состав силовых трансформаторов 63 МВА для классов напряжения 110–500 кВ

В табл. 1.1.4 приведено распределение повреждений силовых трансформаторов по узлам и классам напряжений, в табл. 1.1.5 – распределение повреждений силовых трансформаторов по узлам в зависимости от продолжительности их эксплуатации.

Таблица 1.1.4. Распределение повреждений силовых трансформаторов по узлам и классам напряжений за год

Узел	Класс напряжения, кВ									
	110		220		330		500		Всего	
	Число	%	Число	%	Число	%	Число	%	Число	%
Обмотки	43	13	10	7	1	8	0	0	54	11
Магнито-провод	0	0	2	1,5	1	8	0	0	3	0,5
Система охлаждения	16	5	8	6	2	15	3	14	29	5,5
РПН	61	18	26	19	1	8	5	24	93	18
Вводы	77	23	44	32	3	23	7	34	131	26
Течь масла	35	10	21	15	3	23	4	19	63	12
Упуск масла	75	22	24	18,5	2	15	2	9	103	21
Вандализм	31	9	1	1	0	0	0	0	32	6
Итого	338	100	136	100	13	100	21	100	508	100

Таблица 1.1.5. Распределение повреждений силовых трансформаторов по узлам в зависимости от продолжительности их эксплуатации за год

Узел	Число повреждений по продолжительности эксплуатации					Всего
	10 лет	10–20 лет	20–30 лет	30–40 лет	более 40 лет	
Обмотки	23	25	23	28	12	111
Магнито-провод	0	0	1	0	0	1
Система охлаждения	2	14	13	1	0	30
РПН	12	28	21	10	0	71
Вводы	15	37	38	31	9	130
Течь масла	12	16	19	11	3	61
Упуск масла	12	22	22	14	5	75
Вандализм	3	6	10	1	1	21
Итого	79	148	147	96	30	500

Наиболее повреждаемыми элементами трансформатора являются обмотки и высоковольтные вводы, а основным элементом подверженным старению является – изоляция обмоток. Для предотвращения аварийных ситуаций, вызванных отказом изоляции, необходимо точно и достоверно оценивать ее техническое состояние с учетом воздействия различных групп эксплуатационных факторов: тепловых, электрических, механических, химических и т.д. При этом наиболее значимыми факторами являются тепловые. Наибольшее число технологических нарушений приходится на трансформаторы 110–220 кВ.

Значительная часть отказов электрооборудования (15–20%) в главных схемах электрических соединений приходится на измерительные трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН). Статистика отказов измерительных ТТ и ТН приведена в табл. 1.1.6.

*Таблица 1.1.6. Распределение видов повреждений  
в измерительных трансформаторах*

Вид повреждения	Количество отказов в %	
	Трансформаторы тока	Трансформаторы напряжения
Главная изоляция	84	40
Витковая изоляция	2	10
Перекрытие по наружной поверхности	12	–
Неустановленные причины	2	50

Большое количество отказов трансформаторов напряжения по неустановленным причинам обусловлено, как правило, возникновением перенапряжений в сети. Причины отказов трансформаторов напряжения серии НКФ в большинстве случаев невозможно установить из-за больших разрушений этих аппаратов при аварии. Из установленных причин отказов отмечается увлажнение изоляции при попадании влаги внутрь трансформатора.

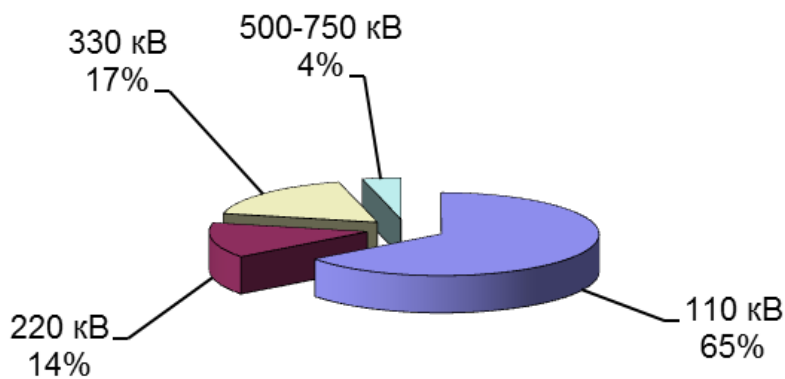
На рис. 1.1.8 и 1.1.9 приведены распределения отказов трансформаторов тока и напряжения (преимущественно для трансформаторов типа НКФ) по классам напряжения. Наименее надежными являются измерительные трансформаторы 110–220 кВ.

В комплекс методов контроля состояния ТТ входят измерения емкости, тангенса угла диэлектрических потерь и сопротивления изоляции, обследования с помощью тепловизора, а также контроль давления азота в ТТ с азотной подушкой. Особенно эффективным считается применение газохроматографического анализа масла ТТ.

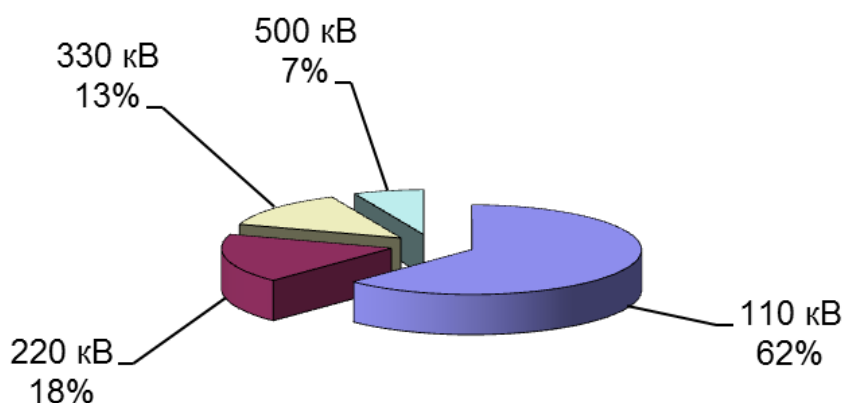
Надежность электродвигателей (ЭД) является одним из главных факторов, определяющих эффективность работы объектов энергетики и промышленных предприятий. Причиной 35–50% отказов ЭД является недостатки эксплуатации



и низкое качество ремонта. Известно, что около 10% всех вынужденных остановок энергоблоков электростанций происходит из-за аварий электродвигателей. Основной причиной отказов электродвигателей собственных нужд является большое числа пусков в связи разуплотнения графиков нагрузки, которое ведет к частым пускам и остановам, а также к увеличению времени работы блоков тепловых электростанций в режиме регулирования.



**Рис. 1.1.8.** Распределение отказов трансформаторов тока и напряжения 110–750 кВ



**Рис. 1.1.9.** Распределение отказов трансформаторов напряжения 110–500 кВ

Повреждения узлов электродвигателей распределены в следующей последовательности от общего числа повреждений: обмотка статора – 50%; вывода – 12%; подшипники – 11%; обмотка ротора – 10%; система охлаждения ротора и статора – 7%; железо статора, ротора, вал – 10%. Причины повреждения: заводской дефект – 44%; недостаток эксплуатации – 16%; недостаток ремонта – 10%; старение изоляции – 8%; перенапряжения – 5%; неустановленные – 17%.

В табл. 1.1.7 приводятся величины параметра потока отказов отдельных узлов различных типов двигателей, откуда видно, что наибольшее число повреждений наблюдается в обмотках статора.

Для повышения эффективности работы электродвигателей необходимо своевременно определять уровень их технического состояния. Не менее важной задачей является прогнозирование технического состояния и эксплуатационной надёжности электродвигателей.

*Таблица 1.1.7. Параметры потока отказов основных узлов электродвигателей*

Тип двигателя	Параметр потока отказов узлов, 1/год			
	Обработка статора*	Подшипники	Ротор	Прочие узлы
АВ-113-4	0,033/0,022	0,114	-	-
ВДН-170-34/16А	0,31/0,066	0,033	-	0,056
ДА30-1914-10/12А	0,02/0,071	-	0,010	0,030
ДА30-13-50-4	0,113/0,025	0,163	0,025	0,050
СДСЗ-2000-100	0,055/0,027	-	-	0,046
СДМЗ-20-49-60	0,175/0,038	-	-	0,013
А-114-6М	0,051/0,051	-	0,037	0,028
АТД-4000	0,046/0,12	-	-	0,077

Примечание: \* числитель – без учета ослабления заклиновки обмотки статора, знаменатель – с учетом заклиновки.

Причины загораний электродвигателей, силовых и измерительных трансформаторов можно разделить на следующие четыре группы.

1. Перегрев от коротких замыканий в обмотках в результате межвиткового пробоя электроизоляции:

- от повышенного напряжения;
- от микротрещин как заводского дефекта;
- от старения;
- от воздействия влаги или агрессивной среды;
- от воздействия локального внешнего или внутреннего перегрева;
- от механического повреждения.

2. Перегрев от коротких замыканий на корпус в результате пробоя электроизоляции обмоток:

- от повышенного напряжения;
- от старения изоляции;
- от пробоя изоляции обмоток на корпус при ее механическом повреждении;
- от воздействия влаги или агрессивной среды;
- от внешнего или внутреннего перегрева.

3. Перегрев от токовой перегрузки обмоток возможен в результате:

- превышения механической нагрузки на валу;
- неполнофазной работы трехфазного двигателя;
- торможения ротора в подшипниках при механическом износе или отсутствии смазки;
- превышения напряжения питания;
- длительной непрерывной работы под максимальной нагрузкой;
- нарушения охлаждения;

- большого количества пусков и реверсивных переключений электродвигателей;
  - нарушения режима пуска.
4. Перегрев от искрения в контактных кольцах и коллекторе в результате:
- износа контактных колец, коллектора и щеток, приводящего к ослаблению контактного давления;
  - загрязнения, окисления контактных колец, коллектора;
  - механического повреждения контактных колец, коллектора и щеток;
  - нарушения мест установки токосъемных элементов на коллекторе;
  - перегрузки на валу (для электродвигателей);
  - токовой перегрузки в цепи (для генератора);
  - замыкания пластин коллектора из-за образования токопроводящих мостиков на угольной и медной пыли.

Значительная доля аварийных отказов в электрооборудовании объектов энергетики, главных схем станций, подстанций и систем электроснабжения принадлежит высоковольтным выключателям – до 70%. В табл. 1.1.8 приведены данные отказов воздушных и масляных выключателей 110–750 кВ по типам и классам напряжения. Достоверный анализ отказов по современным типам выключателей (элегазовые, вакуумные) провести практически невозможно, т.к. отсутствует многолетняя статистика по их эксплуатации.

*Таблица 1.1.8. Количество отказов выключателей 110–50 кВ по видам и классам напряжениям за год*

Напряжение	Количество отказов		Всего	
	Масляные выключатели	Воздушные выключатели	Количество	Доля, %
110	301	68	369	54,26
220	168	37	205	30,15
330	-	63	63	9,26
500	-	37	37	5,44
750	-	6	6	0,88
Итого	469	211	680	100

Наибольшая доля отказов у масляных выключателей (69%). Это связано в основном с их конструктивными особенностями, количеством и низким уровнем технического состояния. Около 60% масляных выключателей отработали свой нормативный срок службы. Кроме того, они сняты с производства, что затрудняет проведение ремонтных работ.

Распределение отказов воздушных и масляных выключателей 110–750 кВ по причинам их возникновения приведено в табл. 1.1.9.

**Предупреждение пожаров в электроустановках  
на основе технического диагностирования электрооборудования**

*Таблица 1.1.9. Распределение отказов воздушных и масляных выключателей  
110–750 кВ по причинам их возникновения*

Причины возникновения отказа	Доля, %	
	Воздушные	Масляные
Недостатки конструкции и изготовление	50	54
Недостатки эксплуатации	16	26
Недостатки монтажных, строительных работ и проектных решений	16	7
Износ	16	10
Прочие	2	3

Наиболее часто отказы выключателей проявляются в процессе отключения токов короткого замыкания, а также при операциях включения – отключения. Основными факторами, влияющими на износ узлов и деталей выключателей, а, следовательно, на их надежность, являются количество и величина отключаемых токов короткого замыкания и режимы работы оборудования коммутируемой цепи.

Своевременный контроль технического состояния выключателей посредством учета количества коммутаций тока определенной величины и количества операций приводом позволит оценить техническое состояние дугогасительного устройства, контактной системы и приводного механизма и предотвратить аварийные ситуации.

Около 10% отказов, возникающих в главных схемах электрических соединений, наступают по причине нарушений в работе разъединителей. В табл. 1.1.10 приведено распределение отказов разъединителей 110–500 кВ в зависимости от причин их возникновения. Наибольшая доля отказов разъединителей приходится на аппараты классов напряжения 110–220 кВ.

*Таблица 1.1.10. Распределение отказов разъединителей за год*

Причина возникновения отказа	Количество отказов разъединителей на напряжение, кВ							
	110–150		220		330		500	
	кол-во	%	кол-во	%	кол-во	%	кол-во	%
Недостатки конструкции и изготовления	85	54,8	27	60,0	6	33,2	5	45,5
Недостатки эксплуатации	8	5,2	3	6,8	3	16,7	—	—
Недостатки монтажа и строительных работ	2	1,3	2	4,4	3	16,7	—	—

Причина возникновения отказа	Количество отказов разъединителей на напряжение, кВ							
	110–150		220		330		500	
	КОЛ-ВО	%	КОЛ-ВО	%	КОЛ-ВО	%	КОЛ-ВО	%
Естественный износ	45	29,0	11	24,4	3	16,7	5	45,5
Прочие	14	9,0	2	4,4	3	16,7	1	9,0
Неустановленные	1	0,7	—	—	—	—	—	—
Недостатки проектных решений	—	—	—	—	—	—	—	—
Итого	155	100	45	100	18	100	11	100

Основным видом повреждений и отказов разъединителей являются поломки опорно-стержневых изоляторов, приблизительно 75 % от общего числа отказов разъединителей 110 – 750 кВ. Из-за изоляторов старых серий (СТ – 110, УСТ – 110, АКО – 110, ОНС – 110) ежегодно происходит около 200 отказов разъединителей. Средний срок службы таких разъединителей достигает всего 15 лет.

На рис. 1.1.10, 1.1.11, 1.1.12 приведены диаграммы распределение отказов по узлам воздушных, масляных выключателей 110–750 кВ и выключателей 6–35 кВ соответственно. Наибольшая вероятность отказа соответствует выключателям 6–220 кВ.

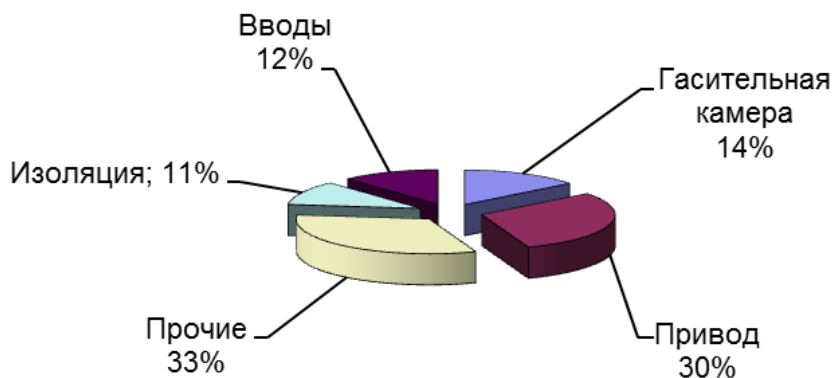


Рис. 1.1.10. Распределение отказов масляных выключателей 110–750 кВ по узлам

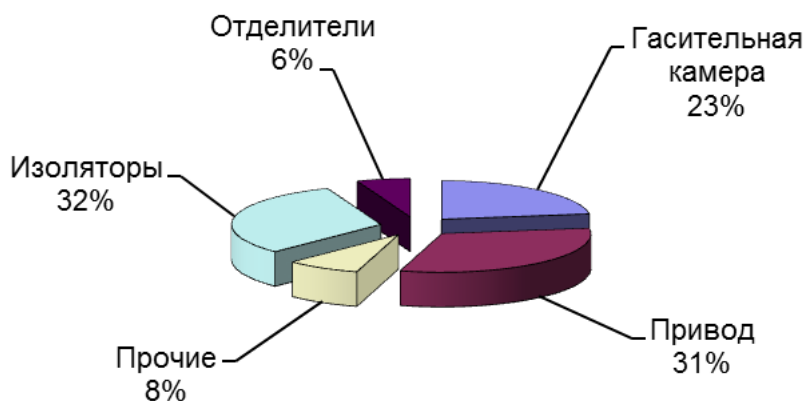


Рис. 1.1.11. Распределение отказов воздушных выключателей 110–220 кВ по узлам

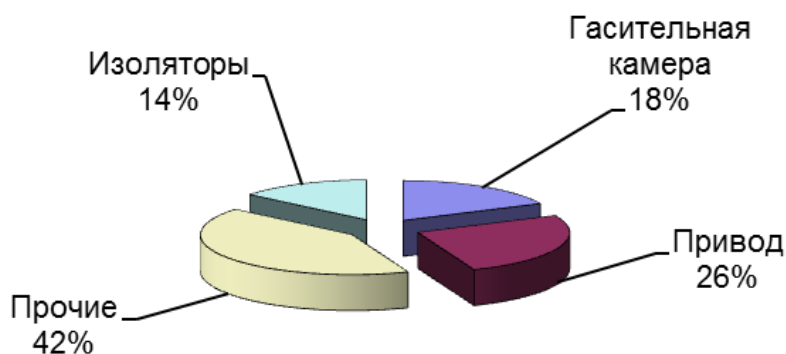


Рис. 1.1.12. Распределение отказов выключателей 6–35 кВ по узлам

Контроль состояния разъединителей и основанная на нем своевременная замена старых изношенных изоляторов должны помочь предотвратить их отказы и продлить срок эксплуатации.

К основной причине загораний в распределительных устройствах, где установлены выключатели и разъединители следует отнести перегрев конструктивных элементов в результате:

- ослабления контактного давления в местах подключения токопроводящих проводников, приводящего к значительному увеличению переходного сопротивления;
- окисления в местах подсоединения токопроводящих проводников и элементов, приводящего к значительному увеличению переходного сопротивления;
- искрения рабочих контактов при износе контактных поверхностей, приводящего к увеличению контактного переходного сопротивления;
- искрения рабочих контактов при окислении контактных поверхностей и увеличения переходного контактного сопротивления;
- искрения рабочих контактов при перекосах контактных поверхностей, приводящих к увеличению контактного сопротивления в местах контактирования;
- сильного искрения нормальных рабочих контактов при удалении искрогасительных или дугогасительных устройств;
- искрения при электрическом пробое проводов на корпус, снижении электроизоляционных качеств конструктивных элементов от локального воздействия влаги, загрязнений, старения.

Во многом надежность станций, подстанций и промышленных предприятий определяется техническим состоянием и надежностью кабельного хозяйства. Постоянное увеличение числа и длины кабельных линий и их нагрузок на станциях и подстанциях как на средних (6 – 35 кВ), так и высоких напряжениях (110 кВ и выше) приводит к увеличению пожарной опасности. Это подтверждается случаями возгорания кабелей на ряде электростанций и промышленных предприятий. Большая протяженность кабельных линий, прокладка их, как правило, в подземных коммуникациях требует больших затрат на обслуживание, в

том числе на выявление повреждений. Ситуация дополнительно усложняется все большим применением кабелей с пластмассовой изоляцией. Использование такой изоляции делает более актуальными исследования причин возникновения пожаров в кабельных сооружениях. На объектах энергетики должны разрабатываться и проводиться необходимые мероприятия по исключению возгораний кабелей.

Основные факторы, воздействующие на изоляцию силовых кабелей при эксплуатации:

- Воздействие электрического поля: а) длительное воздействие рабочего напряжения при нормальных условиях эксплуатации; б) внутренние (коммутационные) перенапряжения с учетом мер по их ограничению; в) грозовые перенапряжения с учетом мер по их ограничению и защите от них.

- Воздействие теплового поля: а) нормальная рабочая температура; б) перегревы в аварийных и формированных режимах.

- Воздействия окружающей среды: а) влажность окружающей среды; б) температура окружающей среды; в) загрязнения и др.

- Механические воздействия: а) механические напряжения, связанные с рабочим режимом; б) вибрация; в) динамические механические нагрузки в аварийных и форсированных режимах.

- Воздействие агрессивных агентов окружающей среды или продуктов, образовавшихся в компонентах электрической изоляции (окислы азота, озон, хлористые и фтористые соединения и т.п.).

Все перечисленные факторы должны быть учтены при выборе проводниковых, изоляционных и конструкционных материалов и самой конструкции силовых электрических кабелей. При оценке технического состояния кабелей необходимо уделять внимание всем перечисленным группам эксплуатационных факторов, учитывая степень их влияния на общий уровень технического состояния. Основными при этом следует считать тепловые и электрические факторы.

Основные причины загораний кабелей следующие:

1. Перегрев от короткого замыкания между жилами провода и жилами кабеля, их жилами и землей в результате:

- пробоя изоляции повышенным напряжением, в том числе от грозовых перенапряжений;

- пробоя изоляции в месте образования микротрещин как заводского дефекта;

- пробоя изоляции в месте механического повреждения при эксплуатации;

- пробоя изоляции от старения;

- пробоя изоляции в месте локального внешнего или внутреннего перегрева;

- пробоя изоляции в месте локального повышения влажности или агрессивности среды;

- случайного соединения токопроводящих жил кабелей и проводов между собой или соединения токопроводящих жил на землю;
- умышленного соединения токопроводящих жил кабеля и проводников между собой или соединения их на землю.

2. Перегрев от токовой перегрузки в результате:

- завышение подключенной мощности потребителей;
- появления значительных токов утечки между токоведущими проводниками, токоведущими проводами и землей (корпусом), в том числе на распределительных устройствах за счет снижения величины изоляции;
- увеличения окружающей температуры на участке или в одном месте, ухудшения теплоотдачи и вентиляции.

3. Перегрев мест переходных соединений в результате:

- ослабления контактного давления в месте существующего соединения двух или более токопроводящих жил, приводящего к значительному увеличению переходного сопротивления;
- окисления в месте существующего соединения двух и более проводников, приводящего к значительному увеличению переходного сопротивления.

Наиболее распространенными элементами электрооборудования являются контактные соединения. Их техническое состояние и надежность существенно влияют на работу энергообъекта. Из-за нарушений в работе контактных соединений возможны серьезные аварии. Так, например, из-за дефектов втычных контактов в ячейках комплектных распределительных устройств (КРУ) возможны взрывы и загорания. По данным Всесоюзного научно-исследовательского института энергетики (ВНИИЭ) из 760 отказов 576 гидрогенераторов на ГЭС–77 отказов связано с нарушением контактных соединений и их креплений, причем 49% этих отказов сопровождались пожарами. Поэтому выявление дефектов контактных соединений на ранней стадии является важной и актуальной задачей. Кроме того, плохой контакт из-за наличия окислов, шероховатостей поверхностей и по ряду других причин приводит к дополнительному нагреву, коррозии. Это свою очередь снижает их срок службы, а в месте с ними и срок службы оборудования целиком и приводит к дополнительным потерям электроэнергии.

На объектах энергетики используется значительное количество осветительной аппаратуры различного конструктивного исполнения. Причины загораний от осветительной аппаратуры следующие:

1. Перегрев от электрического пробоя, образования слабого контактного соединения, искрения между токопроводящими элементами и местами с разными потенциалами, токоведущими элементами и корпусами в результате:

- механического смещения токопроводящих элементов до взаимного сопротивления разными потенциалами;



- снижения электроизоляционных качеств конструктивных элементов и образования в связи с этим цепей утечки тока от старения, загрязнения поверхностей, от агрессивных воздействий;

- ослабления контактного давления и в связи с этим увеличения переходного сопротивления в местах подсоединения проводов;

- ослабления контактного давления и увеличения переходного сопротивления в местах подсоединения источников света (в цоколе, патроне) к питающему напряжению;

- окисления контактируемых поверхностей и увеличения переходного сопротивления в местах подсоединения источника света (ламп в цоколе, патроне, ламподержателе) к питающему напряжению;

- использования источников света завышенной мощности, приводящего к перегреву патрона и рассеивающей арматуры.

2. Перегрев в элементах пускорегулирующей аппаратуры люминесцентных ламп и ламп типа ДРЛ в результате:

- «залипания» стартера, приводящего к токовой перегрузке дросселя;
- ухудшения естественного охлаждения (теплоотвода) конструктивных элементов, в частности дросселя при сильной запыленности, неправильной установке по месту;

- электрического пробоя конденсатора, приводящего к токовой перегрузке дросселя;

- «залипания» стартера, приводящего к расплавлению электродов, перегреву цоколя лампы и ламподержателя;

- повышенного рассеяния мощности в дросселе из-за расслабления крепления магнитного сердечка;

- межвиткового замыкания в трансформаторе для бесстартерных схем пуска и питания;

- электрического пробоя сетевого конденсатора в бесстартерной схеме пуска и питания, приводящего к токовой перегрузке дросселя и трансформатора;

- обрыва (перегорания) нити накала одного из электродов лампы (от чего лампа работает как выпрямитель), приводящего к токовой перегрузке первичной обмотки трансформатора для бесстартерной схемы пуска и питания.

Кроме указанного электрооборудования причиной загораний часто становятся электронагревательные приборы и установки. Такие причины делятся на две группы:

1. Перегрев приборов и установок от замыкания электронагревательных элементов в результате:

- разрушения электроизоляции конструктивных элементов от старения;
- разрушения электроизоляционных элементов от внешнего механического воздействия;

- наслаивания токопроводящего загрязнения между токоведущими конструктивными элементами;

- случайного попадания токопроводящих предметов и замыкания токоведущих электронагревательных элементов;
- ослабления контактного давления в местах подключения токопроводящих проводников, элементов, приводящего к значительному увеличению переходного сопротивления;
- окисления в местах подсоединения токопроводящих проводников элементов, приводящего к значительному увеличению переходного сопротивления;
- пробоя электроизоляции конструктивных элементов повышенным напряжением питания;
- выкипания нагреваемой воды (жидкости), приводящего к деформации конструктивных элементов, электрическому замыканию и разрушению конструкции нагревателя в целом.

2. Загорания от электронагревательных приборов и установок в результате:

- соприкосновения горючих материалов (предметов) с нагревательными поверхностями электронагревательных приборов, аппаратов, установок;
- теплового облучения горючих материалов (предметов) от электронагревательных приборов, аппаратов, установок.

Анализ пожаров, возникших по электротехническим причинам в жилых домах, в зданиях промышленного и общественного назначения, свидетельствует о том, что наибольшее количество пожаров происходит из-за нарушения правил монтажа, технической эксплуатации электрооборудования и невысокого качества электрической энергии. Следовательно, необходимо акцентировать внимание на противопожарном состоянии системы электроснабжения здания, а также принять меры по ограничению перенапряжений.

Еще более актуален вопрос снижения пожарной опасности электрических сетей в зданиях детских, медицинских, культурно-зрелищных учреждений, производственных, а также в многоэтажных зданиях. Это обусловлено более сложной системой электроснабжения, массовым пребыванием людей, масштабно-стью строительных конструкций, разнообразием электрических приборов и оборудования в таких зданиях.

Потребляемая в сети мощность связана с номинальной мощностью и количеством используемых электротехнических приборов – потребителей электроэнергии. Длительное протекание тока перегрузки приводит к нагреву проводов, контактов и других элементов питающей цепи до значений температур, достаточных для воспламенения изоляционных полимерных материалов. Защитить контактные соединения от перегрева весьма сложно.

Следует отметить, что кратковременное протекание тока перегрузки не создает условий для немедленного выхода электроустановки из строя, но ухудшает состояние контактных соединений, вызывает их коррозию и ускоренное старение изоляции, что может привести впоследствии к возникновению пожароопасной ситуации. В сетях электроснабжения здания от вводного распределитель-

ного устройства до приемника электроэнергии электрический ток нагрузки протекает через большее количество контактных соединений. В многоэтажных высотных зданиях количество таких соединений значительно больше, чем в зданиях пониженной этажности. Данное положение требует применения в электрооборудовании зданий качественных и надежных электрических соединений.

Большую роль в обеспечении пожарной безопасности играет качество монтажа элементов электроснабжения жилых домов, производственных и общественных зданий. Неправильно проведенные монтаж или мероприятия по обслуживанию электрических сетей могут стать причиной возникновения в них пожароопасных режимов.

Нарушение в местах присоединения нулевого рабочего проводника в трехфазной сети приводит к фазным перенапряжениям, недопустимым при эксплуатации электроприборов.

Все это требует принятия мер по снижению пожарной опасности электрической сети здания и электрических приборов.

Результаты анализа электротехнических причин возникновения пожара в зданиях, рассмотрения проектных решений систем их электроснабжения, требований соответствующих нормативных документов и номенклатуры применяемых электроприборов, а также оценки расчетной и реально потребляемой электрической мощности позволили сделать выводы о необходимости проведения профилактических мероприятий по снижению вероятности возникновения аварийных пожароопасных режимов работы в электрических сетях жилых, производственных и общественных зданий: Обобщая имеющийся опыт и публикации на эту тему, можно сформулировать основные положения таких мероприятий:

1. В Перечень продукции, подлежащей обязательной сертификации в области пожарной безопасности необходимо включить – элементы электрооборудования электроустановок зданий, бытовые электрические приборы и электроустановочные изделия. Применяемое электрооборудование, не включенное в этот Перечень продукции, должно соответствовать установленным для него требованиям пожарной безопасности, подтвержденной документально.

2. В помещениях необходимо устанавливать сдвоенные розетки. Их количество должно определяться реальной потребностью с учетом назначения помещения и не должно зависеть от площади помещения. Это обусловлено возросшими потребностями в одновременном подключении к электрической сети различных электрических приборов. Такой подход позволит снизить применение удлинителей с увеличенным количеством розеток, повышающих пожарную опасность помещений.

3. На вводе электрической сети каждого помещения должны быть установлены устройства контроля попадания высокого напряжения в линии питания электрических приборов, эксплуатирующихся в жилых и общественных зданиях, и устройства отключения потребителей от сети при отклонении напряжения от номинального и превышения им допустимого уровня.

4. Для защиты цепей от пожароопасных значений токов утечки на землю на вводе электросети в стояки зданий необходимо устанавливать устройства защиты дифференциального тока с током срабатывания 300 мА.

5. В нормы проектирования электроустановок зданий целесообразно ввести пункт, регламентирующий необходимость разделения в стояке фазных проводов с помощью перегородок, исключающих возможность возникновения короткого замыкания между фазами, нулевым проводником и распространения горения от одного проводника на другой. Перегородки могут быть выполнены из изоляционного негорючего материала например, асбестоцемента.

6. На вводе электрической сети в здание в целях исключения питания приборов напряжением, превышающим номинальное, целесообразно устанавливать ограничители или стабилизаторы напряжения, а также устройства контроля обрыва (или повышенного переходного сопротивления) нулевого провода в трехфазной сети.

7. Бытовые и аналогичные электрические приборы следует использовать с устройством защиты от повышения питающего напряжения (перенапряжения) в электрических сетях жилых и общественных зданий.

8. В электрической части проекта зданий необходимо предусматривать этажные щитки, которые исключали бы распространение горения по элементам внутри сети щитка за его пределы, а также из силовоточной части в слаботочную и наоборот.

9. В электрических сетях зданий следует использовать кабели: силовые, радиочастотные и связи, не распространяющие горение (с индексом НГ–LS, НГ–FR).

10. Применение современного электротехнического оборудования, защитных аппаратов, токоведущих частей и электроустановочных изделий.

11. Проведение периодического комплексного энергоаудита систем энергоснабжения.

Реализация данных мероприятий позволит снизить пожарную опасность систем электроснабжения, электрических сетей и электрических приборов в жилых, производственных и общественных зданиях.

Проведенный анализ эксплуатационной надежности, технического состояния и причин пожаров различного электрооборудования электроустановок показывает, что доля электрооборудования, отработавшего свой нормативный срок службы, достигла 50% и это является системной причиной пожарной опасности объектов энергетики и систем электроснабжения. Темпы технического перевооружения и реконструкции недостаточны, чтобы своевременно заменить весь парк оборудования, отслужившего нормативный срок службы. В связи с этим надежность и пожарная безопасность электроэнергетических объектов в ближайшее время будет определяться надежностью и техническим состоянием действующего оборудования. Поэтому требуется тщательный контроль за его эксплуатацией и ремонтом

Технологические нарушения в работе электрооборудования могут приводить к пожарам, сопровождающимся существенным экономическим ущербом. Причинами таких пожаров наряду с эксплуатационными воздействиями и дефектами при монтаже и транспортировке является износ оборудования, доля которого в общем количестве пожаров, сопровождающихся экономическим ущербом, непрерывно растет.

Наибольшая доля отказов связана с электрооборудованием классов напряжения 110 – 220 кВ, а также 6 – 10 кВ и 0,22 – 0,38 кВ. Отказы маслонаполненного оборудования преобладают во всех типах и классах напряжения. Наибольшее число отказов приходится на масляные выключатели (до 60%), силовые трансформаторы (до 25%), провода и кабели.

Основное количество отказов и пожаров электрооборудования связано с повреждением изоляции оборудования и контактных соединений, а также с эксплуатационными воздействиями. Поэтому изоляции и контактным соединениям необходимо уделять наибольшее внимание при оценке технического состояния электрооборудования и оценке пожарной опасности. Важно отметить, что эксплуатационные факторы в основном являются толчком к переходу изношенного или дефектного оборудования в предельное состояние, характеризующееся невозможностью дальнейшей эксплуатации электрооборудования по техническим и экономическим причинам. В связи с переходом энергетики к рыночной экономике электрооборудование вынуждено работать в режимах с переменной и резко переменной нагрузкой. Часть оборудования не предназначено для этого. Поэтому для предотвращения отказов и пожаров электрооборудования и сохранения его в работе необходимо иметь возможность оценить воздействие эксплуатационных факторов различной физической природы на его техническое состояние. Для этого стоит использовать современные приборы контроля и технической диагностики.

Существует большая доля отказов и пожаров электрооборудования (иногда до 50%), причины которых не выявлены. Это свидетельствует о неудовлетворительном состоянии системы сбора ремонтно-эксплуатационной информации на энергетических предприятиях.

Анализ технологических нарушений, выполняемый по данным, собираемым с объектов энергетики, не учитывает условия и режимы эксплуатации отказавшего оборудования. Это приводит к существенному снижению ценности этих данных, так как пожарная безопасность, техническое состояние и надежность электрооборудования во многом определяются условиями и режимами его работы.

Большое количество отказов электрооборудования сопровождавшихся пожаром, связано с низким уровнем эксплуатации, технического обслуживания и ремонта, несоблюдением периодичностей и объемов выполнения ремонтных и профилактических работ. В некоторых случаях это обусловлено рядом объективных причин, таких как отсутствие денежных средств, запасных частей (для устаревшего и снятого с производства оборудования) и т.д. Также причинами отказов

являются недостатками или элементарное отсутствие на предприятиях системы контроля старения и износа оборудования. Существующие на предприятиях сегодня устаревшие методы диагностики, как правило, неспособны интегрально оценить техническое состояние электрооборудования. Операции диагностирования позволяют выявить отдельные дефекты электрооборудования или сборочных единиц, что, несомненно, является важным фактором с позиции обеспечения пожарной безопасности электроустановок. Однако для организации системы пожаробезопасной эксплуатации электрооборудования необходимо решить комплекс задач по определению допустимых сроков эксплуатации оборудования, проведению технического перевооружения и реконструкции объектов энергетики, управлению режимами работы, по разработке и внедрению современных методов и технических средств интегральной оценки уровня технического состояния, выявления дефектов на ранней стадии их развития, прогнозированию показателей надежности электрооборудования с учетом воздействия на него эксплуатационных факторов.

## **1.2. Понятие технического состояния электрооборудования**

Электрооборудование (ЭО) объектов энергетики имеет достаточно высокий проектный уровень надежности. Однако в процессе эксплуатации исходные свойства оборудования непрерывно изменяются. С течением времени стареет изоляция, изнашиваются токоведущие части, контактная система, обмотки и подшипники электрических машин, отдельные узлы и детали электрооборудования, происходит нарушение условий его нормального функционирования. По этим причинам, а также вследствие заводских дефектов, неправильных действий персонала, увлажнения, загрязнения, неблагоприятных условий и режимов работы оборудования снижается эксплуатационная надежность и увеличивается опасность возникновения пожаров в электроустановках.

Большинству пожаров предшествует тот или иной вид накопленных повреждений в сборочных единицах электрооборудования. Поэтому на электростанциях, подстанциях и в системах электроснабжения промышленных предприятий для поддержания полностью работоспособного технического состояния оборудования и уменьшения риска возникновения пожаров применяют систему организационных и технических мероприятий.

Организационные мероприятия включают формирование и совершенствование структуры служб, осуществляющих поддержание технического состояния оборудования и обеспечение пожарной безопасности электроустановок. Структура определяет административное деление служб, состав специалистов, занятых в них, ответственных исполнителей, их задачи и обязанности, а также взаимодействие этих служб.

В состав технических мероприятий, от которых зависит поддержание технического состояния оборудования, входят: технический регламент о требованиях пожарной безопасности [2], правила технической эксплуатации [16] и правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования электростанций и сетей [49–50].

Под техническим состоянием (ТС) оборудования понимается совокупность подверженных изменению его свойств, характеризующихся в любой момент времени технической документацией и определяющих степень пригодности оборудования для использования по назначению.

С точки зрения фактора времени различают техническое состояние в данный момент (текущая оценка ТС), техническое состояние в прошлом (ретроспективная оценка ТС) и в будущем (перспективная оценка ТС).

Другими словами, техническое состояние характеризуется совокупностью параметров, характеризующих изменение свойств оборудования в процессе эксплуатации, установленных нормативно-технической документацией [2,16,49,50].

Состояние электрооборудования можно полностью оценить интегральной функцией ТС следующего вида:

$$Y = f(\{x_1\}, \{x_2\}, \dots, \{x_i\}, \dots, \{x_n\}), \quad (1.2.1)$$

где  $Y$  – интегральная функция ТС,  $\{x_i\}$  – множество значений  $i$ -ого параметра ТС электрооборудования, которые контролируется средствами диагностики.

Интегральную функцию технического состояния  $Y$  можно представить в виде обобщенного параметра состояния следующим выражением [88]:

$$Y_i = R_i(t)V_i(t_1, L_k)[V_2(t, U_{vh}) + aV_3(t, \phi_j)]f(V_2), \quad (1.2.2)$$

где  $R_i(t)$  – функция, характеризующая интегральную допустимость режима, принимает значения  $R_i(t)=1$  при наличии сигнала о допустимости  $i$ -го режима,  $R_i(t)=0$  при отсутствии этого сигнала;  $V_i(t, L_k)$  – функционал, характеризующий степень допустимости контролируемого режима, равный 1 при  $(x_{огр.к} - x_k) > 0$  и 0 при  $(x_{огр.к} - x_k) < 0$ , где  $x_k$  – координаты параметров, на которые наложены ограничения,  $x_{огр.к}$  – максимально допустимые значения координат в условиях эксплуатации;  $V_2(t, U_{vh})$  – функционал, характеризующий точность и управляемость режима, равный  $V_2(t, U_{vh}) = \prod U_{vh}$ ;  $U_{vh}$  – нормированные значения частного признака, равные 1 при  $U_{vh} < U_{vhном}$  и 0 при  $U_{vh} > U_{vhном}$ ;  $U_{vh}$  – фактические значения частных признаков состояния, характеризующие точность и управляемость  $i$ -го режима;  $U_{vhном}$  – предельно допустимые значения частного признака;  $U_{vhном}$  – номинальное значение частного признака  $i$ -го режима для определенных условий

работы;  $V_3(t, \varphi_j)$  – функционал допустимости режима при отказе резервированных элементов технологической цепи, равный 1 при наличии сигнала об исправности  $j$ -го элемента и  $P_j$  при отсутствии сигнала об исправности  $j$ -го элемента;  $P_j$  – вероятность безотказной работы при отказе одной из цепей  $j$ -го резервированного узла;  $f(V_2)$  – функция равная 1 при  $V_2 > 0$  и при  $V_2 < 0$ .

Во время работы под действием эксплуатационных факторов параметры  $x_i$  будут изменяться. Поэтому интегральная функция ТС на каждый момент времени  $t$  определяется своим набором случайных параметров  $x_i$ . Множество значений технических состояний за период эксплуатации составляет пространство состояний, которое ограничено замкнутой поверхностью предельных состояний [50– 53].

Все пространство состояний можно разделить на три области:

- область полностью работоспособных состояний;
- область частично работоспособных состояний, где электрооборудование выполняет полностью или частично свои функции, но имеются дефекты;
- область предельных состояний где интегральная характеристика достигает таких значений, при которых дальнейшая эксплуатация электрооборудования невозможна по технико-экономическим соображениям и требуется внешнее восстановительное воздействие, например, ремонт.

Необходимо отметить, что ограничение параметров оборудования может осуществляться как по максимальному, так и по минимальному значению. Это обуславливается техническими и экономическими причинами. Например, для турбогенераторов с водородным охлаждением давление водорода ограничивается сверху и снизу: сверху – по условиям масляных уплотнений, а снизу – для поддержания необходимой теплопроводности. Это необходимо учитывать и с позиций обеспечения пожарной безопасности.

Определение интегральной функции технического состояния –  $Y$  (1.2.1) для электрооборудования является важной задачей, т.к. на основе этих данных определяется и прогнозируется оптимальный межремонтный интервал и оптимальный объем ремонта. В настоящее время, в условиях широкого распространения информационных технологий, методов и средств технической диагностики, появился большой набор экспертных программ, осуществляющих процедуру диагностирования на основе специально разработанных алгоритмов [88]. Диагноз ставится, как в форме рекомендации или решающего правила, так и в форме управляющего воздействия на органы управления и регулирования оборудования. Для объединения возможностей всех программ и методов необходимо перейти к единой характеристике ТС в численной форме. Такой интегральной характеристикой может быть величина остаточного ресурса, изменяющийся в пределах от 1 до 0, или величина сработавшего ресурса, лежащая в пределах от 0 до 1. Они связаны зависимостью:



$$R = 1 - r, \quad (1.2.3)$$

где  $R$  и  $r$  – соответственно остаточный и сработанный ресурс.

Такая интерпретация уровня технического состояния крайне удобна для проведения технико-экономических расчетов и решения оптимизационных задач, особенно, с применением ЭВМ. Тогда под уровнем технического состояния в момент времени  $t$  будем понимать значение остаточного ресурса  $R$ :

$$R = f(\{x_1\}, \{x_2\}, \dots, \{x_i\}, \dots, \{x_n\}). \quad (1.2.4)$$

Очевидно, что чем сложнее оборудование и режимы его работы, тем от большего количества параметров зависит его остаточный ресурс. Следует также учесть, что изменение одного параметра может вызывать отклонение другого. Практика показывает, что сложно контролировать все факторы, влияющие на остаточный ресурс, особенно без нарушения готовности электрооборудования. Поэтому в большинстве методов определения остаточного ресурса выделяют наиболее важные параметры и сборочные единицы, которые дают представление об уровне технического состояния всего электрооборудования с требуемой точностью. Например, для выключателей такими параметрами могут быть количество коммутаций в каждом диапазоне токов отключения, для электродвигателей – количество и длительность пусков, а также токовая нагрузка в нормальном режиме работы и т.д.

Для прогнозирования сработки ресурса, определения оптимальных значений межремонтного интервала и объема работ недостаточно просто определить значение остаточного ресурса в данный момент времени. Важно определить зависимость остаточного ресурса от времени:

$$R = f(t). \quad (1.2.5)$$

Другой интегральной характеристикой ТС оборудования в настоящее время все чаще используется индекс состояния. Оценка ТС оборудования на основе определения сработанного ресурса и индекса состояния будет рассмотрена в главе 3 и главе 4 соответственно.

В зависимости от значения интегрального показателя ТС оборудования на контролируемом отрезке времени решается вопрос о необходимости проведения ремонта или замены оборудования. При этом следует учитывать, что обычно существуют ограничения по времени на ремонт. Энергетическое оборудование может быть доступно только в определенное время, например, после окончания производственного цикла.

Заданный уровень технического состояния оборудования может быть обеспечен двояко: во-первых, за счет совершенствования конструкции и технологии изготовления оборудования на стадии производства, во-вторых, путем проведения организационно-технических мероприятий по поддержанию технического состояния оборудования в процессе эксплуатации. Выбор направления является важной технико-экономической задачей, решение которой должно вестись на основе сравнительной оценки стоимости обеспечения технического состояния обоими способами. На практике имеет место сочетание обслуживаемого (ремонтируемого) и необслуживаемого (неремонтируемого) оборудования. Основное требование, которое предъявляют к совершенствованию конструкции оборудования в процессе производства в части повышения надежности за счет увеличения его стоимости, – снижение эксплуатационных затрат, связанных с техническим обслуживанием и ремонтом. С другой стороны, своевременные и целесообразные по объему и содержанию организационно-технические мероприятия позволяют не только поддерживать оборудование в работоспособном состоянии, но и сокращать эксплуатационные расходы.

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

Комплекс проводимых работ, в частности, включает [49]:

- техническое обслуживание оборудования;
- накопление и изучение опыта эксплуатации и ремонта, установление оптимальной периодичности и продолжительности проведения капитальных, средних и текущих ремонтов;
- внедрение прогрессивных форм организации ремонта и управления им с применением компьютеров;
- внедрение передовых методов ремонта, комплексной механизации и прогрессивной технологии;
- широкое внедрение специализации ремонтных работ;
- контроль качества выполняемых работ в процессе ремонта и контроль качества отремонтированного оборудования;
- своевременное обеспечение ремонтных работ материалами, запчастями и комплектующим оборудованием;
- анализ параметров технического состояния оборудования до и после ремонта по результатам испытаний.

Объем, содержание и периодичность работ по техническому обслуживанию и ремонту зависят от многих факторов, и в первую очередь от показателей эксплуатационной надежности, совершенства конструкции, сложности и ответственности оборудования. Чем сложнее (дороже) оборудование и ответственнее

технологический процесс, на котором его используют, тем больше допустимые эксплуатационные затраты, которые могут быть реализованы за счет увеличения объема и числа мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту.

Комплекс мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту, направленных на предупреждение отказов и продление сроков службы электрооборудования, принято называть профилактикой (профилактическими работами). Они различаются по времени проведения, уровню сработки ресурса, источникам финансирования, объему и содержанию работ.

В общем случае проблему технического обслуживания и ремонта техники можно сформулировать следующим образом. Задана система машин и оборудования, находящихся в эксплуатации. На оборудование действуют эксплуатационные факторы (механические, тепловые, электрические, ионизационные и др.), под влиянием которых техническое состояние изменяется по определенному закону. Для поддержания технического состояния оборудования проводятся профилактические работы. Задача заключается в определении характеристик управляющих воздействий системы технического обслуживания и ремонта, которые при минимальной стоимости обеспечат поддержание заданного уровня технического состояния оборудования в течение установленного срока. Из общей задачи могут быть выделены частные случаи, в которых требуется обеспечить заданное значение одного или нескольких показателей технического состояния при изменении ограничений.

Представлен комплекс работ и основные задачи технического обслуживания и ремонта электрооборудования. Указанные задачи тесно взаимосвязаны друг с другом. Поэтому выбор рациональной системы технического обслуживания и ремонта представляет собой комплексную проблему со многими переменными, основанную на теории надежности, старения, восстановления и технической диагностики оборудования. Сущность такой системы технического обслуживания и ремонта заключается в том, что по истечении определенного отработанного времени в момент ожидаемого отказа производят различного вида профилактические работы. Чем меньше во времени разрыв между моментом ожидаемого отказа и моментом выполнения соответствующего профилактического воздействия на оборудование, тем эффективнее система ремонта.

Правило, однозначно устанавливающее выбор ремонтного воздействия (параметров технического обслуживания и ремонта) на техническую систему в течение всего времени ее эксплуатации, принято называть стратегией профилактики.

Известны три стратегии профилактики технических систем:

- стратегия 1 – стратегия аварийной профилактики (САР), при которой плановые профилактические мероприятия не проводят, а аварийные восстановительные работы осуществляют лишь после отказа оборудования;

- стратегия 2 – стратегия планово-предупредительной профилактики (ППР), согласно которой профилактические работы проводят периодически в плановые сроки, независимо от технического состояния оборудования, а в случае его отказа осуществляют его восстановление или замену;

- стратегия 3 – стратегия профилактики по техническому состоянию (СТС), когда профилактические мероприятия проводят с учетом фактического состояния оборудования, определяемого методами технической диагностики.

Основное содержание работ, выполняемых при разных стратегиях профилактики, приведено в табл. 1.2.1.

*Таблица 1.2.1. Характеристика стратегий организации профилактики электрооборудования*

Вид профилактического воздействия	Организация проведения работ по стратегии		
	аварийной	планово-предупредительной	по техническому состоянию
Техническое обслуживание	Эпизодическое	Периодическое	Периодическое по техническому состоянию
Диагностирование	Не проводится	Эпизодическое	Периодическое
Средний и текущий ремонт	После отказа	Периодически	По техническому состоянию
Капитальный ремонт	После отказа	Периодически	По техническому состоянию
Аварийный ремонт	После отказа	После отказа	После отказа

Многолетний опыт эксплуатации как отечественных, так и зарубежных электроустановок показывает, что организация ремонта электрооборудования по первой стратегии в подавляющем большинстве случаев малоэффективна и редко оправдывает себя. Применяется такая система ремонта для простейшего или высоконадежного оборудования.

При этом техническое обслуживание проводится эпизодически, а ремонт – после отказов. Объем ремонтных работ зависит от вида отказа или повреждения. Такая стратегия позволяет наиболее полно расходовать заложенный ресурс оборудования, но она приводит к частым длительным остановкам технологических процессов, что обуславливает большой ущерб и значительные затраты на ремонт. Поэтому в энергетике стратегия аварийной профилактики может применяться только для неотчетственных механизмов, отказ которых не сопровождается остановом основного оборудования и не нарушает ритма производственного процесса. На ряде энергообъектов эта стратегия вынужденно применяется для указанного оборудования из-за недостаточного финансирования ремонтных работ, отсутствия материалов и запасных частей.

В настоящее время профилактика электрооборудования объектов энергетики выполняется по второй стратегии, основанной на планово-предупредительном принципе выполнения профилактических работ. Суть его состоит в том, что профилактические мероприятия выполняют в плановом порядке в строго регламентированные сроки. Такая система получила название системы планово-предупредительного ремонта (система ППР). Эта система – основной нормативный документ, регламентирующий организацию технического обслуживания и ремонта оборудования объектов энергетики [49].

Действующими нормативами системы ППР устанавливаются: структура ремонтного цикла; периодичность проведения профилактических мероприятий; типовые объемы работ по техническому обслуживанию и видам ремонта (текущий, средний, капитальный); трудовые и материальные затраты; нормы простоя из-за ремонта; нормы складского запаса оборудования, запасных частей, комплектующих изделий и материалов.

Наиболее перспективным направлением совершенствования системы ППР является использование стратегии профилактики по техническому состоянию. Основой для ее построения служат методы и средства технической диагностики, позволяющие определить техническое состояние путем непрерывного или дискретного контроля за изменением параметров оборудования, которые определяют его работоспособность. При достижении этими параметрами предельного состояния проводится предупредительный ремонт оборудования. Техническая диагностика включает в себя два основных направления – оперативную и ремонтную диагностику. До настоящего времени ремонтная диагностика являлась практически единственным средством выявления дефектов, что и определило применение системы ППР с четкой регламентацией сроков и видов плановых ремонтов. Оперативная диагностика выполняется без отключения оборудования от сети и позволяет оценить техническое состояние в процессе эксплуатации. Стратегия профилактики по техническому состоянию эффективна при эксплуатации сложного оборудования, ремонт которого связан с большими затратами. Это позволит более полно использовать технический ресурс и обеспечить надежную работу электрооборудования при минимальных затратах.

### **1.3. Предупреждения пожаров на основе совершенствования системы ремонта**

Практика эксплуатации электрооборудования свидетельствует, что основой поддержания его технического состояния является система технического обслуживания и ремонта. Система технического обслуживания и ремонта оборудования электростанций (СТОИРОЭ) – это совокупность взаимосвязанных средств, документации технического обслуживания и ремонта и исполнителей,

необходимых для поддержания и восстановления качества оборудования, установленного на электростанциях и сетях и входящего в эту систему [49].

Таким образом, основной задачей технического обслуживания и ремонта (ТОиР) является поддержание работоспособного технического состояния электрооборудования в течение межремонтного периода на заданном уровне, установленном технической документацией. Организация ТОиР является не только основным фактором обеспечения надежной работы электрооборудования, но также сказывается на предупреждении пожаров в электроустановках. В настоящее время в электроустановках применяют систему планово-предупредительных ремонтов (ППР). Существующая система ППР позволяет:

- снижать вероятность внезапного отказа оборудования и минимизировать время простоя его в ремонтах;
- подготавливать управляемую и прогнозируемую долгосрочную ремонтную программу: по типам оборудования, энергообъектам и отрасли в целом;
- осуществлять долгосрочное планирование профилактических мероприятий и предварительную подготовку ремонтных работ, прогнозируя материальные, финансовые и трудовые ресурсы, необходимые капитальные вложения в развитие производственной базы энергоремонта.

Несмотря на отмеченные положительные стороны, как было указано ранее, система ППР имеет следующие недостатки:

- планирование профилактических работ осуществляется регламентно и не зависит от фактического технического состояния электрооборудования к моменту начала ремонта;
- планы-графики профилактических работ не устанавливают приоритета вывода в ремонт различных видов электрооборудования;
- хотя система ППР не исключает возможности применения диагностики, она не решает задачи о том, как должны учитываться ее результаты;
- при составлении планов-графиков не учитывается ряд ограничений (технологических, материальных, временных, трудовых), а также не предусматривается их оптимизация с позиции рационального управления эксплуатацией и более полного расходования ресурса каждой единицы электрооборудования;
- пропорционально росту количества электрооборудования увеличивается и общая трудоемкость профилактических работ, что требует значительного увеличения численности ремонтного персонала;
- при проведении профилактических работ через полученные статистическим путем усредненные периоды, даже при наличии поправочных коэффициентов на условия и режимы эксплуатации, без точного определения технического состояния нельзя гарантировать, что в межремонтный период не будут возникать отказы отдельных сборочных единиц электрооборудования;
- в структуре ремонтных циклов не учитывается фактическое время работы электрооборудования.

Изменения общей ситуации в экономике наложили свой отпечаток на условия функционирования электроэнергетики по основным факторам, связанным с экономикой и методами управления. Значительное влияние на энергетику оказывают новые отношения между производителями и потребителями энергии, существующие условия загрузки энергоблоков, характеристики качества энергопроизводства по степени пиковости его сезонных и суточных нагрузок.

Изменение режимных факторов в последние годы повлияло на повышение удельных расходов топлива энергоблоков и ухудшение комплексных показателей надежности. Существенно изменился коэффициент использования установленной мощности энергоблоков. Это в свою очередь повлияло на такие комплексные показатели надежности, как коэффициенты технического использования и готовности. Сократилась периодичность капитальных ремонтов, возросла продолжительность простоя в ремонтах. При этом остались неизменны ежегодные объемы ремонтных работ вне зависимости от степени использования установленной мощности.

При этом снижение коэффициента технического использования связано с увеличением времени простоя энергоблоков в плановых ремонтах, это обусловлено трудностями в решении организационных и финансовых проблем по обеспечению своевременных поставок запасных частей и материалов. Если бы время простоя в плановых ремонтах сохранилось при снижении времени работы энергоблоков, это означало бы, что коэффициент технического использования ухудшился из – за более частого проведения капитальных и средних ремонтов по отношению к наработкам времени между ними. На ухудшение коэффициента готовности в основном повлияло непропорциональное уменьшение рабочего времени и суммарного времени восстановления работоспособного состояния. Последнее, также могло зависеть от решения организационно – финансовых проблем, поскольку суммарные объемы плановых и неплановых ремонтов в рассматриваемом периоде практически не изменились.

В настоящее время возникла необходимость совершенствования системы ППР электрооборудования путем разработки и применения ее новых форм, обеспечивающих снижение затрат на ремонт при одновременном увеличении надежности и пожарной безопасности эксплуатации электрооборудования [51, 52]. Совершенствование системы ППР электрооборудования создает экономические условия для широкого внедрения средств технической диагностики. При этом предусматривается внедрение системы, учитывающей состояние оборудования и сработанный ресурс на основе результатов периодически проводимых регламентных работ по диагностике, контролю, измерениям и испытаниям.

Критерием вывода оборудования в ремонт является достижение такого уровня фактического состояния (назначенного ресурса), при котором дальнейшая эксплуатация становится недопустимой. Критерий допустимости эксплуатации по каждому виду оборудования определяется на основе оперативного контроля параметров, характеризующих техническое состояние оборудования. По

ним устанавливаются сроки вывода оборудования в ремонт. Для высоковольтного оборудования большой мощности такие профилактические ремонты, как правило, носят плановый характер. Стратегической задачей системы технического обслуживания и ремонта по критерию допустимости эксплуатации оборудования, является обеспечение надежности электроснабжения потребителей при оптимальном уровне затрат на ремонт и минимуме себестоимости на отпускаемую энергию. Трудозатраты и продолжительность ремонтных работ устанавливаются после оценки состояния оборудования и сравнения его с критерием допустимости эксплуатации. При таком подходе число аварийных событий сводится к минимуму. В случае отказа оборудования выполняется аварийно-восстановительный ремонт. Наиболее значимыми работами, отстаивающими переход к стратегии ремонтов по назначенному межремонтному ресурсу, являются [66–70].

Суть совершенствования существующей системы ППР заключается в переходе от системы с жесткой структурой ремонтного цикла к системе ремонта, учитывающей фактическое состояние электрооборудования на основе определения интегральных показателей технического состояния, вычисляемого по результатам диагностирования. Переход к новой системе ремонта затрагивает преемственность существующей системы [94]. Он должен носить организованный характер с минимальными дополнительными затратами. Выбор стратегии ремонта для конкретного электрооборудования должен основываться на экономико-математических расчетах, в которых учитывается техническое состояние оборудования.



## ГЛАВА 2. МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

### 2.1. Общие положения технического диагностирования электрооборудования

С позиции обеспечения надежности работы ЭО в системах электроснабжения, вопросы разработки и внедрения методов и средств технического диагностирования (ТД) становятся все более актуальными, особенно в условиях внедрения в энергетических компаниях системы управления производственными активами (СУПА). Управление ТС ЭО также основано на ТД его функциональных узлов. Кроме того, внедрение все новых методов технической диагностики обусловлено значительным уровнем износа ЭО, а также появлением ЭО нового поколения, например «сухих» силовых трансформаторов, КЛ с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ), вакуумных и элегазовых выключателей.

*Техническое диагностирование* (ТД) (диагностирование) – это определение ТС объекта, где основными решаемыми задачами являются: контроль ТС; поиск дефектов и мест их нахождения, определение причин отказа; прогнозирование ТС.

Термин «Техническое диагностирование» применяют в наименованиях и определениях понятий, когда решаемые задачи ТД равнозначны или основной задачей является поиск дефектов и мест их нахождения, а также определение причин отказа. В табл. 2.1.1, согласно действующей НТД, приведены основные термины и определения, основанные на термине «технического диагностирования». В табл. 2.1.1 и далее, в тех случаях, когда понятия «техническое диагностирование» и «контроль технического состояния» имеют одинаковую смысловую нагрузку, делается запись вида – ТД (контроль ТС).

Термин «Контроль технического состояния» (табл. 2.1.1) применяется, когда основной задачей ТД является определение вида ТС ЭО. В этом смысле контроль функционирования – это контроль выполнения оборудованием части или всех свойственных ему функций.

Контроль свойств и параметров ЭО, при котором не нарушается его пригодность к использованию по назначению и не возникают предпосылки его повреждения, называют *неразрушающим контролем*. При периодическом контроле, информация о контролируемых параметрах ЭО поступает через установленные интервалы времени.

*Таблица 2.1.1. Основные термины и определения  
в области технического диагностирования электрооборудования*

<b>Диагностическое обеспечение</b>	комплекс взаимоувязанных правил, методов, алгоритмов и средств, необходимых для осуществления ТД на всех этапах жизненного цикла ЭО. Диагностическое обеспечение ЭО включает правила, методы, алгоритмы и средства ТД
<b>Диагностический (контролируемый) параметр</b>	параметр ЭО, используемый при его диагностировании (контроле). Для каждого вида ЭО можно указать множество параметров, характеризующих его ТС. Их выбирают в зависимости от применяемого метода ТД (контроля). Следует различать прямые и косвенные диагностические (контролируемые) параметры. Прямой - структурный параметр (например, износ, зазор в сопряжении и др.) непосредственно характеризует ТС. Косвенный параметр (например, содержание фурановых производных, коэффициент абсорбции, величина общего газосодержания и др.) косвенно характеризует ТС
<b>Комплексное диагностическое обследование</b>	комплекс мероприятий, проводимый по специальным программам для получения объективной и достоверной информации о ТС ЭО, его функциональных узлов и систем расширенными методами ТД с целью определения его пригодности к эксплуатации по правилам, установленным НТД, разработки рекомендаций по рациональной эксплуатации и ремонту
<b>Контроль ТС</b>	проверка соответствия значений параметров ЭО требованиям НТД и определение на этой основе одного из заданных видов ТС в данный момент времени. Видами ТС являются, например, исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное и т.п., в зависимости от значений параметров в данный момент времени
<b>Объект ТД (контроля ТС)</b>	ЭО в целом изделие и (или) его составные части, подлежащие (подвергаемые) ТД (контролю)
<b>Полнота ТД (контроля ТС)</b>	характеристика, определяющая возможность выявления дефектов (неисправностей) в ЭО при выбранном методе его ТД (контроля)
<b>Прогнозирование ТС</b>	определение ТС ЭО с заданной вероятностью на предстоящий интервал времени. Целью прогнозирования ТС может быть определение с заданной вероятностью интервала времени (ресурса), в течение которого сохранится работоспособное (исправное) состояние ЭО или вероятности сохранения работоспособного (исправного) состояния ЭО на заданный интервал времени

<p><b>Приспособленность ЭО к ТД</b></p>	<p>свойство ЭО, характеризующее его пригодность к проведению ТД (контроля) средствами ТД (контроля). Приспособленность ЭО к ТД (контролепригодность) обеспечивается со стадии его разработки. Конструкция ЭО и его составных частей должна обеспечивать доступ к контрольным точкам без разборки узлов и механизмов, за исключением вскрытия технологических люков, заглушек и т.д., открывающих доступ к местам сопряжений датчиков со средствами ТД (контроля) и исключать возможность повреждения сборочных единиц при присоединении средств ТД (контроля). Конструктивное оформление мест присоединения средств ТД (контроля) должно быть, по возможности, простым (резьбовые отверстия с заглушками, запорные устройства, крышки и т.п.)</p>
<p><b>Показатель предельного состояния</b></p>	<p>количественная характеристика одного или нескольких свойств, составляющих (определяющих) предельное состояние ЭО</p>
<p><b>Предельно допустимое значение параметра (предельное значение)</b></p>	<p>наибольшее или наименьшее значение параметра, которое может иметь работоспособное ЭО</p>
<p><b>Предельное состояние</b></p>	<p>состояние ЭО, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно</p>
<p><b>Система ТД (контроля ТС)</b></p>	<p>совокупность средств, объекта и исполнителей, необходимая для проведения ТД (контроля) по правилам, установленным в НТД</p>
<p><b>Техническая диагностика (диагностика)</b></p>	<p>область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения ТС объектов</p>
<p><b>Техническое состояние (ТС) объекта</b></p>	<p>состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями параметров, установленных технической документацией на ЭО. Изменение ТС ЭО происходит под действием эксплуатационных факторов (тепловых, механических, электрических, химических и др.), условий и режимов эксплуатации, мероприятий по ремонту и замене оборудования или его функциональных узлов. Об изменении ТС ЭО судят по значениям диагностических (контролируемых) параметров, позволяющих определить ТС ЭО без его разборки</p>

В табл. 2.1.1 под объектами ТД (контроля ТС) понимается ЭО и токоведущие части, а также их функциональные узлы, подвергаемые ТД. Объектами контроля в области ТД ЭО являются:

- Генераторы.
- Силовые трансформаторы (автотрансформаторы) 6 кВ и выше.
- Измерительные трансформаторы 6 кВ и выше.
- Выключателей всех типов 6 кВ и выше.
- Разъединители, отделители, короткозамыкатели 6 кВ и выше.
- КРУ, КРУН, КРУЭ напряжением 6 кВ и выше.
- Сборные шины 0,4 кВ и выше.
- Реакторы (токоограничивающие, дугогасящие, шунтирующие) с разным типом изоляции напряжением 6(10) кВ и выше.
- Конденсаторы напряжением 35 кВ и выше.
- Вводы и проходные изоляторы напряжением 6 кВ и выше.
- Защитные аппараты: разрядники, ограничители перенапряжений (ОПН) 6 кВ и выше.
- Предохранители, предохранители-разъединители 6 кВ и выше.
- Аккумуляторные батареи.
- Силовые кабельные линии всех типов 6 кВ и выше.
- Воздушные линии электропередачи всех типов 6 кВ и выше.
- Аппараты и токоведущие части от 380 В до 1000 В.
- Заземляющие устройства.

Диагностика ЭО предусматривает как широко известные методы, так и новые современные методы ТД (контроля ТС), позволяющие определять степень развития и опасность дефектов на ранних стадиях.

С учетом концепции развития цифровой энергетики, предусматривается дальнейшее внедрение новых методов диагностики, основанных на достижениях научно-технического прогресса. Развитие научных знаний в области диагностики является одним из направлений управления ТС ЭО систем электроснабжения. Поэтому, в более широком представлении задачами ТД (контроля ТС) являются:

- определение ТС ЭО на рассматриваемый момент времени;
- прогнозирование ТС ЭО;
- выявления вида дефекта, мест его нахождения и степени опасности;
- распознавание причин возникновения и развития дефектов;
- разработка и анализ модели процесса развития дефекта;
- создание механизма управления развитием выявленных дефектов;
- оценка интегрального количественного показателя ТС ЭО (технического ресурса, индекса состояния, бальной оценки и др.);
- выработка рекомендаций по срокам и объемам технических воздействий на ЭО с целью поддержания его ТС и уровня надежности;

– определение состава функциональных узлов ЭО с выявленными дефектами, устранение которых позволит обеспечить необходимый уровень работоспособности ЭО.

В связи с этими задачами, можно отметить несколько важных тенденций совершенствования технической диагностики на современном этапе развития систем электроснабжения:

- повышение качества лабораторных диагностических исследований на базе внедрения новой измерительной техники и технологий;
- переход на автоматизированные компьютерные анализаторы диагностических параметров, которые не только позволяют автоматизировать процессы исследований, но и повышают качество проводимых измерений;
- переход на методы диагностики, позволяющие выявлять дефектов на ранней стадии их развития, оценивать степень износа и ресурс ЭО;
- развитие системы контроля за качеством и эффективностью ТОиР с использованием результатов технического диагностирования;
- сбор, анализ и учет аварийности ЭО при развитии методов диагностирования;
- внедрение систем непрерывного автоматизированного мониторинга основного ЭО систем электроснабжения;
- развитие системы комплексного диагностического обследования ЭО;
- развитие систем экспресс-диагностирования ЭО для повышения оперативности принимаемых решений;
- развитие методов расчета интегральных показателей ТС ЭО;
- развитие подготовки и повышения квалификации специалистов диагностических служб энергетических компаний.

Рассмотрим актуальные направления развития технической диагностики ЭО систем электроснабжения.

1. Развитие информационных компьютерных технологий в области технической диагностики ЭО. Внедрение экспертных программных систем в части сбора, обработки и анализа результатов ТД (контроля ТС), построения и анализа трендов изменения диагностических параметров, формирования протоколов измерений, а также ведения электронных журналов испытаний и измерений.

2. Расширение применения новых методов ТД (контроля ТС), которые позволяют анализировать оптимальный набор диагностических параметров для каждого функционального узла ЭО.

3. Исключение из практики ТД тех параметров, которые имеют слабую информативность, или приводят к ухудшению ТС ЭО, или измерение которых связано с риском для жизни и здоровья персонала.

4. Приоритетное развитие методов неразрушающего контроля ЭО под рабочим напряжением – on-line диагностика.

5. Сокращение времени проведения ТД (снижение трудоемкости) за счет внедрения более совершенных методов и систем диагностирования, методик испытаний и измерений;

6. Внедрение централизации диагностических работ, когда используемое дорогостоящее диагностическое оборудование применяется централизованно на нескольких объектах энергетики.

7. Развитие специализации диагностических работ, выделение таких направлений как:

электротехническое (проведение испытаний и измерений, ориентированных на оценку ТС ЭО),

прогностическое (проведение сложных диагностических измерений ориентированных как на оценку ТС ЭО, так и на построение прогноза изменения его ТС, выявления дефектов на ранней стадии развития),

аналитическое (проведение лабораторного анализа проб веществ и материалов).

8. Управление качеством результатов диагностических измерений и оценок ТС ЭО.

9. Совершенствование методов стандартизации диагностических измерений. Все работы по ТД (контролю ТС) должны выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ, РД, заводской документацией, локальными нормативными актами энергетических компаний.

Современная система обеспечения диагностической деятельности в энергетических компаниях включает следующие мероприятия:

- планирование диагностических работ;
- подготовку к проведению работ;
- выполнение работ;
- обработка, анализ, оформление результатов работ, испытаний и измерений;
- контроль качества выполняемых работ;
- подготовка отчета по результатам выполняемых работ;
- накопление, изучение и обмен опытом в области диагностической деятельности.

Управления ТС ЭО должно подчиняться требованиям технической политики энергетических компаний и быть направлено на обеспечение:

- унификации работ и методов, применяемых при ТД ЭО, исходя из принципа определения оптимальной продолжительности ТД без снижения его достоверности и полноты;
- совершенствования действующих и разработку новых алгоритмов ТД ЭО;
- выбора средств ТД для различных видов ЭО;
- повышения точности измерений, достоверности и полноты ТД ЭО;

- снижения уровня вероятности отказа ЭО и условной вероятности необнаруженной неисправности при диагностировании;
- поддержка принятия решений в энергетической компании о ТС ЭО ЭО, в том числе, в режиме реального времени;
- возможности прогнозирования развития дефектов на основе ТД ЭО;
- качества и эффективности ТОиР и ТПиР ЭО на основе ТД, а также снижения затрат за счет исключения необоснованных ремонтов или замен ЭО;
- надежности электроснабжения за счет своевременного выявления дефектов, в т.ч., на ранних стадиях развития, предупреждения технологических нарушений и возникновения отказов (аварий) ЭО и принятия мер, исключающих неконтролируемое развитие дефектов.

Таким образом, основным условием развития системы ТД в энергетических компаниях является получение объективных данных о ТС ЭО с построением прогноза, выявлением дефектов на ранней стадии развития, определением мероприятий направленных на поддержание ТС и уровня надежности ЭО.

Получение достоверной диагностической информации реализуется на основе применения современных методов ТД (контроля ТС), внедрения прогрессивных средств ТД, измерительных и испытательных систем, развития методов определения интегральной оценки ТС ЭО, а также автоматизации процессов ТД.

Задачи исследования и совершенствования методов и средств ТД ЭО занимают одно из ключевых мест в общей проблеме обеспечения надежности ЭЭС, их развития и функционирования, для чего потребуется разработка новых методических подходов, моделей, методов и технических средств. Широкое внедрение новых разработок в области ТД ЭО позволит энергетическим компаниям перейти к эксплуатации ЭО по его фактическому ТС, с соответствующим формированием программ ремонта и замены ЭО.

### 2.2. Методы диагностирования электрооборудования

Методы диагностирования различных видов ЭО достаточно разнообразны и они подробно описаны в многочисленной специальной литературе [41–46, 71–79 и др.]. В настоящее время наиболее часто используются следующие методы ТД (контроля ТС) ЭО:

- акустический контроль;
- акустической эмиссии;
- вибрационный контроль;
- высоковольтных испытаний;
- диэлектрической спектроскопии;
- импульсный контроль;
- контроль по интенсивности частичных разрядов.

- контроль электрических параметров и анализ гармоник тока и напряжения;
- оптический контроль;
- радиолокационный контроль;
- тепловизионный контроль;
- эмиссионный контроль;
- ультразвуковой контроль;
- ультрафиолетовый контроль;
- частотный анализ;
- физико-химический анализ масла;
- хроматографический анализ растворенных газов (ХАРГ) в масле;

Работы по ТД ЭО могут выполняться в следующих формах:

- периодический контроль параметров ТС с выводом ЭО из работы;
- периодический контроль параметров ТС под рабочим напряжением;
- периодический контроль параметров ТС повышенным напряжением;
- непрерывный автоматический контроль (мониторинг);
- комплексное диагностическое обследование.

Выполнение периодического контроля параметров ТС повышенным напряжением выполняется, как правило, на основе высоковольтных испытаний, которые рассматриваются как методы ТД различных видов ЭО и токоведущих частей.

*Высоковольтные испытания* – экспериментальное определение качественных и (или) количественных характеристик свойств объекта испытаний, проводимые с заданной точностью и достоверностью для определения ТС ЭО при подаче либо возникновении на ЭО следствием обратной трансформации напряжения 1000 В и выше.

Испытание – это техническая операция, заключающаяся в определении одной или нескольких характеристик ЭО в соответствии с установленной процедурой.

Ниже приводится лишь общий обзор наиболее распространенных методов ТД (контроля ТС) ЭО.

Некоторые применяемые и наиболее перспективные разрабатываемые методы диагностирования электрооборудования приведены в табл. 2.2.1.

*Метод тепловизионного (инфракрасного) контроля* – это дистанционное (бесконтактное) наблюдение, измерение и регистрация пространственного (пространственно-временного) распределения температуры объектов путем формирования временной последовательности термограмм и определения температуры поверхности объекта по известным коэффициентам излучения и параметрам съемки (в том числе температуре окружающей среды, пропускании атмосферы, дистанции наблюдения).



Таблица 2.2.1. Методы диагностирования электрооборудования

Электрооборудование	Методы диагностирования
Турбогенераторы	Диагностика теплового состояния обмотки ротора Диагностика неисправностей обмотки статора Диагностика системы охлаждения стержней обмотки статора Контроль вибрации и диагностика механического состояния Диагностика щеточно – контактного аппарата Контроль электромагнитного излучения Диагностика уплотнений и подшипников Диагностика системы возбуждения
Силовые трансформаторы	Хроматографический анализ газов, растворенных в масле Физико-химический анализ масла Температурный контроль Контроль износа контактов РПН Тепловизионный контроль трансформатора Регистрация частичных разрядов в изоляции Контроль фурановых соединений Контроль степени поляризации изоляции
Выключатели высокого напряжения	Контроль коммутационного и механического ресурса Оценка состояния контактной системы Контроль характеристик привода Контроль состояния фарфоровых изоляторов Контроль утечек дугогасительной среды (воздух, элегаз) Контроль состояния вакуумных дугогасительных камер
Высоковольтные электродвигатели	Диагностика обрыва стержней короткозамкнутого ротора Контроль витковых замыканий Вибрационный контроль обмотки статора Вибрационный и температурный контроль подшипникового узла Контроль и защита от неуспешных пусков Контроль эксцентриситета воздушного зазора между ротором и статором Контроль неполнофазных режимов Контроль направления вращения Непрерывный селективный контроль активного сопротивления изоляции Температурный контроль Оценка расхода ресурса на основе контроля пусковых и длительных режимов работы
КРУ и токопроводы	Дуговая защита Тепловизионный контроль состояния электрических контактов и изоляторов

**Предупреждение пожаров в электроустановках  
на основе технического диагностирования электрооборудования**

<b>Электрооборудование</b>	<b>Методы диагностирования</b>
Воздушные и кабельные линии	Дистанционная тепловизионная диагностика контактов и подвесной изоляции Контроль частичных разрядов Диагностика опор ЛЭП Контроль состояния изоляции кабелей

Изменение температуры элементов и узлов электрооборудования в процессе эксплуатации является важным информативным признаком их технического состояния. Дистанционный контроль температуры нагрева токоведущих частей, контактных соединений, корпусов электрооборудования, подвесной и опорно-стержневой изоляции реализуется средствами тепловизионного контроля. Метод диагностики основан на регистрации инфракрасного излучения и осуществляется с учетом требований [71–72].

Тепловизионный контроль рекомендуется проводить при отсутствии солнца (в облачную погоду или ночью), при минимальном воздействии ветра (рекомендуемая скорость ветра – не более 8 м/с), в период максимальных токовых нагрузок. Допускается выполнять тепловизионный контроль при небольшом снегопаде или легком морозящем дожде. При этом ЭО, следует учитывать тепловую инерцию ЭО включаемого под рабочее напряжение (для контактных соединений – 20–30 мин., для вентильных разрядников и ОПН – 6–8 час., для силовых трансформаторов – не менее 12 часов). Разрешающая способность тепловизионного контроля 0,2°С и выше.

В системах электроснабжения широко применяются как отечественные, так и зарубежные тепловизоры, тепловизионные системы и пирометры. Основные технические характеристики современных тепловизоров приведены в табл. 2.2.2.

**Таблица 2.2.2. Основные технические характеристики тепловизоров  
для обследования электрооборудования**

<b>Технические характеристики</b>	<b>Параметры</b>
Детектор	неохлаждаемый микроболометр
Разрешающая способность, не хуже: – ПС 20–220 кВ – ВЛ 0,4–220 кВ, оборудование р/сетей 0,4–10 кВ	– 0,05 К – 0,1 К
Погрешность измерения	±2°С или ±2 % от показаний.
Спектральный диапазон	8–12 мкм
Диапазон измеряемых температур, не хуже	от -20 до +250°С
Настройка отображаемого уровня температур	автоматическая и ручная
Диапазон рабочих температур окружающего воздуха, не хуже	-15°С ÷ +40°С

Технические характеристики	Параметры
<p>Фокусировка</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– ПС 20-220 кВ, ВЛ 0,4–220 кВ</li> <li>– оборудование р/сетей 0,4–10 кВ (РП, ТП, КТП)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– автоматическая и ручная (допускается только ручная)</li> <li>– допускается фиксированная фокусировка</li> </ul>
Поправка на коэффициент излучения	0,01 до 1,0 (ручная настройка)
Встроенная цифровая камера	да
Хранение информации	съёмный цифровой носитель
Формат файлов	радиометрический и нерадиометрический.
Привязка визуальных изображений к ИК-изображениям	да
Герметичность	IP 54 (IEC 60529)
<p>Возможность присоединения дополнительной оптики</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– ПС 20–220 кВ, ВЛ 0,4–220 кВ</li> <li>– оборудование р/сетей 0,4-10 кВ (РП, ТП, КТП)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обязательно</li> <li>– рекомендуется</li> </ul>
Дополнительные опции (рекомендуемые)	<ul style="list-style-type: none"> <li>– запись голосовых комментариев;</li> <li>– ПО для обработки термограмм</li> </ul>

На рис 2.2.1 представлены современные тепловизоры.



Рис. 2.2.1. Вид современных тепловизоров

Для контроля контактных соединений ВЛ тепловизор должен иметь возможность использования дополнительной узкоугольной оптики (угловой размер обследуемых объектов должен превышать пространственное разрешение тепловизора с установленной оптикой не менее чем в 2–3 раза).

Оценка ТС контактных соединений производится сравнением температуры однотипных контактов, находящихся в одинаковых условиях по нагрузке и охлаждению, а также температуры контактного соединения и сплошных участков токопроводов.

Оценка ТС состояния изоляторов основана на оценке разницы температур дефектного и непробитого изолятора. Эта разница определяется напряжением на изоляторе и величиной диэлектрических потерь фарфора изолятора:

$$\omega \cdot C \cdot U_{из}^2 \cdot tg\delta = \alpha_{эфф} \cdot F_{из} \cdot (T_{из} - T_0), \quad (2.2.1)$$

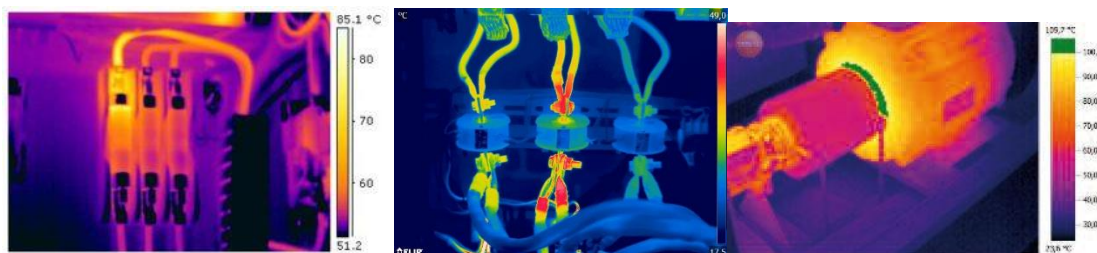
где  $\omega$  – угловая частота напряжения сети;  $C$  – емкость изолятора;  $U_{из}$  – напряжение на изоляторе;  $tg\delta$  – тангенс угла диэлектрических потерь в изоляторе;  $\alpha_{эфф}$  – коэффициент излучения материала изолятора;  $F_{из}$  – площадь поверхности излучения изолятора;  $T_{из}$  – температура изолятора;  $T_0$  – температура окружающей среды.

Исходные данные для проведения расчётов по оценке технического состояния ЭО на основе регистрации инфракрасного излучения по приведённому выражению (2.2.1) готовятся на основе требований изложенных в [42, 71].

Температура пробитого изолятора равна температуре окружающей среды, так как напряжение на нем равно нулю. Температура непробитого изолятора определяется по средним параметрам емкости, размеров и напряжения, превышает температуру окружающей среды на  $0,4 \div 0,5^\circ\text{C}$ .

Тепловизионный метод контроля получил наибольшее применение в открытых и закрытых распределительных устройствах напряжением 35 кВ и выше, а также на линиях электропередач. На основе тепловизионной диагностики можно сделать вывод о величине отклонения температуры, возможной причине дефекта, опасности его дальнейшего развития и дать рекомендации по устранению дефектов.

На рис. 2.2.2. представлены снимки тепловизором ЭО.



**Рис. 2.2.2.** Тепловизионные снимки ЭО

### *Метод хроматографического анализа растворенных в масле газов.*

Хроматографический анализ растворенных в масле газов (ХАРГ) выполняют согласно [73–74]. Это наиболее распространенный и проработанный метод диагностики маслонаполненного ЭО.

Хроматографический анализ газов, растворенных в масле – это хроматографическое разделение смеси газов, выделенных из трансформаторного масла, с определением компонентов, разделенных с помощью механизмов разделения. Процесс ХАРГ основан на многократном повторении актов сорбции и десорбции вещества при перемещении его в потоке подвижной фазы вдоль неподвижного сорбента.

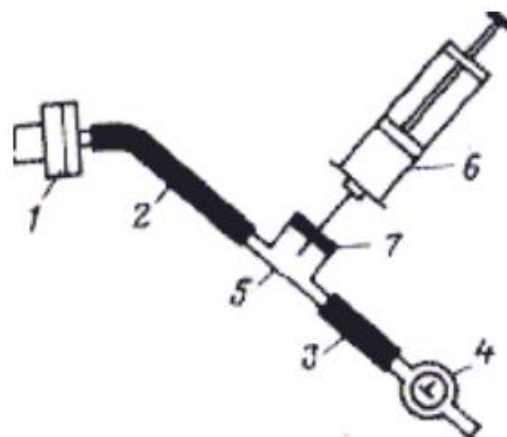
Данный метод применим для раннего обнаружения развивающихся дефектов внутри маслонаполненных силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов, крупных электрических машин с водомасляной системой охлаждения, измерительных трансформаторов, высоковольтных вводов и высоковольтных кабелей.

Идея метода основана на предположении, что повреждение в маслонаполненном ЭО сопровождается выделением в масло различных диагностических газов, которые отсутствуют в масле при нормальной работе. Интенсивность выделения газов в маслонаполненном ЭО зависит от многих факторов: применяемых конструкционных материалов (типа изоляции, марки масла, картона, бумаги, полимеров), графика и режима работы ЭО, уровня ТС и продолжительности эксплуатации, условий эксплуатации и проводимых профилактических мероприятий.

Интенсивность выделения и состав газов в зависимости от этих факторов существенно изменяется. Выделив эти газы из масла и проведя хроматографический анализ, можно обнаружить дефекты на ранней стадии возникновения. Забор пробы масла из маслонаполненного оборудования можно провести несколькими способами [74]. Забор пробы шприцом производится в герметичные стеклянные шприцы 5 или 10 мл.

Операция забора пробы выполняется в следующей последовательности (см. рис. 2.2.3).

Тройник 5 с пробкой 7 соединяют с патрубком 1 при помощи трубки 2, а трубку 3 соединяют с краном 4. Вся система должна быть герметичной. Длина трубки 2 выбирается такой, чтобы было удобно оперировать с тройником 5 и шприцем 6. Открывают вентиль на трансформаторе. Открывают кран 4 и сливают 1–2 л масла. Закрывают кран 4, вводят иглу шприца в тройник 5, протыкая

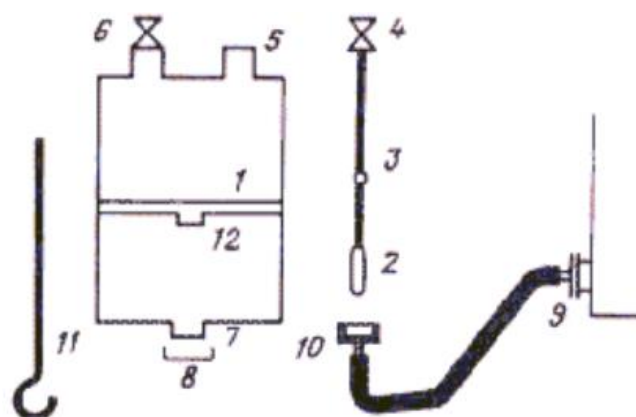


**Рис. 2.2.3.** Забор пробы масла в шприц из маслонаполненного оборудования

насквозь пробку 7. Заполняют шприц маслом. Открывают (не полностью) кран 4. Для промывки шприца нажимают на его поршень и выдавливают из него масло. Операцию повторяют 2 раза. Затем, набрав масло в шприц, вынимают его из тройника и вводят конец иглы в заранее подготовленную резиновую пробку (как при проверке герметичности шприца). Закрывают вентиль на трансформаторе и отсоединяют систему отбора. Заполненный маслом шприц с пробкой помещают в специальную тару с гнездами для шприцев, маркируют пробку и отправляют в лабораторию.

Забор пробы масла в маслоотборник производится при так называемом частичном выделении растворенных в масле газов.

Точность результатов анализа здесь значительно выше, чем в предыдущем случае, однако требуемый объем масла велик (несколько литров), что усложняет отбор и транспортировку пробы. Обычно пользуются маслоотборником вместимостью 2,5–3 литра, схема которого приведена на рис. 2.2.4. В нормальном положении поршень 1 опущен на дно, барботер 2 с датчиком температуры 3 и закрытым вентилем 4 ввернут в отверстие 5. Вентиль 6 закрыт. Отверстие 7 в дне маслоотборника закрыто заглушкой 8.



**Рис. 2.2.4.** Схема маслоотборного устройства

Пробы масла отбирают из патрубка 9, расположенного в поддоне маслonaполненного ЭО и нормально закрытого пробкой. К патрубку присоединяется резиновая трубка диаметром 5–8 мм, имеющая на конце штуцер с накидной гайкой 10. Сливают 1,5–2 литра масла. Штуцер 10 переворачивают накидной гайкой вверх (как показано на рис. 4.4) и регулируют расход масла (примерно 1 мл/с). При таком расходе масло заполняет накидную гайку и медленно стекает по ее краям. Из маслоотборника вывертывают барботер 2–4 и, нажимая штоком 11 на хвостовик поршня, переводят поршень вверх. Шток вводят через отверстие 7.

Переворачивают маслоотборник кверху дном и наворачивают накидную гайку 10 на отверстие 5 настолько, чтобы масло перестало подтекать из штуцера. Происходит заполнение маслоотборника. Расход масла при этом должен быть примерно 0,5 л/мин. Когда из отверстия 7 показывается хвостовик поршня 72, следует завернуть на место заглушку 8.

Прекратив подачу масла, но не отсоединяя шланг 9–10 переворачивают маслоотборник дном вниз. Отвернув штуцер 10 и убедившись, что масло полностью заполняет патрубок 5, ввертывают на место барботер 2 с закрытым вентилем 4. Маслоотборник, заполненный маслом, доставляют в лабораторию для анализа. Далее в лаборатории забор масла анализируют на хроматографах (см. рис. 2.2.5).



**Рис. 2.2.5.** Хроматограф для анализа трансформаторного масла

В настоящее время изучен состав газов, содержащихся в масле недефектного нормально работающего ЭО, выявлены газы, характерные для различных повреждений, и граничные их концентрации. При этом определяют концентрации водорода  $H_2$ , метана  $CH_4$ , этилена  $C_2H_4$ , этана  $C_2H_6$ , ацетилена  $C_2H_2$ , окиси и двуокиси углерода  $CO$ ,  $CO_2$  и других газов. Для нормально работающего силового трансформатора исходная концентрация растворенных в масле газов определяется по выражению:

$$C_m^o = C_z(K_p + V_z/V_m), \quad (2.2.2)$$

где  $C_m^0$  – равновесная концентрация газа, извлеченного из масла в объеме надмаслянного пространства (об. %);  $K_p$  – коэффициент растворимости газа в масле;  $V_r$  – объем газа в надмаслянном пространстве (мл);  $V_m$  – объем надмаслянного пространства (мл).

Предел обнаружения определяемых в масле оборудования газов показан в табл. 2.2.4.

*Таблица 2.2.4. Предел обнаружения определяемых в масле газов*

<b>Определяемый газ</b>	<b>Предел обнаружения (не более), % об.</b>
Водород (H <sub>2</sub> )	0,0005
Метан (CH <sub>4</sub> )	0,0001
Этилен (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	0,0001
Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	0,0001
Ацетилен (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	0,00005
Оксид углерода (CO)	0,002
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	0,002

Концентрации основных семи газов  $C_m^0$ , растворенных в масле силовых трансформаторов (автотрансформаторов) 110–500 кВ имеющих срок эксплуатации не более 10 лет и работающих в нормальном режиме с номинальной нагрузкой приведены в табл. 2.2.5.

*Таблица 2.2.5. Концентрации газов  $C_m^0$  (мкл/л.), растворенных в масле силовых трансформаторов (автотрансформаторов) 110–500 кВ*

H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
100	200	6000	100	10	100	50

Для отбора пробы масла используются специальные пробоотборные стеклянные шприцы (маслоотборники поршневого типа) многократного применения, а также другие специальные средства. При этом исключается соприкосновение масла с окружающей воздушной средой и предотвращаются потери растворенных в масле газов в процессе отбора. Масло помещается в замкнутый объем, и газ над поверхностью масла подвергается анализу. Для анализа состава, динамики изменения и концентрации газов в пробах масла применяют хроматографы. Кроме того, известны встроенные средства анализа газов, растворенных в масле, и выделившихся газов, а также устройства непрерывного контроля, основанные на определении CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>, растворенных в масле. Характер и примерное место повреждения определяют по количественному составу газов. Необходимость выявления дефекта на ранних стадиях его развития требует обработки данных ХАРГ. Оценка состояния маслonaполненного ЭО осуществляется, как правило, на базе четырех критериев:

1 – предельных концентраций;



- 2 – скорости нарастания концентраций газов;
- 3 – отношений концентраций газов;
- 4 – равновесия.

Первый критерий позволяет судить по значению превышения предельных концентраций о характере внутренних дефектов ЭО. Так сильные повреждения изоляции характеризуются высокой концентрацией водорода и ацетилена и обычно сопровождаются наличием углекислого газа. Относительно большая концентрация насыщенных и ненасыщенных углеводородов  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$  (кроме  $\text{C}_2\text{H}_2$ ) в сочетании с небольшим процентом  $\text{H}_2$  указывает на тепловое разложение масла вследствие перегрева металлических частей; если присутствует заметное количество  $\text{CO}$  и  $\text{CO}_2$ , то это означает, что происходит разложение целлюлозы; резкое увеличение  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2$  свидетельствует о сильном локальном перегреве, сопровождающемся обугливанием масла. Если количество  $\text{CO}_2$  в 10...20 раз больше, чем  $\text{CO}$  при отсутствии других газообразных продуктов разложения, то причиной является термическое разложение целлюлозы. При высоких температурах обнаруживается небольшое количество  $\text{H}_2$ , а содержание кислорода заметно снижено. Наличие водорода и небольшого количества этилена и  $\text{CO}_2$  показательны для частичных разрядов. В случае слабого искрения обнаруживается небольшое количество  $\text{C}_2\text{H}_2$ . Присутствие  $\text{C}_2\text{H}_2$  говорит о развивающемся дефекте внутри трансформатора, который необходимо вывести из эксплуатации и осмотреть.

При втором критерии контролируется скорость нарастания концентраций газов. Если прирост содержания газов составляет более 10 % в месяц, трансформатор ставится на учащенный контроль. Достоверность оценки состояния с помощью этого критерия значительно выше по углеводородным газам и  $\text{CO}$ , чем по водороду и оксиду углерода, потери которых в пробе масла иногда соизмеримы с численным значением этого критерия.

Третий критерий основан на использовании трех отношений пар газов:  $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{CH}_4/\text{H}_2$  и  $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ . Например, выполнение условия  $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 \ll 0,1$  и условия  $\text{CH}_4/\text{H}_2 > 1$  указывает на дефект термического характера, а отношение  $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$  характеризует температуру перегрева. Наиболее частыми причинами указанных отношений являются: возникновение дефектов в изоляции трансформаторного железа, нагрев и выгорание контактов РПН, нарушение изоляции стержней шпилек и ярмовых балок с образованием короткозамкнутого контура, нагрев контактов соединений отводов низкого напряжения.

Четвертый критерий основан на сопоставлении результатов анализа масла из газового реле и из пробы. Используется в случаях срабатывания газовой защиты. На базе этого критерия делается заключение о возможности включения трансформаторов в работу и определяется дефект электрического характера, когда повторное включение трансформатора могло бы привести к увеличению очага повреждения.

Перспективным направлением применения указанных критериев является разработка алгоритмов для реализации автоматизированных систем оценки состояния маслонаполненного ЭО. Следует отметить универсальность метода и растущую с увеличением напряжения эффективность его использования.

***Метод контроля диэлектрических характеристик изоляции.***

Метод основан на измерении диэлектрических характеристик, к которым относятся токи утечки, величины емкости, тангенс угла диэлектрических потерь ( $\text{tg}\delta$ ) и др. [46,48].

В основе контроля тока утечки лежит измерение тока, проходящего через твердую изоляцию при наличии напряжения. Известно два метода контроля.

В первом прямом методе измеряется модуль комплексной проводимости изоляции или ее емкость. Метод требует регистрации долей процента в изменении контролируемого параметра, применения различных схем повышения чувствительности и помехоустойчивости, что является его недостатком.

Во втором методе измерение тангенса угла диэлектрических потерь ( $\text{tg}\delta$ ) и ёмкости изоляции ЭО производится, как правило, мостовым методом. При этом сравниваются емкости и  $\text{tg}\delta$  однотипного ЭО с помощью схемы Шеринга. Метод требует наличия специальных измерительных выводов изолированной от земли конструкции. Для уменьшения погрешности измерений из-за влияния внешних помех и паразитных токов целесообразно использовать помехоустойчивые измерительные устройства, а также дополнительно применять экранирование.

Метод может использоваться для контроля за высоковольтными измерительными трансформаторами и конденсаторами связи. Для уменьшения влияния внешних условий (влажности воздуха, загрязнения поверхности ЭО) измерения следует проводить при сухой погоде, предварительно очистив изоляционные поверхности от загрязнений.

***Метод измерения сопротивления изоляции.***

Измерение сопротивления изоляции ЭО производится на отключенных объектах при температуре изоляции не ниже  $5^{\circ}\text{C}$ . Измерение сопротивления изоляции обмоток силовых трансформаторов и реакторов напряжением до 150 кВ – при температуре не ниже  $10^{\circ}\text{C}$ .

Сравнение характеристик изоляции должно производиться при одной и той же температуре изоляции или близких её значениях (расхождение не более  $5^{\circ}\text{C}$ ). Если это невозможно, должен применяться температурный пересчет в соответствии с инструкциями по эксплуатации конкретных видов ЭО. При измерении сопротивления изоляции отсчет показаний мегаомметра производится через 60 секунд после начала измерений.

Для оценки степени увлажнения изоляции кабельных линий, трансформаторов и электродвигателей, применяется коэффициент абсорбции ( $K_{абс}$ ). Коэффициент абсорбции вычисляется по результатам измерения сопротивления изоляции через 60 секунд ( $R_{60}$ ) и 15 секунд ( $R_{15}$ ) после начала измерений по выражению:

$$K_{абс} = R_{60} / R_{15}. \quad (2.2.3)$$

Для оценки степени старения изоляции кабельных линий, трансформаторов и электродвигателей применяется также коэффициент поляризации ( $K_{пол}$ ). Коэффициент поляризации вычисляется по результатам измерения сопротивления изоляции через 60 секунд ( $R_{60}$ ) и 600 секунд ( $R_{600}$ ) после начала измерений по выражению:

$$K_{пол} = R_{600} / R_{60}. \quad (2.2.4)$$

### *Метод контроля разрядов.*

Все большее распространение в качестве показателя ТС изоляции ЭО получает использование разрядов. Известные методы измерения характеристик разрядов можно разделить на измерение частичных (ЧР), пазовых и поверхностных разрядов (ПР), а также на электрические и неэлектрические методы [47]. Методы применяются на напряжении 110 кВ и выше в трансформаторах и электрических машинах.

Исследуются зависимости уровня интенсивности ЧР в изоляции электрических машин от тепловых и механических воздействий. Анализируются данные для выявления связей между характеристиками ЧР и сроками службы изоляции. Измерение ЧР позволяет контролировать состояние изоляции во время испытаний и выявлять ее предаварийное состояние. Наличие ЧР определяется по появляющимся импульсам напряжения и по изменениям электромагнитного поля во внешней цепи с помощью электромагнитного датчика. Известны устройства, контролирующие амплитуду и частоту следования импульсов в определенных диапазонах частот.

Основные трудности использования метода частичных разрядов связаны с наличием помех, обусловленных коммутациями и переходными процессами в первичных цепях электроустановки, наличием коронных разрядов, радиопомех и т. д. Проблема измерений сигнала и его отделения от помех не всегда разрешима в полном объеме. Эффективность использования контроля ЧР увеличивается с ростом рабочего напряжения, так как, с одной стороны, растет напряженность электрического поля и вероятность возникновения дефектов, с другой – появляется возможность отказаться от испытаний повышенным напряжением.

Выявлять пазовые разряды, искрения и образования дуг целесообразно и в обмотках крупных электрических машин под нагрузкой. Причина возникновения разрядов: ослабление пазовых клиньев, истирание и усадка подклиновых прокладок между стержнями обмоток статора, обрыв элементарных проводников, вибрация пластин гибких выводов и др. Выявить искровой, тлеющий и дуговой разряды можно с помощью, например, индуктивных датчиков. Выявить разряды можно также с помощью проводящих электродов, наложенных на изоляцию, емкостных датчиков, подключаемых к нейтрали и линейному выводу, или антенны, устанавливаемой на роторе, высокочастотного трансформатора, расположенного в цепи заземления нейтрали и измерителя радиопомех.

Дефекты стержневых изоляторов, такие как трещины и локальные проводящие загрязнения, являются источником ПР. Образование ПР сопровождается излучением в звуковом, оптическом и радио - диапазонах. Известен метод контроля оптического излучения ПР с помощью электронно-оптического дефектоскопа. Он основан на регистрации пространственно-временного распределения яркости свечения и определении по ее характеру дефектных изоляторов. Для этих же целей с разной эффективностью применяют радиотехнический и ультразвуковой методы, а также метод контроля ультрафиолетового излучения с помощью электронно-оптического дефектоскопа. Данный принцип можно применить и для выявления таких дефектов, как обрыв стержней ротора асинхронного электродвигателя, образование дуги в комплектном распределительном устройстве (КРУ) и т.п.

Описанные методы не дают однозначной связи уровня и характера контролируемых параметров с характером и местом повреждения. Они универсальны по принципу и требуют индивидуального подхода к каждому объекту и специальных экспериментальных исследований.

#### ***Метод вибродиагностики.***

Для контроля за ТС механических узлов ЭО большое значение имеет связь параметров объекта с таким интегральным признаком, как спектр частот вибрации [77]. Всякое параметрическое возбуждение сказывается на смещении спектра. Это и используется в качестве признака. Чувствительность данного метода тем выше, чем выше диапазон рассматриваемых информативных частот. Оценка состояния по смещению низкочастотных составляющих спектра менее эффективна.

#### ***Электрофизический метод контроля.***

Перспективным направлением диагностики ЭО является применение электрофизических методов контроля. Достоинство таких методов в быстром действии получения первичной информации, в удобстве ее передачи и представлении в виде сигнала отклика. Легко встраиваются датчики в объект, сравнительно проста аппаратная реализация, хорошие возможности настройки на различные электрофизические эффекты, высока эффективность выявления дефектов. Легко поддаются автоматизации и реализации на ЭВМ.

Методическую основу использования электрофизических методов составляет принцип наблюдаемости, а носителями информации являются электрофизические эффекты, возникающие при активизации физических процессов. По способам проявления, вывода и обработки информации эффекты такого типа можно разделить на интегральные эффекты и связанные с ними переходные процессы, эффекты нелинейности, флуктуационные эффекты и шумы.

Использование электрофизических эффектов производится на основе определения способа проявления дефекта или дефектообразующего фактора в виде конкретного физического процесса и возможности наблюдения за этим процессом внешними средствами. Эта возможность обуславливается силой проявления эффекта и разрешающей способностью используемых измерительных средств.

**Метод ультрафиолетового контроля** – это метод дистанционного неразрушающего контроля высоковольтного ЭО, посредством визуализации источников ультрафиолетового излучения от дефектов, сопровождающихся процессами электроразрядного характера, состоящий из определенного объема и последовательности мероприятий по применению средств ультравизионного контроля, для наблюдения, измерения и регистрации дефектов электроразрядного характера в изоляции высоковольтного ЭО при дистанционном диагностировании. В основе метода диагностики лежит определение характеристик коронных и поверхностно-частичных разрядов, а так же их зависимостей от величины напряжения и степени загрязнения изоляции. Применяются электронно-оптические дефектоскопы с чувствительностью к поверхностным частичным разрядам не ниже 1 нКл и дальностью обнаружения не менее 50 м.

**Акустический (ультразвуковой) метод контроль изоляции ЭО.**

Для поиска и определения дефектных изоляторов на подстанциях, определения местонахождения помех в электросетях от всевозможных коронных разрядов на оборудовании влияющих на каналы телемеханики и связи, определения дефектов разделки высоковольтного кабеля применяются приборы ультразвукового контроля. К применению допускаются приборы (комплексы) с диапазоном частот от 20 до 100 кГц с возможностью записи полученной информации на цифровом носителе и дальнейшей обработки программным обеспечением. Комплекс должен позволять анализировать записанные звуки по спектрам частот.

**Метод физико-химического анализа (ФХА)** – это экспериментальное определение содержания (концентрации) одного или ряда компонентов вещества в пробе физическими, физико-химическими, химическими или другими методами, а также физические испытания образцов с целью определения физических и химических параметров нормируемых величин.

Иногда ФХА проводится методами экспресс-диагностирования по ограниченному числу параметров за заранее установленное время.

При ФХА выполняют экспериментальное определение следующих параметров:

- измерение влагосодержания в трансформаторном масле;
- определение кислотного числа трансформаторного масла;
- определение содержания водорастворимых кислот и щелочей в трансформаторном масле;
- определение стабильности против окисления трансформаторного масла;
- определение содержания механических примесей в трансформаторном масле;
- определение содержания фурановых соединений;
- определение содержания антиокислительной присадки в трансформаторном масле;
- измерение температуры вспышки трансформаторного масла;
- измерение величины пробивного напряжения трансформаторного масла;
- измерение тангенса угла диэлектрических потерь трансформаторного масла.

Рассмотрим подробнее методы ФХА трансформаторного масла.

***Измерение влагосодержания в трансформаторном масле.***

По результатам визуального контроля определяется видимое наличие воды в пробе масла в эмульгированном состоянии. Качественное определение воды в жидких диэлектриках выполняется по [73-74].

Для качественного определения наличия воды в трансформаторном масле применяют масляную баню, заполненную минеральным маслом с температурой вспышки не менее 240°С с геометрическими параметрами в соответствии с [74]. Вместо минерального масла в качестве теплоносителя в бане рекомендуется использовать кремнийорганическую жидкость типа ПФМС-4 (температура вспышки 300°С). Количественное определение влагосодержания масла проводят по [74]. Бумага и прессованный картон, пропитанные маслом, анализируются автоматическим кулонометрическим титратором для определения содержания воды по методу Карла Фишера. Данный метод является наиболее широко применяемым в электроэнергетике РФ. Допустимо проводить измерение влагосодержания методом [73-74]. Для измерения влагосодержания по [74] используют хроматограф газовый любого типа, оборудованный детектором по теплопроводности. В качестве газа-носителя следует использовать гелий.

***Определение кислотного числа трансформаторного масла.***

Определение кислотного числа трансформаторного масла проводится по [74].

***Определение содержания водорастворимых кислот и щелочей в трансформаторном масле.*** Качественно анализ выполняется для свежего масла согласно методики [74]. При этом допустимо качественное определение с индикатором.

Количественное определение содержания водорастворимых кислот и щелочей в трансформаторном масле методом объемного титрования. Определение содержания водорастворимых кислот в эксплуатационных трансформаторных маслах» не является обязательным.

***Определение стабильности против окисления трансформаторного масла.*** Анализ проводится для свежего масла, для смеси масел, и для регенерированных масел.

Для определения стабильности против окисления используют следующее оборудование:

- газоанализатор Всесоюзного теплотехнического института (прибор ВТИ) из молибденового стекла с пришлифованными пробками;
- термостат жидкостный с электронагревом, обеспечивающий поддержание постоянной температуры в диапазоне 100–180°С с погрешностью не более 0,5°С;
- реометры или ротаметры с градуировкой или многоканальный электронный измеритель расхода газа (формирователь газовых потоков), обеспечивающий измерение расхода кислорода в диапазоне 50–200 см<sup>3</sup>/мин;
- кислород газообразный технически;
- реактивы, лабораторную посуду и материалы.

***Определение содержания механических примесей в трансформаторном масле.*** Определение содержания механических примесей выполняют с использованием аппарата, производящего автоматический подсчет частиц в потоке (гранулометрический анализатор).

Анализатор чистоты жидкостей должен обеспечивать автоматическое измерение класса чистоты жидкости в диапазоне от 0 до 17 с точностью не менее ±1 класс. Анализатор должен иметь встроенную градуировку и предоставлять распределение частиц загрязнения по размерным диапазонам.

Допустимо определять содержания механических примесей в трансформаторном масле визуальным методом на основе визуального подсчета под микроскопом частиц загрязнения на тест мембране с последующим преобразованием результата измерения в класс чистоты. Оптический микроскоп со сменными объективами, должен обеспечивать увеличение кратное ×40, ×100, ×200. Окуляр микроскопа снабжается микрометрической шкалой, градуированной на заводе-изготовителе или в лаборатории с использованием объект-микрометра. Для по-

лучения фильтрата анализируемого масла используют систему фильтрации, состоящую из вакуумного насоса, колбы Бунзена и разборной воронки с металлической сеткой, позволяющей производить фильтрацию масла через бумажную тест-мембрану. Используемые тест-мембраны должны иметь пористость не более 1,2 мкм. Бензин-растворитель, используемый для промывки тест-мембраны, должен быть профильтрован через фильтр пористостью 0,8 мкм. Условия измерения должны исключать попадание на тест-мембрану посторонних загрязнений.

***Определение содержания фурановых соединений.***

Определение содержания фурановых соединений в трансформаторных маслах проводят с использованием следующих методов измерения:

а) Метод газожидкостной хроматографии:

При проведении анализа газовый хроматограф должен быть оборудован детектором ионизации пламени. В качестве газа-носителя следует использовать аргон высокой чистоты.

б) Метод визуального экспресс-определения фурфурола.

в) Метод жидкостной хроматографии. Для проведения анализа используется жидкостный хроматограф высокого разрешения.

г) Метод тонкослойной хроматографии. Определение содержания фурановых производных проводится согласно принятой периодичности, а также в случае обнаружения в трансформаторном масле значительных количеств оксида и диоксида углерода (СО и СО<sub>2</sub>), или наличия в масле значительного количества кислот (значение кислотного числа превышает значение для нормального состояния масла).

***Определение содержания антиокислительной присадки в трансформаторном масле.***

Определение содержания антиокислительной присадки ионов (или подобных) проводят с использованием следующих методов измерения:

а) метода газожидкостной хроматографии. При проведении анализа содержания антиокислительной присадки в масле газовый хроматограф должен быть оборудован детектором ионизации пламени.

б) метод жидкостной хроматографии. Для проведения анализа используют жидкостный хроматограф высокого разрешения.

***Измерение температуры вспышки трансформаторного масла.*** Аппарат для измерения температуры вспышки должен иметь в своем составе тигель для нагревания, обеспечивающий постоянную регулируемую скорость нагрева пробы. Зажигательное устройство должно обеспечивать устойчивое пламя.

***Измерение величины пробивного напряжения трансформаторного масла.*** Измерение пробивного напряжения необходимо проводить с использованием автоматического прибора, имеющего диапазон измерения 0–90 кВ, обеспечивающего плавный подъем напряжения на электродах измерительной ячейки с



постоянной скоростью  $2 \text{ кВ/с} \pm 20\%$ . Прибор должен быть оснащен блокировками безопасности.

**Измерение тангенса угла диэлектрических потерь трансформаторного масла.** Для измерения тангенса угла диэлектрических потерь используют цилиндрические или плоские измерительные ячейки трехзажимного типа. Установка для измерения тангенса угла диэлектрических потерь должна обеспечить:

- подачу практически синусоидальной формы кривой напряжения;
- измерение емкости от  $2 \cdot 10^{-12}$  до  $1000 \cdot 10^{-12}$  Ф с погрешностью не более  $\pm(0,01C_x + 2 \cdot 10^{-12})$  Ф;
- измерение тангенса угла диэлектрических потерь – от 0,0003 до 0,5 с погрешностью не более  $\pm(0,05 \text{tg} \delta_x + 0,0002)$ ;
- проведение измерения при напряженности электрического поля  $2 \text{ МВ} \cdot \text{м}^{-1} \pm 3\%$  (т.е. измерительное напряжение должно быть равным  $2000 \text{ В} \pm 3\%$ );
- плавный нагрев измерительной ячейки до  $90^\circ\text{C}$  и поддерживать постоянную температуру при проведении измерения;
- возможность проведения измерения на подъеме и спаде температуры.

### **Методы испытания кабельных линий напряжением 0,4-35 кВ.**

Проведение испытаний КЛ осуществляется с помощью высоковольтных испытательных установок, прошедших регистрацию в органах Ростехнадзора. При испытаниях и диагностировании КЛ после монтажа и в эксплуатации необходимо учитывать требования НТД завода-изготовителя на рассматриваемый вид кабеля.

В настоящее время рекомендуется переходить от контроля ТС КЛ в эксплуатации по результатам высоковольтных испытаний, к системе ТД (контроля ТС) неразрушающими методами (измерение ЧР, тангенса угла диэлектрических потерь, возвратного напряжения/тока релаксации).

Приоритетным является проведение испытаний КЛ установками сверх низкой частоты 0,1 Гц независимо от типа изоляции КЛ. Испытание повышенным выпрямленным напряжением КЛ с СПЭ изоляцией запрещено.

На напряжение до 1 кВ КЛ с бумажно-масляной и пластмассовой изоляцией испытываются мегаомметром на 2500 В продолжительностью 1 минута. Испытаниям подвергается фазная изоляция по отношению двух других фаз, земли, нулевой жилы и оболочки (брони) кабеля. До и после проведения испытания КЛ на напряжение до 1 кВ включительно с бумажно-масляной изоляцией выполняется измерение сопротивления изоляции КЛ мегаомметром на напряжение 2500 В. Испытывается изоляция каждой фазы КЛ, а также нулевого и защитного проводников, относительно других фаз, земли, нулевого рабочего и защитного проводников, оболочки (брони) КЛ.

До и после проведения испытания КЛ 6–10 кВ с бумажно-масляной изоляцией выполняется измерение сопротивления изоляции мегаомметром на напряжение 2500 В.

Испытания КЛ с СПЭ изоляцией напряжением 6–35 кВ проводят НТД заводов-изготовителей. До и после проведения испытания повышенным напряжением выполняется измерение сопротивления изоляции КЛ мегаомметром на напряжение 2500 В.

При проведении испытаний КЛ повышенным выпрямленным напряжением производится измерение токов утечки, которые фиксируются в паспорте КЛ, и в дальнейшем при повторных испытаниях производится их сравнительный анализ. При увеличении токов утечки более чем в три раза необходимо провести диагностику ТС КЛ.

В одножильных КЛ испытанию подвергается изоляция между токоведущей жилой и заземленной оболочкой кабеля.

### **2.3. Средства технического диагностирования и неразрушающего контроля электрооборудования**

Средство ТД (контроля ТС) – это аппаратура и программы, с помощью которых осуществляется ТД (контроль ТС) ЭО. Основная задача средств ТД состоит в выявлении дефектов на ранней стадии их развития и в получении достоверной информации о ТС ЭО в процессе эксплуатации. Эта задача решается на основе измерения, контроля, анализа и обработки количественных и качественных значений диагностических параметров, а также путем управления ЭО в соответствии с алгоритмом диагностирования.

Анализ причин возникновения и проявления дефектов ЭО показывает, что ТС каждого из них характеризуется только ему присущими индивидуальными признаками. Для каждого типа ЭО характерны свои типовые дефекты, многократно встречающиеся в эксплуатации. Объединив все дефекты и признаки их появления в отдельные группы, получим структуру диагностирования ЭО, состоящую из трех уровней (подсистем): проверки функционирования, выявления дефектов, оценки и прогнозирования работоспособности. При этом каждый последующий уровень использует результаты предыдущего. Как уже отмечалось, диагностика ЭО включает в себя – оперативную и ремонтную диагностику.

В основные задачи оперативной диагностики входит:

- раннее выявление дефектов и их местонахождения на работающем или выведенном из работы для обследования (но не разобранным) ЭО;
- прогнозирование развития дефектов, оценка их опасности;
- общая оценка ТС ЭО на основе интегральных показателей;
- подготовка рекомендаций по дальнейшей эксплуатации и выполнению технических воздействий (например, формирование программ ремонтов или замены, немедленный вывод в ремонт, сдвиг сроков плановых ремонтов, работа без ограничений и т.д.).

Ремонтная диагностика осуществляется на выведенном из работы в ремонт ЭО. В ее основные задачи входит: локализация дефектов ЭО; определение объема ремонтно-восстановительных работ вплоть до рекомендации о целесообразности замены ЭО.

Большое разнообразие видов ЭО и задач ТД (контроля ТС) привело к тому, что в настоящее время применяются средства (приборы, устройства, системы, программы) диагностирования самых различных принципов построения и назначения.

Все эти средства различаются по следующим признакам: способам технической реализации; конструктивному исполнению; расположению относительно объекта диагностирования; степени автоматизации и универсальности; принципам воздействия на объект диагностирования; форме обработки и представления информации о состоянии объекта; режимам работы и ряду других.

На рис. 2.3.1 показана классификация технических средств диагностирования по ряду основных признаков.

К аппаратурным средствам ТД (контроля ТС) относят различные устройства: приборы, пульта, стенды, специальные промышленные компьютеры.

Аппаратурные средства, составляющие с объектом диагностирования конструктивно единое целое, являются встроенными аппаратурными средствами диагностирования. Примерами подобных средств могут быть электроизмерительные приборы (тока, напряжения, мощности, частоты и т.п.), устройства индикации ТС элементов (реле, светоизлучающие диоды, неоновые лампы и т. п.), устройства контроля изоляции ЭО и другие.

Если в схемах эксплуатации ЭО встроенные средства диагностирования не предусмотрены либо их оказывается недостаточно для диагностирования с требуемой глубиной, то применяют внешние аппаратурные средства диагностирования, выполненные отдельно от конструкции ЭО и подключаемые к нему лишь в процессе диагностирования. Простейшими примерами внешних аппаратурных средств могут быть комбинированные приборы для измерения в цепях постоянного и переменного тока, тестеры логического состояния, осциллографы, переносные измерительные комплекты и т.п.

Если аппаратурные средства диагностирования предназначены только для однотипного ЭО, то они являются специализированными, а если – для ЭО различного конструктивного выполнения и функционального назначения, то универсальными.

Внешние специализированные средства диагностирования – это устройства, используемые, например, для проверки работоспособности отдельных элементов или узлов ЭО на стадиях технического контроля после выполнения ремонтных работ.

В число встроенных специализированных средств диагностирования могут входить специально разработанные вычислительные устройства с жестко запрограммированными алгоритмами диагностирования конкретной системы или функционального узла ЭО.

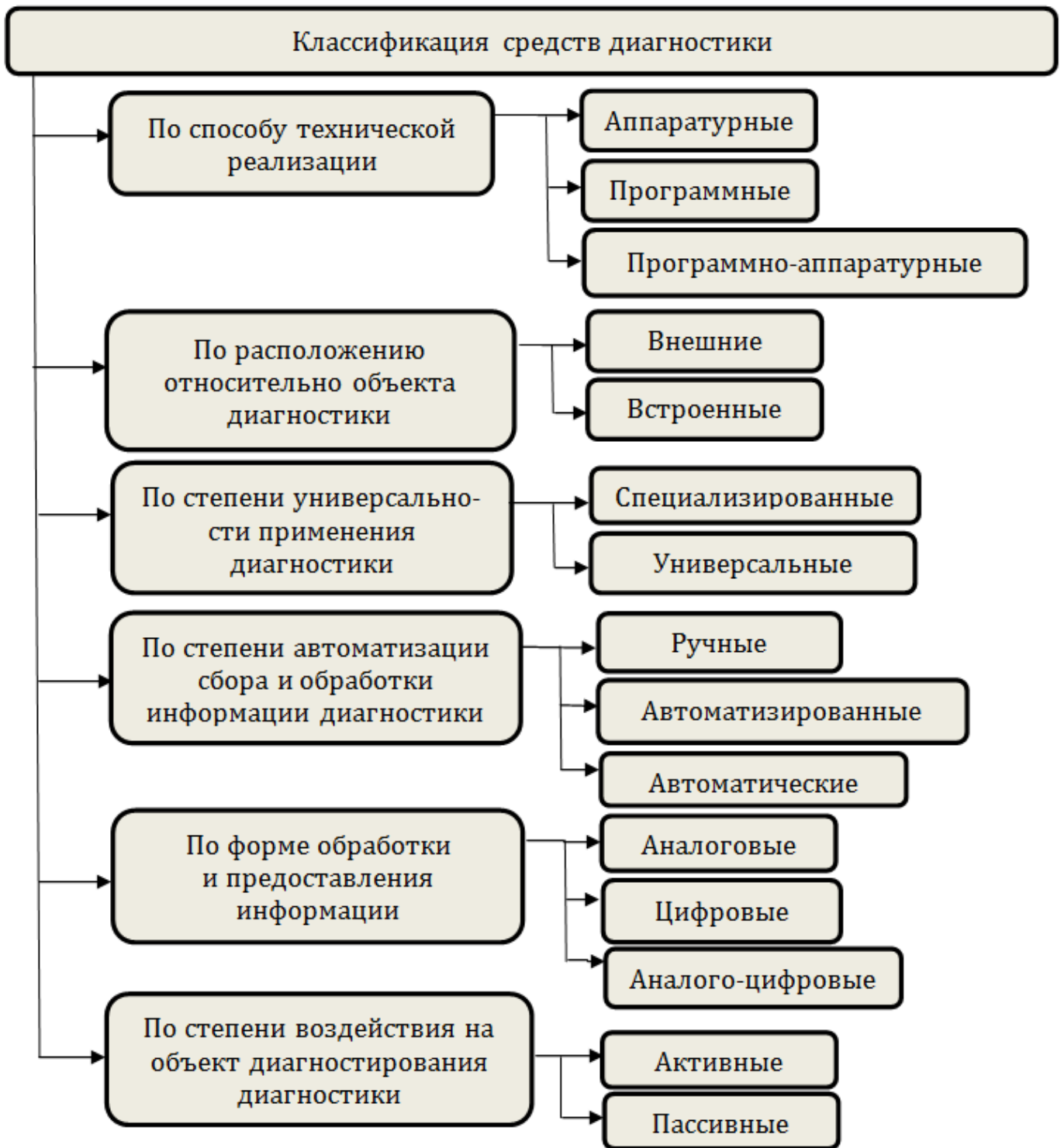


Рис. 2.3.1. Классификация технических средств диагностирования

Универсальные средства ТД (контроля ТС) предназначены для ТД (контроля ТС) ЭО различных типов. Универсальные средства диагностирования технически более сложны и, как правило, построены на базе серийных промышленных компьютеров.

Программные средства диагностирования представляют собой компьютерные программы, которые управляют работой ЭО в соответствии с алгоритмом диагностирования, а также выполняют функции экспертных систем с возможностью расчета интегральных показателей ТС и прогнозирования их изменения. Они применимы, например, для экспертных систем, программируемых контроллеров, микропроцессорных систем управления защитой, системной автоматики и других. Программы обеспечивают ТД ЭО как в процессе использования его по прямому назначению (рабочие программы), так и при кратковременном прерывании функционирования объекта (специальные, испытательные программы). Программные средства в сочетании с аппаратурными образуют программно-аппаратурные средства ТД (контроля ТС), позволяющие решать задачи самодиагностирования ЭО, например, на основе современных SCADA - систем.

По степени автоматизации средства диагностирования могут быть ручными, автоматизированными и автоматическими. Применение ручных средств требует участия человека-оператора и в подключении средств к объекту диагностирования, и в принятии решений о его ТС. Такой подход снижает производительность и объективность диагностирования. Как правило, ручные средства выполняются специализированными.

Автоматизированная система ТД (контроля ТС), обеспечивает проведение ТД (контроля ТС) с применением средств автоматизации и участием человека (оператора), который выполняет их подключение к ЭО и выбор режимов диагностирования. Основная же процедура диагностирования, включая выдачу информации о ТС ЭО, осуществляется автоматически.

Автоматические средства (промышленного исполнения микропроцессорные комплекты, микро- и мини-ЭВМ) решают задачи диагностирования без вмешательства человека.

Автоматизированные и автоматические средства могут быть как специализированными, так и универсальными. Они обладают высоким быстродействием и достоверностью диагностирования.

Все средства реализуют алгоритм ТД (контроля ТС), под которым понимают совокупность предписаний, определяющих последовательность действий при проведении ТД (контроля ТС).

В зависимости от форм обработки и представления информации технические средства диагностирования могут быть разделены на аналоговые, цифровые и цифроаналоговые.

По степени воздействия на объект диагностирования технические средства могут быть активными и пассивными. Активные средства ТД, воздействуют на объект, посылая в него сигнал, вызывающий реакцию объекта, которая затем и

анализируется. Возмущающие сигналы могут быть импульсными, ступенчатыми, гармоническими и др. Пассивные средства ТД выполняют лишь измерения, обработку и оценку сигналов, характеризующих ТС объекта.

Из всего многообразия средств диагностирования в энергетике наибольшее применение в настоящее время находят аппаратные средства для определения работоспособности и неисправности отдельных функциональных узлов ЭО. Программные и программно-аппаратные средства диагностирования получают широкое внедрение по мере распространения микропроцессорных систем и цифровых технологий управления объектами энергетики.

При проектировании и эксплуатации к средствам диагностики ЭО предъявляются высокие требования, которые характеризуются следующими показателями:

- номинальными и допустимыми значениями входных и выходных сигналов;
- статической и динамической точностью их измерения;
- глубиной диагностирования (числом диагностируемых сигналов);
- достоверностью диагностирования;
- технической и метрологической надежностью;
- способом связи с объектом диагностирования;
- формой представления результатов.

Перечисленные показатели взаимосвязаны и должны быть согласованы между собой. Рассмотрим основные из них.

При диагностировании ЭО контролируются аналоговые и дискретные сигналы в широком диапазоне изменения их номинальных значений. Так, например, выходные сигналы информационно-измерительных устройств находятся на уровне  $0 \dots \pm 5$  В по напряжению и  $0 \dots \pm 10$  мА по току, а силовой части электрооборудования – на уровне  $0 \dots \pm 1150$  кВ и  $0 \dots \pm 10^4$  кА. Исходя из требований унификации, целесообразно принять входные и выходные сигналы средств диагностирования в соответствии с рядом значений шкал приборов, принятых в государственной системе приборов. Унификация облегчает объединение приборов в комплексы и подсоединение датчиков к компьютерной технике. Выходные сигналы средств диагностирования, технически реализованных на элементах компьютерной техники, должны совпадать по уровню с входными сигналами компьютеров. Это даст возможность непосредственно реализовать информационные технологии управления ТС ЭО энергообъектов в зависимости от результатов его диагностирования.

Технические средства диагностирования могут иметь погрешность измерения, удовлетворяющую ряду  $\pm 5$ ;  $\pm 2,5$ ;  $\pm 1$  % . На величину погрешности влияют: вид сигнала (аналоговый или цифровой), способ и форма передачи информации, а также статические и динамические характеристики контролируемых параметров ЭО. Допустимые пределы погрешности, определяются посредством стандартизированной или аттестованной методики измерений.

Высокий уровень электромагнитных и технологических помех на объектах энергетики, связанный со спецификой работы ЭО и естественными колебаниями электрических и технологических параметров, предъявляет высокие требования к помехозащищенности и помехоустойчивости средств диагностирования.

Когда используют аппаратные средства диагностирования и соблюдают иерархический принцип выделения дефекта, начиная с диагностирования отдельных функциональных элементов и заканчивая диагностированием оборудования в целом, то для каждого из них считают достаточным контролировать не более чем  $2^5 \dots 2^6$  диагностических параметров. Дальнейший рост числа входных сигналов неоправданно усложняет техническую реализацию средств диагностирования и может сказаться на увеличении длительности диагностирования. Для программных средств диагностирования количество контролируемых сигналов определяется емкостью носителя информации и практически может быть неограниченным.

Достоверность средств диагностирования – свойство обеспечить объективное соответствие результатов ТД (контроля ТС) действительному состоянию объекта – зависит от глубины диагностирования (набора или числа контролируемых параметров), периода проверки и его длительности, помехоустойчивости и т.п.

Достоверность диагностирования снижается при увеличении длительности периода проверки из-за возможных дефектов ЭО за время между проверками. В зависимости от требуемой точности оценки диагностических параметров ЭО (оценки исправности, работоспособности или правильности функционирования) период проверки отдельных элементов ЭО может колебаться в широких пределах: от  $10^{-4}$  до  $10^5$  с.

Факторы, влияющие на период проверки, определяют целесообразную их длительность. Быстродействие диагностирования растет по мере снижения числа контролируемых параметров, выбора из их состава наиболее информативных, применения встроенных средств диагностирования, а также использования программно-вычислительных устройств.

Надежность средств диагностирования не должна быть меньше уровня надежности элементов и деталей ЭО, а также не должна снижать их надежность в процессе диагностирования. В частности, неисправность средств диагностирования не должна сказываться на работоспособности ЭО. Достижение высокой надежности средств диагностирования может быть обеспечено за счет использования в них высоконадежных комплектующих элементов и деталей, выбором системных и технических решений построения схем, устойчивых к различным дестабилизирующим факторам, применением резервных устройств, методом самоконтроля и т. п.

К техническим средствам диагностирования могут предъявляться высокие требования по метрологической надежности, особенно при оценке работоспособности и прогнозировании ТС ЭО. По отношению к средствам выделения не-

исправностей объекта, когда они выражены в логической форме, метрологические требования могут быть существенно снижены, поскольку пороговые значения сигналов 1 и 0, как правило, заметно различаются.

Для внешних средств диагностирования необходимо наличие гальванического разделения электрических цепей ЭО и средств диагностирования. Последнее диктуется не только условиями надежности работы низковольтной измерительной цепи средств диагностирования, но и условиями безопасности для персонала при диагностировании устройств с высоким потенциалом. При этом сопротивление изоляции между гальванически развязанными цепями должно находиться в пределах 30...40 МОм .

Результаты ТД должны быть представлены в удобной для их анализа форме. Обычно это индикация в виде световой и звуковой сигнализации или документированной записи на бумажных и магнитных носителях.

Все диагностические приборы, применяемые в системах электроснабжения должны иметь сертификат о внесении в Государственный реестр средств измерений. Допускается применение приборов, не включенных в Государственный реестр средств измерений, в качестве индикаторных.

## **2.4. Автоматизированные системы диагностирования электрооборудования**

Создание и развитие систем ТД (контроля ТС) ЭО проходит несколько этапов. На первом этапе используются штатные датчики, приборы и устройства. Впоследствии они дополняются недостающими датчиками, специализированными, локальными и интегральными средствами. К интегральным средствам можно отнести, например, контроль температуры токоведущих частей и контактов, контроль сопротивления изоляции, контроль электрической прочности, средства, реагирующие на процессы, сопровождающиеся горением дуги и разрядами, вибрационные процессы и др. К локальным средствам относятся, например, средства, выявляющие несостоявшийся пуск электродвигателя, витковое замыкание в обмотке статора, обрыв стержня короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного электродвигателя и др.

На следующем этапе по мере развития информационных систем, на базе указанных средств, создается автоматизированная система контроля технического состояния (АСКТС) ЭО. Она в свою очередь последовательно перерастает в подсистему АСУ ТП электрической части, затем энергообъекта в целом и затем в региональную и отраслевую систему. При этом АСКТС осуществляет мониторинг – непрерывный контроль параметров ЭО с применением автоматизированных средств (систем), обеспечивающих сбор, хранение и обработку информации в реальном времени.



Поэтому АСКТС представляет взаимосвязанный комплекс технических и программных средств с необходимым набором датчиков и устройств, связанных с ЭВМ. Программное обеспечение реализуется на основе современных SCADA - систем, которые обеспечивают живучесть АСКТС при работе в реальном времени. АСКТС предназначена для контроля за режимами работы ЭО и для определения по разработанным алгоритмам значений интегральных показателей ТС – индекса состояния, технического ресурса, бальной оценки и др.

Выходная информация АСКТС предоставляется оперативному персоналу. На основе ее анализа вырабатываются рекомендации по выбору оптимальной стратегии управления состояниями процесса эксплуатации ЭО различных технологических групп на энергетическом объекте.

Структурная схема конфигурации комплекса технических средств АСКТС приведена на рис. 2.4.1. Рассмотрим наиболее важные этапы работы АСКТС.

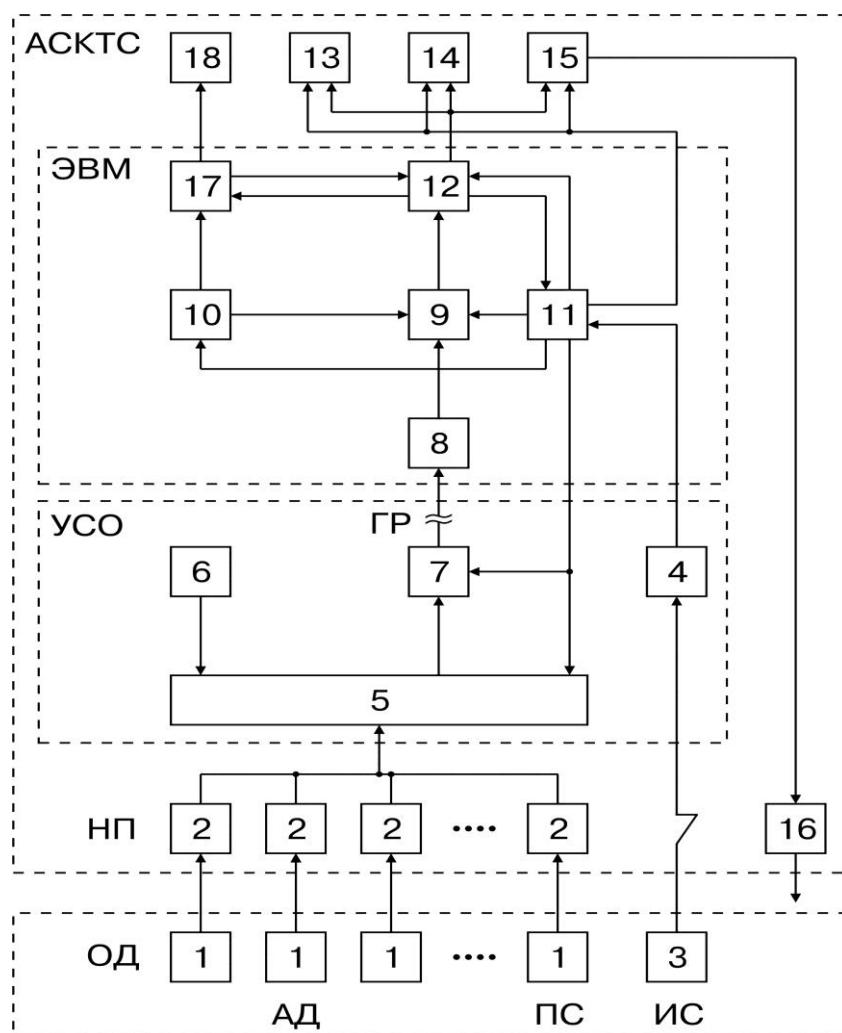


Рис. 2.4.1. Структурная схема автоматизированной системы контроля технического состояния электрооборудования рассредоточенного энергообъекта

На объекте диагностирования (ОД) установлены датчики, состав и количество которых определяется задачами АСКТС и количеством контролируемого ЭО. Различают датчики с унифицированными сигналами и неунифицированным слабым сигналом. Датчики, на выходе которых будет постоянный ток 0–50 мА или напряжение постоянного тока в диапазоне 0–5 мВ, принадлежат к датчикам с унифицированным сигналом. Другие датчики требуют усиления сигнала (унификации), что приводит к увеличению погрешности.

На вход АСКТС (рис. 2.4.1) поступают сигналы с датчиков 1 аналогового (сигналы непрерывного измерения) и дискретного типов, пропорциональные величине контролируемого диагностического параметра или положению контактов. Сигналы низкого уровня, прежде чем послать на обработку, необходимо усилить и привести к нормальному уровню. Для этого используется блок нормирующих преобразователей (НП) 2, где сигналы приводятся к линейной шкале с заданной начальной и конечной точками. Для установления конечной точки применяется метод линеаризации и масштабирования.

Дискретные сигналы по способу ввода в ЭВМ разделяются на пассивные 1 и инициативные 3.

Пассивный сигнал (ПС) вводится в ЭВМ по ее инициативе путем последовательного опроса всех имеющихся сигналов, инициативный сам входит в ЭВМ при любом изменении сигнала. Для ввода инициативных сигналов (ИС) используется специальный блок 4 – ввода инициативных сигналов (БВИС). При изменении такого сигнала БВИС вызывает прерывания работы ЭВМ, которая прекращает обработку информации и обрабатывает поступивший инициативный сигнал – например, фиксирует в памяти ЭВМ факт срабатывания датчика, привязывает этот момент к астрономическому времени, сигнализирует о срабатывании дежурному персоналу и др. Обработав инициативный сигнал, ЭВМ возвращается к прерванной обработке информации. Следовательно, каждый инициативный сигнал нарушает нормальное течение вычислительного процесса. Поэтому их число не должно быть очень большим.

Сбор информации с аналоговых датчиков (АД) осуществляется следующим образом. Все датчики разбиты на однородные группы и подключаются к быстродействующему коммутатору (контроллеру) 5. Контроллер управляет датчиком времени – таймером 6.

По команде таймера начинается очередной цикл опроса датчиков. Первый АД присоединяется к НП, нормирующему аналоговый сигнал. Преобразователь усиливает его до стандартного уровня. Далее нормализованные сигналы поступают на вход блока коммутатора 5, который поочередно подключает датчики к блоку аналого-цифрового преобразователя (АЦП) 7. Блок коммутатора как бы вырезает из непрерывного во времени аналогового сигнала о значении контролируемого параметра (тока, температуры и т. д.) кратковременный импульс. Та-

ким образом, он одновременно с переключением сигналов выполняет амплитудно-импульсную модуляцию, что позволяет обрабатывать в общих для АС-КТС блоках сигналы, поступающие от совокупности датчиков различного ЭО.

В АЦП аналоговый сигнал превращается в двоичное число. Дискретный сигнал в подобном преобразовании не нуждается. Затем аналоговый сигнал поступает в ЭВМ на приемный регистр 8 и направляется на обработку. Причем указанные цепи для повышения надежности и безопасности работы должны иметь гальваническую развязку (ГР).

Далее коммутатор опрашивает следующий датчик. Пока его сигнал через устройство связи с объектом (УСО) доходит в ЭВМ до приемного регистра 8, коммутатор производит обработку информации первого датчика. Так опрашивается каждый датчик. После опроса последнего  $n$ -го датчика таймер отсчитывает заданную выдержку времени  $\Delta T$  и начинает новый цикл опроса. Значение  $\Delta T$  зависит от особенностей технологического процесса, числа датчиков и возможностей ЭВМ. Такая система сбора информации называется циклическим опросом. Ее основное преимущество в простоте организации опроса датчиков. Кроме того, циклический опрос достаточно устойчив к кратковременным сбоям в каналах опроса и ЭВМ. Так, если на текущем цикле опроса  $i$ -го датчика ( $i = 1, 2, 3, \dots, n$ ) произошел сбой ЭВМ и сигнал получить не удалось, то для расчетов можно использовать информацию предыдущего цикла, что не приведет к тяжелым последствиям. На следующем цикле, после устранения сбоя, можно будет получить новое значение контролируемого диагностического параметра.

Рассмотрим процесс прохождения и обработки сигнала в ЭВМ. Каждый из  $p$  сигналов, характеризующий контролируемый параметр  $\Pi_i$  с выхода приемного регистра 8 последовательно, поступает в арифметический блок 9, где сравнивается с уставкой  $\Pi_y$ , значение которой вводится из блока памяти 10. Адрес ячейки блока памяти, в которой хранится уставка на соответствующее ЭО, поступает из блока управления 11. Значение уставки выбирается для каждого типа ЭО из условия  $\Pi_y = \Pi_{дл.д.}$ . Если контролируемый диагностический параметр ЭО  $\Pi_i < \Pi_y$ , результат сравнения списывается. В случае  $\Pi_i = \Pi_y$  информация поступает в логический блок 12 и записывается в блок памяти 10, где хранится до следующего цикла опроса. Если это равенство в следующем цикле опроса не выполняется, информация о сравнении списывается. Если же оно подтверждается, логический блок 12 выдает в блок управления 11 сигнал, по которому информация поступает в блок индикации 13 и блок печати 14. Эта информация содержит данные о дате и времени, адрес обнаруженного дефекта в ЭО и рекомендации о целесообразном времени выполнения профилактических воздействий работ по устранению дефектов. Профилактические воздействия этого ЭО можно выполнить при плановых остановках технологических линий или основного оборудования энергообъекта.

В случае  $\Pi_i > \Pi_y$  или превышения предельного допустимого значения скорости нарастания контролируемого диагностического параметра, что определяется арифметическим блоком 9, логический блок 12 выдает в блок управления

11 сигнал, по которому информация об аварийном состоянии ЭО передается в блоки индикации и печати, а также в блок формирования управляющих воздействий 15 на отключение ЭО. Получив такой сигнал, блок 15 вырабатывает и выдает в объект диагностирования через блок защиты 16 управляющие воздействия на немедленное отключение аварийного ЭО от сети, предупреждая тем самым возможность наступления его отказа.

Все параметры, определенные на данном цикле измерения, регистрируются и помещаются в информационную базу 17 на жесткий диск ЭВМ. В этом блоке формируется архив по контролируемым режимным и диагностическим параметрам. Имеющуюся информацию можно использовать при разборе аварийных ситуаций и для расчета интегральных показателей ТС индекса состояния и технического ресурса ЭО.

Для определения интегральных показателей ТС в процессе эксплуатации ведется непрерывная регистрация диагностических параметров. При достижении интегральными показателями ТС граничных значений назначаются профилактические воздействия или расширенный объем диагностирования. Контроль за диагностическими параметрами и расчет интегральных показателей ТС целесообразно вести для коммутационных аппаратов, трансформаторов, электродвигателей, ВЛ, КЛ, разъединителей, измерительных трансформаторов, и другого ЭО систем электроснабжения. При этом каждое ЭО разбивается на функциональные узлы, которые сортируются в порядке значимости исходя из значений их частоты отказов и последствий отказов для ЭО в целом. Для каждого функционального узла устанавливаются диагностические параметры, на основе которых в АСКТС выполняется расчет интегральных показателей ТС функциональных узлов и ЭО в целом.

Так в основе оценки сработки ресурса выключателей лежит зависимость износа контактов от количества и величины токов нагрузки и короткого замыкания. Поэтому для определения сработанного ресурса выключателей в АСКТС контролируется вид и количество произведенных коммутаций для каждого значения тока.

Контроль за сработкой ресурса трансформаторов выполняется на базе модели теплового износа изоляции обмоток. Разработаны алгоритмы расчета относительного износа изоляции в зависимости от величины нагрузки и температуры наиболее нагретой точки трансформатора с учетом температуры окружающей среды.

Контроль за сработкой ресурса изоляции электродвигателей ведется на основе фиксации числа и длительности пусков и регистрации реальных нагрузок.

Выходная информация АСКТС концентрируется в базе данных ЭВМ, и представляется на экране дисплея 13 или может быть напечатана на принтере 14. В базе данных размещается также информация о величине интегральных показателей ТС ЭО. Из ЭВМ по последовательному каналу обработанная информация о ТС ЭО поступает на сервер 18, где решаются задачи АСУП энергообъекта,

в том числе формируются текущие и перспективные программы технических воздействий, включая ТОиР и ТПиР.

### 2.5. Методы прогнозирования технического состояния электрооборудования

В результате ТД ЭО в процессе эксплуатации осуществляется раннее обнаружение дефектов и определяется его ТС в текущий момент времени. С точки зрения выбора оптимальной стратегии технического воздействия (ремонт или замена) требуется прогноз развития дефектов и перспективная оценка ТС на последующий период эксплуатации. Прогнозирование ТС повышает эффективность ТД. Методы прогнозирования ТС реализуются на основании алгоритмов и программ ТД ЭО. Описанные в литературе различные методы, применяемые при прогнозировании технического состояния машин и механизмов, можно разделить на аналитические, вероятностные и распознавания образов.

**Метод аналитического прогнозирования** позволяет получать диагностические параметры ЭО, размерность которых соответствует размерности контролируемых параметров. При этом значения вычисленных параметров характеризуют протекание процесса во времени. Данный метод, как правило, применяется, когда известна аналитическая зависимость функции изменения диагностического параметра во времени.

**Метод вероятностного прогнозирования** позволяет определять вероятность сохранения работоспособности ЭО в функции времени. Результатом прогноза является вероятность выхода или невыхода контролируемого диагностического параметра за допустимые пределы. При этом определяются вероятностные характеристики: плотность распределения значений параметров, математическое ожидание и дисперсия.

**Метод распознавания образов** (статистической классификации) заключается в том, что прогнозирование можно начинать с момента осуществления однократного контроля диагностируемого ЭО. В результате прогноза, ТС контролируемого ЭО относят к тому или иному виду, который устанавливают заранее по критериям интегрального показателя, работоспособности, долговечности, или принимают за эталон (образ). Затем исходя из закономерности изменения интегрального показателя ТС данного вида решают, как будет изменяться данный показатель в будущем, с учетом возможных технических воздействий, влияющих факторов, условий и режимов эксплуатации.

Выбор метода прогнозирования во многом определяется требуемой точностью и достоверностью. Получить абсолютно точный прогноз ТС ЭО проблематично. Это обусловлено множеством факторов, влияющих на процесс прогнозирования. К основным факторам можно отнести: степень изученности исследуемого диагностического процесса, глубину и частоту диагностирования, точность

измеряемых параметров, выбранный метод прогнозирования и др. Поэтому точность прогнозирования ТС ЭО возможно оценить только ориентировочно. В результате чего случайная составляющая в изменениях диагностических параметров является определяющей.

При прогнозировании ТС ЭО решаются следующие задачи:

- выявляются функциональные узлы ЭО, у которых ТС значительно изменится в последующий период эксплуатации;
- контролируются диагностические параметры изменения ТС ЭО;
- осуществляется сравнение диагностических параметров с величинами их нормативных значений;
- нормируются значения диагностических параметров;
- фиксируется момент, абсолютное значение и длительность выхода диагностических параметров ЭО за допустимые пределы;
- выполняется накопление, отображение и регистрация обрабатываемой информации;
- проводится первичная обработка полученной информации о ТС ЭО;
- вычисляются текущие и перспективные значения интегральных показателей ТС контролируемого ЭО;
- назначаются сроки проведения профилактических работ, направленных на поддержание ТС и уровня надежности ЭО;
- выдается информация персоналу о ТС и рекомендации о изменениях процесса эксплуатации и целесообразных технических воздействиях для каждой единицы ЭО.

Описание математического аппарата некоторых наиболее применяемых методов прогнозирования ТС оборудования и машин приведено в [35–40]. К ним относятся следующие методы прогнозирования: линейный; многоступенчатый линейный; по среднему статистическому изменению параметра; по реализации изменения параметра и др. В главе 5 будет показана возможность прогнозирования интегрального показателя технического состояния.

## **ГЛАВА 3. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СРАБОТАННОГО РЕСУРСА**

### **3.1. Основные положения методики оценки технического состояния электрооборудования в процессе эксплуатации**

Пожарная безопасность электрооборудования объектов энергетики определяется его техническим состоянием, которое может быть установлено с помощью различных инструментальных средств диагностики, путем измерения параметров, характеризующих его способность выполнять заданные функции. Однако в большинстве случаев они не дают комплексной, качественной и количественной, оценки технического состояния всего электрооборудования или отдельной сборочной единицы, а фиксируют лишь отдельные дефекты или их признаки. При диагностировании, как правило, определяется факт наличия (отсутствия) дефекта, Однако определить конкретную причину дефекта достаточно сложно. Поэтому создание комплексного метода количественной оценки технического состояния электрооборудования является важной задачей, с позиции обеспечения пожарной безопасности электроустановок. В качестве интегрального показателя, характеризующего техническое состояние электрооборудования, предлагается использовать технический ресурс [79]. Именно этот показатель наиболее полно отражает свойство долговечности электрооборудования.

Технический ресурс – это суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации до перехода в предельное состояние, а наработка определяется как продолжительность или объем работы объекта. Предельным называется состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация должна быть прекращена из-за неустранимого нарушения требований безопасности, или неустранимого снижения уровня работоспособности, или недопустимого снижения уровня эксплуатации.

Наработка может быть измерена как в непрерывных единицах (время, энергия и т.д.), так и в дискретных (количество пусков, коммутаций и т.п.).

Сформулируем рекомендации, которые должны учитываться при выборе единиц измерения наработки и ресурса электрооборудования [79].

Необходимо учитывать назначение электрооборудования, а также характер изменения его технического состояния. Единицы измерения наработки должны характеризовать техническое состояние электрооборудования и учитывать особенности его эксплуатации. При выборе между непрерывными и дискретными единицами измерения наработки необходимо учитывать характер режима работы электрооборудования.

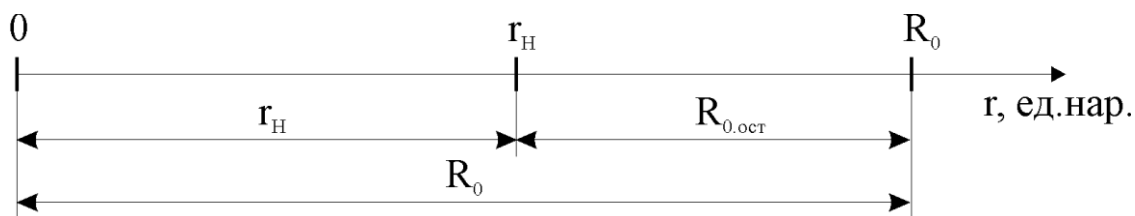
Временные единицы измерения являются универсальными, и переход к ним может быть осуществлен по выражению:

$$H_t = \chi H, \quad (3.1.1)$$

где  $H_t$  – наработка во временных единицах измерения;  $H$  – наработка в отличных от временных единицах измерения;  $\chi$  – коэффициент перехода, определяемый по [79].

Как правило, для электрооборудования, работающего в статических режимах (силовые трансформаторы, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ОПН, синхронные и асинхронные электродвигатели, работающие в длительных режимах), оправдан выбор временных единиц измерения наработки.

На рис. 3.1.1 показана диаграмма сработки ресурса для случая эксплуатации электрооборудования в нормативных условиях [79].



**Рис. 3.1.1.** Диаграмма сработки ресурса для случая эксплуатации электрооборудования в нормативных условиях

Исходя из определения ресурса момент  $R_0$  на оси наработки  $r$ , соответствует переходу электрооборудования в предельное состояние. Тогда интервал наработки равен по объему нормативному ресурсу электрооборудования  $R_0$  при условии, что оно всегда работало в нормативных условиях, установленных паспортными данными. Предположим, что электрооборудование работало в нормативных условиях на интервале от 0 до  $r_n$  и соответственно сработало ресурс в объеме  $r_n$ . Тогда остаточный нормативный ресурс определится как  $R_{0,ост} = R_0 - r_n$  при условии, что после момента  $r_n$  на оси наработки  $r$  (рис. 3.1.1) электрооборудование будет эксплуатироваться также в нормативных условиях.

На основе приведенных положений и рис. 3.1.1 сформулируем следующие определения.

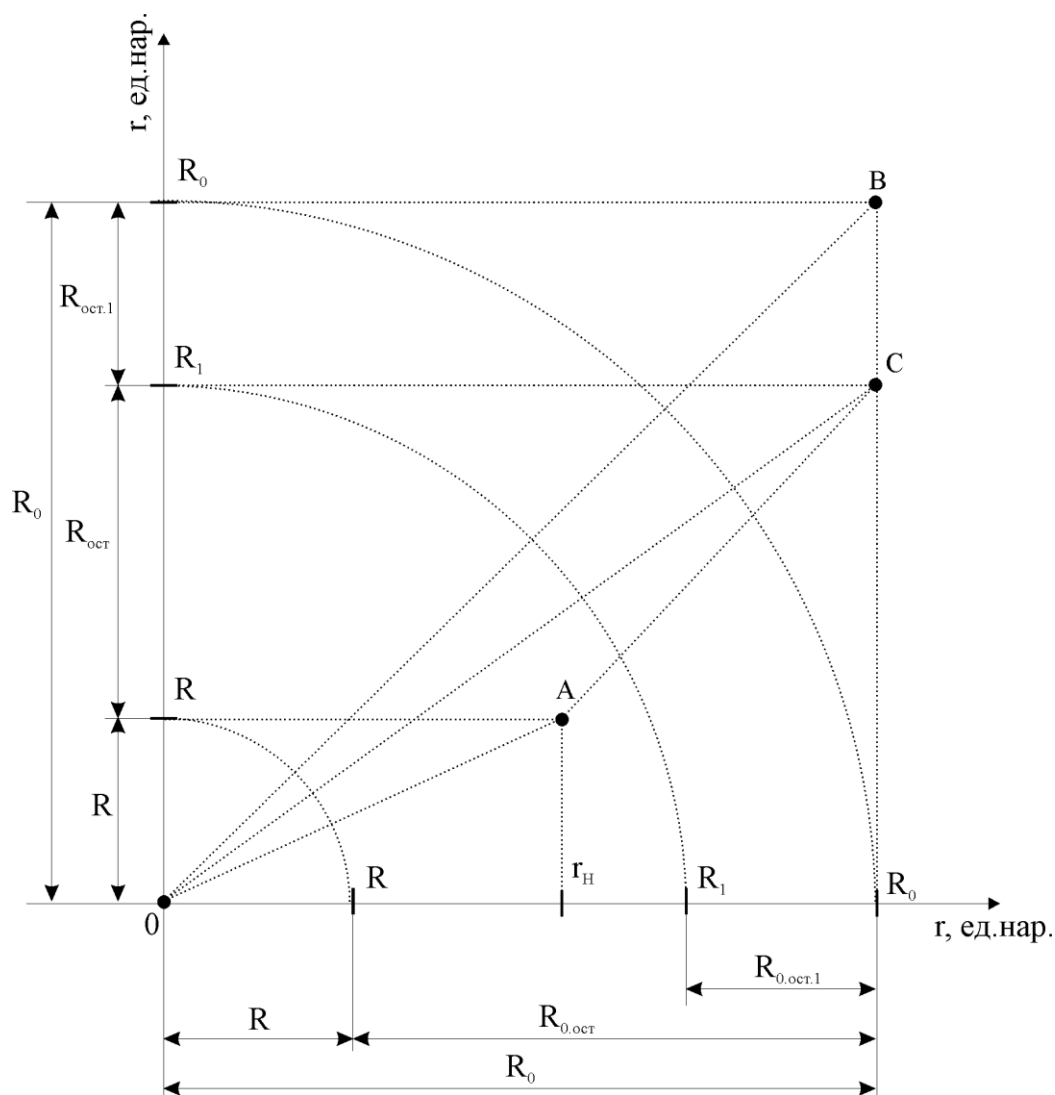
Нормативный ресурс  $R_0$  – ресурс электрооборудования при его работе в нормативных (расчетных, проектных) условиях (известная величина, определяемая из паспорта или технических условий на эксплуатацию соответствующего электрооборудования).



Нормативный остаточный ресурс  $R_{0,ост}$  – ресурс электрооборудования, который оно сможет сработать в нормативных условиях эксплуатации с момента расчета до перехода в предельное состояние.

Износ сборочных единиц электрооборудования определяется режимами работы и внешними условиями эксплуатации. Поэтому при отличии условий эксплуатации от нормативных значение ресурса  $r_H$  должно быть скорректировано с учетом условий эксплуатации. Если известно, что на интервале наработки от  $r_H$  до  $R_0$  электрооборудование будет работать также в условиях, отличных от нормативных, величина  $R_{0,ост}$  также должна быть скорректирована с учетом условий эксплуатации. В результате корректировки получают значения фактического сработанного ресурса  $R$  и фактического остаточного ресурса  $R_{ост}$ .

На рис. 3.1.2 показана диаграмма сработки ресурса для случая эксплуатации электрооборудования в условиях, отличных от нормативных.



**Рис. 3.1.2.** Диаграмма сработки ресурса для случая эксплуатации электрооборудования в условиях отличных от нормативных

Оси абсцисс и ординат (рис. 3.1.2) являются осями наработки  $t$ . По оси абсцисс откладывается наработка электрооборудования так, если бы оно работало в нормативных условиях эксплуатации, а по оси ординат скорректированное значение наработки с учетом условий эксплуатации.

Предположим, что электрооборудование находится в точке  $t_n$  на оси наработки и работает в условиях, которые в целом являются облегченными по отношению к нормативным, тогда, используя условие корректировки, на оси ординат можно отложить значение наработки, соответствующее фактическому сработанному ресурсу  $R$  за наработку в объеме  $t_n$  при условиях, отличных от нормативных. Получим точку  $A$  с координатами  $(t_n, R)$ , которая характеризует сработанный ресурс электрооборудования  $t_n$  так, если бы оно работало в нормативных условиях и фактический сработанный ресурс  $R$ , который оно срабатывает в реальных условиях эксплуатации за наработку в объеме  $t_n$ .

Если электрооборудование далее (после точки  $R$  (см. рис. 3.1.2)) будет эксплуатироваться при расчетных, установленных технической документацией, условиях работы, то нормативный остаточный ресурс определится следующим образом:  $R_{0,ост} = R_0 - R$ . Если же условия дальнейшей эксплуатации электрооборудования будут отличны от нормативных, то значение  $R_{0,ост}$  также должно быть скорректировано для получения значения фактического остаточного ресурса  $R_{ост}$ . Получим точку  $C$  с координатами  $(R_0, R_1)$ . Если  $R_1 < R_0$ , тогда, отложив на оси абсцисс точку  $R_1$ , получим значение остаточного нормативного ресурса по формуле  $R_{0,ост.1} = R_0 - R_1$ , скорректировав которое найдем значение остаточного фактического ресурса  $R_{ост.1}$ .

На рис. 3.1.2 принято, что электрооборудование после точки  $R_1$  продолжает работать в установленных нормативной документации условиях эксплуатации, поэтому  $R_{ост.1} = R_{0,ост.1}$ . Если же  $R_{ост.1} > R_{0,ост.1}$ , то электрооборудование не сможет совершить наработку, равную по объему  $R_{0,ост.1}$  при общих утяжеленных условиях эксплуатации. Если же  $R_{ост.1} < R_{0,ост.1}$ , то электрооборудование сможет совершить наработку, равную и даже большую чем  $R_{0,ост.1}$ .

На основе приведенных положений и рис. 3.1.2 сформулируем следующие определения.

- Фактический сработанный ресурс  $R$  – ресурс, срабатываемый электрооборудованием при его работе в конкретных условиях эксплуатации.
- Фактический остаточный ресурс  $R_{ост}$  – ресурс электрооборудования, который оно сможет сработать в конкретных условиях эксплуатации с момента расчета до перехода в предельное состояние.

Для удобства вычислений сравнения результатов расчетов по электрооборудованию различных типов и классов напряжения, а также при учете влияния условий эксплуатации на процесс сработки ресурса электрооборудования целесообразно перейти к относительным единицам наработки. Для этого в качестве базового значения ресурса целесообразно выбрать нормативный ресурс  $R_0$ , рас-

считанный для нормативных условий эксплуатации. Относя все остальные значения наработки и ресурса к  $R_0$ , можно получить относительные единицы измерения наработки.

Таким образом, важными для дальнейшего изложения являются следующие положения.

- В процессе эксплуатации, в зависимости от режимов и условий работы, интенсивности и величины воздействующих факторов, техническое состояние электрооборудования непрерывно изменяется.

- В качестве интегральной характеристики технического состояния электрооборудования следует принять количественное значение показателя долговечности – технический ресурс.

- Для разработки модели сработки технического ресурса электрооборудования целесообразно воспользоваться следующими терминами и определениями: наработка  $г$ ; технический ресурс (ресурс); нормативный ресурс  $R_0$ ; нормативный остаточный ресурс  $R_{0.ост}$ ; фактический сработанный ресурс  $R$ ; фактический остаточный ресурс  $R_{ост}$ .

- Понятие «наработка» в определении ресурса не тождественно понятию времени или срока службы. Нарботка – это более широкое понятие.

- Существует аналитическая зависимость между непрерывными и дискретными единицами измерения наработки.

- С учетом условий и режимов эксплуатации электрооборудования необходимо проводить корректировку нормативного ресурса, получая фактические значения сработанного и остаточного ресурса.

Если расчетным путем получена оценка сработанного ресурса, то, сопоставляя это значение с допустимыми границами его изменения, можно дать рекомендации о необходимости вывода электрооборудования в ремонт или о продолжении его эксплуатации. Не менее важной проблемой является задача прогнозирования остаточного ресурса электрооборудования, если известны условия и режимы эксплуатации на предстоящем интервале наработки.

Состояние электрооборудования можно полностью оценить интегральной функцией технического состояния следующего вида:

$$Y=f(\{x_1\}, \{x_2\}, \dots, \{x_i\}, \dots, \{x_n\}), \quad (3.1.2)$$

где  $Y$  – интегральная функция технического состояния,  $\{x_i\}$  – множество значений  $i$ -го параметра технического состояния электрооборудования, которые контролируются средствами диагностики.

Интегральную функцию технического состояния  $Y$  можно представить в виде обобщенного параметра состояния по выражению [79].

$$Y_i=R_i(t)V_i(t_1, L_k)[V_2(t, U_{ун})+aV_3(t, \phi_j)]f(V_2), \quad (3.1.3)$$

где  $R_i(t)$  – функция, характеризующая интегральную допустимость режима, принимает значения  $R_i(t)=1$  при наличии сигнала о допустимости  $i$ -го режима,  $R_i(t)=0$  при отсутствии этого сигнала;  $V_i(t, L_k)$  – функционал, характеризующий степень допустимости контролируемого режима, равный 1 при  $(x_{огр.к}-x_k)>0$  и 0 при  $(x_{огр.к}-x_k) < 0$ , где  $x_k$  – координаты параметров, на которые наложены ограничения,  $x_{огр.к}$  – максимально допустимые значения координат в условиях эксплуатации;  $V_2(t, U_{вн})$  – функционал, характеризующий точность и управляемость режима, равный  $V_2(t, U_{вн})=\prod U_{вн}$ ;  $U_{вн}$  – нормированные значения частного признака, равные 1 при  $U_{вф}<U_{вном}$  и 0 при  $U_{вф}<U_{впр}$ ;  $U_{вф}$  – фактические значения частных признаков состояния, характеризующие точность и управляемость  $i$ -го режима;  $U_{впр}$  – предельно допустимые значения частного признака;  $U_{вном}$  – номинальное значение частного признака  $i$ -го режима для определенных условий работы;  $V_3(t, \varphi_j)$  – функционал допустимости режима при отказе резервированных элементов технологической цепи, равный 1 при наличии сигнала об исправности  $j$ -го элемента и  $P_j$  при отсутствии сигнала об исправности  $j$ -го элемента;  $P_j$  – вероятность безотказной работы при отказе одной из цепей  $j$ -го резервированного узла;  $f(V_2)$  – функция равная 1 при  $V_2>0$  и 0 при  $V_2<0$ .

Во время работы под действием эксплуатационных факторов параметры  $x_i$  будут изменяться. Поэтому интегральная функция технического состояния на каждый момент времени  $t$  определяется своим набором случайных параметров  $x_i$ . Множество значений технических состояний за период эксплуатации составляет пространство состояний, которое ограничено замкнутой поверхностью предельных состояний [79]. Все пространство состояний можно разделить на три области:

- область полностью работоспособных состояний;
- область частично работоспособных состояний, где электрооборудование выполняет полностью или частично свои функции, но имеются дефекты;
- область предельных состояний, где интегральная характеристика достигает таких значений, при которых дальнейшая эксплуатация электрооборудования невозможна по технико-экономическим соображениям, и требуется внешнее восстановительное воздействие, например ремонт.

Необходимо отметить, что ограничение параметров оборудования может осуществляться как по максимальному, так и по минимальному значению. Это обуславливается физическими, техническими и экономическими причинами. Например, для турбогенераторов с водородным охлаждением давление водорода ограничивается сверху и снизу: сверху – по условиям масляных уплотнений, а снизу – для поддержания необходимой теплопроводности. Или другой пример: величина средней степени полимеризации твердой изоляции (целлюлозы) маслонаполненного оборудования имеет верхнее (начальное) значение 1500 единиц (мономерных молекул), а нижнее предельно допустимое (конечное) значение – 250 единиц.

Определение интегральной функции технического состояния –  $Y$  (3.1.2) для электрооборудования является важной задачей, так как на основе этих данных определяется и прогнозируется оптимальный межремонтный интервал и оптимальный объем ремонта. В настоящее время в условиях широкого распространения информационных технологий, методов и средств технической диагностики появился большой набор экспертных программ, осуществляющих процедуру диагностирования на основе специально разработанных алгоритмов [79]. Диагноз ставится как в форме рекомендации или решающего правила, так и в форме управляющего воздействия на органы управления и регулирования оборудования. Для объединения возможностей всех программ и методов необходимо перейти к единой характеристике технического состояния в численной форме. Такой интегральной характеристикой может быть величина остаточного ресурса, изменяющаяся в пределах от 1 до 0, или величина сработанного ресурса  $R$ , лежащая в пределах от 0 до 1.

Такая интерпретация уровня технического состояния крайне удобна для проведения технико-экономических расчетов и решения оптимизационных задач, особенно с применением ЭВМ. Под уровнем технического состояния в момент времени  $t$  будем понимать значение сработанного ресурса  $R$ , определяемое обобщенным выражением вида:

$$R=f(\{x_1\}, \{x_2\}, \dots, \{x_i\}, \dots, \{x_n\}). \quad (3.1.4)$$

Очевидно, что чем сложнее оборудование и режимы его работы, тем от большего количества физических параметров  $x_i$  зависит его сработанный ресурс. Следует также учесть, что изменение одного параметра может вызывать отклонение другого. Практика показывает, что сложно контролировать все факторы, влияющие на ресурс, особенно без нарушения готовности электрооборудования. Поэтому в большинстве методов определения сработанного и остаточного ресурса выделяют наиболее важные, значимые параметры и сборочные единицы, которые дают представление об уровне технического состояния всего электрооборудования с требуемой точностью. Например, для выключателей такими значимыми параметрами могут быть количество коммутаций в каждом диапазоне токов отключения, для электродвигателей – количество и длительность пусков, а также токовая нагрузка в нормальном режиме работы и т.д. Равенство 0 остаточного ресурса любого значимого параметра означает для электрооборудования наступление предельного состояния. Все остальные параметры при оценке ресурса учитываются своими весовыми коэффициентами.

В зависимости от значения остаточного ресурса на контролируемом отрезке времени решается вопрос о необходимости проведения ремонта, отвечающего требованию наиболее полного расходования ресурса каждой сборочной единицы

оборудования. При этом следует учитывать, что обычно существуют ограничения по времени выполнения ремонта. Энергетическое оборудование может быть доступно только в определенное время.

Для ориентировочного сравнения технического состояния сборочных единиц диагностируемого оборудования, которые характеризуются различными диагностическими параметрами  $x_i$ , можно воспользоваться понятием коэффициента технического ресурса [79]. С помощью этого коэффициента оценивают остаточный ресурс сборочной единицы. Для параметров, абсолютные значения которых увеличиваются в процессе эксплуатации оборудования, коэффициент технического ресурса вычисляется по формуле:

$$k_{\text{ост}} = \frac{x_{\text{П}} - x_i}{x_{\text{П}} - x_{\text{Н}}}, \quad (3.1.5)$$

где  $x_i$  – контролируемое значение  $i$ -го параметра,  $x_{\text{П}}$  – предельное значение параметра  $x_i$ ,  $x_{\text{Н}}$  – номинальное значение параметра  $x_i$ .

Если в процессе эксплуатации значение параметра уменьшается, то коэффициент остаточного ресурса определяется выражением:

$$k_{\text{ост}} = \frac{x_i - x_{\text{П}}}{x_{\text{Н}} - x_{\text{П}}}. \quad (3.1.6)$$

Для новой сборочной единицы или оборудования  $k_{\text{ост}}=1$ , а для полностью сработавшей свой ресурс  $k_{\text{ост}}=0$ . С наибольшей точностью коэффициент ресурса характеризует техническое состояние диагностируемого оборудования, если контролируемый диагностический параметр изменяется в процессе эксплуатации по линейному закону.

Таким образом, в процессе эксплуатации электрооборудования электрических станций, подстанций и сетей происходит ухудшение его технического состояния под действием физико-химических процессов износа и старения, что приводит к повышению его пожарной опасности. Решение задачи оценки технического состояния электрооборудования может быть полезно при обеспечении пожарной безопасности электроустановок электрических станций, подстанций и промышленных предприятий.

### **3.2. Комплексная математическая модель оценки технического состояния электрооборудования с учетом воздействия эксплуатационных факторов**

В процессе эксплуатации электрооборудование подвергается воздействию различных эксплуатационных факторов, каждый из которых в определенной степени приводит к изменению технического состояния электрооборудования.

Ухудшение технического состояния электрооборудования происходит непрерывно как при работе электрооборудования в нормативных, так и не в нормативных условиях эксплуатации. Это связано с накопительным характером развития дефектов и повреждений в конструктивных элементах и сборочных единицах электрооборудования. При утяжеленных режимах работы этот процесс происходит более интенсивно, а при облегченных менее интенсивно относительно номинальных условий эксплуатации. Поэтому необходимо выполнять корректировку нормативного ресурса  $R_0$  с учетом интенсивности воздействия эксплуатационных факторов.

Предположим, что при эксплуатации электрооборудования в реальных условиях на него оказывают воздействие  $N$  различных эксплуатационных факторов, характеризующихся величиной  $X_i$  (фактор  $X_i$ ). Фактором  $X_i$  может быть как некоторый единичный измеряемый параметр, так и комплекс величин, характеризующих природу исследуемого эксплуатационного фактора.

Допустим, что на электрооборудование действует некоторый фактор  $X_i$ . При каждом увеличении фактора  $X_i$  на величину  $\Delta X_i$  фактический сработанный ресурс электрооборудования увеличивается в  $n$  раз, а при уменьшении уменьшается в  $n$  раз. Тогда можно записать следующие выражения для вычисления фактического сработанного ресурса электрооборудования  $R$  в зависимости от изменения величины  $X_i$ :

$$R = R_0 n^{\frac{(X_i - X_{0i})}{\Delta X_i}}, \quad (3.2.1)$$

где  $R$  – фактический сработанный ресурс электрооборудования при  $X_i = \text{const}$ ;  $X_{0i}$  – нормативное значение фактора  $X_i$ ;  $\Delta X_i = \text{const}$  – абсолютное отклонение фактора  $X_i$ . При  $X_i = X_{0i}$  электрооборудование работает в нормативных условиях.

Зависимость (3.2.1) показывает фактический сработанный ресурс электрооборудования  $R$  на интервале наработки в объеме нормативного ресурса  $R_0$  при постоянной величине фактора  $X_i = \text{const}$ .

Электрооборудование проектируется на эксплуатацию в нормативных условиях с учетом узкого диапазона отклонений эксплуатационных факторов от своих нормативных значений. Нарботка до предельного состояния в нормативных условиях эксплуатации, описанных в паспорте на электрооборудование, должна соответствовать фактическому сработанному ресурсу  $R$  и равняться нормативному ресурсу  $R_0$ , что также следует из выражения (3.2.1) при  $X_i = X_{0i}$  и  $R = R_0$ .

Для удобства дальнейших вычислений разделим обе части выражения (3.2.1) на величину  $R_0$ , а числитель и знаменатель показателя степени в этом же выражении – на величину  $X_{0i}$ , получим выражение для определения фактического сработанного ресурса электрооборудования в относительных единицах:

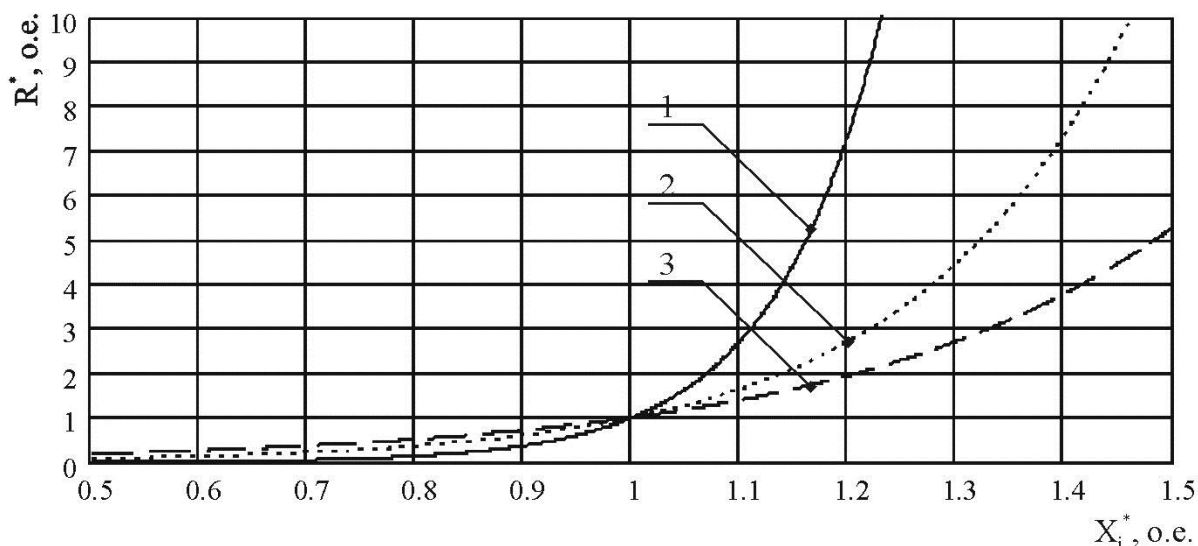
$$R^* = R_0 n^{\frac{(X_i^* - 1)}{\Delta X_i^*}}, \quad (3.2.2)$$

где  $R^*$  – фактический сработанный ресурс электрооборудования в относительных единицах при  $X_i^* = \text{const}$ ;  $X_i^*$  – относительное значение  $i$ -го фактора или кратность  $i$ -го фактора;  $\Delta X_i^*$  – относительно отклонение  $i$ -го фактора;  $R_0 = 1$  о.е.

Величину  $n$  можно принять равной любому числу, кроме нуля. Тогда при определении величин  $\Delta X_i$  (или  $\Delta X_i^*$ ) надо исходить из принятого значения  $n$ . Для удобства математических преобразований примем величину  $n = e$ . Тогда выражение (3.2.2) примет вид:

$$R^* = e^{\frac{(X_i^* - 1)}{\Delta X_i^*}}. \quad (3.2.3)$$

Зависимость  $R^*(X_i^*)$  для принятого множества значений  $\Delta X_i^* = \{0,1; 0,2; 0,3\}$  в пределах изменения  $X_i^* \in [0,5; 1,5]$  приведена на рис. 3.2.1.



**Рис. 3.2.1.** Зависимость фактического сработанного ресурса  $R^*(X_i^*)$  при принятом множестве значений  $\Delta X_i^*$ : 1 – 0,1; 2 – 0,2; 3 – 0,3

Из графиков на рис. 3.2.1 видно, что чем больше кратность фактора  $X_i^*$  и чем меньше относительное отклонение  $\Delta X_i^*$ , тем больше значение фактического сработанного ресурса  $R^*$ . То есть чем выше интенсивность воздействия эксплуатационных факторов, тем больше будет расход фактического ресурса электрооборудования при постоянном значении  $\Delta X_i^* = \text{const}$ . Поэтому, если фактор кратностью  $X_i^* = \text{const}$  действует в течение наработки  $t^* = t/R_0$ , по объему равной величине  $R_0^*$ , то фактический сработанный ресурс  $R^*$  при этом определится по графику на рис. 3.2.1.



Формула (3.2.3) справедлива для случая, когда на электрооборудование оказывает воздействие один единственный  $i$ -й фактор  $X_i^*$ . Если на электрооборудование действует  $N$  эксплуатационных факторов, то для определения фактического сработанного ресурса необходимо воспользоваться принципом суперпозиции, по которому считается, что действие  $N$  факторов на электрооборудование не зависит друг от друга. Поэтому формулу (3.2.3) с учетом действия  $N$  эксплуатационных факторов можно записать в виде:

$$R^* = \prod_{i=1}^N R_i^* = \prod_{i=1}^N e^{\frac{(X_i^*-1)}{\Delta X_i^*}}, \quad (3.2.4)$$

где  $i=1 \dots N$  – количество эксплуатационных факторов, оказывающих воздействие на сработку ресурса электрооборудования;  $R_i^*$  – фактический сработанный ресурс электрооборудования при воздействии на него единственного эксплуатационного фактора  $X_i^*$ . Так как основание степени в выражении (3.2.4) одинаково для всех сомножителей и равно  $e=2,718\dots$ , то выражение для определения фактического сработанного ресурса электрооборудования можно записать в виде:

$$R^* = e^{\sum_{i=1}^N \frac{(X_i^*-1)}{\Delta X_i^*}}. \quad (3.2.5)$$

Все эксплуатационные факторы, воздействующие на электрооборудование, по своей физической природе могут быть условно подразделены на четыре группы:

- тепловые (связанные с нагревом узлов электрооборудования);
- электрические (связанные с изменением напряженности внешнего и внутреннего электрического поля электрооборудования);
- механические (связанные с механическими износом);
- химические (связанные с химическими процессами, протекающими в материалах электрооборудования).

С учетом этого выражение (3.2.5) можно представить в виде:

$$R^* = e^{\sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{i_T}^*-1)}{\Delta X_{i_T}^*} + \sum_{i_{\mathcal{E}}=1}^{N_{\mathcal{E}}} \frac{(X_{i_{\mathcal{E}}}^*-1)}{\Delta X_{i_{\mathcal{E}}}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_M}^*-1)}{\Delta X_{i_M}^*} + \sum_{i_X=1}^{N_X} \frac{(X_{i_X}^*-1)}{\Delta X_{i_X}^*}}, \quad (3.2.6)$$

где  $i_T=1 \dots N_T$  – количество тепловых факторов;  $i_{\mathcal{E}}=1 \dots N_{\mathcal{E}}$  – количество электрических факторов;  $i_M=1 \dots N_M$  – количество механических факторов;  $i_X=1 \dots N_X$  – количество химических факторов;  $X_{i_T}^*$  – кратность  $i_T$ -го теплового фактора;  $\Delta X_{i_T}^*$  – относительное отклонение  $i_T$ -го теплового фактора;  $X_{i_{\mathcal{E}}}^*$  – кратность  $i_{\mathcal{E}}$ -го элек-

трического фактора;  $\Delta X_{i_3}^*$  – относительное отклонение  $i_3$ -го электрического фактора;  $X_{i_M}^*$  – кратность  $i_M$ -го механического фактора;  $\Delta X_{i_M}^*$  – относительное отклонение  $i_M$ -го механического фактора;  $X_{i_X}^*$  – кратность  $i_X$ -го химического фактора;  $\Delta X_{i_X}^*$  – относительное отклонение  $i_X$ -го химического фактора.

В общем случае за факторы  $X_i$  можно принимать величины, изменение которых оказывает существенное влияние на фактический ресурс электрооборудования. Для выключателей в качестве величины  $X_i$  может быть принят коммутируемый ток, для трансформаторов – температура изоляции, для электродвигателей – пусковой ток. Очевидно, что такие величины обычно характеризуют все группы факторов и при таком подходе при определении фактического ресурса электрооборудования можно учитывать только их. В реальных условиях электрооборудование работает при различной интенсивности воздействия эксплуатационных факторов. Предположим, что фактор  $\Delta X_i^*$  имеет постоянное значение на интервале наработки  $dr^*$ , причем  $dr^* \rightarrow 0$ . Тогда фактический сработанный ресурс  $dR^*$  определится по формуле:

$$dR^* = e^{\frac{(X_i^* - X_{0i}^*)}{\Delta X_i^*}} dr^*. \quad (3.2.7)$$

Уравнение (3.2.7) представляет собой дифференциальное уравнение первого порядка. Проинтегрируем обе части уравнения (3.2.6) и получим:

$$\Delta R^* = \int_{R_1^*}^{R_2^*} e^{\frac{(X_i^* - X_{0i}^*)}{\Delta X_i^*}} dr^*, \quad (3.2.8)$$

где  $\Delta R^*$  – фактический сработанный ресурс при данном значении фактора  $X_i^*$  на интервале наработки  $[R_1^*; R_2^*]$ . Если  $X_i^* > X_{0i}^*$  ( $X_i^* < X_{0i}^*$ ), то электрооборудование работает больший (меньший) ресурс по отношению к ресурсу, который бы оно сработало при  $X_i^* = X_{0i}^*$  на интервале  $[R_1^*; R_2^*]$ . Если принять  $R_1^* = 0$ , а  $R_2^* = R_0^* = 1$  о.е, то формула (3.2.8) при  $X_i^* = \text{const}$  и  $\Delta X_i^* = \text{const}$  принимает вид выражения (3.2.3).

Если на  $K$  интервалах интенсивность воздействия эксплуатационных факторов на электрооборудование становится отличной от нормативной, то суммарный сработанный на этих интервалах наработки фактический ресурс электрооборудования  $\Delta R_\Sigma^*$  рассчитывается по выражению:

$$\Delta R_\Sigma^* = \sum_{j=1}^K \int_0^{R_j^*} e^{\frac{(X_{ij}^* - X_{0i}^*)}{\Delta X_i^*}} dr^*, \quad (3.2.9)$$

**Глава 3. Оценка технического состояния электрооборудования на основе определения сработанного ресурса**

где  $j=1 \dots K$  – количество интервалов, на которых наблюдаются ненормативные условия эксплуатации электрооборудования;  $R_j^*$  – фактический сработанный ресурс на  $j$ -м интервале наработки в нормативных условиях эксплуатации;  $X_{ij}^*$  – значение  $i$ -го фактора на  $j$ -м интервале наработки.

С учетом выражения (3.2.5) формула (3.2.9) примет вид:

$$\Delta R_{\Sigma}^* = \sum_{j=1}^K \int_0^{R_j^*} e^{\sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{i_T j}^*)}{\Delta X_{i_T}^*} + \sum_{i_{\mathcal{E}}=1}^{N_{\mathcal{E}}} \frac{(X_{i_{\mathcal{E}} j}^*)}{\Delta X_{i_{\mathcal{E}}}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_M j}^*)}{\Delta X_{i_M}^*} + \sum_{i_X=1}^{N_X} \frac{(X_{i_X j}^*)}{\Delta X_{i_X}^*}} dr^*, \quad (3.2.10)$$

где  $X_{i_T j}^*$ ,  $X_{i_{\mathcal{E}} j}^*$ ,  $X_{i_M j}^*$ ,  $X_{i_X j}^*$  – значения  $i_T$ -го теплового,  $i_{\mathcal{E}}$ -го электрического,  $i_M$ -го механического,  $i_X$ -го химического факторов на  $j$ -м интервале наработки. Причем  $\sum_{j=1}^K R_j^* \leq R_0^*$ .

Таким образом, величина ресурса обладает свойством аддитивности, которое заключается в том, что суммарный фактический сработанный ресурс  $\Delta R_{\Sigma}^*$  складывается из суммы значений фактического сработанного ресурса на каждом  $j$ -м участке наработки  $R_j$ . Применение экспоненциального основания степени в расчетных выражениях оценки сработанного ресурса объясняется тем, что длина участков наработки при эксплуатации электрооборудования в ненормативных условиях довольно мала, и на них с большой точностью зависимость фактического сработанного ресурса от эксплуатационных факторов можно аппроксимировать функцией вида (3.2.5). Причем чем меньше рассматриваемый участок наработки  $R_j$ , тем точнее будет аппроксимация.

Фактический сработанный ресурс  $R^*$  за наработку в объеме  $R_0^*$  при воздействии эксплуатационных факторов определится как сумма наработки при нормативных  $\Delta R_0^*$  и при ненормативных  $\Delta R_{\Sigma}^*$  условиях (фактически сработанный ресурс за оставшуюся часть суммарного нормативного ресурса):

$$R^* = \Delta R_0^* + \Delta R_{\Sigma}^*. \quad (3.2.11)$$

Величины  $\Delta R_0^*$  определяется по выражению:

$$\Delta R_0^* = R_0^* - \sum_{j=1}^K R_j^*. \quad (3.2.12)$$

Подставив выражения (3.2.10) и (3.2.12) в (3.2.11), получим формулу для определения фактического сработанного ресурса электрооборудования  $R^*$  за наработку в объеме нормативного ресурса  $R_0^*$ :

$$R^* = R_0^* - \sum_{j=1}^K R_j^* + \sum_{j=1}^K \int_0^{R_j^*} e^{\sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{i_T j}^*)}{\Delta X_{i_T}^*} + \sum_{i_{\mathcal{E}}=1}^{N_{\mathcal{E}}} \frac{(X_{i_{\mathcal{E}} j}^*)}{\Delta X_{i_{\mathcal{E}}}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_M j}^*)}{\Delta X_{i_M}^*} + \sum_{i_X=1}^{N_X} \frac{(X_{i_X j}^*)}{\Delta X_{i_X}^*}} dr^*. \quad (3.2.13)$$

Преобразуем формулу (3.2.13) и получим конечное выражение для определения фактического сработанного ресурса электрооборудования за наработку в объеме  $R_0^*$ :

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j^*} e^{\sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(x_{i_T j}^*)}{\Delta x_{i_T}^*} + \sum_{i_\Delta=1}^{N_\Delta} \frac{(x_{i_\Delta j}^*)}{\Delta x_{i_\Delta}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(x_{i_M j}^*)}{\Delta x_{i_M}^*} + \sum_{i_X=1}^{N_X} \frac{(x_{i_X j}^*)}{\Delta x_{i_X}^*}} dr^* - R_j^* \right). \quad (3.2.14)$$

Величина  $R^*$  рассчитывается за наработку  $R_0^*$ , тогда при расчетах по формуле (3.2.14) необходимо выполнять условие:  $\sum_{i=1}^K R_j^* = R_0^*$ . Если требуется рассчитать фактический ресурс за наработку, отличную от наработки в объеме нормативного ресурса  $R_0^*=1$  о.е., то в выражении (3.2.14) необходимо принять значение  $R_0^*$ , равное этой наработке, либо воспользоваться выражением (3.2.10).

Если электрооборудование уже сработало некоторый ресурс  $R_{ср}^*$ , тогда можно определить значение нормативного остаточного ресурса  $R_{0.ост}^*$  при условии дальнейшей работы электрооборудования в нормативных условиях эксплуатации по выражению:

$$R_{0.ост}^* = 1 - R_{ср}^*. \quad (3.2.15)$$

При ненормативных условиях дальнейшей работы электрооборудования величина  $R_{0.ост}^*$  должна быть скорректирована с учетом воздействия эксплуатационных факторов. Это можно сделать по выражению (3.2.15), приняв в нем  $R_0^*=1-R_{0.ост}^*$  и  $R^* = 1-R_{ост}^*$ . По выражению (3.2.16) получим значение фактического остаточного ресурса  $R_{ост}^*$ :

$$1 - R_{ост}^* = 1 - R_{0.ост}^* + \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j^*} e^{\sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(x_{i_T j}^*)}{\Delta x_{i_T}^*} + \sum_{i_\Delta=1}^{N_\Delta} \frac{(x_{i_\Delta j}^*)}{\Delta x_{i_\Delta}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(x_{i_M j}^*)}{\Delta x_{i_M}^*} + \sum_{i_X=1}^{N_X} \frac{(x_{i_X j}^*)}{\Delta x_{i_X}^*}} dr^* - R_j^* \right);$$

$$R_{ост}^* = R_{0.ост}^* - \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j^*} e^{\sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(x_{i_T j}^*)}{\Delta x_{i_T}^*} + \sum_{i_\Delta=1}^{N_\Delta} \frac{(x_{i_\Delta j}^*)}{\Delta x_{i_\Delta}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(x_{i_M j}^*)}{\Delta x_{i_M}^*} + \sum_{i_X=1}^{N_X} \frac{(x_{i_X j}^*)}{\Delta x_{i_X}^*}} dr^* - R_j^* \right). \quad (3.2.16)$$

Скорректировать величину нормативного ресурса  $R_0$  с учетом условий эксплуатации и получить значение фактического сработанного ресурса  $R$  можно, если существуют ретроспективные данные по режимам работы электрооборудования за всю наработку в объеме  $R_0$ . Однако на энергообъектах такие данные

имеются в лучшем случае за последние несколько лет. Поэтому целесообразно считать, что на интервале времени, где отсутствуют данные по истории эксплуатации, электрооборудование работало в нормативных условиях либо в условиях, соответствующих значениям режимных параметров, полученных в результате экстраполяции уже имеющихся данных.

Это относится и к фактическому остаточному ресурсу  $R_{ост}$ . В формулу (3.2.16) необходимо подставить предварительно известные значения эксплуатационных факторов. Определить будущие значения эксплуатационных факторов возможно лишь с определенной долей вероятности на основе данных статистики либо на основании тех же ретроспективных данных о режимах работы рассматриваемых единиц электрооборудования с помощью экстраполяции и других методов прогнозирования.

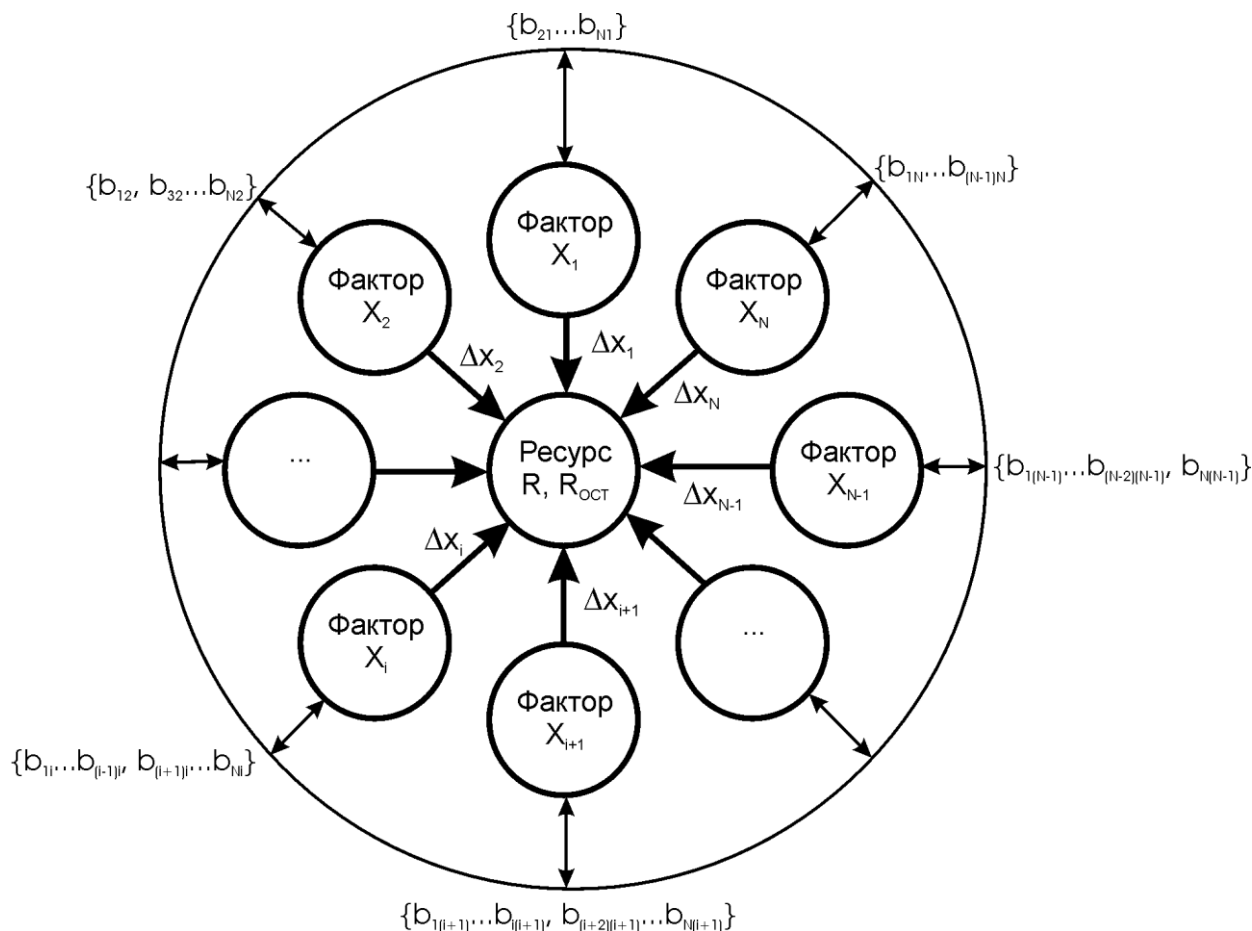
### 3.3. Анализ достоверности и погрешности модели оценки ресурса электрооборудования. Гамма-процентный ресурс

Рассмотренная модель комплексной оценки технического ресурса электрооборудования позволяет решать важную задачу обеспечения пожарной безопасности энергообъектов. Величина сработанного ресурса  $R$  характеризует реальное техническое состояние электрооборудования с учетом условий и режимов эксплуатации. Однако математическая модель определения величины сработанного ресурса  $R$  учитывает лишь эксплуатационные факторы, не зависящие друг от друга. Поэтому одной из причин возникновения погрешности (неточности) модели оценки значения фактического сработанного ресурса является неучет взаимного влияния эксплуатационных факторов друг на друга. Взаимосвязь эксплуатационных факторов между собой и их влияние на величину фактического сработанного и остаточного ресурса представлена на рис. 3.3.1.

В упрощенном виде взаимосвязь эксплуатационных факторов описывается коэффициентами  $\{b_{1i} \dots b_{Ni}\}$ . Коэффициент  $b_{ij}$  влияния  $i$ -го фактора на  $j$ -й фактор равен коэффициенту  $b_{ji}$  влияния  $j$ -го фактора на  $i$ -й –  $b_{ij}=b_{ji}$ . Чем ближе значение  $b_{ij}$  к нулю, тем меньше сила влияния одного фактора на другой, а чем ближе к 1 – тем больше.

Допустим,  $i$ -й фактор оказывает влияние на  $j$ -й. Тогда, если требуется полностью учесть  $j$ -й фактор, то величина  $\Delta X_i^*$  для  $i$ -го фактора должна быть скорректирована с использованием коэффициента  $b_{ji}$ . Это необходимо сделать, так как из-за влияния факторов друг на друга значение ресурса может получиться завышенным. Учитывая это, выражение (3.2.4) можно записать в виде:

$$R^* = e^{\frac{(X_j^*-1)}{\Delta X_j^*} + b_{ji} \frac{(X_i^*-1)}{\Delta X_i^*}} \quad (3.3.1)$$



**Рис. 3.3.1.** Схема взаимосвязи эксплуатационных факторов между собой и их влияние на величину фактического сработанного и остаточного ресурса

Для  $N$ , взаимно влияющих друг на друга, эксплуатационных факторов выражение (3.2.4) запишется в виде:

$$R^* = e^{\frac{(X_i^*-1)}{\Delta X_i^*} + \sum_{j=1}^{i-1} b_{ij1} \frac{(X_{j1}^*-1)}{\Delta X_{j1}^*} + \sum_{j=2}^N b_{ij2} \frac{(X_{j2}^*-1)}{\Delta X_{j2}^*}}, \quad (3.3.2)$$

где фактор  $X_i^*$  принимается за основной и учитывается полностью, а остальные учитываются частично с помощью коэффициентов  $b_{ij}$ .

Коэффициенты  $b_{ij}$  определяются как степень корреляции между двумя наборами данных  $\{X_i^*\}$  и  $\{X_j^*\}$ , так как корреляция по определению отражает силу влияния одного фактора на другой. Следовательно,  $b_{ij}$  можно определить по формуле:

$$b_{ij} = 1 - \left| \frac{\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n (x_{ki}^* - \mu_{ki}^*)(x_{kj}^* - \mu_{kj}^*)}{\sigma_{x_i} \sigma_{x_j}} \right|, \quad (3.3.3)$$

где  $k=1 \dots n$  – количество значений во множествах  $\{X_i^*\}$  и  $\{X_j^*\}$ ;  $x_{ki}^* \in \{X_i^*\}$ ;  $x_{kj}^* \in \{X_j^*\}$ ;  $\mu_i^*$  и  $\mu_j^*$  – математические ожидания (средние значения) для множеств  $\{X_i^*\}$  и  $\{X_j^*\}$  соответственно;  $\sigma_{x_i}$  и  $\sigma_{x_j}$  – стандартные отклонения для множеств  $\{X_i^*\}$  и  $\{X_j^*\}$  определяются по выражениям:

$$\sigma_{x_i} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n (x_{ki}^* - \mu_i^*); \quad (3.3.4)$$

$$\sigma_{x_j} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n (x_{kj}^* - \mu_j^*). \quad (3.3.5)$$

Если учитываемые эксплуатационные факторы не влияют друг на друга, то  $b_{ij}=1$ .

Очевидно, что ни один эксплуатационный фактор не определяет величину фактического сработанного ресурса полностью. Поэтому невозможность учета всех эксплуатационных факторов, влияющих на величину фактического сработанного ресурса, в связи со сложностью их выявления и определения является также одной из причин возникновения погрешности модели. Учесть все факторы при расчете практически невозможно, поэтому необходимо выбрать наиболее весомые. Для этого можно воспользоваться аналогом диаграммы Ишикавы, широко известной в теории управления качеством [36].

Целью построения диаграммы является выявление максимально возможного числа эксплуатационных факторов. Для формализации этой процедуры целесообразно подразделить все факторы на 4 группы, как уже отмечалось выше, и отразить это на диаграмме соответствующими ветвями. Далее по каждой группе выявляются отдельные эксплуатационные факторы. Важно отметить, что если фактор может быть включен в любую из групп, то целесообразно включать его в ту, по которой он оказывает наибольшее влияние на ресурс. Если известна сила влияния данного фактора на ресурс по каждой группе или ее можно определить в виде процентного соотношения, то данный фактор можно подразделить на несколько. При этом вес каждого дочернего фактора следует учесть соответствующим весовым коэффициентом, сумма которых должна быть равна 1.

В математической модели учитываемые факторы выбираются в порядке уменьшения силы влияния каждого фактора на величину ресурса и увеличения сложности оценки каждого эксплуатационного фактора. Первым учитывается фактор с наибольшей силой влияния на ресурс и с наименьшей сложностью оценки. Далее выполняется анализ отобранных факторов для выявления их взаимовлияния, определяются коэффициенты  $b_{ij}$  и проводится расчет величины фактического сработанного ресурса по приведенным выше выражениям.

Другой причиной возникновения погрешности при использовании модели определения фактического сработанного ресурса является неточность значений

параметров, входящих в расчетные выражения, а также вероятностный характер отдельных из них. В теории надежности вероятностный характер ресурса как показателя долговечности учитывается гамма-процентным ресурсом, который определяется как суммарная наработка, в течение которой объект не достигнет предельного состояния с заданной вероятностью  $\gamma$  процентов [79]. Тогда величина  $v=(1-\gamma)$  показывает заданную вероятность, с которой объект достигнет предельного состояния в течение наработки меньшей по объему фактического сработанного ресурса, определенного по разработанной методике, с учетом воздействия рассматриваемых эксплуатационных факторов.

При использовании разработанной методики комплексной оценки технического состояния электрооборудования вероятность  $v$  может отличаться от 0, если имеют место указанные выше погрешности. Тогда величина вероятности  $v$  будет определяться количеством учтенных эксплуатационных факторов, степенью их взаимовлияния, достоверностью собранных данных, использующихся при расчете фактического сработанного ресурса.

Оценить техническое состояние электрооборудования по всем группам эксплуатационных факторов крайне сложно. Поэтому целесообразно выбрать один или два наиболее значимых эксплуатационных фактора, которые бы с наименьшей погрешностью и вероятностью  $v$  определяли техническое состояние электрооборудования.

### **3.4. Статистическое определение параметров комплексной модели оценки технического состояния электрооборудования**

При использовании разработанной модели комплексной оценки технического состояния электрооборудования исходными данными являются:

- номинальные значения каждого эксплуатационного фактора  $X_{i0}$ ;
- фактические значения рассматриваемых эксплуатационных факторов  $X_i$  на каждом интервале наработки  $R_j$ ;
- абсолютные отклонения каждого эксплуатационного фактора  $\Delta X_i$ ;
- нормативный ресурс  $R_0$ .

Номинальные значения эксплуатационных факторов  $X_{i0}$  указываются в паспортных данных и технических условиях на эксплуатацию для каждой единицы электрооборудования.

Фактические значения эксплуатационных факторов  $X_i$  измеряются и оцениваются в процессе эксплуатации электрооборудования с помощью средств оперативной (штатных и внештатных) и ремонтной диагностики, проводимой как на самом энергообъекте, например, при текущем ремонте или осмотрах, так и в ремонтных организациях, и на заводах-изготовителях при проведении капитальных и средних ремонтов.



Основной сложностью при использовании модели комплексной оценки технического состояния электрооборудования является определение параметров  $\Delta X_i$  и  $R_0$ . Хотя нормативный ресурс  $R_0$  и указывается в паспортных данных на электрооборудование, это не означает, что электрооборудование при номинальных значениях факторов  $X_{i0}$  сработает ресурс, по величине равный  $R_0$ .

Однако учитывая, что значение величины  $R_0$ , указанное в паспорте на электрооборудование, статистически определено из истории эксплуатации отдельных единиц электрооборудования данного типа и подтверждается, как правило, ускоренными заводскими испытаниями на надежность, то можно считать это значение вполне достоверным. Кроме того, оно также выбирается исходя из экономических условий эксплуатации электрооборудования, например, с учетом норм амортизации, так как известно, что предельное состояние электрооборудования наступает тогда, когда его эксплуатация не может быть продолжена по техническим и экономическим соображениям.

Определить величину  $\Delta X_i$  можно статистическим способом, используя следующее выражение для расчета фактического сработанного ресурса  $R$ :

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j^*} e^{\sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{iT}^*)^{j-1}}{\Delta X_{iT}^*} + \sum_{i_\Theta=1}^{N_\Theta} \frac{(X_{i\Theta}^*)^{j-1}}{\Delta X_{i\Theta}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{iM}^*)^{j-1}}{\Delta X_{iM}^*} + \sum_{i_X=1}^{N_X} \frac{(X_{iX}^*)^{j-1}}{\Delta X_{iX}^*}} dr^* - R_j^* \right).$$

Для этого необходимо:

1. Выбрать наиболее значимые эксплуатационные факторы в количестве  $N$ , которые возможно достоверно контролировать.
2. Отобрать  $N$  единиц однотипного электрооборудования, которое уже выведено из эксплуатации окончательно и для которого сохранилась история эксплуатации, содержащая необходимые данные.
3. Воспользовавшись историей эксплуатации отдельных однотипных единиц электрооборудования, определить для каждой интервалы наработки  $R_j$  (в принятых единицах измерения), на которых фактические значения эксплуатационных факторов отличаются от нормативных.
4. Определить для каждой рассматриваемой единицы электрооборудования фактический сработанный ресурс  $R_l$  ( $l=1..N$ ). Это величина известна, так как имеется история эксплуатации каждой единицы электрооборудования, известен момент ввода в эксплуатацию и момент вывода из эксплуатации. Разница между ними и отражает фактический сработанный ресурс  $R_l$ .

5. После этого составляется система уравнений вида

$$\left\{ \begin{array}{l} R_1^* = R_{0_1}^* + \sum_{j_1=1}^{K_1} \left( \int_0^{R_{j_1}^*} e^{i_{T=1}} \sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{i_T j_1}^*)^{i_T-1}}{\Delta X_{i_T}^*} + \sum_{i_{\mathcal{O}}=1}^{N_{\mathcal{O}}} \frac{(X_{i_{\mathcal{O}} j_1}^*)^{i_{\mathcal{O}}-1}}{\Delta X_{i_{\mathcal{O}}}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_M j_1}^*)^{i_M-1}}{\Delta X_{i_M}^*} + \sum_{i_X=1}^{N_X} \frac{(X_{i_X j_1}^*)^{i_X-1}}{\Delta X_{i_X}^*} dr^* - R_{j_1}^* \right), \\ R_2^* = R_{0_2}^* + \sum_{j_2=1}^{K_2} \left( \int_0^{R_{j_2}^*} e^{i_{T=1}} \sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{i_T j_2}^*)^{i_T-1}}{\Delta X_{i_T}^*} + \sum_{i_{\mathcal{O}}=1}^{N_{\mathcal{O}}} \frac{(X_{i_{\mathcal{O}} j_2}^*)^{i_{\mathcal{O}}-1}}{\Delta X_{i_{\mathcal{O}}}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_M j_2}^*)^{i_M-1}}{\Delta X_{i_M}^*} + \sum_{i_X=1}^{N_X} \frac{(X_{i_X j_2}^*)^{i_X-1}}{\Delta X_{i_X}^*} dr^* - R_{j_2}^* \right), \\ \dots \\ R_1^* = R_{0_1}^* + \sum_{j_1=1}^{K_1} \left( \int_0^{R_{j_1}^*} e^{i_{T=1}} \sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{i_T j_1}^*)^{i_T-1}}{\Delta X_{i_T}^*} + \sum_{i_{\mathcal{O}}=1}^{N_{\mathcal{O}}} \frac{(X_{i_{\mathcal{O}} j_1}^*)^{i_{\mathcal{O}}-1}}{\Delta X_{i_{\mathcal{O}}}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_M j_1}^*)^{i_M-1}}{\Delta X_{i_M}^*} + \sum_{i_X=1}^{N_X} \frac{(X_{i_X j_1}^*)^{i_X-1}}{\Delta X_{i_X}^*} dr^* - R_{j_1}^* \right), \\ \dots \\ R_N^* = R_{0_N}^* + \sum_{j_N=1}^{K_N} \left( \int_0^{R_{j_N}^*} e^{i_{T=1}} \sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{i_T j_N}^*)^{i_T-1}}{\Delta X_{i_T}^*} + \sum_{i_{\mathcal{O}}=1}^{N_{\mathcal{O}}} \frac{(X_{i_{\mathcal{O}} j_N}^*)^{i_{\mathcal{O}}-1}}{\Delta X_{i_{\mathcal{O}}}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_M j_N}^*)^{i_M-1}}{\Delta X_{i_M}^*} + \sum_{i_X=1}^{N_X} \frac{(X_{i_X j_N}^*)^{i_X-1}}{\Delta X_{i_X}^*} dr^* - R_{j_N}^* \right). \end{array} \right. \quad (3.4.1)$$

причем  $N=N_T+N_{\mathcal{O}}+N_M+N_X$ .

Далее система (3.4.1) решается любым известным в математике способом относительно величин  $\Delta X_i^*$ . При большом количестве учитываемых эксплуатационных факторов и при использовании известных законов изменения эксплуатационных факторов в зависимости от наработки необходимо воспользоваться численными методами решения и специальными математическими пакетами (например, MathCAD). При необходимости система (3.4.1) может быть записана в именованных единицах.

Как уже было отмечено выше, чем больше количество факторов будет учтено, тем точнее получаться результаты. Однако это усложняет расчеты.

Если все-таки величина  $R_0$  неизвестна, тогда необходимо составить систему уравнений, аналогичную (3.4.1), но на один порядок выше, т.е. число уравнений которой будет равно  $(N+1)$ . Таким образом, получим систему  $(N+1)$  уравнений с  $(N+1)$  неизвестными:  $N$  величин  $\Delta X_i^*$  и 1 величина  $R_0$ .

В некоторых случаях удобно применять понятие эквивалентного фактора  $X_{\text{ЭКВ}}$  – постоянного эксплуатационного фактора, которому соответствует значение фактического сработавшего ресурса электрооборудования при его работе с произвольным законом изменения этого фактора.

### Глава 3. Оценка технического состояния электрооборудования на основе определения сработанного ресурса

Запишем формулу (3.2.12) для расчета фактического ресурса электрооборудования  $R^*$  в случае воздействия одного эксплуатационного фактора  $X_i^*$ :

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j^*} e^{\frac{(X_{ij}^*-1)}{\Delta X_i^*} dr^*} - R_j^* \right). \quad (3.4.2)$$

Тогда эквивалентное значение  $X_{\text{эКВ.}i}^*$  этого эксплуатационного фактора  $X_i^*$  можно определить из выражения:

$$R_0^* e^{\frac{(X_{\text{эКВ.}i}^*-1)}{\Delta X_i^*}} = R_0^* + \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j^*} e^{\frac{(X_{ij}^*-1)}{\Delta X_i^*} dr^*} - R_j^* \right). \quad (3.4.3)$$

После несложных математических преобразований выражения (3.4.3) получим:

$$X_{\text{эКВ.}i}^* = 1 + \Delta X_i^* \ln \left[ 1 + \frac{1}{R_0^*} \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j^*} e^{\frac{(X_{ij}^*-1)}{\Delta X_i^*} dr^*} - R_j^* \right) \right]. \quad (3.4.4)$$

Формула (3.4.4) приведена для интервала наработки в объеме нормативной  $R_0^*$ . Если необходимо определить величину  $X_{\text{эКВ.}i}^*$  на некотором интервале наработки  $R_H^*$ , то в выражении (3.4.4) надо принять  $R_0^* = R_H^*$ .

Определив величины  $X_{\text{эКВ.}i}^*$  для всех эксплуатационных факторов, на интервале наработки  $R_0^*$  выражение (3.2.12) можно записать в виде:

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K R_j^* \left( e^{\sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{i_T j \text{.ЭКВ}}^*-1)}{\Delta X_{i_T}^*} + \sum_{i_{\text{Э}}=1}^{N_{\text{Э}}} \frac{(X_{i_{\text{Э}} j \text{.ЭКВ}}^*-1)}{\Delta X_{i_{\text{Э}}}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_M j \text{.ЭКВ}}^*-1)}{\Delta X_{i_M}^*} + \sum_{i_X=1}^{N_X} \frac{(X_{i_X j \text{.ЭКВ}}^*-1)}{\Delta X_{i_X}^*}} - 1 \right), \quad (3.4.5)$$

где  $X_{i_T j \text{.ЭКВ}}^*$ ,  $X_{i_{\text{Э}} j \text{.ЭКВ}}^*$ ,  $X_{i_M j \text{.ЭКВ}}^*$ ,  $X_{i_X j \text{.ЭКВ}}^*$  определяются по выражению, аналогичному (3.4.4).

Для расчета фактического сработанного ресурса с учетом эквивалентных значений эксплуатационных факторов на интервале наработки  $R_H^*$  в формуле (3.4.5) необходимо принять  $R_0^* = R_H^*$ .

Если необходимо рассчитать эквивалентные значения эксплуатационных факторов на интервале наработки  $R_H^*$  и известна функция изменения каждого эксплуатационного фактора на этом интервале, то это можно сделать, приравняв:

$$R_H^* e^{\frac{(X_{\text{ЭКВ},i}^* - 1)}{\Delta X_i^*}} = \int_0^{R_H^*} e^{\frac{(X_i^* - 1)}{\Delta X_i^*}} dr^*,$$

$$X_{\text{ЭКВ},i}^* = 1 + \Delta X_i^* \ln \left[ \frac{1}{R_H^*} \int_0^{R_H^*} e^{\frac{(X_i^* - 1)}{\Delta X_i^*}} dr^* \right]. \quad (3.4.6)$$

Фактический сработанный ресурс  $R_\phi^*$  за наработку  $R_H^*$  в этом случае может быть определен по формуле:

$$R_\phi^* = R_H^* e^{\sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{i_T, \text{ЭКВ}}^* - 1)}{\Delta X_{i_T}^*} + \sum_{i_\Delta=1}^{N_\Delta} \frac{(X_{i_\Delta, \text{ЭКВ}}^* - 1)}{\Delta X_{i_\Delta}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_M, \text{ЭКВ}}^* - 1)}{\Delta X_{i_M}^*} + \sum_{i_X=1}^{N_X} \frac{(X_{i_X, \text{ЭКВ}}^* - 1)}{\Delta X_{i_X}^*}}, \quad (3.4.7)$$

где  $X_{i_T, \text{ЭКВ}}^*$ ,  $X_{i_\Delta, \text{ЭКВ}}^*$ ,  $X_{i_M, \text{ЭКВ}}^*$ ,  $X_{i_X, \text{ЭКВ}}^*$  определяется по выражению, аналогичному (3.4.6).

Полученные выражения (3.4.2)–(3.4.7) могут быть использованы при составлении системы уравнений (3.4.1) для облегчения определения параметров модели комплексной оценки технического состояния электрооборудования. В этом случае система уравнений (3.4.1) становится линейной.

### **3.5. Оценка технического состояния и ресурса токопроводящих конструкций с учетом эксплуатационных факторов**

В электроустановках применяются различные токопроводящие конструктивные элементы (далее проводящие конструкции): контактные соединения, токопроводящие части, сборные шины, обмотки трансформаторов, реакторов, электродвигателей и т.д. Они, как правило, изготавливаются из меди, алюминия или из содержащих эти металлы сплавов.

Часто проводящие конструкции работают в условиях резкопеременных нагрузок и перегрузок, когда сильное влияние на износ оказывают механические, электрические и тепловые факторы. Например, на контакты высоковольтных выключателей в процессе отключения рабочих токов и токов короткого замыкания определяющее влияние оказывают механические (динамическое воздействие токов), электрические (воздействие сильного электромагнитного поля) и тепловые факторы (тепловое действие электрического тока). В продолжительном рабочем режиме для проводящих конструкций на первый план выходят химические факторы. Поэтому особую актуальность приобретает исследование химических процессов, влияющих на сработку технического ресурса проводящих конструкций. При этом стоит отметить, что химическая реакция окисления проводящих кон-

струкций может приводить к увеличению переходного сопротивления и возрастанию местных нагревов, которые в итоге увеличивают риск пожарной опасности.

Рассмотрим влияние химических факторов на техническое состояние проводящих конструкций на примере медных токопроводящих конструкций (например, медные контакты и неразборные контактные соединения электрооборудования, контакты воздушного выключателя, провода ЛЭП, и т.д.), работающих в кислородосодержащей среде – в воздухе.

Хорошо известно, что кислород  $O_2$  является сильным окислителем. В процессе реакции окисления меди  $Cu$  кислородом  $O_2$  происходит уменьшение массы исходного металла – его растворение с образованием оксида меди  $CuO$ :



В результате реакции окисления (2.1) проводящая конструкция постепенно разрушается. Если при этом она находится под нагрузкой, то уменьшение ее сечения приводит к дополнительному нагреву (закон Джоуля-Ленца), что в итоге может привести к ее расплавлению или возникновению пожара. Действительно, если взять круглый проводник диаметром  $d$  и длиной  $l$ , то его сопротивление определится по выражению:

$$R = \frac{4\rho l}{\pi d^2}, \quad (3.5.2)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление проводника.

При разрушении проводника диаметр  $d$  уменьшается, что ведет к росту сопротивления  $R$ . В общем виде закон Джоуля-Ленца можно записать в виде:

$$Q = \int i^2 R dt, \quad (3.5.3)$$

где  $Q$  – количество теплоты;  $i$  – ток;  $R$  – сопротивление.

При увеличении сопротивления  $R$  выделяемое проводником количество теплоты  $Q$  возрастает, т.е. при частичном разрушении проводящей конструкции и при протекании через нее тока происходит постепенное увеличение выделяемой теплоты  $Q$ . Кроме того, образовавшийся в процессе химической реакции оксид меди  $CuO$  обладает высоким сопротивлением, превышающим сопротивление меди  $Cu$  в тысячи раз. Это негативно сказывается на контактных соединениях, так как образовавшаяся в процессе реакции высокоомная пленка повышает переходное сопротивление контактного соединения и также приводит к дополнительному нагреву.

Таким образом, износ и окисление проводящих конструкций приводит к дополнительным потерям энергии, рассеиваемым в виде тепла, и, как следствие увеличивается риск возгорания, и снижается эффективности функционирования электрооборудования.

Для оценки воздействия химических факторов на техническое состояние проводящих конструкций в кислородосодержащей среде (воздухе) была проведена серия экспериментов с применением химического реактора проточного типа [79]. Опыт проводится при различной концентрации кислорода в газовой смеси и определенной температуре. Для поддержания требуемой температуры химический реактор помещается в термостат.

Целью эксперимента является определение скорости растворения меди при различной температуре и концентрации кислорода в газовой смеси.

Массу растворившейся меди за промежуток времени  $\Delta t$  можно рассчитать по следующему выражению:

$$\Delta m = l(S_1 - S_2)\rho_V, \quad (3.5.4)$$

где  $l$  – длина проводника, равна 0,68 м;  $S_1, S_2$  – среднее по длине проводника сечение в начале и конце интервала времени  $\Delta t$  соответственно;  $\rho_V$  – плотность меди при данной температуре процесса.

Примем  $\rho_V = \text{const}$ , так как в рассматриваемом диапазоне температур не происходит никаких фазовых переходов состояния проводника. Согласно [80], для электротехнической меди температурный коэффициент линейного расширения равен  $16,42 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ . Принимая изменения температур в интервале от  $-50$  до  $150 \text{ } ^\circ\text{C}$ , т.е. по модулю равном  $200 \text{ } ^\circ\text{C}$ , мы получим коэффициент относительного удельного расширения меди, равный  $200 \cdot 16,42 \cdot 10^{-6} = 0,0003284$  о.е. Это означает, что при изменении температуры на  $200 \text{ } ^\circ\text{C}$  произойдет изменение длины образца всего на  $0,0003284 \cdot 680 \text{ мм} = 0,22 \text{ мм}$ . При этом плотность проводника изменяется незначительно.

Сечение проводника определяется из (3.5.5), учитывая, что  $S = \pi d^2/4$ :

$$S = \frac{\rho l}{R}. \quad (3.5.5)$$

Подставив (3.5.5) в (3.5.4), получим конечное выражение для определения массы меди, растворившейся за время  $\Delta t$ , при условии, что  $l = \text{const}$ :

$$\Delta m = l \left( \frac{\rho l}{R_1} - \frac{\rho l}{R_2} \right) \rho_V = l^2 \rho \rho_V \frac{R_2 - R_1}{R_1 R_2}. \quad (3.5.6)$$

Удельную (на единицу поверхности проводящей конструкции) скорость растворения меди  $W$  на интервале времени  $\Delta t$  определим из выражения:

$$W = \frac{\Delta m}{S_0 \Delta t} = \frac{1}{S \Delta t} l^2 \rho \rho_V \frac{R_2 - R_1}{R_1 R_2}, \quad (3.5.7)$$

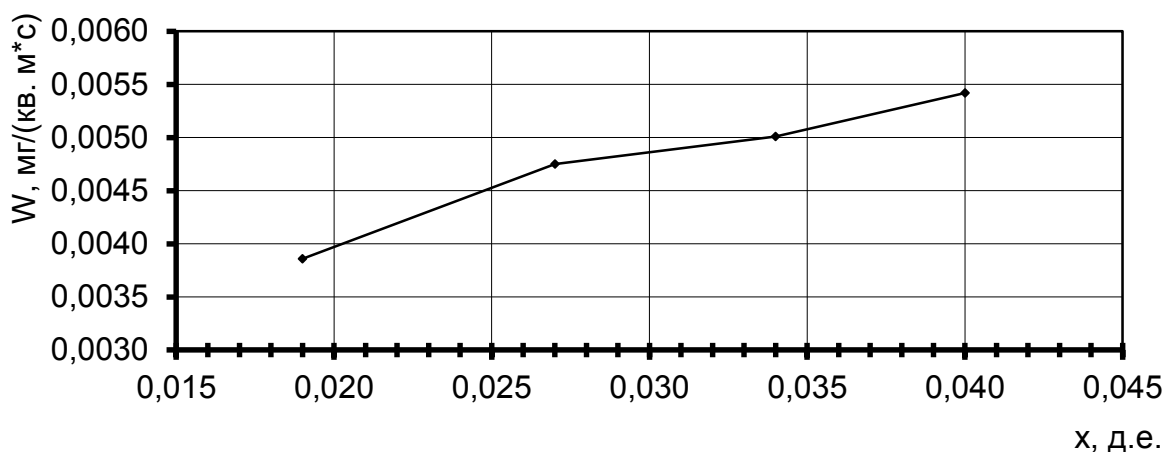
где  $R_1, R_2$  – сопротивление проводника в начале и конце интервала времени  $\Delta t$  соответственно;  $S_0$  – площадь поверхности проводника до реакции.

Удельное сопротивление меди  $\rho$  в зависимости от температуры  $\theta$  определяется по выражению [80]:

$$\rho = \rho_0 (1 + \xi(\theta - \theta_0)), \quad (3.5.8)$$

где  $\rho_0$  – удельное сопротивление меди при температуре  $\theta_0$  (при  $\theta_0 = 20$  °С,  $\rho_0 = 0,01762 \cdot 10^{-6}$  Ом·м);  $\xi$  – температурный коэффициент (для меди  $\xi = 0,00411$  °С<sup>-1</sup>) [80].

На рис. 3.5.1 приведена экспериментальная зависимость удельной скорости растворения меди  $W$  от концентрации кислорода  $x$  в газовой смеси, которая подается в химический реактор.



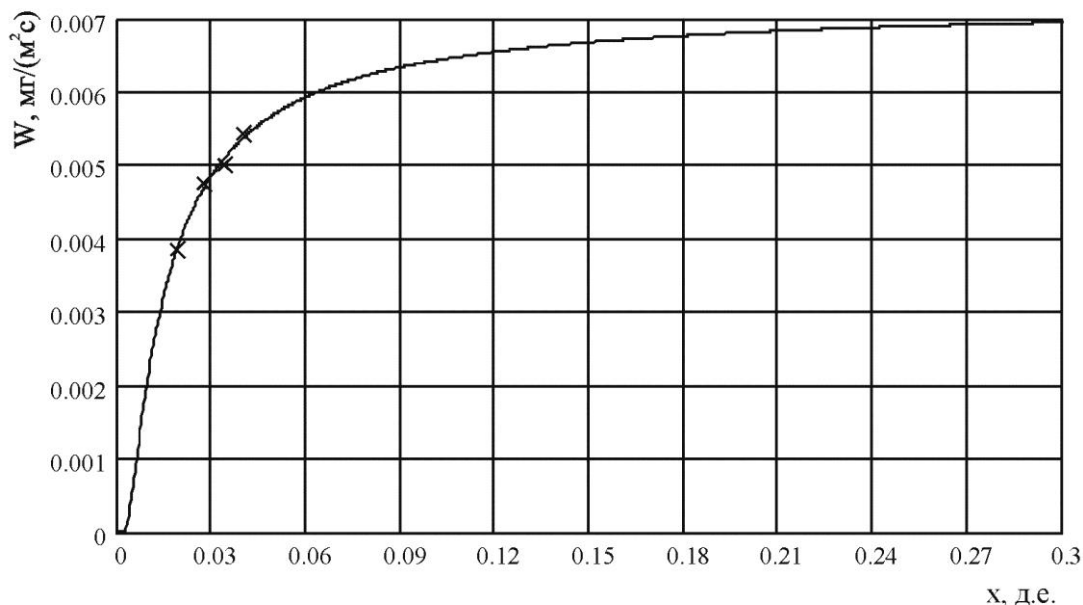
**Рис. 3.5.1.** Экспериментальная зависимость удельной скорости растворения меди  $W$  от концентрации кислорода  $x$  в подаваемой в реактор газовой смеси

Зависимость  $W(x)$  (рис. 3.5.1) описывается аналитическим выражением вида:

$$\ln W = \frac{C}{x} + D, \quad (3.5.9)$$

где  $x$  – концентрация кислорода;  $C, D$  – численные коэффициенты.

На рис. 3.5.2 приведена аналитическая зависимость удельной скорости реакции  $W$  от концентрации кислорода  $x$  в газовой смеси, измеряемой в долях единицы (д.е.).



**Рис. 3.5.2.** Аналитическая зависимость удельной скорости растворения меди  $W$  от концентрации кислорода  $x$ : — аппроксимация; xxx эксперимент

Учитывая инструментальную погрешность используемых в эксперименте приборов, были определены значения коэффициентов  $D$  и  $C$  по методу наименьших квадратов:  $C = -0,012$ ,  $D = -4,929$ . Значение квадратичной ошибки при аппроксимации составило  $1,024 \cdot 10^{-5}$ . Известно, что чем ближе это значение к нулю, тем более точно описывает экспериментальные данные применяемый аналитический закон.

Из рис. 3.5.2 следует, чем выше концентрация кислорода в газовой смеси или в воздухе, тем быстрее проходит процесс растворения меди и тем интенсивнее срабатывается ресурс проводящей конструкции.

В процессе эксперимента было установлено, что если в газовой смеси содержится водяной пар, то он ускоряет реакцию окисления, однако сам не принимает в ней участия, являясь лишь катализатором. На поверхности медной проволоки образуется слой жидкости, конденсирующийся из газовой фазы, который абсорбирует газы, в том числе и кислород, и, следовательно, повышает их концентрацию вблизи поверхности проводника. Из результатов исследования (рис. 3.5.1, 3.5.2) можно сделать вывод: чем выше концентрация кислорода, тем быстрее проходит реакция окисления (3.5.1) и тем быстрее растворяется металл проводящей конструкции, а значит, быстрее происходит сработка ее ресурса.



Кроме того, необходимо отметить, что в процессе реакции окисления (3.5.1), протекающей при наличии водяных паров в газовой смеси, на поверхности меди появляются микротрещины [80], в которых скапливается конденсат. Это приводит к увеличению площади поверхности, а для проводящих конструкций, находящихся под нагрузкой – к нарушению токораспределения, что в конечном итоге приводит к дополнительному нагреву и, следовательно, к ускорению процесса протекания реакции.

Сильное влияние на скорость протекания реакции окисления оказывает температура процесса  $\theta$ . На рис. 3.5.3 приведена экспериментальная зависимость удельной скорости растворения меди  $W$  от температуры процесса  $\theta$ .

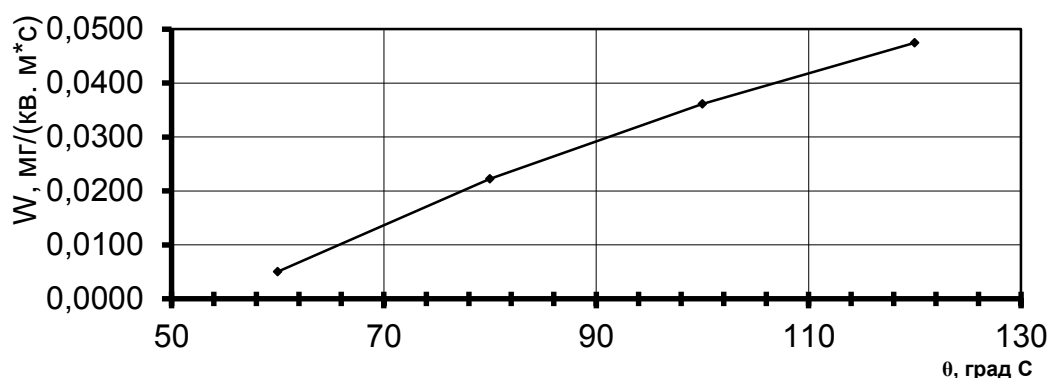


Рис.3.5.3. Экспериментальная зависимость удельной скорости растворения меди  $W$  от температуры процесса  $\theta$

Экспериментально доказано (рис. 3.5.3), что чем выше температура процесса, тем быстрее проходит процесс растворения меди и тем интенсивнее срабатывается ресурс проводящей конструкции.

Очевидно, что скорость сработки ресурса проводящих конструкций зависит от места установки электрооборудования и от условий его эксплуатации. Поэтому при оценке ресурса проводящих конструкций необходимо учитывать режимы работы, место установки, среднесуточную температуру, влажность окружающей среды. Кроме того, следует учитывать повышение температуры проводящих конструкций из-за уменьшения их сечения вследствие растворения меди. Это еще больше ускоряет процесс сработки ресурса.

Таким образом, процесс сработки ресурса проводящих конструкций носит циклический характер и заключается в прохождении следующих стадий:

- 1) протекание химической реакции окисления с удельной скоростью  $W$  на поверхности проводящей конструкции, находящейся под токовой нагрузкой;
- 2) разрушение поверхности проводящей конструкции по всей длине;
- 3) уменьшение сечения проводящей конструкции  $S$  по всей длине;
- 4) увеличение температуры проводящей конструкции  $\theta$ ;

5) увеличение удельной скорости реакции окисления  $W$  и переход снова к стадии 1.

Циклический характер сработки ресурса проводящих конструкций в нормальном продолжительном режиме показан на рис. 3.5.4.



Рис. 3.5.4. Схема циклического процесса сработки ресурса проводящих конструкций

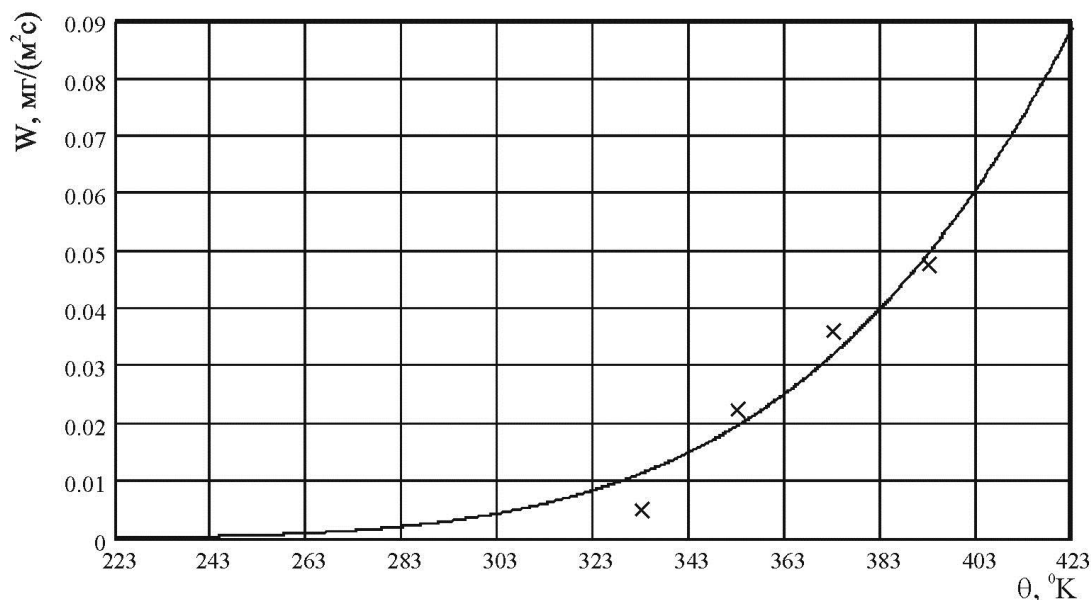
Известно, что зависимость скорости химической реакции  $W$  от температуры  $\theta$  °К подчиняется закону Вант Гоффа – Аррениуса [81]:

$$\ln W = \frac{A}{\theta} + B, \quad (3.5.10)$$

где  $W$  – удельная скорость химической реакции;  $A = E_a/R$ ;  $E_a$  – энергия активации (избыточное количество энергии, которым должна обладать молекула для преодоления энергетического барьера, чтобы быть способной к химическому взаимодействию);  $R = 8,317$  Дж/(град·моль) – универсальная газовая постоянная [81];

$B$  – коэффициент, зависящий от относительной концентрации прореагировавших молекул в определенный момент времени.

На рис. 3.5.5 приведена аналитическая зависимость удельной скорости реакции  $W$  от температуры  $\theta$ .



**Рис. 3.5.5.** Аналитическая зависимость удельной скорости растворения меди  $W$  от температуры процесса  $\theta$ : — аппроксимация;  $\times\times\times$  эксперимент

Учитывая инструментальную погрешность используемых в эксперименте приборов, были определены значения коэффициентов  $A$  и  $B$  по методу наименьших квадратов:  $A = -3221,083$ ,  $B = 5,19$ . Значение квадратичной ошибки при аппроксимации составило всего лишь  $3,442 \cdot 10^{-5}$ . Коэффициенты  $A$  и  $B$  определены при условии, что в качестве единиц измерения температуры процесса  $\theta$  выбрана шкала Кельвина. Переход от единиц измерения по Цельсию к шкале Кельвина осуществляется по выражению [81]:

$$\theta_K = \theta_C + 273, \quad (3.5.11)$$

где  $\theta_K$ ,  $\theta_C$  – температуры по шкале Кельвина и Цельсия соответственно.

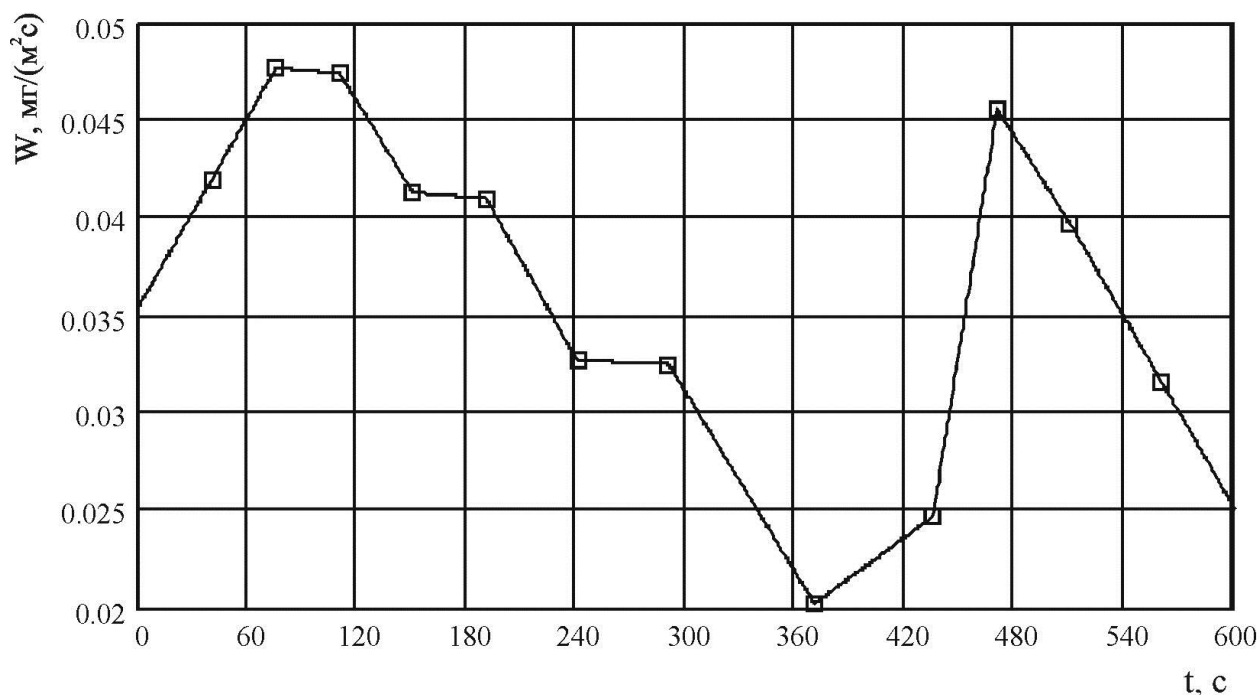
Из рис. 3.5.5 видно, что в области низких температур (приблизительно до  $30^\circ\text{C}$  или  $303\text{ K}$ ) процесс сработки ресурса происходит с небольшой скоростью. Проводящие конструкции, работающие на открытом воздухе, лежат именно в этой области температур, поэтому процесс их старения протекает очень медленно. Однако излишний нагрев, например, вызванный большими токами

нагрузки, который приводит к дополнительному нагреву проводящей конструкции, повышает скорость химической реакции, а значит и скорость процесса сработки ресурса.

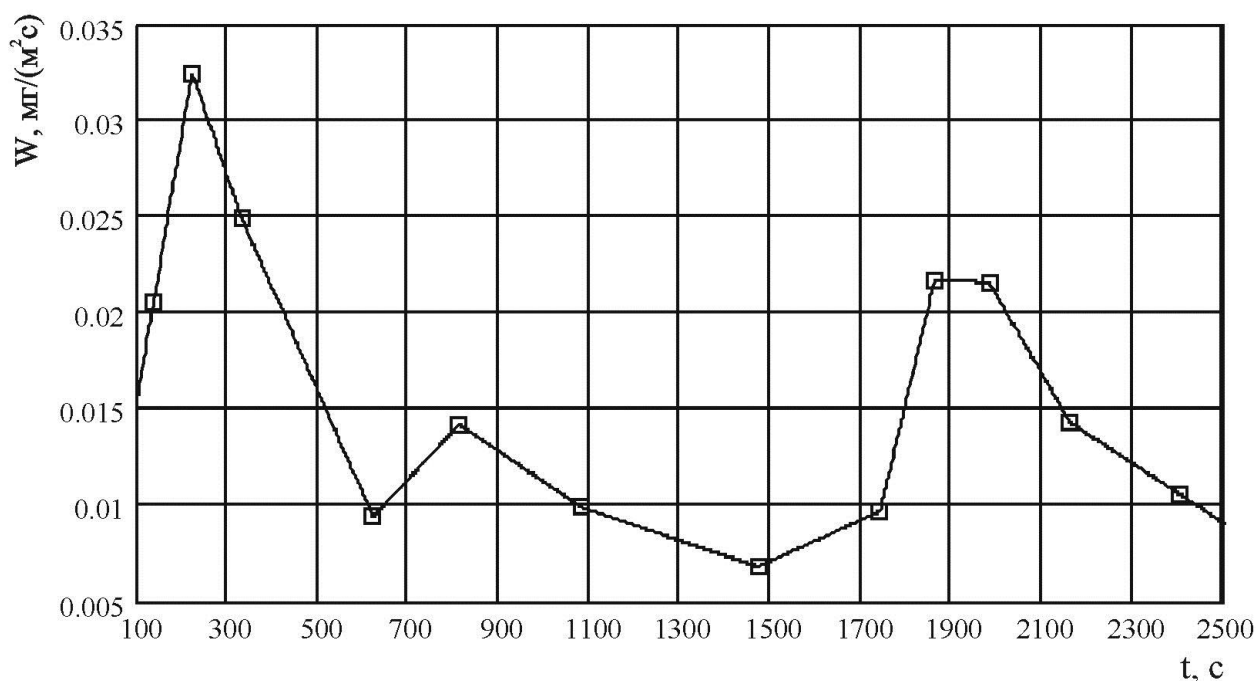
Кроме того, скорость реакции также зависит от площади поверхности проводящей конструкции. Качественная зависимость скорости реакции от площади поверхности проводящей конструкции возрастает нелинейно и с течением времени выходит на асимптоту  $W=\text{const}$ . Это следует из уравнения реакции окисления (3.5.1): в реакции за единицу времени может принять участие такое количество вещества (как меди, так и кислорода), которое определено уравнением реакции.

На рис. 3.5.6 и 3.5.7 приведены экспериментальные зависимости удельной скорости растворения меди от времени при температурах 120 и 80 °С соответственно и при 15%-й концентрации кислорода в газовой смеси.

Приведенные на рис. 3.5.6 и 3.5.7 зависимости также свидетельствуют о сильном влиянии температуры процесса на скорость протекания химической реакции окисления (3.5.1). При 120 °С удельная скорость реакции достигает значений, близких к 0,05 мг/(м<sup>2</sup>·с), а при 80 °С – всего лишь к 0,035 мг/(м<sup>2</sup>·с).



**Рис. 3.5.6.** Экспериментальная зависимость удельной скорости растворения меди от времени при температуре 120 °С и 15%-й концентрации кислорода в газовой смеси



**Рис. 3.5.7.** Экспериментальная зависимость удельной скорости растворения меди от времени при температуре 80 °С и 15%-й концентрации кислорода в газовой смеси

Необходимо отметить, что скорость реакции, а значит и скорость процесса сработки ресурса, непостоянна и убывает с течением времени.

При этом зависимость не является монотонно убывающей и содержит минимумы и максимумы. Снижение скорости протекания реакции и наличие пиков в зависимостях (рис. 3.5.6 и 3.5.7) обусловлено образованием продуктов реакции окисления, которые постепенно покрывают медную поверхность образца, препятствуя доступу кислорода к меди, и тем самым затормаживают химическую реакцию. Периодическое образование и разрушение пленки, состоящей из продуктов реакции окисления (в частности CuO), приводит к периодическому изменению удельной скорости реакции во времени.

Используя выражение (3.5.10), можно составить систему уравнений вида:

$$\begin{cases} \ln W_1 = \frac{A}{\theta_1} + B, \\ \ln W_2 = \frac{A}{\theta_2} + B, \end{cases} \quad (3.5.12)$$

где  $W_1$ ,  $W_2$  – удельные скорости процесса при температурах  $\theta_1$  и  $\theta_2$ ;  $A = -3221,083$ ,  $B = 5,19$  – численные коэффициенты, найденные ранее.

Вычтем из первого уравнения системы (3.5.12) второе и получим:

$$\ln \frac{W_1}{W_2} = A \left( \frac{1}{\theta_1} - \frac{1}{\theta_2} \right). \quad (3.5.13)$$

Зная удельную скорость химической реакции  $W_1$  при температуре процесса  $\theta_1$ , можно определить удельную скорость химической реакции  $W_2$  при температуре  $\theta_2$ .

Так как экспериментальные кривые на рис. 3.5.6 и 3.5.7 получены при температурах  $\theta_1=120$  °С и  $\theta_2=80$  °С для одной и той же химической реакции окисления (3.5.1), то для каждого момента времени  $t=t_i$  соответствующие удельные скорости процесса  $W_1$  и  $W_2$  должны удовлетворять выражению (3.5.13).

Проверим это положение. Примем  $t=\{200; 350; 500\}$  с, тогда получим  $W_1=\{0,039; 0,023; 0,03\}$  мг/(м<sup>2</sup>с) по рис. 2.5.6 и  $W_2=\{0,041; 0,024; 0,016\}$  мг/(м<sup>2</sup>с) – по рис. 3.5.7 соответственно. По формуле (3.5.13) определим величину  $X_0=\ln(W_1/W_2)$  при известном значении  $A=-3221,083$ :

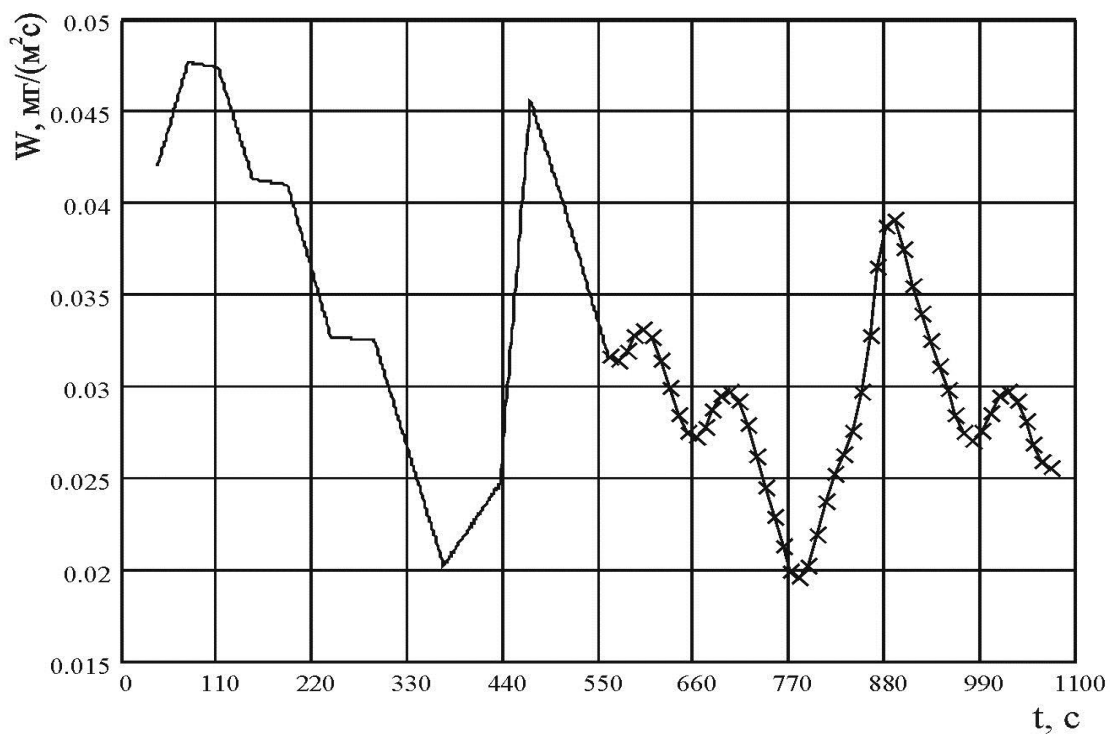
$$X_0 = \ln \frac{W_1}{W_2} = -3221,083 \left( \frac{1}{120+273} - \frac{1}{80+273} \right) = 0,929.$$

Величина  $X=X_0$  должна быть постоянной при любом значении времени  $t=t_i$  для экспериментальных зависимостей на рис. 3.5.6 и 3.5.7. Определим величину  $X$  по данным о скоростях процесса, полученным из этих рисунков:  $X=\{0,262; -0,043; 0,629\}$ . Как видно, отличие между полученными значениями  $X$  и величиной  $X_0$  велико.

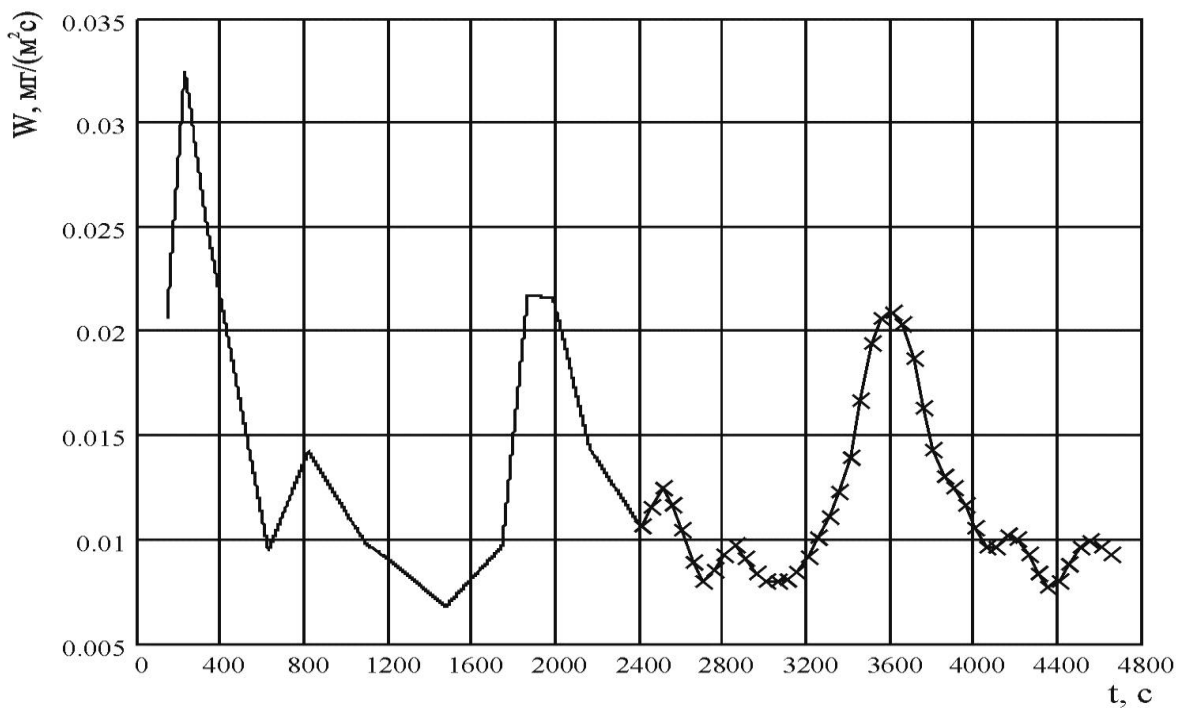
Заметим, что зависимости на рис. 3.5.6 и 3.5.7 являются периодическими. Однако их период  $T$  различен ( $T_1$  по рис. 3.5.6 меньше  $T_2$  по рис. 3.5.7) и, очевидно, зависит от температуры процесса  $\theta$ , причем чем выше температура процесса ( $\theta_1=120$  °С >  $\theta_2=80$  °С), тем меньше величина периода ( $T_1 \approx 380$  с <  $T_2 \approx 1700$  с, по рис. 3.5.6 и 3.5.7 соответственно).

Введем коэффициент  $m=T_2/T_1=1700/380=4,474$ . Примем  $t_1=\{200; 350; 500\}$  с для рис. 3.5.6 и  $t_2=\{m200; m350; m500\} \approx \{895; 1566; 2237\}$  с для рис. 3.5.7. Тогда по рис. 3.5.7 соответственно получим  $W_2=\{0,013; 0,008; 0,013\}$  мг/(м<sup>2</sup>с). При этом  $X=\{1,099; 1,149; 1,099\}$ . Очевидно, что полученные значения  $X$  практически равны между собой и довольно близки к значению  $X_0$ . При этом погрешность составляет приблизительно 20 %. Расхождение обусловлено ограниченным числом точек экспериментальных зависимостей на рис. 3.5.6 и 3.5.7, инструментальной погрешностью приборов, а также рядом других факторов.

Кроме того, значение коэффициента  $m$  в общем случае не является постоянным ( $m \neq \text{const}$ ). С помощью математического пакета MathCAD была произведена экстраполяция экспериментальных зависимостей на рис. 3.5.6 и 3.5.7, в результате которой были получены соответствующие кривые (рис. 3.5.8 и 3.5.9).



**Рис. 3.5.8.** Зависимость удельной скорости растворения меди от времени при температуре  $120^\circ\text{C}$  и 15%-й концентрации кислорода в газовой смеси:  
— аппроксимация;  $\times\times\times$  экстраполяция



**Рис. 3.5.9.** Зависимость удельной скорости растворения меди от времени при температуре  $80^\circ\text{C}$  и 15%-й концентрации кислорода в газовой смеси:  
— аппроксимация;  $\times\times\times$  экстраполяция

Коэффициент  $m$  для второго по счету периода приблизительно равен 4,0, что на 10,6 % меньше, чем для предыдущего периода. Следовательно, расхождение значений величин  $X$  и  $X_0$ , кроме уже рассмотренных выше причин, также обусловлено непостоянством коэффициента  $m$ .

Поэтому определение аналитической зависимости для коэффициента  $m$  является важной задачей, требующей дополнительного исследования.

Рассмотрим выражение (3.5.9), которое представляет собой аналитическую зависимость, отражающую экспериментальную кривую, изображенную на рис. 3.5.1. Кривые на рис. 3.5.6 и 3.5.7 получены для 15 %-й концентрации кислорода в газовой смеси, подаваемой в химический реактор. Используя выражение (3.5.9), можно получить значения скоростей химической реакции  $W$  при других концентрациях кислорода. Для этого составим систему уравнений вида:

$$\begin{cases} \ln W_1 = \frac{C}{x_1} + D, \\ \ln W_2 = \frac{C}{x_2} + D, \end{cases} \quad (3.5.14)$$

где  $W_1$  и  $W_2$  – удельные скорости процесса при концентрациях кислорода в газовой смеси  $x_1$  и  $x_2$  соответственно;  $C = -0,012$ ,  $D = -4,929$  – коэффициенты, найденные ранее.

Вычтем из первого уравнения системы (3.5.14) второе и получим:

$$\ln \frac{W_1}{W_2} = C \left( \frac{1}{x_1} - \frac{1}{x_2} \right). \quad (3.5.15)$$

Зная удельную скорость процесса  $W_2$  при концентрации кислорода  $x_2$ , по формуле (3.5.15) можно получить удельную скорость процесса  $W_1$  при другой концентрации кислорода  $x_1$ .

$$W_1 = W_2 \exp \left[ C \left( \frac{1}{x_1} - \frac{1}{x_2} \right) \right]. \quad (3.5.16)$$

Значение величины скорости реакции  $W_1$  можно также получить, умножив известную величину  $W_2$  на коэффициент  $k_1$ , определяемый по формуле:

$$k_1 = \exp \left[ C \left( \frac{1}{x_1} - \frac{1}{x_2} \right) \right]. \quad (3.5.17)$$

Коэффициент  $k_1$  может быть определен по номограмме, представленной на рис. 3.5.10. Если предположить, что  $x_1 = x_0$ , т.е. нормативному значению концентрации кислорода, например в воздухе, то коэффициент  $k_1$  будет являться поправочным коэффициентом для расчета значения удельной скорости процесса



$W$ , приведенного к имеющейся концентрации кислорода в газовой смеси, омывающей проводящую конструкцию.

Если принять  $\theta_1 = \theta_0$ , т.е. нормативному значению температуры процесса, например  $20^\circ\text{C}$ , то коэффициент  $k_2$  будет являться поправочным коэффициентом для расчета значения удельной скорости процесса  $W$ , приведенного к конкретной температуре процесса  $\theta$ .

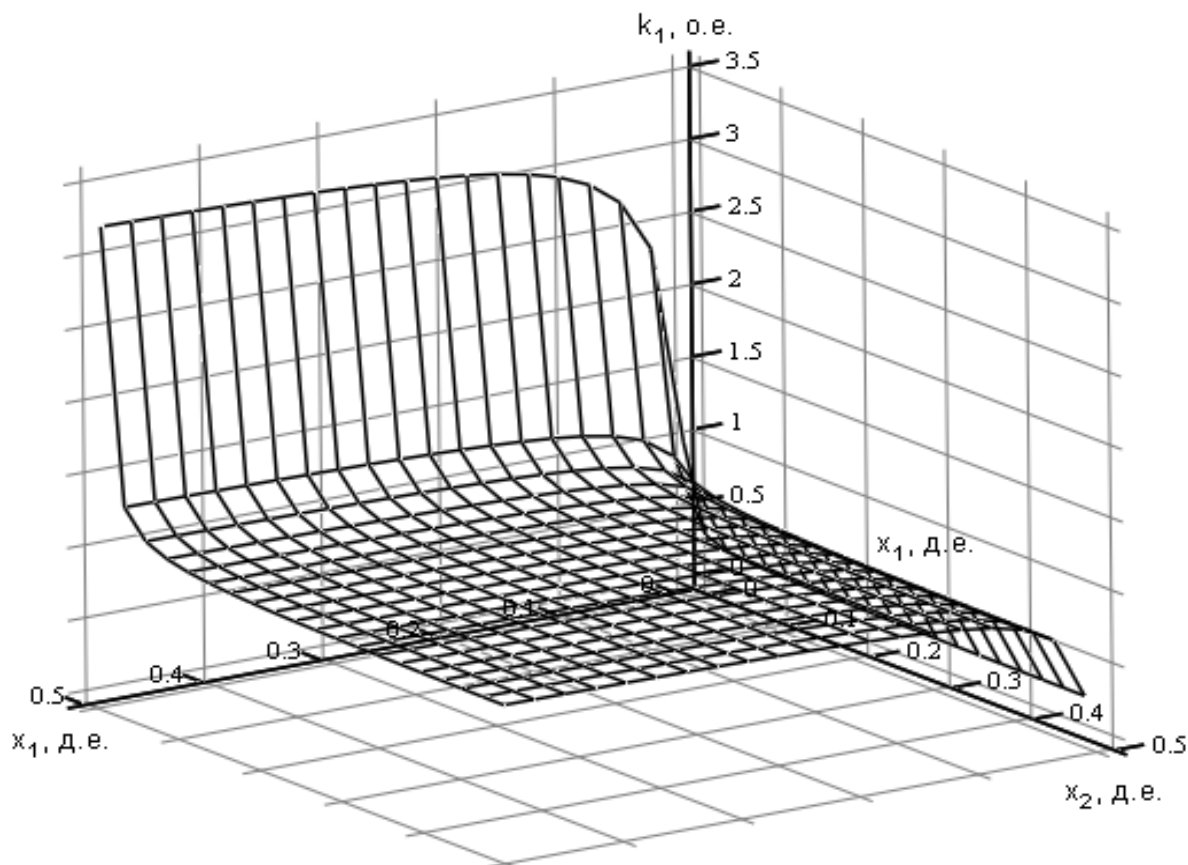


Рис. 3.5.10. Номограмма для определения коэффициента  $k_1$

Запишем выражение (2.5.9) в виде:

$$k_2 = F^A = F^{-3221,083}, \quad (3.5.18)$$

где величина  $F$  определяется по выражению:

$$F = \exp\left(\frac{1}{\theta_1} - \frac{1}{\theta_2}\right). \quad (3.5.19)$$

На рис. 3.5.11 и 3.5.12 приведены номограммы определения коэффициентов  $F$  и  $k_2$ .

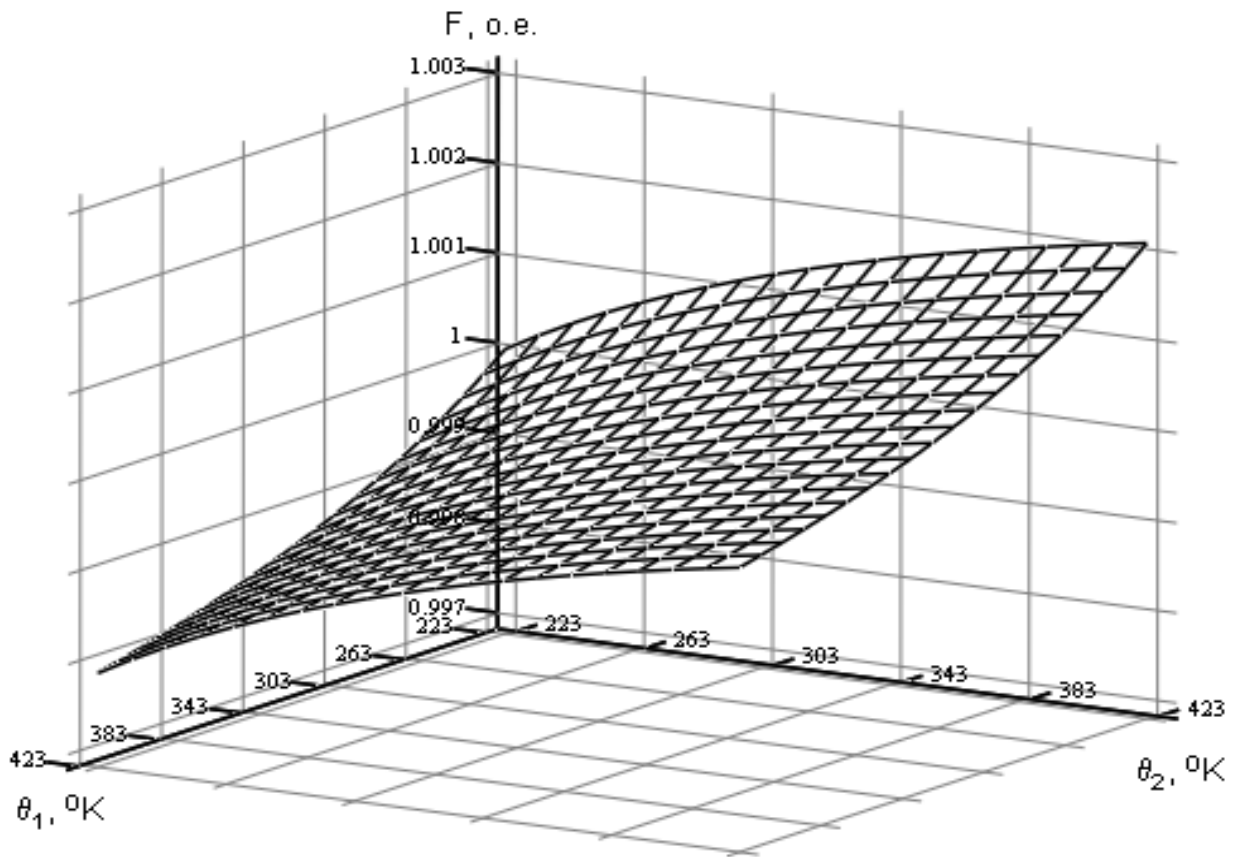
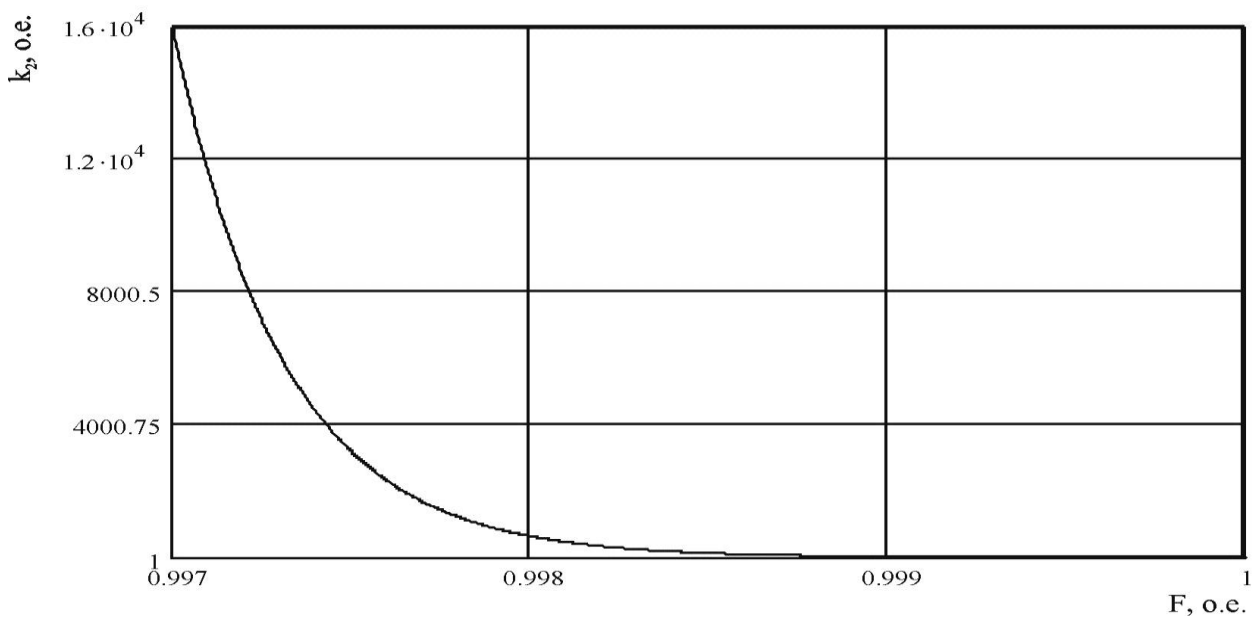
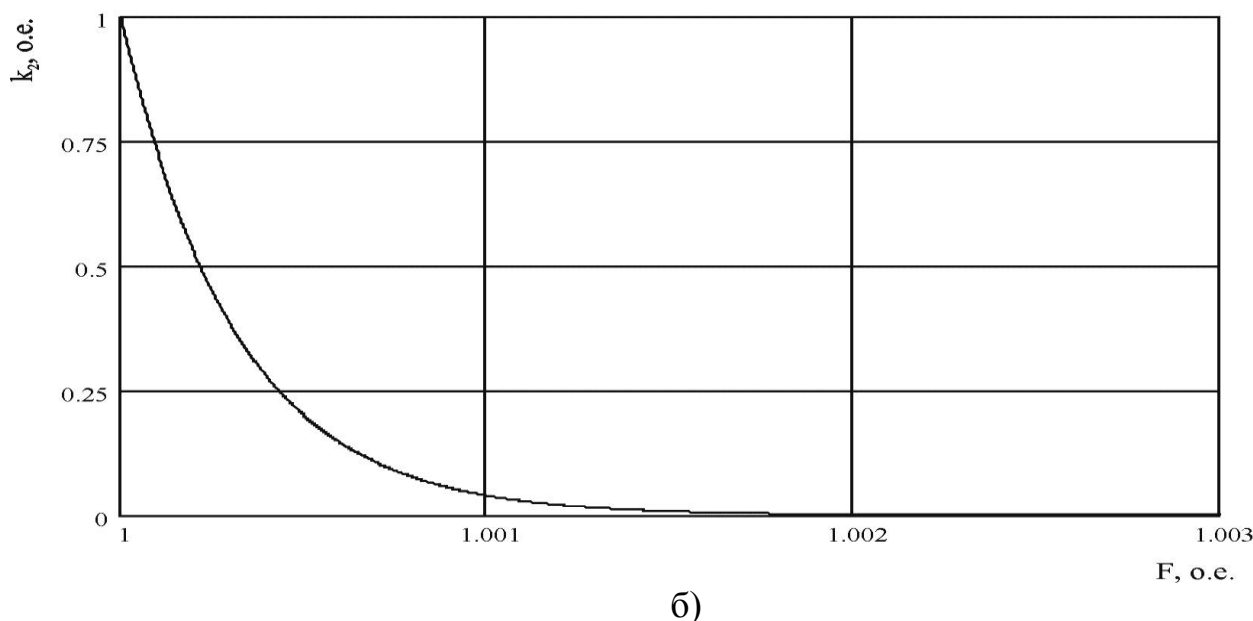


Рис. 3.5.11. Номограмма для определения коэффициента  $F$



a)



**Рис. 3.5.12.** Номограмма для определения коэффициента  $k_2$ :  
а – при  $0,997 \leq F \leq 1,000$ ; б – при  $1,000 \leq F \leq 1,003$

Таким образом, получено два поправочных коэффициента  $k_1$  и  $k_2$ , с помощью которых можно скорректировать имеющееся значение удельной скорости  $W$  химической реакции окисления (3.5.1) при известных значениях факторов концентрации кислорода  $x$  и температуры процесса  $\theta$  с учетом их фактических значений.

Допустим, удельная скорость химической реакции окисления (3.5.1) при определенных нормативных условиях известна и равна  $W_0$ . Тогда скорость реакции окисления (3.5.1)  $W$  в условиях, отличных от нормативных, с учетом выражений (3.5.17) – (3.5.19) можно определить по формулам (3.5.20) или (3.5.21).

$$W = W_0 k_1 k_2, \quad (3.5.20)$$

$$W = W_0 e^{C\left(\frac{1}{x_0} - \frac{1}{x}\right)} e^{A\left(\frac{1}{\theta_0} - \frac{1}{\theta}\right)}, \quad (3.5.21)$$

где  $x$ ,  $x_0$  – концентрация кислорода фактическая и нормативная;  $\theta$ ,  $\theta_0$  – температура процесса фактическая и нормативная. Важно отметить, что факторы  $x$  и  $\theta$  являются практически независимыми друг от друга, так как отклонение одного фактора не вызывает изменения другого.

Вернемся к рассмотрению рис. 3.5.6, 3.5.7 и 3.5.8, 3.5.9. Учитывая, что химическая реакция (3.5.1) проходит на поверхности проводящей конструкции, то удельная скорость реакции в идеальном случае является величиной, постоянной во времени. Это обусловлено тем, что удельная скорость реакции, рассчитанная

на единицу поверхности, не зависит от площади поверхности. Кроме того, в химической реакции плотность металла принята постоянной. Поэтому на поверхности проводящей конструкции всегда содержится одно и то же количество вещества, как металла, так и кислорода (концентрация кислорода в газовой смеси постоянна). Образование и разрушение высокоомной оксидной пленки не учитывается.

Исходя из этого будем считать удельную скорость химической реакции постоянной во времени. Тогда удельная масса  $m$  растворившегося в процессе реакции (3.5.1) металла может быть определена по формуле:

$$m=Wt_p, \quad (3.5.22)$$

где  $t_p$  – время протекания реакции.

Полная масса растворившегося металла  $M$  определяется по выражению:

$$M=WS_{\text{пп}}t_p, \quad (3.5.23)$$

где  $S_{\text{пп}}$  – площадь поверхности проводящей конструкции, омываемой газовой смесью.

С учетом формулы (3.5.20) выражения (3.5.22) и (3.5.23) примут вид:

$$m=k_1k_2W_0t_p; \quad (3.5.24)$$

$$M=k_1k_2W_0S_{\text{пп}}t_p. \quad (3.5.25)$$

Необходимо отметить, что при протекании химической реакции геометрическая форма площади поверхности проводящей конструкции может уменьшаться. При этом соответственно уменьшается и участвующая в реакции масса реагентов. Поэтому формула (3.5.24) для расчета удельной массы  $m$  (массы на единицу поверхности) является более предпочтительной, так как не зависит от площади поверхности проводящей конструкции, на которой протекает химическая реакция.

Формула (3.5.25) справедлива для случая, когда площадь поверхности проводящей конструкции  $S_{\text{пп}}$  не изменяется в процессе протекания химической реакции ( $S_{\text{пп}}=\text{const}$ ). Ее применение может быть оправдано, например, для плоских контактных систем с медным напылением или другим покрытием. Кроме того, формула (3.5.25) может быть применена в случае, когда рассматриваемые химические факторы незначительны, но все-таки их необходимо учитывать. Тогда с требуемым уровнем достоверности можно пренебречь изменением величины площади поверхности проводящей конструкции  $S_{\text{пп}}$ .

С учетом выражений (3.5.17) – (3.5.19) формула (3.5.24) примет вид:

$$m = W_0 t_p e^{C\left(\frac{1}{x_0} - \frac{1}{x}\right)} e^{A\left(\frac{1}{\theta_0} - \frac{1}{\theta}\right)}. \quad (3.5.26)$$

В формуле (3.5.26)  $t_p = T_0$ , где  $T_0$  – нормативный (установленный) срок службы проводящей конструкции. Тогда удельную массу металла  $m_0$ , растворившегося в процессе реакции окисления (3.5.1), можно определить по выражению:

$$m_0 = W_0 T_0. \quad (3.5.27)$$

С учетом формулы (3.5.27) выражение (3.5.26) примет вид:

$$m = m_0 e^{C\left(\frac{1}{x_0} - \frac{1}{x}\right)} e^{A\left(\frac{1}{\theta_0} - \frac{1}{\theta}\right)}. \quad (3.5.28)$$

Преобразуем выражения (3.5.26), (3.5.28) и получим соответственно:

$$m = W_0 t_p e^{\frac{1}{C}(X_{x0} - X_x)} e^{\frac{1}{A}(X_{\theta 0} - X_{\theta})} = W_0 t_p e^{\frac{(X_{\theta 0} - X_{\theta})}{A} + \frac{(X_{x0} - X_x)}{C}}; \quad (3.5.29)$$

$$m = m_0 e^{\frac{(X_{\theta 0} - X_{\theta})}{A} + \frac{(X_{x0} - X_x)}{C}}, \quad (3.5.30)$$

где  $X_x = 1/x$ ,  $X_{x0} = 1/x_0$  – эксплуатационный фактор и его номинальное значение, определяющие концентрацию кислорода в газовой смеси;  $X_{\theta} = 1/\theta$ ,  $X_{\theta 0} = 1/\theta_0$  – эксплуатационный фактор и его номинальные значения, определяющие температуру процесса;  $A' = 1/A$ ,  $C' = 1/C$  – постоянные коэффициенты.

Из выражения (3.5.29) выразим величину:

$$t_p = \frac{m}{W_0} e^{\frac{(X_{\theta} - X_{\theta 0})}{A'} + \frac{(X_x - X_{x0})}{C'}}. \quad (3.5.31)$$

В выражении (3.5.31) при  $m = m_0$  с учетом формулы (3.5.27) получим выражение для расчета времени реакции  $T$ , за которое растворится металл удельной массой  $m_0$ :

$$T = \frac{m_0}{W_0} e^{\frac{(X_{\theta} - X_{\theta 0})}{A'} + \frac{(X_x - X_{x0})}{C'}} = T_0 e^{\frac{(X_{\theta} - X_{\theta 0})}{A'} + \frac{(X_x - X_{x0})}{C'}}. \quad (3.5.32)$$

Как уже отмечалось выше, интегральной характеристикой технического состояния является ресурс, измеряемый в дискретных и непрерывных единицах измерения наработки. Перейдем к ресурсной оценке технического состояния проводящих конструкций.

Предположим, что новая проводящая конструкция изначально содержит массу металла  $m_0$ , которая растворяется в процессе химической реакции в течение времени  $T_0$  со скоростью  $W_0$  при нормативных значениях факторов  $x=x_0$  ( $X_x=X_{x0}$ ) и  $\theta=\theta_0$  ( $X_\theta=X_{\theta0}$ ). Очевидно, что при эксплуатации проводящей конструкции масса металла, растворившегося в процессе реакции, увеличивается. Когда масса  $m_0$  полностью растворится, то проводящая конструкция перейдет в предельное состояние. Время достижения предельного состояния равно  $T_0$ . Если при этом значения эксплуатационных факторов  $X_x$  и  $X_\theta$  будут отличаться от нормативных, скорость процесса либо увеличится, либо уменьшится (в зависимости от характера изменения факторов  $X_x$  и  $X_\theta$ ), что приведет к изменению срока эксплуатации  $T_0$ , который примет некоторое значение  $T$ . Для учета условий эксплуатации (если значения факторов  $X_x$  и  $X_\theta$  отличны от нормативных) используются выражения (3.5.30) и (3.5.32).

Сравнивая выражения (3.5.32) и (3.2.5), можно убедиться в том, что выражение (3.5.32) является частным случаем выражения (3.2.5), записанного в относительных единицах для двух эксплуатационных факторов. Действительно, если принять в формуле (3.5.32)  $T=R$  и  $T_0=R_0$ , а затем разделить обе части выражения (3.5.32) на величину  $R_0$ , а числитель и знаменатель показателя степени – на величины  $X_{x0}$  и  $X_{\theta0}$ , то получим формулу:

$$R^*=R/R_0 = (R_0/R_0) e^{\frac{(X_\theta/X_{\theta0}-1)}{A'/X_{\theta0}}} e^{\frac{(X_x/X_{x0}-1)}{C'/X_{x0}}} . \quad (3.5.33)$$

Окончательно имеем следующее выражение для расчета относительного значения фактического сработанного ресурса проводящей конструкции под действием двух факторов температуры процесса и концентрации кислорода в газовой смеси:

$$R^*=R_0^* e^{\frac{(X_\theta^*-1)}{\Delta X_\theta^*} + \frac{(X_x^*-1)}{\Delta X_x^*}} , \quad (3.5.34)$$

где  $\Delta X_\theta^*$  и  $\Delta X_x^*$  – относительные отклонения эксплуатационных факторов, учитывающих температуру процесса и концентрацию кислорода в газовой смеси.

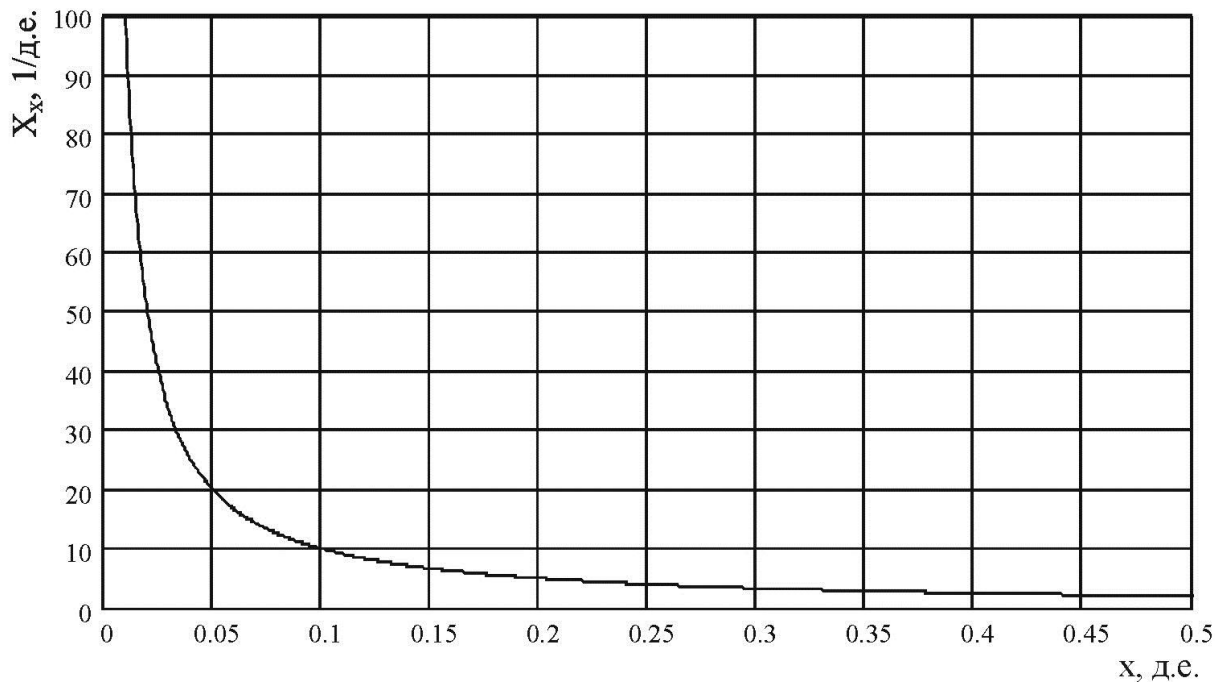
Выражение (3.5.34) является частным случаем формулы (3.2.5) для определения фактического сработанного ресурса проводящей конструкции при действии двух эксплуатационных факторов. Это подтверждает справедливость положений и математических моделей по комплексной оценке технического состояния электрооборудования с учетом действия эксплуатационных факторов, приведенных выше.

Построим зависимости  $X_x(x)=1/x$  и  $X_\theta(\theta)=1/\theta$  для медной проводящей конструкции, для этого вернемся к формуле (3.5.30). Примем  $\theta_0=293$  К и  $x_0=0,21$  д.е. Тогда  $X_{x0}=1/0,21=4,762$  1/д.е. и  $X_{\theta0}=1/293=0,0034$  1/К.  $A'=1/A=1/(-3221,083)=$

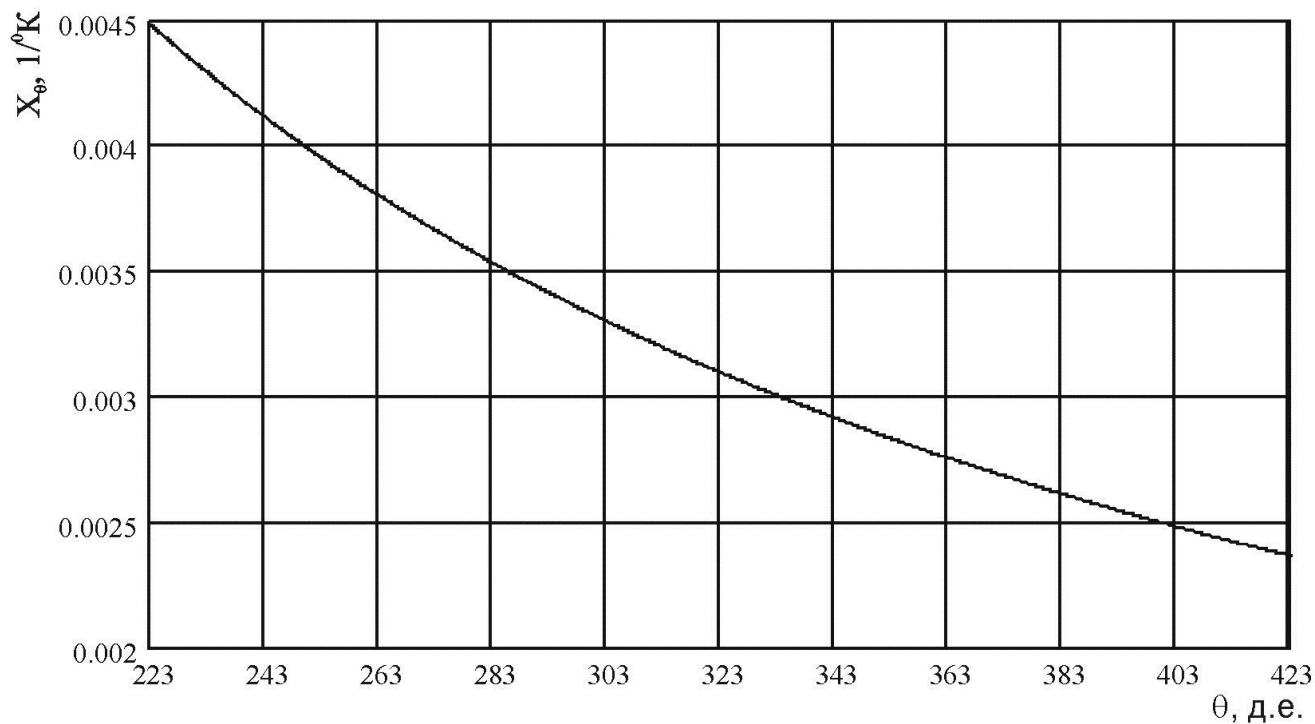
**Глава 3. Оценка технического состояния электрооборудования на основе определения сработавшего ресурса**

$-0,00031$ ,  $C'=1/C=1/(-0,012)=-83,33$ . С учетом выражения (3.5.34)  $\Delta X_x^*=C'/X_{x0}=-83,33/4,762=-17,5$  о.е.,  $\Delta X_\theta^*=A'/X_{\theta0}=-0,00031/0,0034=-0,091$  о.е.

На рис. 3.5.13 и 3.5.14 приведены соответственно зависимости  $X_x(x)=1/x$  и  $X_\theta(\theta)=1/\theta$  для медной проводящей конструкции.

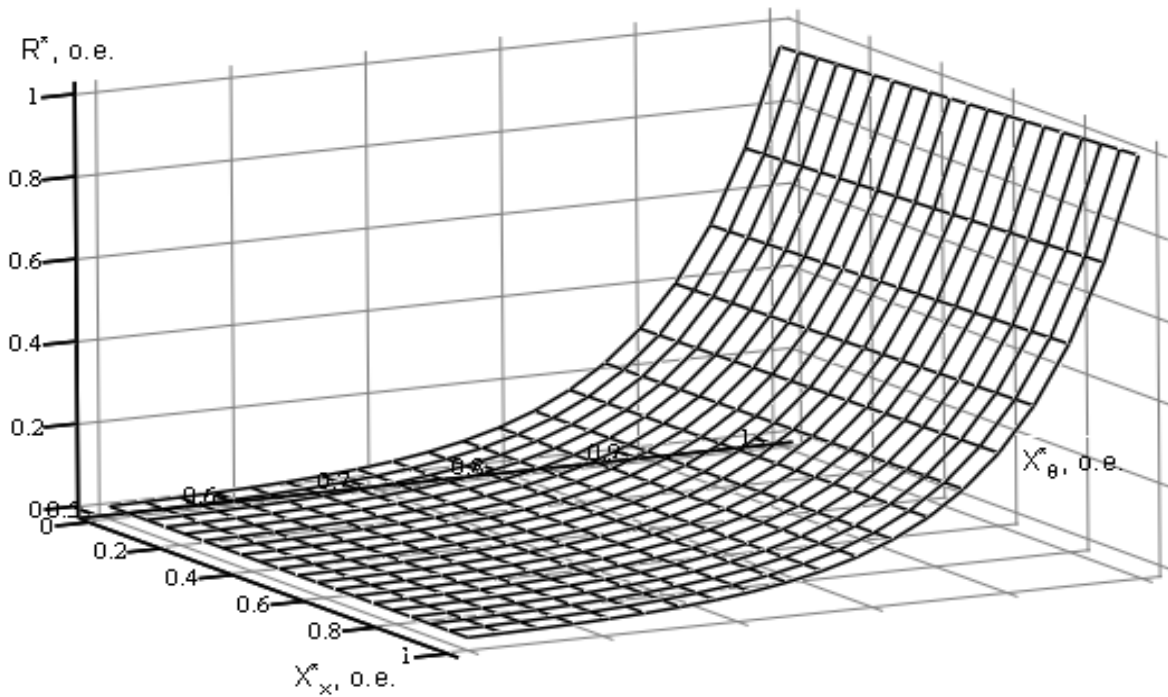


**Рис. 3.5.13.** Зависимость фактора  $X_x$  от концентрации  $x$ :  $X_x(x)=1/x$

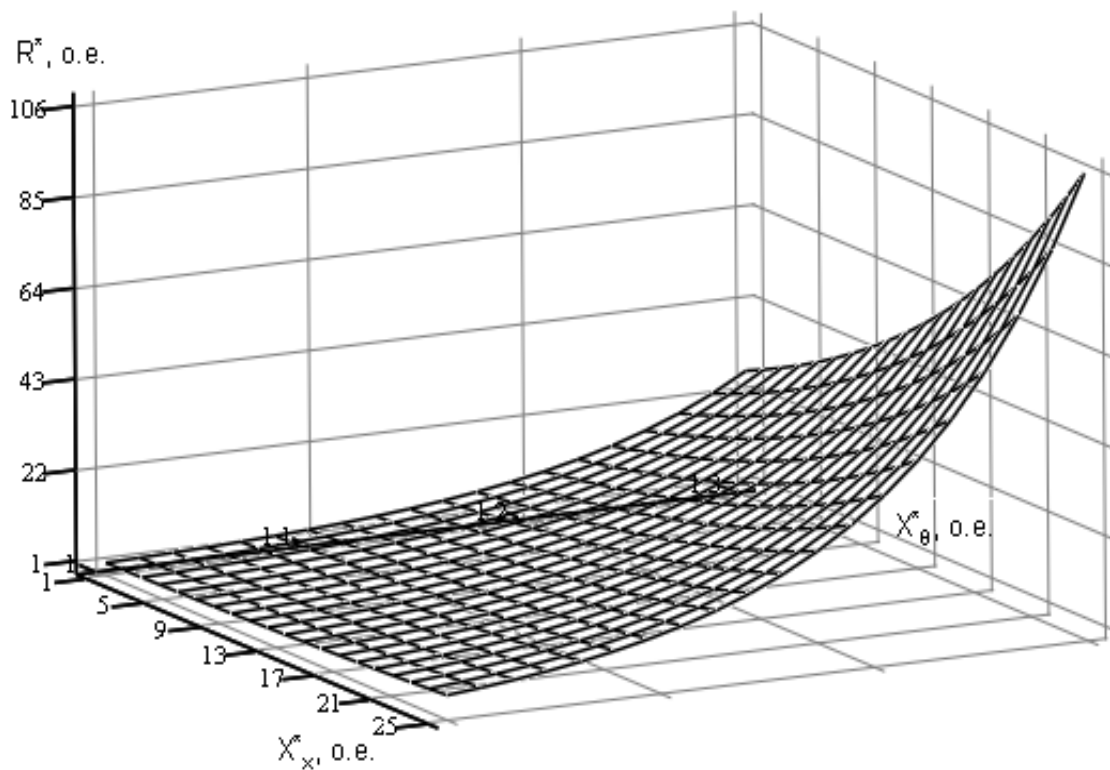


**Рис. 3.5.14.** Зависимость фактора  $X_\theta$  от температуры  $\theta$ :  $X_\theta(\theta) = 1/\theta$

Зависимости фактического сработанного ресурса  $R^*$  от факторов  $X_x$  и  $X_\theta$  приведены на рис. 3.5.15.



а)



б)

**Рис. 3.5.15.** Зависимость фактического сработанного ресурса  $R^*$  от факторов  $X_x^*$  и  $X_\theta^*$ : а – при  $0 \leq X_x^* \leq 1$  и  $0,5 \leq X_\theta^* \leq 1$ ; б – при  $1 \leq X_x^* \leq 25$  и  $1 \leq X_\theta^* \leq 1,3$



Из рис. 3.5.15 видно, что наиболее сильное влияние оказывает фактор температуры процесса химической реакции (3.5.1) –  $X_\theta$  (в рассматриваемом диапазоне). Влияние фактора концентрации кислорода  $X_x$  при этом минимально и сказывается лишь при больших отклонениях температуры, но также незначительно. Поэтому для медных проводящих конструкций влиянием фактора  $X_x$  можно пренебречь.

Все полученные выше математические выражения и аналитические зависимости получены для реакции окисления меди (3.5.1). Однако общие выражения, такие как выражение (3.5.34), справедливы и для других металлов. Очевидно, что при этом постоянные коэффициенты будут иметь иные значения, но форма выражений останется неизменной. Кроме того, рассмотрена лишь реакция окисления кислородом, однако проводящие конструкции, применяемые в энергетике, зачастую подвергаются воздействию других окислителей, например, таких как фтор. Поэтому целесообразно рассматривать также и их влияние.

Без сомнений, степень влияния кислорода на ресурс проводящих конструкций, работающих в воздухе, является наибольшей. Поэтому приведенные математические выражения при рассчитанных постоянных коэффициентах справедливы именно для медных проводящих конструкций, работающих в кислородосодержащей среде.

Влияние остальных веществ, с которыми возможно взаимодействие материала проводящей конструкции, может быть также учтено по аналогии с выражением (3.5.24) весовыми коэффициентами, аналогичными  $k_1$ , и  $k_2$ . В более широком смысле, концентрации любых веществ, вступающих в реакцию с материалом проводящего или другого ответственного конструктивного элемента с образованием иных соединений, разрушающих (растворяющих) его, могут быть включены в группу химических эксплуатационных факторов (см. формулу (3.2.5)). При этом если учесть все химические вещества, взаимодействующие с материалом проводящей конструкции, роль химических факторов, несомненно, возрастет.

С учетом формул (3.2.5) и (3.5.34) получено выражение для учета всех химических процессов, протекающих в электрооборудовании в процессе его эксплуатации:

$$R^* = R_0^* e^{\frac{(X_\theta^* - 1)}{\Delta X_\theta^*} + \sum_{i_X=1}^{N_X} \frac{(X_{x,i_X}^* - 1)}{\Delta X_{x,i_X}^*}}, \quad (3.5.35)$$

где  $X_\theta^*$  – эксплуатационный фактор, учитывающий температуру процесса;  $X_{x,i_X}^*$  – эксплуатационный фактор, учитывающий концентрацию  $i_X$ -го химически активного вещества;  $\Delta X_\theta^*$  и  $\Delta X_{x,i_X}^*$  – относительные отклонения эксплуатационных факторов, учитывающие температуру процесса и концентрацию  $i_X$ -го химически активного вещества.

Температура процесса химической реакции  $\theta$  в основном определяется температурой проводящей конструкции, до которой она нагревается протекающим по ней током, так как реакция окисления (3.5.1) и ей подобные реакции являются эндотермическими. Взаимовлияние тока, температуры и сечения проводящей конструкции показано на рис. 3.5.4. Поэтому, выражая температуру через ток, можно перейти от теплового фактора (температуры проводящей конструкции) к электрическому (ток в проводнике).

Рассмотрим некоторые примеры расчета фактического сработанного ресурса проводящих конструкций.

*Пример 3.5.1.* Согласно [39], допустимая температура голых проводов составляет  $70^{\circ}\text{C}$ , или  $343\text{ K}$ . Срок службы линий электропередач в среднем составляет 50 лет. Так как температура  $70^{\circ}\text{C}$  является нормально допустимой, то при ней линии электропередач должны также прослужить не менее 50 лет.

По формуле (3.5.34) найдем фактический сработанный ресурс при температуре  $20^{\circ}\text{C}$  без учета концентрации кислорода:

$$R=50 \cdot e^{\frac{(\frac{293}{343}-1)}{-0,091}} \approx 250 \text{ лет.}$$

Таким образом, при учете воздействия химических факторов, а именно температуры, при которой происходит химическое окисление меди, срок службы медных проводников при температуре  $20^{\circ}\text{C}$  составляет 250 лет.

*Пример 3.5.2.* Допустим, имеется линия электропередач, выполненная из медных проводов. Концентрация кислорода соответствует номинальной и равна 21% (1 о.е.). Фактическая температура работы проводника составляет  $45^{\circ}\text{C}$ , или  $318\text{ K}$  ( $318/293=1,085$  о.е.).

По формуле (3.5.34) рассчитаем фактический сработанный ресурс проводника, если бы он работал при токовой нагрузке, соответствующей  $45^{\circ}\text{C}$  и концентрации кислорода 21%:

$$R^*=1 \cdot e^{\frac{(\frac{1}{1,085}-1)}{-0,091} + \frac{(1-1)}{-17,5}} = 2,372 \text{ о.е.}$$

Допустим, срок службы медных проводов линий электропередач при  $20^{\circ}\text{C}$  составляет 250 лет (см. пример 2.1). Тогда при  $45^{\circ}\text{C}$  он составит  $250/2,372=105,4$  лет.

Приведенные примеры для неизолированных проводов воздушных линий электропередач доказывают, что их ремонт должен проводиться только по техническому состоянию с учетом результатов контроля площади сечения проводов, изменившейся в результате обрыва отдельных проволок.

### 3.6. Модель оценки технического состояния силовых трансформаторов

Силовые трансформаторы предназначены для преобразования энергии с одного уровня напряжения на другой. Трансформаторы являются статическими элементами, и поэтому в качестве единиц измерения наработки целесообразно выбрать временные единицы (год)  $t=t$ .

Согласно различным исследованиям и нормативно-технической документации, основной причиной сработки ресурса силовых трансформаторов является старение изоляционных конструкций. Износ изоляции трансформаторов происходит более интенсивно, чем износ его проводящих конструкций, поэтому очевидно, что изоляция трансформатора достигнет своего предельного состояния быстрее, чем его проводящие конструкции. Тем не менее как изоляционные, так и проводящие материалы конструктивных элементов трансформаторов взаимодействуют между собой. При этом протекают химические реакции, в результате которых конструктивные элементы трансформаторов разрушаются.

Согласно закону Вант Гоффа – Аррениуса существенное влияние на скорость протекания химических реакций, а значит и на процесс сработки ресурса оказывает температура процесса. Поэтому за наиболее значимый эксплуатационный фактор для силовых трансформаторов целесообразно выбрать именно температуру.

Существует два основных подхода к оценке ресурса силовых трансформаторов при воздействии тепловых эксплуатационных факторов:

- 1) использование закона Вант Гоффа – Аррениуса;
- 2) использование  $\Delta\theta$ -градусных правил, где  $\Delta\theta$  обычно равно {6; 8; 10; 12; ...}  $^{\circ}\text{C}$  в зависимости от типа изоляции.

Схема химического взаимодействия проводящих конструкций с кислородом и другими веществами рассматривалась выше. Аналогичные рассуждения можно привести и для материалов, из которых состоят изоляционные конструкции трансформаторов. Кроме того, из отдельных научных исследований [79] известно, что в случае рассмотрения изоляционных конструкций (вместо проводящих) скорость химической реакции также описывается законом Вант Гоффа–Аррениуса. Так, например, в [44] приведены значения энергии активации  $E_a$  и постоянной  $B$  для изоляции различных классов (табл. 3.6.1).

Таблица 3.6.1. Значения энергии активации  $E_a$  и постоянной  $B$

Класс изоляции	$E_a$ , Дж/моль	$B$
A	7,90	15,3
E	8, 9	15,1
B	8,48	15,5
F	10,55	19,7
H	12,89	24,2
C	12,89	21,8

Срок службы трансформатора далее определяется по формулам, приведенным в [79].

В [31–40] для трансформаторов общего назначения до 100 МВА принято 6-градусное правило ( $\Delta\vartheta=6\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), по которому считается, что при увеличении температуры наиболее нагретой точки (ННТ) на каждые  $6\text{ }^{\circ}\text{C}$  срок службы трансформатора уменьшается в 2 раза. Так как в данном случае наработка трансформатора измеряется во временных единицах, то понятие фактического сработанного ресурса эквивалентно понятию фактического срока службы. Величина, равная  $6\text{ }^{\circ}\text{C}$ , является абсолютным отклонением температурного эксплуатационного фактора, но для основания степени 2. Пересчитаем его для основания степени  $e$  и получим величину  $\Delta\vartheta=8,656\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Номинальным (базовым) значением температурного фактора является величина  $\vartheta_0=98\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Относительное отклонение  $\Delta\vartheta^*=0,088\text{ о.е.}$

В [79] приводятся другие значения абсолютных отклонений температуры для изоляции различных классов: класс А –  $8\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; класс В –  $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; класс F –  $12\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Это дает возможность использовать 6-, 8-, 10-, 12-градусные правила для силовых трансформаторов различной мощности и назначения.

Для трансформаторов формула (3.2.5) может быть представлена в виде:

$$R^* = e^{\frac{\vartheta^* - 1}{\Delta\vartheta^*}}, \quad (3.6.1)$$

где  $\vartheta^* = \vartheta/\vartheta_0$  и  $\Delta\vartheta^* = \Delta\vartheta/\vartheta_0$  по аналогии с 6-градусным правилом и в виде:

$$R^* = e^{\frac{X_{\vartheta}^* - 1}{\Delta X_{\vartheta}^*}}, \quad (3.6.2)$$

где  $X_{\vartheta}^* = X_{\vartheta}/X_{\vartheta,0} = (1/\vartheta)/(1/\vartheta_0) = \vartheta_0/\vartheta$ ;  $\Delta X_{\vartheta}^* = \Delta X_{\vartheta}/X_{\vartheta,0} = \vartheta_0\Delta X_{\vartheta}$  по аналогии с законом Вант Гоффа – Аррениуса.

Тогда формулы (3.2.13) и (3.2.15) с учетом формулы (3.6.1) могут быть соответственно записаны в виде:

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j^*} e^{\frac{\vartheta^* - 1}{\Delta\vartheta^*}} dr^* - R_j^* \right); \quad (3.6.3)$$

$$R_{\text{ост}}^* = R_{0.\text{ост}}^* - \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j^*} e^{\frac{\vartheta^* - 1}{\Delta\vartheta^*}} dr^* - R_j^* \right), \quad (3.6.4)$$

а с учетом формулы (3.6.2) – в виде:

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j^*} e^{\frac{X_{\vartheta}^*-1}{\Delta X_{\vartheta}^*}} dr^* - R_j^* \right); \quad (3.6.5)$$

$$R_{\text{ост}}^* = R_{0.\text{ост}}^* - \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j^*} e^{\frac{X_{\vartheta}^*-1}{\Delta X_{\vartheta}^*}} dr^* - R_j^* \right). \quad (3.6.6)$$

Установившаяся температура ННТ обмотки трансформатора может быть рассчитана по выражению [79]:

$$\vartheta_{\text{ННТ}} = \vartheta_{\text{охл}} + \Delta\vartheta_{\text{м}} + \Delta\vartheta_{\text{ННТ}}, \quad (3.6.7)$$

где  $\vartheta_{\text{охл}}$  – температура охлаждающей среды (принимается равной 20 °С);  $\Delta\vartheta_{\text{м}}$  – превышение температуры масла над температурой охлаждающей среды  $\vartheta_{\text{охл}}$ ;  $\Delta\vartheta_{\text{ННТ}}$  – превышение температуры ННТ над температурой масла  $\vartheta_{\text{м}} = \vartheta_{\text{охл}} + \Delta\vartheta_{\text{м}}$ . Превышение температуры  $\Delta\vartheta_{\text{м}}$  рассчитывается по выражению:

$$\Delta\vartheta_{\text{м}} = \Delta\vartheta_{\text{м.ном}} \left[ \frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x, \quad (3.6.8)$$

где  $\Delta\vartheta_{\text{м.ном}}$  – номинальное превышение температуры масла над температурой окружающей среды (принимается равным 40 °С для трансформаторов с системой охлаждения ДЦ (Ц); 60 °С – для трансформаторов с системой охлаждения М (Д), а также используется и для трансформаторов с  $\Delta\vartheta_{\text{м.ном}} = 55$  °С);  $S^*$  – относительная нагрузка трансформатора, равная отношению  $S/S_{\text{ном}}$ , где  $S$  – фактическая нагрузка трансформатора,  $S_{\text{ном}}$  – номинальная нагрузка трансформатора;  $d = \Delta P_{\text{к}}/\Delta P_{\text{хх}}$  – отношение потерь короткого замыкания  $\Delta P_{\text{к}}$  к потерям холостого хода  $\Delta P_{\text{хх}}$  (если оно неизвестно, то можно принять  $d=5$ );  $x=0,9$  – для трансформаторов с системой охлаждения типа М и Д;  $x=1,0$  – для трансформаторов с системой охлаждения типа ДЦ и Ц. Превышение температуры ННТ над температурой масла определяется по выражению:

$$\Delta\vartheta_{\text{ННТ}} = \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}} (S^*)^y, \quad (3.6.9)$$

где  $\Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}$  – номинальное превышение температуры ННТ над температурой масла (принимается равным  $\Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}} = 98 - 20 - \Delta\vartheta_{\text{м.ном}}$  °С);  $y=1,6$  – для трансформаторов с системой охлаждения типа М и Д;  $y=1,8$  – для трансформаторов с системой охлаждения типа ДЦ и Ц.

Подставим (3.6.8) и (3.6.9) в (3.6.7) и получим окончательную формулу для определения установившейся температуры ННТ трансформатора:

$$\vartheta_{\text{ННТ}}^C = \vartheta_{\text{охл}} + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}} \left[ \frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}} (S^*)^y, \quad (3.6.10)$$

причем  $S=S_{\text{ном}}$  ( $K=1$ )  $\vartheta_{\text{ННТ}}=\vartheta_0=98$  °С. Выражение (3.6.10) при измерении температуры  $\vartheta_{\text{ННТ}}$  по шкале Кельвина имеет вид (с учетом формулы (3.6.11)):

$$\vartheta_{\text{ННТ}}^K = \vartheta_{\text{охл}} + 273 + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}} \left[ \frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}} (S^*)^y. \quad (3.6.11)$$

В относительных единицах выражения (3.6.10) и (3.6.11) будут соответственно иметь вид:

$$\vartheta_C^* = \vartheta_{\text{охл}}^* + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}}^* \left[ \frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}^* (S^*)^y; \quad (3.6.12)$$

$$\vartheta_K^* = 0,736 + \vartheta_{\text{охл}}^* + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}}^* \left[ \frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}^* (S^*)^y, \quad (3.6.13)$$

где  $\vartheta_C^* = \vartheta_{\text{ННТ}}^C / \vartheta_0 = \vartheta_{\text{ННТ}}^C / 98$ ;  $\vartheta_K^* = \vartheta_{\text{ННТ}}^K / (\vartheta_0 + 273) = \vartheta_{\text{ННТ}}^K / (98 + 273) = \vartheta_{\text{ННТ}}^K / 371$ ;  $0,736 = 273 / 371$ ;  $\Delta\vartheta_{\text{м.ном}}^* = \Delta\vartheta_{\text{м.ном}} / 98$ ;  $\Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}^* = \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}} / 98$ ;  $\Delta\vartheta_{\text{охл}}^* = \Delta\vartheta_{\text{охл}} / 98$  – в выражении (2.6.12) и  $\Delta\vartheta_{\text{м.ном}}^* = \Delta\vartheta_{\text{м.ном}} / 371$ ;  $\Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}^* = \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}} / 371$ ;  $\Delta\vartheta_{\text{охл}}^* = \Delta\vartheta_{\text{охл}} / 371$  – в выражении (3.6.13).

С учетом используемого закона ( $\Delta\vartheta$ -градусных правил или закона Вант Гоффа – Аррениуса) подставим формулы (3.6.12) и (3.6.13) в выражения (3.6.1) – (3.6.6) в качестве  $\vartheta^*$  и соответственно получим:

$$R^* = e^{\frac{\vartheta_{\text{охл}}^* + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}}^* \left[ \frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}^* (S^*)^y - 1}{\Delta\vartheta^*}}; \quad (3.6.14)$$

$$R^* = e^{\frac{1}{0,736 + \vartheta_{\text{охл}}^* + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}}^* \left[ \frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}^* (S^*)^y - 1} - 1} = e^{\frac{0,264 - \vartheta_{\text{охл}}^* - \Delta\vartheta_{\text{м.ном}}^* \left[ \frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x - \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}^* (S^*)^y}{\Delta\vartheta^* \left[ 0,736 + \vartheta_{\text{охл}}^* + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}}^* \left[ \frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}^* (S^*)^y \right]}}; \quad (3.6.15)$$

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K R_j^* \left( e^{\frac{\vartheta_{\text{охл}}^* + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}}^* \left[ \frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}^* (S^*)^y - 1}{\Delta\vartheta^*}} - 1 \right); \quad (3.6.16)$$

$$R_{\text{ост}}^* = R_{0.\text{ост}}^* - \sum_{j=1}^K R_j^* \left( e^{\frac{\vartheta_{\text{охл}}^* + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}}^* \left[ \frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ннт.ном}}^*(S^*)^y - 1}{\Delta\vartheta^*}} - 1 \right); \quad (3.6.17)$$

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K R_j^* \left( e^{\frac{0,264 - \vartheta_{\text{охл}}^* - \Delta\vartheta_{\text{м.ном}}^* \left[ \frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x - \Delta\vartheta_{\text{ннт.ном}}^*(S^*)^y}{\Delta X_{\vartheta}^* \left[ 0,736 + \vartheta_{\text{охл}}^* + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}}^* \left[ \frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ннт.ном}}^*(S^*)^y \right]} - 1 \right); \quad (3.6.18)$$

$$\sum_{j=1}^K R_j^* \left( e^{\frac{R_{\text{ост}}^* = R_{0.\text{ост}}^* - \frac{0,264 - \vartheta_{\text{охл}}^* - \Delta\vartheta_{\text{м.ном}}^* \left[ \frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x - \Delta\vartheta_{\text{ннт.ном}}^*(S^*)^y}{\Delta X_{\vartheta}^* \left[ 0,736 + \vartheta_{\text{охл}}^* + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}}^* \left[ \frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ннт.ном}}^*(S^*)^y \right]} - 1}{-1}} \right). \quad (3.6.19)$$

Допуская, что для иных типов силовых трансформаторов (например, зарубежного производства) температура  $\vartheta_0$  может отличаться от  $98^\circ\text{C}$  ( $371^\circ\text{K}$ ), запишем аналогичные (3.6.14)–(3.6.19) выражения:

$$R^* = e^{\frac{\frac{1}{\vartheta_0} \left[ \vartheta_{\text{охл}} + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}} \left[ \frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ннт.ном}}(S^*)^y \right] - 1}{\Delta\vartheta^*}} - 1; \quad (3.6.20)$$

$$R^* = e^{\frac{\frac{1}{\vartheta_0} \left[ \vartheta_{\text{охл}} + 273 + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}} \left[ \frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ннт.ном}}(S^*)^y \right] - 1}{\Delta X_{\vartheta}^*}} - 1; \quad (3.6.21)$$

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K R_j^* \left( e^{\frac{\frac{1}{\vartheta_0} \left[ \vartheta_{\text{охл}} + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}} \left[ \frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ннт.ном}}(S^*)^y \right] - 1}{\Delta\vartheta^*}} - 1 \right); \quad (3.6.22)$$

$$R_{\text{ост}}^* = R_{0.\text{ост}}^* - \sum_{j=1}^K R_j^* \left( e^{\frac{\frac{1}{\vartheta_0} \left[ \vartheta_{\text{охл}} + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}} \left[ \frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ннт.ном}}(S^*)^y \right] - 1}{\Delta\vartheta^*}} - 1 \right); \quad (3.6.23)$$

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K R_j^* \left( e^{\frac{\frac{371}{\vartheta_{\text{охл}}+273+\Delta\vartheta_{\text{м.ном}} \left[ \frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}(S^*)^y}{\Delta X^* \vartheta} - 1}} - 1 \right); \quad (3.6.24)$$

$$R_{\text{ост}}^* = R_{0,\text{ост}}^* - \sum_{j=1}^K R_j^* \left( e^{\frac{\frac{371}{\vartheta_{\text{охл}}+273+\Delta\vartheta_{\text{м.ном}} \left[ \frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}(S^*)^y}{\Delta X^* \vartheta} - 1}} - 1 \right). \quad (3.6.25)$$

Нормативный ресурс трансформаторов принимается по паспортным данным и для различных типов трансформаторов равняется 25 или 30 годам.

Таким образом, по выражениям (3.6.14) – (3.6.19) или (3.6.20) – (3.6.25) можно рассчитать фактический сработанный и остаточный ресурс силовых трансформаторов в зависимости от их нагрузки на различных интервалах наработки  $R_j$  при воздействии группы тепловых факторов. Выражения (3.6.14), (3.6.16), (3.6.17) или (3.6.20), (3.6.21), (3.6.22) приведены для использования  $\Delta\vartheta$ -градусных правил, а выражения (3.6.15), (3.6.18), (3.6.19) или (3.6.22), (3.6.24), (3.6.25) – для использования закона Вант Гоффа – Аррениуса.

Как уже отмечалось выше, интервалы наработки электрооборудования в ненормативных условиях невелики, и поэтому на них зависимости (3.6.1) и (3.6.2) могут быть записаны с такими численными значениями коэффициентов, что будут практически совпадать. Причем чем меньше будет величина этого интервала, тем меньше будет погрешность аппроксимации одной зависимости другой.

Формулы (3.6.14) – (3.6.19) или (3.6.20) – (3.6.25) приведены для установившихся режимов работы трансформаторов. Для учета переходных тепловых режимов работы трансформаторов необходимо пользоваться уравнением нагрева масла:

$$\Delta\vartheta_{\text{м}} = \Delta\vartheta_{\text{м.уст.1}} + (\Delta\vartheta_{\text{м.уст.2}} - \Delta\vartheta_{\text{м.уст.1}}) \left( 1 - e^{-\frac{r}{\tau_{\text{м}}}} \right), \quad (3.6.26)$$

где  $\Delta\vartheta_{\text{м.уст.1}}$ ;  $\Delta\vartheta_{\text{м.уст.2}}$  – установившиеся превышения температур масла, рассчитанные по выражению (3.6.8) соответственно при  $S=S_1$  и  $S=S_2$ ;  $r$  – время нагрева;  $\tau_{\text{м}}$  – тепловая постоянная времени масла (принимается, согласно [79], от 2 до 3 ч).



Уравнение нагрева ННТ обычно не записывается, так как тепловая постоянная времени обмотки  $\tau_{об} \ll \tau_m$  ( $\tau_{об} = 0,12$  ч для меди). Однако чтобы повысить точность для обмотки, можно составить аналогичное (3.6.26) уравнение нагрева:

$$\Delta\vartheta_{\text{ННТ}} = \Delta\vartheta_{\text{ННТ.уст.1}} + (\Delta\vartheta_{\text{ННТ.уст.2}} - \Delta\vartheta_{\text{ННТ.уст.1}}) \left(1 - e^{-\frac{r}{\tau_{об}}}\right), \quad (3.6.27)$$

где  $\Delta\vartheta_{\text{ННТ.уст.1}}$ ,  $\Delta\vartheta_{\text{ННТ.уст.2}}$  – установившиеся превышения температур ННТ, рассчитанные по выражению (3.6.9) соответственно при  $S=S_1$  и  $S=S_2$ ;

Далее выражения (3.6.26) и (3.6.27) подставляются в формулу (3.6.7), и получается уравнение нагрева ННТ в переходном тепловом режиме:

$$\begin{aligned} \vartheta_{\text{ННТ}} = \vartheta_{\text{охл}} + \Delta\vartheta_{\text{м.уст.1}} + (\Delta\vartheta_{\text{м.уст.2}} - \Delta\vartheta_{\text{м.уст.1}}) \left(1 - e^{-\frac{r}{\tau_m}}\right) + \\ + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.уст.1}} + (\Delta\vartheta_{\text{ННТ.уст.2}} - \Delta\vartheta_{\text{ННТ.уст.1}}) \left(1 - e^{-\frac{r}{\tau_{об}}}\right). \end{aligned} \quad (3.6.28)$$

Подставляя уравнение (3.6.28), отнесенное к  $\vartheta_0 = 98$  °С, или к  $\vartheta_0 = 371$  °К, в формулы для расчета ресурса (3.6.3) – (3.6.5), получаем более сложные интегральные зависимости (3.6.29) – (3.6.32) для более точного расчета фактического сработанного и остаточного ресурса в именованных единицах. При этом при подстановке в формулы (3.6.5) и (3.6.6) необходимо воспользоваться формулой (3.5.11) для перехода от единиц измерения по Цельсию к единицам измерения по шкале Кельвина.

Приведем эти выражения расчета ресурса силовых трансформаторов.

$$R = R_0 + \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j} e^{\frac{\frac{A}{98}-1}{\Delta\vartheta^*} r} dr - R_j \right); \quad (3.6.29)$$

$$R_{\text{ост}} = R_{0.\text{ост}} - \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j} e^{\frac{\frac{A}{98}-1}{\Delta\vartheta^*} r} dr - R_j \right); \quad (3.6.30)$$

$$R = R_0 + \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j} e^{\frac{\frac{371}{273+A}-1}{\Delta X^*} r} dr - R_j \right); \quad (3.6.31)$$

$$R_{\text{ост}} = R_{0.\text{ост}} - \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j} e^{\frac{\frac{371}{273+A}-1}{\Delta X^*} r} dr - R_j \right), \quad (3.6.32)$$

где  $A = \vartheta_{\text{ННТ}}$  и вычисляется по выражению (3.6.28).

Необходимо отметить, что в первом приближении при учете тепловых переходных режимов можно использовать среднюю температуру НТТ на переходном интервале наработки рассчитываемую по формуле:

$$\vartheta_{\text{НТТ.ср}} = (\vartheta_{\text{НТТ.1}} + \vartheta_{\text{НТТ.2}})/2, \quad (3.6.33)$$

где  $\vartheta_{\text{НТТ.1}}$ ,  $\vartheta_{\text{НТТ.2}}$  – температуры НТТ соответственно в начале и в конце некоторого участка наработки  $R_j$ , в течение которого наблюдался переходный тепловой режим. Это актуально при оценке фактического сработавшего ресурса силовых трансформаторов не в рамках небольшого участка наработки  $R_j$ , а в течение длительного времени, например, в течение всего нормативного срока эксплуатации  $R_0$ .

Для более точного учета переходных тепловых режимов можно воспользоваться формулами, приведенными в разделе 1.5, для определения эквивалентных значений эксплуатационных факторов, в данном случае температур. Эти температуры будут представлять собой эквивалентные установившиеся температуры на каждом интервале наработки  $R_j$  или на всем рассматриваемом интервале наработки (например,  $R_0$ ).

Для наиболее точного расчета необходимо пользоваться формулами (3.6.29)–(3.6.32). Эти формулы являются самыми общими как для переходных тепловых режимов, так и установившихся. Это обусловлено тем, что при рассмотрении установившихся режимов предполагается, что он наступает через время, равное  $4\tau$ , где  $\tau$  – тепловая постоянная времени. При использовании данных формул не имеет смысла разделять тепловые режимы работы трансформатора на переходные и установившиеся. Имеет смысл лишь выделить интервалы наработки нагрева и охлаждения трансформатора.

Формулы (3.6.29)–(3.6.32) сложны для технических расчетов. Поэтому целесообразно пользоваться ими лишь на интервалах наработки, где наблюдается переходный тепловой режим. На остальных интервалах наработки, на которых трансформатор работает в установившемся режиме, целесообразно пользоваться более простыми формулами (3.6.16)–(3.6.19) или (3.6.22)–(3.6.25). Проведенные исследования показали, что точность полученных результатов при этом практически не снижается.

Для приближенных расчетов в установившихся режимах работы можно пользоваться формулами (3.6.16)–(3.6.19) или (3.6.22)–(3.6.25). Для переходных тепловых режимов работы можно воспользоваться формулами (3.6.3)–(3.6.6), в которые подставляются значения эквивалентных температур, рассчитанные на этих переходных интервалах наработки, согласно формулам, приведенным в разделе 1.5. Точность расчетов при этом также не снижается.

Для приближенных вычислений вместо эквивалентных температур можно использовать значения температур, рассчитанные по формуле (3.6.33).

Если требуется рассчитать фактический ресурс за наработку, отличную от наработки в объеме нормативного ресурса  $R_0^*$ , то в соответствующих выражениях необходимо положить значение  $R_0^*$ , равное этой наработке.

Для подсчета температур на различных интервалах наработки используются выражения (3.6.3) – (3.6.6), в которые подставляются соответствующие значения температур ННТ, рассчитанные:

- по формулам (3.6.10), (3.6.11) или (3.6.12), (3.6.13);
- по формуле (3.6.28);
- по формуле для расчета эквивалентных температур приведенных в разделе 1.5;
- по формуле (3.6.33).

При этом необходимо учитывать размерность величин (по шкале Цельсия или Кельвина, а также относительные или именованные единицы измерения).

Рассмотрим примеры по оценке фактического сработанного и остаточного ресурса силовых трансформаторов.

*Пример 3.6.1* Допустим, для трансформатора ТД–25000/110 с помощью средств диагностики (например, фирмы «Alstom») в течение суток были измерены эквивалентные (средние) температуры ННТ согласно табл. 3.6.2.

**Таблица 3.6.2. Распределение температуры ННТ по времени в течение суток**

<b>R<sub>j</sub>, ч</b>	0,5	7,5	12	4
<b>Θ<sub>ННТ</sub>, °С</b>	120	75	99	50
<b>Θ<sub>ННТ</sub>, °К</b>	393	348	372	3 3

Известно, что такое распределение температур наблюдается у данного трансформатора в течение всего срока службы  $R_0=25$  лет. Принимая  $\Delta\Theta = 8,656$  °С, по формуле (3.6.3) определим фактический сработанный ресурс:

$$R^* = 1 + \sum_{j=1}^K R_j^* \left( e^{\frac{j-98}{\Delta\theta}} - 1 \right) = 1 + \frac{0,5}{8760} \cdot 365 \left( e^{\frac{120-98}{8,656}} - 1 \right) + \frac{7,5}{8760} \cdot 365 \left( e^{\frac{75-98}{8,656}} - 1 \right) + \frac{12}{8760} \cdot 365 \left( e^{\frac{99-98}{8,656}} - 1 \right) + \frac{4}{8760} \cdot 365 \left( e^{\frac{50-98}{8,656}} - 1 \right) = 0,848 \text{ о.е.}$$

В именованных единицах  $R = 0,848 \cdot 25 = 21,2$  года. Если продолжать эксплуатировать трансформатор в нормативных условиях, то его остаточный ресурс составит  $1 - 0,848 = 0,152$  о.е или 3,8 года.

Вычислим фактический сработанный ресурс данного трансформатора по выражению (3.6.5), при этом будем иметь в виду, что  $\Delta X_9 = -R/E_a = -8,317/7,9 = -$

1,053 1/К для класса изоляции А (см. табл. 2.6.1 и  $\vartheta^{\circ}\text{K} = \vartheta^{\circ}\text{C} + 273$  (см. формулу (3.5.11)):

$$R^* = 1 + \sum_{j=1}^K R_j^* \left( e^{\frac{1/\vartheta - 1/371}{\Delta \vartheta}} - 1 \right) = 1 + \frac{0,5}{8760} \cdot 365 \left( e^{\frac{1/393 - 1/371}{-1,053}} - 1 \right) +$$

$$+ \frac{7,5}{8760} \cdot 365 \left( e^{\frac{1/348 - 1/371}{-1,053}} - 1 \right) + \frac{12}{8760} \cdot 365 \left( e^{\frac{1/372 - 1/371}{-1,053}} - 1 \right) +$$

$$+ \frac{4}{8760} \cdot 365 \left( e^{\frac{1/323 - 1/371}{-1,053}} - 1 \right) = 0,999 \text{ о.е.}$$

В именованных единицах  $R = 0,999 \cdot 25 = 24,975$  года. Если продолжать эксплуатировать трансформатор в нормативных условиях, то его остаточный ресурс составит  $1 - 0,999 = 0,001$  о.е., или 0,025 года, или 219 ч.

Погрешность расчета по разным методам при условии, что трансформатор ТД–25000/110 выполнен с изоляцией класса А, составляет ~15 % от нормативного срока службы  $R_0$ , т.е.  $0,15 \cdot 25 = 3,7$  года. При расчете с учетом закона Вант Гоффа–Аррениуса запас ресурса получается больше, т.е. в этом случае стоит меньше беспокоиться о влиянии неучтенных эксплуатационных факторов.

*Пример 3.6.2.* Допустим, на подстанции установлен трансформатор типа ТД–80000/220. Известно, что в течение суток он работал 16 ч с нагрузкой 78 МВА ( $S^* = 0,975$  о.е.) при температуре охлаждающей среды  $\vartheta_{\text{охл}} = 17^{\circ}\text{C}$ , или  $\vartheta_{\text{охл}}^* = 0,173$  о.е. (0,046 о.е.), 7,5 ч – 72 МВА ( $S^* = 0,9$  о.е.) при  $\vartheta_{\text{охл}} = -13^{\circ}\text{C}$ , или  $\vartheta_{\text{охл}}^* = -0,133$  о.е. (-0,035 о.е.) и 0,5 ч – 85 МВА ( $S^* = 1,063$  о.е.) при  $\vartheta_{\text{охл}} = 22^{\circ}\text{C}$ , или  $\vartheta_{\text{охл}}^* = 0,224$  о.е. (0,059 о.е.). В скобках указаны значения температур для применения формул, основанных на использовании закона Вант Гоффа – Аррениуса. В данном режиме трансформатор проработал все 25 лет своего нормативного срока службы  $R_0$ .

Для данного трансформатора принимаем  $x = 0,9$ ;  $y = 1,6$ ;  $\Delta \vartheta_{\text{м.ном}} = 60^{\circ}\text{C}$  (60 К) или  $\Delta \vartheta_{\text{м.ном}}^* = 0,612$  о.е. (0,162 о.е.);  $\Delta \vartheta_{\text{ннт.ном}} = 98 - 20 - 60 = 18^{\circ}\text{C}$  или  $\Delta \vartheta_{\text{ннт.ном}}^* = 0,184$  о.е. (0,049 о.е.). Найдем коэффициент  $d = 315/79 = 3,987$ .

Рассчитаем фактический сработанный ресурс  $R^*$  по формуле (3.6.16):

$$R^* = 1 + \frac{16}{8760} 365 \left( e^{\frac{0,173 + 0,612 \left[ \frac{1 + 3,987(0,975)^2}{1 + 3,987} \right]^{0,9} + 0,184(0,975)^{1,6-1}}{0,088}} - 1 \right) +$$

$$+ \frac{7,5}{8760} 365 \left( e^{\frac{-0,133 + 0,612 \left[ \frac{1 + 3,987(0,9)^2}{1 + 3,987} \right]^{0,9} + 0,184(0,9)^{1,6-1}}{0,088}} - 1 \right) +$$

**Глава 3. Оценка технического состояния электрооборудования  
на основе определения сработанного ресурса**

$$+ \frac{0,5}{8760} 365 \left( e^{\frac{0,224+0,612 \left[ \frac{1+3,987(1,063)^2}{1+3,987} \right]^{0,9} + 0,184(1,063)^{1,6-1}}{0,088}} - 1 \right) = 0,401 \text{ о.е.}$$

Предположив, что данный трансформатор имеет изоляцию класса А, величина  $\Delta X_g = -1,053 \text{ 1/К}$ , как и в предыдущем примере. Тогда  $\Delta X_g^* = \Delta X_g / (1/371) = 1,053 \cdot 371 = 390,663 \text{ о.е.}$  Рассчитаем фактический сработанный ресурс  $R^*$  трансформатора при тех же условиях эксплуатации по выражению (3.6.18):

$$R^* = 1 + \frac{16}{8760} 365 \left( e^{\frac{0,264-0,046-0,162 \left[ \frac{1+3,987(0,975)^2}{1+3,987} \right]^{0,9} - 0,049(0,975)^{1,6}}{390,663 \left[ 0,736+0,046+0,162 \left[ \frac{1+3,987(0,975)^2}{1+3,987} \right]^{0,9} + 0,049(0,975)^{1,6} \right]} - 1 \right) +$$

$$+ \frac{7,5}{8760} 365 \left( e^{\frac{0,264+0,035-0,162 \left[ \frac{1+3,987(0,9)^2}{1+3,987} \right]^{0,9} - 0,049(0,9)^{1,6}}{390,663 \left[ 0,736-0,035+0,162 \left[ \frac{1+3,987(0,9)^2}{1+3,987} \right]^{0,9} + 0,049(0,9)^{1,6} \right]} - 1 \right) +$$

$$+ \frac{0,5}{8760} 365 \left( e^{\frac{0,264-0,059-0,162 \left[ \frac{1+3,987(1,063)^2}{1+3,987} \right]^{0,9} - 0,049(1,063)^{1,6}}{390,663 \left[ 0,736+0,059+0,162 \left[ \frac{1+3,987(1,063)^2}{1+3,987} \right]^{0,9} + 0,049(1,063)^{1,6} \right]} - 1 \right) = 0,999 \text{ о.е.}$$

В именованных единицах фактический сработанный ресурс в первом случае будет равен  $R=0,401 \cdot 25=10,025$  лет и  $R=0,999 \cdot 25=24,975$  лет.

Сравним значения фактического сработанного ресурса, полученные в примере 3.6.1 и примере 3.6.2 при использовании выражений на базе закона Вант Гоффа – Аррениуса. Очевидно, что они совершенно одинаковы, однако, это невозможно, так как температурные режимы работы трансформаторов различны. Поэтому применение закона Вант Гоффа – Аррениуса с приведенными в табл. 3.6.2 коэффициентами вызывает сомнение и требует дополнительных исследований.

В первом случае нормативный остаточный ресурс определится как  $R_{0,ост}^* = 1 - 0,401 = 0,599$  о.е или  $R_{ост} = 25 - 10,025 = 14,975$  лет. Это справедливо если далее трансформатор в течение суток будет работать с номинальной нагрузкой (80 МВА) температурой ННТ (98 °С).

Предположим, что такой режим работы трансформатора сохранится и далее. Тогда фактический остаточный ресурс рассчитаем по формуле (3.6.17):

$$R^* = 0,599 \cdot \left[ \frac{16}{8760} 365 \left( e^{\frac{0,173 + 0,612 \left[ \frac{1 + 3,987(0,975)^2}{1 + 3,987} \right]^{0,9} + 0,184(0,975)^{1,6-1}}{0,088}} - 1 \right) + \right. \\ \left. + \frac{7,5}{8760} 365 \left( e^{\frac{-0,133 + 0,612 \left[ \frac{1 + 3,987(0,9)^2}{1 + 3,987} \right]^{0,9} + 0,184(0,9)^{1,6-1}}{0,088}} - 1 \right) + \right. \\ \left. + \frac{0,5}{8760} 365 \left( e^{\frac{0,224 + 0,612 \left[ \frac{1 + 3,987(1,063)^2}{1 + 3,987} \right]^{0,9} + 0,184(1,063)^{1,6-1}}{0,088}} - 1 \right) \right] = 1,198 \text{ о.е.}$$

В именованных единицах фактический остаточный ресурс будет равен  $R_{ост} = 1,198 \cdot 25 = 29,95$  лет.

Таким образом, при условии, что трансформатор в течение суток всегда будет работать с нагрузками и температурами охлаждающей среды, указанными в примере 2.7, то его полная наработка до предельного состояния составит  $10,025 + 29,95 = 39,975$  лет, т.е. почти 40 лет.

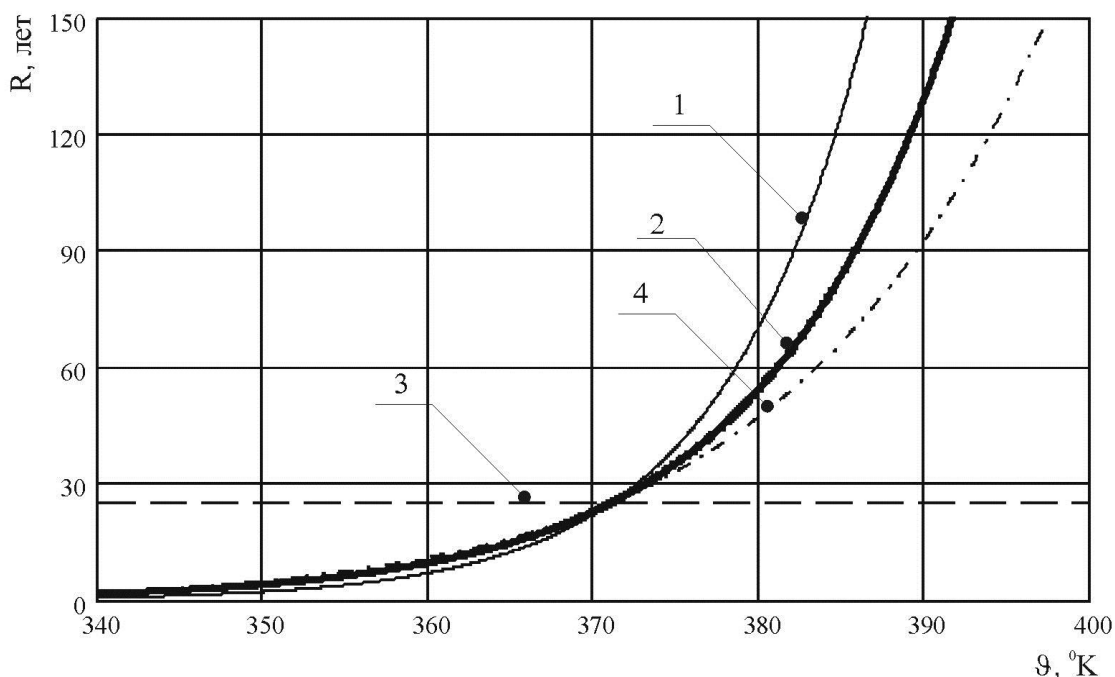
*Пример 3.6.3.* Построим зависимости фактического сработанного ресурса в именованных единицах по формулам (3.6.1) и (3.6.2) от температуры, К:

$$R = R_0 e^{\frac{\vartheta - \vartheta_0}{\Delta \vartheta}}, \quad (3.6.34)$$

$$R = R_0 e^{\frac{1/\vartheta - 1/\vartheta_0}{\Delta X \cdot \vartheta}}. \quad (3.6.35)$$

Так как переход от единиц измерения по Цельсию к шкале Кельвина осуществляется по формуле (3.5.11), а в числителе показателя степени выражения (3.6.34) стоит разность температур, а выражение (3.6.35) записано с учетом закона Вант Гоффа – Аррениуса, где используется температура по Кельвину, то это справедливо в обоих случаях.

Зависимости (рис. 3.6.1) построены для класса изоляции А при  $\Delta\vartheta = 8,656$  °С (К) [46] или  $\Delta\vartheta = 11,542$  °С (К) [21] и  $\Delta X_{\vartheta} = -1,053$  1/К (см. примеры 3.6.1, 3.6.2).  $\vartheta_0 = 98$  °С (371 К) – для формулы (3.6.34) и  $\vartheta_0 = 371$  К – для формулы (3.6.35). Примем для трансформаторов  $R_0 = 25$  лет.



**Рис. 3.6.1.** Зависимость фактического сработанного ресурса  $R$  от фактора температуры  $\vartheta$ : 1 – по формуле (3.6.34) при  $\Delta\vartheta = 8,656$  °С (К); 2 – по формуле (2.6.34)  $\Delta\vartheta = 11,542$  °С (К); 3 – по формуле (2.6.35) при  $\Delta X_{\vartheta} = -1,053$  1/К; 4 – по формуле (3.6.35) при  $\Delta X_{\vartheta} = -1,053 \cdot 10^{-3}$  1/К

Из рис. 3.6.1 следует, что зависимость 3 практически не меняется по ординате в зависимости от температуры при данном значении  $\Delta X_{\vartheta} = -1,053$  1/К. Ординаты зависимостей 1 и 2 меняются в широком диапазоне. Это означает, что при выбранном значении  $\Delta X_{\vartheta}$  при использовании закона Вант Гоффа-Аррениуса фактический сработанный ресурс  $R$  не зависит от температуры, что, очевидно, неверно. Это подтверждается еще и тем, что, например в [79], накладывалось ограничение на время работы трансформаторов при перегрузках, которые связаны с ограничением температуры. Согласно зависимости 3 (рис. 3.6.1), фактический ресурс трансформаторов не зависит от температуры, что в корне неверно.

Если умножить принятую величину  $\Delta X_9$  на  $10^{-3}$ , т.е.  $\Delta X_9 = -1,053 \cdot 10^{-3} \approx 0,001$  1/К, то получаем зависимость 4 (см. рис. 3.6.1), близкую к зависимостям 1 и 2.

### **3.7. Модель оценки технического состояния выключателей**

Высоковольтные выключатели предназначены для коммутации токов во всех режимах [79], и поэтому за единицы измерения наработки высоковольтных выключателей целесообразно принять дискретные единицы измерения – количество коммутаций.

Выбор в качестве единиц измерения наработки количества коммутаций, совершенных выключателем, обусловлен тем, что его износ определяется количеством совершенных операций, а не временем, в течение которого он эксплуатировался. Действительно, при нахождении коммутационного аппарата во включенном состоянии, когда он находится под напряжением, процесс сработки ресурса происходит менее интенсивно, чем при выполнении операции отключения тока нагрузки или тока короткого замыкания. В этом случае переходное сопротивление контактов высоковольтного коммутационного аппарата постепенно увеличивается, начинает гореть дуга, которая приводит к сильному нагреву как контактной системы, так и дугогасительной камеры. Процесс сопровождается эрозией расплавленных частиц металла с поверхности контактов, а также разрушением материала дугогасительной камеры. Кроме того, в процессе выполнения коммутационной операции происходит износ привода выключателя. Это подтверждается практическими данными. Например, по статистике эксплуатации, для схемы две системы шин с обходной, шиносоединительный выключатель (ШСВ), обходной (ОВ) и линейный выключатели (ЛВ) на протяжении межремонтного периода совершают различное количество коммутаций. При проведении капитального ремонта часто обнаруживается, что техническое состояние ШСВ и ОВ оказывается намного лучше, чем состояние ЛВ, которые выполнили гораздо больше коммутаций. Отметим, что погодные условия эксплуатации выключателей в северных районах являются наиболее тяжелыми, поэтому в статическом состоянии выключатели подвергаются большему износу, чем в центральных районах. Однако даже там техническое состояние выключателей присоединений хуже, чем состояние ШСВ и ОВ в связи с тем, что количество коммутаций, совершенное ими за межремонтный период, отличается более чем в 2 раза. Необходимо отметить, что количество коммутаций токов в функции величины отключаемого тока является основным фактором сработки ресурса выключателя, что подтверждает необходимость применения в качестве единиц измерения наработки количество коммутаций.

Для выключателей применяются понятия коммутационного и механического ресурсов. Последний определяется числом циклов включение – произвольная пауза – отключение, выполняемых без тока в главной цепи выключателя [79],



и характеризует ресурс привода выключателя. Его нормативное значение указывается в паспортных данных. Привод выключателя работает практически в одном расчетном режиме в течение всего своего нормативного ресурса, и поэтому не требуется рассчитывать для него фактический сработанный ресурс с учетом воздействия эксплуатационных факторов, так как он будет мало отличаться от нормативного. Далее механический ресурс высоковольтных выключателей не рассматривается, и речь идет только о коммутационном фактическом сработанном ресурсе.

Коммутационный ресурс выключателя отражает техническое состояние дугогасительной камеры выключателя и его контактной системы [79].

Во включенном состоянии через контактную систему выключателя протекают рабочие токи нагрузки, которые не вызывают фазовых переходов в материалах контактной системы и не приводят к значительному износу конструктивных элементов. Как отмечено выше, в нормальном рабочем режиме на первый план выходят химические эксплуатационные факторы, учесть которые позволяет вышеприведенная математическая модель. Очевидно, что значения параметров модели для различных типов выключателей: воздушных, вакуумных, масляных, элегазовых – будут различаться. Численные значения показателей, приведенные выше, в основном пригодны для воздушных выключателей, однако, это не исключает их применение и для других типов выключателей, так как в любом из них наблюдаются воздушные (кислородосодержащие) вкрапления в дугогасительной и изоляционной среде.

Необходимо отметить, что при протекании токов перегрузки и токов короткого замыкания, а также при горении дуги в процессе отключения выключателя, находящегося под нагрузкой, роль химических факторов также остается важной. Это обусловлено сильным нагревом, вызываемым протеканием больших по величине токов через проводящие конструкции выключателей и горением дуги. Как следует из закона Вант Гоффа-Аррениуса, скорость химической реакции и соответственно скорость сработки ресурса существенно зависят от температуры процесса.

Для вакуумных выключателей, в которых практически отсутствует газовая смесь, влияние фактора концентрации значительно. При небольших концентрациях кислорода или других компонентах газовой смеси, которые способны химически прореагировать с материалом контактной системы выключателя с образованием непроводящих электрический ток продуктов, скорость протекания химической реакции, а значит и скорость сработки ресурса проводящих конструкций выключателя в большой степени зависит от изменения концентрации этих компонентов. Однако при этом необходимо иметь в виду, что давление окружающего контактные газы не превышает  $1,2 \cdot 10^{-3}$  Па. Размыкание контактов в таком вакууме существенно ограничивает их электрохимическое разрушение, в резуль-

тате чего достигается высокая эрозионная стойкость контактной пары и, соответственно, большой коммутационный ресурс вакуумных дугогасительных камер и выключателей на их основе.

В элегазовых выключателях в качестве дугогасящей и изолирующей среды применяется шестифтористая сера SF<sub>6</sub> (элегаз). Под действием температуры от протекания токов короткого замыкания и горения дуги при отключении выключателя элегаз распадается на различные химические соединения и элементы (например, фтор F, являющийся одним из сильнейших окислителей), которые вступают в химическое взаимодействие с материалами, из которых изготовлена дугогасительная камера и контактная система выключателя. При этом образуются соединения, не проводящие электрические ток, и которые впоследствии разрушаются и оседают на стенках дугогасительной камеры.

Дугогасительная и изолирующая среда масляных выключателей также имеет в своем составе множество веществ и элементов, которые способны вступать в химическое взаимодействие с материалами конструктивных элементов при протекании токов короткого замыкания и горении дуги, также образуя при этом непроводящие электрический ток соединения.

Таким образом, в ходе описанных выше химических процессов происходит разрушение (растворение) материалов проводящих конструкций высоковольтных выключателей. В некоторых типах выключателей также возможно растворение не только проводящих, но и других конструктивных элементов выключателей. Это, очевидно, зависит от материалов, из которых они изготовлены. Например, в многообъемных масляных выключателях возможно разрушение стенок бака, в маломасляных – дугогасительной камеры в процессе протекания различных химических реакций.

Способ учета химических взаимодействий (химических эксплуатационных факторов) приведен в выражении (3.5.35).

Согласно [79], наиболее сильно сработка коммутационного ресурса выключателей происходит при коммутации токов короткого замыкания. Протекающий ток вызывает нагрев конструктивных элементов выключателя, увеличивая скорость протекания химической реакции и соответственно скорость сработки ресурса. Кроме того, при протекании токов короткого замыкания наблюдаются значительные электродинамические усилия, а также большие напряженности электромагнитного поля, приводящие к старению твердой изоляции. В связи с этим за наиболее значимый эксплуатационный фактор целесообразно принять ток, коммутируемый выключателем. В этом случае зависимости (3.2.5), (3.2.13) и (3.2.15) примут вид:

$$R^* = e^{\frac{X_I^* - 1}{\Delta X_I^*}}; \quad (3.7.1)$$

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j^*} e^{\frac{X_I^* - 1}{\Delta X_I^*}} dr^* - R_j^* \right); \quad (3.7.2)$$

$$R_{\text{ост}}^* = R_{0,\text{ост}}^* - \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j^*} e^{\frac{X_I^* - 1}{\Delta X_I^*}} dr^* - R_j^* \right), \quad (3.7.3)$$

где  $X_I^*$  – относительное значение эксплуатационного фактора, учитывающего воздействие коммутируемого выключателем тока  $I$ ;  $\Delta X_I^*$  – относительное отклонение фактора  $X_I^*$ .

Проанализировав зависимости допустимого числа коммутаций от коммутируемого тока по данным [79], можно принять  $X_I^* = I^*$ ,  $\Delta X_I^* = \Delta I^*$ , где  $I^* = I/I_0$ ,  $\Delta I^* = \Delta I/I_0$ . За базовое значение коммутируемого тока примем номинальный ток отключения выключателя  $I = I_0$ . В нормативной документации на выключатели задается либо графическая зависимость допустимого числа коммутаций от коммутируемого тока в диапазоне токов от  $I_{\text{ном}}$  до  $I_{0,\text{ном}}$ , либо допустимое число коммутаций номинального тока отключения. Величину  $I_0$  для наибольшего соответствия рассматриваемым зависимостям рекомендуется рассчитывать по формуле:

$$I_0 = (I_{\text{ном}} + I_{0,\text{ном}})/2, \quad (3.7.4)$$

где  $I_{\text{ном}}$ ,  $I_{0,\text{ном}}$  – номинальный ток и номинальный ток отключения выключателя.

Величина  $R_0$  выбирается равной допустимому количеству коммутаций, соответствующему току коммутации  $I_0$ . Тогда  $R^* = R/R_0$ .

Коэффициент перехода  $\chi$  от дискретных единиц (количество коммутаций) наработки к непрерывным (время) для выключателей может быть определен как отношение нормативного срока службы  $T_0$  к нормативному ресурсу  $R_0$ , т.е.  $\chi = T_0/R_0$ . В этом случае коэффициент  $\chi$  является величиной, обратной частоте коммутаций выключателем заданного тока ( $I_{\text{ном}}$ ,  $I_{0,\text{ном}}$  или  $I_0$ ), при которой он прослужит нормативный срок службы  $T_0$ .

Рассмотрим некоторые примеры по определению и сравнению значений фактического ресурса высоковольтных выключателей.

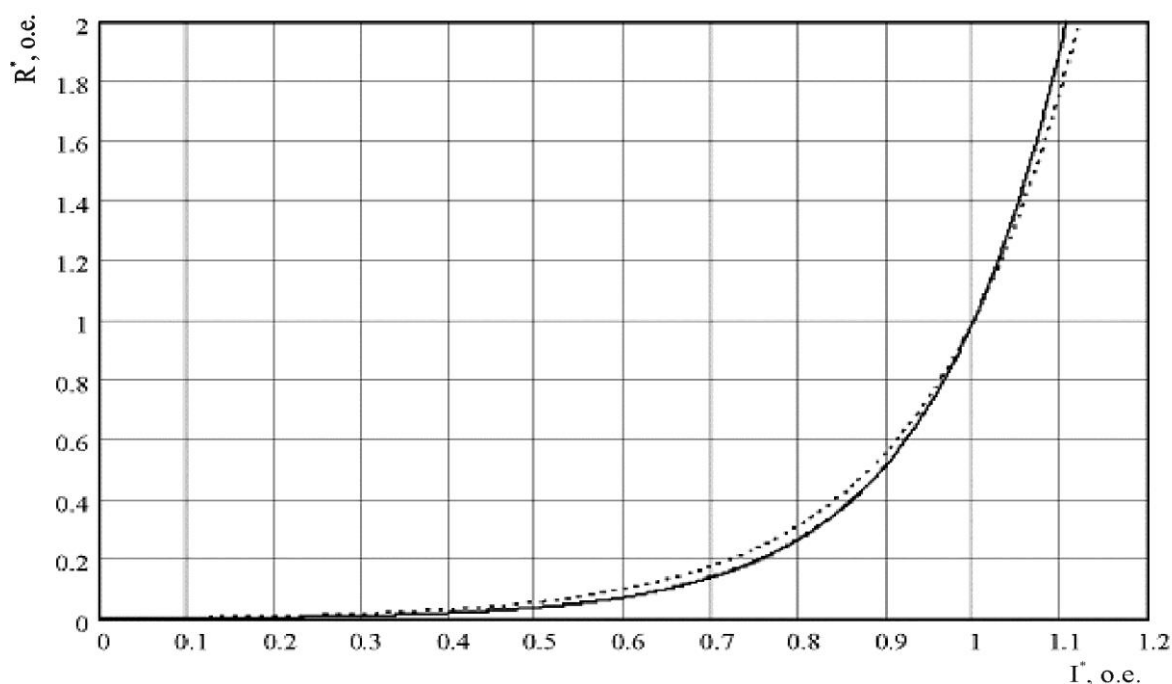
*Пример 3.7.1.* В табл. 3.7.1 на основании паспортных данных высоковольтных выключателей приведены значения величины  $\Delta I^*$  для вакуумных выключателей ВВ/TEL–10–20/1000 («Таврида Электрик») и элегазовых выключателей типа LF–10–25/1000 («Merlin Gerin»).

*Таблица 3.7.1. Параметры выключателей ВВ/TEL–10–20/1000 и LF–10–25/1000*

№ п/п	Выключатели	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	$\Delta I$ , кА	$\Delta I^*$ , о.е.
1	ВВ/TEL–10–20/1000	10	1000	20	3,057	0,153
2	LF–10–25/1000			25	4,347	0,174

Примечание: при определении параметров  $\Delta I^*$  в качестве значения  $I_0$  принимался номинальный ток отключения выключателя.

На рис. 3.7.1 по данным табл. 3.7.1 и формуле (3.7.1) построены зависимости фактического сработавшего ресурса  $R^*$  от коммутируемого тока для выключателей ВВ/TEL–10–20/1000 и LF–10–25/1000.



**Рис. 3.7.1.** Зависимость фактического сработавшего ресурса  $R^*$  от величины коммутируемого тока  $I^*$  для выключателей: — ВВ/TEL–10–20/1000; LF–10–25/1000

Необходимо отметить, что кривые на рис. 3.7.1 для элегазового LF–10–25/1000 и вакуумного ВВ/TEL–10–20/1000 выключателей практически совпадают, хотя номинальные токи отключения у них отличаются на 5 кА. Однако кривая для выключателя LF расположена несколько выше, чем для выключателя

ВВ/TEL. Поэтому сработка ресурса элегазового выключателя особенно в области значений токов 0,3–1,0 о.е. происходит более интенсивно.

Но элегазовый выключатель рассчитан на номинальный ток отключения 25 кА и при коммутации тока 20 кА, который является номинальным для вакуумного выключателя, фактическая сработка ресурса у него будет меньше. Поэтому элегазовый выключатель LF–10–25/1000 прослужит дольше, чем вакуумный ВВ/TEL–10–20/1000.

*Пример 3.7.2* Рассмотрим вакуумный выключатель ВБЭК–35–31,5/1600 УХЛ2. Предположим, им была совершена всего 21 ( $1 \cdot 10^{-3}$  о.е.) коммутация различных по величине токов, а именно: 1,6 кА (1 о.е.) – 2 раза ( $10^{-4}$  о.е.); 10 кА (6,25 о.е.) – 5 раз ( $2,5 \cdot 10^{-4}$  о.е.); 15 кА (9,375 о.е.) – 7 раз ( $3,5 \cdot 10^{-4}$  о.е.); 20 кА (12,5 о.е.) – 1 раз ( $5 \cdot 10^{-5}$  о.е.); 25 кА (15,625 о.е.) – 3 раза ( $1,5 \cdot 10^{-4}$  о.е.); 30 кА (18,75 о.е.) – 3 раза ( $1,5 \cdot 10^{-4}$  о.е.). Воспользовавшись формулой (2.7.2), и приняв в ней значение нормативному ресурсу  $R_0=21$  ( $1 \cdot 10^{-3}$  о.е.), рассчитаем фактический сработанный ресурс выключателя  $R$  за 21 ( $1 \cdot 10^{-3}$  о.е.) коммутацию. По формуле (3.2.14) определим значение нормативного остаточного ресурса  $R_{0,ост}$ .

В именованных единицах получим:

$$R=21+2\left(e^{\frac{1,6-1,6}{4,6}}-1\right)+5\left(e^{\frac{10-1,6}{4,6}}-1\right)+7\left(e^{\frac{15-1,6}{4,6}}-1\right)+1\left(e^{\frac{20-1,6}{4,6}}-1\right)+$$

$$+3\left(e^{\frac{25-1,6}{4,6}}-1\right)+3\left(e^{\frac{30-1,6}{4,6}}-1\right)=2142 \text{ раз,}$$

$$R_{0,ост}=20000-2142=17858 \text{ раз,}$$

а в относительных:

$$R^*=1,05 \cdot 10^{-3}+1 \cdot 10^{-4}\left(e^{\frac{1-1}{2,87}}-1\right)+2,5 \cdot 10^{-4}\left(e^{\frac{6,25-1}{2,87}}-1\right)+3,5$$

$$\cdot 10^{-4}\left(e^{\frac{9,375-1}{2,87}}-1\right)+$$

$$+5 \cdot 10^{-5}\left(e^{\frac{12,5-1}{2,87}}-1\right)+1,5 \cdot 10^{-4}\left(e^{\frac{15,625-1}{2,87}}-1\right)+1,5 \cdot 10^{-4}\left(e^{\frac{18,75-1}{2,87}}-1\right)=0,108,$$

$$R_{0,ост}^*=1-0,108=0,892.$$

Проверка:  $0,108 \cdot 20000=2160 \approx 2142$  раз и  $0,892 \cdot 20000=17840 \approx 17858$  раз.

Таким образом, данный выключатель уже фактически совершил 2142 коммутации номинального тока и еще сможет совершить 17858 коммутаций номинального тока. Предположим, известно, что в будущем выключатель произведет 40 (0,002 о.е.) коммутаций тока величиной 20 кА (12,5 о.е.). Тогда величина  $R_{0,ост}=17859$  (0,892) должна быть скорректирована с помощью формулы (2.7.3).

$$R_{\text{ост}} = 17858 - 40 \left( e^{\frac{20-1,6}{4,6}} - 1 \right) = 15714 \text{ раз,}$$

$$R_{\text{ост}}^* = 0,892 - 0,108 \left( e^{\frac{12,5-1}{2,87}} - 1 \right) = 0,784.$$

Проверка:  $0,784 \cdot 20000 = 15680 \approx 15714$  раз.

Величина  $R_{\text{ост}}$  ( $R_{\text{ост}}^*$ ) характеризует фактический остаточный ресурс выключателя, при условии, что среди полученных 15714 коммутаций (0,784 о.е.) номинального тока будет произведено 40 (0,002 о.е.) коммутаций тока величиной 20 кА (12,5 о.е.).

Полученные величины соответствуют количеству коммутаций в циклах ВО. Для перехода непосредственно к количеству включений или отключений необходимо умножить все значения в именованных единицах на  $k_{\text{ВО}}=2$ . Для относительных единиц этого делать не нужно. Однако при переходе от именованных к относительным единицам и наоборот надо иметь в виду, что  $R'_0 = R_0 \cdot 2 = 20000 \cdot 2 = 40000$  раз.

### **3.8. Модель оценки технического состояния электродвигателей**

Асинхронные электродвигатели являются основой электропривода большинства механизмов, широко используемых в энергетике и промышленности [79]. Электродвигатели обычно проектируются для работы в трех режимах: продолжительном; кратковременном; повторно-кратковременном. Исходя из этого для асинхронных электродвигателей, работающих в одном из этих режимов за единицы измерения наработки целесообразно принимать либо временные единицы, либо количество пусков. Принимая во внимание, что временные единицы измерения наработки являются универсальными, то целесообразно воспользоваться именно ими ( $\tau=t$ ). Однако для асинхронных электродвигателей с короткозамкнутой обмоткой ротора, работающих как правило в повторно кратковременных режимах, в качестве единиц измерения наработки можно принять количество пусков. Это связано с тем, что во время пуска электродвигателя, особенно с нагрузкой на валу, происходит значительный нагрев изоляции и возникают перенапряжения, которые постепенно разрушают изоляцию электродвигателя. Кроме того, при пусках происходит повышенный механический износ. Электродвигатели рассчитываются, как правило, на 6–8 тыс. пусков, которые могут быть выполнены как за нормативный срок службы, так и всего за несколько лет.

В основе химических реакций, протекающих в изоляционных и проводящих конструкциях асинхронных электродвигателей, лежат те же процессы, что и в силовых трансформаторах. Поэтому для оценки воздействия химических эксплуатационных факторов можно воспользоваться общими выражениями, приведенными ранее.

По данным исследований [79] одним из основных факторов повреждения обмотки статора электродвигателей являются электродинамические воздействия от пусковых токов. При работе электродвигателей в режиме частых пусков происходит ускоренное старение изоляции из-за многократных колебаний температуры и связанных с ними деформаций. При пуске электродвигателя, а также при переключении с одной скорости вращения на другую в обмотке протекает ток в 5,5–7 раз превышающий номинальный, что соответствует увеличению динамических усилий в обмотке статора в 30–49 раз. Эти усилия действуют в основном на лобовые части обмотки, вызывая их деформацию, образование местных дефектов изоляции и трещин. Происходит ослабление шнуровых бандажей, перетирание обмотки на выходе из паза, перетирание изоляции межслоевыми прокладками.

Наиболее характерные и часто встречающиеся в практике эксплуатации повреждения беличьих клеток заключаются в обрыве стержней. Обрыв стержня может произойти либо в пазовой части, либо на выступающем из активной стали конце. Причем при обрыве стержня на выступающем конце бывают два случая: обрыв на выходе из паза, что встречается очень редко, и обрыв стержня у короткозамыкающего кольца. Главными факторами повреждения короткозамкнутых клеток следует считать деформации и разрывы деталей клеток от механических перенапряжений вследствие действия высоких температурных нагревов стержней и колец в процессе пуска двигателя.

Таким образом, ухудшение технического состояния асинхронных электродвигателей обусловлено воздействием практически всех групп эксплуатационных факторов. Однако основной причиной сработки технического ресурса является температура – первопричина как тепловых, так и механических процессов сработки ресурса асинхронных электродвигателей.

Как уже было отмечено выше, в процессе пуска асинхронного электродвигателя кратность пускового тока достигает 5,5–7 номинального. В связи с этим происходит увеличение температуры обмоток ротора и статора, что приводит к ускорению сработки ресурса по отношению к номинальному режиму работы, при котором все параметры (ток, напряжение, температура и т.д.) также равны своим номинальным значениям или лежат в узком допустимом диапазоне (например,  $\pm 5\%$ ).

Разработанная методика позволяет учитывать пусковые интервалы наработки. В этом случае рассматривается интервал наработки  $R_j$ , по объему равный величине пускового интервала наработки, если бы на нем эксплуатационные факторы (например, ток, температура и т.д.) имели свои номинальные значения.

Далее значение  $R_j$  корректируется с учетом фактических значений эксплуатационных факторов (например, см. формулы (3.5.18) или (3.5.23)).

Таким образом, модель комплексной оценки технического состояния, разработанная в разделе 2.3, позволяет учесть и пусковые режимы работы асинхронных электродвигателей, причем без вывода дополнительных математических выражений.

При учете единственного эксплуатационного фактора – температуры обмотки – можно воспользоваться формулами (3.6.1) – (3.6.6).

Уравнение нагрева двигателя аналогично выражению (3.6.26):

$$\Delta\vartheta_{\partial} = \Delta\vartheta_{\partial,0} + (\Delta\vartheta_{\partial,\text{уст}} - \Delta\vartheta_{\partial,0}) \left(1 - e^{-\frac{r}{T_{\partial}}}\right), \quad (3.8.1)$$

где  $\Delta\vartheta_{\partial,0}$ ,  $\Delta\vartheta_{\partial,\text{уст}}$  – начальное и установившееся превышения температур электродвигателя над температурой окружающей среды;  $r$  – время нагрева;  $T_{\partial}$  – тепловая постоянная двигателя.

Установившееся превышение температуры  $\Delta\vartheta_{\partial,\text{уст}}$  (или  $\Delta\vartheta_{\partial,0}$ ) определяется по формуле [53]:

$$\Delta\vartheta_{\partial,\text{уст}} = \frac{\Delta P T_{\partial}}{C}, \quad (3.8.2)$$

где  $\Delta P$  – мощность потерь в электродвигателе;  $C$  – полная теплоемкость электродвигателя. Теплоемкость для наиболее распространенных двигателей, например серии АО2 1–3 габарита основного исполнения, приведена в справочных данных [82].

Тепловая постоянная времени  $T_{\partial}$  равна отношению полной теплоемкости  $C$  к суммарной теплоотдаче  $A$  [82]:

$$T_{\partial} = \frac{C}{A}. \quad (3.8.3)$$

Теплоемкость двигателя  $C$  является величиной практически постоянной и не зависит от характера нагрузки. Теплоотдача обмотки  $A$  даже при постоянной нагрузке зависит от температуры прилегающих к ней частей двигателя, которая изменяется в процессе нагрева, достигая некоторого установившегося значения (превышение температуры  $\Delta\vartheta_{\partial,\text{уст}}$ ). Следовательно, тепловая постоянная времени  $T_{\partial}$  изменяется в процессе нагрева.

Величина  $A$  может быть приближенно определена по выражению:

$$A = 0,0072 D l, \quad (3.8.4)$$

где  $l$  – длина корпуса электродвигателя;  $D$  – диаметр пакета статора.



### Глава 3. Оценка технического состояния электрооборудования на основе определения сработавшего ресурса

Подставив формулу (3.8.4) в (3.8.5), получим выражение для приближенного определения величины  $T_d$ :

$$T_d = 138,9 \frac{C}{DI}. \quad (3.8.5)$$

Подставив формулу (3.8.5) в (3.8.2), получим выражение для приближенного расчета установившейся температуры при длительной работе с потерями  $\Delta P$ :

$$\Delta \vartheta_{д.уст} = 138,9 \frac{\Delta P}{DI}. \quad (3.8.6)$$

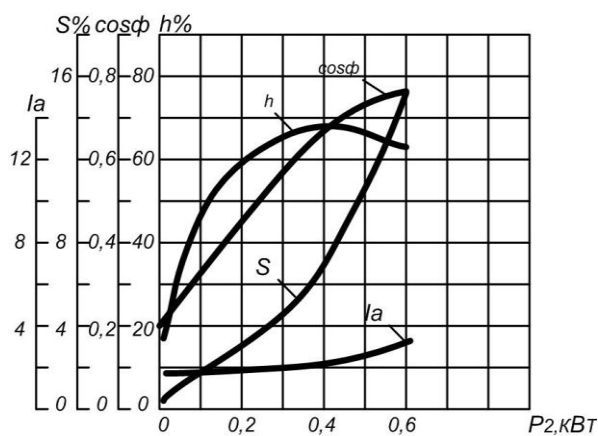
Также, согласно [82], постоянную времени необдуваемого двигателя можно принять приближенно равной  $2,5T_0$ , где  $T_0$  – начальное значение постоянной времени. Величина  $T_0$  известна и приведена в [82] для двигателей 1 – 3 габаритов серии АО2 основного исполнения.

Величина потерь  $\Delta P$  может быть определена по формуле:

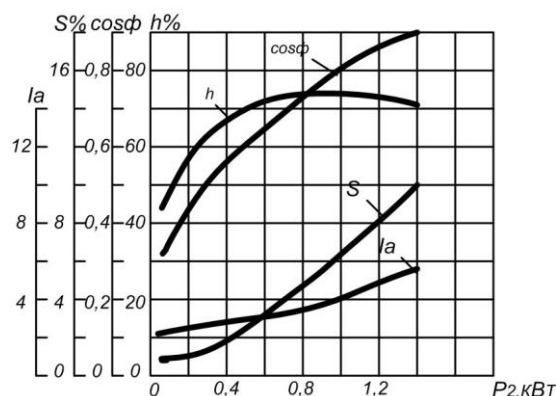
$$\Delta P = \frac{P_{дв} - \eta P_{дв}}{\eta}, \quad (3.8.7)$$

где  $P_{дв}$ ,  $\eta$  – мощность и КПД электродвигателя. Значение КПД электродвигателя зависит от его нагрузки и определяется по рабочим характеристикам, построенным при постоянном напряжении и постоянной частоте питающей сети.

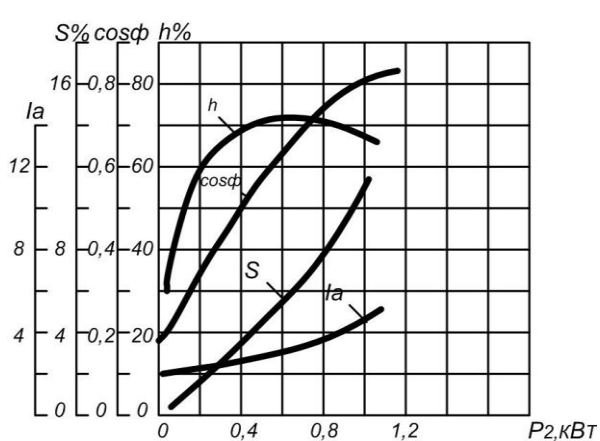
Примеры рабочих характеристик двигателей серии АОЛ2 и АО2 1 – 5 габаритов по данным типовых испытаний [82] приведены на рис. 3.8.1–3.8.2.



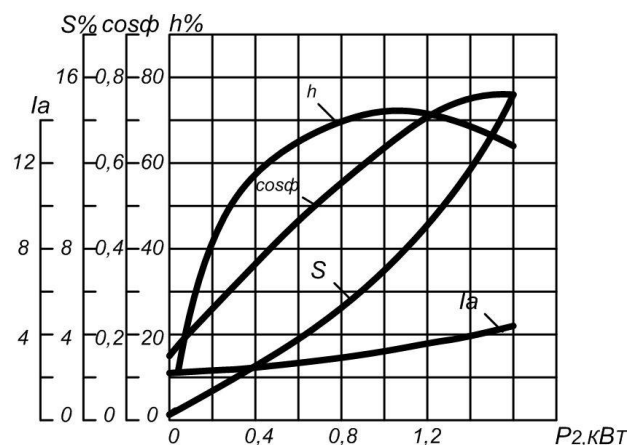
а)



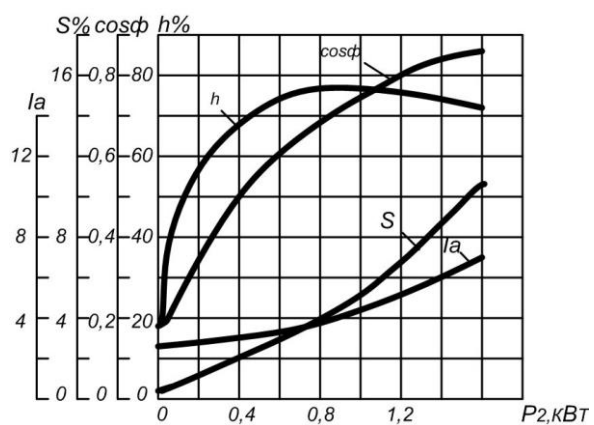
б)



в)

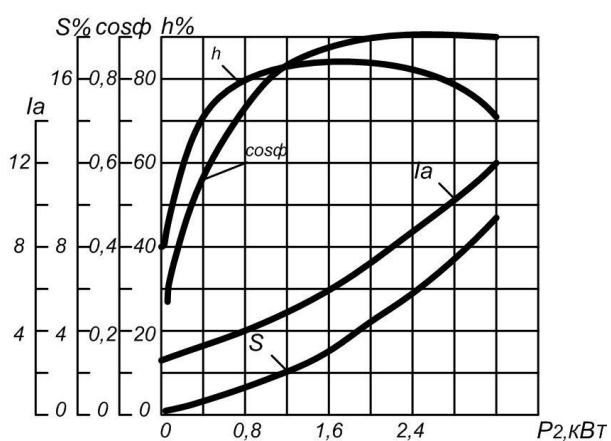


г)

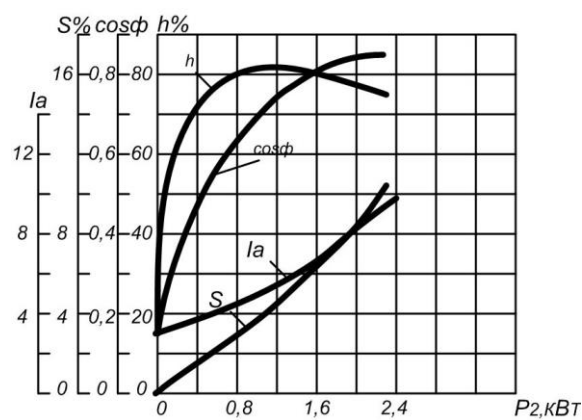


д)

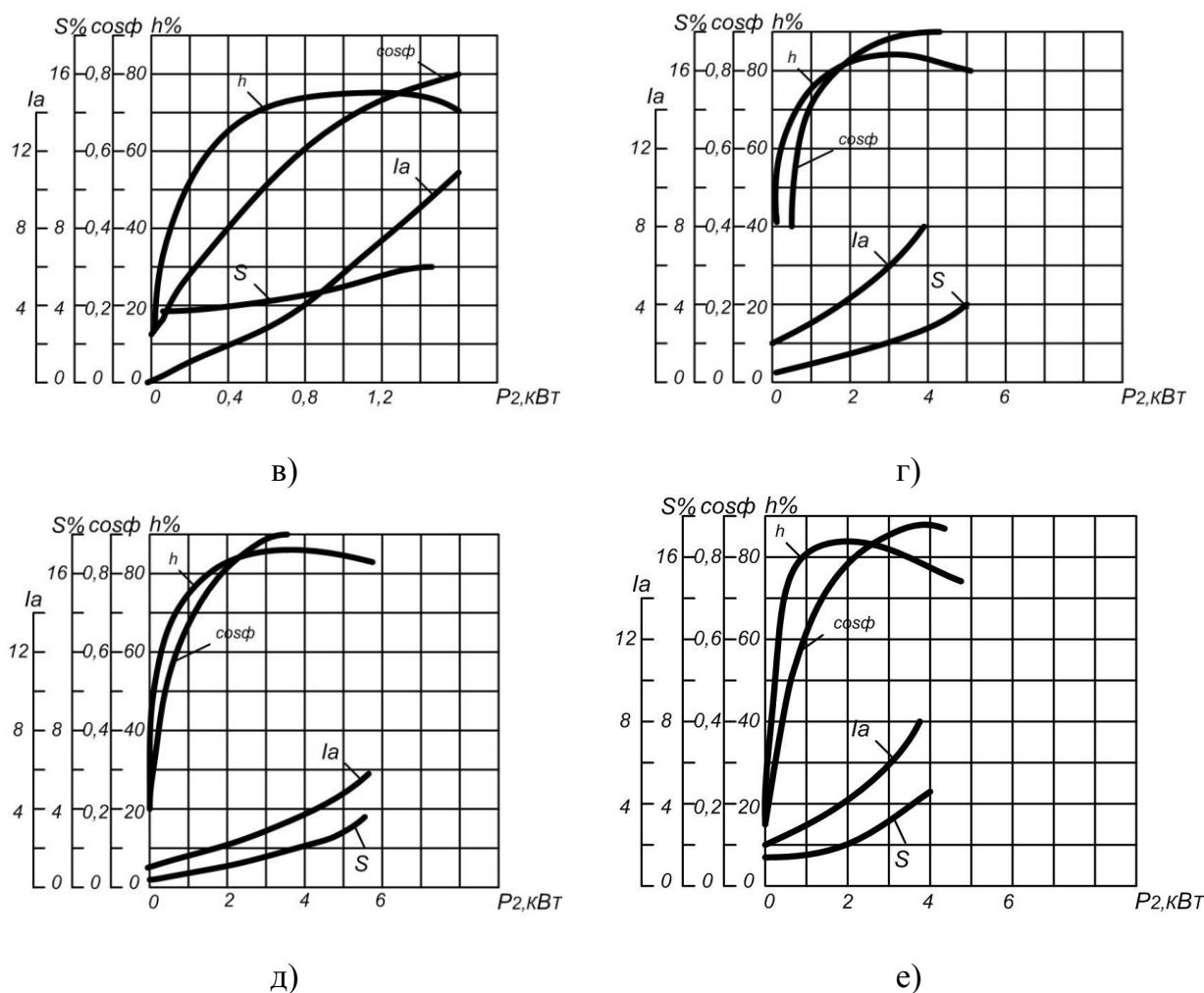
**Рис. 3.8.1.** Примеры рабочих характеристик двигателей серии АОЛ2 1–5 габаритов по данным типовых испытаний: а – АОЛ2–11–6; б – АОЛ2–12–2; в – АОЛ2–12–4; г – АОЛ2–12–6; д – АОЛ2–21–4



а)



б)



**Рис. 3.8.2.** Примеры рабочих характеристик двигателей серии АОЛ2 и АО2 1–5 габаритов по данным типовых испытаний: а – АОЛ2–22–2; б – АО2–22–4; в – АОЛ2–22–6; г – АО2–31–2; д – АО2–32–2; е – АО2–31–4

В [79] для оценки теплового износа изоляции предлагается использовать подход, основанный на  $\Delta\theta$ -градусном правиле. Поэтому зависимость для определения фактического сработанного ресурса изоляции электродвигателя будет иметь вид, аналогичный формулам (3.6.1), (3.6.3), а для оценки фактического остаточного ресурса – формуле (3.6.4).

Для электродвигателей серии АО2 можно использовать значения  $\Delta\theta$  для различных классов изоляции [82]:  $1/\Delta\theta=0,083$  для класса А, т.е. 12,048 °С;  $1/\Delta\theta=0,065$  – для класса В, т.е. 15,385 °С;  $1/\Delta\theta=0,035$  – для класса F, т.е. 28,571 °С.

Температура электродвигателя в установившемся режиме  $\vartheta_{д.уст}$  определяется по выражению:

$$\vartheta_{д.уст} = \vartheta_{охл} + \Delta\vartheta_{д.уст}. \quad (3.8.8)$$

С учетом выражения (3.8.8) при условии учета только установившихся режимов работы можно получить значения фактического сработанного и остаточного ресурса электродвигателей.

Подставим выражение (3.8.8) с учетом (3.8.2) или (3.8.6) в формулы (3.6.1), (3.6.3) и (3.6.4), предварительно разделив  $\vartheta_{д.уст}$  на  $\vartheta_0$ , получим значения сработанного и остаточного ресурса:

$$R^* = e^{\frac{\frac{1}{\vartheta_0} \left[ \vartheta_{охл} + \frac{\Delta PT_{\vartheta}}{C} \right] - 1}{\Delta\vartheta^*}}; \quad (3.8.9)$$

$$R^* = e^{\frac{\frac{1}{\vartheta_0} \left[ \vartheta_{охл} + 138.9 \frac{\Delta P}{Dl} \right] - 1}{\Delta\vartheta^*}}; \quad (3.8.10)$$

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K R_j^* \left( e^{\frac{\frac{1}{\vartheta_0} \left[ \vartheta_{охл} + \frac{\Delta PT_{\vartheta}}{C} \right] - 1}{\Delta\vartheta^*}} - 1 \right); \quad (3.8.11)$$

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K R_j^* \left( e^{\frac{\frac{1}{\vartheta_0} \left[ \vartheta_{охл} + 138.9 \frac{\Delta P}{Dl} \right] - 1}{\Delta\vartheta^*}} - 1 \right); \quad (3.8.12)$$

$$R_{ост}^* = R_{0.ост}^* - \sum_{j=1}^K R_j^* \left( e^{\frac{\frac{1}{\vartheta_0} \left[ \vartheta_{охл} + \frac{\Delta PT_{\vartheta}}{C} \right] - 1}{\Delta\vartheta^*}} - 1 \right); \quad (3.8.13)$$

$$R_{ост}^* = R_{0.ост}^* - \sum_{j=1}^K R_j^* \left( e^{\frac{\frac{1}{\vartheta_0} \left[ \vartheta_{охл} + 138.9 \frac{\Delta P}{Dl} \right] - 1}{\Delta\vartheta^*}} - 1 \right). \quad (3.8.14)$$

Формулы (3.8.10), (3.8.12) и (3.8.14) являются приближенными.

В переходных тепловых режимах фактический сработанный и остаточный ресурс в именованных единицах можно рассчитать с учетом формул (3.8.1) и (3.8.8) по выражениям:

$$R=R_0 + \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j} e^{\frac{1}{\vartheta_0} \left[ \vartheta_{\text{охл}} + \Delta\vartheta_{\text{д.0}} + (\Delta\vartheta_{\text{д.уст}} - \Delta\vartheta_{\text{д.0}}) \left( 1 - e^{-\frac{r}{T\delta}} \right) \right] - 1} \Delta\vartheta^* dr - R_j \right); \quad (3.8.15)$$

$$R_{\text{ост}}=R_{0.\text{ост}} - \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j} e^{\frac{1}{\vartheta_0} \left[ \vartheta_{\text{охл}} + \Delta\vartheta_{\text{д.0}} + (\Delta\vartheta_{\text{д.уст}} - \Delta\vartheta_{\text{д.0}}) \left( 1 - e^{-\frac{r}{T\delta}} \right) \right] - 1} \Delta\vartheta^* dr - R_j \right). \quad (3.8.16)$$

В качестве  $R_0$  для электродвигателей (серий АО2 и АОЛ2 и др.) можно принять  $R_0=20000$  ч при  $\vartheta_0=105$  °С для 1–5 габаритов и при  $\vartheta_0=120$  °С – для 6–9 габаритов [82]. Для других двигателей такую информацию можно получить либо из нормативно-технической документации, либо из паспортных данных на конкретный электродвигатель.

Необходимо отметить, что в первом приближении при учете тепловых переходных режимов можно использовать среднюю температуру двигателя  $\vartheta_{\text{ср}}$  на переходном интервале наработки, рассчитываемую по формуле, аналогичной (3.6.33):

$$\vartheta_{\text{ср}} = (\vartheta_1 + \vartheta_2)/2,$$

где  $\vartheta_1, \vartheta_2$  – температуры двигателя соответственно в начале и в конце некоторого участка наработки  $R_j$ , в течение которого наблюдался переходный тепловой режим.

Для электродвигателей, как и в случае для силовых трансформаторов, более точный учет переходных тепловых режимов возможен, если воспользоваться формулами, приведенными в разделе 1.5, для определения эквивалентных значений эксплуатационных факторов, а именно температур.

При пусках, и особенно при тяжелых затяжных пусках (разгон двигателя при больших маховых массах на валу, включение заторможенного двигателя, работа двигателя на упор, длительное вращение на ползучей скорости при моментах, близких к номинальному), мощность потерь  $\Delta P$  велика, а теплоотдача в окружающую среду не происходит [82]. Тогда нагрев двигателя идет по прямой, и уравнение теплового баланса имеет вид:

$$\frac{d(\Delta\vartheta_\delta)}{dr} = \frac{\Delta P}{c}. \quad (3.8.17)$$

Преобразуя выражение (3.8.17), получим формулу для практического определения скорости нарастания температуры  $k_J$  при пуске электродвигателя:

$$k_J = \frac{d(\Delta\vartheta_\partial)}{dr} = \frac{(k_i j_1)^2}{N}, \quad (3.8.18)$$

где  $k_i$  – кратность тока по отношению к номинальному;  $j_1$  – номинальная плотность тока в обмотке, определяемая по формуле:

$$j_1 = \frac{4I_{\text{фн}}}{\pi d^2 n_{\text{пр}} a}, \quad (3.8.19)$$

где  $I_{\text{фн}}$  – номинальный ток фазы;  $d$  – диаметр проводников в пазу;  $a$  – число параллельных ветвей в фазе;  $n_{\text{пр}}$  – число проводников в пазу;  $N$  – расчетный коэффициент, ( $N=200$  – если процесс начинался при холодном состоянии двигателя,  $N=105$  – при исходной температуре обмотки статора  $75-90$  °С,  $N=145$  – при начальной температуре  $100$  °С и выше). Приведенные значения коэффициента  $N$  справедливы для двигателей серии АО2, а для других типов электродвигателей они могут несколько отличаться.

С учетом формул (3.8.18) и (3.8.19) выражение для определения превышения температуры в момент пуска электродвигателя будет иметь вид:

$$\Delta\vartheta_\partial = \frac{r}{N} \left( \frac{4k_i I_{\text{фн}}}{\pi d^2 n_{\text{пр}} a} \right)^2. \quad (3.8.20)$$

С учетом формул (3.8.20) и (3.8.18) выражение для расчета фактического сработавшего и остаточного ресурсов электродвигателя в именованных единицах запишутся в виде:

$$R = R_0 + \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j} e^{\frac{\frac{1}{\vartheta_0} \left[ \vartheta_{\text{охл}} + \frac{r}{N} \left( \frac{4k_i I_{\text{фн}}}{\pi d^2 n_{\text{пр}} a} \right)^2 \right]^{-1}}{\Delta\vartheta^*}} dr - R_j \right); \quad (3.8.21)$$

$$R_{\text{ост}} = R_{0,\text{ост}} - \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j} e^{\frac{\frac{1}{\vartheta_0} \left[ \vartheta_{\text{охл}} + \frac{r}{N} \left( \frac{4k_i I_{\text{фн}}}{\pi d^2 n_{\text{пр}} a} \right)^2 \right]^{-1}}{\Delta\vartheta^*}} dr - R_j \right). \quad (3.8.22)$$

Для расчета ресурса при пуске может потребоваться определение времени пуска электродвигателя, подключенного к конкретному механизму [79]. Время пуска  $t_{\text{п}}$  при этом определится по формуле:

$$t_{II} = T_M \left[ \int_{s_{кр}}^1 \frac{ds}{M_* - M_{ст*}} + \int_{s_{ном}}^{s_{кр}} \frac{ds}{M_* - M_{ст*}} \right], \quad (3.8.23)$$

где  $T_M$  – электромеханическая постоянная времени;  $M_{ст*}$  – статический момент сопротивления привода;  $M_*$  – вращающий момент асинхронного электродвигателя;  $s$  – скольжение;  $s_{кр}$  – критическое значение скольжения;  $s_{ном}$  – номинальное значение скольжения.

Если требуется рассчитать фактический ресурс за наработку, отличную от наработки в объеме нормативного ресурса  $R_0^*$ , то в соответствующих выражениях необходимо положить значение  $R_0^*$ , равное этой наработке.

При использовании различных формул для подсчета температур на различных интервалах наработки используются выражения (3.6.3) – (3.6.6), в которые подставляются соответствующие значения температур электродвигателя, рассчитанные:

- по формулам (3.8.2), (3.8.6) с учетом (3.8.8);
- по формуле (3.8.1) с учетом (3.8.8);
- по формуле (3.8.20) с учетом (3.8.8);
- по формуле для расчета эквивалентных температур, приведенных в разделе 1.5;
- по формуле, аналогичной (3.6.3).

При этом необходимо учитывать размерность величин (относительные или именованные единицы измерения).

Рассмотрим примеры по оценке фактического сработанного и остаточного ресурса асинхронных электродвигателей.

*Пример 3.8.1.* Допустим, для электродвигателя АО2–12–2 (см. [53]) были в течение суток измерены эквивалентные (или средние) температуры электродвигателя, значения которых приведены в табл. 3.8.1

**Таблица 3.8.1. Распределение температуры электродвигателя по времени в течение суток**

<b>R<sub>j</sub>, ч</b>	18	6
<b>θ<sub>ннт</sub>, °С</b>	108	75

Известно, что такое распределение температур наблюдается у данного электродвигателя в течение всего срока службы  $R_0=20000$  ч. Принимая  $\Delta\theta=12,048$  °С;  $\theta_0=105$  °С, определим фактический сработанный ресурс по формуле (2.6.3):

$$R^* = 1 + \sum_{j=1}^K R_j^* \left( e^{\frac{\theta-105}{12,048}} - 1 \right) = 1 + \frac{18}{24} \left( e^{\frac{108-105}{12,048}} - 1 \right) + \frac{6}{24} \left( e^{\frac{75-105}{12,048}} - 1 \right) = 0,983 \text{ о.е.}$$

В именованных единицах  $R=0,983 \cdot 20000=19660$  ч. Если продолжать эксплуатировать электродвигатель в нормативных условиях, то его остаточный ресурс составит  $R_{0,ост}=1-0,983=0,017$  о.е., или 340 ч.

Допустим, известно, что далее двигатель будет работать только при температуре 80 °С. Тогда по формуле (2.6.4) необходимо определить фактический остаточный ресурс:

$$R_{\text{ост}}^* = 0,017 - 0,017 \left( e^{\frac{80-105}{12,048}} - 1 \right) = 0,032 \text{ о.е.}$$

или в именованных единицах  $R_{\text{ост}} = 0,032 \cdot 20000 = 640$  ч.

*Пример 3.8.2.* Предположим, двигатель АО2–32–2 работает с постоянной нагрузкой  $P_2 = 3,5$  кВт, при этом потери  $\Delta P = 0,55$  кВт (могут быть вычислены по данным рис. 3.8.2 и формуле (3.8.7)). Температура окружающей среды  $\vartheta_{\text{охл}}$  составляет 30 °С. Как и в примере 3.8.1, примем  $\Delta \vartheta = 12,048$  °С;  $\vartheta_0 = 105$  °С. По формуле (3.8.9) определим фактический сработанный ресурс электродвигателя  $R^*$ :

$$R^* = e^{\frac{\frac{1}{105} \left[ 30 + \frac{0,55 \cdot 40 \cdot 60}{18} \right] - 1}{12,048/105}} = 0,871,$$

где  $C = 18$  кДж/°С и  $T_d = 40$  мин по [82]. Можно было воспользоваться формулой (3.8.11), но так как известно, что данный режим работы двигателя является постоянным на всем интервале наработки, то по формуле (3.8.9) расчет выполняется более просто. Полагая, что нормативный ресурс этого электродвигателя составляет в именованных единицах 20000 ч, получим фактический сработанный ресурс, равный  $R = 0,871 \cdot 20000 = 17420$  ч. При условии эксплуатации данного электродвигателя в дальнейшем при нормативных условиях эксплуатации его остаточный нормативный ресурс составит  $R_{0,\text{ост}} = 20000 - 17420 = 2580$  ч, или  $1 - 0,871 = 0,129$ .

*Пример 3.8.3.* Определим фактический сработанный ресурс электродвигателя АО2–32–2 (см. пример 3.8.1) за 1 пуск продолжительностью  $t_{\text{п}} = 10$  с из холодного состояния при температуре охлаждающей среды  $\vartheta_{\text{охл}} = 30$  °С по формуле (2.94):

$$R = 10 + \int_0^{10} e^{\frac{\frac{1}{105} \left[ 30 + \frac{r}{200} \left( \frac{4 \cdot 7,4 \cdot 8}{\pi \cdot 0,4^2 \cdot 4 \cdot 2} \right)^2 \right] - 1}{12,048/105}} dr - 10 = 3,522 \cdot 10^3 \text{ с, или } 0,98 \text{ ч,}$$

где принято  $d = 0,4$  мм;  $n_{\text{пр}} = 4$ ;  $a = 2$ ;  $N = 200$ . Значения  $K_i$  и  $I_{\text{фн}}$  взяты для данного электродвигателя по [82]. В относительных единицах формула (3.8.20) может быть записана в виде:

$$R^* = \frac{1}{10} \int_0^{10} e^{\frac{\frac{1}{75} \left[ 30 + \frac{r}{200} \left( \frac{4 \cdot 7,4 \cdot 8}{\pi \cdot 0,4^2 \cdot 4 \cdot 2} \right)^2 \right] - 1}{12,048/75}} dr = 352,23 \text{ о.е.}$$



Таким образом, данный электродвигатель за 1 пуск продолжительностью 10 с срабатывает 0,98 ч нормативной эксплуатации. Если принять  $R_0=20000$  ч, то за нормативный срок службы двигатель может выдержать  $20000/0,98=20408$  пусков из холодного состояния.

### **3.9. Модель оценки технического состояния силовых кабелей**

Кабельное хозяйство на энергообъектах является обширным и, как правило, труднодоступным для эксплуатационного персонала, и в плане обслуживания, и в плане ликвидации возгораний. Поэтому очень важно уметь достоверно оценивать техническое состояние кабелей расчетным путем по доступным диагностическим данным. Для этих целей применима модель комплексной оценки технического ресурса электрооборудования, приведенная в разделе 2.3.

В настоящее время при проектировании применяются в основном силовые кабели с поливинилхлоридной (ПВХ) изоляцией (обычно на напряжение до 1 кВ) и с изоляцией из сшитого полиэтилена (ПЭ). На действующих энергообъектах широко распространены кабели с пропитанной бумажной изоляцией.

Так как кабели служат для подведения электрического тока к электрооборудованию на энергообъектах, то, учитывая приведенные положения в разделе 2.1, целесообразно выбрать временные единицы измерения наработки. Силовые кабели, также как и другое электрооборудование, подвергаются воздействию всех групп эксплуатационных факторов. Оценка влияния химических факторов на жилы кабеля и изоляцию может быть произведена, как это показано в разделе 2.1.

Влияние непосредственно механических эксплуатационных факторов наблюдается в основном в процессе прокладки. Поэтому рассматривать воздействие механического фактора на стационарно закрепленные кабели не будем.

Влияние электрических факторов связано с воздействием напряженности электрического поля. Это воздействие наблюдается обычно при коммутационных и грозовых перенапряжениях. Однако кабели защищаются обычно разрядниками и ограничителями перенапряжений. Также электрические токи большой величины (например, токи короткого замыкания) создают электродинамические усилия, что может вызвать механические повреждения изоляции кабеля. При выборе кабелей обычно производится проверка по электродинамической стойкости, по результатам которой выбирается тип кабеля, способный выдержать ударный ток короткого замыкания на данном участке сети. В нормативно-технической документации не оговариваются сроки службы кабелей при возникновении в них известных по величине механических напряжений. Кроме того, силовые кабели, особенно при прокладке в земле, представляют собой достаточно надежную конструкцию против воздействия таких динамических перегрузок [79]. В

связи с этим в данном разделе влияние группы электрических факторов на кабели не рассматривается.

Согласно исследованиям [79] и нормативно-технической документации, ресурс изоляции силовых кабелей во многом определяется тепловыми режимами их работы, которые, в свою очередь, зависят от типа кабеля, условий прокладки, температуры окружающей среды, а также от значения протекаемого по жилам кабеля электрического тока.

В [83] утверждается, что при нагреве жил кабеля до температуры 350 °С для небронированных кабелей с бумажной пропитанной изоляцией или с пластмассовой изоляцией и до 400 °С для бронированных кабелей с бумажной изоляцией, разрыва оболочек и повреждения концевых заделок, а также возгорания кабелей не происходит. Кроме того, в [83] рекомендуется анализировать состояние кабелей после каждого воздействия тока короткого замыкания и определять пригодность кабелей к дальнейшей эксплуатации при температуре нагрева жил кабелей:

- с пропитанной бумажной изоляцией свыше 200 °С, но не более 300 °С;
- с полимерной изоляцией свыше 160 °С, но не более 250 °С.

Допускается временное сохранение в эксплуатации этих кабелей до их замены в течение 1 года. Такие кабели после воздействия тока короткого замыкания должны быть осмотрены, концевые заделки при необходимости отремонтированы, а также должны быть проведены испытания повышенным напряжением. При температуре нагрева жил кабелей выше указанных значений, кабели считаются непригодными к дальнейшей эксплуатации и подлежат немедленной замене.

В результате анализа каталогов силовых кабелей с ПВХ-изоляцией и изоляцией из сшитого ПЭ различных заводов-изготовителей выяснилось, что температуры:

- 160 °С – это предельно допустимая температура кабелей с ПВХ-изоляцией сечением меньшим или равным 300 мм<sup>2</sup>;
- 250 °С – это предельно допустимая температура кабелей с изоляцией из сшитого ПЭ.

Пороговые значения предельно допустимых температур для кабелей с полимерной изоляцией лежат в диапазоне 160–250 °С. Например, для кабелей с ПВХ-изоляцией сечением более 300 мм<sup>2</sup> предельно допустимая температура составляет 140 °С.

Таким образом, при воздействии токов короткого замыкания определенной величины и продолжительности, остаточный срок службы кабелей равен 1 году при любых дальнейших режимах работы, при которых температура нагрева жил не превышает следующих значений:

- кабелей с ПВХ-изоляцией сечением меньшим или равным 300 мм<sup>2</sup> – до  $\vartheta_{\text{доп}}=160$  °С;
- кабелей с ПВХ-изоляцией сечением более 300 мм<sup>2</sup> – до  $\vartheta_{\text{доп}}=140$  °С;

- кабелей с изоляцией из сшитого ПЭ любого сечения – до  $\vartheta_{\text{доп}}=250$  °С,
- кабелей с пропитанной бумажной изоляцией – до  $\vartheta_{\text{доп}}=200\text{--}300$  °С.

При температурах, превышающих эти значения, их остаточный срок службы считается незначительным, и поэтому эти кабели должны быть заменены немедленно. Очевидно, что все ограничения по срокам службы кабелей связаны с процессами нагрева кабелей. Никаких ограничений на длительность коротких замыканий не накладывается [83]. Однако учитывая, что, например, для кабелей в системе собственных нужд электростанций максимальная расчетная длительность короткого замыкания составляет 4 с, приведена соответствующая номограмма для определения конечной температуры кабеля при коротком замыкании.

Так как ограничения связаны лишь с температурами нагрева кабелей, то, очевидно, их можно использовать при любых режимах работы кабеля, в которых происходит нагрев до указанных выше температур.

В [79] предлагается определять фактический срок службы кабелей в зависимости от температуры уже по описанному в разделе 2.3  $\Delta\vartheta$ -градусному правилу. Кроме того, широко известный закон Вант Гоффа-Аррениуса также может быть применен. С учетом этого фактический сработанный ресурс силового кабеля может быть определен по формулам (3.6.1) или (3.6.2).

Согласно [84, 85], нормативный ресурс силовых кабелей составляет  $R_0=25$  лет. При этом принимается:

- для кабелей с ПВХ-изоляцией  $\vartheta_0=70$  °С (по данным каталогов);
- для кабелей с изоляцией из сшитого ПЭ  $\vartheta_0=90$  °С (по данным каталогов);
- для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией  $\vartheta_0=60$  или  $65$  °С [84].

Приведенные значения  $\vartheta_0$  для отдельных типов кабелей могут несколько отличаться и должны указываться в нормативной документации.

По принятой в разделе 3.1 терминологии остаточный срок службы соответствует нормативному остаточному ресурсу  $R_{0,\text{ост}}$ . Так как в [84] не указано, при каких нагрузках кабель после короткого замыкания и нагреве до оговоренных выше температур, проработает еще 1 год до замены, то примем этот режим, соответствующий нормативному (некоторому усредненному и наиболее вероятному режиму работы).

Учитывая все вышесказанное, можно сделать вывод о том, что силовой кабель за время работы в ненормативных условиях  $R_j$ , которые привели к его нагреву до указанных выше температур  $\vartheta_{\text{доп}}$ , срабатывает фактический ресурс в объеме  $R_0=1$  год. В этом случае с учетом формул (3.6.1) и (3.6.2) можно соответственно записать в именованных единицах:

$$R_0-1=R_j e^{\frac{\vartheta_{\text{доп}}-\vartheta_0}{\Delta\vartheta_1}} \quad (3.9.1)$$

или

$$R_0 - 1 = e^{\frac{1/\vartheta_{\text{доп}} - 1/\vartheta_0}{1/\Delta\vartheta_2}}. \quad (3.9.2)$$

Выразим из формул (3.9.1) и (3.9.2) величины  $\Delta\vartheta$  и получим соответственно:

$$\Delta\vartheta_1 = \frac{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0}{\ln\left(\frac{R_0 - 1}{R_j}\right)}, \quad (3.9.3)$$

$$\Delta\vartheta_2 = \frac{\ln\left(\frac{R_0 - 1}{R_j}\right)}{1/\vartheta_{\text{доп}} - 1/\vartheta_0}. \quad (3.9.4)$$

Приняв в формулах (3.9.3) и (3.9.4)  $R_0 = 25$  лет,  $\vartheta_0 = \{60; 65; 70; 90\} \text{ } ^\circ\text{C}$  и  $\vartheta_{\text{доп}} = \{140; 160; 200; 250; 300\} \text{ } ^\circ\text{C}$  в зависимости от типа кабеля, можно рассчитать соответствующие величины  $\Delta\vartheta$ . При этом важно отметить, что величина  $R_j$  должна быть такова, чтобы за это время кабель данного типа ( $\text{мм}^2$ ) нагрелся с температуры  $\vartheta_0$  до  $\vartheta_{\text{доп}}$ .

Уравнение нагрева кабеля до температуры  $\vartheta_{\text{уст}}$  выражается простой экспоненциальной зависимостью [85]:

$$\vartheta = \vartheta_{\text{уст}} \left(1 - e^{-\frac{R_j}{T}}\right), \quad (3.9.5)$$

где  $\vartheta_{\text{уст}}$  – установившаяся температура;  $R_j$  – время нагрева;  $T$  – постоянная времени при известных условиях прокладки кабеля. С учетом этого кривая нагрева кабеля от начальной температуры  $\vartheta_0$  до температуры  $\vartheta = \vartheta_{\text{доп}}$  описывается формулой:

$$\vartheta = \vartheta_0 + (\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0) \left(1 - e^{-\frac{R_j}{T}}\right). \quad (3.9.6)$$

Температура  $\vartheta_{\text{доп}}$  является абстрактной границей сработки кабелем фактического ресурса, равного  $(R_0 - 1)$ , за время  $R_j$  нагрева до этой температуры. Если кабель за время  $R_j$  не нагрелся до температуры  $\vartheta_{\text{доп}}$ , то фактический сработанный ресурс не определен, а если нагрелся, то определен и равен  $(R_0 - 1)$  [85].

При применении экспоненциального закона процесс можно считать установившимся уже после истечения времени, равным  $R_j = 4T$ , при этом погрешность при определении температуры составит 1 %. Таким образом, величина  $R_j = 4T$  характеризует максимальное время, за которое кабель нагрелся до температуры  $\vartheta_{\text{доп}}$ , определенной с абсолютной погрешностью  $\sim 0,01\vartheta_{\text{доп}}$ . Это возможно при

нормальных и перегрузочных режимах работы кабеля, когда релейная защита не срабатывает и при данном токе кабель продолжает постепенно нагреваться до определенной установившейся температуры.

С учетом этого выражения (3.9.3) и (3.9.4) примут соответственно вид:

$$\Delta\vartheta_1 = \frac{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0}{\ln\left(\frac{R_0 - 1}{4T}\right)}; \quad (3.9.7)$$

$$\Delta\vartheta_2 = \frac{\ln\left(\frac{R_0 - 1}{4T}\right)}{1/\vartheta_{\text{доп}} - 1/\vartheta_0}. \quad (3.9.8)$$

Из формул (3.9.7) и (3.9.8) очевидно, что величины  $\Delta\vartheta_1$  и  $\Delta\vartheta_2$  зависят лишь от типа кабеля и условий его прокладки, так как параметры  $\vartheta_0$ ,  $\vartheta_{\text{доп}}$ ,  $R_0$  зависят от типа кабеля, а величина  $T$  – от типа и условий прокладки.

Подставим (3.9.7) и (3.9.8) соответственно в (3.6.1) и (3.6.2) и получим в именованных единицах:

$$R = R_0 e^{\frac{\vartheta - \vartheta_0}{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0} \ln\left(\frac{R_0 - 1}{4T}\right)}; \quad (3.9.9)$$

$$R = R_0 e^{\frac{\frac{1}{\vartheta} - \frac{1}{\vartheta_0}}{\frac{1}{\vartheta_{\text{доп}}} - \frac{1}{\vartheta_0}} \ln\left(\frac{R_0 - 1}{4T}\right)}. \quad (3.9.10)$$

При использовании выражений (3.9.9) и (3.9.10) необходимо иметь в виду, что в выражении (3.9.9) температура может измеряться как по Цельсию, так и по Кельвину. В выражении (3.9.10) – только по шкале Кельвина.

Фактическую установившуюся температуру кабеля можно определить по хорошо известной методике, изложенной, например, в [79].

При прокладке в воздухе величина постоянной времени  $T = T_1$  может быть вычислена по выражению [85]:

$$T_1 = (S_1 + S_e)[c_{\text{ж}} + 0,5(c_{\text{из}} + c_{\text{об}})], \quad (3.9.11)$$

где  $S_1$  – тепловое сопротивление изоляции кабеля;  $S_e$  – теплое сопротивление поверхности кабеля;  $c_{\text{ж}}$ ,  $c_{\text{из}}$ ,  $c_{\text{об}}$  – удельные теплоемкости жилы, изоляции и оболочки кабеля.

При прокладке в земле величина постоянная времени  $T = T_2$  может быть вычислена по выражению [85]:

$$T_2 = (S_1 + S_2 + S_3)[c_{\text{ж}} + 0,5(c_{\text{из}} + c_{\text{об}} + c_{\text{пок}})], \quad (3.9.12)$$

где  $S_2$  – тепловое сопротивление защитных покровов кабелей, прокладываемых в земле;  $S_3$  – тепловое сопротивление почвы;  $S_B$  – теплое сопротивление поверхности кабеля;  $c_{\text{покp}}$  – удельная теплоемкость защитных покровов кабеля.

В некоторых исследованиях приводятся все необходимые расчетные формулы для величин  $S_1, S_2, S_3, S_B$ , а также справочные данные для определения значений величин  $c_{\text{ж}}, c_{\text{из}}, c_{\text{об}}, c_{\text{покp}}$ .

При коротких замыканиях время нагрева кабеля ограничивается действием релейной защиты. Как уже отмечалось выше, для кабелей, эксплуатируемых в системе собственных нужд электростанций, производится расчет на невозгораемость за время действия резервной релейной защиты, равное 4 с.

В этом случае для определения конечной температуры жилы кабеля  $\vartheta_k$  можно воспользоваться следующей формулой [85]:

$$\vartheta_k = \vartheta_n e^{k+a} (e^k - 1), \quad (3.9.13)$$

где  $\vartheta_n$  – начальная температура жилы кабеля;  $a=228$  °C – величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0 °C;  $k$  определяется по выражению:

$$k = b \frac{I^2 R_j}{S^2}, \quad (3.9.14)$$

где  $b=45,65$  мм<sup>4</sup>/(кА<sup>2</sup>·с) для алюминия;  $b=19,58$  мм<sup>4</sup>/(кА<sup>2</sup>·с) для меди;  $S$  – поперечное сечение кабеля (мм<sup>2</sup>);  $I$  – действующее значение тока;  $R_j$  – длительность воздействия тока  $I$ .

Величина  $k$  также может быть определена из выражения (3.9.13) при  $\vartheta_n = \vartheta_0$  и  $\vartheta_k = \vartheta_{\text{доп}}$ :

$$\begin{aligned} \vartheta_{\text{доп}} &= \vartheta_0 e^{k+a} + a e^k - a \Rightarrow e^k = \frac{\vartheta_{\text{доп}} + a}{\vartheta_0 + a}, \\ k &= \ln \frac{\vartheta_{\text{доп}} + a}{\vartheta_0 + a}. \end{aligned} \quad (3.9.15)$$

Подставляя  $a=228$  °C,  $\vartheta_0 = \{60; 65; 70; 90\}$  °C и  $\vartheta_{\text{доп}} = \{140; 160; 200; 250; 300\}$  °C для различных типов кабелей, можно получить соответствующие значения коэффициента  $k$ .

Приравнивая формулы (3.9.14) и (3.9.15), найдем величину  $R_j$ :

$$\begin{aligned} b \frac{I^2 R_j}{S^2} &= \ln \frac{\vartheta_{\text{доп}} + a}{\vartheta_0 + a}, \\ R_j &= \frac{1}{I^2} \frac{S^2}{b} \ln \frac{\vartheta_{\text{доп}} + a}{\vartheta_0 + a}. \end{aligned} \quad (3.9.16)$$

**Глава 3. Оценка технического состояния электрооборудования на основе определения сработанного ресурса**

Найдем разницу  $(\vartheta_k - \vartheta_H)$ , а также  $(1/\vartheta_k - 1/\vartheta_H)$  соответственно по выражениям:

$$\vartheta_k - \vartheta_H = \vartheta_H e^k - \vartheta_H + a(e^k - 1) = (\vartheta_H + a)(e^k - 1); \quad (3.9.17)$$

$$1/\vartheta_k - 1/\vartheta_H = \frac{1}{\vartheta_H e^k + a(e^k - 1)} - \frac{1}{\vartheta_H} = \frac{\vartheta_H - \vartheta_H e^k - a(e^k - 1)}{\vartheta_H^2 e^k + \vartheta_H a(e^k - 1)} = \frac{(1 - e^k)(\vartheta_H + a)}{\vartheta_H^2 e^k + \vartheta_H a(e^k - 1)}. \quad (3.9.18)$$

При  $\vartheta_H = \vartheta_0$  и  $\vartheta_k = \vartheta_{\text{доп}}$  после подстановки формулы (3.9.17) и (3.9.18) соответственно в (3.9.3) и (3.9.4) получим:

$$\Delta\vartheta_1 = \frac{(\vartheta_0 + a)(e^k - 1)}{\ln\left(\frac{R_0 - 1}{R_j}\right)}; \quad (3.9.19)$$

$$\Delta\vartheta_2 = \frac{\ln\left(\frac{R_0 - 1}{R_j}\right)}{\frac{(1 - e^k)(\vartheta_0 + a)}{\vartheta_0^2 e^k + \vartheta_0 a(e^k - 1)}}, \quad (3.9.20)$$

где коэффициент  $k$  вычисляется по выражению (3.9.13).

Подставив (3.9.19) и (3.9.20) соответственно в (3.6.1) и (3.6.2), получим выражения для расчета фактического сработанного ресурса в именованных единицах:

$$R = R_0 e^{\frac{\vartheta - \vartheta_0}{\Delta\vartheta_1}} = R_0 e^{\frac{\vartheta - \vartheta_0}{(\vartheta_0 + a)(e^k - 1)} \ln\left(\frac{R_0 - 1}{R_j}\right)}; \quad (3.9.21)$$

$$R = R_0 e^{\frac{1/\vartheta - 1/\vartheta_0}{1/\Delta\vartheta_2}} = R_0 e^{\frac{\frac{1/\vartheta - 1/\vartheta_0}{\frac{(1 - e^k)(\vartheta_0 + a)}{\vartheta_0^2 e^k + \vartheta_0 a(e^k - 1)}} \ln\left(\frac{R_0 - 1}{R_j}\right)}; \quad (3.9.22)$$

С учетом формул (3.9.15) и (3.9.16) выражения (3.9.21) и (3.9.22) примут вид:

$$R = R_0 e^{\frac{\vartheta_H e^{\ln\frac{\vartheta_{\text{доп}} + a}{\vartheta_0 + a}} + a\left(e^{\ln\frac{\vartheta_{\text{доп}} + a}{\vartheta_0 + a}} - 1\right) - \vartheta_0}{(\vartheta_0 + a)\left(e^{\ln\frac{\vartheta_{\text{доп}} + a}{\vartheta_0 + a}} - 1\right)} \ln\left(\frac{R_0 - 1}{\frac{1}{I^2} \frac{S^2}{b} \ln\frac{\vartheta_{\text{доп}} + a}{\vartheta_0 + a}}\right)} = \\ = R_0 e^{\frac{\vartheta_H \frac{\vartheta_{\text{доп}} + a}{\vartheta_0 + a} + a\left(\frac{\vartheta_{\text{доп}} + a}{\vartheta_0 + a} - 1\right) - \vartheta_0}{(\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0)} \ln\left(\frac{R_0 - 1}{\frac{1}{I^2} \frac{S^2}{b} \ln\frac{\vartheta_{\text{доп}} + a}{\vartheta_0 + a}}\right)}; \quad (3.9.23)$$

$$\begin{aligned}
 R=R_0 e^{\left[ \frac{\frac{1}{\vartheta_H} e^{\ln \frac{\vartheta_{доп}+a}{\vartheta_0+a}} + a \left( e^{\ln \frac{\vartheta_{доп}+a}{\vartheta_0+a}} - 1 \right)}{\left( 1 - e^{\ln \frac{\vartheta_{доп}+a}{\vartheta_0+a}} \right) (\vartheta_0+a)} \right]} \ln \left( \frac{R_0-1}{\frac{1}{I^2} \frac{S^2}{b} \ln \frac{\vartheta_{доп}+a}{\vartheta_0+a}} \right) \\
 = R_0 e^{\left[ \frac{\frac{1}{\vartheta_H} \frac{\vartheta_{доп}+a}{\vartheta_0+a} + a \left( \frac{\vartheta_{доп}+a}{\vartheta_0+a} - 1 \right)}{\frac{(\vartheta_0 - \vartheta_{доп})}{\vartheta_0^2 \frac{\vartheta_{доп}+a}{\vartheta_0+a} + \vartheta_0 a \left( \frac{\vartheta_{доп}+a}{\vartheta_0+a} - 1 \right)}} \right]} \ln \left( \frac{R_0-1}{\frac{1}{I^2} \frac{S^2}{b} \ln \frac{\vartheta_{доп}+a}{\vartheta_0+a}} \right) .
 \end{aligned} \tag{3.9.24}$$

Важно отметить, что в выражение (3.9.24) значения температуры принимаются по шкале Цельсия.

Запишем для  $\Delta\vartheta$ -градусных правил формулы (3.2.13) и (3.2.15) с учетом формул (3.9.9), (3.9.10) и (3.9.23), (3.9.24) в виде:

$$R=R_0 + \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j} e^{\frac{\vartheta-\vartheta_0}{\vartheta_{доп}-\vartheta_0} \ln \left( \frac{R_0-1}{4T} \right)} dr - R_j \right); \tag{3.9.25}$$

$$R_{ост}=R_{0.ост} - \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j} e^{\frac{\vartheta-\vartheta_0}{\vartheta_{доп}-\vartheta_0} \ln \left( \frac{R_0-1}{4T} \right)} dr - R_j \right); \tag{3.9.26}$$

$$R=R_0 + \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j} e^{\frac{\vartheta_H \frac{\vartheta_{доп}+a}{\vartheta_0+a} + a \left( \frac{\vartheta_{доп}+a}{\vartheta_0+a} - 1 \right) - \vartheta_0}{(\vartheta_{доп}-\vartheta_0)} \ln \left( \frac{R_0-1}{\frac{1}{I^2} \frac{S^2}{b} \ln \frac{\vartheta_{доп}+a}{\vartheta_0+a}} \right)} dr - R_j \right); \tag{3.9.27}$$

$$R_{ост}=R_{0.ост} - \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j} e^{\frac{\vartheta_H \frac{\vartheta_{доп}+a}{\vartheta_0+a} + a \left( \frac{\vartheta_{доп}+a}{\vartheta_0+a} - 1 \right) - \vartheta_0}{(\vartheta_{доп}-\vartheta_0)} \ln \left( \frac{R_0-1}{\frac{1}{I^2} \frac{S^2}{b} \ln \frac{\vartheta_{доп}+a}{\vartheta_0+a}} \right)} dr - R_j \right). \tag{3.9.28}$$

Для закона Вант Гоффа-Аррениуса эти формулы запишутся в виде:

$$R=R_0 + \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j} e^{\frac{1/\vartheta-1/\vartheta_0}{1/\vartheta_{доп}-1/\vartheta_0} \ln \left( \frac{R_0-1}{4T} \right)} dr - R_j \right); \tag{3.9.29}$$



$$R_{\text{ост}} = R_{0.\text{ост}} - \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j} e^{\frac{1/\vartheta-1/\vartheta_0}{1/\vartheta_{\text{доп}}-1/\vartheta_0} \ln\left(\frac{R_0-1}{4T}\right)} dr - R_j \right); \quad (3.9.30)$$

$$R = R_0 + \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j} e^{\left[ \frac{\frac{1}{\vartheta_{\text{н}} \frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a} + a \left( \frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a} - 1 \right)}{\frac{1}{\vartheta_0}} \right] \ln\left(\frac{R_0-1}{\frac{1}{S^2} \frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a}}\right)} \frac{(\vartheta_0 - \vartheta_{\text{доп}})}{\vartheta_0^2 \frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a} + \vartheta_0 a \left( \frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a} - 1 \right)} dr - R_j \right); \quad (3.9.31)$$

$$R_{\text{ост}} = R_{0.\text{ост}} - \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{R_j} e^{\left[ \frac{\frac{1}{\vartheta_{\text{н}} \frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a} + a \left( \frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a} - 1 \right)}{\frac{1}{\vartheta_0}} \right] \ln\left(\frac{R_0-1}{\frac{1}{S^2} \frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a}}\right)} \frac{(\vartheta_0 - \vartheta_{\text{доп}})}{\vartheta_0^2 \frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a} + \vartheta_0 a \left( \frac{\vartheta_{\text{доп}}+a}{\vartheta_0+a} - 1 \right)} dr - R_j \right). \quad (3.9.32)$$

Рассмотрим примеры по оценке фактического сработанного и остаточного ресурса силовых кабелей.

*Пример 3.9.1* Рассмотрим одножильный алюминиевый кабель с ПВХ-изоляцией сечением  $1 \times 120 \text{ мм}^2$ , работающий в стационарном режиме в воздухе. Согласно [85], тепловое сопротивление изоляции такого кабеля определяется по выражению

$$S_1 = 0,037 \sigma_1 \lg(R_k/r_k) = 0,037 \cdot 650 \cdot \lg(10/6,18) = 5,027 \text{ град}\cdot\text{см}/\text{Вт}, \quad (3.9.33)$$

где  $\sigma_1$  – удельное тепловое сопротивление изоляции кабеля (согласно [85], принимается равным 600–700 град·см/Вт, примем 650 град·см/Вт);  $R_k$  – внешний диаметр кабеля (для данного кабеля принимается равным  $\approx 20/2=10$  мм);  $r_k$  – диаметр жилы кабеля (принимается равным  $\sqrt{120/\pi} = 6,18$  мм).

Тепловое сопротивление поверхности кабеля при прокладке в воздухе определяется по выражению [85]:

$$S_\sigma = \frac{\sigma_\sigma}{\pi D_k} = \frac{1000}{20\pi} = 15,915 \text{ град}\cdot\text{см}/\text{Вт}, \quad (3.9.34)$$

где  $\sigma_\sigma$  – удельное тепловое сопротивление поверхности данного кабеля при прокладке в воздухе (согласно [85], принимается равным 800 – 1200 град·см/Вт, примем 1000 град·см/Вт);  $D_k$  – внешний диаметр кабеля (принимается равным  $\approx 20$  мм).

По формуле (3.9.11) определим постоянную времени нагрева кабеля:

$$T_1 = (S_1 + S_6)[c_{ж} + 0,5(c_{из} + c_{об})] = \\ = (5,027 + 15,915)[8,89 + 0,5(1,3 + 1,3)] = 240,624 \text{ с,}$$

где  $c_{ж}=8,89 \text{ г/см}^3$ ;  $c_{из}=c_{об}=1,3 \text{ г/см}^3$  [61].

Допустим, нормативный срок службы данного кабеля составляет  $R_0=20$  лет. Для кабелей с ПВХ-изоляцией  $\vartheta_0=70 \text{ }^\circ\text{C}$ . Предположим, что данный кабель отработал свой нормативный срок службы, однако 5 лет он эксплуатировался с температурой  $50 \text{ }^\circ\text{C}$ , а остальные 15 – с температурой  $68 \text{ }^\circ\text{C}$ . Рассчитаем по формулам (3.9.25) и (3.9.29) фактический сработанный ресурс данного кабеля:

$$R=20+5 \left[ e^{\frac{50-70}{160-70} \ln \left( \frac{20-1}{4 \cdot \frac{240,624}{8760 \cdot 3600}} \right)} - 1 \right] + 15 \left[ e^{\frac{68-70}{160-70} \ln \left( \frac{20-1}{4 \cdot \frac{240,624}{8760 \cdot 3600}} \right)} - 1 \right] = 11,409 \text{ лет,}$$

$$R=20+5 \left[ e^{\frac{1/50-1/70}{1/160-1/70} \ln \left( \frac{20-1}{4 \cdot \frac{240,624}{8760 \cdot 3600}} \right)} - 1 \right] + 15 \left[ e^{\frac{1/68-1/70}{1/160-1/70} \ln \left( \frac{20-1}{4 \cdot \frac{240,624}{8760 \cdot 3600}} \right)} - 1 \right] = 7,467 \text{ лет.}$$

Результаты расчетов по формулам отличаются на  $11,409-7,467=3,942$  года. Очевидно, что формула с использованием  $\Delta\vartheta$ -градусных правил является более строгой. Поэтому более целесообразно пользоваться именно ей, чтобы избежать аварийных ситуаций с наибольшей вероятностью.

Если далее кабели будут эксплуатироваться при нормативных условиях, то нормативный остаточный ресурс определится как  $R_{0,ост}=20-11,409=8,591$  года или  $R_{0,ост}=20-7,467=12,533$  года. При необходимости с помощью формул (3.9.26) или (39.30) можно скорректировать эти значения с учетом дальнейших условий эксплуатации.

*Пример 3.9.2* Воспользуемся данными и результатами примера 3.9.1 и предположим, что данный кабель в процессе своей эксплуатации подвергся воздействию тока короткого замыкания величиной  $5 \text{ кА}$  в течение  $2 \text{ с}$ . Начальную температуру при коротком замыкании примем равной  $55 \text{ }^\circ\text{C}$  (короткое замыкание произошло в пределах 5 лет, при которых температура кабеля была равна  $55 \text{ }^\circ\text{C}$ ).

С помощью формул (3.9.27) и (3.9.31) определим фактический сработанный ресурс кабеля за 2 с:

$$R = 2 + 2 \left[ e^{\frac{55 \frac{160+228}{70+228} + 228 \left( \frac{160+228}{70+228} - 1 \right)^{-70}}{(160-70)}} \ln \left( \frac{20 \cdot 8760 \cdot 3600 - 1}{5^{245,65} \ln \frac{160+228}{70+228}} \right) - 1 \right] = 6,056 \cdot 10^6 \text{ с},$$

или 0,192 года,

$$R = 2 + 2 \left[ e^{\frac{\frac{1}{70} \frac{55 \frac{160+228}{70+228} + 228 \left( \frac{160+228}{70+228} - 1 \right)^{-70}}{(70-160)}}}{70^2 \frac{160+228}{70+228} + 70 \cdot 228 \left( \frac{160+228}{70+228} - 1 \right)} \ln \left( \frac{20 \cdot 8760 \cdot 3600 - 1}{5^{245,65} \ln \frac{160+228}{70+228}} \right) - 1 \right] = 4,823 \cdot 10^7 \text{ с},$$

или 1,529 года.

Результаты расчетов по формулам отличаются на  $1,529 - 0,192 = 1,337$  года. Очевидно, что формула с использованием закона Вант Гофф– Аррениуса является более строгой. Поэтому целесообразнее пользоваться выражением (3.9.31) для большей надежности результатов расчета.

Таким образом, если кабель эксплуатировался так, как показано в примере 1, и при этом подвергся воздействию тока короткого замыкания величиной 5 кА и длительностью 2 с (что равноценно нормативной эксплуатации в первом случае в течение 0,192 года, а во втором – 1,529 лет), то его фактические сработанный ресурс составит в первом случае  $11,409 + 0,192 = 11,601$  лет, а во втором:  $7,467 + 1,529 = 9,059$  лет. Значения нормативного остаточного ресурса  $R_{0,ост}$  будут соответственно равны:  $20 - 11,601 = 8,399$  лет и  $20 - 9,059 = 10,941$  лет.

При необходимости с помощью формул (3.9.26) или (3.9.30) можно скорректировать эти значения с учетом дальнейших условий эксплуатации.

Отметим, что целесообразно пользоваться наибольшими значениями фактического сработанного ресурса при расчетах сразу по обеим формулам, так как это повышает надежность полученных результатов. Поэтому полный (в стационарном режиме и при коротком замыкании) фактический сработанный ресурс имеет смысл рассчитывать следующим образом:  $11,409 - 1,529 = 12,938$  лет, при этом  $R_{0,ост} = 20 - 12,938 = 7,062$  года. Это есть верхняя граница фактического сработанного ресурса.

Нижнюю границу определяем по выражению:  $7,467 + 0,192 = 7,659$  года, при этом  $R_{0,ост} = 20 - 7,659 = 12,341$  года. Это есть нижняя граница фактического сработанного ресурса.

## ГЛАВА 4. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИНДЕКСА СОСТОЯНИЯ

### 4.1. Интегральная оценка технического состояния электрооборудования на основе определения индекса состояния

Оценка технического состояния (ТС) основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций, электрических сетей и систем электроснабжения выполняется на основе методических указаний, изложенных в следующих документах [95, 96].

В [95, 96] количественная оценка технического состояния оборудования основана на определении интегрального показателя технического состояния – индекса технического состояния.

**Индекс технического состояния** (латин. index – указатель) – это цифровой показатель, выражающий (обычно в относительных единицах или процентах) последовательное изменение во времени за определенный период времени уровня технического состояния энергетического оборудования под действием эксплуатационных факторов, условий и режимов работы, а также применяемых технологических воздействий к оборудованию посредством технического обслуживания, ремонта, замены, технического перевооружения, реконструкции или модернизации. Индекс технического состояния представляется в виде численной величины от 0 (наихудшее значение) до 100 (наилучшее значение).

К показателю ИС оборудования предъявляются следующие требования:

– **показательность:** ИС должен давать точное представление об общем состоянии оборудования, в том числе в ретроспективе, и возможности продолжения его эксплуатации;

– **объективность:** ИС должен базироваться на объективных, инструментальных измерениях, вычислениях, а не на субъективных наблюдениях и предположениях;

– **простота:** ИС должен быть понятным и легко интерпретируемым;

– соответствие действующему законодательству [95,96]:

Таким образом, ИС должен достоверно отражать уровень ТС конкретной единицы оборудования (ЕО) и его изменение в рамках установленных пределов, а также иметь понятный технический смысл и однозначную интерпретацию во всех энергетических компаниях. При этом ТС оборудования является предельным, когда ИС равен 0. Предельному состоянию также соответствует момент полной сработки своего ресурса ЕО, т.е. фактический сработанный ресурс равен нормативному. Состояние ЕО, при котором значение ИС равно 1, соответствует состоянию нового оборудования, эксплуатация которого еще не началась. Для

этого оборудования фактический сработанный ресурс равен 0. В процессе эксплуатации ТС ЕО непрерывно ухудшается. При проведении каких-либо воздействий в рамках действующей системы ТОиР происходит улучшение ТС оборудования. Тем не менее, общий тренд изменения ТС ЕО за весь срок его эксплуатации имеет убывающий характер.

В некоторых базовых (нормативных) условиях эксплуатации ТС ЕО ухудшается, как запланировано в соответствии с технической документацией завод-изготовителей на оборудование. В облегченных условиях эксплуатации ТС оборудования ухудшается менее интенсивно, в утяжеленных – более интенсивно, по сравнению с базовыми условиями.

Определение через ИС технического состояния оборудования с учетом воздействующих факторов, режимов и условий эксплуатации, позволит в энергетических компаниях управлять процессами технического обслуживания и ремонта (ТОиР) и технического перевооружения и реконструкции (ТПиР). Это обеспечит надежность и безопасность функционирования объектов энергетики, бесперебойность электроснабжения потребителей, повысит эффективность процесса эксплуатации (включая ТОиР и ТПиР). Для решения этой задачи, кроме определения ИС, необходимо также для каждой ЕО с учетом ее технического состояния (значения ИС) определить: технический ресурс, вероятности безотказной работы и отказа, предельный срок эксплуатации.

В этой связи для решения задачи определения технического ресурса, вероятности, предельного срока эксплуатации, безотказной работы и отказа необходимо установить функциональную взаимосвязь между техническим ресурсом (фактической наработкой), календарной наработкой и уровнем ТС (величиной ИС) для каждой ЕО, а также взаимосвязь между техническим ресурсом и показателями безотказности (вероятности безотказной работы и отказа). В разделах 5.2, 5.3, 5.4 приведены методики решения этих задач.

На рис. 4.1.1 представлена общая блок-схема определения технического ресурса, предельного срока эксплуатации, вероятностей безотказной работы и отказа оборудования.

Для ЕО в целом расчет индекса технического состояния основывается на определении индексов технического состояния отдельных функциональных узлов (конструктивных элементов, сборочных единиц) по совокупности диагностических параметров с учетом весовых коэффициентов их влияния на надежность всего оборудования.

Техническое состояние каждого функционального узла определяется группой контролируемых параметров, которые значимо характеризуют способность оборудованием выполнять свои функции в нормальном рабочем режиме. Величина значимости узла определяется весовым коэффициентом от 0 до 4.

Далее сопоставляются расчетные фактические значения индекса технического состояния ЕО на текущем и предыдущем этапах расчета. Делается вывод о виде технического состояния функциональных узлов и ЕО в целом, а также намечаются технические воздействия посредством проведения ТОиР.



Рис. 4.1.1. Блок-схема определения технического ресурса, предельного срока эксплуатации, вероятностей безотказной работы и отказа оборудования

Периодичность оценки технического состояния оборудования – не реже одного раза в год после проведения технического воздействия.

Таким образом, для расчета индекса технического состояния ЕО, необходимо определить:

- основные функциональные узлы оборудования;
- параметры технического состояния каждого функционального узла;
- группы параметров технического состояния;
- диапазоны изменения значений параметров технического состояния;
- весовые коэффициенты группы параметров оценки технического состояния;

**Глава 4. Оценка технического состояния электрооборудования на основе определения индекса состояния**

– весовые коэффициенты функциональных узлов.

Расчета индекса технического состояния включает 5 этапов:

1. Определяются значения параметров технического состояния функциональных узлов оборудования.

2. Определяются группы параметров технического состояния функциональных узлов оборудования.

3. Вычисляется индекс технического состояния каждого функционального узла оборудования.

4. Вычисляется индекс технического состояния каждой ЕО.

5. Вычисляется индекс технического состояния группы оборудования.

Весовые коэффициенты принимают значения от 0 до 1. Сумма весовых коэффициентов всех функциональных узлов ЕО равна 1. В табл. 4.1.1. в качестве примера приведен перечень функциональных узлов силовых трансформаторов и соответствующих им весовых коэффициентов.

**Таблица 4.1.1. Функциональные узлы и соответствующие им весовые коэффициенты для силовых маслонаполненных (авто-) трансформаторов напряжением 110 кВ и выше**

Функциональный узел	«Вес» узла	Группа параметров технического состояния	«Вес» группы параметров
Общее состояние	0,094	Общие	1,00
Изоляционная система	0,325	Состояние масла	0,500
		ХАРГ	0,500
Магнитная система	0,159	Состояние магнитной системы	1,00
Обмотки трансформатора	0,159	Состояние обмоток трансформатора	1,00
Высоковольтные вводы	0,202	Общие	0,250
		ХАРГ	0,250
		ФХАМ	0,250
		Высоковольтные испытания	0,250
Система регулирования напряжения (РПН)	0,061	Общие	0,312
		Масло	0,198
		Состояние механизмов привода и контактора	0,490

Индекс технического состояния функционального узла оборудования  $S_y$  определяется по [95,96] следующим выражением:

$$S_y = 100 \times \sum_i^n \frac{(W_i \times B_{гп i})}{4} \quad (4.1.1)$$

где  $W_i$  – значение весового коэффициента для  $i$ -ой группы параметров технического состояния;  $B_{гпi}$  – балльная оценка  $i$ -ой группы параметров технического состояния;  $n$  – количество функциональных узлов, на которое разделено оборудование; 4 – постоянный коэффициент, определяемый максимальным значением шкалы оценки технического состояния.

Согласно [96] каждый параметр технического состояния функционального узла оборудования имеет балльную шкалу оценки технического состояния, на основе которой осуществляется расчет индекса технического состояния функциональных узлов и ЕО в целом. При этом, балльная шкала оценки технического состояния включает 5 диапазонов оценки (баллы) значений параметров технического состояния:

Балл «4» – отсутствует отклонение измеряемых параметров от нормативной документации, ЕО выполняет требуемые функции в полном объеме.

Балл «3» – параметры состояния ЕО находятся в пределах нормативной документации, но появилась тенденция ухудшения значения контролируемого параметра.

Балл «2» – параметры состояния ЕО находятся в пределах нормативной документации, но возникает угроза наступления отказов, появляются первые признаки отклонения от выполнения требуемых функций.

Балл «1» - означает предельно-допустимое состояние – параметры находятся близко к критическим значениям, ЕО выполняет требуемые функции не в полном объеме.

Балл «0» – означает неудовлетворительное состояние – параметры состояния ЕО не соответствуют нормативной документации, находятся в критичном значении. Дальнейшая эксплуатация оборудования недопустима.

В [96] представлены баллы для значений параметров технического состояния в соответствии с заданными диапазонами.

Диапазоны значений индекса технического состояния  $S$  функциональных узлов, ЕО и групп оборудования представлены в табл. 4.1.2.

*Таблица 4.1.2. Диапазоны значений индекса технического состояния*

<b>Диапазон значений индекса технического состояния <math>S</math></b>	<b>Балльная оценка</b>	<b>Вид технического состояния</b>	<b>Визуализация (цветовой индикатор)</b>
$S \leq 25$	0	Критическое	красный
$25 < S \leq 50$	1	Неудовлетворительное	оранжевый
$50 < S \leq 70$	2	Удовлетворительное	желтый
$70 < S \leq 85$	3	Хорошее	зеленый
$85 < S \leq 100$	4	Очень хорошее	темно-зеленый



Определенные в [95,96] виды технического состояния имеют следующую качественную интерпретацию:

– *Очень хорошее* - техническое воздействие на ЕО не требуется, контроль ТС осуществляется в рамках планового диагностирования.

– *Хорошее* - техническое воздействие на ЕО осуществляется по результатам планового диагностирования.

– *Удовлетворительное* – состояние ЕО, при котором значение параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствует требованиям НТД документации, однако находятся на опасной близости от предельно допустимых значений. В качестве мер технического воздействия требуется усиленный контроль ТС ЕО и планирование воздействия в рамках реконструкции и капремонта.

– *Неудовлетворительное* – состояние ЕО, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям НТД, и требуется дополнительные воздействия в рамках ТОиР для обеспечения надежной работы. В качестве мер технического воздействия требуется усиленный контроль ТС ЭО и планирование воздействия в рамках технического перевооружения, эксплуатация возможна с ограничениями.

– *Критическое* – требуется срочное техническое воздействие на ЕО, эксплуатация недопустима.

Декомпозиция ЕО до функциональных узлов, оценку ТС которых возможно выполнить известными диагностическими процедурами, контролируя значимые параметры и определяя индекс состояния каждого узла  $S_y$ , позволяет выполнить итоговую оценку технического состояния оборудования в целом. Индекс технического состояния ЕО  $S_{EO}$  определяется по [95,96] на основании следующей формулы:

$$S_{EO} = W_{yi} \times S_{yi}, \quad (4.1.2)$$

где  $W_{yi}$  – значение весового коэффициента для  $i$ -го функционального узла ЕО;  $S_{yi}$  – индекс технического состояния  $i$ -го функционального узла ЕОя.

Индекс технического состояния группы оборудования  $S_{ГО}$  определяется по [95,96] на основании следующей формулы:

$$S_{ГО} = W_{EOi} \times S_{EOi}, \quad (4.1.3)$$

где  $W_{EOi}$  – значение весового коэффициента для  $i$ -ой ЕО, входящей в оцениваемую группу;  $S_{EOi}$  – индекс технического состояния  $i$ -ой ЕО, входящей в оцениваемую группу.

Интегральная оценка технического состояния электрооборудования на основе определения индекса состояния позволяет сформировать приоритизированный перечень оборудования с позиции выбора технического воздействия для поддержания его в работоспособном состоянии. Вид технического воздействия (текущий, средний, капитальный ремонт или замена) с учетом набора специальных индикаторов – «флагов».

*Флаг* – индикатор (принимает значение 1 или 0), показывает необходимость воздействия на ЕО: 0 – воздействие не требуется, 1 – воздействие необходимо.

*Флаг «Неотложный ремонт»* – установка этого флага указывает на необходимость воздействия на ЕО течение 30 календарных дней.

*Флаг «Аварийный ремонт»* – установка этого флага указывает на необходимость немедленного воздействия на ЕО (эксплуатация ЕО с установленным флагом «Аварийный» запрещена).

Введение «флагов» было вызвано необходимостью выделения из всей совокупности параметров, характеризующих ЕО, значимых и существенных отклонений, создающих существенный риск его отказа. Например: ЛЭП имеет 100 опор. Одна из них имеет неудовлетворительное ТС. Но так как значимости всех опор одинаковые, то ИС всей ЛЭП практически не изменится, но «флаг» позволит выявить это отклонение.

В общем случае выделяют «флаги» характеризующие фиксацию как всех регламентированных видов ремонтов и объемов воздействия на ЭО, а также замену неремонтопригодного ЭО и время для выполнения воздействий («учащенный контроль», «неотложный» или «аварийный» ремонт).

Преимуществом методики оценки индекса технического состояния является то, что расчеты для различных групп электрооборудования ведутся по единым текстовым алгоритмам (ТИСам) через логические и математические формулы, с учетом значений всей совокупности параметров, полученных в результате выполнения технической диагностики по действующим НТД. Расчеты на основе ТИС базируются на использовании справочников групп ЭО, параметров, нормативных значений, дефектов и других справочников, регламентированных в единой системе нормативно-справочной информация (НСИ) энергетических компаний.

## **4.2. Определение ресурса оборудования с учетом его технического состояния**

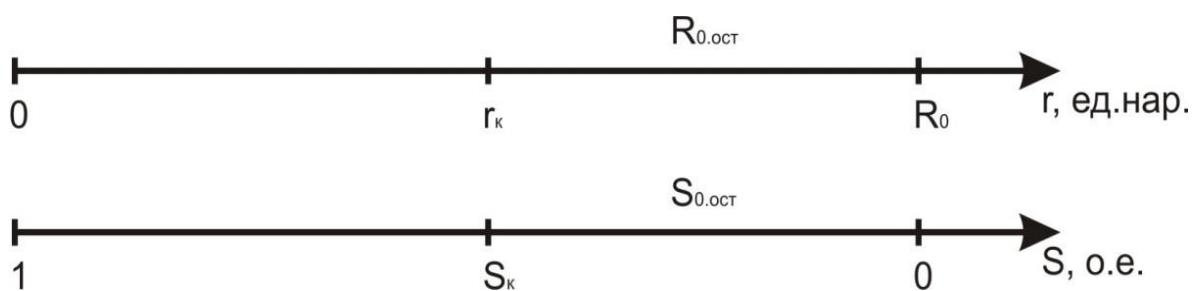
В качестве основного показателя долговечности электрооборудования (ЭО) используется технический ресурс, который наиболее полно отражает это свойство надежности [79].

*Технический ресурс* – это суммарная наработка ЭО от начала его эксплуатации или после последнего капитального ремонта до перехода в предельное состояние. Нарботка (календарная наработка) определяется или продолжительностью или объемом работы объекта [79].

*Срок службы* – календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации ЭО или ее возобновления после ремонта до его перехода в предельное состояние.

Определение предельного состояния было дано в главе 4 (табл. 4.1.1). Критерии, по которым определяется достижение ЭО предельного состояния, устанавливаются в нормативно-технической документации (НТД) в виде показателей, характеризующих его работоспособность, включая соблюдение требований техники безопасности и эффективности его эксплуатации с учетом затрат на эксплуатационно-ремонтное обслуживание [109].

Нарботка может быть измерена как в непрерывных единицах, так и в дискретных. На основе понятия наработки решается задача оценки ресурса ЭО с учетом изменения его технического состояния в различных условиях эксплуатации. Фактический ресурс ЭО зависит от его технического состояния (ТС). Динамика изменения ТС ЭО определяется воздействующими факторами, условиями и режимами эксплуатации [79]. Количественно влияние условий и режимов эксплуатации на ТС ЭО, как было показано ранее, определяется значением – индекса состояния (ИС), определяемого на основании текстовых алгоритмов – ТИ-Сов по значениям наиболее важных эксплуатационных параметров [97-99]. Наиболее значимые условия эксплуатации оговорены НТД. На рис. 4.2.1 показана диаграмма сработки ресурса и соответствующего изменения ИС для случая эксплуатации ЭО в нормативных условиях (н.у.).



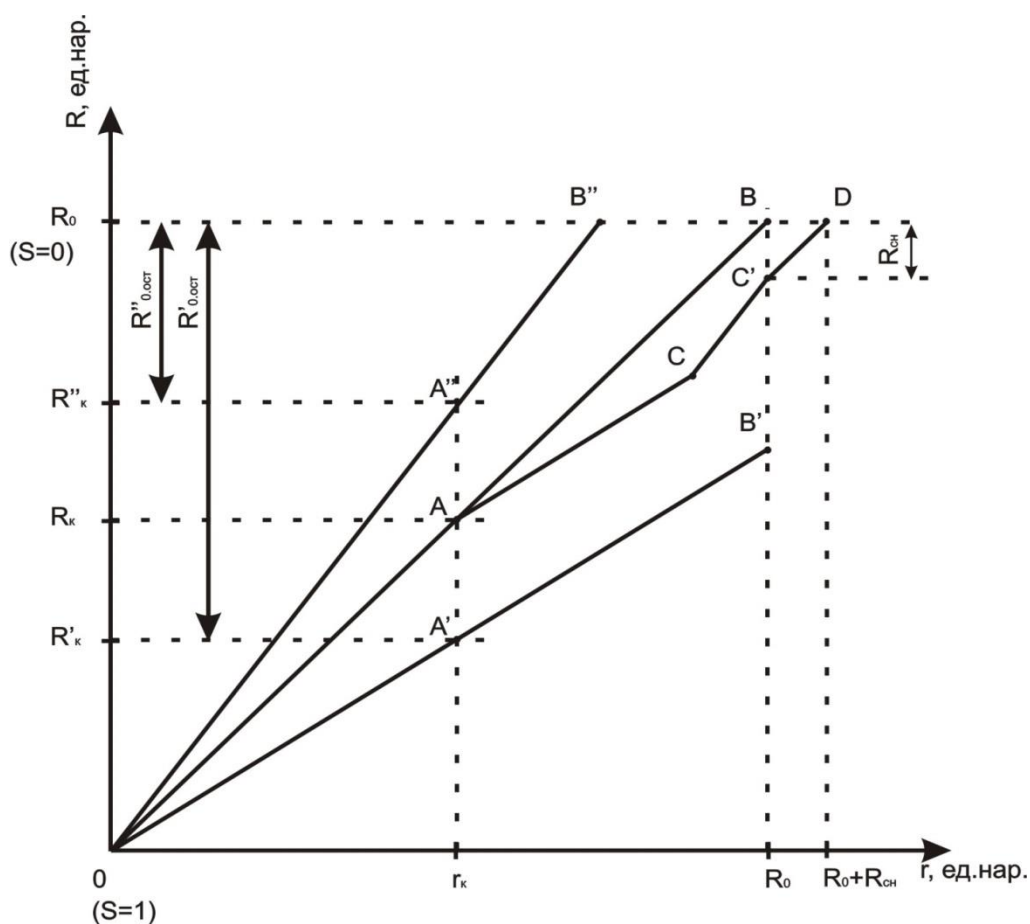
**Рис. 4.2.1.** Диаграмма сработки ресурса и изменения ИС ЭО при его эксплуатации в нормативных условиях. Единицы измерения наработки по оси  $r$ , ед. нар.

Момент  $R_0$  на оси наработки  $r$ , соответствует переходу ЭО в предельное состояние (ИС ЭО обозначенный  $S$  равен 0). Тогда интервал наработки равен по объему нормативному ресурсу ЭО  $R_0$  при условии, что оно всегда работало в н.у., установленных в НТД. Пусть ЭО работало в н.у. на интервале от 0 (ИС ЭО  $S = 1$ ) до некоторой точки контроля  $r_k$  (ИС ЭО равен промежуточному

значению  $S_k$ ) и соответственно сработало ресурс в объеме  $r_k$ . Тогда остаточный нормативный ресурс определится как  $R_{0,ост} = R_0 - r_k$  при условии, что после момента  $r_k$  на оси наработки  $r$  (рис. 4.2.2) ЭО будет эксплуатироваться также в н.у. При этом ЭО имеет запас по ИС  $S_{0,ост}$  до перехода в предельное состояние, когда ИС значения  $S = 0$ .

Износ ЭО определяется режимами работы, внешними условиями эксплуатации и воздействующими факторами. Поэтому при отличии условий эксплуатации от н.у. значение ресурса  $r_k$  должно быть скорректировано с учетом режимов и условий работы. Если известно, что на интервале наработки от  $r_k$  до  $R_0$  ЭО будет работать также в условиях, отличных от н.у., величина  $R_{0,ост}$  также должна быть скорректирована с учетом реальных условий эксплуатации. В результате корректировки для конкретного рассматриваемого ЭО получаются значения фактического сработанного ресурса  $R$  и фактического остаточного ресурса  $R_{ост}$ .

На рис. 4.2.2. показана диаграмма сработки ресурса и соответствующего изменения ИС для случая работы ЭО в различных условиях эксплуатации, отличных от нормативных.



**Рис. 4.2.2.** Диаграмма сработки ресурса и соответствующего изменения ИС ЭО для случая эксплуатации в ненормативных условиях

Оси абсцисс и ординат (см. рис. 4.2.2) являются осями наработки. По оси абсцисс откладывается наработка ЭО так, если бы оно работало в н.у. эксплуатации, а по оси ординат скорректированное значение наработки с учетом фактических условий эксплуатации. Таким образом, ось абсцисс является осью календарной наработки, а ось ординат – осью фактической наработки. Начало координат соответствует началу эксплуатации нового ЭО, у которого ИС  $S=1$  о.е. Отложим по оси абсцисс некоторую календарную наработку  $r_k$ . Точка  $r_k$  является точкой контроля ТС ЭО.

Если на интервале календарной наработки от 0 до  $r_k$  ЭО в целом эксплуатировалось в н.у., то ТС ухудшалось как запланировано в НТД, что соответствует прямой  $0AB$ . Если условия в целом были облегченные (прямая  $0A'B'$ ), то ТС ухудшалось медленнее по сравнению с его ухудшением при н.у. (ИС будет больше, чем он был бы при н.у.).

Если условия в целом были утяжеленные (прямая  $0A''B''$ ), то наоборот, ТС состояние ухудшалось быстрее (ИС будет меньше, чем он был бы при н.у.). Следовательно на оси ординат можно отложить значение наработки, соответствующее фактическому сработанному ресурсу  $R$  за наработку  $r_k$  при любых условиях эксплуатации. При этом всегда выполняется  $R \leq R_0$ .

Точка  $A$  с координатами  $(r_k, R_k)$ , которая характеризует наработку ЭО  $r_k$  так, если бы оно работало в н.у., и соответствующий фактический сработанный ресурс  $R_k$ , для которого справедливо равенство  $R_k=r_k$ .

Точка  $B$  соответствует наступлению предельного состояния ЭО (ИС ТС  $S=0$ ) при условии, что в объеме наработки  $r=R_0$  ЭО работало только в н.у.

Точка  $A'$  с координатами  $(r_k, R'_k)$  характеризует наработку ЭО  $r_k$  так, если бы оно работало в целом в облегченных условиях. При этом справедливо равенство  $R'_k < r_k < R_k$ . При этом точка  $B'$  не соответствует наступлению предельного состояния ЭО, т.к. фактический сработанный ресурс  $R'_k$  еще не достиг значения  $R_0$ . Тогда по истечении наработки  $r=R_0$  ресурс ЭО может быть продлен и осуществляться его сверхнормативная эксплуатация до момента, когда ИС станет  $S=0$ . Точка  $A''$  с координатами  $(r_k, R''_k)$  характеризует наработку ЭО  $r_k$  так, если бы оно работало в целом утяжеленных условиях, и соответствующий фактический сработанный ресурс  $R''_k$ . При этом справедливо –  $R''_k > r_k > R_k$ . При этом точка  $B''$  соответствует наступлению предельного состояния ЭО (ИС ТС  $S=0$ ), однако, фактический сработанный ресурс  $R'_k$  достиг значения  $R_0$  раньше, чем это было бы при н.у.. Поэтому, ЭО должно быть выведено из эксплуатации раньше, чем это было бы при н.у., т.е. тогда когда ИС станет  $S=0$ , а это наступит раньше чем  $r$  достигнет значения  $R_0$ . Если ЭО далее после точки  $A$  будет эксплуатироваться при н.у. и режимах работы, то дальнейшая наработка будет соответствовать нормативной. В этом случае нормативный остаточный ресурс для точки  $A$  определится так:  $R_{0,ост}=R_0-R_k$ , а для точек  $A'$  и  $A''$  – соответственно:  $R'_{0,ост}=R_0-$

$R'_k$  и  $R''_{0,ост} = R_0 - R''_k$ . Если же условия дальнейшей эксплуатации ЭО будут отличны от нормативных, то значение  $R_{0,ост}$  также должно быть скорректировано с учетом предполагаемых условий эксплуатации с целью получения значения фактического остаточного ресурса  $R_{ост}$ . После того как фактическая наработка достигнет значения нормативного ресурса  $R_0$ , ЭО переходит в предельное состояние и выводится из эксплуатации.

Рассмотрим ломаную линию  $\theta ACC'D$ , характеризующую эксплуатацию ЭО в различных условиях эксплуатации. До точки А, как уже отмечалось ранее, ЭО эксплуатировалось в н.у.. От точки А до точки С эксплуатация выполнялась в целом облегченных условиях, от точки С до точки С' – в целом в утяжеленных. На момент когда наработка  $r$  достигла значения нормативного ресурса, ЭО фактически еще не выработало его, т.е. фактический сработанный ресурс оказался меньше нормативного. Таким образом, эксплуатация ЭО может быть продлена. Нормативный остаточный ресурс при этом будет равен ресурсу сверхнормативной эксплуатации  $R_{сн}$ . Если сверхнормативная эксплуатация будет осуществляться в условиях, отличных от нормативных, то величину  $R_{сн}$  следует скорректировать с учетом планируемых условий эксплуатации.

Для удобства вычислений и сравнения результатов расчетов по ЭО различных типов и классов напряжения, а также для учета влияния условий эксплуатации на процесс сработки ресурса ЭО целесообразно перейти к относительным единицам наработки. При этом за базовое значение ресурса для н.у. следует принять нормативный ресурс  $R_0$  из НТД на ЭО. Относя все остальные значения наработки и ресурса к  $R_0$ , можно получить относительные единицы измерения наработки.

Показатель ИС  $S$  позволяет дать численную оценку ТС и определяется расчетным путем с учетом экспертных значений весовых коэффициентов [99]. При этом, значение ИС меняется в зависимости от календарной наработки, поэтому в общем случае ИС является функцией наработки. Состояние ЭО является предельным когда ИС  $S=0$ , что также соответствует моменту полной сработки ЭО своего ресурса. Состояние ЭО при значении ИС  $S=1$  соответствует ТС нового ЭО, эксплуатация которого еще не началась, а фактически сработанный ресурс  $R=0$ .

Очевидно, что долговечность ЭО, а следовательно, и технический ресурс, пропорционально зависит от динамики изменения ТС ЭО. То есть изменение фактического технического ресурса ЭО на некотором календарном интервале наработки определяется изменением ИС ЭО.

В общем случае значение ИС запишем функцией вида [99]:

$$S = f(r, \{X_i(r)\}), \quad (4.2.1)$$

где  $r$  – наработка,  $\{X_i(r)\}$  – множество параметров, от которых зависит ИС.

Рассмотрим бесконечно малый интервал календарной наработки  $dr$ , которому соответствует фактический сработанный ресурс  $dR$ . Если на интервале наработки  $dr$  ЭО эксплуатировалось в н.у., то  $dR=dr$ . Если же условия отличались от нормативных, то принимая во внимание, что  $dr$  стремиться к нулю целесообразно полагать, что отношение фактического сработанного ресурса пропорционально отношению изменения ИС ЭО на интервале  $dr$ . Функция ИС  $S$  является монотонно убывающей на межремонтном интервале, соответственно соотношения изменения ИС ЭО на бесконечно малом интервале  $dr$  в случае нормативной и не нормативной эксплуатации стремиться к соотношению значения ИС в начале интервала наработки  $dr$ . Кроме того, на бесконечно малом интервале наработки  $dr$  изменением параметров  $\{X_i\}$  можно пренебречь. Тогда, логично записать следующее выражение:

$$\frac{dR}{dr} = \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)}, \quad (4.2.2)$$

$$dR = dr \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)}, \quad (4.2.3)$$

где  $S_0(r)$  – функция изменения ИС ЭО в нормативных условиях;  $S(r)$  – функция изменения ИС ЭО в фактических условиях эксплуатации.

Выражение (4.2.3) представляет собой дифференциальное уравнение первого порядка. Проинтегрируем его обе части на интервале календарной наработки от  $r_1$  до  $r_2$ :

$$R_{12} = \int_{r_1}^{r_2} \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} dr, \quad (4.2.4)$$

где  $R_{12}$  – фактический сработанный ресурс на интервале наработки  $[r_1; r_2]$  в зависимости от значения ИС  $S(r)$ .

Выражение (4.2.4) является наиболее общим для определения фактического сработанного ресурса ЭО на заданном интервале наработки с учетом оценки ТС ЭО по значению ИС. Формула расчета фактического сработанного ресурса может меняться в зависимости от того каким образом представлена функция  $S(r)$  – ИС в зависимости от наработки  $r$ .

Для момента начала эксплуатации любого ЭО  $r=r_1=0$ . Допустим  $r=r_2=r_{к.i}$  является некой точкой контроля для которой необходимо определить фактический сработанный ресурс  $R_{к.i}$ . Если функции  $S(r)$ ,  $S_0(r)$  известны на всем интервале календарной наработки  $r \in [0; r_{к.i}]$ , т.е. известно каким образом изменялось ТС ЭО, то выражение (4.2.4) примет вид:

$$R_{к.i} = \int_0^{r_{к.i}} \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} dr, \quad (4.2.5)$$

где  $R_{k,i}$  – фактический сработанный ресурс ЭО за наработку от начала эксплуатации в объеме  $r_{k,i}$ .

Если принять  $r_{k,i}=R_0$ , то выражение (4.2.5) приобретет вид:

$$R = \int_0^{R_0} \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} dr, \quad (4.2.6)$$

где  $R$  – фактический сработанный ресурс ЭО за наработку в объеме соответствующей нормативному ресурсу  $R_0$ .

Фактический сработанный ресурс  $R_{k,i}$  ЭО на момент контроля  $r_{k,i}$  должен всегда сравниваться со значением  $R_0$ . Если  $R_{k,i} \approx R_0$ , то эксплуатация ЭО прекращается. Если  $R_{k,i} < R_0$ , то эксплуатация ЭО может быть продолжена. При этом определяется остаточный ресурс ЭО и устанавливается как долго оно может эксплуатироваться. Значение фактического сработанного ресурса  $R_{k,i}$  на момент контроля  $r_{k,i}$  не может превышать значение  $R_0$ . Если на  $K$  интервалах интенсивность воздействующих на ЭО факторов становится отличной от нормативной, то суммарный сработанный на этих интервалах наработки фактический ресурс ЭО  $\Delta r_{\Sigma}$  рассчитывается по выражению:

$$\Delta R_{\Sigma} = \sum_{j=1}^K \int_0^{r_j} \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} dr, \quad (4.2.7)$$

где  $j=1 \dots K$  – количество интервалов, на которых наблюдаются ненормативные условия эксплуатации ЭО;  $r_j$  – календарная наработка на  $j$ -м интервале. Причем  $\sum_{j=1}^K r_j \leq R_0$ .

Выражение (4.2.7) справедливо в случае, если сработка ресурса ЭО, а значит и изменение его ТС, не зависят от наработки ЭО до рассматриваемого интервала  $r_j$ .

Таким образом, величина ресурса обладает свойством аддитивности [97], которое заключается в том, что суммарный фактический сработанный ресурс  $\Delta R_{\Sigma}$  складывается из суммы значений фактического сработанного ресурса на каждом  $j$ -м участке наработки  $r_j$ . Фактический сработанный ресурс  $R_{k,i}$  за наработку в объеме  $r_{k,i}$  определяется как сумма наработки при нормативных  $\Delta r_0$  и при ненормативных  $\Delta r_{\Sigma}$  условиях эксплуатации:

$$R_{k,i} = \Delta r_0 + \Delta r_{\Sigma}. \quad (4.2.8)$$

Величины  $\Delta R_0$  определяется по выражению

$$\Delta r_0 = r_{k,i} - \sum_{i=1}^K r_j. \quad (4.2.9)$$



Подставив выражения (4.2.7) и (4.2.8) в (4.2.9), получим формулу для определения фактического сработанного ресурса ЭО  $R_{\kappa.i}$  за календарную наработку в объеме  $r_{\kappa.i}$ :

$$R_{\kappa.i} = r_{\kappa.i} - \sum_{i=1}^K r_j + \sum_{j=1}^K \int_0^{r_j} \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} dr. \quad (4.2.10)$$

Преобразуем формулу (10) и получим:

$$R_{\kappa.i} = r_{\kappa.i} + \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{r_j} \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} dr - r_j \right). \quad (4.2.11)$$

Если  $r_{\kappa.i}=R_0$ , то фактический сработанный ресурс ЭО  $R$  за календарную наработку в объеме нормативного ресурса определится как:

$$R = R_0 + \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{r_j} \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} dr - r_j \right). \quad (4.2.12)$$

Формулы (4.2.6) и (4.2.12) позволяют определить фактический сработанный ресурс за период нормативной эксплуатации ЭО (за наработку в объеме  $R_0$ ), а формулы (4.2.5) и (4.2.10) позволяют определить фактический сработанный ресурс за календарную наработку  $r_{\kappa.i}$  к  $i$ -му моменту контроля. Если ЭО уже сработало некоторый ресурс  $R_{\kappa.i}$  на момент контроля  $r_{\kappa.i}$ , тогда определим значение нормативного остаточного ресурса  $R_{0.ост}$  при условии дальнейшей работы ЭО в н.у. по выражению:

$$R_{0.ост} = R_0 - R_{\kappa.i} = R_0 - r_{\kappa.i} + \int_0^{r_{\kappa.i}} \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} dr \quad (4.2.13)$$

или (для  $K$  интервалов ненормативной эксплуатации до точки контроля):

$$R_{0.ост} = R_0 - R_{\kappa.i} = R_0 - r_{\kappa.i} + \sum_{j=1}^K \left( r_j - \int_0^{r_j} \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} dr \right) \quad (4.2.14)$$

Если  $r_{\kappa.i}=R_0$ , т.е. контроль проводится, когда календарная наработка  $r$  равна нормативному ресурсу  $R_0$ . В этом случае выражения (4.2.13) и (4.2.14) соответственно примут вид:

$$R_{0.ост} = \int_0^{R_0} \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} dr ; \quad (4.2.15)$$

$$R_{0.ост} = \sum_{j=1}^K \left( r_j - \int_0^{r_j} \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} dr \right) \quad (4.2.16)$$

При известных ненормативных условиях дальнейшей работы ЭО величину  $R_{0.ост}$  необходимо скорректировать с учетом прогноза ТС ЭО по выражения (4.2.4), приняв  $r_1=R_{к.і}$  (текущая точка контроля), а  $r_2=R_0$ :

$$R_{ост} = \int_{R_{к.і}}^{R_0} \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} dr. \quad (4.2.17)$$

При необходимости можно также использовать выражение (4.2.11) с подстановкой  $r_{к.і}=R_{0.ост}$ .

$$R_{ост} = R_{0.ост} + \sum_{j=1}^K \left( \int_0^{r_j} \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} dr - r_j \right). \quad (4.2.18)$$

После расчета необходимо оценить разницу  $R_{ост}$  и  $R_{0.ост}$  и убедиться, что  $R_{ост} \leq R_{0.ост}$ . В противном случае эксплуатация ЭО с учетом имеющегося прогноза ТС не может быть продолжена на всем интервале оставшейся календарной наработки  $r=R_{0.ост}$ . ЭО должно эксплуатироваться либо в облученных условиях эксплуатации, что позволит снизить скорость ухудшения ТС и продлить технический ресурс либо период эксплуатации должен быть сокращен на величину  $(R_{ост} - R_{0.ост})$ . Так как спрогнозировать условия и режимы работы ЭО на перспективу сложно, то принимается, что ЭО после точки контроля эксплуатируется в тех же режимах что и до точки контроля, и тогда его ТС и ИС будут меняться аналогичным образом.

Для удобства выражения для определения фактического сработанного ресурса могут быть описаны в относительных единицах (о.е.) измерения наработки, например, выражение (4.2.3) примет вид:

$$R_{12}^* = \int_{r_1^*}^{r_2^*} \frac{1-S(r^*)}{1-S_0(r^*)} dr^*, \quad (4.2.19)$$

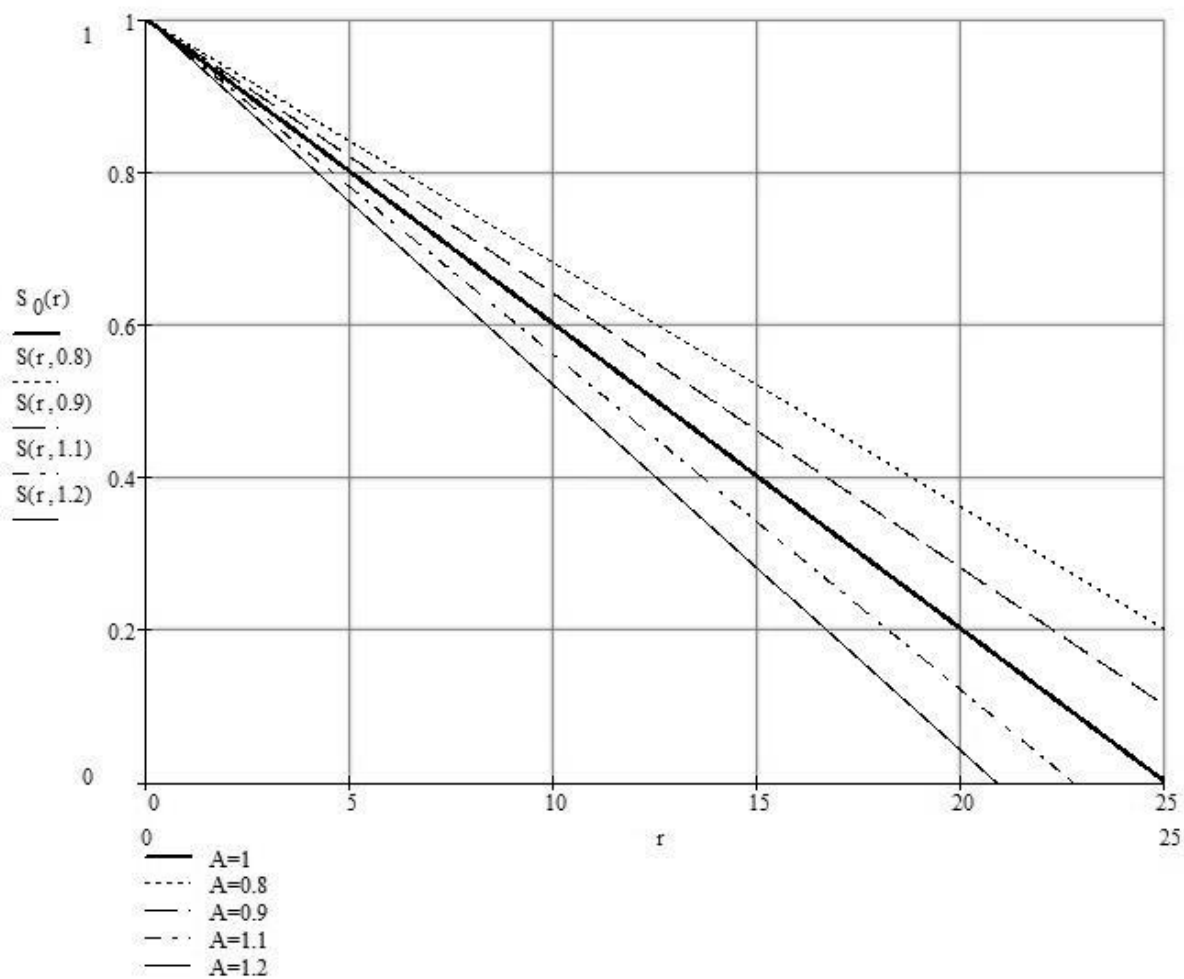
где  $R_{12}^*=R_{12}/R_0$  – относительный фактический сработанный ресурс на интервале наработки  $[r_1^*; r_2^*]$  в зависимости от ИС  $S(r^*)$ ;  $r_1^*=r_1/R_0$ ;  $r_2^*=r_2/R_0$ .

Рассмотрим возможности определения ресурса ЭО при наличии всех исходных данных. Графики на рис. 4.2.3 и 4.2.4 не привязаны к конкретному типу ЭО, а лишь показывают возможности приведенного подхода.

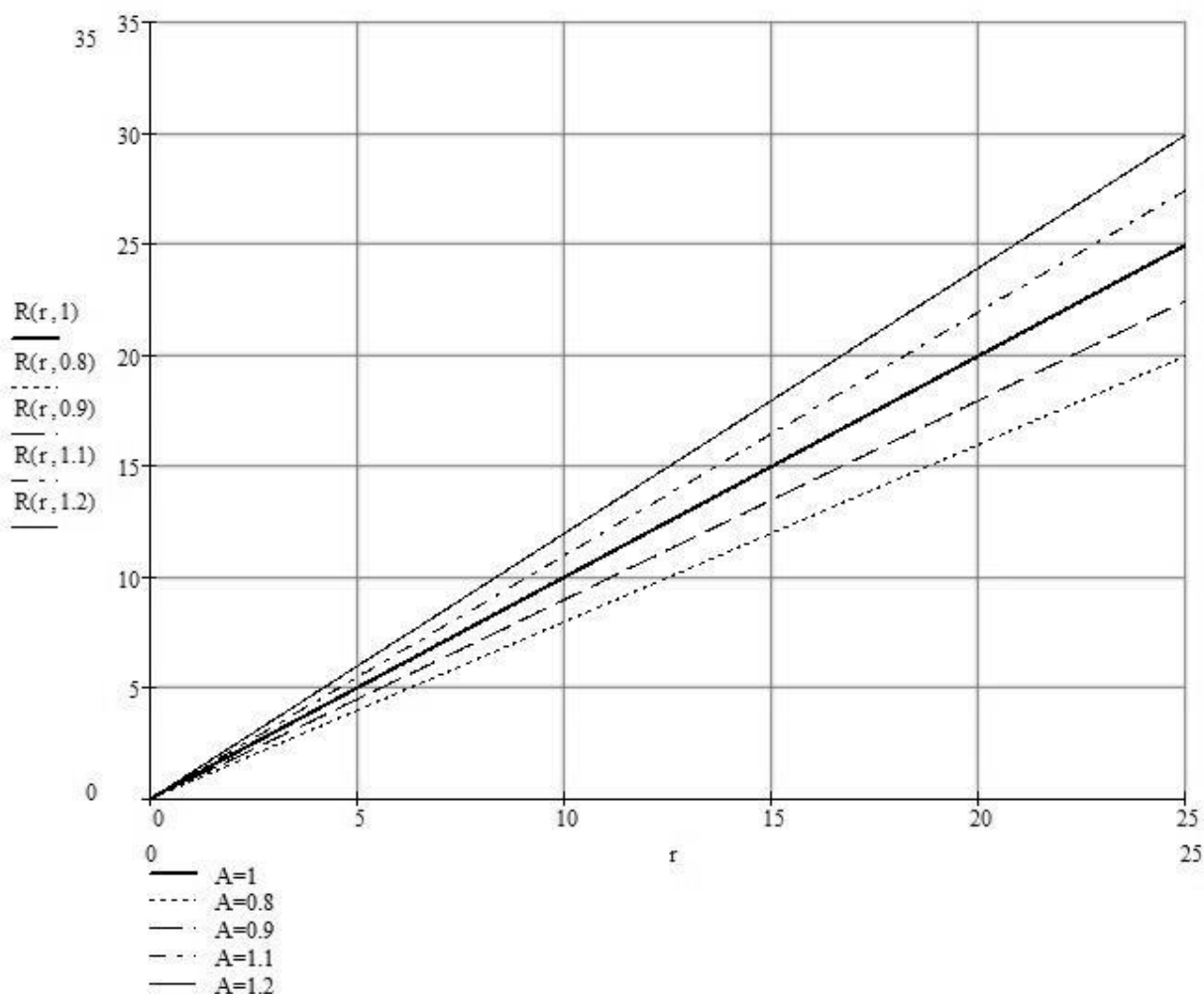
Используя линейную аппроксимацию ИС вида  $S(r) = m \cdot r + b$  [97,98], значение фактического сработанного ресурса ЭО с учетом изменения ИС  $S(r)$  определится следующим образом:

$$R_k = \int_0^{r_k} \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} dr = \int_0^{r_k} \frac{m}{m_0} dr = Ar_k, \quad (4.2.20)$$

где  $r_k$  – календарная наработка в точке контроля;  $R_k$  – фактический сработанный ресурс в точке контроля;  $m$ ,  $m_0$ , – коэффициенты линейной аппроксимации функции  $S(r)$ , соответственно для фактических и нормативных условий эксплуатации;  $A$  – коэффициент.



**Рис. 4.2.3.** Зависимости значений ИС ЭО  $S(r)$  от календарной наработки  $r$  при различных значения коэффициента  $A$ .  
Значение  $A=1$  соответствует н.у. эксплуатации ЭО



**Рис. 4.2.4.** Зависимости фактического сработавшего ресурса  $R$  от календарной наработки  $r$  при различных значения коэффициента  $A$ .  
Значение  $A=1$  соответствует н.у.

На начальном этапе получения значений по ИС, учитывая низкую репрезентативность, достоверность и небольшой временной диапазон для которого получены данные по ИС оборудования, достоверно подобрать аппроксимирующую функцию достаточно сложно.

Поэтому, первоначально целесообразно говорить лишь о тренде изменения ИС в зависимости от наработки, который, учитывая вышесказанное, логично функционально представить с помощью линейной аппроксимации имеющихся данных с оценкой точности по методу наименьших квадратов. По мере накопления новых данных в процессе эксплуатации по значениям ИС, необходимо выполнить аппроксимацию и экстраполяцию имеющихся данных посредством подбора наиболее оптимальной функциональной зависимости  $S(r)$ .

В формуле (4.2.20) коэффициент  $A$  выражает отношение значения ИС ЭО работающего в фактических условиях к значению ИС этого же ЭО, работающего в н.у. для наработки в объеме  $r_k$ .

Если  $A > 1$ , то ТС ЭО ухудшается быстрее (утяжеленные условия).

Если  $A < 1$ , то ТС ЭО ухудшается медленнее (облегченные условия).

Если  $A = 1$ , то ЭО работает в н.у..

На рис. 4.2.3 приведены зависимости изменения значений ИС ЭО от календарной наработки  $r$  при различных значения  $A$ .

На рис. 4.2.4 приведены зависимости фактического сработанного ресурса  $R$  от календарной наработки  $r$  при различных значения  $A$ .

Зависимости построены на базе выражения (4.2.20). Коэффициент  $A$  для реального ЭО может получен на основании данных эксплуатации.

В табл. 4.2.3 показаны примеры исходных данных по одной из сетевых компаний, необходимых для получения коэффициента  $A$ .

**Таблица 4.2.1. Значения коэффициентов аппроксимации  
функции изменения ИС ЭО**

Вид ЭО	Тип ЭО	$m$	$m_0$
Трансформатор	ТМН-6300/110/10	-0.02670	-0.04
Трансформатор собств. нужд	ТМГСУ11-160/10	-0.02280	-0.04
Выключатель 10 кВ	ВМП-10П-630-20	-0.01850	-0.04
Выключатель 10 кВ	VD-4	-0.14570	-0.04
Выключатель 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	-0.02230	-0.04
Выключатель 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1	-0.01170	-0.0357
Разъединитель 10 кВ	РВЗ-10/400 I	-0.01350	-0.0333
Разъединитель 10 кВ	РЛНД-10/630	-0.01010	-0.04
Разъединитель 35 кВ	РНТА-35/125	-0.0081	-0.04
Трансформатор тока	ТФНД-110М-П	-0.02300	-0.0333
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10 У2 10000/100	-0.16670	-0.04
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2УХЛ2	-0.05880	-0.04

На основании этих данных рассмотрим примеры определения сработанного и остаточного ресурса анализируемого ЭО.

*Пример 4.2.1.* Допустим ЭО отработало 7 лет в н.у. эксплуатации. В этом случае его фактический сработанный ресурс равен также 7 лет.

Если ЭО работало бы эти 7 лет в утяжеленных условиях эксплуатации при  $A=1,1$ , то оно бы фактически сработало 7,7 года.

Если бы ЭО эти 7 лет работало в облегченных условиях эксплуатации при  $A=0,8$ , то оно фактически сработало 5,6 года.

Если далее ЭО будет работать при н.у., то нормативный остаточный ресурс определится по (4.2.13) и соответственно:

$$R_{0,ост}=25-7=18 \text{ лет}; \quad R_{0,ост}=25-7.7=17.3 \text{ лет}; \quad R_{0,ост}=25-5.6=19.4 \text{ лет};$$

Если далее планируется эксплуатация ЭО в условиях отличных от нормативных, то величина  $R_{0,ост}$  должна быть скорректирована.

*Пример 4.2.2.* Допустим ЭО 2 года после начала эксплуатации работало в н.у., затем 3 года в облегченных условиях при  $A=0,9$ , далее 5 лет в утяжеленных условиях при  $A=1,2$ . Тогда фактический сработанный ресурс ЭО, учитывая свойство аддитивности (см. выражение (4.2.7)) определится как сумма фактического сработанного ресурса на каждом из интервалов календарной наработки:

$$R_k = 2 \cdot 1 + 3 \cdot 0.9 + 5 \cdot 1.2 = 10.7 \text{ года.}$$

Таким образом, за 10 лет (2+3+5) календарной наработки ЭО фактически сработало 10,7 года. Если далее ЭО будет эксплуатироваться в н.у., то нормативный остаточный ресурс определится по выражению (4.2.13):

$$\text{Нормативные условия: } R_{0,ост} = 25 - 10.7 = 14.3 \text{ года.}$$

Если далее планируется эксплуатация ЭО в условиях отличных от нормативных, то величина  $R_{0,ост}$  должна быть скорректирована с использованием выражения (4.2.17). Если, например, ЭО предполагается эксплуатировать в облегченных условиях эксплуатации ( $A=0,8$ ), то:

$$R_{ост} = \int_{R_{к.и}}^{R_0} \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} dr = \int_{10.7}^{25} A dr = \int_{10.7}^{25} 0.8 dr = 11.44 \text{ года.}$$

Тогда имеем, что  $R_{ост} < R_{0,ост}$  ( $11,44 < 14,3$ ), а, следовательно, эксплуатация может быть продолжена в н.у. еще  $14,3-11,44=2,86$  года.

Если после этого ЭО будет эксплуатироваться в условиях отличных от нормативных, то величину 2,86 года также следует скорректировать, чтобы узнать сколько оно фактически сможет еще работать.

Если условия будут утяжеленные, то ЭО фактически сможет отработать меньше чем 2,86 года. Например, если  $A=1,1$ , то ЭО сработает 2,86 года уже через 2,6 года календарной наработки:

$$2.86 = \int_{10.7+11.44}^{r_{кн}+10.7+11.44} 1.1 dr = 1.1 r_{кн} \Rightarrow r_{кн} = \frac{2.86}{1.1} = 2.6 \text{ года.}$$

В итоге, ЭО сможет отработать  $10,7+11,44+2,6=24,74$  года до исчерпания своего ресурса и перехода в предельное состояние.

Приведенные примеры показывают возможность выполнения расчета технического ресурса ЭО с учетом известной функции изменения интегральной характеристики технического состояния – индекса состояния ЭО в зависимости от календарной наработки.

Таким образом, в практике эксплуатации ЭО необходимо проводить корректировку нормативного ресурса с учетом реальных условий и режимов эксплуатации, получая фактические значения сработанного и остаточного ресурса с учетом фактического технического состояния.

Расчет ресурса по тренду изменения индекса состояния позволяет оценить, сколько фактически наработало ЭО в конкретных фактических условиях эксплуатации и сколько оно еще сможет поработать в прогнозируемых условиях.

### **4.3. Определение вероятности отказа оборудования с учетом его технического состояния**

Детальное обоснование классического подхода по расчету показателей надежности, оборудования электроэнергетических систем, основанное на общих теоретических принципах теории надежности, приведено в следующих работах [100– 109].

В силу большого количества влияющих на техническое состояние электрооборудования (ЭО) факторов, условий и режимов работы, оценка показателей надежности во многих случаях носит вероятностный характер.

Согласно терминологии по надежности систем энергетики [110] вероятность безотказной работы  $p(r)$  – это вероятность того, что в пределах заданной наработки  $r$  отказ не возникнет.

Для невосстанавливаемых объектов вероятность  $q(r)$  того, что за наработку  $r$  произойдет отказ составляет  $q(r)=1-p(r)$ .

Рассмотрим методику определения вероятности отказа оборудования с учетом его технического состояния (далее Методика).

Особенностью приводимой ниже Методики является то, что она позволяет выполнять расчеты вероятностей отказа и безотказной работы для различных групп ЭО в зависимости от фактической наработки (технического ресурса) и уровня технического состояния (ТС) различных единиц оборудования (ЕО), определяемого по значениям индекса состояния (ИС). Методика оценки вероятности отказов ЭО исходит из того, что в настоящее время в энергетических компаниях имеются системы сбора и обработки исходных данных для определения ИС и показателей безотказности каждой конкретной ЕО, которые позволяют получить:

– ретроспективную достоверную интегральную оценку ТС оборудования (ИС оборудования);

– усредненные по отрасли и группам оборудования нормированные показатели безотказности, а именно интенсивность отказа ЕО.

Методика рассматривает определение вероятности отказов для групп основного электрооборудования (генераторы, силовые трансформаторы / автотрансформаторы, высоковольтные выключатели, разъединители, воздушные ЛЭП, измерительные трансформаторы и др.). Для всех групп оборудования в энергетических компаниях должны быть сформированы единые текстовые алгоритмы расчётов индексов технического состояния (ТИС), позволяющие на основании всей совокупности диагностируемых параметров через логические и математические формулы:

– рассчитывать ИС ЕО и многокомпонентных объектов, учитывающий условия эксплуатации оборудования и технические воздействия на ТС при проведении мероприятия по ТОиР посредством параметров, определяемых по результатам диагностики;

– устанавливать рекомендуемые виды необходимых воздействий на ЕО, для обеспечения их нормального функционирования.

Рассмотрим основные положения методики определения вероятности отказа оборудования с учетом его технического состояния.

Практически все отказы ЕО носят случайный (вероятностный) характер. Однако их можно подразделить на внезапные и износные (постепенные).

Внезапные отказы происходят под действием различных внезапных факторов, например, таких как: природные воздействия (нерасчетные ветровые нагрузки, «ледяной дождь», гололедообразование и др.); вандализм; отказы, вызванные нарушением работы установленных вблизи иных ЕО и т.п. Внезапный отказ характеризуется скачкообразным изменением одного или нескольких основных параметров ЭО.

Износные отказы обусловлены недопустимым снижением уровня ТС (ИС) ЭО. Износные отказы происходят, как правило, на основе накопления и развития дефектов в процессе эксплуатации, т.е. они характеризуются постепенным изменением значений одного или нескольких основных параметров ЭО.

В [89, 92] на основании классической теории надежности в электроэнергетике обоснована оценка вероятностей безотказной работы и отказа ЕО по причине воздействия (или не воздействия) внезапных факторов на основе применения экспоненциального закона распределения вероятностей, где за нормативную интенсивность отказов принята интенсивность отказов оборудования определенного типа и группы, эксплуатируемого в нормативных условиях эксплуатации.

Учет износных отказов обеспечивается приведением фактических условий эксплуатации ЕО к нормативным посредством использования в расчетных выражениях фактической наработки каждой ЕО (фактического сработанного ресурса) вместо календарной наработки.



Для приведения условий эксплуатации применяются расчетные выражения, связывающие календарную наработку, фактический сработанный ресурс и значения ИС оборудования – разделы 5.1 и 5.2. Нормативные значения интенсивности отказов ЕО в первом приближении определяются для различных групп оборудования на основании имеющихся ретроспективных данных.

Согласно сборника терминов [110] показатели интенсивность отказов и параметр потока отказов имеют следующие определения:

- интенсивность отказов – предел отношения условной вероятности отказа объекта на интервале времени или наработки непосредственно после данного момента времени при условии, что до этого момента отказ объекта не возник, к продолжительности этого интервала при его неограниченном уменьшении;
- параметр потока отказов – предел отношения вероятности отказа объекта на интервале времени или наработки непосредственно после данного момента времени к продолжительности этого интервала при его неограниченном уменьшении.

В случае дальнейшего сбора и обработки статистических данных по аварийности ЕО, значения интенсивностей отказов подлежат корректировке. При этом, в дальнейшем целесообразно сформировать нормативные значения интенсивностей отказов для различных групп оборудования, эксплуатируемого в различных регионах страны с учетом их фактических условий и режимов эксплуатации.

Рассмотрим далее математические модели [97,98] оценки вероятностей отказа и безотказной работы ЕО с учетом различной полноты и состава исходных данных.

***Общая модель оценки вероятностей безотказной работы и отказа оборудования с учетом значения индекса состояния.***

Нижеприведенная модель является наиболее общей и учитывает все возможные причины и варианты развития отказов ЕО. Вероятность безотказной работы ЕО  $P(r)$  в общем случае зависит от наработки  $r$  и изменения значения ИС по функции  $S(r)$ , и определяется функциональной зависимостью вида:

$$P(r) = \exp \left( - \int_0^r \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} \lambda_0(r) dr \right), \quad (4.3.1)$$

где  $r$  – календарная наработка (независимая переменная);  $S(r)$  – функция изменения ИС рассматриваемой ЕО в фактических условиях эксплуатации;  $S_0(r)$  – базовая функция изменения ИС рассматриваемого типа ЕО из рассматриваемой группы оборудования в базовых нормативных условиях эксплуатации;  $\lambda_0(r)$  – интенсивность отказов ЕО рассматриваемого типа из рассматриваемой группы оборудования в базовых нормативных условиях.

Вероятность отказа ЕО  $Q(r)$  в общем случае зависит от наработки  $r$  и изменения значения ИС по функции  $S(r)$ , и определяется следующей функциональной зависимостью:

$$Q(r) = 1 - \exp\left(-\int_0^r \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} \lambda_0(r) dr\right). \quad (4.3.2)$$

Вероятность отказа ЕО  $Q(r)$  на интервале наработки  $\Delta r$  в общем случае зависит от наработки  $r$  и изменения значения ИС по функции  $S(r)$ , и определяется следующей функциональной зависимостью:

$$Q(r, \Delta r) = \left(1 - \exp\left(-\int_r^{r+\Delta r} \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} \lambda_0 dr\right)\right) \exp\left(-\int_0^r \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} \lambda_0 dr\right), \quad (4.3.3)$$

где  $\Delta r$  – небольшой интервал календарной наработки (независимая переменная) после наработки в объеме  $r$ .

Величина  $Q(r, \Delta r)$  является дополнительным вспомогательным показателем, который следует использовать при равенстве всех значений остальных показателей, применяемых для принятия решений по вопросу определения ТС и формирования технологических воздействий на ЕО.

***Модель оценки вероятностей отказа и безотказной работы оборудования при известных постоянных значениях интенсивности отказов (параметра потока отказов).***

Существующие системы сбора статистических данных по аварийности в электроэнергетической отрасли, позволяют определить численное значение наработки на отказ (параметр потока отказов) для различных типов и групп оборудования. Согласно теории надежности [100-109] для стационарного и ординарного потока событий можно принять:

$$\lambda_0 = \omega_0, \quad (4.3.4)$$

где  $\omega_0$  – средний параметр потока отказов.

Постоянство интенсивности отказов определяет использование экспоненциального закона распределения вероятностей безотказной работы и отказа. В [79] обосновано применение экспоненциального закона в данной Методике для учета внезапных отказов оборудования.

Вероятность безотказной работы ЕО  $P(r)$  в общем случае зависит от наработки  $r$  и изменения значения ИС по функции  $S(r)$ , и определяется следующей функциональной зависимостью:

$$P(r) = \exp\left(-\lambda_0 \int_0^r \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} dr\right), \quad (4.3.5)$$

где  $r$  – календарная наработка (независимая переменная);  $S(r)$  – функция изменения ИС рассматриваемой ЕО в фактических условиях эксплуатации;  $S_0(r)$  – базовая функция изменения ИС рассматриваемого типа из рассматриваемой группы оборудования в базовых нормативных условиях эксплуатации;  $\lambda_0 = \text{const}$  – интенсивность отказов ЕО рассматриваемого типа из рассматриваемой группы оборудования в базовых нормативных условиях.

Если функции  $S(r)$  и  $S_0(r)$ , не известны, то они определяются путем аппроксимации данных по значениям ИС за всю историю эксплуатации ЕО, как это будет показано ниже. Данные должны быть полноценны, т.е. соответствовать предъявленным требованиям к расчету ИС.

Вероятность отказа ЕО  $Q(r)$  в общем случае зависит от наработки  $r$  и изменения значения ИС по функции  $S(r)$ , и определяется следующей функциональной зависимостью:

$$Q(r) = 1 - \exp\left(-\lambda_0 \int_0^r \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} dr\right). \quad (4.3.6)$$

Вероятность отказа ЕО  $Q(r)$  на интервале наработки  $\Delta r$  в общем случае зависит от наработки  $r$  и изменения значения ИС по функции  $S(r)$ , и определяется следующей функциональной зависимостью:

$$Q(r, \Delta r) = \left(1 - \exp\left(-\lambda_0 \int_r^{r+\Delta r} \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} dr\right)\right) \exp\left(-\lambda_0 \int_0^r \frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} dr\right), \quad (4.3.7)$$

где  $\Delta r$  – небольшой интервал календарной наработки (независимая переменная) после наработки в объеме  $r$ .

Величина  $Q(r, \Delta r)$  также является дополнительным вспомогательным показателем, который следует использовать при равенстве всех значений остальных показателей, используемых для принятия решений по вопросу определения ТС и формирования технологических воздействий на ЕО.

Выражения (4.3.5) – (4.3.7) являются основой математической модели, которая должна применяться при работе с настоящей Методикой.

**Модель оценки вероятностей отказа и безотказной работы оборудования при линейной аппроксимации данных по ИС ЕО.**

Исследования, проведенные в [97] показали, что отсутствие полноценных ретроспективных данных по значениям ИС оборудования может являться проблемой на пути использования настоящей Методики. Для возможности применения методики в период накопления необходимых исходных данных по ИС возможно использовать модель оценки вероятностей отказа и безотказной работы оборудования при известных постоянных значениях интенсивности отказов,

применяя линейную аппроксимации данных по значениям функции изменения ИС  $S(r)$  для ЕО:

$$\frac{1-S(r)}{1-S_0(r)} = \frac{m}{m_0}, \quad (4.3.8)$$

где  $m$ ,  $m_0$  – коэффициенты линейной аппроксимации набора данных, предназначенных для получения функций изменения ИС для фактических  $S(r)$  и для базовых нормативных  $S_0(r)$  условий эксплуатации соответственно.

Вероятность безотказной работы ЕО  $P(r)$  в общем случае зависит от наработки  $r$  и фактической функции изменения ИС  $S(r)$  и определяется следующей функциональной зависимостью:

$$P(r) = \exp\left(-\lambda_0 \frac{m}{m_0} r\right), \quad (4.3.9)$$

где  $r$  – календарная наработка (независимая переменная);  $\lambda_0 = \text{const}$  – интенсивность отказов ЕО рассматриваемого типа из рассматриваемой группы оборудования в базовых нормативных условиях эксплуатации.

Вероятность отказа ЕО  $Q(r)$  в общем случае зависит от наработки  $r$  и изменения значения ИС по функции  $S(r)$ , и определяется следующей функциональной зависимостью:

$$Q(r) = 1 - \exp\left(-\lambda_0 \frac{m}{m_0} r\right). \quad (4.3.10)$$

Вероятность отказа ЕО  $Q(r)$  на интервале наработки  $\Delta r$  в общем случае зависит от наработки  $r$  и изменения значения ИС по функции  $S(r)$ , и определяется следующей функциональной зависимостью:

$$Q(r, \Delta r) = \left(1 - \exp\left(-\lambda_0 \frac{m}{m_0} \Delta r\right)\right) \exp\left(-\lambda_0 \frac{m}{m_0} r\right), \quad (4.3.11)$$

где  $\Delta r$  – небольшой интервал календарной наработки (независимая переменная) после наработки в объеме  $r$ .

Величина  $Q(r, \Delta r)$ , как уже отмечалось, является дополнительным вспомогательным показателем, который следует использовать при равенстве всех значений остальных показателей, используемых для принятия решений по вопросу определения ТС и формирования технологических воздействий на ЕО. В первом приближении, в случае отсутствия данных для получения коэффициента  $m_0$  следует пользоваться соотношением [97]:

$$m_0 = \frac{1}{R_0}, \quad (4.3.12)$$

где  $R_0$  – нормативный ресурс (наработка) ЕО рассматриваемого типа из рассматриваемой группы оборудования.

**Принципы определения функциональной зависимости значений ИС от наработки на основе результатов расчета по ТИС.**

Для определения функциональных зависимостей значений ИС для фактических условий эксплуатации  $S(r)$ , и для базовых нормативных условий эксплуатации  $S_0(r)$  от наработки  $r$  по результатам расчетов по ТИС следует использовать методы аппроксимации наборов данных. Перед выполнением аппроксимации данные по ИС следует представить в виде табл. 4.3.1

Таблица 4.3.1. Исходные данные для определения функциональной зависимости ИС от наработки

1	Дата	ДД-ММ-ГГГГ	...	...	...	ДД-ММ-ГГГГ
2	$S(S_0)$ , о.е.	1	$S_1$	...	$S_k$	0
3	$r$ , лет	0	$r_1$	...	$r_k$	$R_0$

Для аппроксимации используются строки 2 и 3 табл. 4.3.1

Аппроксимация выполняется стандартными средствами программного обеспечения общего или специального назначения. К такому программному обеспечению относятся, например: MS Excel, MathCAD, MathLAB и т.п.

В результате аппроксимации должны быть получены функции изменения ИС для фактических  $S(r)$  и базовых (нормативных)  $S_0(r)$  условий эксплуатации, обладающие определенной достоверностью. Достоверность аппроксимации определяется путем расчета коэффициентов достоверности аппроксимации. Расчет коэффициентов достоверности аппроксимации также осуществляется посредством использования стандартных функций применяемого программного обеспечения. В частности в случае использования модели оценки вероятностей отказа и безотказной работы ЕО при линейной аппроксимации данных по ИС ЕО приведенной выше – применяется линейная аппроксимация с расчетом коэффициентов аппроксимации  $m$  или  $m_0$  стандартными функциями MS Excel. Коэффициент достоверности аппроксимации при использовании MS Excel получается также автоматически.

**Принципы определения интенсивности отказов оборудования.**

Данные по интенсивности отказов собираются классическим способом на основании информации об отказах (авариях) в системах электроснабжения, в сетевых и генерирующих компаниях. Определяются средняя наработка на отказ и параметр потока отказов.

В [79] обосновано применения экспоненциального закона распределения вероятностей, при котором интенсивность отказов определяемая для нормативных условий эксплуатации постоянна  $\lambda_0 = \text{const}$ . Для стационарного и ординарного потока событий справедливо соотношение (4.3.4), когда интенсивность отказов  $\lambda_0$  и средний параметр потока отказов  $\omega_0$  равны.

Значения параметр потока отказов электрооборудования различных групп напряжением 6–220 кВ сведены в Приложение 1. В том случае, когда численные значения интенсивности отказов  $\lambda_0$  для рассматриваемой группы оборудования отсутствуют, можно оценить их для конкретного энергетического объекта на основе экспертного подхода с учетом статистических данных по аварийности ЕО входящего в рассматриваемую группу. В дальнейшем, в ходе расширения системы и условий сбора статистических данных об отказах, а также в случае разработки иных подходов к определению интенсивностей отказов ЕО, данные приведенные в Приложении 1. о значениях параметров потока отказов для оборудования различных групп подлежат корректировке.

***Требования к периодичности расчетов вероятностей безотказной работы и отказа оборудования.***

Перерасчет вероятностей отказа и безотказной работы ЕО должен осуществляться в компаниях при каждом существенном изменении значений ИС ЕО (или при получении нового значения ИС), включая расчеты до и после проведения каждого технического воздействия (ремонта).

Поэтому, периодичность расчета вероятностей соответствует периодичности расчета ИС ЕО. Аппроксимация данных по значениям ИС с целью получения функции  $S(r)$ , также должна выполняться после каждого обновления данных по ИС. Дополнительно значения вероятностей следует пересчитывать при изменении остальных данных, в том числе нормативных, входящих в модели определения вероятностей.

***Использование результатов оценки вероятностей отказа и безотказной работы для определения воздействия на ЕО.***

Значения вероятностей отказа и безотказной работы рассчитываются для макроэкономического и укрупненного планирования технического воздействий на оборудование при планировании и ранжирования очередности таких воздействий.

Объективные данные о технических параметрах, характеризующих ТС ЕО, получаемые от средств диагностики, не должны никаким образом противопоставляться расчетным данным по вероятностям отказа и безотказной работы.

Методика не отменяет и не противопоставляется действующим НТД, результатам технической диагностики ЕО, инструментальным оценкам ТС, а также не отменяет использование и введение каких-либо флагов, показывающих необходимость воздействия на ЭО.

***Порядок оценки вероятности безотказной работы и отказов электрооборудования.***

На практике для определения вероятности отказов каждой ЕО необходимо выполнить пять следующих этапов

- I. Подготовка исходных данных для каждой ЕО.
- II. Выбор модели оценки вероятностей отказа и безотказной работы.
- III. Порядок расчета вероятностей отказа и безотказной работы ЕО.

IV. Порядок расчета вероятностей отказа и безотказной работы ЕО на интервале наработки.

V. Получение графических зависимостей вероятностей.

Далее подробно рассмотрим реализацию этих этапов Методики.

**I. Подготовка исходных данных для каждой ЕО.**

Основными исходными данными для выполнения расчета вероятностей безотказной работы и отказа ЕО являются сведения о значениях ИС  $S$ ,  $S_0$ , рассматриваемых ЕО и интенсивности отказов  $\lambda_0$  для рассматриваемой группы оборудования.

Если известны функции  $S(r)$ ,  $S_0(r)$ ,  $\lambda_0(r)$  то дополнительной подготовки исходных данных не требуется.

Если какая-либо из указанных функций не известна, то ее следует определить. Если не известна функция  $\lambda_0(r)$ , то принимается  $\lambda_0(r)=\lambda_0=\text{const}$  в соответствии со значениями потока отказов  $\lambda_0$  для различных групп оборудования, приведенных в Приложении 1.

Если не известны функции  $S(r)$ ,  $S_0(r)$ , то их следует определить посредством аппроксимации данных по значениям ИС в соответствии с описанной выше процедурой.

**II. Выбор модели оценки вероятностей отказа и безотказной работы**

В зависимости от полноты и качества исходных данных следует выбрать модель оценки вероятностей отказа и безотказной работы.

В случае наличия известных функций  $S(r)$ ,  $S_0(r)$ ,  $\lambda_0(r)$  используется общая модель оценки вероятностей отказа и безотказной работы оборудования по выражениям (4.3.1–4.3.3).

В случае наличия известных функций  $S(r)$ ,  $S_0(r)$ ,  $\lambda_0(r)=\lambda_0=\text{const}$  (экспоненциальный закон распределения вероятностей) используется модель расчета по выражениям (4.3.4–4.3.7). Эта же модель используется, когда известны функции  $S(r)$ ,  $S_0(r)$ , а функция  $\lambda_0(r)$  неизвестна. Тогда она может быть принята постоянной  $\lambda_0(r)=\lambda_0=\text{const}$ , а ее значение определяется по Приложению 1. Модель оценки вероятностей отказа и безотказной работы (4.3.4–4.3.7) при известных постоянных значениях интенсивности отказов является основной и должна использоваться после окончания внедрения Методики.

При отсутствии полноценных ретроспективных данных, как по интенсивности отказов ЕО, так и по функциям изменения значений ИС от наработки ЕО следует применять модель оценки вероятностей отказа и безотказной работы ЭО при линейной аппроксимации данных по значениям ИС. Интенсивность отказа принимается  $\lambda_0=\text{const}$  в соответствии с Приложением 1.

**III. Порядок расчета вероятностей отказа и безотказной работы ЕО.**

После подготовки исходных данных и выбора модели расчета вероятностей следует определить дату (далее «дата расчета»), на которую необходимо выполнить оценку вероятностей отказа и безотказной работы.

Для каждой рассматриваемой ЕО должны быть известны:

- функция  $S_0(r)=S_{0,EO}(r)$ , где  $S_{0,EO}(r)$  – известная базовая функция изменения ИС в зависимости от наработки для ЕО;
- функция  $S(r)=S_{EO}(r)$ , где  $S_{EO}(r)$  – известная фактическая функция изменения ИС в зависимости от наработки для ЕО;
- функция  $\lambda_0(r)=\lambda_{0,EO}(r)$ , где  $\lambda_{0,EO}(r)$  – известная функция изменения потока отказов в зависимости от наработки для ЕО (как правило, постоянная величина, принимаемая из Приложения 1).

Зная дату ввода в эксплуатацию ЕО, следует определить календарную наработку ЕО между датой ввода в эксплуатацию и датой расчета в годах.

$$r = r_{расч}. \quad (4.3.13)$$

Дата расчета не может быть ранее даты ввода в эксплуатацию ЕО. Приведем порядок расчета вероятностей отказа  $Q$  и безотказной работы  $P$  электросетевого оборудования.

**Вероятность безотказной работы  $P=P_{расч}$  для каждой ЕО рассчитывается следующим образом:**

1. Выполняется подстановка величин  $S_0(r)=S_{0,EO}(r)$ ;  $S(r)=S_{EO}(r)$ ;  $\lambda_0(r)=\lambda_{0,EO}(r)$  в выражения (4.3.1) или (4.3.5) или (4.3.9) в зависимости от выбранной модели оценки вероятностей.

2. Выполняются математические преобразования (интегрирование, упрощения выражений и т.п., в том числе с использованием специализированного математического программного обеспечения).

3. В упрощенное выражение выполняется подстановка в соответствии с выражением (4.3.13) и ведется расчет вероятности безотказной работы.

**Вероятность отказа  $Q=Q_{расч}$  ЕО рассчитывается так:**

4. Выполняется подстановка  $S_0(r)=S_{0,EO}(r)$ ;  $S(r)=S_{EO}(r)$ ;  $\lambda_0(r)=\lambda_{0,EO}(r)$  в выражения (4.3.2), (4.3.6), (4.3.10) в зависимости от выбранной модели.

5. Выполняются математические преобразования (интегрирование, упрощения выражений и т.п., в том числе с использованием специализированного математического программного обеспечения).

6. В упрощенное выражение выполняется подстановка согласно выражения (4.3.13) и проводится расчет вероятности безотказной работы.

7. Выполнение расчета вероятности отказа  $Q=Q_{расч}$  по п.п. 4–6 следует проводить, если ранее не проводился расчет вероятности безотказной работы  $P=P_{расч}$  по п.п. 1–3. Если расчет проводился и получено расчетное значение вероятности безотказной работы  $P_{расч}$ , то выполнять расчет вероятности отказа по п.п. 4–6 не требуется. Вероятность отказа ЕО следует определить по выражению:

$$Q_{расч} = 1 - P_{расч}. \quad (4.3.14)$$



#### **IV. Порядок расчета вероятностей отказа и безотказной работы ЕО на интервале наработки.**

После подготовки исходных данных и выбора модели оценки вероятностей следует определить дату расчета, после которой необходимо оценить вероятность отказа на заданном интервале наработки:

$$\Delta r = \Delta r_{расч}. \quad (4.3.15)$$

Интервал наработки  $\Delta r_{расч}$  не должен быть слишком большим и не должен превышать 1/10 нормативного ресурса ЕО из рассматриваемой группы.

Для каждой рассматриваемой ЕО должны быть известны:

- функция  $S_0(r)=S_{0,EO}(r)$ , где  $S_{0,EO}(r)$  – известная базовая функция изменения ИС в зависимости от наработки для ЕО;
- функция  $S(r)=S_{EO}(r)$ , где  $S_{EO}(r)$  – известная фактическая функция изменения ИС в зависимости от наработки для ЕО;
- функция  $\lambda_0(r)=\lambda_{0,EO}(r)$ , где  $\lambda_{0,EO}(r)$  – известная функция изменения потока отказов в зависимости от наработки для ЕО (как правило, постоянная величина, принимаемая из Приложения 1).

Зная дату ввода в эксплуатацию ЕО, следует определить календарную наработку ЕО между датой ввода в эксплуатацию и датой расчета в годах.

$$r = r_{расч}. \quad (4.3.16)$$

Дата расчета не может быть ранее даты ввода в эксплуатацию ЕО.

**Вероятность отказа  $Q=Q_{расч}$  ЕО на интервале наработки рассчитывается следующим образом:**

1. Выполняется подстановка  $S_0(r)=S_{0,EO}(r)$ ;  $S(r)=S_{EO}(r)$ ;  $\lambda_0(r)=\lambda_{0,EO}(r)$  в выражения (4.3.3), (4.3.7), (4.3.11) в зависимости от выбранной модели.
2. Выполняются математические преобразования (интегрирование, упрощения выражений и т.п., в том числе с использованием специализированного математического программного обеспечения).
3. В упрощенное выражение осуществляется подстановка в соответствии с выражениями (4.3.15) и (4.3.16), далее производится расчет вероятности безотказной работы.

#### **V. Получение графических зависимостей вероятностей.**

Настоящая Методика позволяет получить не только конкретные точечные значения вероятностей, но и построить зависимости вероятностей безотказной работы и отказа от наработки  $r$ . Для этих целей в порядке расчетов вероятностей на этапе III не следует выполнять п.п. 3, 6, 7, а на этапе IV – п. 3. В этом случае будут получены функции вероятностей отказа  $Q(r)$  и безотказной работы  $P(r)$  в зависимости от наработки  $r$  или интервала наработки  $\Delta r$ , или от обеих независимых переменных  $r$  и  $\Delta r$ .

На рис. 4.2.5 и 4.2.6 в качестве примера представлены формы отображения зависимости функции изменения ИС  $S(r)$  от наработки, а также вероятностей отказа  $Q$  и безотказной работы  $P$  для трансформатора ТМН – 6300/110/10 за календарную наработку  $r$  (для линейной аппроксимации  $S(r)$ ).

Подобные зависимости для различных ЕО позволяют расширить применение Методики за счет выполнения не только точечного сравнения значений вероятности, но и на всем рассматриваемом периоде эксплуатации.

Таким образом, Методика позволяет определять численные значения вероятностей безотказной работы и отказа для любых вариантов изменения значений ИС по каждой ЕО в зависимости от наработки и для любых законов распределения вероятностей.

Частные выражения для определения значений вероятностей безотказной работы и отказа зависят от состава имеющихся исходных данных и принятых при расчете допущений.

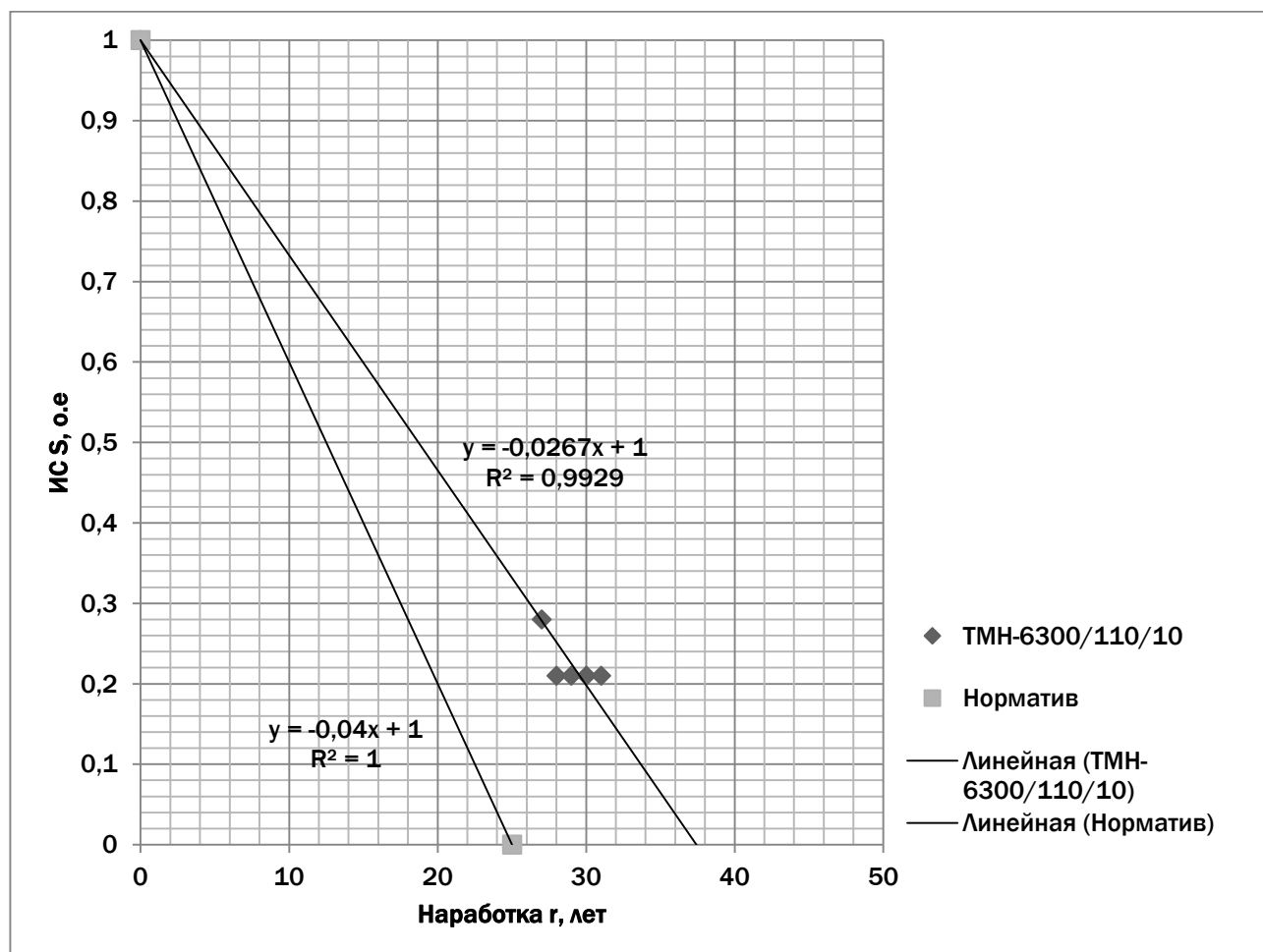
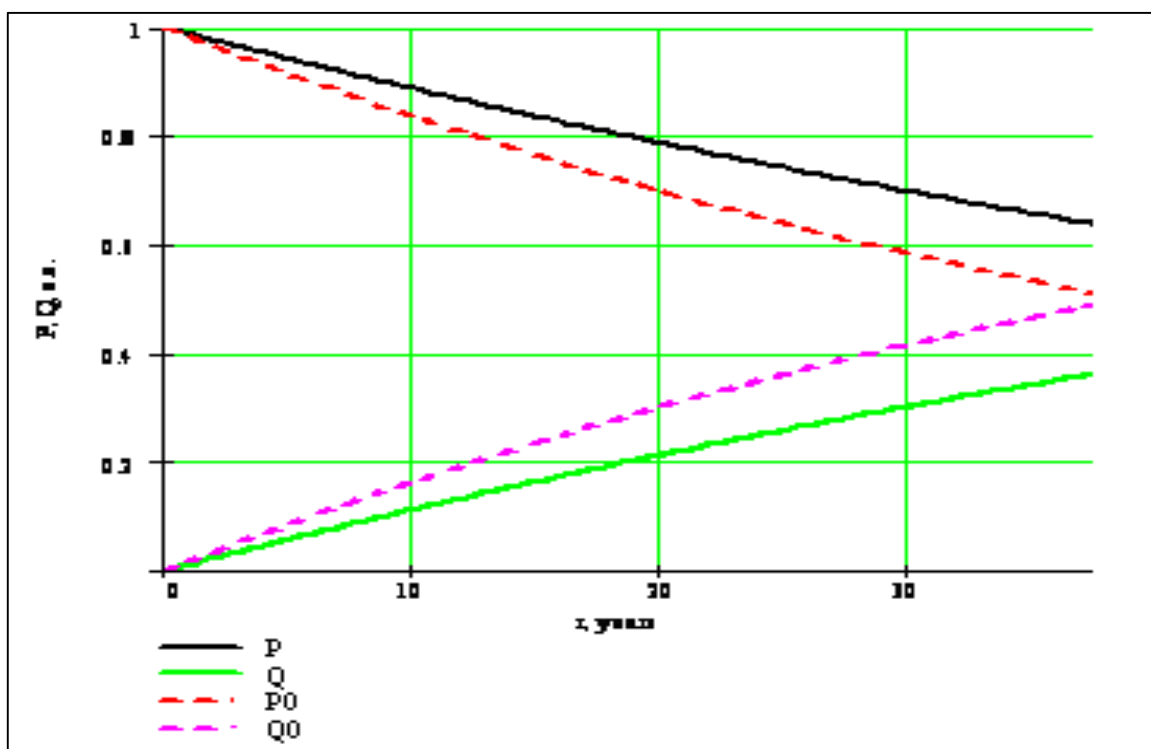


Рис. 4.2.5. Формы отображения зависимости функции изменения ИС  $S(r)$  от наработки для линейной аппроксимации  $S(r)$  для трансформатора ТМН – 6300/110/10



**Рис. 4.2.6.** Формы отображения зависимости функции изменения вероятностей отказа  $Q$  и безотказной работы  $P$  оборудования за календарную наработку  $t$  для силового трансформатора ТМН – 6300/110/10

Результаты оценки вероятности выхода из строя оборудования могут быть использоваться в процессе планирования производственной программы и формирования приоритизированных списков оборудования, требующего выполнения ремонтных работ в зависимости от фактического уровня его технического состояния. Кроме того, вероятность отказа оборудования может быть использована в моделях определения последствий отказов. Поэтому, Методика является одним из инструментов для принятия решения о необходимости воздействия на оборудование в перспективном, годовом и оперативном горизонтах планирования.

#### 4.4. Определение предельного срока эксплуатации оборудования с учетом его технического состояния

Как отмечалось в разделе 4.2, состояние ЕО является предельным, когда ИС равен 0. Предельному состоянию также соответствует момент полной сработки ресурса ЕО, т.е. фактический сработанный ресурс равен нормативному. Состояние оборудования, при котором ИС=1, соответствует состоянию новой

ЕО, эксплуатация которого еще не началась. Для новой ЕО фактический сработанный ресурс равен 0.

В разделе 4.2 установлена функциональная взаимосвязь между техническим ресурсом, сроком службы, календарной наработкой, предельным сроком эксплуатации и уровнем ТС (величиной ИС) ЕО.

На основании полученного значения фактического сработанного ресурса (раздел 4.2.) рассчитывается нормативный остаточный или фактический остаточный ресурс. Суммируя фактический и остаточный ресурс и приводя единицы измерения наработки к временным можно получить выражения для определения предельного срока эксплуатации ЕО, с учетом различной полноты и состава исходных данных.

Рассмотрим общую модель расчета предельных сроков эксплуатации ЕО, которая учитывает все возможные варианты изменения его ИС. Фактический сработанный ресурс в общем случае зависит от наработки  $r$  и изменения значения ИС по функции  $S(r)$  и определяется в соответствии с разделом 4.2. При этом расчет должен быть выполнен во временных единицах измерения наработки. В этом случае фактический сработанный ресурс  $R$  за наработку  $t_k$  (точка контроля) соответствует фактическому сроку службы ЕО  $T_k$  за календарное время  $t_k$ . Нормативный остаточный срок службы определяется по выражению:

$$T_{\text{ост.0}} = T_0 - T_k, \quad (4.4.1)$$

где  $T_0$  – нормативный срок службы ЕО.

Если далее ЕО будет эксплуатироваться в нормативных условиях эксплуатации, то предельный срок эксплуатации ЕО –  $T_{\text{п}}$  определится следующим образом:

$$T_{\text{п}} = t_k + T_{\text{ост.0}} \quad (4.4.2)$$

Или

$$T_{\text{п}} = t_k + T_0 - T_k \quad (4.4.3)$$

Если далее ЕО будет эксплуатироваться в условиях отличных от нормативных, то предельный срок эксплуатации электрооборудования определится следующим образом:

$$T_{\text{п}} = t_k + T_{\text{п.ост}}, \quad (4.4.4)$$

где  $T_{\text{п.ост}}$  – предельный остаточный срок (календарное время) службы ЕО, соответствующий нормативному остаточному сроку службы  $T_{0.\text{ост}}$ , определяется численными методами из равенства:

$$T_{0.ост} = \int_{T_k}^{T_{n.ост}+T_k} \frac{1-S(t)}{1-S_0(t)} dt \Rightarrow T_{n.ост} = \dots \quad (4.4.5)$$

Выражением величины  $T_{п.ост}$  из равенства (4.4.5) определяется время, которое еще проработает ЕО в предполагаемых условиях эксплуатации до перехода в предельное состояние, т.е. когда фактический остаточный ресурс (фактический срок службы  $T_{ост}$ ) достигнет нормативного остаточного ресурса (нормативного остаточного срока службы  $T_{0.ост}$ ).

Так как для каждой ЕО спрогнозировать условия и режимы его работы на перспективу достаточно сложно, то целесообразно принять, что после точки контроля оборудование будет работать в таких же режимах, как и до точки контроля. Следовательно, его ТС и, соответственно, ИС будут меняться аналогичным образом. Определение предельного срока продления эксплуатации для новой ЕО –  $T_n$  при известных будущих условиях эксплуатации осуществляется численными методами из равенства:

$$T_0 = \int_0^{T_n} \frac{1-S(t)}{1-S_0(t)} dt \Rightarrow T_n = \dots \quad (4.4.6)$$

В [97] показано, что отсутствие полноценных ретроспективных данных по значениям ИС оборудования может являться существенной проблемой при определении предельного срока эксплуатации. Уже отмечалось (разделы 5.1, 5.2, 5.3), что для возможности применения Методики в условиях недостаточности необходимых исходных данных по ИС возможно использовать модель расчета применяя линейную аппроксимации функции изменения ИС  $S(r)$ :

$$\frac{1-S(t)}{1-S_0(t)} = \frac{m}{m_0} = A, \quad (4.4.7)$$

где  $m$ ,  $m_0$  – коэффициенты линейной аппроксимации набора данных, предназначенных для получения функций изменения ИС для фактических условий эксплуатации  $S(t)$  и для базовых нормативных условий эксплуатации  $S_0(t)$  соответственно.

Фактический сработанный ресурс в общем случае зависит от наработки  $r$  и изменения значения ИС по функции  $S(r)$  [97]. При этом расчет должен быть выполнен во временных единицах измерения наработки ( $r=t$ ). В этом случае фактический сработанный ресурс  $R$  за наработку  $t_k$  (точка контроля) соответствует фактическому сроку службы ЕО за календарное время  $t_k$ .

$$T_k = A t_k, \quad (4.4.8)$$

Тогда нормативный остаточный срок службы ЕО:

$$(4.4.9)$$

$$T_{\text{ост.0}} = T_0 - T_k,$$

где  $T_0$  – нормативный срок службы ЕО, или

$$T_{\text{ост.0}} = T_0 - A t_k. \quad (4.4.10)$$

Если далее ЕО будет эксплуатироваться в нормативных условиях эксплуатации, то предельный срок ее эксплуатации определится так:

$$T_{\text{п}} = t_k + T_{\text{ост.0}} \quad (4.4.11)$$

или

$$T_{\text{п}} = T_0 - t_k(1-A). \quad (4.4.12)$$

Если далее ЕО будет эксплуатироваться в условиях отличных от нормативных, то предельный срок эксплуатации оборудования определится следующим образом:

$$T_{\text{п}} = t_k + T_{\text{п.ост}} \quad (4.4.13)$$

где  $T_{\text{п.ост}}$  – предельный остаточный срок (календарное время) службы ЕО, соответствующее нормативному остаточному сроку службы  $T_{0.\text{ост}}$ , определяется следующим образом:

$$T_{\text{п.ост}} = T_{0.\text{ост}}/A. \quad (4.4.14)$$

Тогда предельный срок эксплуатации ЕО определяется по выражению:

$$T_{\text{п}} = t_k + \frac{T_{0.\text{ост}}}{A}. \quad (4.4.15)$$

Выражением величины  $T_{\text{п.ост}}$  из равенства (4.4.5) определяется время, которое еще проработает ЕО в предполагаемых условиях эксплуатации до перехода в предельное состояние, т.е. когда фактический остаточный ресурс (фактический срок службы  $T_{\text{ост}}$ ) достигнет нормативного остаточного ресурса (нормативного остаточного срока службы  $T_{0.\text{ост}}$ ).

Определение предельного срока продления эксплуатации для новой ЕО –  $T_{\text{п}}$  при известных будущих условиях эксплуатации осуществляется по выражению:

$$T_{\text{п}} = T_0/A. \quad (4.4.16)$$

В первом приближении, в случае отсутствия данных для получения коэффициента  $m_0$  следует пользоваться соотношением:

$$m_0 = \frac{1}{T_0}. \quad (4.4.17)$$

Определение функциональной зависимости значений ИС от наработки выполняется в соответствии с [97]. При этом в качестве единиц измерения наработки  $r$  принимается время  $t$ .

Перерасчет предельного срока службы ЕО рекомендуется осуществлять в системах электроснабжения при каждом существенном изменении значений ИС оборудования (или при получении нового значения ИС), включая расчеты до и после проведения каждого текущего, среднего и капитального ремонта. Таким образом, периодичность расчета рекомендуется принимать в соответствии с периодичностью расчета ИС электрооборудования. Аппроксимация данных по значениям ИС с целью получения функции изменения ИС от наработки, соответственно в этом случае должна выполняться после каждого обновления данных по ИС (получения новых значений, уточнения старых и т.п.).

Дополнительно значения технического ресурса ЕО рекомендуется пересчитывать при изменении остальных данных, в том числе нормативных, входящих в модели расчета предельных сроков службы оборудования.

Так как величина предельного срока эксплуатации ЕО является прогнозируемой величиной, то окончательный регламент расчета предельных сроков эксплуатации оборудования в системах электроснабжения определяется внутренними НТД компании.

Расчет предельных сроков эксплуатации ЕО начинается с подготовки исходных данных. Основными исходными данными для выполнения расчета являются сведения о значениях ИС  $S$ ,  $S_0$  рассматриваемой ЕО. Если известны функции  $S(t)$  и  $S_0(t)$ , то дополнительной подготовки исходных данных не требуется и можно переходить к расчету. Если одна из функций  $S(t)$  или  $S_0(t)$  не известна, то их следует определять по [97] посредством аппроксимации данных по значениям ИС. В зависимости от полноты и качества исходных данных следует выбрать модель расчета предельного срока эксплуатации ЕО. В случае наличия известных функций  $S(t)$  и  $S_0(t)$  используется общая модель расчета предельного срока эксплуатации ЕО. При отсутствии функций  $S(t)$  и  $S_0(t)$  следует применять модель расчета предельного срока эксплуатации при линейной аппроксимации данных по значениям ИС для каждой ЕО. После подготовки исходных данных и выбора модели расчета предельного срока эксплуатации следует определить дату, на которую выполняется расчет. Для каждой ЕО должны быть известны:

– функция  $S_0(t)=S_{0,EO}(t)$ , где  $S_{0,EO}(t)$  – базовая функция изменения ИС в зависимости от наработки для каждой ЕО;

– функция  $S(t)=S_{EO}(t)$ , где  $S_{EO}(t)$  – фактическая функция изменения ИС в зависимости от наработки для каждой ЕО.

Зная дату ввода в эксплуатацию, следует определять срок службы ЕО от даты ввода в эксплуатацию до даты расчета в годах.

$$t = t_k. \quad (4.4.18)$$

Дата расчета не может быть ранее даты ввода в эксплуатацию ЕО. Расчет предельного срока службы ЕО выполняется в следующем порядке.

1. Выполняется расчет фактического сработанного ресурса (фактического срока службы) ЕО согласно с [97].

2. В зависимости от выбранной модели по выражению (4.4.1) или (4.4.10) определяется величина нормативного остаточного ресурса (нормативного остаточного срока службы) ЕО.

3. Если далее планируется эксплуатация ЕО в нормативных условиях эксплуатации, то его предельный остаточный срок эксплуатации соответствует нормативному остаточному сроку службы, а общий предельный срок эксплуатации определяется по выражению (4.4.2)–(4.4.3) или (4.4.11)–(4.4.12) в зависимости от выбранной модели.

4. Если далее планируется эксплуатация ЕО в условиях отличных от нормативных, то предельный остаточный срок эксплуатации ЕО определяется численными методами из равенства (4.4.5) или по выражению (4.4.14), а общий предельный срок эксплуатации определяется по выражению (4.4.4) или (4.4.15).

Для новой вновь устанавливаемой ЕО следует придерживаться следующего порядка расчета предельных сроков эксплуатации.

После подготовки исходных данных и выбора модели расчета предельного срока эксплуатации необходимо определить дату (далее «дата расчета»), на которую будет выполняться расчет. Для рассматриваемой ЕО должны быть известны:

– функция  $S_0(t)=S_{0,EO}(t)$ , где  $S_{0,T}(t)$  – базовая функция изменения ИС в зависимости от наработки для ЕО;

– функция  $S(t)=S_{EO}(t)$ , где  $S_{EO}(t)$  – фактическая функция изменения ИС в зависимости от наработки для ЕО.

Предельный срок эксплуатации ЕО определяется по выражениям (4.4.6) и (4.4.15) в зависимости от выбранной модели.

Приведем пример расчета предельных сроков эксплуатации силового трансформатора, показывающий возможность использования Методики в электросетевых компаниях энергетической отрасли России.

*Пример 4.4.1* Рассмотрим пример расчета предельного срок эксплуатации для силового трансформатора ТМН-6300/110/10, который имеет нормативный срок службы 25 лет. На рис. 4.2.5 (в разделе 4.3) показан тренд изменения ИС указанного трансформатора.



Зависимость ИС (в о.е.) от времени для рассматриваемого трансформатора при линейной аппроксимации имеет вид:

$$S(t)=1-0,0267t. \quad (4.4.19)$$

С учетом выражения (5.4.7) коэффициент А для данного трансформатора равен  $0,0267 / 0,04=0,67$ .

Календарный срок службы указанного трансформатора составляет  $t_k=32$  года. Фактический срок службы с учетом выражения (4.4.8) определится следующим образом:

$$T_k=0,67 \cdot 32=21,44 \text{ лет.} \quad (4.4.20)$$

Тогда нормативный остаточный срок службы трансформатора с учетом выражения (4.4.9) определится как:

$$T_{ост.0}=25-21,45=3,56 \text{ лет.} \quad (4.4.21)$$

Если далее трансформатор будет эксплуатироваться в нормативных условиях эксплуатации, то предельный срок эксплуатации трансформатора определится по выражению (4.4.11):

$$T_n=32+3,56=35,56 \text{ лет.} \quad (4.4.22)$$

Если далее трансформатор будет эксплуатироваться в условиях отличных от нормативных (в данном случае таких же, как и эксплуатировался ранее в течение всех 32 лет), то предельный срок эксплуатации трансформатора определится по выражению (4.4.15):

$$T_n = t_k + \frac{T_{0.ост}}{A} = 32 + \frac{3.56}{0.67} = 32 + 5.13 = 37.13 \text{ лет.} \quad (4.4.23)$$

Рассмотренный подход, приведенная общая модель расчета и модель расчета для ЕО на основе линейной аппроксимации исходных данных о значениях функции изменения ИС, позволяют определять предельный срок эксплуатации конкретной ЕО с учетом его технического состояния. Это позволяет делать рекомендации о возможности продления срока эксплуатации ЭО сверх нормативного значения, что важно для подготовки программ ТПиР.

## **ГЛАВА 5. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПОЖАРОВ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ НА ОСНОВЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМЫ РЕМОНТА**

В главе 1 были рассмотрены основные характеристики системы технического обслуживания и ремонта (ТОиР) электрооборудования. Правильная организация системы ТОиР, а также системы технического перевооружения и реконструкции (ТПиР) объектов энергетики является важной составной частью предупреждения пожаров в электроустановках. Рассмотрим совершенствование организации ТОиР и ТПиР с учетом результатов технического диагностирования электрооборудования.

### **5.1. Постановка задачи определения оптимальной периодичности и объёма ремонтных работ**

Основой совершенствования системы ТОиР электрооборудования является оптимальное определение периодичности и объема работ по ТОиР, выполняемых в соответствии с выбранной стратегией проведения этих работ [51, 87].

Правила технической эксплуатации электрооборудования [86], основываются на одной из трех стратегий ТОиР (или их сочетания на энергообъекте в различной пропорции) – «по регламенту» (стратегия планово-предупредительного ремонта (ППР)), «по отказам» (стратегия аварийного ремонта (САР)), «по состоянию» (стратегия ремонта по техническому состоянию (СТС)). Данные как зарубежных, так и отечественных ученых показывают, что если принять ремонтно-эксплуатационные затраты, в случае выполнения ТОиР по стратегии ППР за 100 %, то ремонтно-эксплуатационные затраты по САР будут составлять 130 %, а по СТС – 70 % [77].

В [94] наряду с системой ППР, устанавливается возможность проведения системы ТОиР по техническому состоянию, используя результаты технического диагностирования.

Принципиальным различием стратегий ТОиР электрооборудования, характеризующим принципы проведения ремонтных работ и устанавливающим нормативные параметры каждой стратегии, является отношение к определению и использованию информации о техническом состоянии электрооборудования.

В общем случае стратегия ТОиР включает осмотр и оперативное обслуживание, контроль и диагностику, ремонт и восстановление. Оперативное профилактическое обслуживание связано с осмотрами, чисткой, смазкой регулировкой или опробованием оборудования. Контроль и диагностика позволяют установить в конкретный момент времени фактическое техническое состояние электрооборудования, на основе проверки соответствия значения параметров оборудования

требованиям нормативно-технической документации. Профилактический ремонт выявляет неисправности и устраняет снижение уровня технического состояния, т.е. предупреждает возникновение отказов и повреждений оборудования или его составных частей. Как правило, профилактический ремонт выполняется по плану в соответствии с требованиями нормативно-технической документации. В зависимости от фактического технического состояния электрооборудования и соответствующего ему объема работ ремонт подразделяется на капитальный, средний и текущий. Любой регламентированный ремонт выполняется с периодичностью и в объеме, установленными в эксплуатационной документации, независимо от технического состояния конкретной единицы оборудования в момент начала ремонта.

В результате ремонта происходит восстановление технического ресурса оборудования до значений близких к полному ресурсу. Ремонт по техническому состоянию назначается по результатам технической диагностики, причем периодичность и объем ремонта определяется техническим состоянием оборудования. Аварийный ремонт восстанавливает работоспособность оборудования после отказа. Для продления нормативного срока службы после длительной эксплуатации электрооборудованию может проводиться восстановительный ремонт.

Для повышения надежности электрооборудования, а также снижения затрат на его эксплуатацию, широкое распространение получают системы контроля состояния и диагностики, описанные в главе 2. Контроль состояния представляет собой слежение за параметрами режимов эксплуатации электрооборудования в пределах установленных норм. Система контроля состояния может выполнять постоянный или периодический мониторинг параметров. Диагностика предназначена для выявления и прогнозирования развития дефектов, общей оценки состояния и подготовки рекомендаций по управлению состоянием процесса эксплуатации электрооборудования. На базе этой информации устанавливаются сроки и объемы проведения ТОиР по фактическому техническому состоянию.

Под техническим состоянием понимается совокупность параметров, характеризующих изменение свойств оборудования в процессе эксплуатации, установленных нормативно-технической документацией [88].

Известно, что оборудование имеет множество уровней технического состояния (классов, видов, категорий). В основу классификации уровней технического состояния, в теории диагностики и теории надежности, положен принцип отнесения уровня технического состояния к видам работ по ТОиР. Тогда множество уровней состояния оборудования может быть конечным и соответствовать определенному объему и периодичности ТОиР. Виды технического состояния определяют жизненный цикл оборудования.

Важными характеристиками надежности оборудования являются свойства безотказности и долговечности. Безотказность определяется следующими показателями [89]: вероятностью безотказной работы  $P(t)$ , интенсивностью отказов  $\lambda(t)$ , параметром потока отказов  $\omega(t)$  и средней наработкой до отказа  $T_{0cp}$ . Долговечность характеризуют показатели [89]: среднего ресурса  $R_{cp}$ , гамма-процентного ресурса  $R_\gamma$ , назначенного ресурса  $R_{наз}$  и среднего срока службы  $T_{cp}$ .

Поэтому, значения вероятности безотказной работы и технического ресурса могут быть интегральными характеристиками уровня технического состояния оборудования в процессе эксплуатации.

Предупредительный ремонт целесообразен, если функция распределения вероятности отказов имеет возрастающий характер интенсивности отказов  $\lambda(t)$ . В теории восстановления [90] выделены следующие пять классов законов распределения вероятности отказов:

- Стареющие законы надежности. Функция распределения имеет монотонно возрастающую интенсивность отказов  $\lambda(t)$  (нормальный закон распределения, распределение Вейбулла с показателем  $p > 1$ , гамма-распределение с  $p > 1$ )

- Квазистареющие законы распределения. Функция распределения имеет монотонно возрастающую интенсивность отказов  $\lambda(t)$ , начиная с какого-то времени  $t_0 > 0$ . (суперпозиция экспоненциального распределения и закона распределения Вейбулла с показателем  $p > 1$  и др.)

- Молодеющие законы надежности. Функция распределения имеет монотонно убывающую интенсивность отказов  $\lambda(t)$  (нормальный закон распределения, распределение Вейбулла с показателем  $p < 1$ , суперпозиция экспоненциальных законов распределения и др.)

- Квазимолодеющие законы распределения. Функция распределения имеет монотонно убывающую интенсивность отказов  $\lambda(t)$ , начиная с какого-то времени  $t_0 > 0$ . (логарифмически-нормальное распределение, распределение Берштейна и др.)

- Экспоненциальный закон надежности. Функция распределения имеет постоянную интенсивность отказов  $\lambda(t) = \text{const}$ .

Известно, что для оценки состояния оборудования при проведении ТОиР «по регламенту» используется гамма-процентный ресурс  $R_\gamma$ , а при проведении ТОиР «по состоянию» – средний ресурс  $R_{cp}$  [77]. Тогда разность между  $R_{cp}$  и  $R_\gamma$ , определяет величину недоиспользования ресурса при использовании стратегии ППР по сравнению с СТС:

$$\Delta R = R_{cp} - R_\gamma = u \cdot \sigma, \quad (5.1.1)$$

где  $u$  – квантиль распределения,  $\sigma$  – среднее квадратичное отклонение ресурса.

Гамма-процентная наработка до отказа – наработка, в течение которой отказ оборудования не возникнет с вероятностью  $\gamma$ , выраженной в процентах. Гамма-процентная наработка до отказа  $t_\gamma$  определяется из решения уравнений:

$$F(t_\gamma) = 1 - \frac{\gamma}{100}, \quad (5.1.2)$$

$$P(t_\gamma) = \frac{\gamma}{100}, \quad (5.1.3)$$

где  $F(t_\gamma)$  – функция распределения гамма-процентного ресурса (наработки до отказа);  $P(t_\gamma)$  – вероятность безотказной работы.

Определение безотказной работы  $P(t_\gamma)$  относится к оборудованию, которое должно функционировать в течение некоторого конечного отрезка времени  $[0, t]$ .

Как видно из формул (5.1.2) и (5.1.3) гамма-процентные показатели равны квантилям соответствующих распределений. Для нормального закона распределения квантили  $u$  принимают следующие значения в зависимости от  $\gamma$ :

$1-\gamma$	0,8	0,85	0,9	0,95
$u$	0,841	1,036	1,282	1,645

Если вероятности, отвечающие этим квантилям, выражают в процентах, то для показателей безотказности обычно задают значения 90%, 95%, 99% и т.д. Тогда вероятность возникновения отказа на отрезке времени  $[0, t]$  будет составлять 0,1; 0,05; 0,01; 0,005 и т.д.

Величина средне квадратичного отклонения может быть определена через коэффициент вариации по выражению:

$$\sigma = V \cdot R_{cp}, \quad (5.1.4)$$

где  $V$  – коэффициент вариации.

Параметр  $V$  принимает значения 0,3 – 0,4 для сборочных единиц оборудования с износным характером повреждения, и 0,7 – 0,9 для сборочных единиц с механическим (например, трение) характером повреждения [77].

С позиций наиболее полного расходования ресурса оборудованием стратегия ремонта «по состоянию» по сравнению с системой ППР тем предпочтительней, чем больше разность  $\Delta R$  или чем меньше отношение  $R_\gamma/R_{cp}$ . Величина отношения  $R_\gamma/R_{cp}$  для разных распределений ресурса, коэффициентов вариации и вероятностей приведена в табл. 5.1.1.

Из табл. 5.1.1 видно, что отношение  $R_\gamma/R_{cp}$  тем меньше, а значит эффективность применения стратегии ремонтов по состоянию тем выше, чем выше коэффициент вариации  $V$  и величина  $\gamma$ .

*Таблица 5.1.1. Величина отношения  $R_v/R_{cp}$  для разных распределений ресурса, коэффициентов вариации и вероятностей*

Вероятность	Коэффициент вариации, V	Распределение		
		Нормальное	Вейбулла	Логарифмически-нормальное
0,95	0,3	0,52	0,5	0,58
	0,4	–	0,37	0,5
	0,7	–	0,18	0,3
0,97	0,3	0,11	0,42	0,54
	0,4	–	0,3	0,45
	0,7	–	0,14	0,25
0,99	0,3	0,32	0,3	0,48
	0,4	–	0,2	0,38
	0,7	–	0,1	0,22

При переходе к системе ТОиР «по состоянию» увеличивается эксплуатационная вероятность безотказной работы, так как снижается количество износовых отказов благодаря контролю за фактическим техническим состоянием оборудования.

Исходя из изложенного, изменение технического состояния оборудования выразится зависимостью [88]:

$$\frac{dr}{dt} = F(r, t, Y, Z), \quad (5.1.5)$$

где  $r$  – сработка ресурса, характеризующая изменение технического состояния;  $t$  – время работы оборудования;  $Y$  – интегральная функция, характеризующая интенсивность действия различных факторов и режимов работы на техническое состояние;  $Z$  – функция ремонтно-эксплуатационных затрат, характеризующая восстановление уровня технического состояния за счет проведения ТОиР.

В случае если  $y(r, t, Y, Z) = x$ , то можно записать:

$$F(x + 1) = F(x) + f'[F(x)] \quad (5.1.6)$$

Заменяя дифференциальную функцию  $f'$  уравнением в конечных разностях получим:

$$r = \sum_{x=0}^X \{F(x) + \Delta f[F(x)]\}. \quad (5.1.7)$$

Содержание и сложность задачи определяют целесообразность ее решения в три этапа [51]: первый этап – оптимизация периодичности ТОиР; второй этап – оптимизация объема ТОиР; третий этап – выбор оптимальной стратегии ТОиР.

Решение задачи на первом этапе заключается в определении оптимальной продолжительности межремонтного периода для различных стратегий и видов электрооборудования при минимальных ремонтно-эксплуатационных затратах. На втором этапе рассчитывается объём ремонтных работ с учетом технического состояния. При этом определяется перечень работ, который обеспечивает, путем восстановления или замены отдельных сборочных единиц, необходимое воздействие на оборудование для восстановления его технического состояния. Целью третьего этапа является выбор рациональной стратегии ТОиР электрооборудования и определения граничных условий, начиная с которых обеспечивается эффективность применения САР или СТС по сравнению со стратегией ППР. Выбор стратегии ТОиР предполагает оценку изменения количества отказов оборудования при переходе от стратегии ППР к САР или СТС.

## **5.2. Математические модели формализации затрат для различных стратегий организации ремонта электрооборудования**

В основе оптимизации периодичности ремонтов электрооборудования лежит закономерность изменения его технического состояния, связанная с конкретными суммарными затратами на эксплуатацию. Следует отметить, что в условиях перехода к рынку, в зависимости от наличия средств, затраты могут определяться договорными условиями. Поэтому в отдельных случаях может быть оправдан отказ от профилактических работ в целях поддержания или восстановления технического состояния и выбрана стратегия полной замены оборудования. Тогда справедлива постановка задачи определения оптимальной периодичности замены оборудования с учетом технического состояния. Решение этой задачи подробно рассмотрено в пятой главе диссертации.

Модели оптимизации межремонтных периодов электрооборудования с учетом технического состояния, определяемого с помощью средств технической диагностики, основаны на следующих принципах [88]:

- электрооборудование подвергается в процессе эксплуатации периодическому техническому обслуживанию, совместно с которым проводится техническая диагностика;
- по результатам технической диагностики принимается решение о целесообразности проведения предупредительных ремонтов;
- после отказа проводится послеаварийный ремонт.

В качестве характеристики технического состояния электрооборудования примем интегральный параметр – сработанный ресурс, а в качестве показателя надежности – вероятность отказа  $Q(T)$  как функцию изменения технического

состояния за межремонтный период и корректируемую по результатам технической диагностики.

После проведения каждого планового ремонта ресурс электрооборудования не может быть восстановлен до начального уровня и падает на величину  $\Delta r = \text{const}$ . Предположим, что огибающая интенсивности отказов по «точкам» ремонта будет выражаться формулой:

$$\lambda(t) = \lambda_0 + \lambda' t, \quad (5.2.1)$$

где  $\lambda_0$  – базисная интенсивность отказов,  $\lambda'$  – удельный прирост интенсивности отказов за счет сработки ресурса электрооборудования после каждого ремонта на величину  $\Delta r$ .

В теории надежности при определении сроков проведения профилактических работ функция вероятности отказа  $Q(T)$  описывается экспоненциальной зависимостью [89, 90], так как это наиболее простой и часто используемый в практике анализа надежности и решения задач планирования ремонтов закон распределения. Кроме того, в условиях реальной эксплуатации объем статистики отказов часто бывает недостаточен для применения более сложных законов (нормального, Вейбулла, гамма-распределения и др.). При этом отличие реального закона распределения от экспоненциального приводит к несущественным погрешностям в результатах определения оптимальных сроков профилактических мероприятий. Кроме того, если сложная техническая система с восстанавливаемыми элементами, к каким относится и электрооборудование, рассматривается на более высоком иерархическом уровне как один элемент, то закон при самых общих условиях также можно считать экспоненциальным.

Принимая закон распределения вероятности безотказной работы электрооборудования экспоненциальным, с учетом (5.2.1), можно записать следующие выражения для определения вероятности безотказной работы и вероятности отказа:

$$P(t) = e^{-(\lambda_0 + \lambda' t)t} = e^{-\lambda_0 t} e^{-\lambda' t^2}, \quad (5.2.2)$$

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda_0 t} e^{-\lambda' t^2}, \quad (5.2.3)$$

где  $P_1(t) = e^{-\lambda_0 t}$  – вероятность внезапных отказов;  $P_2(t) = e^{-\lambda' t^2}$  – вероятность постепенных (износных) отказов за счет величины  $\Delta r = \text{const} > 0$ .

В качестве критерия оптимизации периодичности ремонтов выбран минимум функции средних суммарных затрат  $Z(t)$  на эксплуатацию электрооборудования на энергообъекте, где установлено  $N$  единиц электрооборудования опре-



деленного типа. Целевая функция  $Z(t)$  при реализации стратегии ремонтов электрооборудования по указанным принципам учитывает изменение технического состояния и в общем случае определяется следующими составляющими.

Средняя стоимость планового ремонта всех единиц электрооборудования  $N$ -го типа равна  $C_P = C_{P.1} \cdot N$ , где  $C_{P.1}$  – средняя стоимость планового ремонта одной единицы электрооборудования данного типа. При этом считается, что все единицы электрооборудования данного типа были введены в эксплуатацию одновременно. Количество плановых ремонтов  $N_P$  можно определить по формуле:

$$N_P = \frac{T_C - t}{t}, \quad (5.2.4)$$

где  $T_C$  – срок службы электрооборудования;  $t$  – периодичность ремонтов. Тогда суммарная стоимость плановых ремонтов определится по выражению:

$$C_{P.\Sigma} = C_{P.1} N \frac{T_C - t}{t} = C_P \frac{T_C - t}{t}. \quad (5.2.5)$$

Средняя стоимость аварийных ремонтов всех  $N$  единиц электрооборудования данного типа равна  $C_{ав} = C_{ав.1} \cdot N$ , где  $C_{ав.1}$  – средняя стоимость аварийного ремонта одной единицы электрооборудования данного типа. Допустим к моменту времени  $t$  отказало  $n_{отк}$  единиц электрооборудования данного типа, тогда суммарная средняя стоимость их аварийного ремонта определится следующим образом:

$$C_{ав.\Sigma} = C_{ав.1} N = C_{ав} \frac{n_{отк}}{N} = C_{ав} Q(t), \quad (5.2.6)$$

где  $Q(t) = n_{отк}/N$  – вероятность отказа электрооборудования к моменту времени  $t$ . С учетом выражения (5.2.3) стоимость аварийного ремонта определится как

$$C_{ав.\Sigma} = C_{ав} (1 - e^{-\lambda_0 t} e^{-\lambda t^2}). \quad (5.2.7)$$

Отдельному электрооборудованию рассматриваемого типа назначается диагностика на основании нормативных документов, имеющегося опыта эксплуатации, конкретных условий работы и т.д. В общем случае в процессе эксплуатации она назначается периодически в связи с повышением износа электрооборудования. Это означает, что чем больше времени работают  $N$  единиц электрооборудования, тем большей части из них будет необходима диагностика. Суммарная стоимость диагностики и обслуживания средств диагностики определится по формуле:

$$C_{д.\Sigma} = C_{д.1} n_d(t) \frac{n_d(t)}{N} = C_d \frac{n_d(t)}{N} = C_d f(t), \quad (5.2.8)$$

где  $C_{д.1}$  – средняя стоимость диагностики 1 единицы электрооборудования;  $n_d(t)$  – количество единиц электрооборудования, которым назначена диагностика к моменту времени  $t$ ;  $C_d$  – средняя суммарная стоимость диагностики  $N$  единиц оборудования;  $f(t)=n_d(t)/N$  – вероятность назначения диагностики к моменту времени  $t$ .

Затраты на техническое обслуживание электрооборудования и средств диагностики, принимаются постоянными и равными  $Z_{ТО}$ .

С учетом пунктов 1–4 формула средних суммарных затрат  $Z(t)$  примет вид:

$$Z(t) = C_p \frac{T_{cl}-t}{t} + C_{ae}Q(t) + C_{\partial}f(t) + Z_{ТО}, \quad (5.2.9)$$

$$Z(t) = C_p \frac{T_{cl}-t}{t} + C_{ae}(1 - e^{-\lambda_0 t} e^{-\lambda' t^2}) + C_{\partial}f(t) + Z_{ТО}. \quad (5.2.10)$$

При назначении электрооборудованию диагностики вероятность его аварийного ремонта из-за отказов снижается. Если отказы полностью исключаются, то в формуле (5.2.10) необходимо скорректировать составляющую затрат на аварийные ремонты на величину  $(1-f(t))$ , если частично, то вероятность отказов при диагностике снижается в  $k$  раз, где  $0 \leq k \leq 1$ . Величина  $k$  является вероятностью обнаружения технического состояния электрооборудования, предшествующего аварийному переходу его в предельное состояние. Поэтому в общем виде формулы (5.2.9) и (5.2.10) примут вид:

$$Z(t) = C_p \frac{T_{cl}-t}{t} + (1 - f(t) + kf(t))C_{ae}Q(t) + C_{\partial}f(t) + Z_{ТО}, \quad (5.2.11)$$

$$Z(t) = C_p \frac{T_{cl}-t}{t} + C_{ae}(1 - e^{-\lambda_0 t} e^{-\lambda' t^2})(1 - f(t) + kf(t)) + C_{\partial}f(t) + Z_{ТО}. \quad (5.2.12)$$

Оценим значение вероятности  $k$ . Для этого введем понятие эффективности технической диагностики [51, 88]. Диагностирование будет считаться эффективным, если в результате его проведения выявлен хотя бы один дефект, опасный для функционирования электрооборудования и вызывающий необходимость проведения ремонта. В других случаях диагностирование будет считаться неэффективным.

Допустим, что электрооборудованию за интервал времени  $T$  выполнено случайное число  $d$  диагностирований. Из них число диагностирований  $d_p$  оказалось эффективным, причем для каждого из  $N$  основных элементов электрооборудования проведено  $d_N$  диагностирований. Пусть  $q^*$  – оценка вероятности  $q$ , тогда:

$$q = \lim_{d \rightarrow \infty} q^* \approx \frac{d_p}{d}. \quad (5.2.13)$$

Величины  $d_N$  и  $d_p$  случайны и подчиняются биномиальному распределению, для них соответственно справедливы выражения [51]:

$$P_{d_N d} = \pi_d^{d_N} \eta_1^{d_N} (1 - \eta_1)^{d - d_N}, \quad (5.2.14)$$

$$P_{d_p d} = \pi_{d_N}^{d_p} \eta_2^{d_p} (1 - \eta_2)^{d_N - d_p}, \quad (5.2.15)$$

где  $\eta_1$  – вероятность проведения N-му элементу электрооборудования диагностирования;  $\eta_2$  – вероятность того, что диагностирование будет эффективным.

При больших  $d$  ( $d \rightarrow \infty$ ) из (5.2.13) и (5.2.14) получаем математические ожидания случайных величин  $d_N$  и  $d_p$ :

$$M\{d_N\} = d\eta_1, \quad (5.2.16)$$

$$M\{d_p\} = M\{d_N\}\eta_2 = d\eta_1\eta_2. \quad (5.2.17)$$

Подставляя (5.2.17) в (5.2.13), получаем:

$$d = \eta_1\eta_2. \quad (5.2.18)$$

Если  $d_N$  и  $d_p$  взаимно независимы и распределены равномерно, то  $\eta_1 = \eta_2 = 0,5$ . Тогда получаем оценку  $k$  – вероятности того, что по результатам диагностирования ремонт не назначается,  $k = 1 - q = 1 - 0,5 \cdot 0,5 = 0,75$ .

Функция (5.2.11) является наиболее общим выражением средних суммарных затрат на эксплуатацию электрооборудования на энергообъекте, где установлено  $N$  единиц электрооборудования определенного типа.

Для определения оптимальной периодичности ремонтов найдем экстремумы функции (5.2.12). Для этого необходимо решить уравнение вида:

$$\frac{d}{dt} Z(t) = 0. \quad (5.2.19)$$

Отметим, что после взятия производной от функции (5.2.12) по  $t$  мы получим сложное выражение, решение которого будет возможно только численными методами. Разложим экспоненциальную составляющую в окрестности точки  $t=0$  в ряд Тейлора. При этом погрешность результата будет зависеть от того, сколько членов из этого ряда мы будем использовать. По проведенным исследованиям выявлено, что целесообразно использовать первые три члена ряда Тейлора на отрезке  $[0;15]$  лет. С учетом этого получим:

$$1 - e^{-\lambda_0 t} e^{-\lambda' t^2} \approx \lambda_0 t + (\lambda' - 0,5\lambda_0^2) t^2. \quad (5.2.20)$$

Подставив (5.2.20) в (5.2.12) получим:

$$Z(t) = C_p \frac{T_{cl} - t}{t} + (1 - f(t) + kf(t))C_{ав} (\lambda_0 t + (\lambda' - 0.5\lambda_0^2)t^2) + C_o f(t) + Z_{ТО}. \quad (5.2.21)$$

Выражение (5.2.21) в значительной мере определяется величиной  $f$  – вероятностью того, что по результатам технической диагностики ремонт не назначается. Если  $f(t)=0$ , то выражение (5.2.21) характеризует затраты на эксплуатацию электрооборудования по стратегии планово-предупредительных ремонтов (ППР). Если  $f(t) = 1$ , то выражение (5.2.21) характеризует затраты на эксплуатацию электрооборудования, выполняемую по стратегии ремонта по техническому состоянию (СТС). Система аварийных ремонтов (САР) характеризуется отсутствием плановых ремонтов ( $N_P=0$ ) и технической диагностики  $f(t)=0$ . Используя модель (5.2.21), можно получить модели ряда промежуточных конкурирующих стратегий (ПКС).

Введем в модель признаки классификации, учитывающие характер информации об отказах электрооборудования и вид стратегий технического обслуживания и ремонта, которые учитывают или не учитывают результаты технической диагностики. При этом область изменения  $f$  и  $k$  ограничивается пределами  $[0;1]$ .

Обозначим признаки классификации через  $M = \langle W_1, W_2 \rangle$ . При этом  $W_1$  учитывает характер проявления отказов, а  $W_2$  – вид стратегии ремонтов. Эти признаки могут принимать значения, приведенные в табл. 5.2.1.

**Таблица 5.2.1. Классификация моделей технического обслуживания и ремонта электрооборудования**

<b>Признак классификации</b>	<b>Значение признака</b>	<b>Характеристика применения признака классификации</b>
<b>W1</b>	0	Учитываются только внезапные отказы
	1	Учитываются только постепенные отказы
	2	Учитываются и внезапные и постепенные отказы
<b>W2</b>	0	Результаты ТД не учитываются, т.е. проводится ППР
	1	Результаты ТД не учитываются, плановые ремонты не проводятся, т.е. проводится САР
	2	Результаты ТД учитываются лишь для электрооборудования с вероятностью $f(t)$ , т.е. проводится ПКС.
	3	Результаты ТД учитываются при проведении работ по техническому обслуживанию и ремонту, то есть проводятся только СТС

Модели стратегий технического обслуживания и ремонта при других сочетаниях признаков классификации, полученные согласно уравнению, сведены в табл. 5.2.2.

**Таблица 5.2.2. Выражения для определения критерия оптимизации при разных признаках классификации стратегий технического обслуживания и ремонта электрооборудования**

Группа стратегий	Признак классификации	Расчетные выражения для определения критерия оптимизации
ППР	< 0, 0 >	$Z(t)=C_P(T_{сл}-t)/t+C_{ав}(\lambda_0 t-0.5\lambda_0^2 t^2)+Z_{ТО}$
	< 1, 0 >	$Z(t)=C_P(T_{сл}-t)/t+C_{ав}\lambda^2 t^2+Z_{ТО}$
	< 2, 0 >	$Z(t)=C_P(T_{сл}-t)/t+C_{ав}(\lambda_0 t+(\lambda^2-0.5\lambda_0^2)t^2)+Z_{ТО}$
САР	< 0, 1 >	$Z(t)=C_{ав}(\lambda_0 t-0.5\lambda_0^2 t^2)+Z_{ТО}$
	< 1, 1 >	$Z(t)=C_{ав}\lambda^2 t^2+Z_{ТО}$
	< 2, 1 >	$Z(t)=C_{ав}(\lambda_0 t+(\lambda^2-0.5\lambda_0^2)t^2)+Z_{ТО}$
ПКС	< 0, 2 >	$Z(t)=C_P(T_{сл}-t)/t+(1-f(t)+kf(t))C_{ав}(\lambda_0 t-0.5\lambda_0^2 t^2)+C_{дf}(t)+Z_{ТО}$
	< 1, 2 >	$Z(t)=C_P(T_{сл}-t)/t+(1-f(t)+kf(t))C_{ав}\lambda^2 t^2+C_{дf}(t)+Z_{ТО}$
	< 2, 2 >	$Z(t)=C_P(T_{сл}-t)/t+(1-f(t)+kf(t))C_{ав}(\lambda_0 t+(\lambda^2-0.5\lambda_0^2)t^2)+C_{дf}(t)+Z_{ТО}$
СТС	< 0, 3 >	$Z(t)=C_P(T_{сл}-t)/t+kC_{ав}(\lambda_0 t-0.5\lambda_0^2 t^2)+C_{д}+Z_{ТО}$
	< 1, 3 >	$Z(t)=C_P(T_{сл}-t)/t+kC_{ав}\lambda^2 t^2+C_{д}+Z_{ТО}$
	< 2, 3 >	$Z(t)=C_P(T_{сл}-t)/t+kC_{ав}(\lambda_0 t+(\lambda^2-0.5\lambda_0^2)t^2)+C_{д}+Z_{ТО}$

Приведенные в табл. 5.2.2 целевые функции для различных стратегий ремонта и расчетные выражения для определения оптимального межремонтного периода  $t_{опт}$  получены для статистического варианта решаемой задачи [51], т.е. без учета дисконтирования затрат при одновременности их вложения в условиях реальной эксплуатации электрооборудования и изменяющейся макроэкономической ситуации в конкретном регионе. Учет дисконтирования затрат увеличивает точность расчетов.

В целевой функции (5.2.21) затраты на амортизационные отчисления отдельно не выделяются, предполагая что они входят в затраты на техническое обслуживание при линейном способе начисления амортизации. Если амортизационные отчисления начисляются нелинейно по способу уменьшаемого остатка или способу списания стоимости по сумме числа лет срока полезного использования электрооборудования, то по годам эксплуатации сумма амортизационных отчислений может существенно отличаться. Тогда, затраты на амортизационные отчисления следует выделять отдельно, т.к. в этом случае значительно возрастает удельный вес амортизации в суммарных эксплуатационных расходах.

Кроме того, учитывая, что электрооборудование энергообъектов как правило полностью резервировано, в модели (5.2.21) не включен ущерб от аварийных и плановых отключений электрооборудования, т.к. его величина минимальна. Для оборудования других энергообъектов составляющие ущерба необходимо учитывать и вычислять их через нормированные значения удельных ущербов конкретных потребителей с учетом категории электроснабжения.

Обобщенная математическая модель проведения профилактических ремонтов с учетом дисконтирования затрат, амортизационных отчислений и ущерба от аварийных и плановых отключений для различных стратегий и видов электрооборудования имеет вид:

$$Z_D = \sum_{j=0}^t \frac{Z_{it} + Z_{AMt} + Y_{At} + Y_{Пт}}{(1+E)^t}, \quad (5.2.22)$$

где  $i$  – текущий период эксплуатации на котором вычисляется  $T_{опт}$ ;  $Z_{it}$  – затраты на проведение технического обслуживания и ремонта по  $i$ -ой стратегии на  $j$ -м периоде эксплуатации;  $Z_{AMt}$  – затраты на амортизационные отчисления в  $j$ -м периоде;  $Y_{At}$  – ущерб от аварийных отключений за  $j$ -й период эксплуатации  $Y_{Пт}$  – ущерб от плановых отключений за  $j$ -й период эксплуатации;  $E$  – ставка доходности.

Значения ущербов  $Y_{At}$  и  $Y_{Пт}$  нормируются для конкретных категорий потребителей. Затраты на амортизационные отчисления  $Z_{AM}$  вычисляются по формуле:

$$Z_{AM} = a_H \cdot K = \frac{E_\Phi}{(1+E_\Phi)^t - 1} \cdot K, \quad (5.2.23)$$

где  $a_H$  – норма амортизационных отчислений с учетом дисконтирования;  $K$  – стоимость электрооборудования;  $E_\Phi$  – процентная ставка (фактическая ставка доходности), определяется по формуле:

$$E_\Phi = \frac{E_H - J}{1 + J}, \quad (5.2.24)$$

где  $E_H$  – нормативная ставка доходности;  $J$  – индекс инфляции, характеризующий среднегодовой уровень инфляции и учитывающий риски от ухудшения макроэкономической ситуации в конкретном регионе.

На практике желательно заранее знать оптимальные значения межремонтных периодов, которые учитывали бы реальные условия и режимы эксплуатации электрооборудования. Для этого продифференцируем уравнения (5.2.21) относительно  $t$  при постоянных значениях параметров  $f$ ,  $k$ ,  $C_P$ ,  $C_{ав}$ ,  $C_d$ ,  $Z_{ТО}$ ,  $\lambda_0$ ,  $\lambda'$  и  $T_{сл}$ :

$$\frac{dZ(t)}{dt} = -\frac{1}{t^2} [C_{KP}T_{cl} + C_{ав}(-t^2\lambda_0 - 2t^3\lambda' + t^3\lambda_0^2 + ft^2\lambda_0 + 2ft^3\lambda' - ft^3\lambda_0^2 - fkt^2\lambda_0 - 2kft^3\lambda^2 + kft^3\lambda_0^2)]. \quad (5.2.25)$$

Преобразуем выражение (5.2.25) с помощью математического пакета MathCAD и получим:

$$\frac{dZ(t)}{dt} = At^3 + Bt^2 + D, \quad (5.2.26)$$

где

$$A = 2C_{ав}\lambda' - C_{ав}\lambda_0^2 - 2C_{ав}f\lambda' + C_{ав}f\lambda_0^2 + 2C_{ав}fk\lambda' - C_{ав}fk\lambda_0^2, \quad (5.2.27)$$

$$B = C_{ав}\lambda_0 - C_{ав}f\lambda_0 + C_{ав}kf\lambda_0, \quad (5.2.28)$$

$$D = -C_P T_{cl}. \quad (5.2.29)$$

Запишем и решим уравнение (5.2.19) с учетом выражения (5.2.26):

$$At^3 + Bt^2 + D = 0, \quad (5.2.30)$$

$$t^3 + \frac{B}{A}t^2 + \frac{D}{A} = 0, A \neq 0, \quad (5.2.31)$$

$$t^3 + at^2 + c = 0, \quad (5.2.32)$$

где

$$a = \frac{\lambda_0 - f\lambda_0 + kf\lambda_0}{2\lambda' - \lambda_0^2 - 2f\lambda' + f\lambda_0^2 + 2fk\lambda' - fk\lambda_0^2} = \frac{\lambda_0(1-f+kf)}{2\lambda'(1-f+kf) - \lambda_0^2(1-f+kf)} = \frac{\lambda_0}{2\lambda' - \lambda_0^2}, \quad (5.2.33)$$

$$c = \frac{C_P T_{cl}}{(1-f+kf)C_{ав}(\lambda_0^2 - 2\lambda')}. \quad (5.2.34)$$

Воспользуемся решением Кардано для нахождения корней уравнения (5.2.32). Для этого используем подстановку  $t=y-a/3$ . Тогда:

$$y^3 + py + q = 0,$$

где  $p = \frac{-a^2}{3}$ ;  $q = 2\left(\frac{a}{3}\right)^3 + c$ .

При этом единственный действительный корень будет равен:

$$y = \sqrt[3]{-\left(\frac{a}{3}\right)^3 - \frac{c}{2} + \sqrt{\left(\left(\frac{a}{3}\right)^3 + \frac{c}{2}\right)^2 + \left(\frac{-a^2}{9}\right)^3}} + \\ + \sqrt[3]{-\left(\frac{a}{3}\right)^3 - \frac{c}{2} - \sqrt{\left(\left(\frac{a}{3}\right)^3 + \frac{c}{2}\right)^2 + \left(\frac{-a^2}{9}\right)^3}}.$$

Тогда:

$$t_{onm} = \sqrt[3]{-\left(\frac{a}{3}\right)^3 - \frac{c}{2} + \sqrt{\left(\left(\frac{a}{3}\right)^3 + \frac{c}{2}\right)^2 + \left(\frac{-a^2}{9}\right)^3}} + \\ + \sqrt[3]{-\left(\frac{a}{3}\right)^3 - \frac{c}{2} - \sqrt{\left(\left(\frac{a}{3}\right)^3 + \frac{c}{2}\right)^2 + \left(\frac{-a^2}{9}\right)^3}} - \frac{a}{3}, t \neq 0, \quad (5.2.35)$$

где коэффициенты  $a$  и  $c$  определяются по выражениям (5.2.33) и (5.2.34).

Строго говоря, может получиться еще два действительных равных корня:

$$t_{2,3} = -\sqrt[3]{-\left(\frac{a}{3}\right)^3 - \frac{c}{2} + \sqrt{\left(\left(\frac{a}{3}\right)^3 + \frac{c}{2}\right)^2 + \left(\frac{-a^2}{9}\right)^3}} - \frac{a}{3}, t \neq 0, \quad (5.2.36)$$

однако проведенные исследования показали, что он лежат далеко за пределами нормативного срока службы, что логически недопустимо.

Выражения для расчета коэффициентов  $a$  и  $c$  для разных стратегий ремонта согласно признакам классификации (табл. 5.2.1) сведены в табл. 5.2.3.

**Таблица 5.2.3. Выражения для расчета коэффициентов  $a$  и  $c$   
при разных признаках классификации стратегий ТОиР электрооборудования**

Группа стратегий	Признак классификации	Расчетные выражения для определения коэффициентов $a$ и $c$
ППР	< 0, 0 >	$a=-1/\lambda_0; c=C_P T_{сл}/(C_{ав}\lambda_0^2)$
	< 1, 0 >	$a=0; c=-C_P T_{сл}/(C_{ав}2\lambda')$
	< 2, 0 >	$a=\lambda_0/(2\lambda'-\lambda_0^2); c=C_P T_{сл}/[C_{ав}(\lambda_0^2-2\lambda')]$



Группа стратегий	Признак классификации	Расчетные выражения для определения коэффициентов а и с
САР	< 0, 1 >	$a=-1/\lambda_0; c=0$
	< 1, 1 >	$a=0; c=0$
	< 2, 1 >	$a=\lambda_0/(2\lambda'-\lambda_0^2); c=0$
ПКС	< 0, 2 >	$a=-1/\lambda_0; c=C_P T_{сл}/[(1-f+kf)C_{ав}\lambda_0^2]$
	< 1, 2 >	$a=0; c=-C_P T_{сл}/[(1-f+kf)C_{ав}2\lambda']$
	< 2, 2 >	$a=\lambda_0/(2\lambda'-\lambda_0^2); c=C_P T_{сл}/[(1-f+kf)C_{ав}(\lambda_0^2-2\lambda')]$
СТС	< 0, 3 >	$a=-1/\lambda_0; c=-C_P T_{сл}/(kfC_{ав}\lambda_0^2)$
	< 1, 3 >	$a=0; c=C_P T_{сл}/[kC_{ав}2\lambda']$
	< 2, 3 >	$a=\lambda_0/(2\lambda'-\lambda_0^2); c=C_P T_{сл}/[kC_{ав}(2\lambda'-\lambda_0^2)]$

Из табл. 5.2.2 и 5.2.3 видно, что стратегия ПКС <2, 2> является самой полной и все остальные вытекают из нее или являются ее частными случаями. Решение уравнения (5.2.19), выражаемое формулой (5.2.35) получено в общем виде для функции Z(t) выражаемой формулой (5.2.21).

В результате вычислений по формулам (5.2.33), (5.2.34) и (5.2.35) могут быть получены такие значения величины  $t_{опт}$ , которые, казалось бы, выходят за рамки области определения функции (5.2.21). Например, это наблюдается для стратегии САР <1, 1>. Для  $t_{опт}=0$ , т.к. коэффициенты а и с равны 0. Но согласно условию (5.2.35)  $t \neq 0$  и поэтому  $t_{опт}=0$  не может быть корнем уравнения. Однако если мы обратимся к табл. 5.2.2 и посмотрим на выражения Z(t) для стратегии САР <1, 1>, то увидим, что область определения этой функции  $t \in \infty$  и корень  $t_{опт}=0$  действительно является корнем уравнения вида (5.2.19) для функции  $Z(t)=C_{ав}\lambda't^2+Z_{то}$ . Таким образом, при определении корней с помощью выражений (5.2.33), (5.2.34) и (5.2.35) необходимо пользоваться областью определения функции Z(t) из табл. 5.2.2 для выбранной стратегии эксплуатации электрооборудования.

### 5.3. Расчет оптимальной продолжительности межремонтного периода для различных стратегий и видов электрооборудования

Оптимальный межремонтный период определим для следующего электрооборудования: трансформаторов, выключателей и электродвигателей различных типов и классов напряжения [51].

В предыдущем разделе приведены выражения целевых функций, позволяющие выбрать наиболее целесообразные межремонтные периоды электрооборудования для различных стратегий ремонта. Дифференцируя целевую

функцию  $Z(t)$  относительно  $t$  при постоянных значениях входящих в нее параметров и решая полученное выражение для  $dZ/dt=0$ , получаем выражение минимума затрат, соответствующее оптимальному межремонтному периоду  $t_{\text{опт}}$ . Получаемое выражение является, как правило, сложной функцией, решить которую можно численными методами. Для этого используется математический пакет MathCAD. Вывести выражение для определения оптимальной периодичности ремонтов  $t_{\text{опт}}$  в явном виде можно, если разложить функцию вероятности отказа в ряд Тейлора. Тогда получается более простое кубическое выражение. Для этого берутся первые три члена ряда. Погрешность результата определения оптимальной периодичности ремонтов  $t_{\text{опт}}$  зависит от того, сколько членов разложения в ряд используются. Воспользовавшись решением Кардано для нахождения корней кубического выражения получаем значения величины  $t_{\text{опт}}$ .

Вычислительный эксперимент по определению оптимального межремонтного периода  $t_{\text{опт}}$  для различных стратегий организации ремонтов электрооборудования проведен в зависимости от изменения следующих параметров математической модели:  $Q(T)$  – вероятности отказов оборудования за рассматриваемый период эксплуатации  $t$ ;  $\omega$  – параметров потока отказов;  $\lambda_0$  – базисной интенсивности отказов;  $f(t)$  – вероятности проведения диагностирования к моменту времени  $t$ ;  $k$  – вероятности достоверной оценки технического состояния электрооборудования, предшествующего аварийному переходу оборудования в предельное состояние;  $C_p/C_{\text{ав}}$  – соотношения затрат между профилактическими и аварийными ремонтами.

Оптимизация межремонтного периода  $t_{\text{опт}}$  выполняется для различных сочетаний исходных данных, стратегий ремонта и видов электрооборудования, позволила получить графики функций  $Z(t)$  и  $t_{\text{опт}} = F(\lambda', \lambda_0, f, k, T_{\text{сл}}, C_p/C_{\text{ав}})$ .

Определимся со значениями параметров исходных данных и диапазоном их изменения, при использовании их в вычислительном эксперименте:

Срок службы  $T_{\text{сл}}$  для большинства типов электрооборудования принимается равным 25 годам. Однако, с учетом реальных режимов эксплуатации и возникающих при этом факторов, срок службы  $T_{\text{сл}}$  электрооборудования может достигать как 30 – 40 лет, так и всего лишь 10 – 15 лет. Поэтому значение  $T_{\text{сл}}=25$  лет является средним и учитывает различные группы оборудования различных типов и классов напряжения, а также нормативные условия эксплуатации.

Средняя стоимость профилактического ремонта электрооборудования  $C_p$ , как правило, меньше стоимости аварийного ремонта  $C_{\text{ав}}$ . Это связано с тем, что при отказе ремонт обычно не ограничивается заменой одного, двух узлов. Приходится заменять многие смежные узлы, пострадавшие в результате аварийного отказа изношенного узла, а иногда и всю сборочную единицу. Поэтому задавшись границами изменения соотношения  $C_p/C_{\text{ав}}$  в пределах  $(0;1.5]$  можно учесть практически все возникающие варианты соотношения затрат между профилактическими и аварийными ремонтами.

Границы изменения вероятностей  $f$  и  $k$ :  $0 \leq f \leq 1, 0 \leq k \leq 1$ .

## Глава 5. Предупреждение пожаров в электроустановках на основе совершенствования системы ремонта

Базисная интенсивность отказов  $\lambda_0$  для электрооборудования различных типов и классов напряжения известна и приведена в специальной справочной литературе, например, в [91]. Кроме того, известно [92], что в стационарных режимах при условии идеального аварийного ремонта справедливо допущение о постоянстве параметра потока отказов  $\omega(t) = \text{const}$ , т.е. в этом случае, для большинства сборочных единиц электрооборудования с предупредительным ремонтом можно записать  $\lambda_0 = \lambda(t) = \omega(t) = \text{const}$ . Для силовых трансформаторов, выключателей и асинхронных электродвигателей значения параметра потока отказов  $\omega$  приведены в табл. 5.3.1, 5.3.2 и 5.3.3.

Основываясь на опыте эксплуатации отечественного и зарубежного оборудования, а также экспертных оценках специалистов, можно утверждать, что износ электрооборудования на участке нормальной эксплуатации незначителен и не превышает 2–10 %. Поэтому в расчетах принимает удельный прирост интенсивности износных отказов за счет сработки ресурса оборудования равный величине  $\lambda' = 0,15\lambda_0$ .

*Таблица 5.3.1. Параметр потока отказов для трансформаторов различных мощностей и классов напряжения*

Номинальное напряжение, кВ	Параметр потока отказов $\omega$ , 1/год
до 110	0,014
220	0,2
330	0,25
500	0,3

*Таблица 5.3.2. Параметр потока отказов для выключателей 110 кВ*

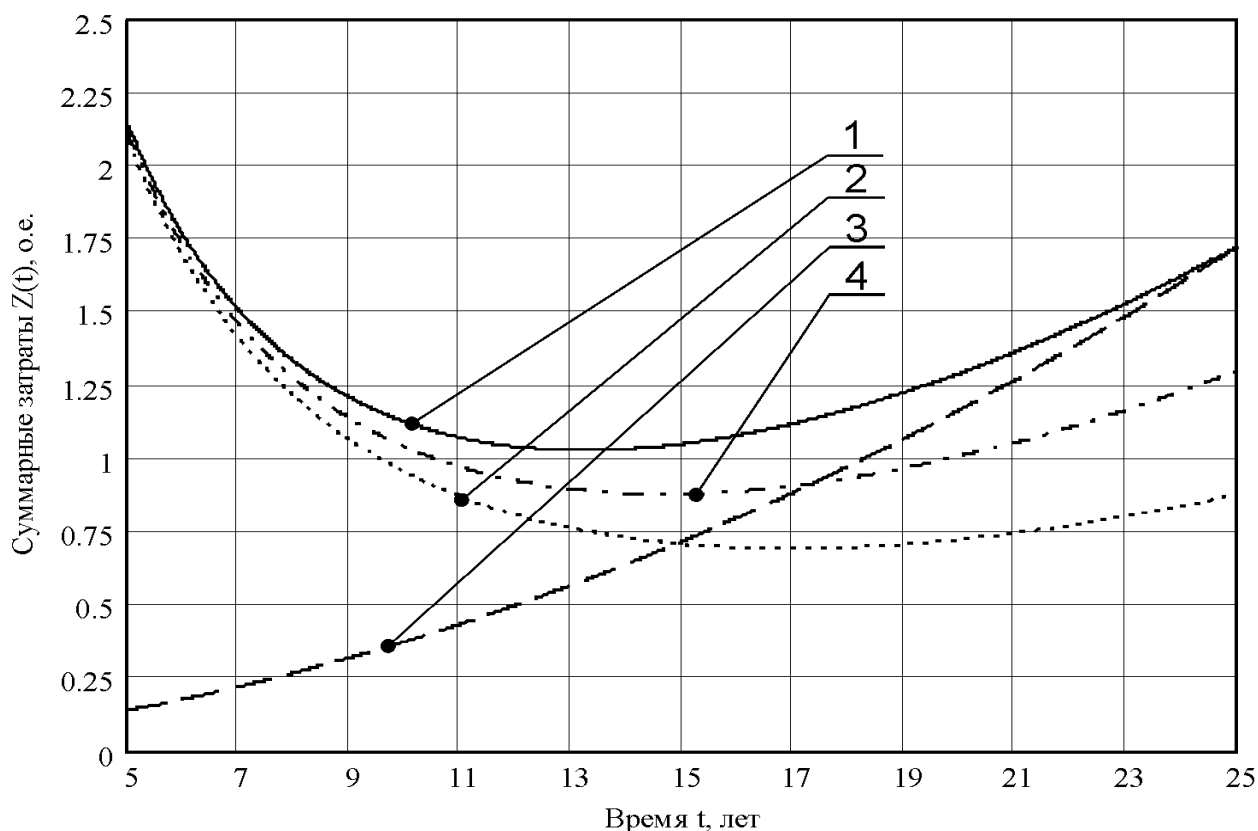
Тип выключателя	Параметр потока отказов $\omega$ , 1/год
Маломасляные	0,05
Масляные баковые	0,016
Воздушные	0,02
Элегазовые	0,006

*Таблица 5.3.3. Параметр потока отказов для асинхронных электродвигателей различных мощностей и классов напряжения*

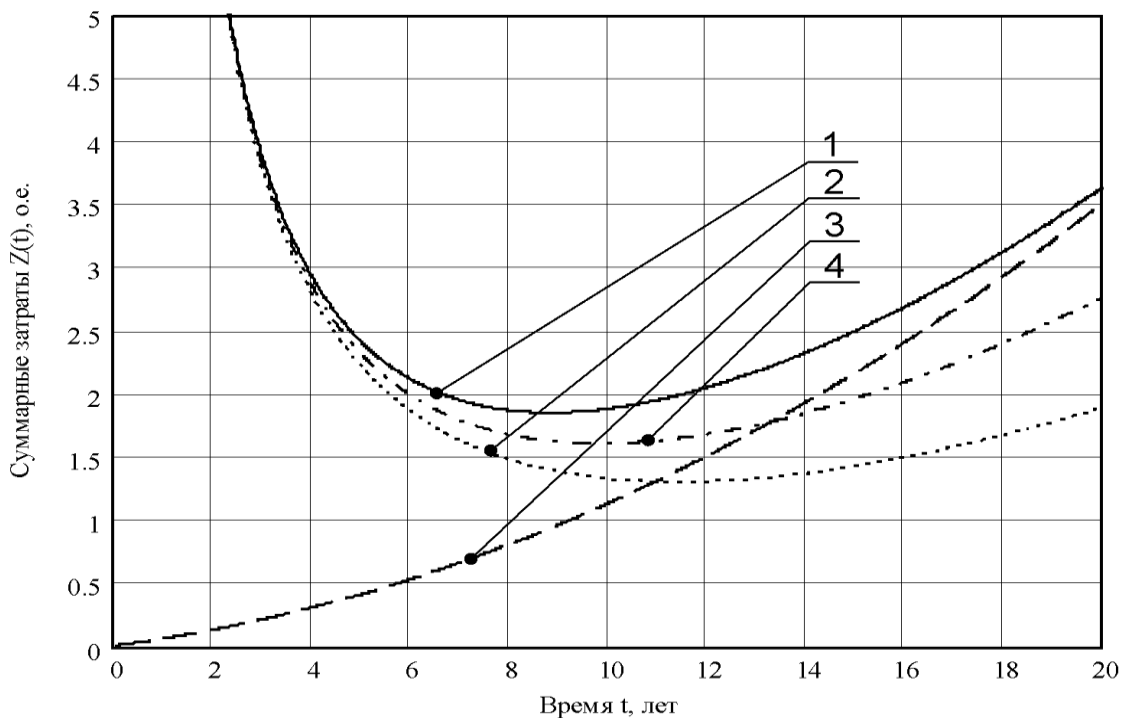
Номинальная мощность, кВт	Номинальное напряжение, кВ	Параметр потока отказов $\omega$ , 1/год
до 2000	до 1 и выше	0,1
выше 2000	Выше 1	0,2

На рис.5.3.1, 5.3.2, 5.3.3 приведены графики зависимости суммарных затрат на ремонт трансформаторов ( $\lambda_0=0.015$  1/год), выключателей ( $\lambda_0=0.05$  1/год) и двигателей ( $\lambda_0=0.15$  1/год) от времени для различных стратегий ремонта при следующей комбинации параметров исходных данных математической модели:  $C_p/C_{ав}=0.5$ ,  $k=0.5$ ;  $C_d=0.01C_{ав}$ ;  $Z_{ТО}=0.01C_{ав}$ ;  $T_{сл}=25$  лет;  $\lambda'=\lambda_0 \cdot 0.15$ .

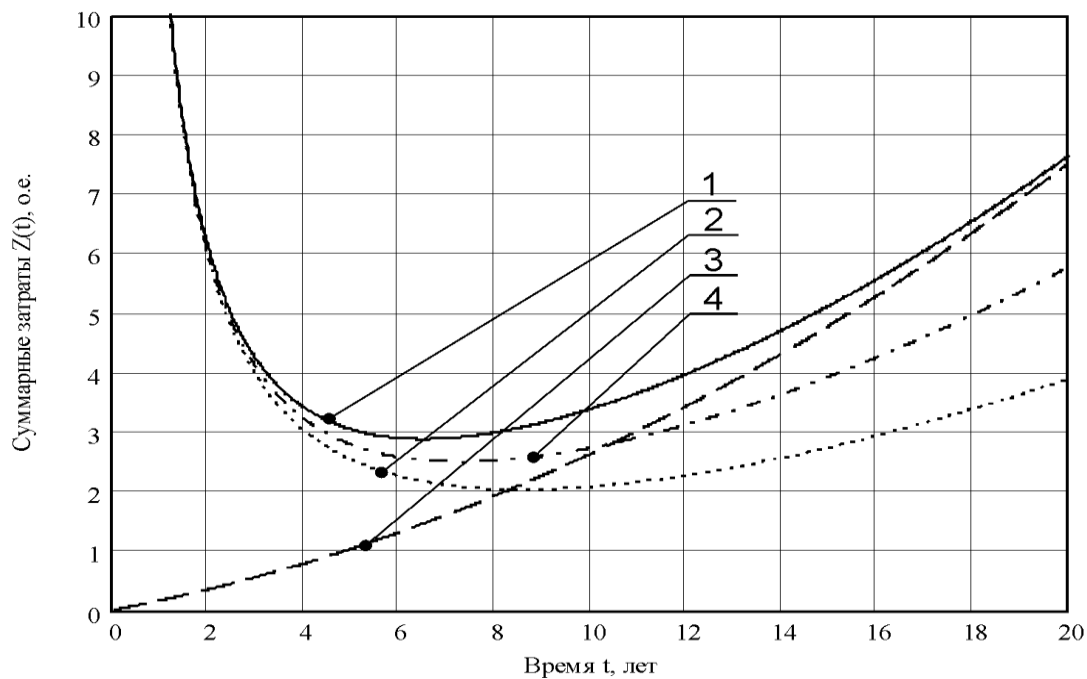
Сравнение полученных зависимостей для трех стратегий ремонтов показывает, что применение стратегии СТС дает наибольшую величину межремонтного периода, тогда как продолжительность межремонтного периода при ППР наименьшая. Значения оптимальных межремонтных периодов для однотипного электрооборудования при различных стратегиях ремонта согласно графиков зависимостей, представленных на рис. 5.3.1, 5.3.2, 5.3.3 приведены в табл. 5.3.4.



**Рис. 5.3.1.** Графики зависимостей суммарных затрат на проведение ТОиР для трансформаторов при стратегиях: 1 – ППР; 2 – СТС; 3 – САР; 4 – ПКС.  
Значения  $t_{опт}$  (лет):  $t_{ППР}=13.16$ ,  $t_{СТС}=16.92$ ,  $t_{ПКС}=14.64$



**Рис. 5.3.2.** Графики зависимостей суммарных затрат на проведение ТОиР для выключателей при стратегиях: 1 – ППР; 2 – СТС; 3 – САР; 4 – ПКС. Значения  $t_{\text{опт}}$  (лет):  $t_{\text{ППР}}=8.86$ ,  $t_{\text{СТС}}=11.38$ ,  $t_{\text{ПКС}}=9.82$



**Рис. 5.3.3.** Графики зависимостей суммарных затрат на проведение ТОиР для электродвигателей при стратегиях: 1 – ППР; 2 – СТС; 3 – САР; 4 – ПКС. Значения  $t_{\text{опт}}$  (лет):  $t_{\text{ППР}}=6.52$ ,  $t_{\text{СТС}}=8.54$ ,  $t_{\text{ПКС}}=7.30$

**Таблица 5.3.4. Значения оптимальных межремонтных периодов  
электрооборудования при различных стратегиях ремонта**

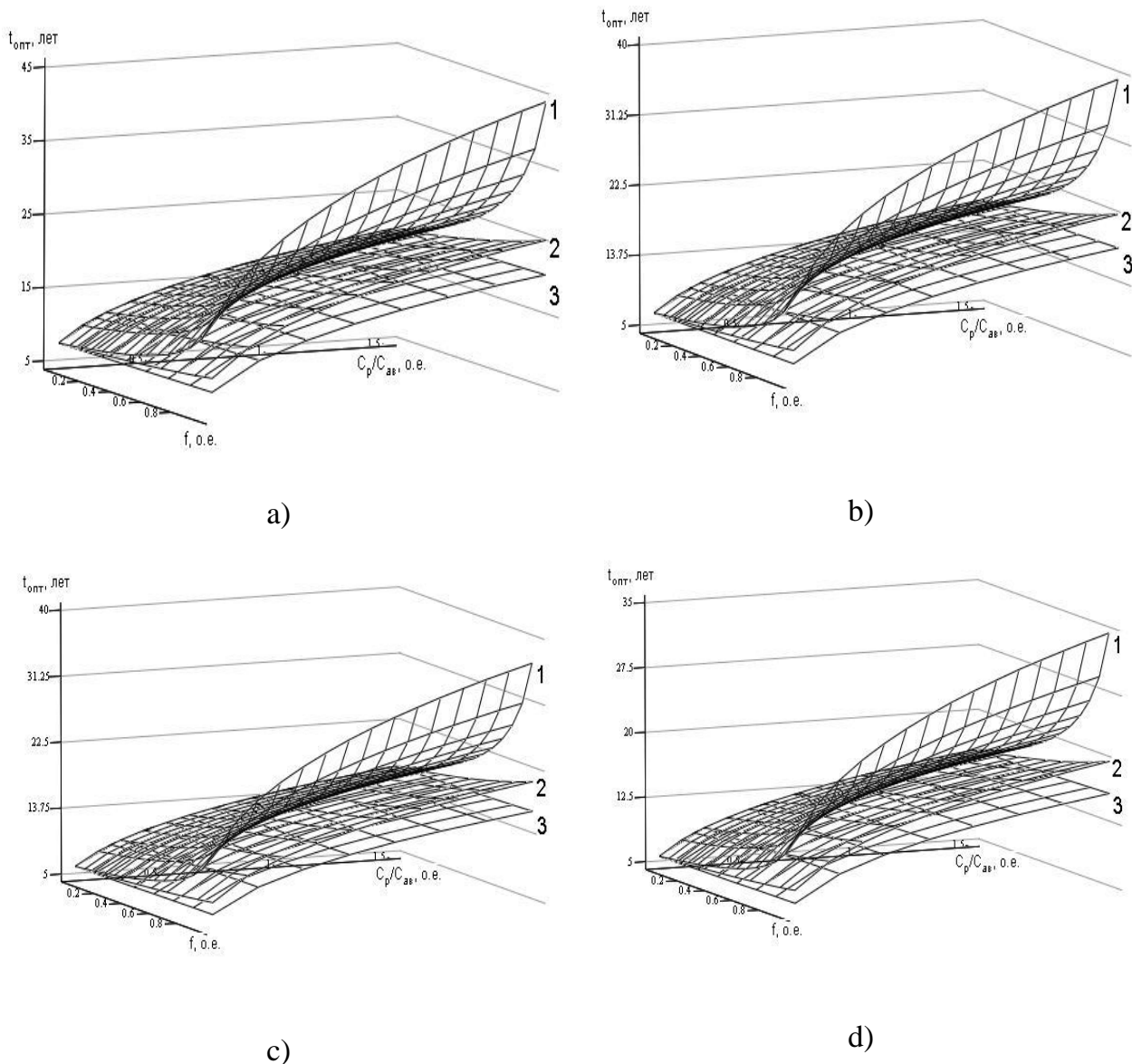
Электрооборудование	Оптимальный межремонтный период для стратегии (лет)		
	ППР	ПКС	СТС
Трансформаторы	13,16	14,64	16,92
Выключатели	8,86	9,82	11,38
Электродвигатели	6,52	7,30	8,54

Из рис. 5.3.1, 5.3.2, 5.3.3 видно, что стратегия САР не имеет оптимального межремонтного периода, т.к. ремонт производится по факту отказа электрооборудования. Величина  $t_{\text{опт}}$  для ПКС принимает при прочих равных условиях среднее значение, лежащее между значениями для СТС и ППР. Поэтому, для сокращения объема вычислений и получения более общих выводов о характере влияния исходных данных на величину  $t_{\text{опт}}$  для различных видов электрооборудования и стратегий ремонта (ППР, СТС, ПКС и САР) целесообразно дальнейшие расчеты проводить для ПКС. Оптимальный межремонтный период  $t_{\text{опт}}$  определим для стратегии ремонта ПКС  $\langle 2, 2 \rangle$ , как для самой общей стратегии.

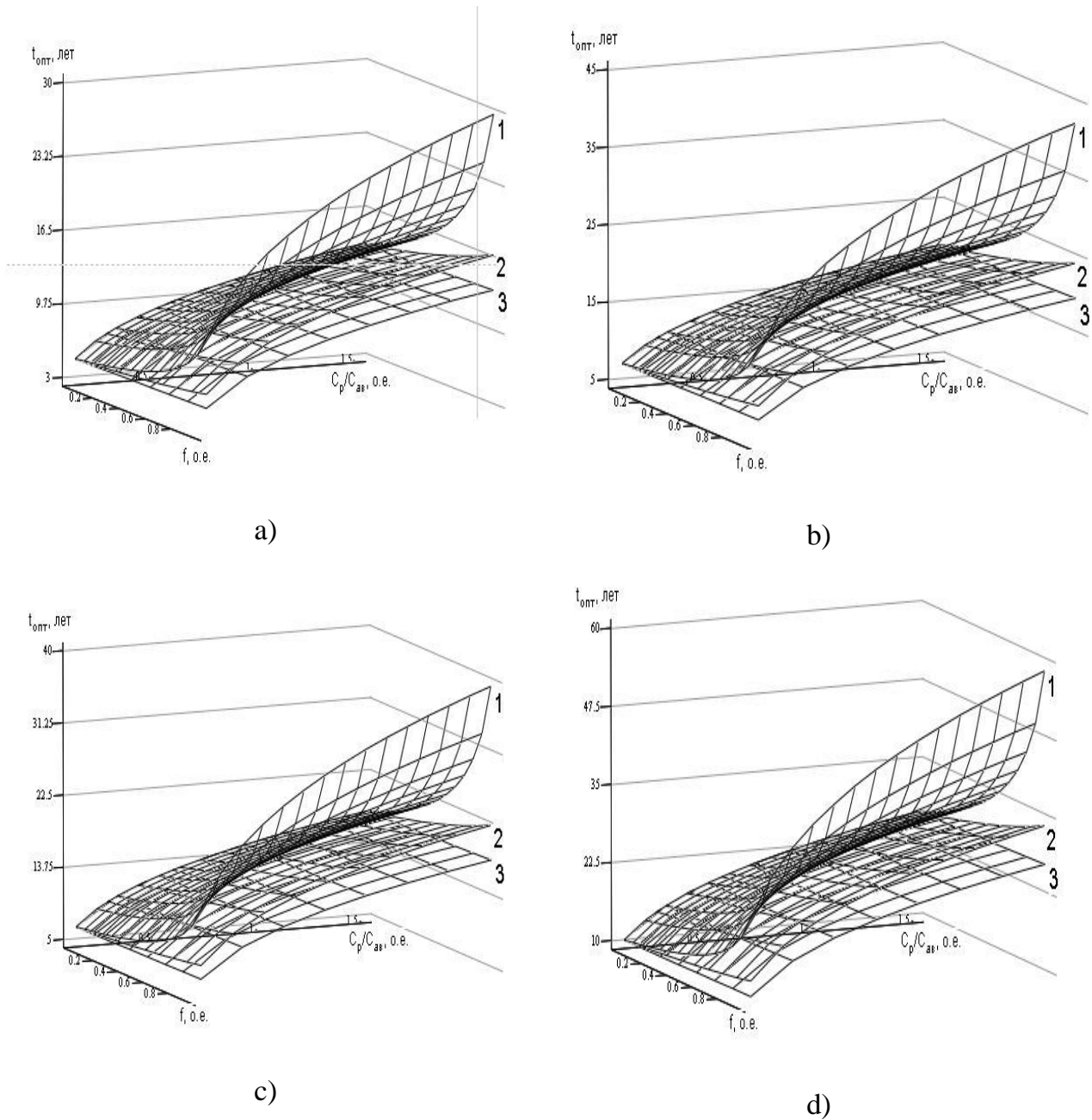
На рис. 5.3.4–5.3.6 приведены примеры зависимостей оптимальной периодичности ремонтов  $t_{\text{опт}}$  силовых трансформаторов, выключателей и электродвигателей от вероятности  $f$  и соотношения  $C_p/C_{\text{ав}}$  для различных значений вероятности  $k$  (1–0.1; 2–0.5; 3–0.9) при значениях параметра потока отказов соответствующих данным приведенным в табл. 5.3.1, 5.3.2 и 5.3.3.

Аналогичные и другие зависимости получены для трансформаторов, выключателей и электродвигателей при различном сочетании исходных данных. Они позволили установить значения  $t_{\text{опт}}$  для трансформаторов, выключателей и электродвигателей при различных параметрах математической модели в зависимости от вероятности  $f$  при различных значениях вероятности  $k$  и значениях соотношения  $C_p/C_{\text{ав}}$ .

Необходимо отметить, что рассмотренные примеры построения зависимостей оптимальной периодичности ремонта  $t_{\text{опт}}$  выполнены для обобщенного выражения с параметрами классификации  $\langle 2, 2 \rangle$ . Анализ параметров, влияющих на оптимальную периодичность ремонтов показал, что математическая модель наиболее чувствительна к изменению интенсивности отказов  $\lambda_0$  (параметру потока отказов  $\omega$ ), к виду стратегии ремонтов (ППР, САР, ПКС или СТС) и к значению эксплуатационной вероятности отказов  $Q$ .

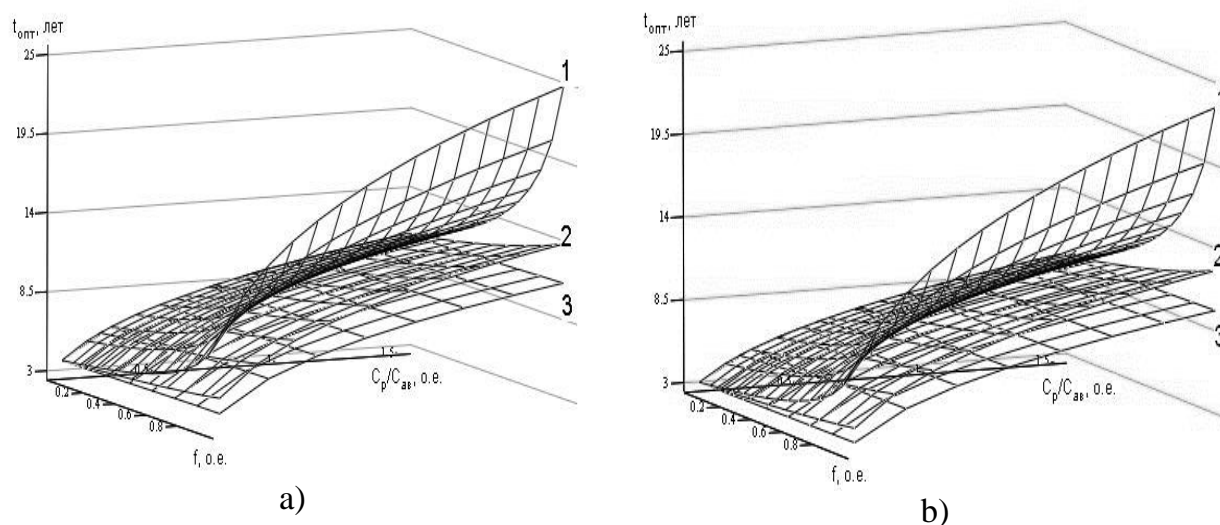


**Рис. 5.3.4.** Зависимости оптимальной периодичности ремонтов от вероятности  $f$  и соотношения  $C_p/C_{\text{ав}}$  при значениях вероятности  $k$ : 1 – 0.1; 2 – 0.5; 3 – 0.9, для трансформаторов различных классов напряжения ( $U_{\text{ВН}}$ , кВ) при соответствующих значениях параметра потока отказов ( $\omega$ , год<sup>-1</sup>): а)  $U_{\text{ВН}}=110$ ,  $\omega=0.014$ ; б)  $U_{\text{ВН}}=220$ ,  $\omega=0.2$ ; в)  $U_{\text{ВН}}=330$ ,  $\omega=0.25$ ; д)  $U_{\text{ВН}}=500$ ,  $\omega=0.3$



**Рис. 5.3.5.** Зависимости оптимальной периодичности ремонтов от вероятности  $f$  и соотношения  $C_p/C_{ав}$  при значениях вероятности  $k$ : 1 – 0.1; 2 – 0.5; 3 – 0.9, для выключателей различных типов напряжением 110 кВ при соответствующих значениях параметра потока отказов ( $\omega$ , год<sup>-1</sup>): а) маломасляные,  $\omega=0.05$ ; б) масляные баковые,  $\omega=0.016$ ; с) воздушные,  $\omega=0.02$ ; д) элегазовые,  $\omega=0.006$





**Рис. 5.3.6.** Зависимости оптимальной периодичности ремонтов от вероятности  $f$  и соотношения  $C_p/C_{ав}$  при значениях вероятности  $k$ : 1 – 0.1; 2 – 0.5; 3 – 0.9, для электродвигателей различных типов и классов напряжения при соответствующих значениях параметра потока отказов ( $\omega$ , год<sup>-1</sup>):  
а) напряжением до 1 кВ и мощностью до 2000 кВт,  $\omega=0.1$ ;  
б) напряжением выше 1 кВ и мощностью выше 2000 кВт,  $\omega=0.2$

Полученные зависимости позволяют сделать вывод о том, что продолжительность межремонтного периода минимальна при отсутствии диагностирования ( $f=0$ ) и максимальна при его наличии ( $f=1$ ). Степень влияния диагностирования на величину межремонтного периода снижается с увеличением  $k$  – вероятности достоверной оценки технического состояния электрооборудования. Также можно отметить, что с увеличением стоимости аварийного ремонта по отношению к стоимости планового ремонта оптимальный межремонтный период увеличивается. Кроме того, с увеличением базисной интенсивности отказов  $\lambda_0$  величина  $t_{опт}$  уменьшается.

Полученные выводы логически обоснованы, подтверждаются расчетами и соответствуют статистике полученной из реальной эксплуатации электрооборудования. Однако сделанные при выполнении расчетов величины  $t_{опт}$  ряд допущений, несколько снижают точность полученных данных.

В условиях неполноты исходных данных и при наличии ограничений на трудовые, материальные и временные ресурсы окончательный выбор  $t_{опт}$  производится с учетом результатов диагностирования и опыта эксплуатации. Точность определения величины  $t_{опт}$  зависит от выбора стратегии ТОиР, количества учитываемых факторов в целевой функции и достоверности исходных данных, полученных с помощью специализированных средств сбора информации о техническом состоянии электрооборудования.

#### 5.4. Методика определения объёма ремонтных работ с учетом технического состояния

В процессе эксплуатации электрооборудования электрических станций, подстанций и сетей происходит ухудшение его технического состояния, что приводит к снижению показателей эффективности работы и возрастанию вероятности отказа. В зависимости от назначения электрооборудования, условий и режимов его работы определяются нормативные значения показателей технического состояния. Значения показателей технического состояния должны находиться в установленных границах, заданных нормативными документами, в течение всего срока службы оборудования. В настоящее время для поддержания нормативно-технических показателей на необходимом уровне используется система ППР, которая предполагает проведение ТОиР в строго регламентированные сроки по типовым нормативам, установленным для каждого вида оборудования.

Практика эксплуатации электрооборудования показывает необходимость использования более прогрессивной системы ТОиР, основанной на установлении фактического состояния оборудования [51, 88]. В такой системе сроки проведения ТОиР определяются не регламентным графиком ППР, а фактическим состоянием оборудования. Объем ТОиР также определяется с учетом технического состояния электрооборудования, а сам вид ТОиР характеризуется количественным и качественным составом работ. Под объемом ТОиР понимается перечень работ, необходимых для поддержания технического состояния электрооборудования. Оценка состояния производится в процессе эксплуатации с помощью средств технической диагностики.

Эффективность системы технического обслуживания и ремонта основывается на минимизации затрат на ее применение при условии поддержания требуемого уровня надежности электрооборудования. Поэтому задача планирования объема ТОиР заключается в определении характеристик системы ТОиР, которая при минимальной стоимости обеспечит требуемую готовность электрооборудования в течение установленного срока, на основании данных о фактическом техническом состоянии.

Если появилась необходимость в проведении ТОиР, то фактическому техническому состоянию электрооборудования соответствует определенный объем ТОиР  $V_{\text{тор}}$ , который представляет собой перечень работ, необходимых для возвращения технического состояния оборудования в область работоспособного состояния. Перечень работ может быть установлен только после осмотра, анализа показаний приборов и т.п. Естественно, что при этом могут выявиться не все дефекты, а, следовательно, будут проведены не все работы по их устранению. Во избежание этого, а также для уменьшения параметров влияющих на техническое состояние можно рассматривать не общую величину остаточного ресурса всего

электрооборудования, а определять значения остаточного ресурса составных частей сложного оборудования – сборочных единиц (СЕ). Такой подход имеет следующие преимущества [51, 93]:

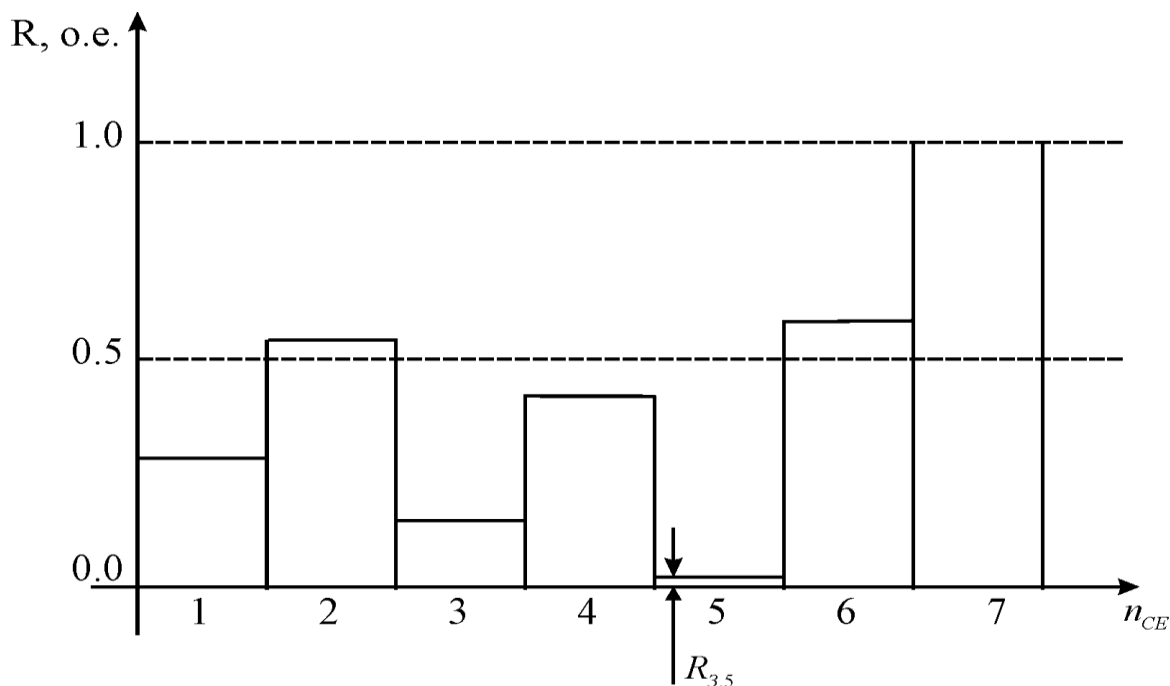
- чем проще структура СЕ, тем меньшим количеством параметров определяется ее остаточный ресурс;
- четко известно, какие СЕ нуждаются в восстановлении или замене;
- для каждого ТОиР легко определяется перечень необходимых работ, т. к. каждой СЕ соответствует определенный набор работ;
- проще определять время проведения ТОиР (в простейшем случае – это то время, к которому одна из основных функциональных СЕ электрооборудования сработает свой ресурс);
- значение остаточного ресурса СЕ объединяет в себе несколько факторов, которые могли быть параметрами  $x_i$  зависимостей (5.2.31) или (5.2.32). Используя значения остаточного ресурса СЕ как параметры интегральной зависимости (5.2.31) или (5.2.32), можно уменьшить количество осей координат тем самым, упростив выражение для оценки остаточного ресурса электрооборудования в целом.

При использовании данного подхода необходимо определить порядок разделения оборудования на сборочные единицы. Проблема разделения оборудования на составные части сводится к выработке такой номенклатуры СЕ, которая обеспечивала бы наименьшие затраты труда, времени и средств на ремонт оборудования. При этом должны быть соблюдены необходимые конструктивные и технологические требования к СЕ. Разделение должно производиться в несколько этапов [51, 93]. На первом этапе выделяются основные СЕ (ОСЕ), которые, как правило, являются крупными узлами и агрегатами. Здесь основными критериями являются: конструктивная обособленность, законченность узлов и агрегатов, легкость демонтажа и приспособленность к транспортированию. На втором выделяются дочерние СЕ (ДСЕ), которые входят в ОСЕ, а также отмечаются те СЕ, которые требуют замены или восстановления. В число ДСЕ включаются такие ОСЕ, которые одновременно отвечают всем перечисленным ниже требованиям [93]:

- технические условия на электрооборудование должны допускать проведение разборки ОСЕ до уровня, необходимого для демонтажа потенциальных ДСЕ в условиях предприятия;
- конструкция потенциальной ДСЕ должна допускать её самостоятельную транспортировку и хранение без ухудшения технических характеристик;
- технические условия на ремонт ОСЕ должны допускать обезличенную замену потенциальной ДСЕ;
- продолжительность простоя оборудования при замене ДСЕ должна быть меньше продолжительности простоя при замене ОСЕ.

Для каждой СЕ пространство работоспособных состояний с предельными значениями сработанного ресурса.

Допустим, что электрооборудование, состоящее из семи сборочных единиц, имеет величины остаточного ресурса каждой СЕ такие, как показано на рис. 5.4.3.



**Рис. 5.4.3.** Величины остаточного ресурса СЕ электрооборудования

Из рисунка видно, что 2, 4, 6 СЕ имеют среднее значения остаточного ресурса; 1, 3 имеют – ниже среднего; 7 – имеет максимальное значение остаточного ресурса, близкое к 1; 5 СЕ имеет практически нулевой уровень ресурса, равный  $R_{3,5}$ . Очевидно, что пятую СЕ следует заменить. Значение  $R_{3,5}$  – это запас по ресурсу, связанный с недоступностью данного электрооборудования в течение определенного отрезка времени, например, его производственного цикла (межремонтного периода). Если такой фактор отсутствует, то  $R_{3,5}$  принимается равным нулю.

Оценка остаточного ресурса проводится в процессе эксплуатации с помощью средств оперативной диагностики и в процессе ремонта на основе ремонтной диагностики. Последняя отвечает на вопрос, в чем причина дефекта и какие работы необходимо выполнить для устранения неисправности электрооборудования.

Каждой СЕ соответствует определенный перечень работ. Поэтому, зная СЕ, которые требуют замены или восстановления, объем работ легко определяется по своему количественному и качественному составу. Каждая работа характеризуется временем, количеством персонала, необходимым для ее выполнения, и затратами на материалы, детали и узлы, а также прочими затратами. Объем ремонтных работ характеризуется затратами, которые удобно выражать в денежном эквиваленте, и трудоемкостью измеряемой в чел·час.

В зависимости от технологических и эксплуатационных свойств электрооборудования ремонт выполняется путем восстановления или замены отдельных СЕ. Критерием выбора между покупкой новой СЕ или восстановлением вышедшей из строя СЕ должен быть денежный эквивалент упущенной или приобретенной выгоды. Два рассматриваемых варианта отличаются не только по затратам на их выполнение, но и по длительности дальнейшего функционирования СЕ. Из практики известно, что срок службы восстановленной СЕ будет меньше срока службы такого же новой СЕ (иногда в 2 раза и более). Продажа старой СЕ уменьшает расходы на покупку новой. Выбор между двумя вариантами следует проводить по средней стоимости покупки новой СЕ и восстановления старой в единицу времени, сумма распределяется равномерно по времени срока службы СЕ. Эти затраты можно рассчитать по формулам приведенным в [94]:

$$C_{ЭГ}^H = \left[ \frac{C_H - C_{ост}}{1 + \left( \frac{1}{1 + K_D} \right)^{T_D^H}} \right] \cdot K_D \quad (5.4.6)$$

$$C_{ЭГ}^B = \left[ \frac{C_B}{1 + \left( \frac{1}{1 + K_D} \right)^{T_D^B}} \right] \cdot K_D \quad (5.4.7)$$

где  $C_H$  – цена новой СЕ;  $C_B$  – стоимость восстановления СЕ;  $C_{ост}$  – цена продажи (остаточная стоимость) старой СЕ;  $T_D^H$  – срок службы новой СЕ;  $T_D^B$  – срок службы восстановленной СЕ;  $C_{ЭГ}^H$  – средние затраты за единицу времени на приобретение новой СЕ;  $C_{ЭГ}^B$  – средние затраты за единицу времени на восстановление СЕ;  $K_D$  – коэффициент дисконтирования. При этом следует учесть, что:

$$T_D^B < T_D^H. \quad (5.4.8)$$

Стоимость, полученная по формуле (5.4.6) соответствует варианту покупки новой СЕ, а по формуле (5.4.7) – восстановлению старой. Выбирая минимальное значение среди двух этих величин, определяем наиболее экономичный

вариант. Тогда средняя стоимость ремонта (среднегодовая, среднемесячная, за ремонтный цикл или межремонтный период) сработавшей свой ресурс СЕ определяется как:

$$C_P^{CE} = \min\{C_{ЭГ}^H; C_{ЭГ}^B\} \quad (5.4.9)$$

Если свой ресурс сработали несколько СЕ, то определение величины  $C_P^{CE}$ , выбор между заменой и восстановлением осуществляется аналогично.

Суммарная стоимость ремонта для таких СЕ определится по формуле:

$$C_P = \sum_{i=1}^{n_3} (C_{H,i} - C_{OCT,i}) + \sum_{j=1}^{n_B} C_{B,j}, \quad (5.4.10)$$

где  $n_B, n_3$  – число СЕ, сработавших свой ресурс (с учетом запаса  $R_3$ , см. рис. 5.4.3), требующих восстановления или замены соответственно; где  $C_{H,i}$  – цена новой  $i$ -ой СЕ;  $C_{OCT,i}$  – цена продажи (остаточная стоимость) старой  $i$ -ой СЕ;  $C_{B,j}$  – стоимость восстановления  $j$ -ой СЕ.

Трудоемкость по восстановлению каждой СЕ известна, поэтому суммарная трудоемкость работ на проведение ремонта  $E_P$  определяется по формуле:

$$E_P = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k E_{i,j}, \quad (5.4.11)$$

где  $E_{ij}$  – трудоемкость проведения  $j$ -ой работы в рамках ремонта  $i$ -ой СЕ;  $n$  – количество ремонтируемых СЕ;  $k$  – количество работ, необходимых для восстановления остаточного ресурса  $i$ -ой СЕ.

Трудоемкость одной работы  $E_j$  можно определить по формуле:

$$E_j = N_j \cdot T_j, \quad (5.4.12)$$

где  $N_j$  – количество человек, проводящих  $j$ -ю работу;  $T_j$  – время, необходимое для проведения  $j$ -ой работы.

Время, необходимое им для проведения  $j$ -ой работы, в свою очередь, можно представить тремя составляющими:

$$T_B = T_D + T_{PCP} + T_U, \quad (5.4.13)$$

где  $T_D$  – затраты времени на диагностирование объекта;  $T_{PCP}$  – затраты времени на проведение разборо-сборочных работ;  $T_H$  – затраты времени на устранение неисправности.

Суммарная трудоемкость работ также зависит от количества СЕ, требующих ремонта и остаточного ресурса каждой из них. Поэтому суммарную трудоемкость ТОиР можно рассчитать по формуле:

$$E_P = \gamma \left( \sum_{i=1}^{n_B} E_{B,i} (1 - R_{B,i}) + \sum_{j=1}^{n_3} E_{3,j} (1 - R_{3,j}) \right), \quad (5.4.14)$$

где  $E_{B,i}$ ,  $E_{3,j}$  – удельные ремонтные трудозатраты соответственно на восстановление  $i$ -ой и на замену  $j$ -ой СЕ;  $R_{B,i}$ ,  $R_{3,j}$  – относительные значения остаточного ресурса для  $i$ -ой и  $j$ -ой СЕ на момент проведения ТОиР;  $\gamma$  – коэффициент, учитывающий вспомогательные операции.

Качественная зависимость трудоемкости от величины остаточного ресурса представлена на графике (см. рис. 5.4.4).

Для определения общей стоимости ремонта необходимо выразить трудоемкость, рассчитанную по формуле (5.4.7) в денежном эквиваленте. Это можно сделать по выражению:

$$C_E = \alpha \frac{E_P}{N}, \quad (5.4.15)$$

где  $\alpha$  – удельная стоимость одного часа работ;  $N$  – количество человек, выполняющих ТОиР.

Суммарная стоимость ТОиР рассчитывается по формуле:

$$C = C_P + C_E. \quad (5.4.16)$$

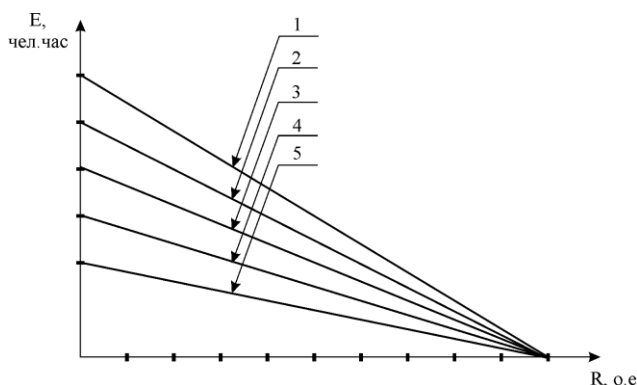
Средняя стоимость ТОиР определяется по выражению:

$$C_{CP} = \left[ \frac{C_P + C_E}{1 + \left( \frac{1}{1 + K_D} \right)^T} \right] \cdot K_D, \quad (5.4.17)$$

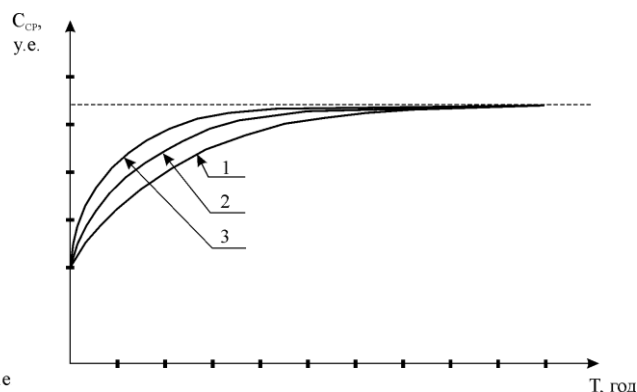
где  $T$  – межремонтный интервал.

Качественные зависимости средней стоимости ТОиР от времени межремонтного интервала представлены на графике (см. рис. 5.4.5).

## Предупреждение пожаров в электроустановках на основе технического диагностирования электрооборудования



**Рис. 5.4.4.** Зависимости трудоемкости от величины ОР при разных значениях  $\gamma_1 > \gamma_2 > \gamma_3 > \gamma_4 > \gamma_5$



**Рис. 5.4.5.** Зависимости средней стоимости ТОиР от времени межремонтного интервала при разных коэффициентах дисконтирования  $r_1 > r_2 > r_3$

Рассмотрим на контрольном примере планирования объема ТОиР электрооборудования возможность использования данной методики. Допустим, необходимо проведение ТОиР электрооборудованию, в состав которого входит 10 СЕ. Данные по этим СЕ на момент проведения ТОиР представлены в табл. 5.4.1.

*Таблица 5.4.1. Характеристики СЕ электрооборудования*

№ СЕ	Остаточный ресурс на момент ремонта, о.е.	Срок службы новой СЕ, год.	Срок службы восстановленной СЕ, год.	Стоимость СЕ, у.е.	Трудоемкость, чел. час
1	0,35	3	2	100	20
2	0,78	3	2,5	300	30
3	0,98	10	9,5	500	100
4	0,11	2	1	50	10
5	0,05	1,5	*	10	5
6	0,15	10	8	150	20
7	0,39	6	4	150	150
8	0,99	15	14	1000	200
9	0,47	8	7	220	35
10	0,56	12	9	70	46

Примечание: \* – СЕ не может быть восстановлена.



## Глава 5. Предупреждение пожаров в электроустановках на основе совершенствования системы ремонта

Кроме того, при расчетах приняты следующие исходные данные:

- величина запаса остаточного ресурса  $R_3$  примем равным  $R_3 = 0,15$  о.е;
- коэффициент  $\gamma$ , учитывающий вспомогательные операции при ремонте примем равным  $\gamma = 1,2$ ;
- количество человек, проводящих ремонт  $N = 5$ ;
- коэффициент удельной стоимости одного часа работ  $\alpha = 10$  у.е./час;
- коэффициент дисконтирования примем равным  $K_d = 0,15$ ;
- межремонтный интервал принят равным сроку службы 5-ой СЕ (1,5 года).

Остаточная стоимость СЕ определяется по формуле:

$$C_{ост.i} = R_i C_{н.i} \quad (5.4.18)$$

Стоимость восстановления СЕ рассчитывается по выражению:

$$C_{в.i} = (1 - R_i) C_{н.i} \quad (5.4.19)$$

Алгоритм расчета объема ремонта и его показателей осуществляется в следующей последовательности.

По данным таблицы 5.4.1 отбираем те СЕ, остаточный ресурс которых меньше либо равен  $R_3$ . Это 4, 5 и 6 СЕ. Составляем перечень необходимых работ для ремонта отобранных СЕ. Значения трудоемкости выполнения работ по каждой СЕ указаны в последнем столбце таблицы 5.4.1. По формулам (5.4.18) и (5.4.19) определяем остаточные стоимости и стоимости восстановления каждой из отобранных СЕ. Среднегодовые стоимости замены или восстановления для СЕ определяются по формулам (5.4.6) и (5.4.7). Результаты расчета приведены в табл. 5.4.2.

Таблица 5.4.2. Результаты расчета по формулам (5.4.18)–(5.4.19) и (5.4.6)–(5.4.7)

№ СЕ	Остаточная стоимость СЕ, у.е.	Стоимость восстановления СЕ, у.е.	Среднегодовая стоимость восстановления СЕ, у.е.	Среднегодовая стоимость покупки новой СЕ, у.е.
4	5,5	43,5	3,57	3,801
5	0,5	9,5	*	0,787
6	22,5	127,5	13,413	15,335

Из табл. 5.4.2 видно, что 5 СЕ заменяется на новую, а 4 и 6 СЕ восстанавливаются. По формуле (5.4.10) определяем суммарную стоимость восстановления или замены каждой из выбранных СЕ. По формуле (5.4.14) определяем трудоемкость проведения данного ТОиР, а по выражениям (5.4.15) рассчитываем ее в денежном эквиваленте. Суммарная стоимость ТОиР и среднегодовая стоимость ТОиР определяются по формулам (5.4.16) и (5.4.17) соответственно. Окончательные результаты расчета объема ТОиР приведены в табл. 5.4.3.

*Таблица 5.4.3. Окончательные результаты расчета объема ТОиР*

Суммарная стоимость ремонта СЕ, у.е.	Трудоемкость на проведение ТОиР, чел.час	Денежное выражение трудоемкости на проведение ТОиР, у.е.	Суммарная стоимость ТОиР, у.е.	Среднегодовая стоимость ТОиР, у.е.
181,5	36,78	73,56	255,06	21,13

## **5.5. Оценка последствий отказов для формирования ремонтной программы**

В последние годы в электроустановках значительная часть всего парка ЭО напряжением 0,4–220 кВ приближается к исчерпанию нормативного срока службы, а достаточно большая группа ЭО в настоящее время уже эксплуатируется за его пределами. Это определяет необходимость, с одной стороны, проведения ремонтов для поддержания надежности ЭО, а с другой стороны – необходимость определения предельных сроков его эксплуатации и возможности продления нормативного срока службы.

Известно, что ЭО в процессе работы подвергается воздействию эксплуатационных факторов в различных условиях и режимах функционирования, что вызывает постепенный износ и старение конструктивных узлов, а это как следствие приводит к возникновению дефектов. В результате физического старения и возникновения дефектов существенно увеличивается вероятность отказа ЭО. Действующая система ППР не отвечает современным требованиям в части назначения сроков и объемов ремонта для обеспечения надежности функционирования, особенно для ЭО отработавшего нормативный срок службы.

Кроме того, на надежность ЭО в настоящее время существенное влияние оказывают – растущая единичная мощность потребителей, увеличение перетоков мощности по транзитным ЛЭП, изменение режимов эксплуатации ЭО в рыночных условиях.

Поэтому основным способом поддержания уровня эксплуатационной надежности ЭО систем электроснабжения является проведение комплекса мероприятий по оценке ТС ЭО с целью получения объективной и достоверной информации о его фактическом состоянии на основе методов технической диагностики. Как уже отмечалось, диагностика предполагает использование различных методов и приборов контроля параметров ЭО, которые бы позволили сделать подробный анализ о наличии дефектов, месте их нахождения и определить интегральный показатель технического состояния – ИС. Для оценки ИС применяются текстовые алгоритмы его определения (ТИСы) на базе стандартных программных средств.

Стратегической задачей энергетических компаний по поддержанию надежности систем электроснабжения является обновление парка ЭО, отработавшего свой нормативный срок службы, на основе реализации программ ТПиР подстанций и ЛЭП. Однако, одновременное и своевременное проведение ТПиР для всех объектов ЭЭС не возможно из-за огромных материальных затрат при реализации такой программы.

Учитывая изложенное, в энергетических компаниях отрасли внедряется система управления производственными активами (СУПА) [112], которая позволит формировать программы технических воздействий (включая ТОиР и ТПиР) для поддержания уровня надежности ЭО систем электроснабжения.

Реализация СУПА позволит, учитывать результаты технической диагностики для формирования воздействий на ЭО, выявить дефекты и место их нахождения в конструктивных узлах ЭО на ранней стадии их развития, оценить технический ресурс и предельный срок эксплуатации ЭО с учетом ИС, обосновать необходимость и определить вид воздействий в системе ТОиР и принимать обоснованные решения в части ТПиР объектов систем электроснабжения на основе продления срока дальнейшей эксплуатации или замены ЭО.

Формирование технических воздействий (включая ТОиР и ТПиР) в СУПА основано на определении для каждой ЕО, имеющей наработку  $r$ , следующих показателей: индекса состояния  $S(r)$  (ИС), вероятностей безотказной работы  $P(r)$  (ВБР) и отказа  $Q(r)$  (ВО), предельного срока эксплуатации  $T_{пр}$  и последствий отказа (ПО). Определение показателей ИС, ВБР, ВО и предельного срока эксплуатации ЭО было рассмотрено в главе 5. В данном разделе рассмотрим оценку последствий отказов ЭО.

*Последствия отказа* – это потери (ущерб), которые несет энергетическая компания в случае внезапного прекращения электроснабжения потребителей при отказе (аварии) ЕО.

Последствия отказа показывают, как правило, экономические потери (ущерб) от отключения потребителей, которые могут быть обессточены в результате отказа ЕО. В самом общем виде понятие *ущерб* представляет собой стоимостное выражение реакции потребителей электроэнергии и смежных систем на

нарушение функциональных режимов связей, объединяющих эти системы с рассматриваемой системой энергетики [105].

Характер последствий отказа, приводящих к нарушению электроснабжения потребителей может быть разным. Обычно необходимо учитывать следующие стоимостные потери (ущербы) от:

- прямых затрат на восстановление ЭО;
- внеплановых эксплуатационных затрат;
- величины прогнозных упущенных выгод (ущерба) вследствие недоотпуска электроэнергии потребителям продукции или услуг, при производстве которых произошло нарушение электроснабжения;
- возможных судебных исков от упущенной выгоды или нарушения договорных обязательств;
- ущерба у потребителей электроэнергии;
- ущерба окружающей природной среде;
- затраты на возмещение ущерба жизни и здоровью персонала.

Последствия отказа тесно связано с понятием *риск отказа ЭО*.

*Риск отказа ЭО (риск)* – сочетание вероятности отказа и последствий отказа каждой ЕО, которая определяется совокупностью ИС, вероятности отказа и последствий отказа ЭО. Как правило, риск отказа – произведение вероятности отказа ЕО на последствия его отказа.

*Риск-ориентированное управление ЭО* – управление воздействиями на ЭО основанное на определении вероятности отказа ЭО в зависимости от его ТС и показателей надежности, а также на оценке последствий его отказа. Реализация риск-ориентированного управления воздействиями на ЭО позволит обеспечить выполнение договорных обязательств перед потребителями, и комплексно оценить необходимость проведения ремонтов или замен ЭО.

Оценка риска может проводиться в балльном или в стоимостном (денежном) выражении (ГОСТ 54104-2010).

### **5.5.1. Последствия отказов на основе балльной оценки**

Последствия отказа могут выражаться в баллах. Балльная оценка (БО) последствий отказов внедряется на первом этапе реализации системы управления производственными активами (СУПА) в энергетических компаниях. Так, например, БО последствий отказов ЭО в группе компаний ПАО «Россети» устанавливается локальными НТД [111].

При оценке последствий отказов в балльном выражении выделяются два типа потребителей: юридические лица и физические лица (население).

Для определения значимости потребителей – юридических лиц выделяются группы потребителей. Значимость каждой группы потребителей оценивается в баллах в пределах 100-балльной шкалы. Наименьшая значимость потребителя – 1, наибольшая – 100 баллов.

В соответствии с таким подходом каждой группе потребителей электроэнергии присваивается БО значимости в отношении последствий отказов в соответствии с классификатором потребителей (Приложение 2). Значимость групп потребителей приведенных в Приложение 2 определялась методом экспертных оценок на основе анкетирования специалистов электросетевых и энергоснабжающих компаний.

Оценка значимости конкретного потребителя (юридического лица)  $BO_{\text{потр}}$  равна  $BO_{\text{группы потр}}$  значимости группы, к которой относится потребитель (Приложение 2):

$$BO_{\text{потр}} = BO_{\text{группы потр}} \quad (5.5.1)$$

Если у потребителей установлены устройства АВР и имеется возможность резервирования электроснабжения от другого центра питания, то его  $BO_{\text{потр.рез}}$  понижается на коэффициент резервирования сети  $K_{\text{рез}}$ .

$$BO_{\text{потр.рез}} = BO_{\text{потр}} * K_{\text{рез}} \quad (5.5.2)$$

Коэффициент резервирования сети  $K_{\text{рез}}$  определяется по статистике отключений ЭО за предыдущий год по выражению:

$$K_{\text{рез}} = \frac{K_{\text{откл\_потр\_рез}}}{K_{\text{откл\_рез}}}, \quad (5.5.3)$$

где  $K_{\text{откл\_потр\_рез}}$  – количество отключений ЭО, имеющего резервирование, которые привели к отключению потребителей;  $K_{\text{откл\_рез}}$  – общее количество отключений ЭО, имеющего резервирование.

Коэффициент  $K_{\text{рез}}$  рассчитывается и применяется индивидуально в системах электроснабжения для каждого класса напряжения. Так как входящие в коэффициент величины требуют сбора достоверной информации по отключениям за год, на период отсутствия достоверной статистики коэффициент для всех классов напряжения принимается  $K_{\text{рез}} = 0,03$ . Это значение  $K_{\text{рез}}$  подтверждается статистикой успешного срабатывания устройств АВР в сетевых компаниях.

Население – это потребители, договор с которыми заключен как с физическими лицами. Принцип определения значимости потребителей типа «население» заключается в следующем:

– потребители (население – физические лица) учитываются как коллективный потребитель на объекте сети (ЛЭП, СШ).

– в классификаторе потребителей (Приложение 2) значимость группы «население» задана как количество потребителей на 1 балл значимости. Например, 1 балл значимости равен 500 потребителям. Значимость коллективного потребителя определяется исходя из количества физических лиц, непосредственно питающихся от объектов сети.

Поэтому значимость потребителя «население» (физические лица) определяется линейной зависимостью вида:

$$BO_{\text{потр фл}} = \frac{N}{K_{\text{фл}}}, \quad (5.5.4)$$

где  $N$  – фактическое количество физических лиц, питающихся непосредственно от ЛЭП;  $K_{\text{фл}}$  – количество физических лиц, соответствующее 1 баллу значимости (в соответствии с классификатором потребителей – Приложение 2).

В дальнейшем БО, полученные в соответствии с формулами (5.5.1)–(5.5.4) используются для расчета последствий отказа *ключевых звеньев сети*. В качестве *ключевых звеньев сети* используются следующие виды ЕО: ЛЭП, СШ, трансформатор.

Для каждого ключевого звена сети рассчитывается суммарная БО. Расчет БО ключевого звена производится путем последовательного суммирования БО значимости потребителей по принципу от потребителей (питаемый объект) по направлению к центру питания (питающий объект), представленному на рис. 5.5.1 [112].

Расчет суммарных БО ключевых звеньев осуществляется для нормального режима работы электрической сети.

При расчете последствий отказа ключевых звеньев сети принимается во внимание резервирование трансформаторов и ЛЭП. Резервирование учитывается с помощью коэффициентов резервирования. Кроме того, учитывается наличие или отсутствие между ключевыми звеньями устройств с возможностью автоматического отключения. Например, выключатели 6 – 220 кВ, оснащенные устройствами РЗА и обеспечивающие автоматическое отключение КЗ, являются ЕО с возможностью автоматического отключения. Автоматическое резервирование учитывается, если устройства резервирования присутствуют на объектах сети и введены в работу.

При отсутствии устройств с возможностью автоматического отключения, последствия отказа питаемого звена равны последствиям отказа питающего звена, при его наличии – последствия отказа питаемого звена не зависят от последствий отказа питающего звена.

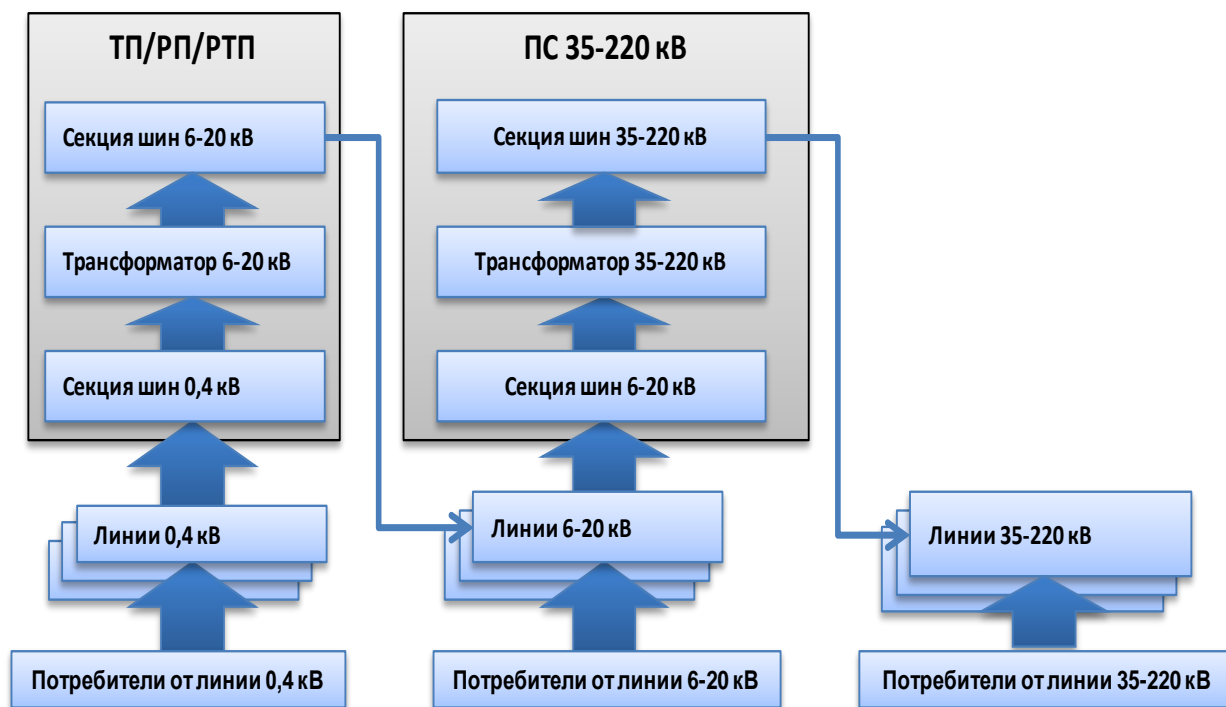


Рис. 5.5.1. Общая схема расчета последствий отказа оборудования сети

Рассмотрим расчет последствий отказа (ПО) ключевых звеньев ЛЭП, СШ и трансформаторов в балльном выражении.

#### Расчет последствий отказа ЛЭП.

Последствия отказа ЛЭП в общем случае определяются по формуле:

$$ПО_{ЛЭП\ 0,4-220} = \sum БО_{потребителей} + \sum БО_{СШ\ резерв} * K_{РЕЗ} + \sum ПО_{СШ\ не\ резерв}, \quad (5.5.5)$$

где:

$\sum БО_{потребителей}$  – сумма БО значимости потребителей, непосредственно питающихся от данной ЛЭП (в баллах). Включает в себя БО всех потребителей, в т.ч. потребителей с устройствами АВР и физических лиц;

$\sum БО_{СШ\ резерв}$  – сумма БО СШ, питающихся непосредственно от данной ЛЭП, для которых данная ЛЭП является зарезервированной (в баллах). ЛЭП является зарезервированной для СШ, если при отказе данной ЛЭП СШ останется под напряжением. В общем случае, резервирование имеется для СШ двухтрансформаторных ТП/ПС при наличии 2-х вводов и устройства АВР по стороне ВН, – в этом случае допускается потеря напряжения на СШ на время, не превышающее время срабатывания автоматики;

$\sum PO_{СШ \text{ не резерв}}$  – сумма последствий отказа СШ, питающихся непосредственно от данной ЛЭП, для которых данная ЛЭП не является зарезервированной (в баллах). ЛЭП не является зарезервированной для СШ, если при отказе данной ЛЭП происходит потеря питания СШ;

$K_{РЕЗ}$  – коэффициент автоматического резервирования ЭО.

**Расчет последствий отказа секций шин.**

Последствия отказа любой СШ в общем случае определяются по формуле:

$$PO_{СШ 0,4-220} = \sum BO_{\text{потребителей}} + PO_{ТР 6-220} + \sum PO_{ЛЭП 0,4-220} + \sum PO_{СШ 0,4-220 \text{ пит}}, \quad (5.5.6)$$

где:

$\sum BO_{\text{потребителей}}$  – сумма балльных оценок значимости потребителей, питающихся от данной секции шин по потребительским фидерам (в баллах);

$PO_{ТР 6-220}$  – последствия отказа трансформатора, непосредственно питающегося от данной СШ (в баллах). Для СШ НН на ТП/ПС последствия отказа трансформатора отсутствуют;

$\sum PO_{ЛЭП 0,4-220}$  – сумма последствий отказа всех ЛЭП, питающихся непосредственно от данной СШ (в баллах);

$\sum PO_{СШ 0,4-220 \text{ пит}}$  – сумма последствий отказа других СШ, питающихся непосредственно от данной СШ (в баллах).

**Расчет последствий отказа трансформаторов.**

Последствия отказа трансформатора на однострансформаторной ТП/ПС (не резервированного трансформатора) определяются по формуле:

$$PO_{ТР 6-220} = \sum PO_{СШ 0,4-220}, \quad (5.5.7)$$

где  $\sum PO_{СШ 0,4-220}$  – сумма последствий отказа СШ, питающихся непосредственно от данного трансформатора (в баллах).

Последствия отказа трансформатора на двухтрансформаторной ТП/ПС (резервированного трансформатора) с введенным в работу устройством АВР по стороне НН определяются по формуле:

$$PO_{ТР 6-220} = \sum BO_{СШ 0,4-220} * K_{РЕЗ}, \quad (5.5.8)$$

где:  $\sum BO_{СШ 0,4-220}$  – сумма балльных оценок СШ, питающихся непосредственно от данного трансформатора (в баллах).

**Расчет последствий отказа для транзитных линий 110/220 кВ.**

В электрической сети 110-220 кВ невозможно однозначно указать питающие и питаемые звеньев. Поэтому вся электрические сеть 110-220 кВ делится на участки транзитных ЛЭП (за исключением тупиковых ЛЭП).



**Глава 5. Предупреждение пожаров в электроустановках на основе совершенствования системы ремонта**

Расчет последствий отказа транзитной ЛЭП производится в рамках участка транзитных ЛЭП, на основании последствий отказа входящего в участок оборудования ПС. Расчет производится исходя из предположения об отсутствии питания с одной стороны участка транзитной ЛЭП;

Последствия отказа, рассчитанные для транзитных ЛЭП, понижаются на коэффициент резервирования сети соответствующего класса напряжения.

**Расчет последствий отказа ЕО (неключевых звеньев сети).**

Расчет последствий отказа для ЕО, которое не является ключевыми звеньями сети осуществляется на основании значений рассчитанных последствий отказа для ключевых звеньев, в соответствии с правилами приведенными в табл. 5.5.1. В табл. 5.5.1 включены следующие группы оборудования

- выключатели 6-220 кВ;
- ячейки КРУЭ 110-220 кВ;
- измерительные трансформаторы 6-220 кВ;
- разъединители 6-220 кВ;
- высоковольтные вводы 35-220 кВ;
- ОПН и разрядники 6-220 кВ;
- токоограничивающие реакторы 6-20 кВ;
- опоры и пролеты ЛЭП 0,4-220 кВ.

Для каждой группы ЕО приведены операция расчета последствий отказа.

*Таблица 5.5.1. Расчёт последствий отказа ЕО неключевых звеньев сети*

Наименование группы оборудования	Наименование типа оборудования	Операция расчета последствий отказа
Выключатель 6-220 кВ Ячейка КРУЭ 110-220 кВ	линейный	Присвоить максимальные ПО из 2-х звеньев, между которыми расположен выключатель/ячейка
	трансформаторный	Присвоить максимальные ПО из 2-х звеньев, между которыми расположен выключатель/ячейка
	секционный	Сумма ПО секций шин, между которыми расположен выключатель/ячейка
	шиносоединительный	Сумма ПО секций шин, между которыми расположен выключатель/ячейка
Измерительный трансформатор 6-220 кВ	ТТ линейный	ПО СШ, на которой расположен измерительный трансформатор
	ТТ трансформаторный	ПО СШ или трансформатора, на которых расположен измерительный трансформатор
	ТН	ПО СШ, на которой расположен измерительный трансформатор

**Предупреждение пожаров в электроустановках  
на основе технического диагностирования электрооборудования**

<b>Наименование группы оборудования</b>	<b>Наименование типа оборудования</b>	<b>Операция расчета последствий отказа</b>
	ТТ секционный	Сумма ПО секций шин, между которыми расположен измерительный трансформатор
Разъединитель 6-220 кВ	линейный	ПО ЛЭП, на которой расположен разъединитель
	трансформаторный	ПО трансформатора, на котором расположен разъединитель
	шинный	ПО СШ, на которой расположен разъединитель
	секционный	ПО СШ, на которой расположен разъединитель
	шиносоединительный	Сумма ПО секций шин, между которыми расположен разъединитель
Вводы 35-220 кВ		ПО ключевого звена, на котором установлен ввод.
ОПН и разрядники 6-220 кВ		ПО ключевого звена (трансформатор, СШ, ЛЭП), на котором расположен ОПН и/или разрядник
Реакторы токоограничивающие 6-20 кВ		ПО трансформатора 6-20 кВ, на котором установлен реактор
Опора ЛЭП 0,4-220 кВ	Одноцепная	ПО ЛЭП, которой принадлежит опора/пролет
	Двух и более - цепная	Сумма ПО всех ЛЭП, смонтированных на опоре
	Совместной подвески	Сумма ПО всех ЛЭП, смонтированных на опоре
Пролет ЛЭП 0,4-220 кВ		ПО ЛЭП, которой принадлежит опора/пролет

### **5.5.2. Последствия отказов в стоимостном выражении**

На первом этапе развития СУПА, как было показано, ввиду отсутствия объективной информации о системах электроснабжения в объеме, достаточном для применения вероятностных подходов к оценке рисков отключения ЭО и потребителей, применяется система определения последствий отказа каждой ЕО в балльном выражении.

Оценка проводится в условных баллах путем суммирования БО значимости потребителей на ключевых звеньях сети с учетом ее топологии. Такой подход позволяет определить значимость каждого потребителя в условных баллах, а

также последствия отказа на основании количества и видов потребителей, с учетом резервирования, и возможных судебных исков от упущенной выгоды или нарушения договорных обязательств.

При этом последствия отказа конкретной ЕО представляют собой интегральный ущерб в денежном выражении, который несет энергетическая компания вследствие выхода из строя ЭО и нарушения электроснабжения потребителей. Ущерб рассчитывается на основании определения недоотпуска электроэнергии, с учетом определения количества и вида потребителей, которые могут быть отключены в случае отказа ЭО.

Поэтому расчет последствий отказов ЭО в стоимостном выражении является более правильным, понятным и наглядным. Такой подход позволяет оценить риск отказа ЭО, и перейти на риск-ориентированное управление воздействиями на каждую ЕО, что позволит обосновать необходимость проведения работ по ТОиР и ТПиР и обеспечить выполнение договорных обязательств перед потребителями электроэнергии.

При расчете риска отказа ЭО по возможности стараются учесть экономические, экологические, социальные, имиджевые последствия для энергетической компании, а также ущерб здоровью персонала и возможные человеческие жертвы. Для оценки последствий отказов ЭО важно также учесть недополученную прибыль поставщика и потребителя электроэнергии, продолжительность и стоимость аварийно-восстановительного ремонта, условия эксплуатации, категорию потребителя. Из-за недостатка информации финансового характера, а также ее конфиденциальности учесть все перечисленные факторы достаточно проблематично. Поэтому, ключевой проблемой выполнения расчетов последствий отказов ЭО в стоимостном выражении является недостаток информации об удельных стоимостных потерях и ущербах на единицу мощности или на единицу электроэнергии по отраслям промышленности и отдельным потребителям.

В настоящее время такая информация многими компаниями активно собирается на основе данных о стоимости и объемах аварийно-восстановительных ремонтов ЭО различных видов и классов напряжения, а также на основании судебной практики, и т.п. Например, в группе компаний ПАО «Россети» информация по статистике экономических ущербов от отказа ЭО, собирается в соответствии с [113].

Риск отказа ЭО рассчитывается на основе данных о вероятности возникновения отказа ЭО и потенциальном ущербе, выражаемом в денежной форме. Общая математическая модель расчета риска  $H$  отказа ЭО представляет собой выражение вида:

$$H = Q(r) \cdot Y_{\Sigma}, \quad (5.5.9)$$

где  $Q(r)$  – вероятность отказа ЕО;  $Y_{\Sigma}$  – суммарный ущерб в стоимостном выражении (в рублях) от отказа ЕО.

Определение риска отказа ЭО в системах электроснабжения является сложной задачей, включающей в себя растёт следующих видов рисков:

- прямые риски отказа ЕО (ЛЭП, ОРУ);
- риски потребителей;
- риск недопоставки услуги по передаче электроэнергии;
- риск возрастания технологических потерь вследствие переключения на резервную схему электроснабжения потребителей;
- риск возрастания технологических потерь вследствие отключения генерирующих мощностей (электростанций) от ЕЭС;
- совокупный риск отказа ЕО (ЛЭП, ОРУ).

Расчет прямых рисков отказа ЕО (ЛЭП, ОРУ) производится на основе оценки их вероятности отказа и совокупного прямого ущерба от отказа этих элементов систем электроснабжения. В данном случае прямой ущерб связан со стоимостью восстановления ЕО (ЛЭП, ОРУ), а также дополнительными потерями, в результате отказа оборудования.

Расчет рисков потребителей при отказе ЕО производится на основе следующих показателей:

- вероятности отключения потребителя при отказе ЕО;
- ущерба единичного потребителя от недоотпуска в час;
- среднего времени простоя ЕО при отказе.

Определение рисков потребителей при отказе ЕО производится на основе расчет потенциального ущерба потребителя через удельные значения ущерба от недоотпуска электрической энергии (руб/кВт.ч), задаваемых в привязке к группам потребителей 1 и 2 категории надежности, что позволяет учитывать действующие схемы резервирования систем электроснабжения.

Значения удельного ущерба для групп потребителей (Приложение 2) задаются функциональной зависимостью часового ущерба от срока прекращения энергоснабжения, либо в табличном виде. В зависимости от характера технологического процесса, зависимость может иметь как линейный, так и более сложный характер.

Расчет ущерба единичного потребителя определяется как произведение удельных значений ущерба и среднегодового уровня потребления. Результатом расчета является функция изменения часового ущерба потребителя в зависимости от времени прекращения энергоснабжения.

Расчет риска недопоставки услуги по передаче электроэнергии производится на основе следующих показателей:

- вероятности отключения потребителя (генератора) при отказе ЕО;
- ущерба от недопоставки услуги потребителю (генератору);
- среднего времени простоя ЕО при отказе.

Данный риск связан с ущербом от недопоставки услуги по передаче электроэнергии – это те неполученные доходы, которые энергетическая компания

получила бы при нормальных условиях функционирования системы электро-снабжения. Для учета схем резервирования этот вид ущерба рассчитывается для каждого потребителя или генератора. Ущерб от недоотпуска электроэнергии единичному потребителю (генератору) рассчитывается как произведение объема недоотпуска электроэнергии на тариф на передачу электроэнергии.

Расчет риска возрастания технологических потерь вследствие переключения на резервную схему электроснабжения потребителей (схему выдачи мощности на электростанции) производится на основе следующих показателей:

- вероятности отключения узла при отказе ЕО;
- ущерба от возрастания потерь вследствие переключения на резервную схему электроснабжения потребителей (схему выдачи мощности);
- среднего времени простоя ЕО при отказе.

Расчет риска возрастания технологических потерь вследствие переключения на резервную схему электроснабжения потребителей производится на основе следующих показателей:

- вероятности отключения объекта генерации при отказе ЕО;
- ущерба от возрастания потерь вследствие отключения объекта генерации;
- среднего время простоя ЕО при отказе.

При этом ущербы от возрастания технологических потерь вследствие переключения на резервную схему электроснабжения потребителей, либо вследствие отключения от генерирующих мощностей (электростанций) от ЕЭС – связан с необходимостью закупки на оптовом рынке электроэнергии для компенсации возросших технологических потерь. Этот ущерб рассчитывается как произведение изменения объема потерь и стоимости электроэнергии на оптовом рынке.

Расчет совокупного риска ЕО (ЛЭП, ОРУ) производится суммированием всех вышеперечисленных видов рисков:

- прямые риски отказа ЕО (ЛЭП, ОРУ);
- риски потребителей;
- риск недопоставки услуги по передаче электроэнергии;
- риск возрастания технологических потерь вследствие переключения на резервную схему электроснабжения потребителей;
- риск возрастания технологических потерь вследствие отключения генерирующих мощностей (электростанций) от ЕНЭС;

Расчет совокупного риска можно представить выражением:

$$H_{\Sigma} = \sum_{i=1}^h Q_i \cdot Y_i, \quad (5.5.10)$$

где  $N_{\Sigma}$  – совокупный риск;  $Q_i$  – вероятность отказа ЕО (ЛЭП, ОРУ) для  $i$ -го вида риска;  $Y_i$  – ущерб в стоимостном выражении (рублях) от отказа ЕО (ЛЭП, ОРУ) для  $i$ -го вида риска.

Совокупный прямой ущерб включает в себя:

- безвозвратные потери средств производства;
- затраты на аварийно-восстановительные работы;
- затраты на устранение экологических последствий;
- затраты на возмещение ущерба жизни и здоровью персонала, а также третьих лиц.

Безвозвратные потери средств производства – остаточная стоимость ЭО и сооружений, не подлежащих восстановлению вследствие разрушения, определяемая в соответствии с данными бухгалтерского учета.

Затраты на аварийно-восстановительные работы – величина денежных средств, необходимых для восстановления работоспособного состояния объекта. Величина затрат на аварийно-восстановительные работы определяется на основе действующих справочников цен и технологических карт. Затраты на аварийно-восстановительные работы включают в себя:

- стоимость запасных частей и ЭО, требующего замены;
- стоимости работ по устранению отказа без учета сборки-разборки ЭО;
- стоимость демонтажных и монтажных работ по сборке-разборке ЭО;
- прочие потери, включая затраты на ликвидацию (локализацию) технологического нарушения, тушение пожара, проведение спасательных работ, а также расходы на расследование аварии.

Затраты на возмещение экологического ущерба – совокупность платежей (штрафов) за экологические последствия и стоимости работ, выполняемых энергетической компанией, с целью устранения экологических последствий. Затраты на возмещение экологического ущерба определяются в соответствии со статистикой затрат на возмещение экологического ущерба.

Затраты на компенсацию вреда здоровью и жизни персонала, а также третьих лиц – совокупность выплат работникам и третьим лицам, пострадавшим вследствие аварии, с учетом вероятности возникновения данного вида ущерба. Затраты определяются в соответствии со статистикой затрат на компенсацию причинённого вреда здоровью и жизни персонала, а также денежными возмещениями третьим лицам, пострадавшим в результате несчастных случаев по вине энергетической компании, по решению суда в соответствии с Федеральными Законами.

## **5.6. Приоритезация электрооборудования для формирования программ ТОиР и ТПиР**

С целью формирования программ ТОиР и ТПиР необходимо выполнить приоритезацию (ранжирование) перечня ЭО. Определение приоритета включения в программу ремонта и замен, а также вид воздействия производится для каждой ЕО.

В зависимости от задач подготовки планов ТОиР и ТПиР формирование перечня ЭО, подлежащего ремонту, формируется на пятилетний и трехлетний периоды, а также на текущий и предстоящий 1 год. Перечень оборудования, подлежащего замене, формируется на 1 год.

Перечень ЭО включаемого в программу ремонта и замен формируется на уровне энергетической компании и(или) ее филиалов.

Приоритезация выполняется по следующим показателям:

а) единичные показатели:

- индекс состояния;
- технический ресурс;
- вероятность отказа;
- предельный срок эксплуатации;
- последствия отказа;
- наличие «флага».

б) комплексные показатели:

- уровень риска;
- совокупный показатель приоритета.

Эти показатели приоритета, устанавливаются в списке дисциплину очередности выполнения ремонтов (план ТОиР) или замен (плана ТПиР) ЭО.

При составлении приоритезированных списков ЭО, требующего проведения назначенного с учетом ТС вида воздействия (ремонт или замена), используется критерий последовательной минимизации максимальных значений показателя приоритета, устанавливающего в списке дисциплину очередности выполнения воздействий на ЭО. Другими словами в результате формирования приоритезированного списка все ЭО ранжируется (сортируются) по мере уменьшения показателей приоритета.

Таким образом, перечень ЭО представляет собой набор приоритезированных списков оборудования (разбитых по категориям оборудования и по видам воздействия), в которых для каждой ЕО определено значение индекса состояния, технического ресурса, вероятности отказа, последствий отказа (уровня риска), и предельного срока эксплуатации. Номер приоритета ЕО в списке и определяет последовательность включения ЭО в план ремонта или замен, а также вид воздействия. Оборудование с самым высоким номером приоритета «1», включается

в план ремонта и замен в первую очередь и далее ЭО включается в план по мере уменьшения номера приоритета.

Как уже отмечалось ранее приоритет может присваиваться при наличии у ЕО «флага».

Флаг «*Аварийный ремонт*» устанавливается в случае, если для ЕО существуют информация о ТС (на основе испытаний, измерений или диагностирования) и наличии дефектов, с которыми дальнейшая его эксплуатация запрещена или с большой вероятностью может привести к выходу ЕО. Оборудование с таким флагом в программу ремонта следующего года не включается, воздействие на эту ЕО необходимо произвести в текущем ремонтном периоде. Объем воздействия и финансирования на ЕО определяется на соответствующих уровнях управления энергетической компании в рамках финансирования текущего года.

Флаг «*Ремонт в следующем году*» устанавливается в случае, если для ЕО существуют информация о ТС и наличии дефектов, которые приводят к ускоренному старению и для устранения которых необходим вывод оборудования в ремонт в ближайшее время. При наличии данного флага необходимо включать оборудование в программу ремонта следующего года в соответствии со значениями других показателей приоритета: индекс состояния, вероятность отказа, технический ресурс, последствия отказа.

Для ЕО с установленным флагом «Ремонт следующего года», мероприятия по устранению флага «Ремонт следующего года» включаются в план ремонта и замен в обязательном порядке. После определения объема воздействия, ЕО включаются в план ремонта со значениями других показателей приоритета.

Вид воздействия (ремонт или замена) определяется для каждой ЕО. Определение вида воздействия на основании ИС выполняется в соответствии с табл. 5.6.1.

*Таблица 5.6.1. Определение вида воздействия на основании ИС*

Диапазон значений индекса технического состояния S	Вид технического состояния	Вид воздействия
$S \leq 25$	Критическое	замена
$25 < S \leq 50$	Неудовлетворительное	замена/ремонт
$50 < S \leq 70$	Удовлетворительное	ремонт
$70 < S \leq 85$	Хорошее	нет
$85 < S \leq 100$	Очень хорошее	нет

Примечание: для всех ЕО кроме силовых трансформаторов.

Выделяется два основных вида воздействия на ЭО: ремонт и замена. Для вида воздействия «ремонт» – объем работ (текущий, средний, капитальный ремонт) определяется на основании технологической карты рассматриваемого вида ЭО с учетом его фактического ТС. В случае отсутствия технологических



карт на ЭО, объем ремонта определяется на основании принципов, принятых в энергетической компании.

Для замены ЭО определяется остаточный ресурс и предельный его срок эксплуатации. Решение о замене силовых трансформаторов на ПС основной сети систем электроснабжения принимается на уровне энергетической компании или ее филиалов, после проведения комплексного диагностического обследования, с обоснованием необходимости проведения замены.

Стоимость воздействия определяется для каждой ЕО. Стоимость ремонта или замены ЕО определяется на основании единичных расценок для рассматриваемого вида ЭО. В случае отсутствия единичных расценок, стоимость ремонта или замены определяется на основании принципов, принятых в энергетической компании.

Формирование приоритизированных списков ЭО, подлежащих ремонту или замене, осуществляется по алгоритму в следующем порядке:

1. Для каждой ЕО рассчитываются показатели приоритета: индекс состояния, технический ресурс, вероятность отказа, последствия отказа, предельный срок эксплуатации и риск отказа по принципам, описанным в предыдущих разделах учебного пособия.

2. Для каждой ЕО определяется наличие флагов «Ремонт следующего года» и «Аварийный ремонт».

3. Для системы электроснабжения формируется таблица 5.6.2 с присвоением номера приоритета каждой ЕО в порядке убывания ИС и наличия флага «Ремонт следующего года».

4. Для системы электроснабжения формируются списки ЕО – таблицы 5.6.2–5.6.6, требующего выполнения ремонта, с присвоением номера приоритета каждой ЕО в порядке убывания соответствующего единичного показателя приоритета.

В рамках одного приоритета ЕО ранжируются в порядке возрастания ИС, т.е. чем выше ИС конкретной ЕО, тем его ТС лучше, и тем ниже оно располагается в списке, и наоборот.

В рамках одного ИС (при равенстве ИС нескольких ЕО) – ЕО ранжируются в порядке убывания единичных показателей приоритета – вероятности отказа, технического ресурса, последствий отказа.

5. На основе установленных единичных показателей приоритетов для системы электроснабжения формируется списки ЕО – таблицы 5.6.6, 5.6.7, требующего выполнения ремонта, в порядке убывания комплексных показателей приоритета – уровня риска и совокупного показателя приоритета.

6. Окончательное формирование списка ЕО, требующего выполнения ремонта (формирование программы ТОиР), осуществляется на основании лимитов финансирования, которые устанавливаются в энергетической компании для каждой категории ЭО с учетом других заданных ограничений.

7. Для каждой ЕО при наличии флага «Аварийный ремонт» выполняется аварийно-восстановительный ремонт, или производится замена ЕО на новое в рамках программы ТПиР. При этом вычисляются предельные сроки эксплуатации, которые далее сортируются по приоритету их возрастания в соответствии с таблицей 5.6.8.

8. Формирование списка ЕО систем электроснабжения, требующего замены (формирование программы ТПиР) также выполняется на основании расчета значений – индекса состояния, технического ресурса, вероятности отказа и последствий отказа (уровня риска). При обосновании замены основного ЭО систем электроснабжения необходимо также использовать результаты комплексного диагностического обследования и определять стоимость владения ЕО на момент его замены.

Для установления очередности выполнения ремонтов ЭО в зависимости от его ТС и последствий отказов используются комплексные показатели: уровень риска и совокупный показатель приоритета.

Уровень риска, как это было показано ранее, вычисляется на основе вероятности отказа ЭО и последствий (ущерба) отказа в соответствии с подходом представленном в разделе 5.5.

**Таблица 5.6.2. Приоритезированный список включения ЭО  
в программу ТОиР на основании ИС и наличия «флагов»**

Номер приоритета	Вид, тип, код ЕО	Техническое состояние (ИС)		Наличие флага	
		Количественная оценка			Качественная оценка
		балльная	расчетная		
1.	...	0	$S \leq 25$	Критическое	Аварийный ремонт
2.	...	1	$25 < S \leq 50$	Неудовлетворительное	Ремонт в следующем году
3.	...	2	$50 < S \leq 70$	Удовлетворительное	Ремонт в следующем году
4.	...	3	$70 < S \leq 85$	Хорошее	нет
5.	...	4	$85 < S \leq 100$	Очень хорошее	нет
...	...	...	$S_{i-1}$	...	...
Нисн	...	...	$S_i$	...	нет

**Глава 5. Предупреждение пожаров в электроустановках  
на основе совершенствования системы ремонта**

**Таблица 5.6.3. Приоритезированный список включения ЭО  
в программу ТОиР на основании технического ресурса**

Номер при- оритета	Наименование ЕО (вид, тип, код)	Технический ресурс (о.е.)	
		Сработанный	Остаточный
1.	...	$R_1$	1- $R_1$
2.	...	$R_2$	1- $R_2$
3.	...	$R_3$	1- $R_3$
...	...	...	...
$N_{RN}$	...	$R_i$	1- $R_i$

**Таблица 5.6.4. Приоритезированный список включения ЭО  
в программу ТОиР на основании вероятности отказа**

Номер при- оритета	Наименование ЕО (вид, тип, код)	Вероятность (о.е.)	
		Отказа (Q)	безотказной работы (P)
1.	...	$Q_1$	1- $Q_1$
2.	...	$Q_2$	1- $Q_2$
3.	...	$Q_3$	1- $Q_3$
...	...	...	...
$N_{QN}$	...	$Q_i$	1- $Q_i$

**Таблица 5.6.5. Приоритезированный список включения ЭО  
в программу ТОиР на основании последствий отказа**

Номер приори- тета	Наименование ЕО (вид, тип, код)	Последствия отказа	
		Балльное значение (количество баллов)	Стоимостное значение (рублей)
1.	...	$BO_1$	$PO_1$
2.	...	$BO_2$	$PO_2$
3.	...	$BO_3$	$PO_3$
...	...	...	...
$N_{ПОН}$	...	$BO_i$	$PO_i$

**Таблица 5.6.6. Приоритезированный список включения ЭО  
в программу ТОиР на основании уровня риска**

Номер при- оритета	Наименование ЕО (вид, тип, код)	Вероятность отказа	Последствия отказа (ущерб)	Уровень риска
1.	...	$Q_1$	$Y_1$	$H_1$
2.	...	$Q_2$	$Y_2$	$H_2$
3.	...	$Q_3$	$Y_3$	$H_3$
...	...	...	...	...
$N_H$	...	$Q_i$	$Y_i$	$H_i$

**Таблица 5.6.7. Приоритизированный список включения ЭО  
в программу ТОиР на основании совокупного показателя приоритета**

Номер совокупного приоритета	Вид, тип, код ЭО	Номер показателя приоритета				Значение совокупного показателя приоритета
		Техническое состояние (ИС)	Технический ресурс	Вероятность отказа	Последствия отказа	
1.	ЕО <sub>1</sub>	N <sub>ИС1</sub>	N <sub>РН1</sub>	N <sub>Q1</sub>	N <sub>ПО1</sub>	N <sub>1</sub>
2.	ЕО <sub>2</sub>	N <sub>ИС2</sub>	N <sub>РН2</sub>	N <sub>Q2</sub>	N <sub>ПО2</sub>	N <sub>2</sub>
3.	ЕО <sub>3</sub>	N <sub>ИС3</sub>	N <sub>РН3</sub>	N <sub>Q3</sub>	N <sub>ПО3</sub>	N <sub>3</sub>
...	...	...	...	...	...	...
N	ЕО <sub>N</sub>	N <sub>ИСN</sub>	N <sub>РН</sub>	N <sub>QN</sub>	N <sub>ПОН</sub>	N <sub>N</sub>

**Таблица 5.6.8. Приоритизированный список включения ЭО  
в программу ТПиР на основании предельного срока эксплуатации**

Номер приоритета	Наименование оборудования (вид, тип, код) ЭО	Техническое состояние (ИС)	Предельный срок эксплуатации
1.	...	S <sub>1</sub>	T <sub>пр1</sub>
2.	...	S <sub>2</sub>	T <sub>пр2</sub>
3.	...	S <sub>3</sub>	T <sub>пр3</sub>
...	...		
N <sub>i</sub>	...	S <sub>i</sub>	T <sub>при</sub>

Для формирования списка ЭО, требующего выполнения ремонта на уровне энергетической компании с учетом интегрального учета всех единичных показателей введен совокупный показатель приоритета, рассчитываемый по выражению вида:

$$N_N = N_{ИСN} \cdot N_{РН} \cdot N_{QN} \cdot N_{ПОН}, \quad (5.6.1)$$

где N<sub>N</sub> – номер приоритета N-ой ЭО; N<sub>ИСN</sub> – номер приоритета N-ой ЭО по показателю ИС; N<sub>РН</sub> – номер приоритета N-ой ЭО по показателю технического ресурса; N<sub>QN</sub> – номер приоритета N-ой ЭО по показателю вероятности отказа; N<sub>ПОН</sub> – номер приоритета N-ой ЭО по показателю последствий отказа.

Значения номера приоритета для единичных показателей N<sub>ИСN</sub>, N<sub>РН</sub>, N<sub>QN</sub>, N<sub>ПОН</sub> принимаются соответственно из таблиц 5.6.2-5.6.8. Выражение (5.6.1) однозначно устанавливает приоритет выполнения ремонтов ЭО с учетом его ТС, так как все сомножители номеров приоритета получены по принципу убывания каждого единичного показателя, и являются характеристиками изменения ТС

## Глава 5. Предупреждение пожаров в электроустановках на основе совершенствования системы ремонта

---

ЭО под влиянием конкретных факторов, условий и режимов работы, а также последствий отказа. При этом для выражения (5.6.1) при любых сочетаниях номеров приоритета единичных показателей выполняется условие:

$$N_N \leq N_{N+1} \leq N_{N+2} \leq N_{N+3} \leq \dots \leq N_I, \quad (5.6.2)$$

где  $N_I$  – номер приоритета  $I$ -ой ЕО;  $I$  – количество единиц ЕО в рассматриваемой системе электроснабжения.

Предложенный подход к приоритезации позволяет получать списки ЭО, требующего выполнения ремонта или замены, и таким образом формировать программы ТОиР и ТПиР.

Условие (5.6.2) реализует критерий составления приоритетных списков ЭО, требующего проведения ремонтов. Оно обеспечивает выполнение требований алгоритма приоритизации путем вычисления для каждой ЕО показателя приоритета  $N_N$ , позволяя упорядочить список ЭО по критерию последовательной минимизации максимальных значений единичных показателей приоритета. Результатом реализации условия (5.6.2) является составление списка ЕО, в котором очередность выполнения ремонтов установлена в соответствии с указанным критерием.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В монографии рассмотрены методические основы предупреждения пожаров в электроустановках на основе оценки технического состояния и совершенствования системы ремонта электрооборудования. Комплексная оценка технического состояния электроустановок электрических станций, подстанций и промышленных предприятий, выполняется на основе расчета значений фактического сработанного ресурса различного электротехнического оборудования и токоведущих частей. Расчет ведется на основе использования информации, получаемой от средств технической диагностики. Учитывая, что характерной особенностью современного состояния эксплуатации электрооборудования является все более широкое применение методов технической диагностики, материалы, содержащиеся в данной работе, могут оказать практическую помощь специалистам, занимающимся профилактикой пожаров и оценкой технического состояния электрооборудования в процессе эксплуатации.

Необходимость использования методов и средств технической диагностики вызвана тем, что появляется перспектива раннего обнаружения и своевременного устранения дефектов в оборудовании, тем самым уменьшается риск возникновения пожаров или взрывов. Методы и средства технической диагностики позволяют вести измерения или осуществлять контроль совокупности физико-химических параметров, характеризующих изменение свойств оборудования в процессе эксплуатации. А эта информация позволяет прогнозировать развитие дефекта.

Количественную оценку технического состояния в монографии предлагается выполнять на основе определения фактического сработанного ресурса с учетом совокупности воздействующих в процессе эксплуатации факторов. Полученные в данной работе результаты позволяют обоснованно совершенствовать систему ремонта электрооборудования, и переходить от существующей системы планово-предупредительных ремонтов к системе технического обслуживания и ремонта электрооборудования с учетом его фактического состояния.

В процессе эксплуатации, увеличивается вероятность возникновения пожаров в электроустановках, так как электрооборудование подвергается воздействию широкого спектра факторов, вызывающих ухудшение его технического состояния и снижение эксплуатационной надежности. В силу стохастического проявления влияющих факторов и отсутствия корреляционных зависимостей между ними достижение точных абсолютных результатов оценки технического состояния в настоящее время серьезно затруднены. Достоверность разработанных математических моделей может оцениваться по изменению значений результатов расчета при вариации исходных данных – параметров учитываемых факторов, имеющих тепловую, электрическую, механическую или химическую

природу воздействия. Критерием достоверности результатов служит соответствие характера изменения значений результатов расчета физической природе моделируемого изменения уровня технического состояния.

Приведенные примеры расчетов и информация с объектов энергетики об изменении технического состояния электрооборудования и токоведущих частей подтверждает приемлемый уровень достоверными расчетных моделей.

Основные результаты выполненных исследований могут быть кратко сформулированы следующим образом.

Показано, что выполненные в России и за рубежом исследования по разработке методов и средств диагностирования, оценке технического состояния, а также существующие нормативно-технические документы уже сегодня достаточны для существенного предотвращения пожаров в электроустановках на основе совершенствования системы ремонтов электрооборудования с учетом фактического технического состояния. Вместе с тем требуется разработка новых методов эксплуатационного контроля за режимами работы и основными воздействующими факторами на электрооборудование, необходимых для оценки интегрального показателя технического состояния – величины сработанного ресурса.

Разработана обобщенная модель комплексной оценки расхода ресурса электрооборудования с учетом воздействия эксплуатационных факторов как интегральной характеристики технического состояния оборудования, количественно оценивающей его долговечность. Методика учитывает характер влияния на техническое состояние электрооборудования контролируемых параметров, а также факторов, определяющих сработку ресурса в различных режимах работы.

На основе обобщенной модели разработаны математические модели оценки технического состояния силовых трансформаторов, высоковольтных выключателей, электродвигателей, токоведущих частей и кабелей с учетом результатов контроля режимов работы и основных воздействующих факторов. Рассчитаны контрольные примеры по определению фактического сработанного и остаточного ресурса электрооборудования различных типов и классов напряжения. Определена достоверность полученных результатов, а также величина гамма-процентного ресурса

Разработаны и усовершенствованы методы и математические модели определения оптимальных межремонтных периодов для различных стратегий и видов электрооборудования, которые основываются на более полном учете всех составляющих целевой функции: затрат на проведение технической диагностики, профилактического и аварийного ремонта; значений апостериорных показателей надежности и вероятностной характеристики назначения ремонта по результатам диагностирования.

Получены выражения для оптимизации межремонтных периодов электрооборудования с учетом результатов диагностирования и изменения показателей надежности. Предложена классификация моделей для различных стратегий ремонта, учитывающая характер проявления отказов и результаты технической ди-

агностики. Проведены расчеты по выявлению влияния изменения исходных данных на результаты вычисления оптимальной периодичности ремонтов для различных видов электрооборудования.

Проведенные исследования позволяют получить параметры ремонтного цикла для наиболее целесообразной стратегии в конкретных условиях эксплуатации и рассчитать оптимальные сроки проведения ремонтов.

Разработана методика и математическая модель определения оптимального объема ремонта электрооборудования с учетом результатов диагностирования, реализация которой позволяет рассчитать количественные показатели объема работ. Разработанная математическая модель определения оптимального объема ремонта с учетом технического состояния электрооборудования позволяет повысить эффективность подготовки и проведения мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту, а именно уменьшить, трудоемкость, стоимость и время проведения ремонта. Проведены расчеты определения объема ремонта электрооборудования, которые показали возможность использования данной методики для определения показателей: трудоемкости, суммарной и среднегодовой стоимости ремонта.

Предложен подход по выбору наиболее эффективного способа выполнения ремонта для каждой сборочной единицы электрооборудования – путем ее восстановления или замены. В качестве критерия выбора между покупкой новой сборочной единицы или восстановлением вышедшей из строя предлагается денежный эквивалент упущенной или приобретенной выгоды. Приводятся выражения по расчету указанного критерия. В результате разбиения электрооборудования на сборочные единицы и определения потребности каждой сборочной единицы в ремонте, формируется перечень работ, который составляет основу программы производства работ и обеспечивает требуемое качество и надежность выполнения ремонта. При этом в модели учитывается объем заменяемых и ремонтируемых сборочных единиц электрооборудования в зависимости от степени развития дефекта. Принятый перечень работ должен обеспечивать требуемое качество выполнения ремонта, которое оценивается соответствующей вероятностью обнаружения и устранения дефектов определенной категории.

Современные информационные технологии обработки данных, традиционные и новые методы технической диагностики позволяют вплотную подойти к исследованию физико-химических процессов, протекающих в сборочных единицах электрооборудования. В монографии приведены экспериментальные исследования по оценке воздействия химических факторов на техническое состояние токопроводящих конструкций в кислородосодержащей среде (воздухе). Получены экспериментальные и аналитические зависимости удельной скорости растворения меди от концентрации кислорода в газовой смеси и удельной скорости растворения меди от температуры процесса. Установлен цепной характер электрохимического процесса сработки ресурса медных токопроводящих кон-



струкций в кислородосодержащей среде. Разработана методика и математическая модель определения фактического сработанного ресурса медных токопроводящих конструкций на основе исследования протекающих электрохимических процессов и воздействующих при этом факторов.

Надо полагать, что исследования процессов изменения свойств оборудования в процессе эксплуатации от воздействующих физико-химических факторов в различных условиях и режимах работы должны приводить не только к созданию математических моделей оценки сработанного ресурса, но и к установлению правил и критериев управления техническим состоянием в процессе эксплуатации, накоплению и передаче требуемой информации заводам-изготовителям и проектным организациям для совершенствования выпускаемого оборудования и повышения качества проектов электрических станций, подстанций и систем электроснабжения.

Из изложенного следует, что для предотвращения пожаров в электроустановках на основе использования всех разработанных методов и математических моделей требуется интегрированная информационная база данных, в рамках которой выполняется широкий спектр информационных, редакторских, иллюстрационных, а также расчетных задач. Прежде всего, необходима система сбора и обработки диагностической информации об электрооборудовании в реальном времени, построенная на основе современных компьютерных технологий. Кроме того, исходным материалом для оценки технического состояния являются диагностические параметры, их признаки и абсолютные отклонения, которые в онлайн-овом или интерактивном режиме поступают в информационную базу данных. Определение таких параметров осуществляется на основе их измерения штатными и специализированными средствами контроля. В их число входят результаты измерения электрических параметров (ток, напряжение, сопротивление, проводимость и др.), температуры (сборочных единиц, изолирующих и охлаждающих сред), расхода, давления, вибрации, виброакустических параметров и ультразвука, интенсивности электромагнитных излучений на различных частотах, интенсивности инфракрасного излучения, продуктов пиролиза и износа в изолирующих и охлаждающих средах, хроматографические данные и т.д.

Проведенные исследования, разработанные методы и математические модели опираются на экспериментальные и статистические данные о вышеприведенных параметрах, собранные на объектах энергетики для электрооборудования различных типов и классов напряжения. В монографии авторы предприняли попытку изложить подход по предотвращению пожаров в электроустановках на основе оценки технического состояния и совершенствования системы ремонта электрооборудования, уделив особое внимание формализации методов и их аналитическому представлению с учетом воздействующих эксплуатационных факторов.

# ПРИЛОЖЕНИЕ 1

## Параметр потока отказов электрооборудования 6–220 кВ

Наименование оборудования	Обозначение и ед. измерения	Значения параметра потока отказов, для оборудования с Уном, кВ						
		6	10	20	35	110 (154)	220	
<i>Силовые трансформаторы</i>								
До 2,5 МВА	ω <sub>т</sub> , 1/год	0,016	0,016	0,016	0,010	-	-	
2,5 – 7,5 МВА	ω <sub>т</sub> , 1/год	0,008	0,008	0,008	0,007	0,018	-	
10 – 80 МВА	ω <sub>т</sub> , 1/год	0,012	0,012	0,012	0,012	0,014	0,035	
Более 80 МВА	ω <sub>т</sub> , 1/год	-	-	-	-	0,075	0,025	
<i>*Высоковольтные выключатели</i>								
Электромагнитные	ω <sub>в</sub> , 1/год	0,01 / 0,01	0,01 / 0,01	-	-	-	-	
Маломасляные	ω <sub>в</sub> , 1/год	0,003/0,007	0,003 / 0,007	0,002 / 0,008	0,014 / 0,016	0,02 / 0,04	-	
Масляные баковые	ω <sub>в</sub> , 1/год	-	-	-	0,002 / 0,007	0,005 / 0,011	0,015 / 0,040	
Вакуумные**	ω <sub>в</sub> , 1/год	0,001	0,001	0,001	0,001	-	-	
Воздушные	ω <sub>в</sub> , 1/год			0,015 / 0,025	0,004 / 0,016	0,003 / 0,017	0,004 / 0,003	
Элегазовые	ω <sub>в</sub> , 1/год	-	-	-	(0,0025 / 0,001)	(0,0022/ 0,001)	(0,0017/ 0,0035)	
<i>Разъединители</i>								
Разъединители	ω <sub>р</sub> , 1/год	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	
<i>Измерительные трансформаторы</i>								
Транс.-ры тока	ω <sub>тн</sub> , 1/год	-	-	-	-	0,00104	0,00144	
Транс.-ры напряжения	ω <sub>тн</sub> , 1/год	-	-	-	-	0,00002	0,00006	
<i>Воздушные ЛЭП</i>								
Одноцепные	М	ω <sub>лэп</sub> , 1/100 км·год	-	-	-	0,9	1,3	0,5
	Ж	ω <sub>лэп</sub> , 1/100 км·год	7,6	7,6	(1,40)	0,7/	0,7	0,4
	Д	ω <sub>лэп</sub> , 1/100 км·год	7,6	7,6	-	1,5	1,5	0,6
Две одноцепные проходящие по одной трассе	М	ω <sub>лэп</sub> , 1/100 км·год	-	-	-	(0,61-1,0)	(0,66-0,75)	(0,58-0,68)
	Ж	ω <sub>лэп</sub> , 1/100 км·год	(0,072)	(0,072)	(1,0)	-	-	-
Двухцепные с откл. 1 цепи	М	ω <sub>лэп</sub> , 1/100 км·год	-	-	-	1,1	1,7	0,6
	Ж	ω <sub>лэп</sub> , 1/100 км·год	-	-	-	0,8	1,0	0,5
Двухцепные с откл. 2 цепей	М	ω <sub>лэп</sub> , 1/100 км·год	-	-	-	0,3	0,2	0,1
	Ж	ω <sub>лэп</sub> , 1/100 км·год	-	-	-	0,1	0,2	0,1

Примечания: Обозначение опор: М – металлические; Ж – железобетонные; Д – деревянные;  
\* - числитель - короткое замыкание, знаменатель разрыв цепи; \*\* - экспертная оценка.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

### Классификатор потребителей и их значимость в балльном выражении с позиции надёжности

№	Группы потребителей	Значимость потребителей (баллы)				
		0,4 кВ	6-20 кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ
<b>I</b>	<b>Промышленные объекты</b>					
1	Предприятия нефтегазового комплекса, в т.ч. нефтеперегонные заводы	55	69	79	86	100
2	Металлургические комбинаты	100	66	77	83	100
3	Горно-обогатительные комбинаты	100	71	79	88	-
4	Угольные и горнорудные предприятия (шахты)	-	100	80	60	-
5	Предприятия птицеводства и животноводческие комплексы	50	56	59	73	-
6	Животноводческие фермы	48	45	34	43	-
7	Молочные, маслобойные комбинаты	53	53	54	60	-
8	Хлебокомбинаты	55	48	52	60	-
9	Хладокомбинаты	52	59	58	47	-
10	Машиностроительные заводы, в т.ч. приборостроительные, судостроительные заводы	60	61	64	56	-
11	Предприятия целлюлозно-бумажной промышленности	58	65	59	74	-
12	Предприятия лёгкой промышленности, в т.ч. мебельные и швейные фабрики (комбинаты)	46	44	36	28	-
13	Предприятия лесной и деревообрабатывающей промышленности	42	43	46	36	-
14	Предприятия пищевой и перерабатывающей промышленности	49	56	65	63	-
15	Фармацевтические предприятия	57	55	68	75	-
16	Предприятия строительной индустрии	46	41	58	47	-
17	Предприятия с непрерывным циклом производства любых отраслей промышленности	80	77	86	84	-
<b>II</b>	<b>Объекты инфраструктуры</b>					
18	Объекты систем диспетчерского управления, блокировки, сигнализации и защиты ж/д, водного и воздушного транспорта	92	79	83	80	-
19	Здания и вспомогательные службы вокзалов и аэропортов местного значения	20	20	20	-	-
20	Здания и вспомогательные службы вокзалов и аэропортов международного и федерального значения	100	100	100	-	-
21	Тяговые подстанции ж/д транспорта	83	67	86	90	93
22	Тяговые подстанции городского электротранспорта	5	5	10	-	-

**Предупреждение пожаров в электроустановках  
на основе технического диагностирования электрооборудования**

№	Группы потребителей	Значимость потребителей (баллы)				
		0,4 кВ	6-20 кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ
23	Метрополитен	80	100	100	-	-
24	Транспортные предприятия (автопарки, трамвайно-троллейбусные парки, депо и др)	0	0	60	80	-
25	Объекты регулирования движения транспорта в городах	5	5	10	-	-
26	Диспетчерские пункты городских электрических сетей, тепловых сетей, сетей газоснабжения, водопроводно-канализационного хозяйства и сетей наружного освещения	90	85	96	100	-
27	Водозабор городов областного значения, районных центров и ПГТ, КНС и очистные сооружения	82	85	88	97	-
28	Водонапорные башни, артскважины	64,5	75	47	70	-
29	Гидротех.сооружения 1-2 классов	40	40	40	-	-
30	Гидротехнические сооружения 3-5 класса, водохранилища	80	100	100	-	-
31	Котельные, центральные тепловые пункты (ЦТП)	73	82	73	71	-
32	Сети газоснабжения	87	69	67	98	-
33	Подземные хранилища газа	80	80	100	100	-
34	Мосты/туннели более 500м	-	30	-	-	-
35	Телевизионное и радиовещание	73	80	56	100	-
36	Наружное освещение	46	30	28	50	-
37	Вычислительные центры, центры обработки данных обслуживающие технологические процессы и процессы управления объектов промышленности и органов государственной власти	63	70	37	93	100
38	Места массового скопления людей (выставочные комплексы, торговые центры, спортивные сооружения, культурно-массовые, развлекательные и прочие учреждения, имеющие залы с большим скоплением людей)	73	69	84	83	-
39	Предприятия предоставляющие услуги связи	70	70	58	100	-
40	Отдельно расположенные предприятия бытового обслуживания (магазины, рестораны, прачечные, бани, парикмахерские, гаражи, АЗС, аптеки, автомастерские и т.п.) и административные здания (помещения) предприятий, организаций.	39	31	18	-	-
41	Объекты с временным договором на электроснабжение (стройки и т.д.)	47	33	13	15	-

Приложение 2

№	Группы потребителей	Значимость потребителей (баллы)				
		0,4 кВ	6-20 кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ
<b>III</b>	<b>Объекты социального назначения</b>					
42	Детские сады	58	57	45	25	-
43	Школы	56	58	42	15	-
44	Больницы, родильные дома, клинические санатории, имеющие операционные, отделения реанимации, интенсивной терапии, а так же станции переливания крови, станции скорой помощи	82	90	93	70	-
45	Прочие больницы, клинические санатории, лепрозории	68	70	45	35	-
46	Учреждения социальной опеки (детские дома, интернаты, дома престарелых), д/о лагеря	70	66	48	25	-
47	Санатории (кроме клинических), дома отдыха, профилактории, пансионаты, фельдшерские акушерские пункты	58	57	24	15	-
48	Высшие, профессионально-технические и средние специальные учебные заведения	57	43	16	5	-
<b>IV</b>	<b>Объекты органов государственной власти</b>					
49	Воинские части МО РФ; МВД; ФСБ; МЧС РФ, ФАПСИ	86	72	65	87	-
50	Областная/районная администрация	76	72	73	100	-
51	Исправительно-трудовые учреждения, следственные изоляторы, тюрьмы	77	73	71	83	-
52	Объекты МВД, ФСБ, МЧС, пункты централизованной охраны	85	78	64	88	-
53	Государственные учреждения (министерства, ведомства, др.)	68	69	32	44	-
<b>V</b>	<b>Население</b>					
54	Многоквартирные дома в т.ч. товарищества собственников жилья (ТСЖ) (договор заключен с юридическим лицом)	50	61	40	30	-
55	Садоводческие товарищества (договор заключен с юридическим лицом)	50	61	40	30	-
56	Население (договора заключены непосредственно с физическими лицами) - количество потребителей соответствующих 1 баллу значимости	636	4738	0	0	0
57	VIP-потребители (дома и дачи VIP)	93	90	85	88	-
<b>VI</b>	<b>Объекты, имеющие особо важное значение, отключение которых может привести к региональным экологическим последствиям, технологическим катастрофам и массовой гибели людей</b>					

**Предупреждение пожаров в электроустановках  
на основе технического диагностирования электрооборудования**

№	Группы потребителей	Значимость потребителей (баллы)				
		0,4 кВ	6-20 кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ
58	Предприятия по уничтожению химического оружия (УХО)	97	99	95	90	-
59	Объекты, работающие с ядерным топливом и радиоактивными материалами, предприятия по переработке и хранению радиоактивных отходов.	100	100	100	100	-
60	Объекты производства и утилизации взрывчатых веществ	100	100	100	100	-
61	Предприятия химической промышленности (кроме целлюлозно-бумажной)	85	74	80	90	-

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Российская Федерация. Законы. О пожарной безопасности.: федер. закон от 21.12.94 г. № 69 – ФЗ. - Режим доступа: [www.pravo.gov.ru](http://www.pravo.gov.ru)
2. Российская федерация. Законы. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: федер. закон от 22.07.08 г. № 123-ФЗ. - Режим доступа: [www.pravo.gov.ru](http://www.pravo.gov.ru)
3. О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах: технический регламент Таможенного союза. ТР ТС 012/2011: введ. в действие с 15.02.2013 г. – М. : Комиссия таможенного союза, 2013.
4. О противопожарном режиме: постановление Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 № 390. - Режим доступа: [www.pravo.gov.ru](http://www.pravo.gov.ru)
5. ГОСТ Р МЭК 60079-0-2011. Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования; введ. в действие с 01.07.2012 г. -М.: Стандартинформ, 2012.
6. ГОСТ ISE 60079-14-2011. Взрывоопасные среды. Часть 14. Проектирование, выбор и монтаж электроустановок; введ. в действие с 15.02.2013 г.
7. ГОСТ 14254–96 (МЭК 529-89) Степени защиты обеспечиваемые оболочками (Код IP) (ред. от 01.09.2008г.): введ. 01.01.97 г.
8. ГОСТ 17242–86. Предохранители плавкие силовые низковольтные общие технические условия.
9. ГОСТ 9098–78. Выключатели автоматические низковольтные Общие технические условия.
10. ГОСТ Р 50571.24–2000. Электроустановки зданий. Часть 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Глава 51. Общие требования.
11. ГОСТ Р 50571.5–54-2011. Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Выбор и монтаж электрооборудования. Заземляющие устройства, защитные проводники и проводники уравнивания потенциалов.
12. ГОСТ 12.1.018-93. ССБТ. Общие требования; введ. в действие с 01.01.1995 г. –М. ИПК Издательство стандартов, 2001.
13. ГОСТ Р 31565-2012. Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности.
14. ГОСТ Р МЭК 60332-3-10-2011 Испытания электрических и оптических кабелей в условиях воздействия пламени. Часть 3-10. Распространение пламени по вертикально расположенным пучкам проводов или кабелей.
15. ГОСТ Р МЭК 60332-1-2-2007 Испытание на непраспространение горения одиночного вертикально расположенного изолированного провода или кабеля. Проведение испытания при воздействии газовой горелки мощностью 1 кВт с предварительным смешиванием газов.
16. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП). – М.: Издательство НЦ «ЭНАС», 2003.
17. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. с изм. и доп. на 2010г. - М.:Эксмо, 2010. - 496с.
18. СНиП 3.05.06–85. Электротехнические устройства.
19. СП 31-110-2003. Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий.

20. Агунов, М.В. Пожарная безопасность электроустановок/М.В.Агунов, М.Д.Маслаков, М.Т. Пелех; под. общей редакцией В.С. Артамонова. - СПб.: Санкт-Петербургский университет ГПС МЧС России, 2012.
21. Назарычев, А.Н. Пожарная безопасность электроустановок /А.Н.Назарычев, С.Н. Животягина, В.А. Грунцев; под ред. И.А. Малого и А.Н. Назарычева. - Иваново.: Ивановский институт ГПС МЧС России, 2010
22. Смелков, Г.И. Пожарная безопасность электропроводок / Г.И. Смелков. – М.:ООО «Кабель», 2009.
23. Черкасов, В.Н., Зыков В.Н. Пожарная безопасность электроустановок: учебник / В.Н. Черкасов, В.Н.Зыков. - 5 изд. - М.: Академия ГПС МЧС России, 2012.
24. Костарев Н. П., Черкасов В. Н. Методы оценки пожарной опасности электроустановок: Учеб. пособие. – М.: Академия ГПС МЧС России, 2002.–107 с.
25. ГОСТ 20911–89. Техническая диагностика. Термины и определения.
26. Алексеев Б.А. Определение состояния (диагностика) крупных гидрогенераторов. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2002. – 144 с.
27. Алексеев Б.А. Определение состояния (диагностика) крупных турбогенераторов.– 2-е изд., перераб и доп.– М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.–152 с.
28. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2002. – 216 с.
29. Гуревич Э.И., Мамиконянц Л.Г. Некоторые задачи диагностики теплового состояния электрических машин / Электричество.– 1979. – № 10.– С. 8– 12.
30. Оценка технического состояния электрооборудования энергосистем и определение перспектив надежной работы ЕЭС России: Тез. д. / Под ред. Л.Г. Мамиконянца, Б.А. Алексеева. – М.: Изд. НЦ ЭНАС, 1999. – 240 с.
31. Смекалов В.В., Долин А.П., Першина Н.Ф. Оценка состояния и продление срока службы силовых трансформаторов // Техническое перевооружение и ремонт энергетических объектов / Под ред. В.В. Барило. – М.: ИПКгосслужбы, ВИПКэнерго, 2002. – С. 120 – 136.
32. Скляр В.Ф., Гуляев Р.А. Диагностическое обеспечение энергетического производства. – Киев: Техника, 1985. – 184 с.
33. Цветков В.А. Диагностика мощных генераторов.–М.:ЭНАС,1995.–235 с.
34. Глебов И.А., Данилевич Я.Б. Научные проблемы турбогенераторостроения. – Л.: Наука, 1974. – 280 с.
35. Савельев В.А. Диагностика состояния электротехнического оборудования. Методы и средства // Надежность электроэнергетических систем: Первый российско-германский семинар докл. по вопросам энергоснабжения. – Аахен, 1993. – Ч.2. – С. 25 – 39.
36. Савельев В.А. Методы, средства и системы контроля и управления техническим состоянием электрооборудования собственных нужд электростанций: Автореф. Дис. д. т. н / ЛГТУ. – Л., 1991. – 35 с.
37. Осотов В.Н. Некоторые аспекты оптимизации системы диагностики силового электрооборудования (на примере Свердловэнерго): Автореф. дис... канд. техн. наук / УГТУ–УПИ. – Екатеринбург, 2000.– 31 с.



38. Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования / Под ред. А.И. Таджибаева, А.Е. Монастырского, В.Н. Осотова, А.Г. Овсянникова. Вып. 20. Качество производства и надежность эксплуатации маслonaполненного оборудования. – СПб.: Изд. ПЭИПК, 2002. – 392 с.
39. Методологические аспекты оценки степени старения изоляции обмоток силовых трансформаторов по измерению степени полимеризации / Б.В. Ванин, Ю.Н. Львов, М.Ю. Львов и др. // Электрические станции. – 2001. – №1. – С. 35 – 39.
40. Вопросы повышения надежности работы блочных трансформаторов / Б.В. Ванин, Ю.Н. Львов, М.Ю. Львов и др. // Электрические станции. – 2003. – № 7. – С. 38 – 42.
41. Поляков В.С. Современные методы диагностики подвесной изоляции // Проблемы оптимизации системы эксплуатации подвесной изоляции на ВЛ и в ОРУ электростанций и подстанций энергосистем: Мат. семинара. – Л.: ЛИПКЭн, 1991. – С. 85 – 102.
42. Поляков В.С. Применение тепловизионных приемников для выявления дефектов высоковольтного оборудования. – Л.: ЛИПКЭн, 1990. – 59 с.
43. Таджибаев А.И. Автоматизированные системы распознавания состояний электроустановок. – СПб.: Энергоатомиздат, СПб отд-ние, 2001. – 176 с.
44. Таран В.П. Диагностирование электрооборудования. – Киев: Техника, 1983. – 200 с.
45. Таран В.П. Техническая диагностика при эксплуатации электрооборудования. – Киев: Урожай, 1978. – 152 с.
46. О необходимости единой системы физико-химической диагностики изоляции оборудования трансформаторных подстанций / В.В. Бузаев, Ю.М. Сапожников, Ю.А. Дементьев и др. // Энергетик. – 2004. – № 11. – С. 9 – 12.
47. Кучинский Г.С. Частичные разряды в высоковольтных конструкциях. – Л.: Энергия, 1979. – 224 с.
48. Сви П.М. Контроль изоляции оборудования высокого напряжения. – М.: Энергия, 1988. – 126 с.
49. СО 34.04.181–2003. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей
50. РД ЭО 0069 – 97. Правила организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций.
51. Назарычев А. Н. Методы и модели оптимизации ремонта электрооборудования объектов энергетики с учетом технического состояния / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2002. – 168 с.
52. Назарычев А.Н. Методы и средства обеспечения пожарной безопасности электрооборудования / А.Н. Назарычев и др. ФГАОУ ДПО «ПЭИПК». – СПб.: «Северная звезда», 2011. – 188 с.
53. Электроэнергетика мира в начале XXI столетия / А.Ф. Дьяков, В.Х. Ишкин, Л.Г. Мамиконянц, В.А. Семенов // НТФ «Энергопрогресс», Приложение к журналу «Энергетик», 2004. – Вып. 4 – 5. – 176 с.
54. Eshleman P.L. Challenges in Predictive Maintenance. Vibration Institute Clarendon Hills. IL. Turbomachinery International. 1998.

55. Kostik D.A., Bruscato R.M. Incipient failure detection techniques augment four preventive maintenance program with Predictive Maintenance. American power conference annual meeting. 48 proceedings of the Chicago. 1996.
56. Gorselnik E.F. Utilities push for higher availability/ Electrical World. 1995.
57. Utilizing the Nanticoke generating system life management unit investment planning system / Street H.M., Kettler D.J. // Proc. Amer. Power Conf.-Chicago (III). – 1994. – P. 270 – 276.
58. Robin R. Optimal maintenance and inspection on impulse control approach. Lect. Notes Contr. Inform. Sci., 1978. – № 6. – P. 186 – 198.
59. Rittencays R. Maintenance and upgrading inject new life into power plants. Power Engineer. 1994. № 3.
60. Mercier J.P. Selection des taches de Maintenance. Creation et evolution du programme de Maintenance preventive dans les centrals nucleares D'EDF. France. 1989.
61. Базыкин О.С. Структура технического обслуживания и ремонта зарубежных АЭС // Энергохозяйство за рубежом.–1978.–№5. – С. 8 – 14.
62. Техническое обслуживание машин, оборудования и приборов зарубежными фирмами: Сб. статей / Под ред. Н.Н. Смелякова. 2-е изд., испр. И доп. – Кн.11. – В/о Внешторгреклама, 1978. – 408 с.
63. G.Blazer, D.Drescher, F.Heil, P.Kirchesch, R.Meister, C.Neumann Evaluation of failure data of hv circuit-breakers for condition based maintenance // CIGRE, session 2004, Report A3–305.
64. T.Kawamura, M.Ichikawa, N.Hosokawa, N.Amano, H.Sampeï Site maintenance operations on oil-immersed transformers and the state of renewal for low-cost operations in Japan // CIGRE, session 2004, Report A2-209.
65. M. de Nigris, R. Passaglia, R. Berti, L. Bergonzi, R. Maggi. Application of modern techniques for the condition assessment of power transformers // CIGRE, session 2004, Report A2-209.
66. Концепция совершенствования системы технического обслуживания и ремонта энергоблоков тепловых электростанций. Обоснование. Критерии. Теория. Стратегия. Экономика.–М.: АО “ЦКБ ЭНЕРГОРЕМОНТ”, 1996.–28 с.
67. Методические указания по совершенствованию системы технического обслуживания и ремонта энергоблоков и электроустановок ТЭС на основе ремонтного цикла с назначенным межремонтным ресурсом. РД 34.20.601 – 96.–12 с.
68. Пути совершенствования системы ремонта энергетических установок / Стенин В.А., Андрюшин А.В., Тимошенко Н.И., Терещенко О.Г. // Вестник МЭИ. – 1997. – №2. – С. 61 – 64.
69. Андрюшин А.В. Совершенствование организации и управления системы технического обслуживания и ремонта оборудования ТЭС: Автореф. дис... докт. техн. наук. / МЭИ (ТУ). – М., 2002. – 40 с.
70. Дьяков А.Ф., Стенин В.А. Организация системы ремонтного обслуживания ТЭС в условиях эксплуатации с пониженной нагрузкой // Теплоэнергетика, 1997. – С. 29 – 32.
71. Афонин А.В., Таджибаев А.И., Сергеев С.С. Инфракрасная термография в энергетике. Технические средства приема инфракрасных излучений. – СПб: Изд. ПЭИПК, 2000. – 60 с.

72. Бажанов С.А. Инфракрасная диагностика электрооборудования распределительных устройств. // Прил.-е к журналу «Энергетик», 2000. – 75 с.
73. Авдеева А.А. Хроматография в энергетике. – М.: Энергия, 1980. – 272 с.
74. Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов. – М.: ОРГРЭС, 1995. – 65 с.
75. Технология оценки состояния фарфоровых изоляционных конструкций высоковольтных электроустановок. / А.А. Шейкин, А.И. Таджикибаев, Ю.А. Омельченко, М.А. Надеяев. – СПб.: Изд. ПЭИПК, 2004. – 108 с.
76. Акустико-эмиссионный контроль состояния изоляторов разъединителей. / Ю.Л. Аронштам, А.М. Безлатнев, А.Е. Бурлаков, В.О. Фрейеров // Электрические станции, 1997. – № 12. – С. 41 – 45.
77. Вибродиагностика: моногр. / Розенберг Г.Ш., Мадорский Е.З., Голуб Е.С. и др. под ред. Г.Ш. Розенберга. – СПб.: Изд. ПЭИПК, 2003. – 284 с.
78. Барков А.В., Баркова Н.А., Азовцев А.Ю. Мониторинг и диагностика роторных машин по вибрации, СПб.: Изд. СПб ГМТУ, 2000.–169 с.
79. Назарычев А.Н., Андреев Д.А. Методы и математические модели комплексной оценки технического состояния электрооборудования / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2005. – 224 с.
80. Электротехнический справочник. Т.1. Под ред. П.Г. Грудинского, 5-е изд., испр. – М.: Энергия, 1975. – 776 с.
81. Яровский Б.М., Детлаф А. А. Справочник по физике. – М.: Наука, 1974. – 942 с.
82. Бухман Е.И., Мейстель А.М., Найдис В.А. Рекомендации по выбору асинхронных двигателей для металлорежущих станков (на примере двигателей серии АО2). – М.: ЭНИМС, 1972. – 70 с.
83. О проверке кабелей на возгорание при действии тока короткого замыкания в сетях собственных нужд электростанций: Циркуляр № Ц-03-95(Э) от 30.06.95. – М.: РАО «ЕЭС России», 1995. – 6 с.
84. Короткевич М.А. Основные направления совершенствования эксплуатации электрических сетей.–Минск: Тех.перспектива,2003.–373с.
85. Белорусов Н.И. Электрические кабели и провода (теоретические основы кабелей и проводов, их расчет и конструкции).– М.: Энергия, 1971.– 512 с.
86. СО 153–34.20.501–2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ (ПТЭ).
87. Назарычев А.Н., Таджикибаев А.И. Новая технология управления состоянием электрооборудования систем электроснабжения // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Вып. 22. ПиПК. СПб, 2004.–С.193 – 207.
88. Назарычев А.Н., Таджикибаев А.И. Управление техническим состоянием электроустановок активно-адаптивных энергетических предприятий. – СПб.: ПЭИПК, 2011. – 84 с.
89. Надежность систем энергетики и их оборудования / Под ред. Ю.Н. Руденко. – Т.1 // Справочник по общим моделям анализа и синтеза надежности систем энергетики. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 480 с.
90. Кокс Д.Р., Смит В.Л. Теория восстановления.–М.:Сов.Радио,1967.–299с.

91. Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1985. – 18 с.
92. Гук Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1990. – 208 с.
93. Колпачков В.И., Ящура А.И. Производственная эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования (Справочник). – М.: Энергосервис, 1999. – 439 с.
94. Приказ Минэнерго России от 25 октября 2017 г. № 1013 «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики».
95. Денисов А.Ю., Жданов С.А., Экономическое управление предприятием и корпорацией. – М.: Дело и Сервис, 2002. – 416 с. 5.1. Постановлением Правительства Российской Федерации от 19.12.2016 г. № 1401 «О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и порядка осуществления мониторинга таких показателей» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2016, N 52, ст. 7665).
96. . Приказ Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей».
97. Андреев Д.А., Назарычев А.Н., Таджибаев А.И. Определение вероятности отказа оборудования электросетевых предприятий на основе оценки технического состояния / Под ред. А.Н. Назарычева: ФГАОУ «ПЭИПК». – СПб., 2017. – 194 с.
98. Бердников Р.Н., Гвоздев Д.Б., Кузьмин И.А., Назарычев А.Н., Андреев Д.А., Таджибаев А.И. Методика оценки вероятности отказов основного электросетевого оборудования с учетом его технического состояния // Сборник научно-технических статей сотрудников Группы компаний «Россети». – М.: «Электроэнергия. Передача и распределение», 2017. – С. 151 – 163.
99. Назарычев А.Н., Новомлинский Э.В., Андреев Д.А. Оценка технического состояния электрооборудования на основе расчетов интегральных показателей // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Вып. 67. Проблемы надёжности систем энергетики / Отв. Ред. Н.И. Воропай, Ю.Я. Чукарев. – Сыктывкар: Издательство ООО «Коми респ.-я типография», 2016. – С. 171 – 179.
100. Воропай Н.И. Надёжность систем электроснабжения: Учебное пособие. Изд. 2-е, перераб. и доп. Новосибирск, Наука, 2015, 208 с..
101. Китушин В.Г. Надёжность энергетических систем. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. Ч.1: Теоретические основы: Учеб. пособие. – 256 с.
102. Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Надёжность и резервирование в электроэнергетических системах: методы исследования. – Новосибирск: Наука, 1974. – 264 с.
103. Розанов М.Н. Надёжность электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 200 с.
104. Фокин Ю.А. Надёжность и эффективность сетей электрических систем. – М.: Высш. шк., 1989. – 151 с.

105. Папков Б.В., Осокин В.Л. Вероятностные и статистические методы оценки надёжности элементов и систем электроэнергетики: теория, примеры, задачи: учеб.пособие. – Старый Оскол: ТНТ, 2017. – 424 с.
106. Папков Б.В., Куликов А.Л. Теория систем и системный анализ для электроэнергетиков: учебник и практикум для бакалавриата и магистратуры. – М.: Изд-во Юрайт, 2016. – 470 с.
107. Надёжность систем энергетики и их оборудования: справочник: в 4 т. / под общ. ред. Ю.Н. Руденко. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – Т.2: Надёжность электроэнергетических систем: справочник / по ред. М.Н. Розанова. – 588 с.
108. Непомнящий В.А. Надёжность оборудования энергосистем. - М. «Электроэнергия. Передача и распределение», 2013 – 196 с.
109. Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике. / Воропай Н.И., Ковалёв Г.Ф., Кучеров Ю.Н. и др. – М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. – 304 с.
110. Надёжность систем энергетики (сборник рекомендуемых терминов). – М.: ИАЦ «Энергия», 2007. – 192 с.
111. СТО 34.01-24-002-2015 «Планирование и выполнение ремонта, формирование списка объектов для включения в раздел инвестиционной программы в части технического перевооружения и реконструкции с учетом жизненного цикла продукции», утвержден и введен в действие распоряжением ПАО «Россети» от 01.12.2015 № 561р
112. Приказ ОАО «Холдинг МРСК» от 11.05.2012 № 204 «Об утверждении типового стандарта управления производственными активами дочерних и зависимых обществ ОАО «Холдинг МРСК»».
113. Методические указаниями по расчёту количества недоотпущенной электроэнергии» и «Методические указания по расчёту экономического ущерба от технологического нарушения (аварии)», утвержденными распоряжением ПАО «Россети» от 29.08.2017 № 456р.

*Научное издание*

**НАЗАРЫЧЕВ Александр Николаевич  
МАЛЫЙ Игорь Александрович  
АНДРЕЕВ Дмитрий Александрович  
ШАРАБАНОВА Ирина Юрьевна  
УЛЬЕВА Светлана Николаевна**

**ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПОЖАРОВ  
В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ НА ОСНОВЕ  
ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ  
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ**

ISBN 978-5-907353-00-8



Подписано в печать 25.12.2020 г.  
Печ. л. 16,9. Усл.-печ. л. 15,7.  
Формат 60x84 1/16. Тираж 300 экз. Заказ № 140.

Отделение организации научных исследований  
научно-технического отдела  
Ивановской пожарно-спасательной академии ГПС МЧС России  
153040, г. Иваново, пр. Строителей, 33